

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

**Análise da compensação de Energia Reactiva
por Ponto Injectador**

Paulo Sérgio Pereira Rodrigues

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador FEUP: Prof. Dr. José Rui Ferreira

Co-orientador: Eng. Pedro Terras Marques

Junho de 2011

© Paulo Sérgio Pereira Rodrigues, 2011

Resumo

O aumento sempre crescente do consumo de energia eléctrica nas sociedades modernas leva a preocupações com a escassez dos recursos naturais utilizados na sua produção.

É criado o paradigma da racionalização e eficiência no uso das redes eléctricas de forma a torná-las mais eficazes no seu objectivo de fornecer energia a todos com o menor gasto de recursos, mas ao mesmo tempo satisfazendo as mais diversas necessidades da população e empresas.

Este estudo incide, mais concretamente, na análise da actual gestão da energia reactiva a qual ocupa espaço tanto nas redes de transporte como nas redes de distribuição, o que leva a uma menor disponibilidade para o transporte para a energia activa, aquela que é fonte de criação de trabalho para o consumidor, ao mesmo tempo que contribui para o aumento das perdas.

A questão que se põe é a seguinte:

È possível reduzir o trânsito da energia reactiva nas redes, reduzindo as perdas da energia activa, aumentando simultaneamente a eficácia e eficiência no fornecimento de energia eléctrica?

Abstract

The always increasing arise of the consumption of electric power in the modern societies takes the concerns with the scarceness of natural resources used in its production.

It is created the paradigm of the rationalization and efficiency in the use of the electric nets in a way to turn them more efficient in its goal to supply energy to all, with the lesser expense of resources, but at the same time satisfying the most diverse necessities of the population and companies. This thesis happens, more concretely, in the analysis of the current management of the reactive power which in such a way occupies space in the nets of transport as in the distribution nets, what it leads to a lesser availability for the transport for the active power, that one that is source of creation of work for the consumer, at the same time that it contributes for the increase of losses.

The question is:

Is it possible to reduce the transit of the reactive power in the nets, leading to lower losses of the active power, increasing simultaneously the effectiveness and efficiency in the supply of electric power?

Agradecimentos

Quero aqui deixar expresso o meu total agradecimento a todos quantos me possibilitaram a realização desta tese. Sem eles não seria possível apresentar este trabalho, que, para mim, foi muito estimulante e gratificante:

Aos meu orientador Prof. Dr. José Rui Ferreira pela disponibilidade e ajuda prestada ao longo da dissertação.

Um especial agradecimento ao Eng. Pedro Terras Marques por toda a sua disponibilidade e incentivo dispensado, sinto muito honrado por ter desfrutado dos seus ensinamentos.

Agradeço aos Engenheiros Ana Carina, José Miguel, Marta, Tiago e Ricardo pelos conhecimentos que me transmitiram, pela disponibilidade que sempre demonstraram, e pelo companheirismo criado ao longo da realização deste trabalho.

À EDP pela disponibilização dos seus recursos técnicos e humanos que me permitiram desenvolver toda a parte técnica deste trabalho. Para sempre grato.

A todos os colegas e amigos, por toda a colaboração prestada, por todo o bom ambiente que criaram e pela sua camaradagem, serão amigos para toda a vida.

Por fim, à minha família, meu pai, mãe e irmã, por terem acreditado e investido em mim, e terem, com paciência, colaborado comigo nesta tarefa de conseguir adquirir competências de valor superior as quais saberei usar na minha vida futura.

A todos, o meu obrigado.

Índice

Resumo	i
Abstract.....	iii
Agradecimentos	v
Índice.....	vii
Lista de Figuras	ix
Lista de Tabelas	xiii
Abreviaturas e Símbolos	xv
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento	1
1.2 - Objectivos.....	4
1.3 - Estrutura	4
Capítulo 2	5
Estado da arte	5
2.1 - Compensação de Energia Reactiva	5
2.2 - Regulamentação Anterior	8
2.3 - Regulamentação Actual.....	8
2.3.1 - Facturação de energia reactiva indutiva a partir de $\text{tg } \varphi = 0,3$	9
2.3.2 - Escalões de facturação de energia reactiva indutiva	10
2.3.3 - Facturação de Energia Reactiva Capacitiva	13
2.3.4 - Período de Integração	13
2.3.5 - Impacto da regra de integração diária nas quantidades de energia reactiva a facturar.....	14
2.3.6 - Aplicação no tempo das novas regras de facturação de energia reactiva.....	15
2.4 - Regulamento da Rede de Distribuição	15
2.5 - Períodos Tarifários e Preços praticados	16
2.6 - Baterias de Condensadores	19
2.6.1 - Definição de Horários.....	19
2.6.1 - Cuidados a ter na manobra de BC	20
2.7 - Problemas Existentes.....	21
2.8 - Perdas na Rede AT provocadas pela Compensação de Energia Reactiva	22

Capítulo 3	25
Compensação de energia reactiva	25
3.1 - Introdução	25
3.2 - Ponto Injector sem influência de PRE ligados à rede AT	26
3.2.1 - Análise para o cenário actual	26
3.2.2 - Cenário Actual considerando as BC desligadas.....	28
3.2.3 - Definição de novos horários para as BC	30
3.2.4 - Síntese	32
3.2.5 - Optimização do Cenário Actual	33
3.2.6 - Definição de novos horários para as BC	33
3.2.7 - Conclusão	34
3.3 - Ponto Injector com influência de PRE ligados à rede AT	35
3.3.1 - Análise para o cenário actual	35
3.3.2 - Cenário Actual considerando as BC desligadas.....	37
3.3.3 - Definição de novos horários para as BC	39
3.3.4 - Síntese	41
3.3.5 - Cenário Futuro	41
3.3.6 - Cenário Futuro considerando as BC desligadas	44
3.3.7 - Definição de novos horários para as BC	46
3.3.8 - Optimização do Cenário Actual	49
3.3.9 - Cenário de optimização 1	50
3.3.10 - Cenário de optimização 2	51
3.3.11 - Conclusão	52
3.4 - Conclusões	53
Capítulo 4	55
Análise de perdas na rede AT.....	55
4.1 - Introdução	55
4.2 - A rede em estudo	58
4.3 - Cenários em estudo	59
4.4 - Análise de resultados	60
4.4.1 - Período de hora legal de inverno.....	60
4.4.2 - Período de hora legal de verão	62
4.5 - Interpretação de Resultados.....	63
4.6 - Conclusão	65
Capítulo 5	67
Conclusões e trabalhos futuros.....	67
5.1 - Conclusões	67
5.2 - Trabalhos Futuros.....	68
Referências	69
Anexo A	73

Lista de Figuras

Figura 1.1 - Peso da PRE na Potência instalada do Sistema Eléctrico Nacional [%] [3].....	2
Figura 1.2 - Contribuição anual da PRE para a satisfação do Consumo [%] e Entregas anuais à rede [GWh] [3]	3
Figura 2.1 - Pagamentos de energia reactiva e do uso das redes [7].....	6
Figura 2.2 - Custo de compensação local de energia reactiva [7]	9
Figura 2.3 - Facturação da energia reactiva indutiva em horas fora-de-vazio [7]	12
Figura 2.4 - Variação da energia reactiva a facturar, por escalão de $\text{tg } \varphi$ [7]	14
Figura 3.1 - Esquema da rede AT ligada ao ponto injecto.....	27
Figura 3.2 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ para o período analisado.....	27
Figura 3.3 - $\text{Tg } \varphi$ diária para as HFV, no período analisado	28
Figura 3.4 - Potência activa e reactiva para a semana nas HFV, com BC ligada	29
Figura 3.5 - Potência activa e reactiva para o sábado nas HFV, com BC ligada	29
Figura 3.6 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HFV, com BC ligada.....	29
Figura 3.7 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$, para o período analisado, com as BC desligadas.....	29
Figura 3.8 - $\text{Tg } \varphi$ diária para as HFV, para o período analisado, com as BC desligadas.....	30
Figura 3.9 - Potência activa e reactiva para a semana com os novos horários de BC, para o período analisado	31
Figura 3.10 - Potência activa e reactiva para os Sábados com os novos horários de BC, para o período analisado.....	31
Figura 3.11 - Potência activa e reactiva para os Domingos com os novos horários de BC, para o período analisado.....	31
Figura 3.12 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$, com os novos horários de BC, para o período analisado	32
Figura 3.13 - $\text{Tg } \varphi$ diária para as HFV, com os novos períodos de BC, no período analisado..	32

Figura 3.14 - Potência activa, reactiva e tg φ para a semana, nas HFV do período analisado.....	33
Figura 3.15 - Potência activa, reactiva e tg φ para o sábado, nas HFV do período analisado .	33
Figura 3.16 - Potência activa, reactiva e tg φ , para o cenário optimizado	34
Figura 3.17 - Tg φ diária para as HFV, para o cenário optimizado.....	34
Figura 3.18 - Esquema de uma rede AT ligada a um ponto injecto.....	36
Figura 3.19 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV, para o período analisado	37
Figura 3.20 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV, para o período analisado	37
Figura 3.21 - Potência activa e reactiva para a semana nas HV, com BC desligadas.....	38
Figura 3.22 - Potência activa e reactiva para o Sábado nas HV, com BC desligadas	38
Figura 3.23 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HV, com BC desligadas	38
Figura 3.24 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV, para o período analisado, com as BC desligadas	39
Figura 3.25 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV, para o período analisado, com as BC desligadas	39
Figura 3.26 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV, com novos horários de BC para o período analisado	40
Figura 3.27 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV, com novos horários de BC para o período analisado	41
Figura 3.28 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV para o cenário futuro.....	42
Figura 3.29 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV para o cenário futuro	43
Figura 3.30 - Potência activa e reactiva para a semana nas HV, para o cenário futuro	43
Figura 3.31 - Potência activa e reactiva para o Sábado nas HV, para o cenário futuro.....	43
Figura 3.32 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HV, para o cenário futuro	44
Figura 3.33 - Potência activa e reactiva para a semana nas HV, para o cenário futuro, considerando as BC desligadas.....	45
Figura 3.34 - Potência activa e reactiva para o Sábado nas HV, para o cenário futuro, considerando as BC desligadas.....	45
Figura 3.35 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HV, para o cenário futuro, considerando as BC desligadas.....	45
Figura 3.36 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV para o cenário futuro, considerando as BC desligadas.....	46
Figura 3.37 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV para o cenário futuro, considerando as BC desligadas	46

Figura 3.38 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HFV para o cenário futuro, com novos horários de BC	48
Figura 3.39 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HV para o cenário futuro, com novos horários de BC	48
Figura 3.40 - $\text{Tg } \varphi$ diária para as HFV para a SE 1 no período analisado.....	49
Figura 3.41 - $\text{Tg } \varphi$ diária para as HFV para a SE 1 no período analisado, com BC de 3,4 Mvar	49
Figura 3.42 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HFV para o cenário futuro, para o cenário de optimização 1	51
Figura 3.43 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HFV para o cenário futuro, para o cenário de optimização 2	52
Figura 4.1 - Parâmetros eléctricos a introduzir no DPLAN	56
Figura 4.2 - Traçado real de uma rede AT ligada a um ponto injector	58

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Distribuição dos clientes em MT de Portugal Continental, RAA e RAM em função da tg φ [7].....	11
Tabela 2.2 - Quantidade de energia reactiva que os PRE se devem fazer acompanhar com o fornecimento de energia activa [3].....	16
Tabela 2.3 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental [17].....	17
Tabela 2.4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT para o ano de 2010 [16].....	17
Tabela 2.5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT para o ano de 2011 [15].....	18
Tabela 2.6 - Modos de funcionamento de um automatismo de controlo horário [8]	19
Tabela 2.7 - Programas diários para um escalão de bateria de condensadores [8].....	20
Tabela 2.8 - Parâmetros característicos da função "comando horário da bateria de condensadores"[8].....	20
Tabela 2.9 - Ciclo diário para todos os fornecimentos em Portugal Continental [17].....	22
Tabela 3.1 - Horários das BC para o cenário actual	30
Tabela 3.2 - Horários das BC para o cenário optimizado	33
Tabela 3.3 - Horários das BC para o cenário actual	40
Tabela 3.4 - Horários das BC para o cenário futuro	47
Tabela 3.5 - Horários das BC para o cenário de optimização 1	50
Tabela 3.6 - Horários das BC para o cenário de optimização 2.....	51
Tabela 4.1 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor máximo de produção registada para os PRE's, para o inverno	60
Tabela 4.2 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor intermédio de produção registada para os PRE's, para o inverno	61

Tabela 4.3 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor mínimo de produção registada para os PRE's, para o inverno	61
Tabela 4.4 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor máximo de produção registada para os PRE's, para o verão	62
Tabela 4.5 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor intermédio de produção registada para os PRE's, para o verão	62
Tabela 4.6 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor mínimo de produção registada para os PRE's, para o verãp	63
Tabela 4.7 - Redução de custos verificada pelos cenários 2 e 3 em relação ao cenário 1, para os vários caos de estudo.....	64
Tabela 4.8 - Diferenças de custos de perdas do cenário 2 para o cenário 3	65
Tabela A.1 - Dados relativos à Potência activa máxima, e potência reactiva verificada nesse instante, consumida nas SE's, nos diferentes períodos.	73
Tabela A.2 - - Dados relativos à Potência máxima injectada pelos PRE, nos diferentes períodos, para as diferentes hipóteses.....	74
Tabela A.3 - Dados necessários para cálculo dos parâmetros eléctricos a introduzir no DPLAN, para os diferentes casos de estudo	75
Tabela A.4 - Parâmetros Eléctricos calculados para os diferentes casos de estudo.	75

Abreviaturas e Símbolos

AH - Aproveitamento Hidroeléctrico
AT- Alta Tensão
CP - Cheia e de Ponta
BC - Bateria de Condensadores
BTE - Baixa Tensão Especial
CF - Central Fotovoltaica
CHBC - Controlo Horário de Bateria de Condensadores
CO₂ - Dióxido de Carbono
DGEG - Direcção Geral de Energia e Geologia
EDP - Energias de Portugal
EE - Estação Elevatória
ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
FEUP- Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
HFV - Horas Fora de Vazio
HV - Horas de Vazio
MT - Média Tensão
Mvar - Megavoltampere reactivo
Mw - Megawatt
Mwh - Megawatt-hora
ORD - Operador da Rede de Distribuição
ORT - Operador da Rede de Transporte
PC - Posto de Corte
PNAC - Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PRE - Produtores em Regime Especial
RRD - Regulamento da Rede de Distribuição
SE- Subestação
SIT- Sistema de Informação Técnica
Tg φ - Quociente entre a energia reactiva e a energia activa

Capítulo 1

Introdução

A presente Dissertação foi desenvolvida em Ambiente Empresarial, no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores da Universidade do Porto

Neste capítulo será feito um enquadramento do trabalho, explorando os factores que levaram à necessidade de proceder às alterações nos regulamentos, e faz-se uma apresentação sumária das alterações efectuadas.

São apresentados também os objectivos propostos para este trabalho. Por fim é feita uma descrição da estrutura da dissertação.

1.1 - Enquadramento

A energia eléctrica assume em sociedades altamente industrializadas e tecnologicamente desenvolvidas uma importância extrema, tanto numa tradicional casa de família, como na generalidade das indústrias e serviços (transportes, hospitais, serviços públicos, etc.), ela é imprescindível para manter os padrões de vida da sociedade moderna.
[1]

Sendo incontornável a importância que a energia eléctrica assume, é cada vez maior, por parte dos consumidores, a exigência nos padrões de qualidade do serviço prestado pelos fornecedores.

Como consequência da modernização e globalização dos hábitos sociais, esta importância cada vez maior da energia eléctrica, tem levado ao crescimento contínuo do seu consumo a nível mundial. Assim, para satisfazer este aumento de procura, tem-se verificado um aumento acentuado de Produtores em Regime Especial (PRE), impulsionados pelos subsídios atribuídos pelo estado de modo a incentivar o investimento em energias renováveis e alternativas.

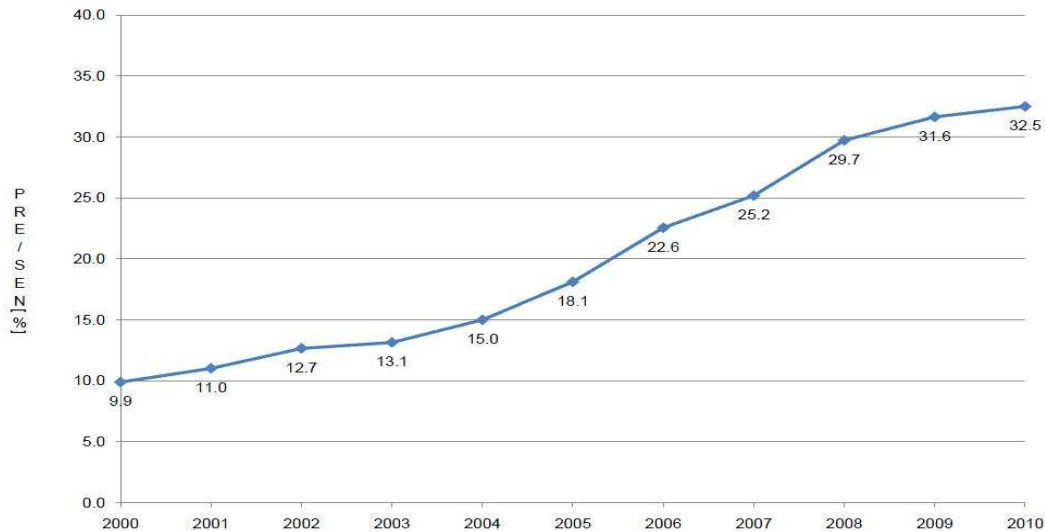


Figura 1.1 - Peso da PRE na Potência instalada do Sistema Eléctrico Nacional [%] [3]

O objectivo destes incentivos é cumprir as metas traçadas pelo tratado de Quioto, nomeadamente a reestruturação do sector das energias e promover o uso de fontes de energias renováveis, e assim reduzir as emissões de CO₂, e também para diminuir a dependência externa dos países em termos energéticos.

As medidas adoptadas no Plano Nacional para as Alterações Climáticas [3] visam melhorar a eficiência do Sistema Electroprodutor através da redução das perdas no Sistema de Transporte e no Sistema de Distribuição para uma taxa de 8,6% da energia enviada para a rede, em vez dos 9,2% previstos na revisão do Plano de Expansão do Sistema Eléctrico de Serviço Público (DGE, 2003).

No ano de 2000 as perdas nos Sistemas de Transporte e Distribuição representavam uma taxa de cerca de 9,4%, e as previsões da DGE em 2003 para 2010 apontavam para uma redução da taxa de perdas para 9,2% da energia emitida.

Este valor quando comparado com a média da EU é elevado, por esse motivo se pede um programa mais ambicioso para a redução de perdas de electricidade nos Sistemas de Transporte e Distribuição.

O impacto desta medida da redução da taxa de perdas para 8,6% iria permitir, para um cenário de consumo de electricidade igual ao cenário de referência, uma diminuição de 1% da necessidade de consumo de combustíveis (gás natural e fuelóleo) no sector electroprodutor nacional em 2010. [2]

Estes objectivos têm criado novos desafios ao Operador da Rede de Distribuição (ORD), a EDP Distribuição - Energia, SA, no que diz respeito à gestão da rede, pois grande parte dos PRE estão ligados na rede AT e de MT, sendo que o ORD é obrigado a absorver toda a potência por estes produzida.

Com o intuito de promover uma utilização mais eficiente das redes eléctricas, indo ao encontro dos objectivos indicados no PNAC de redução das perdas nas redes de transporte e distribuição, a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) aprovou novas regras para a facturação de energia reactiva.

Estas regras, que visam desenvolver um comportamento mais eficiente dos clientes relativamente à compensação de energia reactiva nas suas instalações, são mais exigentes, nomeadamente no limiar para facturação de energia reactiva indutiva no período Fora de vazio, na criação de três escalões de facturação de energia reactiva em função da $\text{tg } \varphi$ (0,3; 0,4; 0,5), que se define pelo quociente entre a energia reactiva e energia activa, sendo que o custo vai-se agravando à medida que se sobe de escalão, e por fim na alteração do período de integração para determinação das quantidades de energia reactiva a facturar nas instalações em Muito Alta Tensão (MAT), Alta Tensão (AT), e Média Tensão (MT) em Portugal continental, equipadas com telecontagem, de mensal para diário. [4]

Os preços de referências e os factores multiplicativos que se aplicam à facturação de energia reactiva são publicados anualmente pela ERSE no despacho que define as tarifas e preços de energia eléctrica.

O novo Regulamento da Rede de Distribuição (RRD) [5], aprovado em 2010, prevê também alterações nos valores de energia reactiva que os PRE poderão injectar na rede.

Tendo em conta todas estas alterações, e ao contínuo crescimentos dos PRE que é expectável que continue nos próximos anos, torna-se necessário um maior controlo da energia reactiva consumida, o que implica actualizar os horários das Baterias de Condensadores (BC) nas Subestações (SE), promover a instalação de novas BC em SE ou sugerir um plano de rotação de BC entre zonas com excesso de capacidade de produção com outras zonas com capacidade de produção de energia reactiva insuficiente.

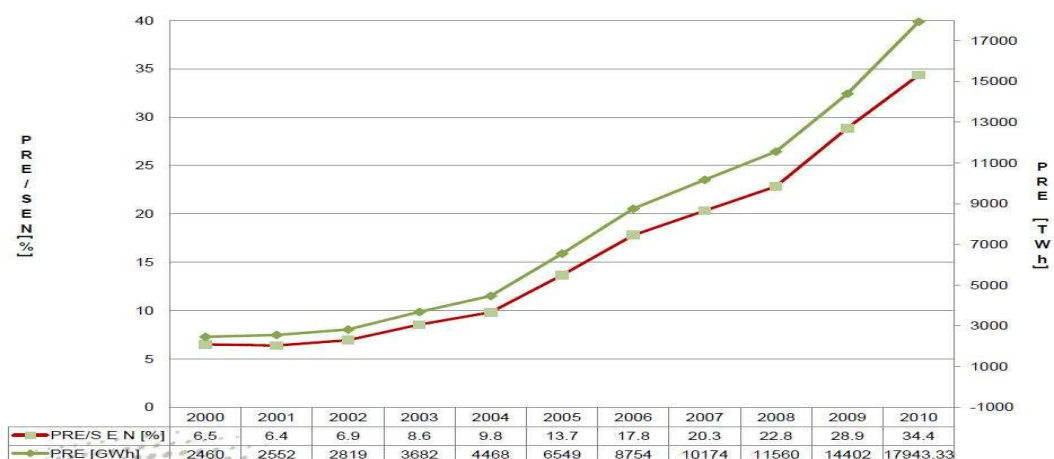


Figura 1.2 - Contribuição anual da PRE para a satisfação do Consumo [%] e Entregas anuais à rede [GWh] [3]

1.2 - Objectivos

Este trabalho surge da necessidade de avaliar o impacto da entrada em vigor do novo regulamento das redes de transporte, das redes de distribuição e das novas regras de facturação da energia reactiva, na rede de distribuição.

Pretende-se também analisar que medidas deverão ser tomadas de modo a minimizar a facturação da energia reactiva nos pontos injectores da REN, devido à circulação desta energia da rede de distribuição para a rede de transporte, não comprometendo a qualidade de serviço da rede de distribuição.

Assim os principais objectivos serão:

- Definição dos horários das baterias de condensadores nas subestações EDPD - compensação local;
- Adequação desses estudos ao novo tarifário que prevê substanciais alterações (Despacho 7253/2010 de 26 de Abril);
- Facturação diária;
- Três Escalões de taxação para $\text{tg } \varphi$;
- Alterações na injeção de reactiva por parte dos PRE (AT e MT);
- Diminuição das perdas da rede AT em função da localização das baterias de condensadores.

1.3 - Estrutura

A presente dissertação encontra-se dividida em cinco capítulos. No primeiro capítulo, é feita uma introdução e contextualização sobre o tema em estudo, onde se apresentam os objectivos principais que esta dissertação se propõe atingir.

No Capítulo 2 é feita uma revisão da literatura relacionada com a nova regulamentação que está a ser implementada e os desafios provocados no controlo da rede eléctrica derivados dessa alteração.

No Capítulo 3 são analisados os resultados obtidos com o estudo da compensação de energia reactiva na rede AT da EDP - Distribuição, segmentada por dois pontos injectores. São também identificadas melhorias possíveis de modo a tornar a rede mais eficiente.

No Capítulo 4 é feita uma análise das perdas provocadas na rede pela compensação de energia reactiva, e apresenta-se os resultados obtidos do estudo da optimização da localização das BC de modo a diminuir as perdas na rede.

Finalmente, no capítulo 5, apresentam-se as principais conclusões desta dissertação e perspectivas de um trabalho futuro.

Capítulo 2

Estado da arte

Neste capítulo vai ser apresentada a nova regulamentação que está a ser aplicada na facturação de energia reactiva, e uma breve explicação desta e as implicações que trará na gestão das redes de distribuição. Apresentam-se também os períodos dos tarifários aplicados ao ORD e os respectivos preços.

São descritos os desafios existentes na definição de horários das baterias de condensadores, serão descritos os modos de funcionamento que podem ser implementados para controlo horário destas, e os cuidados que se devem ter na manobra de BC.

No último ponto é feita uma análise entre a compensação de energia reactiva na rede e as perdas provocadas pela energia reactiva.

2.1 - Compensação de Energia Reactiva

A facturação de energia reactiva é feita através da tarifa de uso de redes, e tem como objectivo reflectir o impacto desta nas redes de transporte e distribuição. [9-10]

A energia reactiva é objecto de facturação nas entregas dos operadores de rede de distribuição a clientes em MAT, AT, MT e BTE, sendo que cada consumidor paga apenas o preço de energia reactiva do respectivo nível de tensão visto esta ser uma variável com incidência “local”, bem como nas entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição. [6]

Na figura 2.1 temos representado os pagamentos associados à energia reactiva em cada nível de tensão (no agregado nacional). Ao pagamento de energia reactiva somam-se os pagamentos das outras variáveis de facturação para obter os proveitos de uso das redes de transporte e distribuição.

Tal como pode ser observado na figura 2.1, os pagamentos de energia reactiva ascendem a cerca de 29 milhões de euros (num total de 445 milhões de euros de custos com o

uso das redes nos segmentos de clientes de MAT, AT, MT e BTE). Assim, este pagamento representa cerca de 6% dos pagamentos totais do uso das redes.

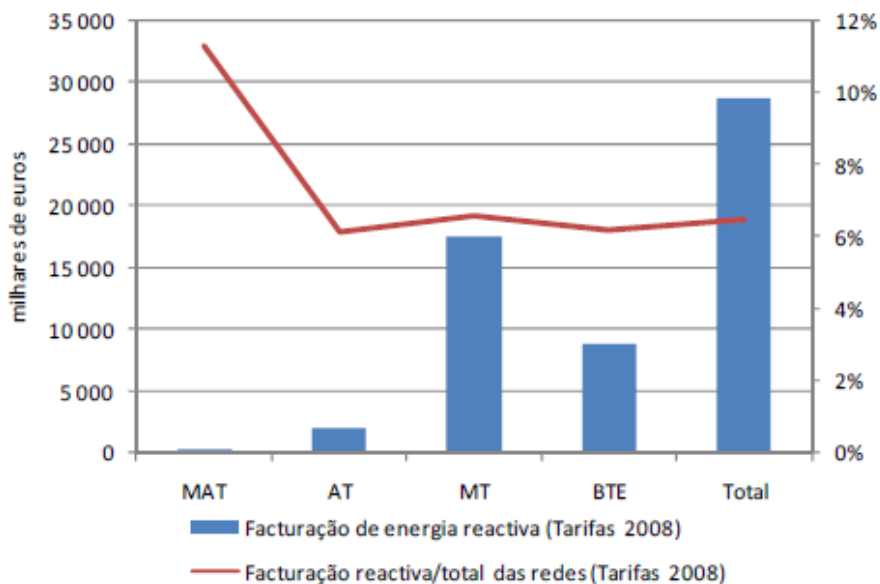


Figura 2.1 - Pagamentos de energia reactiva e do uso das redes [7]

A componente activa da energia eléctrica produz trabalho útil aos consumidores nas suas actividades económicas e sociais, enquanto a componente reactiva é uma consequência do funcionamento dos sistemas eléctricos, sendo que existem tecnologias de compensação do seu efeito no local de consumo.

Os custos associados às redes de energia eléctrica têm a ver sobretudo com os investimentos nas infra-estruturas de transporte e distribuição que têm como fim levar a energia produzida a montante até aos locais de consumo. No âmbito dos custos de operação são também importantes as perdas associadas a essa transmissão.

A não compensação local da energia reactiva vai originar um custo que pode ser equacionado pela soma dos factores seguintes:

- Investimento na instalação de Baterias de Condensadores (BC) para compensação centralizada pelo operador de rede.
- Sobrecusto de investimento na rede para assegurar o trânsito de energia reactiva, que limita parte da capacidade de transporte das linhas, cabos e transformadores.

- Custos associados às perdas adicionais nas redes como consequência do sobreaquecimento dos condutores devido ao aumento da corrente eléctrica associado à energia reactiva.
- Sobrecusto com a manutenção e operação, assim como redução da vida útil dos equipamentos em resultado do aumento da corrente eléctrica associada à energia reactiva.

Se todos os consumidores compensassem localmente o factor de potência das suas instalações ($\text{tg } \varphi = 0^1$) a capacidade disponível nas redes para transportar energia activa seria maximizada. O contrário obriga a que seja realizada uma compensação de forma centralizada por parte dos operadores de redes.

A compensação centralizada da energia reactiva vai trazer custos para o sistema relacionados com o trânsito desta energia nos troços periféricos da rede (até ao ponto central de compensação).

Através da informação recolhida junto dos operadores de rede verifica-se que é usual haver uma compensação inadequada das cargas nas instalações de consumo, apesar de ser evidente o desequilíbrio entre os custos de compensação (local ou centralizada) e o preço da energia reactiva na tarifa de uso de redes. [7]

Os consumidores podem compensar a energia reactiva através da instalação de baterias de condensadores², da aquisição de equipamentos de uso de energia eléctrica que incluam, de origem, essa compensação (como por exemplo os balastro electrónicos na iluminação) e ainda, no caso de ser um consumidor-produtor, o uso de eventuais potencialidades dos geradores de energia eléctrica presentes nas instalações para a compensação de energia reactiva da instalação.

Durante o dia, Horas Fora de Vazio (HFV), o factor de potência dos consumos é normalmente indutivo, pelo que se deve incentivar a compensação local de energia reactiva indutiva. Durante a noite, Horas de Vazio (HV), devido à redução das cargas eléctricas e com o carácter capacitivo das linhas e cabos “em vazio”, é sugerido que se desliguem os aparelhos de compensação de energia reactiva, pois a injeção de energia reactiva na rede (designada energia reactiva capacitiva) também é objecto de facturação.

¹ $\text{tg } \varphi$ é por definição igual ao quociente entre a energia reactiva e a energia activa. Portanto, quando a instalação está totalmente compensada a energia reactiva é nula e a $\text{tg } \varphi$ é igual a 0.

² Há também aparelhos sofisticados, baseados em electrónica de potência, que controlam o factor de potência da instalação, bem como outros parâmetros (como por exemplo o conteúdo harmónico da corrente), denominados filtros activos de potência

2.2 - Regulamentação Anterior

Aqui serão apresentadas as regras de facturação de energia reactiva, no contexto do uso das redes de transporte e distribuição, que vigoravam em Portugal até à entrada da nova regulamentação. Este regime foi aprovado pela ERSE através do Despacho n.º 18 413-A/2001, de 1 de Setembro. [13]

Em matéria de facturação de energia reactiva que vigoravam anteriormente, as disposições do Regulamento de Relações Comerciais (RRC) estabeleciam que:

- Apenas seria facturada energia reactiva nos fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE.
- A energia reactiva consumida designa-se de indutiva e a energia reactiva fornecida às redes designa-se de capacitiva.
- A energia reactiva consumida nas HFV do período respeitante, que exceder 40% da energia activa consumida durante o mesmo período, será facturada.
- A energia reactiva injectada na rede durante as horas de vazio pode ser facturada.
- Para os novos clientes, o distribuidor vinculado apenas pode facturar energia reactiva passados 8 meses após o início do fornecimento.
- A energia reactiva será facturada por aplicação dos preços definidos em €/Kvarh, às quantidades apuradas nos termos anteriores.

O período de integração que vigorava era mensal, sendo o balanço do consumo feito apenas mensalmente, e apenas era facturada energia reactiva mensalmente, no caso de se verificar um consumo acima de 40% da energia activa consumida nesse mesmo mês. [12]

Assim, o trânsito de energia reactiva nas redes não exigia um controlo tão rígido, permitindo que em alguns dias do mês se ultrapassasse os limites impostos, podendo ser compensados no dia seguintes, pois apenas seria alvo de facturação o balanço final. Por este facto assistíamos a um controlo da energia reactiva pouco eficiente.

2.3 - Regulamentação Actual

As novas regras de facturação de energia reactiva foram aprovadas despacho n.º 7253/2010. [4]

Com o objectivo principal de, por um lado proceder a uma actualização das regras de facturação de energia reactiva e por outro criar regras que induzam nos utilizadores das redes um comportamento mais eficiente, a ERSE aquando do processo de revisão do RRC propôs um aprofundamento do estudo sobre esta matéria.

Assim, em Junho de 2008, no artigo 276º do RRC aprovado pelo despacho nº22393/2008, é definido que a ERSE deverá aprovar novos procedimentos para a facturação da energia reactiva, com base nas propostas apresentadas pelos operadores de rede.

Como consequência, o RRC previa que o operador da rede transporte e o operador da rede de distribuição em AT e MT apresentassem uma proposta conjunta associada à facturação dos encargos relativos à energia reactiva, associados ao uso da rede de transporte em MAT e AT.

Considerando as propostas apresentadas, que podem ser consultadas detalhadamente na bibliografia [7] a ERSE formulou uma proposta de alteração das regras de facturação de energia reactiva, que seguidamente vai ser apresentada.

De notar que serão focados essencialmente as alterações que terão impacto, directo ou indirecto, sobre o operador da rede de distribuição.

2.3.1 - Facturação de energia reactiva indutiva a partir de $\text{tg } \varphi = 0,3$

A tecnologia escolhida para compensação de energia reactiva influencia os custos associados. Quanto mais eficaz for a compensação de energia reactiva desejada, mais cara e sofisticada se torna a tecnologia necessária. Tal facto pode-se constatar na figura 2.2.

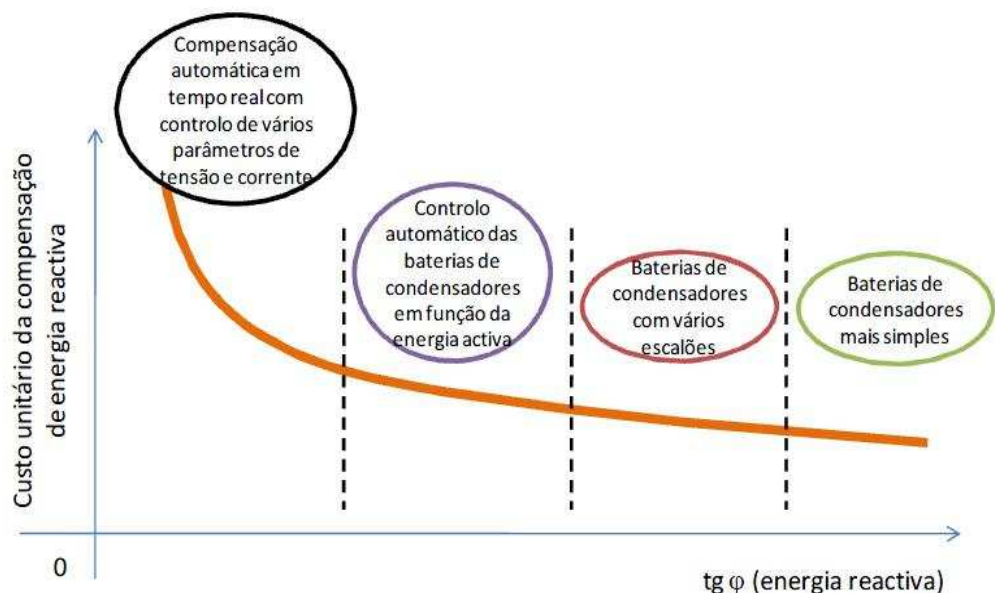


Figura 2.2 - Custo de compensação local de energia reactiva [7]

Nas novas regras de facturação de energia reactiva o objectivo expresso é o de aumentar o nível de compensação global de energia reactiva, tendo em conta o objectivo de minimizar os custos de investimento e operação das redes de transporte e distribuição de energia eléctrica, pretendendo reduzir consumos exagerados de energia eléctrica (perdas nas redes).

Tendo em vista estes objectivos, fixou-se o limiar de inicio de facturação de energia reactiva para uma $\text{tg } \varphi = 0,3$ para assim incentivar os consumidores a melhorarem os sistemas de compensação global de energia das suas instalações.

Este valor limite de $\text{tg } \varphi = 0,3$ vai também ao encontro das regras espanholas, onde vigora um limite de $\text{tg } \varphi = 0,33$, tendendo, assim, à uniformização dos sistemas eléctricos ibéricos acordada pelos dois governos [7].

Como se pode observar pela figura anterior, a partir de certo nível de exigência de compensação local de energia reactiva, os custos inerentes sobem significativamente para os consumidores, podendo ultrapassar o custo de compensação centralizada por parte do operador de rede. Assim, o óptimo será atingido fazendo um equilíbrio entre a compensação local por parte dos consumidores e uma compensação global por parte do operador de rede.

Resumidamente, foi criado um novo limiar de facturação de energia reactiva de $\text{tg } \varphi = 0,3$, o que significa que em cada período de integração a energia reactiva indutiva nas HFV não deve exceder 30% da energia activa consumida nesse período, caso contrário será facturada.

2.3.2 - Escalões de facturação de energia reactiva indutiva

Através de uma caracterização dos consumos de energia reactiva por parte dos operadores de rede de distribuição em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, verificou-se que existe um número bastante significativo de consumidores com consumos de energia reactiva muito acima do limiar de facturação anterior, $\text{tg } \varphi = 0,4$, conforme se pode verificar na tabela 2.1. [7]

Tabela 2.1 - Distribuição dos clientes em MT de Portugal Continental, RAA e RAM em função da $\tan \varphi$ [7]

	Tan(φ)	Clientes
EDPD	$\tan(\varphi) < 0,3$	13%
EDA		21%
EEM		n.d.
EDPD	$0,3 < \tan(\varphi) < 0,4$	34%
EDA		12%
EEM		n.d.
EDPD	$0,4 < \tan(\varphi) < 0,5$	13%
EDA		11%
EEM		27%
EDPD	$\tan(\varphi) > 0,5$	40%
EDA		55%
EEM		51%

n.d. - Não disponível

Com a finalidade de promover também nestes casos uma compensação local de energia reactiva, criaram-se escalões para facturação de energia reactiva, cujo preço será diferente conforme o escalão de $\tan \varphi$ em que se encontrar o consumo de energia reactiva. Os escalões propostos penalizam os consumos de energia reactiva indutiva nas HFV.

A metodologia proposta de facturação deve ser progressiva e baseada num sistema de escalões, dividida por escalões:

- 1º Escalão: $0,3 \leq \tan \varphi \leq 0,4$
- 2º Escalão: $0,4 \leq \tan \varphi \leq 0,5$
- 3º Escalão: $0,5 \geq \tan \varphi$

Será aplicado um preço individual à quantidade de energia reactiva a facturar em cada escalão. A energia reactiva a facturar deve ter em conta o excesso no escalão correspondente e não o desvio agregado. Para uma melhor compreensão tomemos como exemplo o cenário em que a energia reactiva consumida faça com que $\tan \varphi > 0,5$. Neste caso energia reactiva em excesso, para efeitos de facturação, será distribuída e facturada pelos 3 escalões, aplicando-se o respectivo preço do escalão, em vez de se facturar todo o montante em excesso ao preço do último escalão.

O preço que se irá aplicar a cada escalão resulta do produto entre o preço de referência da energia reactiva indutiva (definido por nível de tensão, segundo o Regulamento Tarifário a publicar anualmente pela ERSE) e um factor multiplicativo k_1 , k_2 ou k_3 , que deverá ser fixado e publicado pela ERSE.

Na figura 2.3 pode ver-se o modelo de facturação de energia reactiva indutiva na proposta de facturação progressiva e individual em função dos montantes em desvio em cada escalão:

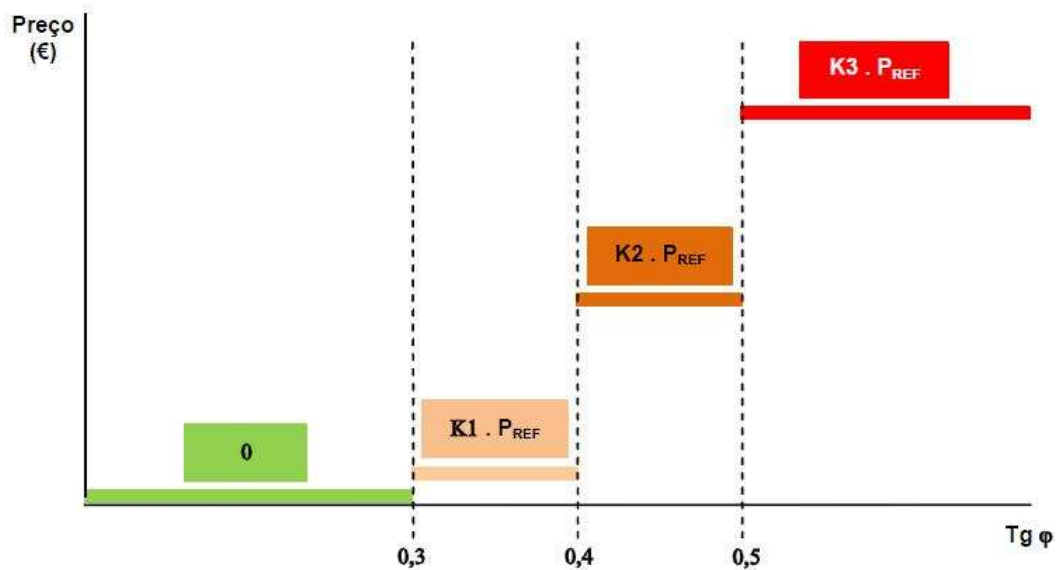


Figura 2.3 - Facturação da energia reactiva indutiva em horas fora-de-vazio [7]

O princípio geral de facturação de energia reactiva indutiva por escalões assenta no seguinte modelo:

- O preço aplicado no 1º escalão ($0,3 \leq tg \varphi \leq 0,4$) de ser inferior ao preço actualmente praticado, para cada nível de tensão, para a energia reactiva indutiva, sendo orientado pelo custo que a não compensação local vai provocar nas redes.
- O preço aplicado ao 2º escalão ($0,4 \leq tg \varphi \leq 0,5$) deverá ser no máximo coincidente com o preço actualmente aplicado, para cada nível e tensão, limitando o impacto nos clientes consequentes do novo modelo proposto, garantindo assim uma transição mais harmoniosa para o modelo aqui apresentado.
- O preço aplicar no 3º escalão ($0,5 \geq tg \varphi$) deve ser superior ao preço praticado actualmente, em cada nível de tensão.

Os factores multiplicativos a serem aplicados, conforme se poderá consultar em [14], serão de 0,33; 1 e 3 para o 1º, 2º e 3º escalão respectivamente.

De referir que estas novas regras de facturação de energia reactiva indutiva por escalões é mais um passo com vista à harmonização dos sistemas tarifários em vigor em Portugal e Espanha, indo de encontro aos desígnios afirmados pelos governos dos dois países para compatibilização dos dois regulamentos.

Visto que a energia reactiva, contrariamente à energia activa, não é um factor produtivo uma vez que o consumidor pode anulá-la sem afectar a sua actividade (fazendo uso de equipamentos com esta finalidade), e dadas as consequências que tem para as redes de transporte e distribuição, é boa prática garantir um nível mínimo de compensação das cargas

eléctricas localmente. Definindo uma tarifa de energia reactiva penalizadora incentivam-se os consumidores a manterem em funcionamento e bem adaptados os seus sistemas de compensação de energia reactiva.

2.3.3 - Facturação de Energia Reactiva Capacitiva

Os consumos de electricidade reduzem-se significativamente nos períodos de vazio, particularmente as cargas indutivas na rede. Como consequência disto e do comportamento capacitivo das linhas e cabos em vazio, a rede pode ficar descompensada no sentido capacitivo. Assim, a injeção de energia reactiva capacitiva nas redes por parte dos clientes, durante as HV, pode ter nestas os mesmo efeitos que a injeção de energia reactiva indutiva nas HFV.

Tendo por consideração estas implicações de injeção de energia reactiva capacitiva é importante incentivar os consumidores a desligarem os seus bancos de condensadores quando terminarem as suas actividades.

Por esta razão, as novas regras definem que seja mantido o regime anterior em que a energia reactiva capacitiva, nas HV, pode ser objecto de facturação ao preço fixado pela ERSE para a energia reactiva capacitiva.

Os operadores de rede deverão seleccionar quais os pontos de entrega sujeitos a facturação de energia reactiva capacitiva. [7]

2.3.4 - Período de Integração

Para facturação de energia reactiva, o período de integração corresponde ao intervalo de tempo em que a energia reactiva é medida e contabilizada. Nas regras de facturação de energia reactiva anteriores, esse intervalo correspondia ao período de facturação, ou seja, mensal.

A tecnologia actual permitiria que o período de integração fosse de 15 minutos, pois corresponde ao menor intervalo de tempo que os equipamentos de medida e contagem possuem e é compatível com os sistemas de controlo mais avançados de compensação de energia reactiva.

No entanto, o intervalo de 15 minutos é demasiado curto face às actuais boas práticas de actuação nos controlos de equipamento de compensação de energia reactiva, nomeadamente Baterias de Condensadores, sendo que é desejável um período de integração mais alargado.

Um intervalo de tempo de 15 minutos permite um melhor comportamento da instalação do consumo, na perspectiva na rede, pois permitiria que a compensação de energia reactiva nos momentos prejudiciais (quando excede o limite definido, por comparação com a energia activa) fosse melhor.

Porém, a compensação de energia reactiva em intervalos de tempos mais curtos representa maiores custos de investimento a ter pelos consumidores nos seus equipamentos de compensação.

Por estes motivos, e analisando as propostas dos operadores de rede [7], o período de integração foi fixado como sendo diário nos pontos de entrega MAT, AT e MT.

2.3.5 - Impacto da regra de integração diária nas quantidades de energia reactiva a facturar

Para avaliar o impacto que teria a alteração do período mensal de integração da energia reactiva, aquando da proposta de alteração para as novas regras, foi feito um estudo, pela ERSE, analisando os dados de consumo (de 15 minutos) de uma amostra de 615 clientes MT. Dados estes fornecidos pela EDP Distribuição - Energia, SA. A amostra apresentada representava 2,6% dos clientes em MT no ano de 2008. [7]

Na figura 2.4 podemos observar as quantidades de energia reactiva total e as quantidades sujeitas a facturação em função da regra de integração diária.

Como se pode constatar interpretando a figura 2.4 a alteração do período de integração de mensal para diário implica um ligeiro acréscimo da quantidade de energia reactiva a facturar. No entanto, estima-se que esse impacto seja inferior a 1%.

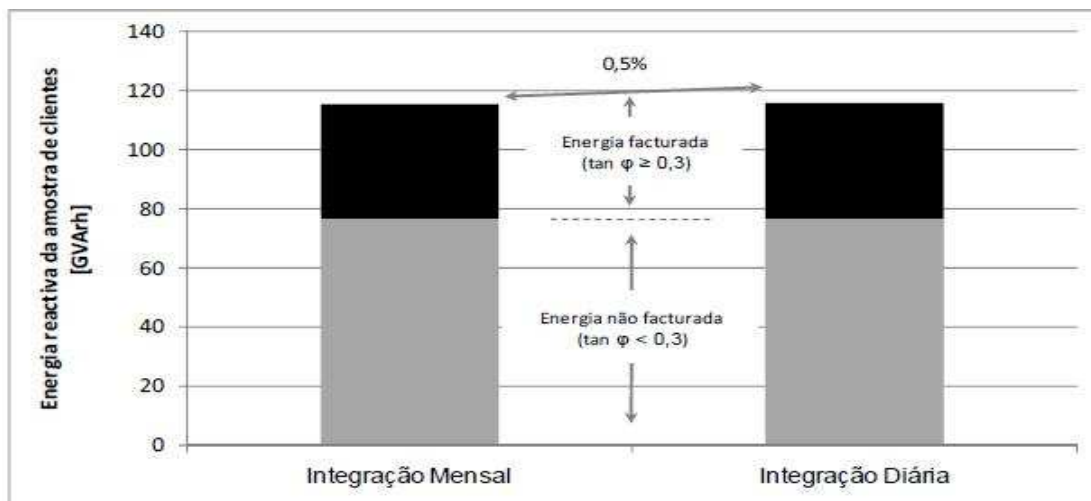


Figura 2.4 - Variação da energia reactiva a facturar, por escalão de $\tan \phi$ [7]

2.3.6 - Aplicação no tempo das novas regras de facturação de energia reactiva

As actuais regras de facturação de energia reactiva surgiram face à necessidade de adaptar a regulamentação à realidade tecnológica actual e fazer face às exigências de eficiência na operação das redes.

Todavia, deve-se ter em conta o impacto que a alteração do regime de facturação terá no conjunto dos clientes abrangidos.

Neste pressuposto a ERSE definiu o seguinte calendário de entrada em vigor das novas regras de facturação [4]:

- Entrada em vigor dos factores multiplicativos ao preço de referência do 2º e 3º escalão (entre $0,4 \leq tg \varphi \leq 0,5$ e $0,5 \geq tg \varphi$ respectivamente) em 1 de Janeiro de 2011.
- Entrada em vigor do período de integração diário para entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em Portugal continental em 1 de Janeiro de 2011.
- Entrada em vigor da facturação a partir de $tg \varphi = 0,3$, e do factor multiplicativo do 1º escalão (entre $0,3 \leq tg \varphi \leq 0,4$) em 1 de Janeiro de 2012.
- Entrada em vigor da alteração de período de integração para efeitos de facturação de energia reactiva em clientes MAT, AT e MT em 1 de Janeiro de 2012.

2.4 - Regulamento da Rede de Distribuição

O novo regulamento impõe que os produtores em regime especial, nas horas de vazio e nas horas de super vazio, quando fornecem energia activa não podem injectar energia reactiva na rede. Nas horas de cheias e horas de ponta apenas os produtores que estiverem interligados à rede MT com uma potência de interligação inferior a 6MW, aquando do fornecimento de energia activa terão também de injectar energia reactiva no valor de 30% da energia activa que estão a injectar.

Os restantes produtores ligados à rede de AT e MT terão de apresentar uma $tg \varphi = 0$ quando estiverem a injectar energia activa.

Quando os produtores estão a consumir energia activa serão contabilizados como um consumidor, por isso não terão de cumprir os limites mencionados anteriormente.

Na tabela 2.2 são apresentadas resumidamente as alterações efectuadas.

Tabela 2.2 - Quantidade de energia reactiva que os PRE se devem fazer acompanhar com o fornecimento de energia activa [3]

Tensão nominal no ponto de ligação	tg Φ	
	Horas CP	Horas VS
AT.....	0	0
MT (P > 6 MW).....	0	0
MT (P ≤ 6 MW).....	0,3	0
BT.....	0	0

Estes valores irão ser analisados em intervalos de 60 minutos com uma tolerância de $\pm 5\%$. No caso de se verificar um desvio de injeção de energia reactiva, contabilizada em módulo, para o intervalo de 60 minutos, será facturado por parte do ORD pelos produtores aos preços fixados para a energia reactiva para o nível de tensão no ponto de interligação, presentes no Regulamento Tarifário publicado anualmente pela ERSE.

2.5 - Períodos Tarifários e Preços praticados

Existem vários períodos horários de entrega de energia eléctrica com ciclos semanais e ciclos diários. No entanto, para facturação de energia reactiva os horários apenas diferem para os sábados, uma vez que as horas de cheia e de ponta são agrupadas em horas CP (cheia e Ponta), aqui tratadas por HFV (Horas Fora de Vazio), e as horas de vazio e super vazio são agrupadas em horas VS, aqui tratadas por HV (Horas de Vazio) [9-10]. Estes ciclos têm dois períodos, o período de Verão e o período de Inverno.

Ao operador da rede de distribuição é aplicado o ciclo semana, para Portugal Continental.

Para os clientes em MT com ciclo semanal e quatro períodos horários, bem como para os clientes em AT e em MAT com ciclo semanal, consideram-se os feriados nacionais como períodos tarifários idênticos ao Domingo [4-9-10].

Tabela 2.3 - Ciclo semanal para todos os fornecimentos em Portugal Continental [17]

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
De segunda-feira a sexta-feira		De segunda-feira a sexta-feira	
Ponta:	09.30/12.00 h 18.30/21.00 h	Ponta:	09.15/12.15 h
Cheias:	07.00/09.30 h 12.00/18.30 h 21.00/24.00 h	Cheias:	07.00/09.15 h 12.15/24.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/07.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Sábado		Sábado	
Cheias:	09.30/13.00 h 18.30/22.00 h	Cheias:	09.00/14.00 h 20.00/22.00 h
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.30 h 13.00/18.30 h 22.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/09.00 h 14.00/20.00 h 22.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h
Domingo		Domingo	
Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h	Vazio normal:	00.00/02.00 h 06.00/24.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

Tabela 2.4 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT para o ano de 2010 [16]

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,471
	Contratada	0,163
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0007
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0166
	Recebida	0,0124

Tabela 2.5 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT para o ano de 2011 [15]

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT		PREÇOS
Potência (EUR/kW.mês)		
	Horas de ponta	1,402
	Contratada	0,156
Energia activa (EUR/kWh)		
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
	Horas cheias	0,0006
	Horas de vazio normal	0,0005
	Horas de super vazio	0,0005
Energia reactiva (EUR/kvarh)		
	Fornecida	0,0174
	Recebida	0,0130

2.6 - Baterias de Condensadores

2.6.1 - Definição de Horários

O facto de que os períodos de facturação de energia reactiva indutiva de sábado são diferentes no Horário Legal de Inverno e no Horário Legal de Verão, vai acarretar alguns desafios na definição de horários das baterias de condensadores.

Os automatismos para controlo das BC usados pela EDP Distribuição - Energia, SA são automatismos de controlo do tipo horário, apresentando os tipos de funcionamento descrito na tabela 2.6 [8].

Os modos de funcionamento são escolhidos independentemente para cada escalão, correspondendo a cada modo um conjunto de programas, em conformidade com a tabela 2.6:

Tabela 2.6 - Modos de funcionamento de um automatismo de controlo horário [8]

Modo de funcionamento	Programas
1	Sem programa
2	Dia de semana
3	Dia de semana + sábado
4	Dia de semana + domingo
5	Dia de semana + sábado + domingo
6	Sábado
7	Sábado + domingo
8	Domingo

Para este tipo de automatismos é definido um horário que poderá ser semanal ou diário, e que será seguido até novas alterações. O grande inconveniente deste tipo de automatismos prende-se com facto de não ser possível fazer a distinção entre o Período de Verão e o Período de Inverno, o que torna necessário definir um novo horário de funcionamento da BC caso se pretenda ajustar este ao novo período horário.

No passado foram usados automatismos varimétricos em que o seu funcionamento se baseava em medir o valor do trânsito de potência de energia reactiva e no caso de ultrapassar um determinado valor a BC era ligada ou desligada, consoante o valor ultrapassado fosse o limite superior ou o limite inferior.

Estes automatismos permitem uma compensação de energia reactiva mais eficaz, mas tem a desvantagem de implicar uma grande quantidade de manobras do disjuntor durante o dia. Este facto vai provocar um maior desgaste nos equipamentos, o que implica um maior gasto na manutenção e substituição de equipamentos. Assim, o ORD optou por usar automatismos com modos de funcionamento horário.

Sendo os feriados considerados como Domingos em termos de facturação de energia reactiva, será necessário introduzir nos automatismos das BC os feriados de cada ano, para ser possível aplicar o horário de funcionamento correcto para a BC.

2.6.1 - Cuidados a ter na manobra de BC

Cada escalão de baterias de condensadores está sujeita à execução de uma sequência de programas diários, repetida semanalmente, conforme indicado na tabela 2.4.

Tabela 2.7 - Programas diários para um escalão de bateria de condensadores [8]

Programa	1º período do dia		2º período do dia	
	Ligar	Desligar	Ligar	Desligar
Dia de semana	HH:MM	HH:MM	HH:MM	HH:MM
Sábado	HH:MM	HH:MM	HH:MM	HH:MM
Domingo	HH:MM	HH:MM	HH:MM	HH:MM

Para se executarem as funções de automatismo é necessário ter em atenção as gamas de regulação dos automatismos, assim como o tempo de descarga da bateria de condensadores, sendo este um valor já definido. Os parâmetros característicos da função “comando horário da BC” são apresentados na tabela 2.8. Quando se definir um horário de funcionamento da BC deve-se ter em conta os parâmetros presentes na tabela 2.8. O período em que a BC deverá estar ligada será compreendido entre as 00:00 e as 23:59 (HH:MM), para cada dia. Entre manobras deve-se ter em consideração o tempo de “tolerância de manobras”, sendo que este nunca deverá ser inferior a 30 minutos.

Tabela 2.8 - Parâmetros característicos da função “comando horário da bateria de condensadores”[8]

Designação	Gama de regulação (HH.MM)	Precisão
Ordem ligar/desligar	00.00 – 23.59	1 min
Tempo descarga	00.00 – 00.15	1 min
Tolerância de manobra	00.00 – 00.30	1 min

2.7 - Problemas Existentes

O facto de alguns escalões de baterias de condensadores existentes estarem desajustados com o trânsito de energia reactiva que existe para um ponto onde a BC está ligada, é um dos problemas que se encontram na rede de distribuição. Outro problema prende-se com a instalação de novos escalões de BC, uma vez que estes têm valores pré-definidos.

Existe também o problema do tipo de automatismos usados na gestão das BC ser de controlo horário, o que não permite um ajuste preciso ao trânsito de potências de energia reactiva, pois temos de nos basear em dados de anos anteriores para definir qual será o valor de energia reactiva a injectar pela BC. Este problema associado a uma subestação à qual estejam ligados PRE, nomeadamente os PRE com produção eléctrica baseados na tecnologia eólica que são mais irregulares em termos de potência injectada na rede, pode provocar uma injeção de energia reactiva desajustada face ao trânsito de reactiva verificado, pois os PRE eram obrigados a injectar energia reactiva correspondente a pelo menos 40% da energia activa injectada. Desta forma não é possível uma gestão eficiente da rede de distribuição como seria pretendido.

A entrada em vigor do novo Regulamento da Rede de Distribuição, que impõe novos valores de injeção de energia reactiva quando os PRE estiverem a fornecer energia activa, vem atenuar esta realidade, melhorando a eficiência da rede, visto o consumos nas subestações AT/MT da rede de distribuição terem um diagrama de cargas mais linear. Assim, poderá ser feito um melhor controlo do trânsito de energia reactiva na rede, pois desta forma melhora-se a irregularidade de injeção de reactiva associada aos PRE.

Este novo regulamento constitui um grande desafio para os PRE, no que diz respeito ao controlo da potência reactiva que estes devem fazer-se acompanhar com a injeção de potência activa na rede de distribuição.

Devido a estas alterações nas regras de injeção de energia reactiva por parte dos PRE, torna-se mais difícil definir o horário a ser implementado, pois será necessário desagregar a informação existente de modo a termos por um lado a informação relativa a cada um dos PRE existentes, e por outro a informação relativa às cargas existentes. É necessário este procedimento para que se possa ajustar a produção de reactiva ao novo regulamento, e assim ser possível analisar a situação que poderemos vir a ter, e desta forma fazer os devidos ajustes nos horários das BC a implementar.

Outro problema identificado é o facto de o período das HFV aos sábados ser diferente para o período de Verão e para o período de Inverno, pois vem dificultar a definição dos horários das BC, uma vez que nas HFV se pode injectar energia reactiva na rede, mas nas HV é desaconselhável a injeção de energia reactiva pois poderá ser objecto de facturação. Caso se pretenda analisar e definir o horário das BC apenas um curto período de tempo, por

exemplo uma semana ou um mês, que esteja dentro do mesmo período, de Verão ou de inverno.

Alguns PRE têm um período tarifário diferente do contabilizado para o ORD, isto é, enquanto o ORD tem um período tarifário semanal, alguns PRE têm um período tarifário diário, onde não são diferenciados os dias da semana dos domingos ou sábados. Isto traduz-se numa maior dificuldade no controlo do trânsito de energia reactiva por parte do ORD. As diferenças existentes no ciclo horário semanal para o ciclo horário diário podem ser observadas comparando a tabela 2.3 com a tabela 2.9. Como aos domingos os PRE poderão injectar energia reactiva na rede de distribuição, esta pode ser superior às necessidades das cargas, o que implicará que este excesso de reactiva seja injectado na rede de transporte, traduzindo-se assim em penalizações para o ORD.

Tabela 2.9 - Ciclo diário para todos os fornecimentos em Portugal Continental [17]

Período de hora legal de Inverno		Período de hora legal de Verão	
Ponta:	09.30/11.30 h 19.00/21.00 h	Ponta:	10.30/12.30 h 20.00/22.00 h
Cheias:	08.00/09.30 h 11.30/19.00 h 21.00/22.00 h	Cheias:	09.00/10.30 h 12.30/20.00 h 22.00/23.00 h
Vazio normal:	22.00/02.00 h 06.00/08.00 h	Vazio normal:	23.00/02.00 h 06.00/09.00 h
Super vazio:	02.00/06.00 h	Super vazio:	02.00/06.00 h

2.8 - Perdas na Rede AT provocadas pela Compensação de Energia Reactiva

Com vista a melhorar cada vez mais a eficiência da rede eléctrica tem-se vindo a impor normas cada vez mais exigentes no controlo do trânsito de energia reactiva, de maneira a que o trânsito desta seja limitado, pois, reduzindo esta componente, são reduzidas as perdas nas linhas de transporte e distribuição, para a mesma quantidade de energia activa transportada.

Para que este comportamento seja garantido, aplicam-se penalizações tanto aos consumidores como ao ORD, caso estes ultrapassem os limites impostos, e garantindo assim uma melhor compensação de energia reactiva.

Para o Operador da Rede de Distribuição, o importante é fazer um balanço entre os custos do investimento da instalação de novos escalões de baterias de condensadores ou a alteração de local de uma BC já existente; a redução de custos que provêm da compensação de energia reactiva e os proveitos obtidos pela potencial redução das perdas na rede de distribuição. Uma correcta compensação de energia reactiva, geralmente, traduz-se numa

redução de perdas, desde que esta compensação seja feita nas subestações mais próximas dos pontos de consumo. Caso contrário, o consequente aumento das perdas na rede pode vir a superar a redução dos custos com a compensação de energia reactiva, deixando assim de ser economicamente vantajoso para o ORD fazer a compensação da energia reactiva total.

Como tal, torna-se necessário fazer também um estudo dos custos das perdas provocadas na rede com a compensação de energia reactiva, e chegar a uma solução óptima para a localização das BC de maneira a minimizar os custos de operação para o ORD.

Capítulo 3

Compensação de energia reactiva

Neste capítulo vão ser apresentados os resultados obtidos do estudo do impacto provocado pela aplicação do novo tarifário de facturação de energia reactiva na rede de AT.

Serão definidos novos horários de baterias de condensadores para otimizar a gestão de energia reactiva nesta rede e analisada a possibilidade de introdução de novas BC nas subestações consideradas ou alteração da localização das existentes. Embora os novos escalões de facturação previstos venham a entrar em vigor só em 2012 [4], importa fazer uma análise para esse cenário de forma a evitar futuras penalizações e criar mecanismos de adaptação da rede durante o período de transição.

Será também analisada, num cenário futuro, a alteração da energia reactiva injectada por parte dos PRE.

Nesta análise foi usado o software desenvolvido por um estudante da FEUP no âmbito da sua dissertação, também em ambiente empresarial. Para melhor compreensão do funcionamento do programa, pode-se consultar o capítulo 3 desta. [18]

3.1 - Introdução

Para analisar o impacto da aplicação das novas Regras de Facturação de Energia Reactiva e do novo Regulamento da Rede de Distribuição, na rede de distribuição, foi feito o estudo de dois pontos injectores.

O primeiro é um ponto injector que apenas tem um PRE ligado à rede AT, mas por acordo entre o ORT e o ORD os valores de injeção de energia activa e reactiva não são contabilizados para efeitos de facturação. Este ponto injector serve principalmente para observar o impacto causado pela aplicação do período de integração diário e dos três escalões de facturação.

O segundo ponto injector tem três PRE ligados à rede AT, e vai permitir ver também o impacto da aplicação do novo Regulamento da Rede de Distribuição, desta feita, num cenário de vários PRE's ligados.

Este estudo é feito para o cenário actual, isto é, considerando a produção e consumo de energia activa e reactiva verificados no ano de 2010, aplicaram-se-lhe os três escalões de facturação de energia reactiva que entrarão em vigor a partir de Janeiro de 2012.

É também estudado o cenário em que os PRE ligados à rede AT e à rede MT com potência de interligação superior a 6 MVA terão uma $\text{tg } \varphi = 0$, enquanto os restantes PRE ligados à rede AT terão uma $\text{tg } \varphi = 0,3$, cumprindo assim as normas definidas no novo RRD.

A análise do trânsito de energia reactiva é feita ao nível do ponto injector, pois é através do balanço diário do ponto injector que a facturação é realizada. Assim, não tem interesse que as subestações do ORD estejam bem compensadas se ao nível do ponto injector se verificar uma facturação elevada. No entanto, tem interesse fazer uma análise individual para cada uma das subestações do ORD, pois assim permite-nos avaliar se as BC existentes na subestação são adequadas ou se será necessário instalar novos escalões de BC. Pode também ocorrer o caso em que o ponto injector esteja bem compensado e ser no entanto necessário promover a alteração da localização de BC para subestações que não tenham uma correcta compensação. De maneira a se conhecer a melhor localização das BC, deverá ser feita uma análise ao nível individual das subestações do ORD.

3.2 - Ponto Injector sem influência de PRE ligados à rede AT

3.2.1 - Análise para o cenário actual

Neste primeiro ponto foi feito um estudo a um ponto injector representado na fig. 3.1. Este ponto injector é constituído por uma subestação AT/MT (SE 1), um Parque Eólica (PE) ligado à rede AT, duas mini hídricas e três parques eólicos ligados à rede MT. Os PRE ligados à rede MT têm uma potência de ligação inferior a 6 MVA.

Na SE 1 sabe-se que existe instalada uma BC de 8 Mvar, não possuindo automatismo de Controlo Horário de Bateria de Condensadores (CHBC), ou seja, apenas permite que as baterias de condensadores tenham um período de injeção de energia reactiva, por dia.

No entanto, para o PRE AT existente os valores de injeção de energia activa e reactiva não são contabilizados para efeitos de movimento de energia $\text{REN} \rightarrow \text{EDP}$.

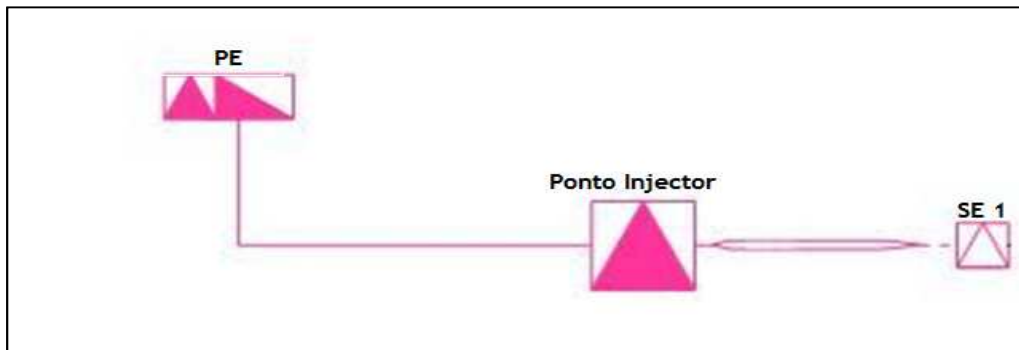


Figura 3.1 - Esquema da rede AT ligada ao ponto injetor

Os dados analisados correspondem aos consumos verificados para a SE 1 no ano de 2010. Para fazer o estudo foi necessário fazer a importação dos dados relativos a esta SE.

Quanto à facturação de energia reactiva, verificaram-se os seguintes valores:

- Energia Reactiva Indutiva: 56 387 €
- Energia Reactiva Capacitiva: 996 €

A energia reactiva indutiva facturada corresponde à energia reactiva, que nas horas fora de vazio, ultrapassou os escalões para um período de integração diário. A energia reactiva capacitiva facturada corresponde à energia reactiva que foi injectada na rede de transporte, sendo que toda a energia reactiva injectada é facturada

Na figura 3.2 e figura 3.3 permite-nos ver que o trânsito de energia reactiva, para as HFV, ultrapassa o escalão de $\text{tg } \varphi = 0,3$ para a maior parte do período em estudo.

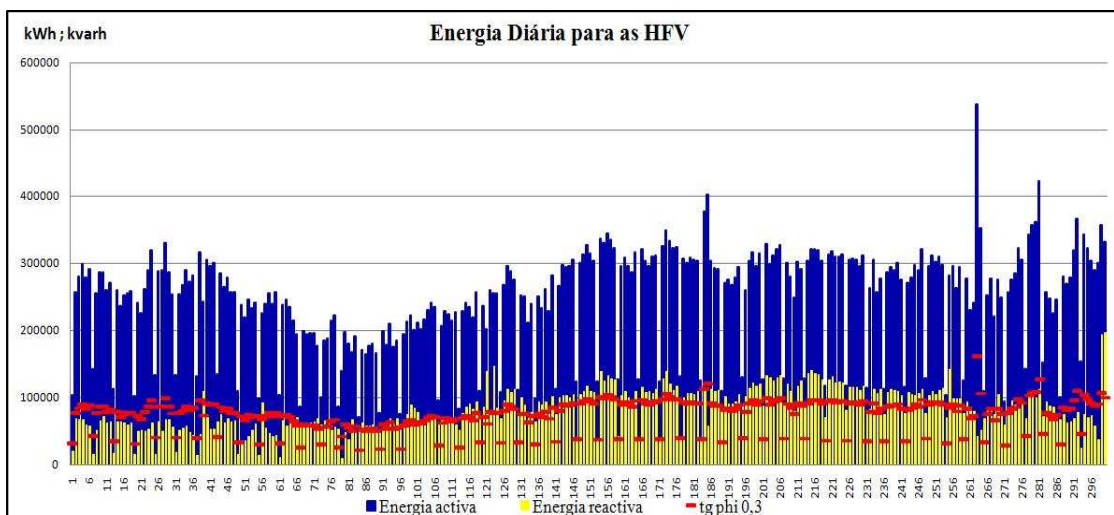


Figura 3.2 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ para o período analisado

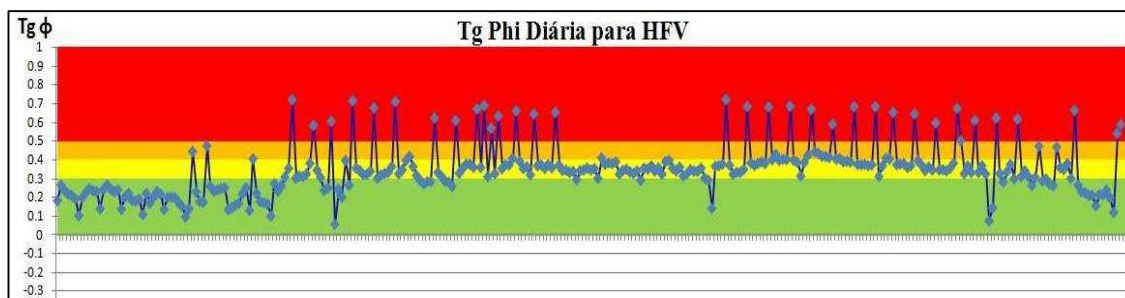


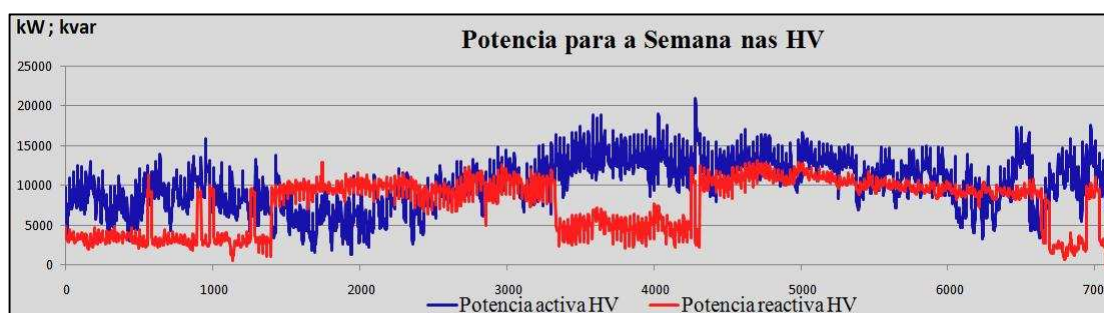
Figura 3.3 - Tg ϕ diária para as HFV, no período analisado

3.2.2 - Cenário Actual considerando as BC desligadas.

A razão pela qual é importante simular este cenário é que este permite analisar o trânsito real de energia reactiva na rede de distribuição.

Assim, foi simulado um novo cenário em que as baterias de condensadores se encontram sempre desligadas.

Verificaram-se os seguintes valores para facturação de energia reactiva:



- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 1 140 953 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 5 €

Analisando a facturação para este cenário, verificou-se que a nas HV, a facturação é menor do que no cenário com as BC ligadas. Assim, concluiu-se que esta facturação de energia reactiva capacitiva se deveu a injeções por parte da BC instalada na subestação nas HV, visto que com a BC desligada se tem uma facturação menor.

Na figura 3.5 e figura 3.6 pode-se observar que os períodos em que ocorreu a injeção de energia reactiva por parte das BC foram ao Sábado e Domingo.

Figura 3.4 - Potência activa e reactiva para a semana nas HFV, com BC ligada

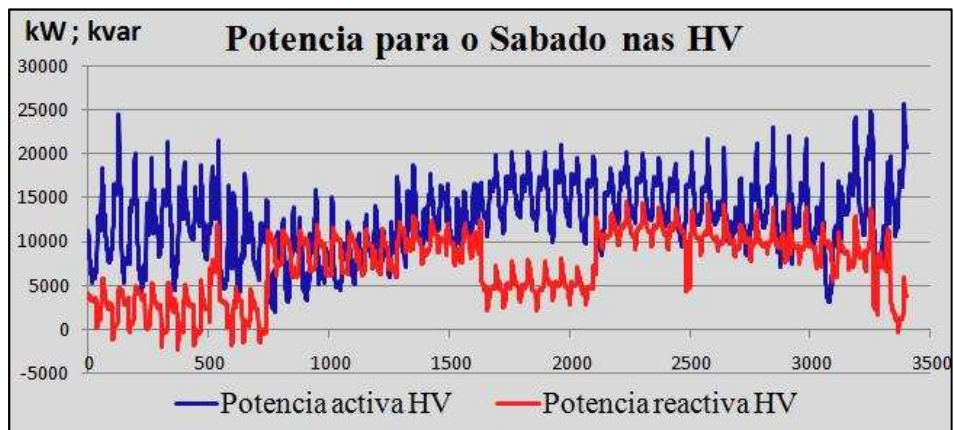


Figura 3.5 - Potência activa e reactiva para o sábado nas HFV, com BC ligada

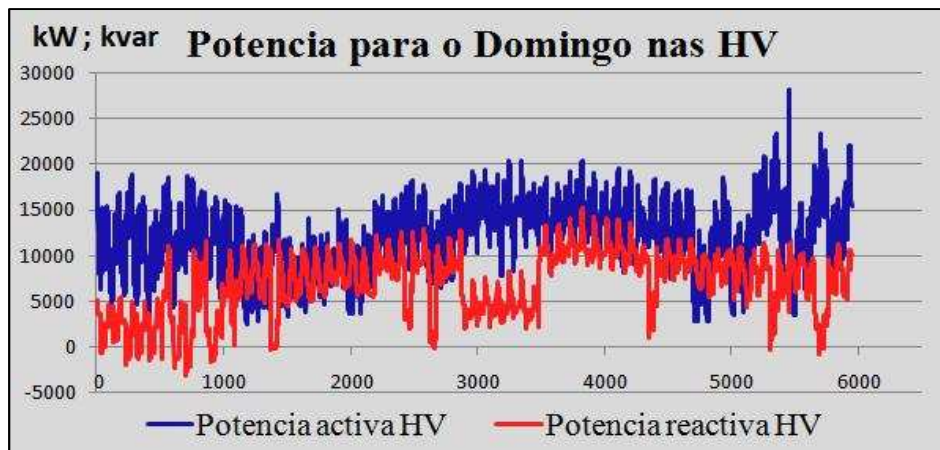


Figura 3.6 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HFV, com BC ligada

Nas figuras 3.7 e 3.8 podemos ver o balanço de energia e a $\text{tg } \varphi$ diário para as HFV, no cenário de BC desligadas.

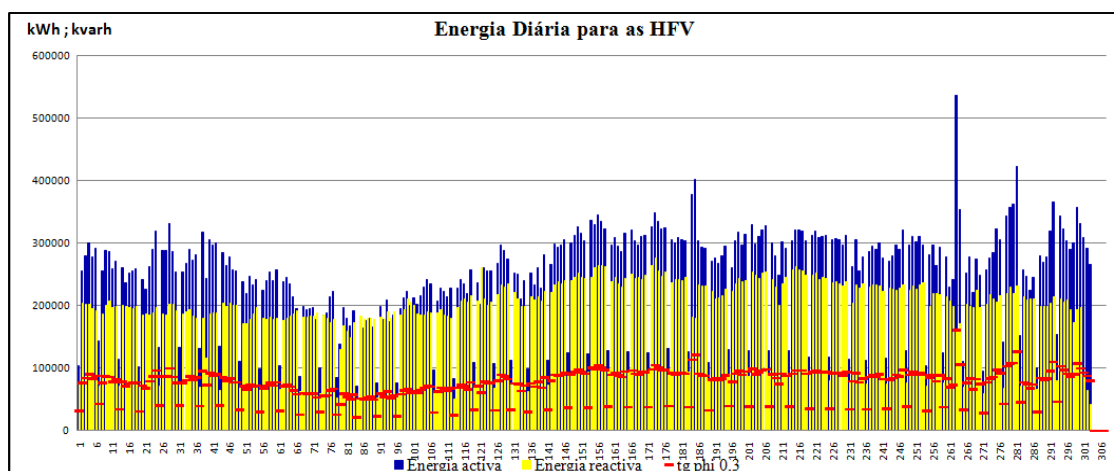


Figura 3.7 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$, para o período analisado, com as BC desligadas

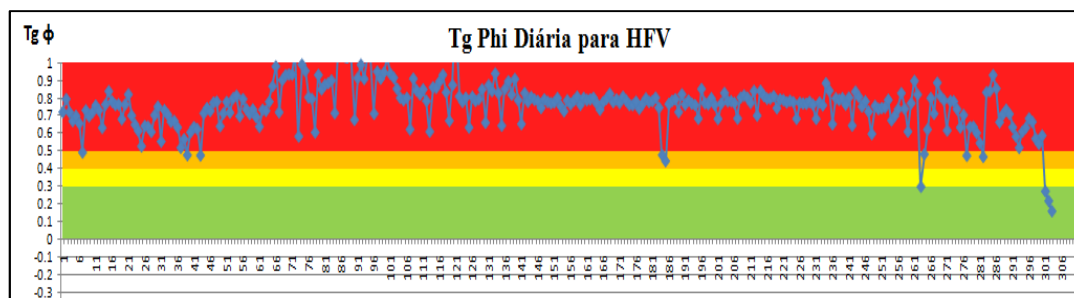


Figura 3.8 - Tg ϕ diária para as HFV, para o período analisado, com as BC desligadas

3.2.3 - Definição de novos horários para as BC

De maneira a minimizar a facturação do cenário actual, foram definidos novos horários para os escalões de BC existentes na subestação, apresentados na tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Horários das BC para o cenário actual

Situação actual (BC de 8Mvar, apenas um período horário)							
Instalação	BC	Escalão	Dia	1º Período		2º Período	
				Ligar	Desligar	Ligar	Desligar
SE 1	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 1	BC 2	-	Sábado	20:00	23:59	*	*
SE 1	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*

Para estes horários de BC, a facturação de energia reactiva foi a seguinte:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 29 200 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 5 €

Assim, com a redefinição dos horários das BC, foi possível reduzir a factura de energia reactiva indutiva, HFV, em 27 187 €.

O facto de se continuar a consumir energia reactiva capacitiva, HV, deve-se ao facto de se terem verificado períodos esporádicos de injeção de energia reactiva, por parte do Parque eólico, associados ao consumo de energia activa. Este padrão de consumo entra para efeitos de movimento de energia REN → EDP neste ponto injector.

Na figura 3.9, figura 3.10 e figura 3.11 pode-se observar os movimentos de energia reactiva nas HV.

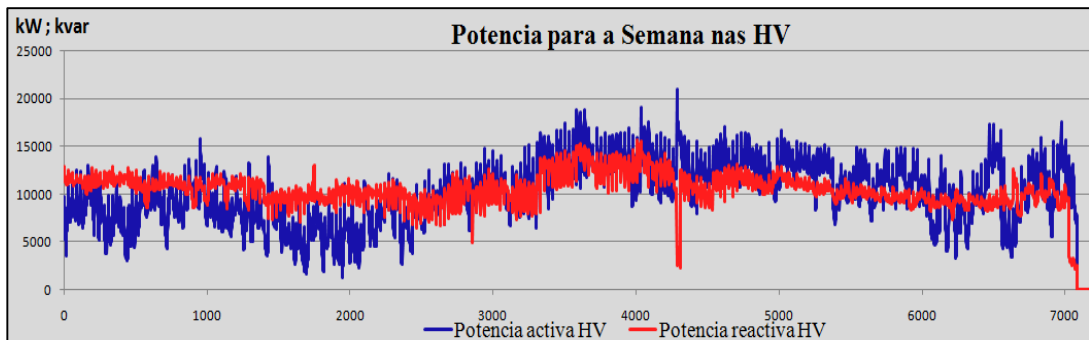


Figura 3.9 - Potência activa e reactiva para a semana com os novos horários de BC, para o período analisado

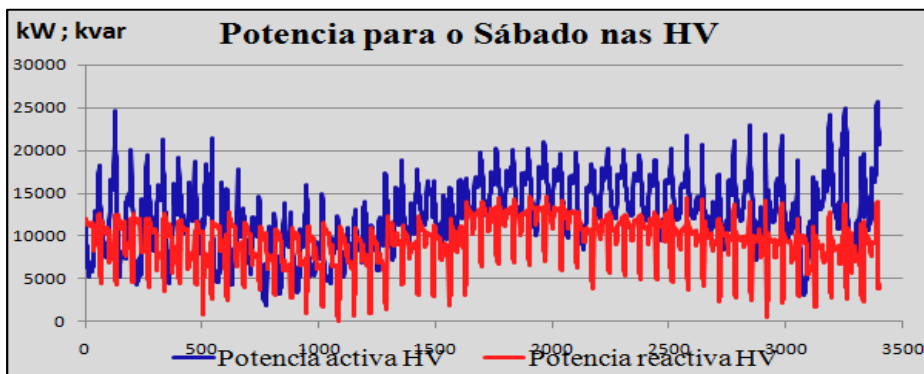


Figura 3.10 - Potência activa e reactiva para os Sábados com os novos horários de BC, para o período analisado

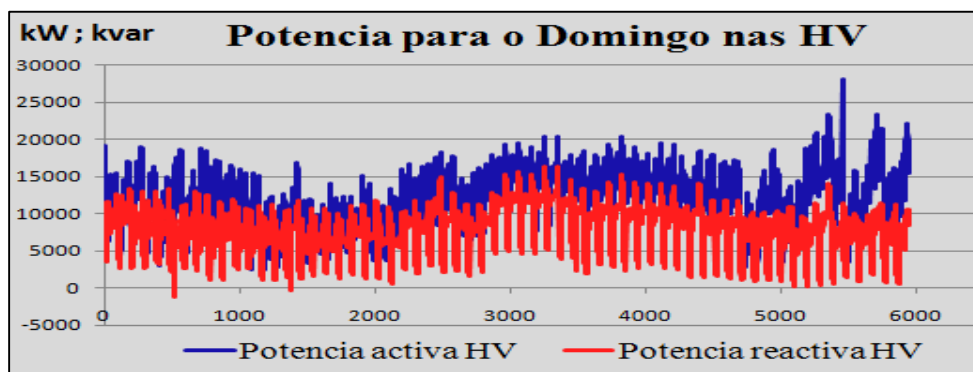


Figura 3.11 - Potência activa e reactiva para os Domingos com os novos horários de BC, para o período analisado

Para as HFV, verificou-se uma melhoria na compensação da energia reactiva, conforme se pode ver na figura 3.12 e figura 3.13.

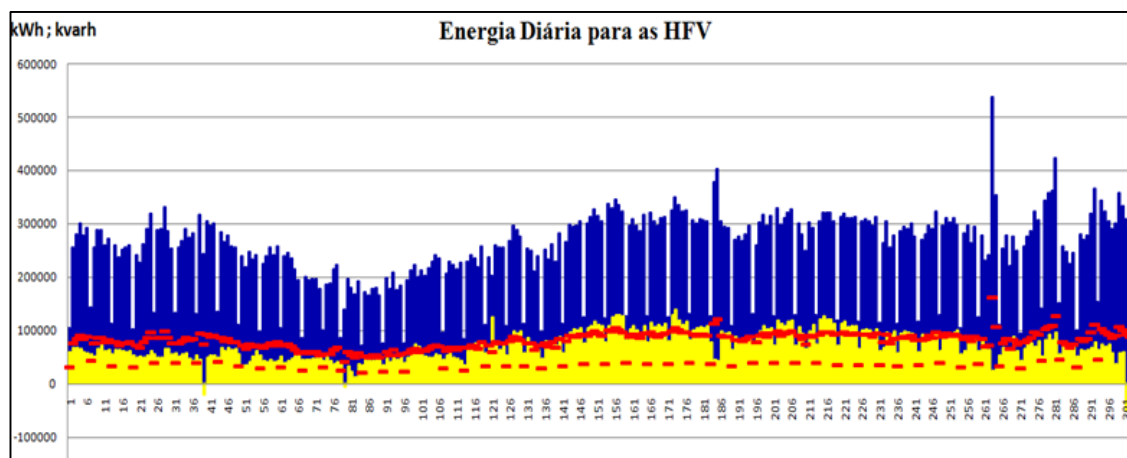


Figura 3.12 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \phi$, com os novos horários de BC, para o período analisado

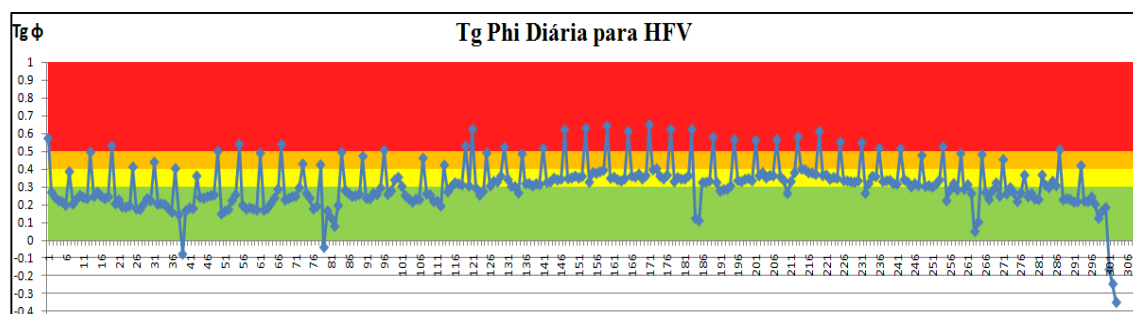


Figura 3.13 - $\text{Tg } \phi$ diária para as HFV, com os novos períodos de BC, no período analisado

3.2.4 - Síntese

Com a aplicação das novas Regras de Facturação de Energia Reactiva, conforme publicado no despacho nº 7253/2010, para este ponto injector, a facturação de energia reactiva seria de 996 € para as HV e 56 387 € para as HFV. Conforme se pode observar, apenas pelo ajuste dos horários das baterias de condensadores foi possível reduzir a factura de energia reactiva em 991€, para as HV, e em 27 187 €, para as HFV.

No entanto, a facturação de energia reactiva continua elevada. Observando a figura 3.12 e figura 3.13, pode-se constatar que o escalão de $\text{tg } \phi = 0,3$ ainda é ultrapassado frequentemente no período analisado.

Os picos de $\text{tg } \phi$ que se podem observar na figura 3.13, devem-se ao facto de as BC não possuírem automatismo de controlo horário, pelo que apenas permitem um período por dia de injeção de reactiva. Conforme se pode ver na figura 3.14 e 3.15, é no período de sábados que se verificam estes picos para a $\text{tg } \phi$.

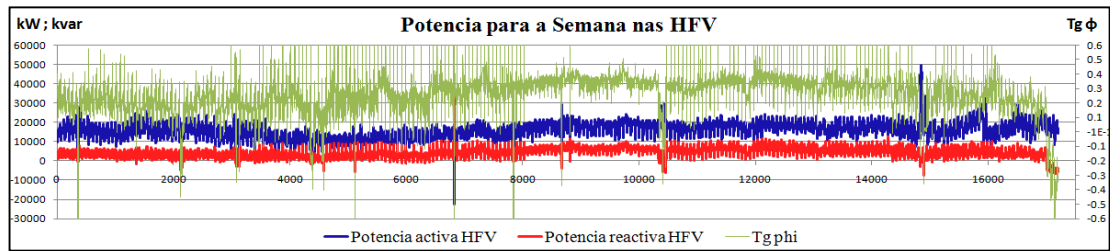


Figura 3.14 - Potência activa, reactiva e tg φ para a semana, nas HFV do período analisado

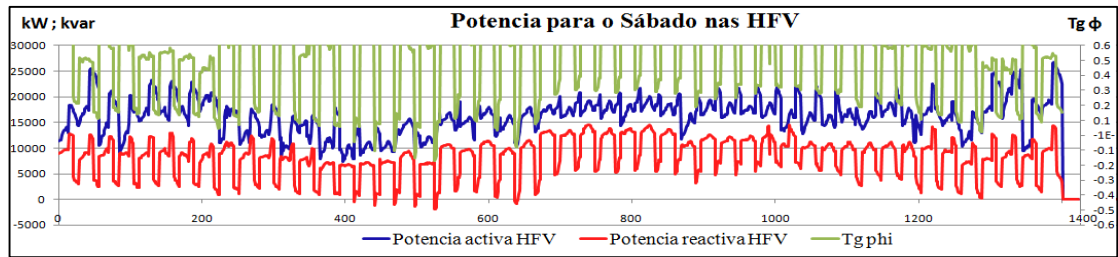


Figura 3.15 - Potência activa, reactiva e tg φ para o sábado, nas HFV do período analisado

3.2.5 - Optimização do Cenário Actual

Tendo em conta a facturação de energia reactiva que se verificaria aplicando a nova Regulamentação, simulou-se um cenário, semelhante ao anterior em termos de consumos e produção, mas que leva em conta as propostas de melhoria que foram apresentadas anteriormente, nomeadamente a instalação de um novo escalão de BC de 3,4 Mvar e de um automatismo de CHBC.

3.2.6 - Definição de novos horários para as BC

Para este novo cenário foram definidos os seguintes horários para as baterias de condensadores, apresentados na tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Horários das BC para o cenário optimizado

Instalação de uma bateria de 3.4Mvar (BC de 8Mvar + BC de 3.4Mvar + CHBC)							
Instalação	BC	Escalão	Dia	1º Período		2º Período	
				Ligar	Desligar	Ligar	Desligar
SE 1	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 1	BC 2	-	Sábado	20:00	23:59	09:30	12:59
SE 1	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 1	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 1	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	21:59
SE 1	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*

Para estes horários de BC, a facturação de energia reactiva foi a seguinte:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 40 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 5 €

Este novo cenário permitiu reduzir a facturação de energia reactiva para um valor praticamente residual.

Nas figuras 3.16 e 3.17 podemos ver os movimentos de energia e a $\text{tg } \varphi$ para este novo cenário.

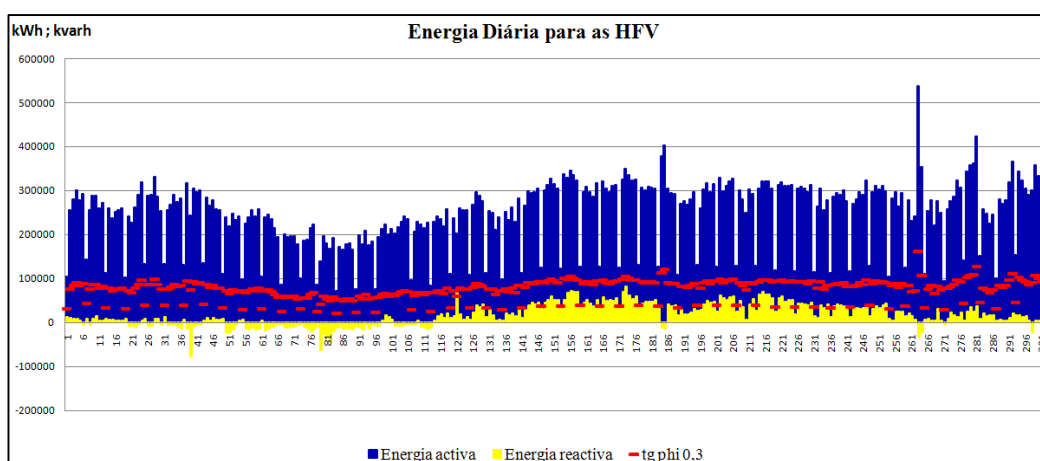


Figura 3.16 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$, para o cenário otimizado

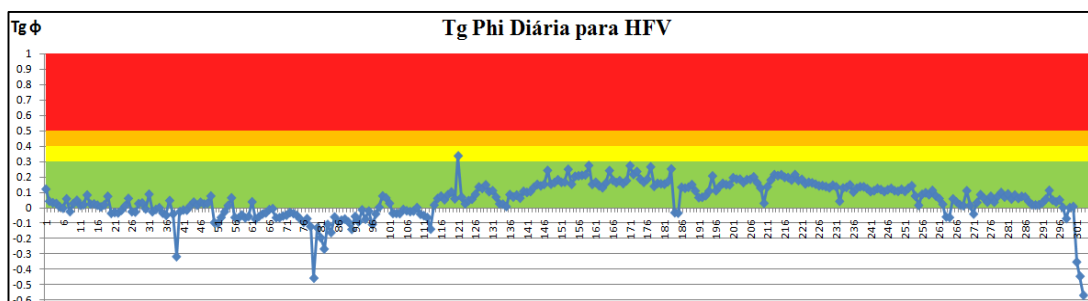


Figura 3.17 - $\text{Tg } \varphi$ diária para as HFV, para o cenário otimizado

3.2.7 - Conclusão

No estudo deste ponto injector analisaram-se os impactos da aplicação do novo tarifário de facturação de energia reactiva. Com a aplicação dos três escalões de facturação, e uma integração diária, para a gestão de 2010 obter-se-ia uma facturação de 991 € para as HV e de 56 387 € para as HFV. Fazendo um ajuste do horário das baterias de condensadores, foi possível reduzir a factura para 5 €, para as HV, e 29 200 €, para as HFV.

No entanto, na procura de uma melhor solução, analisando os movimentos de energia e a $\text{tg } \varphi$ diária para as HFV, na figura 3.14 e 3.15 respectivamente, foi sugerida a instalação de

um novo escalão de BC de 3,4 Mvar e de automatismos de CHBC. Tendo em conta estas sugestões, a facturação para o novo cenário seria de 40 €, para as HFV, e de 5 € para as HV.

Desta maneira foi possível reduzir uma factura de 29 200 € a aproximadamente 0 €. Tendo em conta que os custos associados à instalação deste novo escalão de BC serão de 60 000 € para o painel MT de 15 KV a instalar na subestação, mais 22 000 € para uma BC de 3,4 Mvar, e 5 000 € para o automatismo de CHBC, perfazendo um total de 87 000 €, considerando que os consumos e produções se vão manter aproximadamente iguais, três anos após a instalação deste novo escalão vai-se começar a ter retorno financeiro.

3.3 - Ponto Injetor com influência de PRE ligados à rede AT

3.3.1 - Análise para o cenário actual

O estudo realizado foi a um ponto injetor representado na figura 3.18 Este ponto injetor é constituído por 4 subestações AT/MT, um Aproveitamento Hidroeléctrico (AH), duas Centrais Fotovoltaicas (CF 1 e CF2) ligadas à rede AT e uma mini hídrica ligada à rede MT.

Existe também um Posto de Corte (PC) e uma Estação Elevatória, que para efeitos de facturação é considerada como sendo um consumo.

A SE 5 e SE 6 não pertencem a este Ponto Injetor, estando no entanto representadas pois as linhas de interligação são consideradas como sendo do Ponto Injetor em estudo.

Em termos de baterias de condensadores instaladas nas subestações, verifica-se o seguinte:

- SE 1: Não tem BC
- SE 2: 2 escalões de 3 Mvar, sem automatismo CHBC
- SE 3: 2 escalões de 3,4 Mvar, com automatismo CHBC
- SE 4: 1 escalão de 3,4 Mvar, sem automatismo CHBC

Quanto à energia reactiva que os PRE injectam aquando do fornecimento de energia activa temos a seguinte situação:

- CF 1: $\text{tg } \varphi = 0$
- CF2: $\text{tg } \varphi = 0$
- AH: $\text{tg } \varphi \geq 0,4$

Isto significa que os PRE CF 1 e CF 2 já se encontram enquadrados no novo Regulamento da Rede de Distribuição e não injectam energia reactiva na rede quando fornecem energia activa.

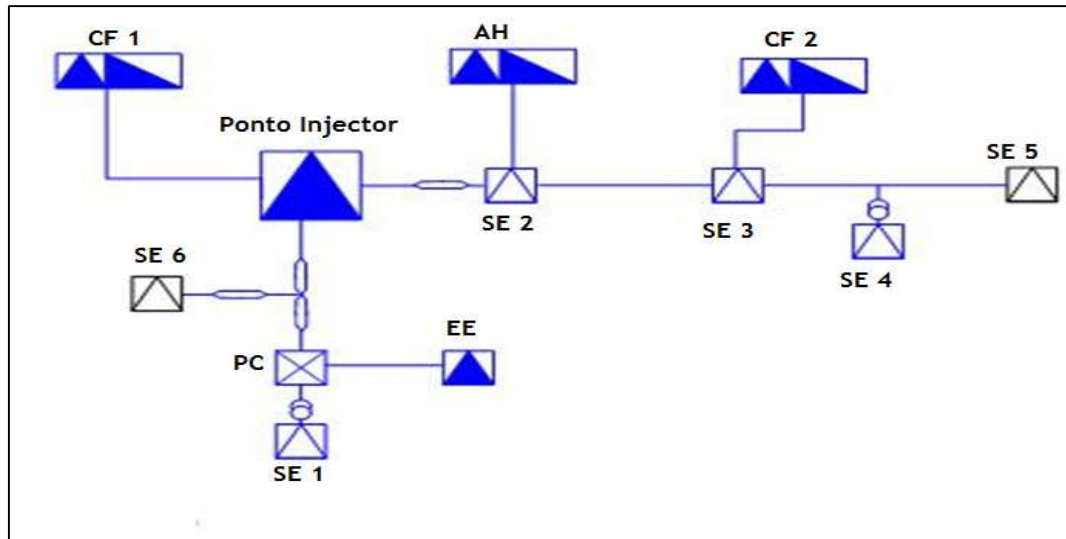


Figura 3.18 - Esquema de uma rede AT ligada a um ponto injetor

Foi feito um estudo para a situação actual, isto é, Considerando as produções e consumos registados no ano de 2010.

Para fazer o estudo foi necessário fazer a importação dos dados relativos a todas as SE e PRE que constituem este ponto injetor para o software de Análise de Energia Reactiva.

Para a situação actual verificam-se os seguintes valores de facturação:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 1 121 357 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 8 454 €

A energia reactiva indutiva facturada corresponde à energia reactiva, que nas horas fora de vazio, ultrapassou os escalões para um período de integração diário. A energia reactiva capacitiva facturada corresponde à energia reactiva que foi injectada na rede de transporte, sendo que toda a energia reactiva injectada é facturada.

Na figura 3.19 e figura 3.20 podemos verificar que existiram muitos períodos de injeção de energia activa para a rede de transporte. Pode-se observar também que a energia reactiva ultrapassa a $\text{tg } \varphi = 0,3$ em muitos períodos.

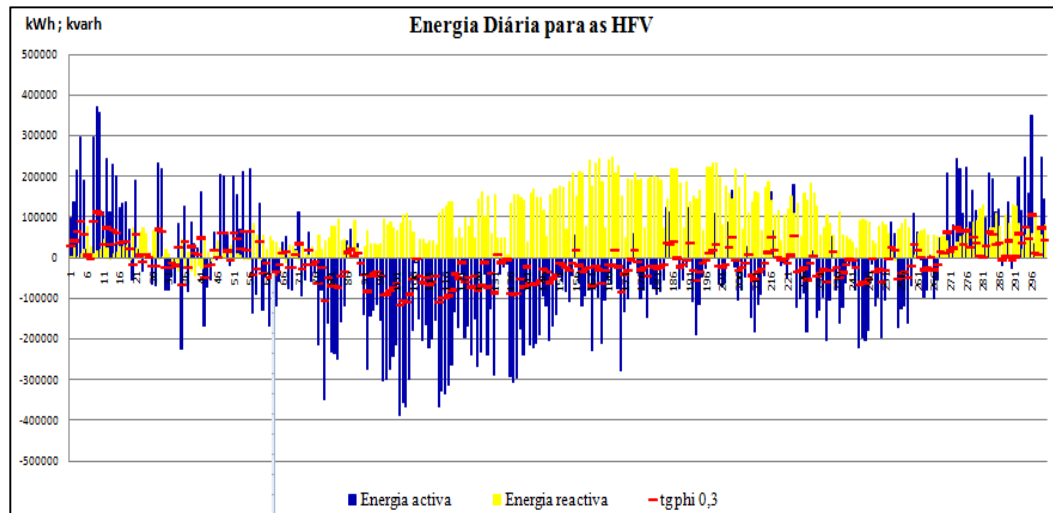


Figura 3.19 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV, para o período analisado

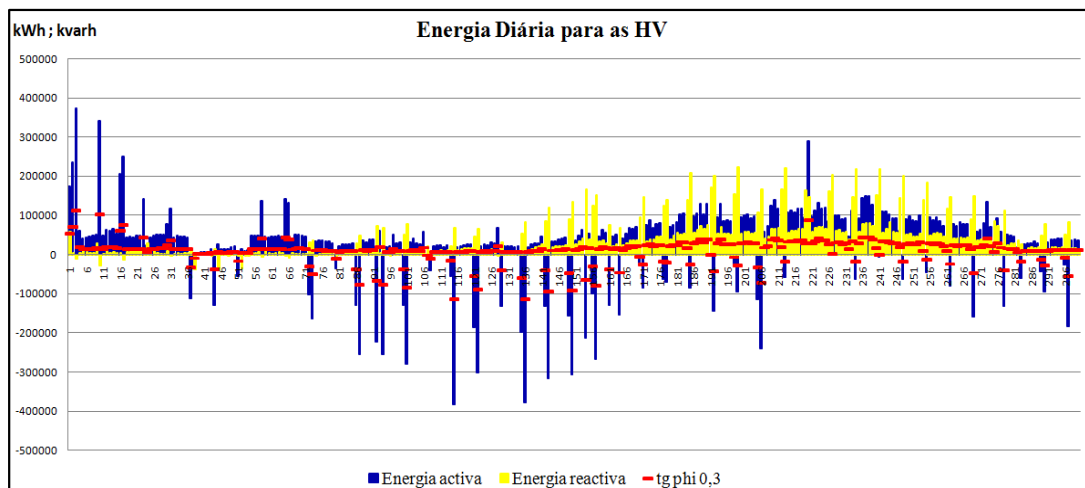


Figura 3.20 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV, para o período analisado

3.3.2 - Cenário Actual considerando as BC desligadas

Aqui foi simulado um cenário em que as baterias de condensadores estavam sempre desligadas, para se poder perceber melhor o trânsito real de energia reactiva na rede de distribuição.

Assim, foram obtidos os seguintes valores de facturação:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 2 288 948 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 202 €

Visto que com as BC desligadas se verificou uma redução na facturação de energia reactiva capacitiva, a primeira conclusão que se tira é que existe uma facturação provocada pelas BC, por estas estarem ligadas nas HV.

Outra conclusão que se pode tirar, tendo em conta a facturação, é que existem PRE's que estão a injectar energia reactiva na rede nas HV. Isto acontece porque alguns PRE's têm um horário de facturação diário, que é igual para todos os dias da semana, pelo que injectam também energia reactiva nos períodos de Sábado e Domingo. Na figura 3.21, figura 3.22 e figura 3.23 pode-se observar esse facto.

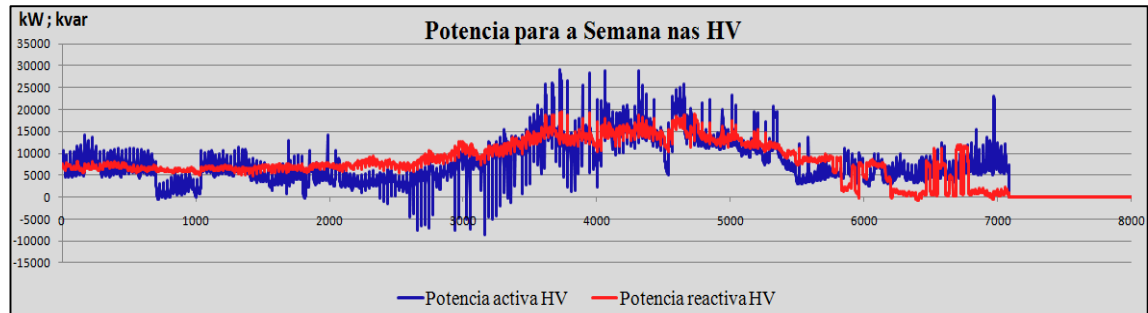


Figura 3.21 - Potência activa e reactiva para a semana nas HV, com BC desligadas

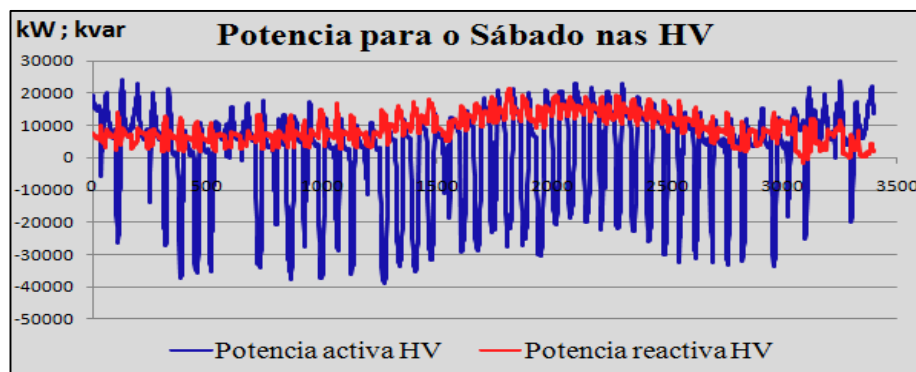


Figura 3.22 - Potência activa e reactiva para o Sábado nas HV, com BC desligadas

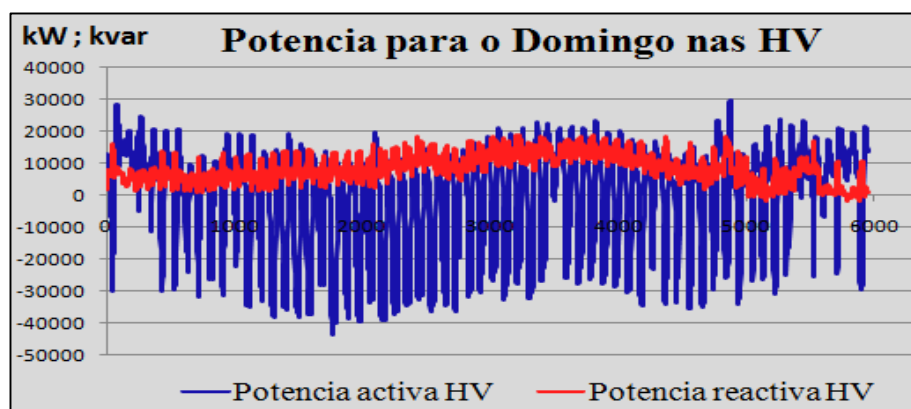


Figura 3.23 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HV, com BC desligadas

Na figura 3.24 e figura 3.25 pode-se verificar que, como seria expectável, o consumo de energia reactiva aumentou, visto que as BC estão desligadas.

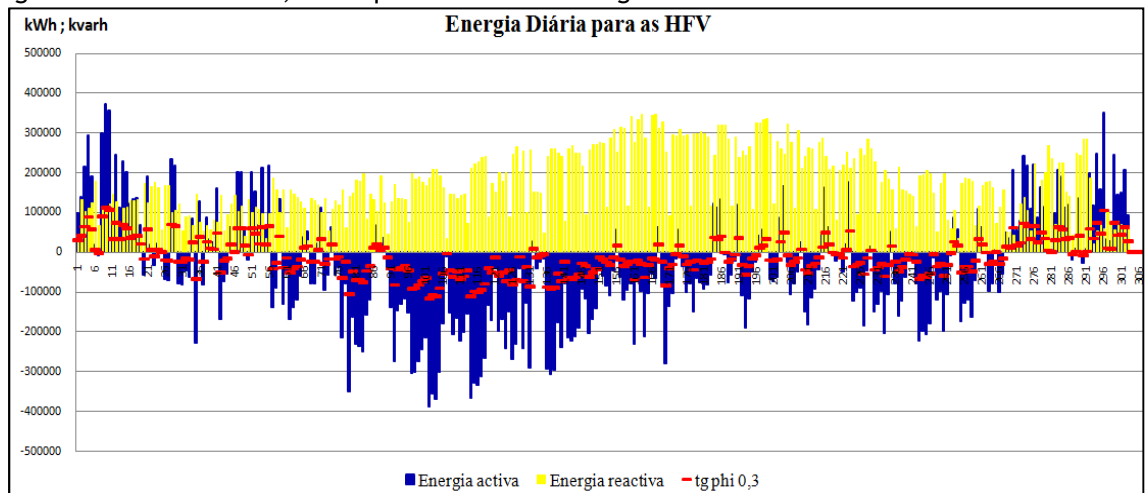


Figura 3.24 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV, para o período analisado, com as BC desligadas

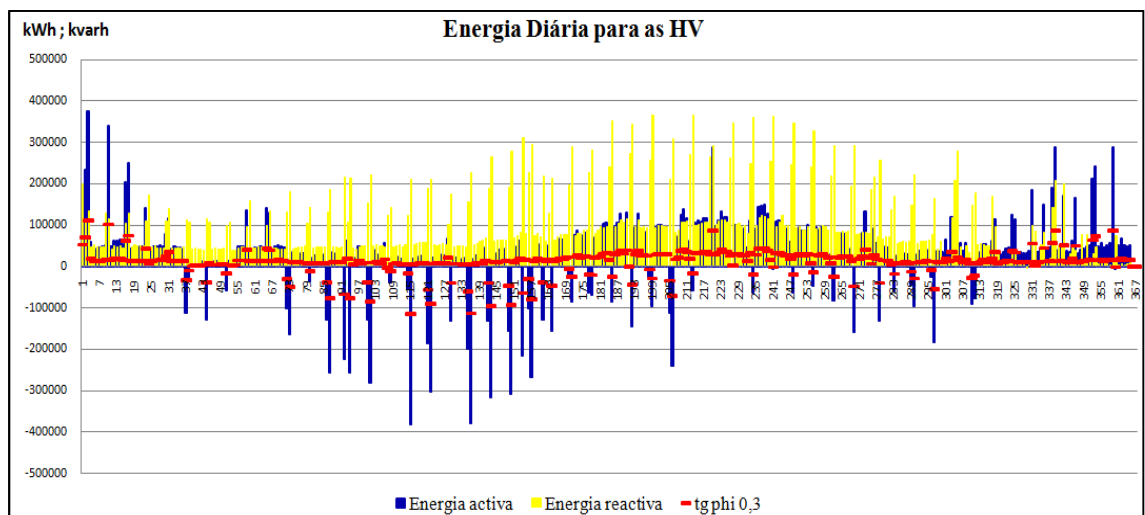


Figura 3.25 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV, para o período analisado, com as BC desligadas

3.3.3 - Definição de novos horários para as BC

Foi definido um novo horário para as Baterias de condensadores existentes, apresentado na tabela 3.3. De notar que as BC disponíveis na SE 3 não são contabilizadas, pois para o ano de 2010 apenas estiveram disponíveis a partir de Novembro.

Tabela 3.3 - Horários das BC para o cenário actual

Situação actual							
Instalação	BC	Escalão	Dia	1º Período		2º Período	
				Ligar	Desligar	Ligar	Desligar
SE 2	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 2	-	Sábado	20:00	23:59	*	*
SE 2	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 2	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	*	*
SE 2	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 2	-	Semana	*	*	*	*
SE 3	BC 2	-	Sábado	*	*	*	*
SE 3	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 1	-	Semana	*	*	*	*
SE 3	BC 1	-	Sábado	*	*	*	*
SE 3	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 4	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 4	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	*	*
SE 4	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*

Para este cenário de estudo foram obtidos os seguintes valores de facturação: facturação:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 639 275 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 202 €

A definição de novos horários das BC permitiu reduzir a facturação de energia reactiva indutiva para cerca de metade do registado sem este ajuste de horários nas HFV. Permitiu também que o horário das BC fosse alterado de maneira a não injectarem energia reactiva na rede em HV, reduzindo assim a factura de energia reactiva nas HV em cerca 8 200€.

Na figura 3.26 e figura 3.27 podemos ver os movimentos de energia registados para este cenário de novos horários de BC.

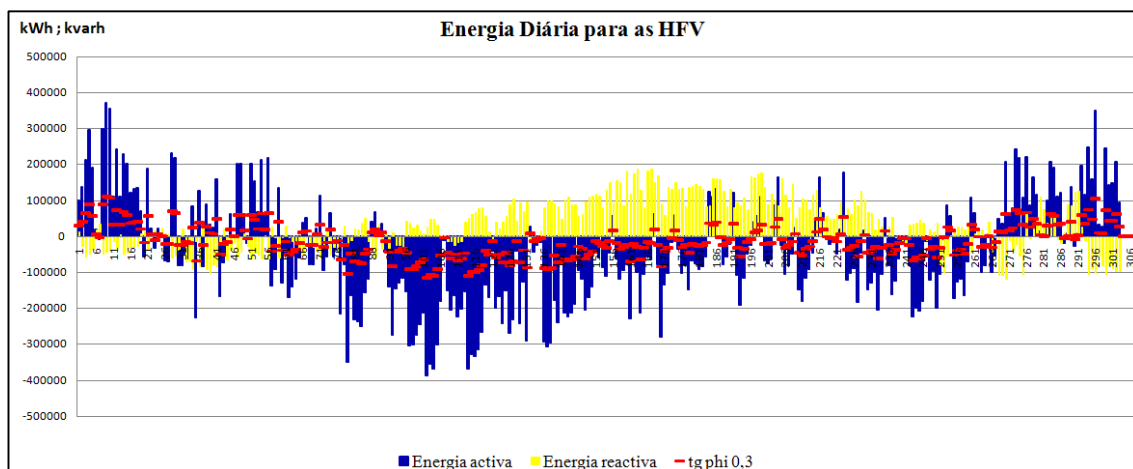


Figura 3.26 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HFV, com novos horários de BC para o período analisado

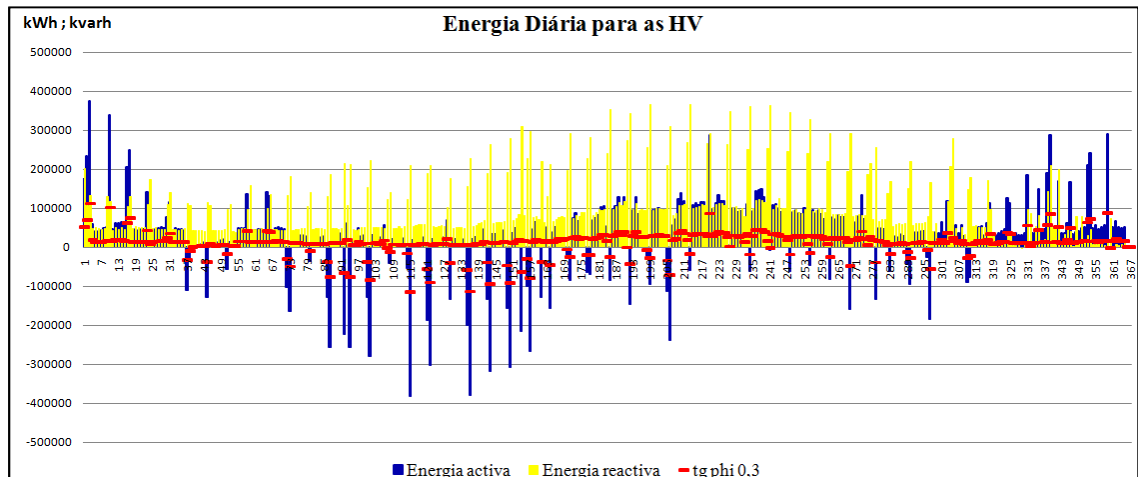


Figura 3.27 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HV, com novos horários de BC para o período analisado

Como era esperado, nas HFV registou-se uma diminuição de consumo de energia reactiva pois esta passou a ser melhor compensada pelas BC. Nas HV registou-se a situação inversa, tendo-se registado um aumento de consumo pois as BC deixaram de injectar reactiva nas HV. A facturação registada nas HV deve-se, como já foi explicado no cenário em que as BC estavam sempre desligadas, à injeção de reactiva na rede que os PRE se fazem acompanhar quando fornecem energia activa.

Nas HV a facturação de energia reactiva manteve-se igual ao cenário com as baterias de condensadores desligadas, anteriormente analisado.

3.3.4 - Síntese

Neste ponto foi possível concluir que fazendo apenas um ajuste do horário das baterias de condensadores se conseguiu reduzir a factura nas HFV de 1 121 357 € para 639 275 €, e nas HV reduziu-se de 8 454 € para 202 €, perfazendo assim uma poupança anual de 490 334 €.

Observando a figura 3.26, em comparação com a figura 3.19, regista-se uma diminuição do consumo de energia reactiva no período de verão (Abril, Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro), e para o período de Inverno (Janeiro, Fevereiro, Março, Outubro, Novembro, Dezembro) verificou-se uma injeção de energia reactiva na rede de transporte. Isto significa que neste período as BC injectaram mais energia reactiva do que a necessária.

3.3.5 - Cenário Futuro

Para analisar um possível cenário futuro foi necessário importar para a aplicação os dados referentes às subestações do ORD e os dados de todos os PRE, quer os ligados à rede AT quer os ligados à rede MT. Aos PRE ligados à rede AT, para os períodos em que estes estão a fornecer energia à rede, foi colocado a zero o valor da energia reactiva injectada, de forma a se ter uma $\text{tg } \varphi=0$. Nas subestações do ORD as cargas estão agregadas com os PRE, no entanto

existem dados da telecontagem dos PRE ligados à rede MT. Para definir o cenário futuro, foi subtraído, aos dados do trânsito de energia nas subestações do ORD, o excesso de energia reactiva produzida pelos PRE, quando estes estão a fornecer energia activa à rede. Este excesso corresponde, para os PRE com potência instalada superior a 6 MW, à energia reactiva injectada por esses PRE e para os PRE com potência instalada inferior a 6 MW, o excesso corresponde à diferença entre o valor efectivamente injectado e o valor correspondente a uma $\text{tg } \varphi = 0,3$.

Considerando estas alterações, foi simulado este cenário para a gestão de BC que foi feita para o ano de 2010. Os valores de facturação foram os seguintes:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 1 648 964 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 1005 €

Comparando a facturação obtida para este cenário, com a do cenário em que não eram consideradas as alterações de injeção de energia reactiva por parte dos PRE, verificou-se que a facturação nas HV diminuiu significativamente, e para as HFV aumentou em cerca de 520 000 €. A explicação é que, considerando estas alterações atrás descritas, a energia reactiva que está implícita na injeção de energia activa por parte dos PRE, passou a ser de 0% ou 30% da energia activa fornecida, conforme for o caso de o PRE ter uma potência de interligação superior ou inferior a 6 MW, respectivamente. De relembrar que a $\text{tg } \varphi$ é definida pelo quociente entre a energia reactiva e a energia activa.

Assim, nas HV como se verificou uma diminuição da energia reactiva injectada pelos PRE na rede AT, deixou também de se injectar tanta energia reactiva na rede de transporte, consequentemente a factura diminuiu. Nas HFV, dado o défice de energia reactiva, face ao cenário que não considerava as alterações nos PRE, foi necessário consumir mais energia reactiva proveniente da rede AT, aumentando assim a factura conforme se pode observar nas figuras 3.28 e 3.29, por comparação com as figuras 3.19 e 3.20, respectivamente.

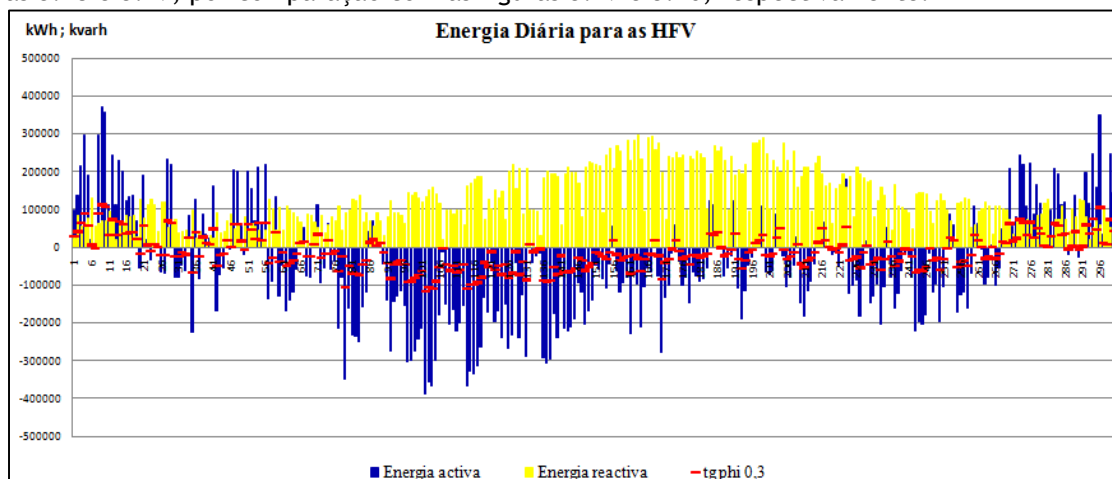


Figura 3.28 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HFV para o cenário futuro

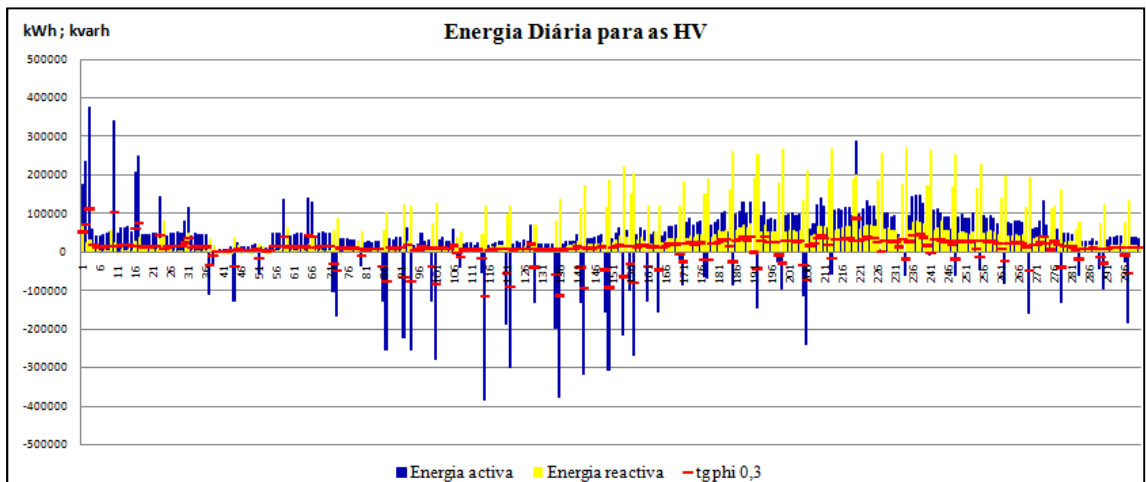


Figura 3.29 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HV para o cenário futuro

Nas figuras 3.30, 3.31 e 3.32 pode-se observar a potência activa e reactiva para as HV do período analisado, onde se pode ver que ocorreram injeções de energia reactiva na rede de transporte.

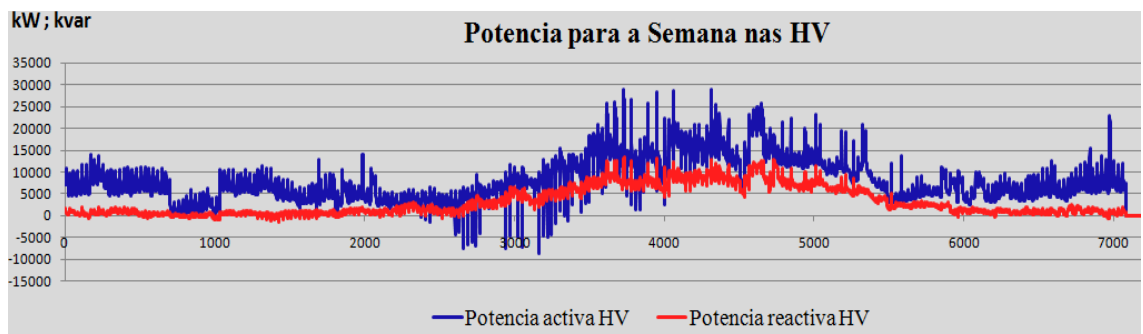


Figura 3.30 - Potência activa e reactiva para a semana nas HV, para o cenário futuro

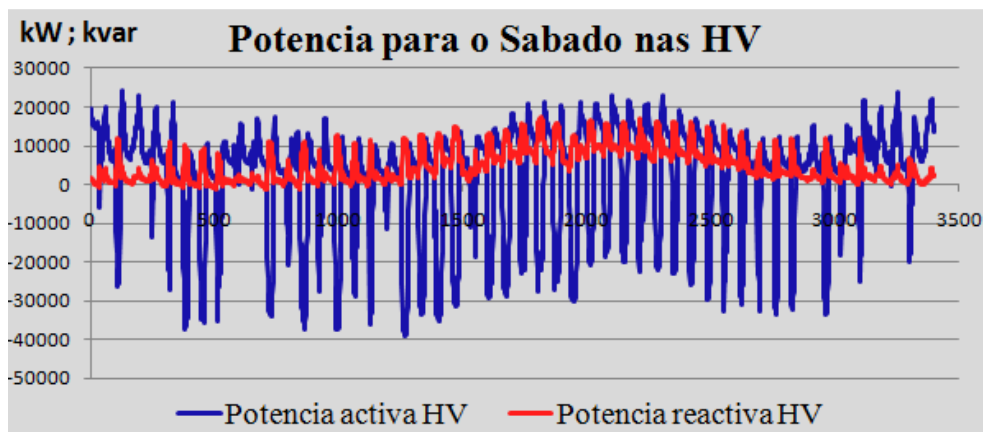


Figura 3.31 - Potência activa e reactiva para o Sábado nas HV, para o cenário futuro

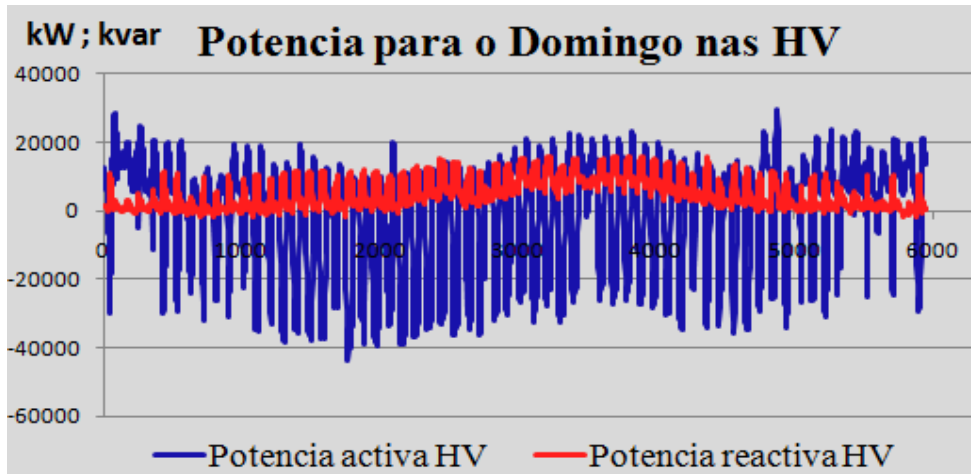


Figura 3.32 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HV, para o cenário futuro

3.3.6 - Cenário Futuro considerando as BC desligadas

Foi feita a simulação deste cenário considerando as BC desligadas durante todo o período em análise.

Foram obtidos os seguintes valores de facturação:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 2 899 946 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 165 €

Novamente se pode concluir que existe uma facturação provocada pelas BC, pois a facturação nas HV diminuiu não considerando a acção destas. Pode-se também concluir, que apesar de a factura de energia reactiva capacitiva ter diminuído, continua a haver injeção nas HV. Isto pode-se justificar pela quantidade de energia reactiva que os PRE com potência de ligação inferior a 6 MVA continuam a injectar, que corresponde a 30% da energia activa fornecida à rede, que em conjunto com o facto de o período tarifário ser diário para alguns PRE, e semanal para a facturação, dão origem àquela facturação para as HV.

Na figura 3.33, figura 3.34 e figura 3.35 pode-se ver que continua a ser injectada energia reactiva na rede de transporte nas HV, apesar de em poucas quantidades. Esta injeção verifica-se para o período final do ano.

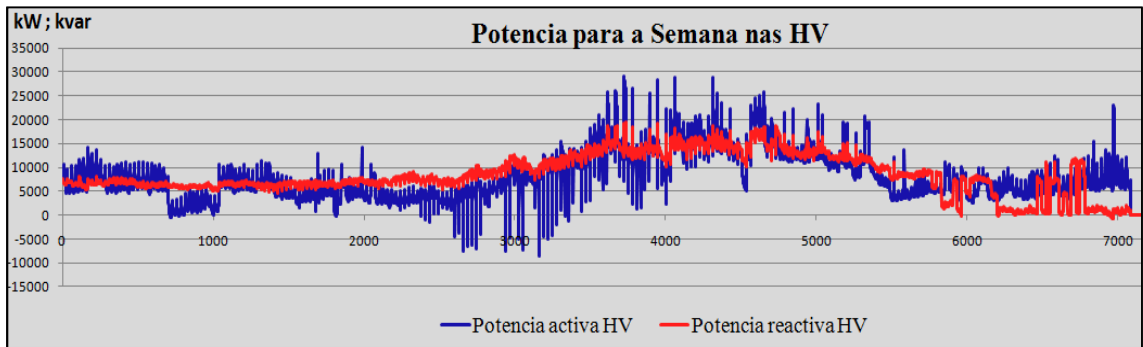


Figura 3.33 - Potência activa e reactiva para a semana nas HV, para o cenário futuro, considerando as BC desligadas

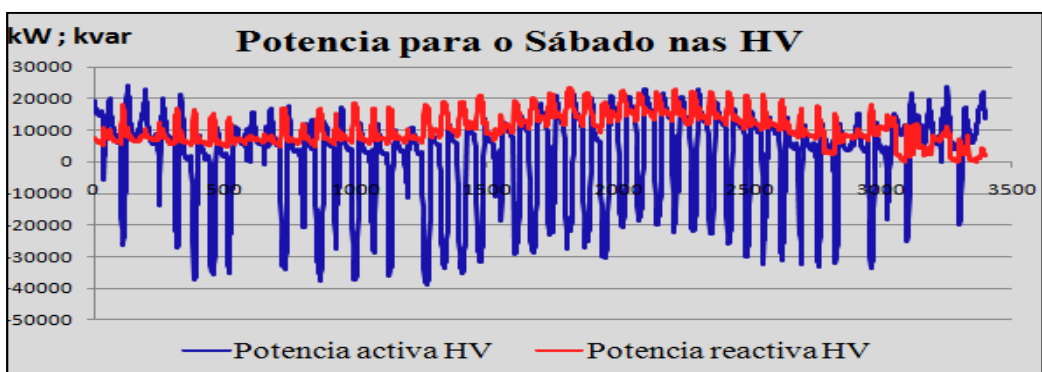


Figura 3.34 - Potência activa e reactiva para o Sábado nas HV, para o cenário futuro, considerando as BC desligadas

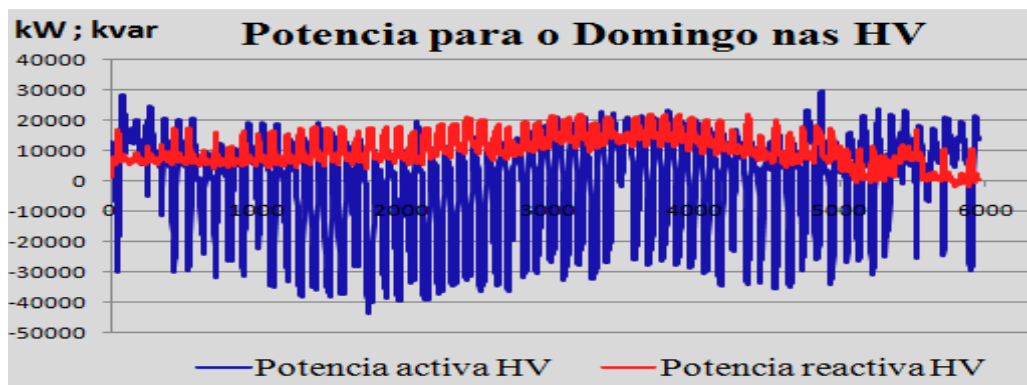


Figura 3.35 - Potência activa e reactiva para o Domingo nas HV, para o cenário futuro, considerando as BC desligadas

Nas figuras 3.36 e 3.39 pode-se observar o aumento de consumo de energia reactiva nas HFV que se verificaria nesta situação.

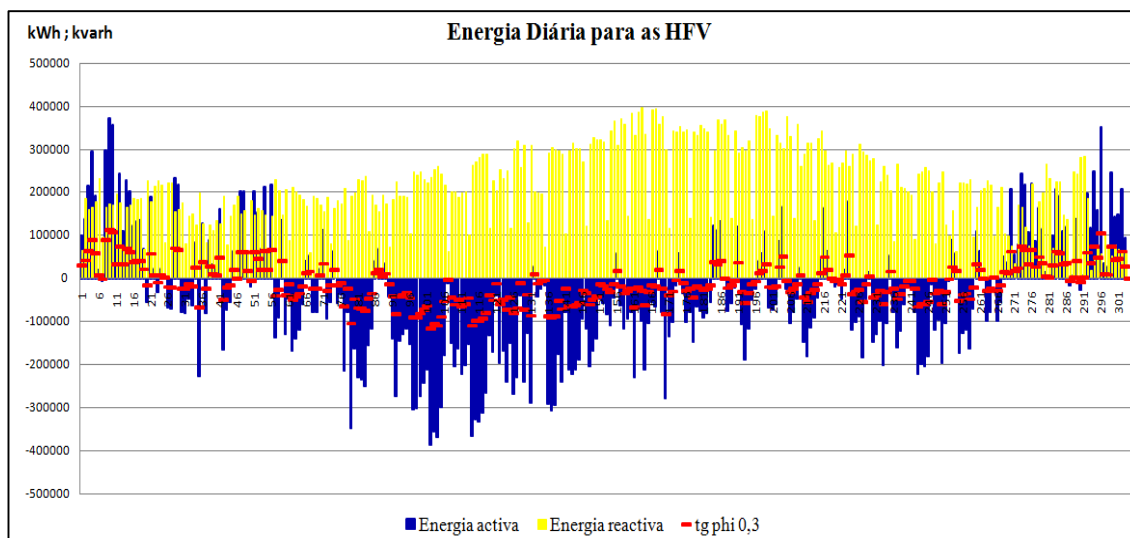


Figura 3.36 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HFV para o cenário futuro, considerando as BC desligadas

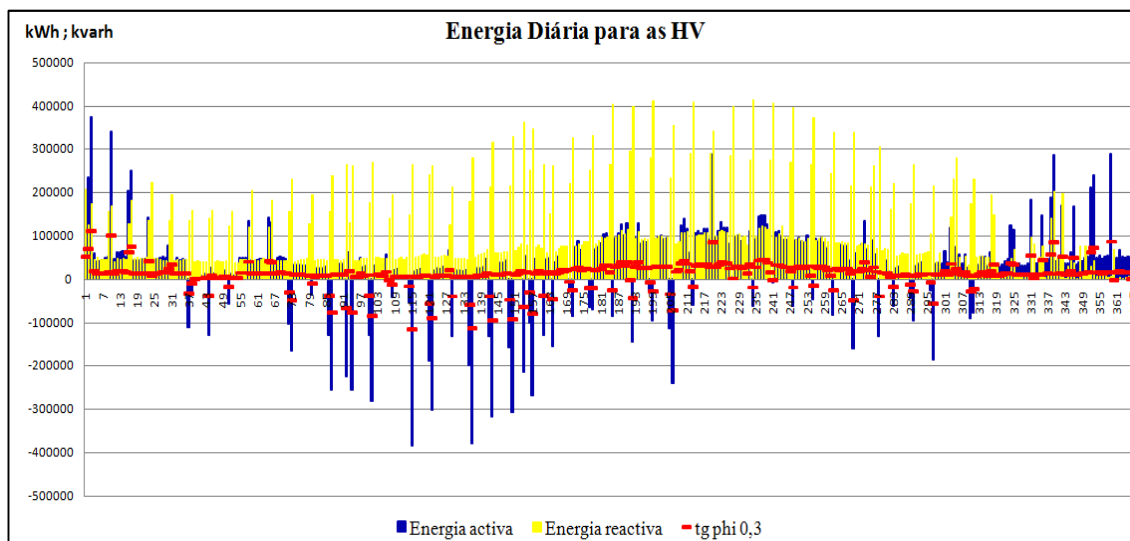


Figura 3.37 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HV para o cenário futuro, considerando as BC desligadas

3.3.7 - Definição de novos horários para as BC

Para este cenário foi definido os seguintes horários de baterias de condensadores, presentes na tabela 3.4. Assim, como o objectivo é analisar a capacidade da potência instalada para compensar a reactiva que os PRE vão deixar de injectar na rede, a SE 3 vai ser considerada como uma instalação disponível para efectuar essa compensação, independentemente de no passado ter contribuído apenas parcialmente (2010);

Tabela 3.4 - Horários das BC para o cenário futuro

Situação Futura							
Instalação	BC	Escalão	Dia	1º Período		2º Período	
				Ligar	Desligar	Ligar	Desligar
SE 2	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 2	-	Sábado	20:00	23:59	*	*
SE 2	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 2	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	*	*
SE 2	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 3	BC 2	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	21:59
SE 3	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 3	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	21:59
SE 3	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 4	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 4	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	*	*
SE 4	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*

Para este cenário e estes horários foi obtida a seguinte facturação:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 261 717 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 165 €

Obteve-se assim uma redução de facturação de energia reactiva nas HFV de 1 423 247 €, enquanto que nas HV se reduziu a factura em 840 €.

A redução significativa nas HFV deve-se sobretudo ao facto de na definição dos novos horários se ter considerado os escalões de BC da SE 3 em funcionamento para todo o periodo, ao contrario daquilo que se verificou no cenário actual, conforme referido atrás, ainda que a definição de novos horários também tenha contribuído em grande parte para a redução da factura nas HFV.

Nas figuras 3.41 e 3.42 pode-se observar os movimentos de energia para este cenário futuro.

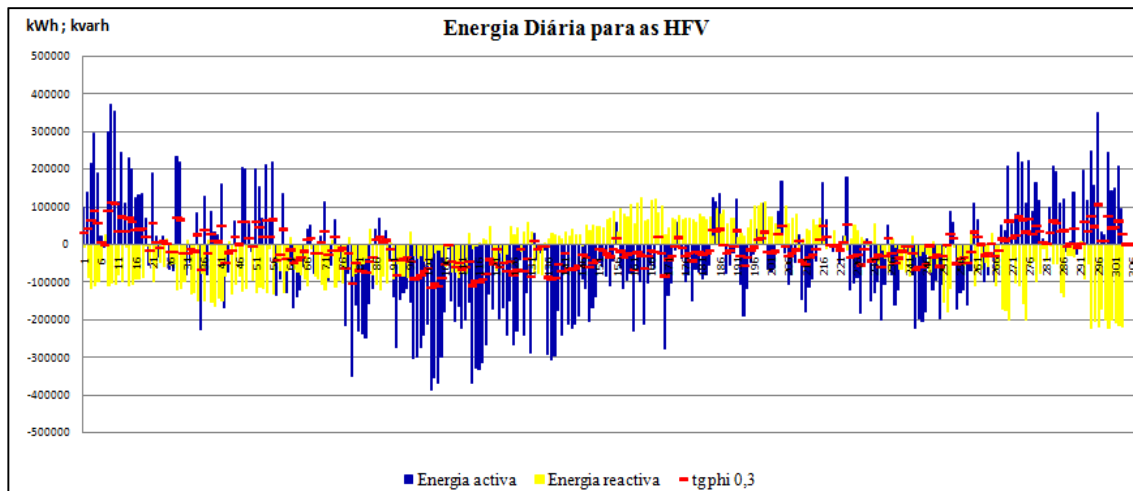


Figura 3.38 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HFV para o cenário futuro, com novos horários de BC

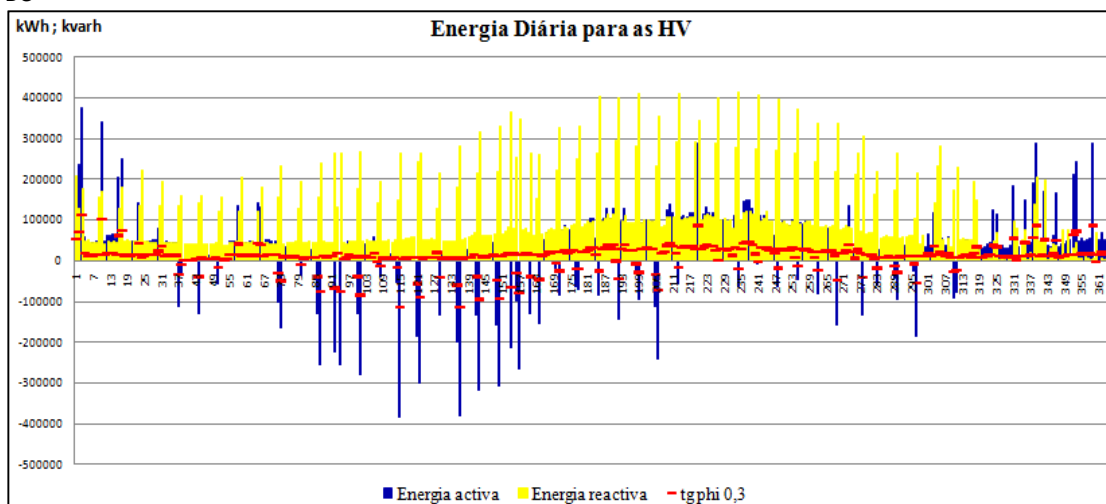


Figura 3.39 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \varphi$ nas HV para o cenário futuro, com novos horários de BC

Pode-se observar novamente, figura 3.38, que no período de verão (Abril, Maio, Junho, Julho, Agosto e Setembro) se registou uma diminuição do consumo de energia reactiva e que em alguns dias deste período se injectou energia reactiva na rede de transporte.

No período de inverno (Janeiro, Fevereiro, Março, Outubro, Novembro, Dezembro) registou-se injeção de energia reactiva na rede de transporte, o que significa que neste período as BC injectaram mais energia reactiva na rede do que seria realmente necessário.

O cenário para as HV, mais uma vez, é igual ao cenário considerado com as BC desligadas, sendo que a análise foi feita nesse ponto.

3.3.8 - Optimização do Cenário Actual

Observando os valores de facturação de energia reactiva, verifica-se que apesar do ajuste dos horários das BC, estes continuam muito elevados, pelo que a busca de um cenário mais favorável, levou a que fossem feitas algumas sugestões de melhoria e simulados os cenários com as melhorias sugeridas para demonstrar o impacto que teriam na facturação.

Observando a rede, podemos verificar que existe uma subestação sem bateria de condensadores, a SE 1. Após ser feita uma análise individual de cada subestação, foi possível observar que na SE 1 era ultrapassado o valor de $\text{tg } \phi = 0,3$ em grande parte do período de estudo, conforme se pode ver na figura 3.40.

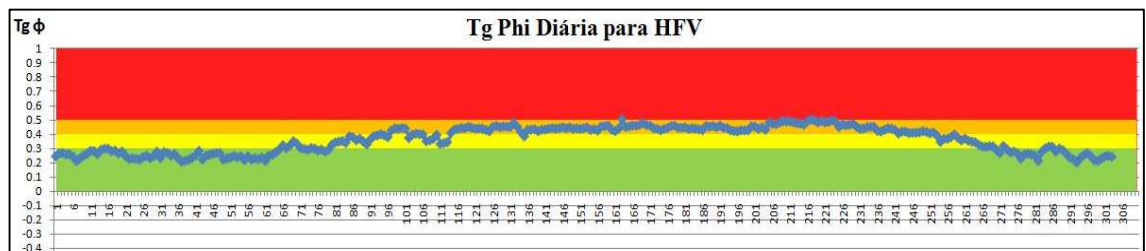


Figura 3.40 - Tg ϕ diária para as HFV para a SE 1 no período analisado

Tendo isto em conta, sugeriu-se a instalação de um escalão de bateria de condensadores de 3,4 Mvar nesta subestação de forma a melhorar a compensação de energia reactiva nesta SE. Com a instalação deste escalão, a $\text{tg } \phi$ passaria a ser a apresentada na figura 3.41.

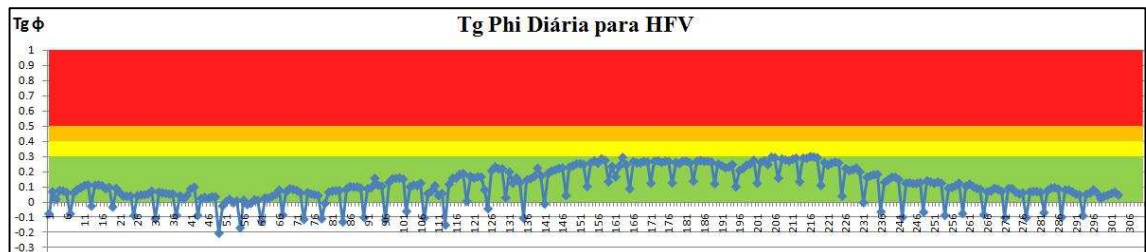


Figura 3.41 - Tg ϕ diária para as HFV para a SE 1 no período analisado, com BC de 3,4 Mvar

Foi também sugerida a instalação de automatismos de CHBC na SE 2 e SE 4, pois aos sábados em que existem dois períodos de HFV, seria possível ter as BC a fazer a compensação de energia reactiva nos dois períodos e não apenas num como agora se verifica.

Para justificar estas melhorias, simularam-se dois cenários:

- 1º: Instalação de BC de 3.4 Mvar na SE 1, já com automatismo de CHBC incluído;
- 2º: Melhorar o cenário anterior instalando automatismos de CHBC na SE 2 e SE 4.

3.3.9 - Cenário de otimização 1

Como descrito anteriormente, para este cenário considerou-se a instalação de um escalão de BC de 3,4 Mvar na SE 1. Considerando esta melhoria, definiram-se os seguintes horários de BC.

Tabela 3.5 - Horários das BC para o cenário de otimização 1

Instalação	BC	Escalão	Dia	Ligar	Desligar	Ligar	Desligar
SE 1	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 1	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	21:59
SE 1	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 2	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 2	-	Sábado	09:30	12:59	*	*
SE 2	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 2	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	21:59
SE 2	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 3	BC 2	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	23:59
SE 3	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 3	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	23:59
SE 3	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 4	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 4	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	*	*
SE 4	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*

Definidos estes horários de BC, a facturação obtida foi a seguinte:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 77 907 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 165 €

Para este cenário obteve-se uma redução na factura de energia reactiva de 183 810 € nas HFV. Nas HV não houve qualquer alteração, como seria de esperar pois as BC apenas têm influência na facturação de energia reactiva nas HFV.

Na figura 3.42 podem-se ver os movimentos de energia para as HFV para este cenário.

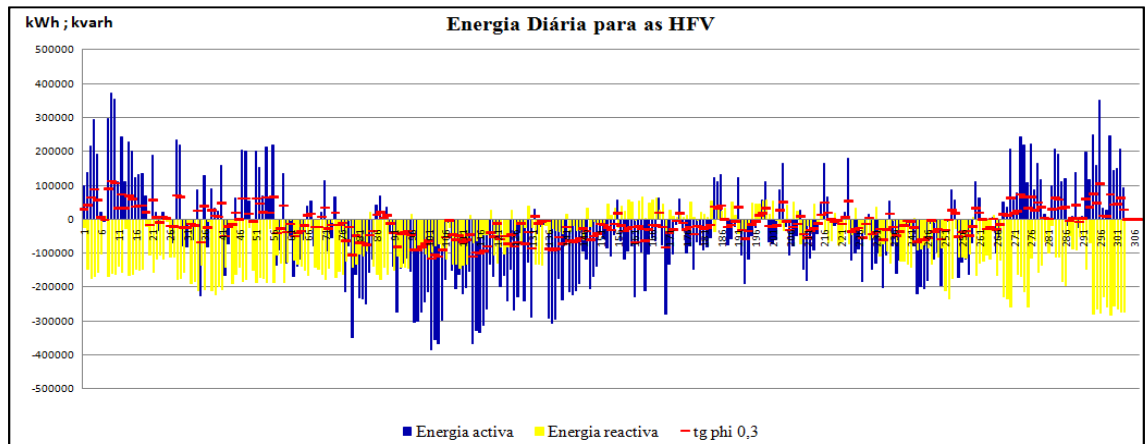


Figura 3.42 - Potência activa, reactiva e tg φ nas HFV para o cenário futuro, para o cenário de optimização 1

Observou-se que, como anteriormente, para o período de Inverno se registava uma injeção de energia reactiva na rede de transporte, sendo que neste cenário a injeção aumentou. Registou-se também agora que se verifica injeção de energia reactiva na rede de transporte em alguns dias do período de verão.

3.3.10 - Cenário de optimização 2

Para este cenário, além da instalação do escalão de BC na SE 1, simulou-se também a instalação de automatismos de CHBC na SE 2 e na SE 4. Os horários para as BC definidos foram os apresentados na tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Horários das BC para o cenário de optimização 2

Instalação	BC	Escalão	Dia	Ligar	Desligar	Ligar	Desligar
SE 1	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 1	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	21:59
SE 1	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 2	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 2	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	23:59
SE 2	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 2	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 2	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	21:59
SE 2	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 2	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 3	BC 2	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	23:59
SE 3	BC 2	-	Domingo	*	*	*	*
SE 3	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 3	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	23:59
SE 3	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*
SE 4	BC 1	-	Semana	07:00	23:59	*	*
SE 4	BC 1	-	Sábado	09:30	12:59	20:00	23:59
SE 4	BC 1	-	Domingo	*	*	*	*

A diferença que se verificou foi que agora para os períodos de sábado, em que existem dois períodos distintos de HFV, as BC estão ligadas para esses dois períodos, permitindo assim uma melhor compensação de energia reactiva.

Para este cenário, a facturação obtida foi a seguinte:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 57 145 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 165 €

Como se pode observar, com este cenário foi possível reduzir a factura de energia reactiva em 20 762 €. Na figura 3.43 podem-se observar os movimentos de energia para esta situação, não se tendo verificado alterações em relação ao cenário de optimização 1.

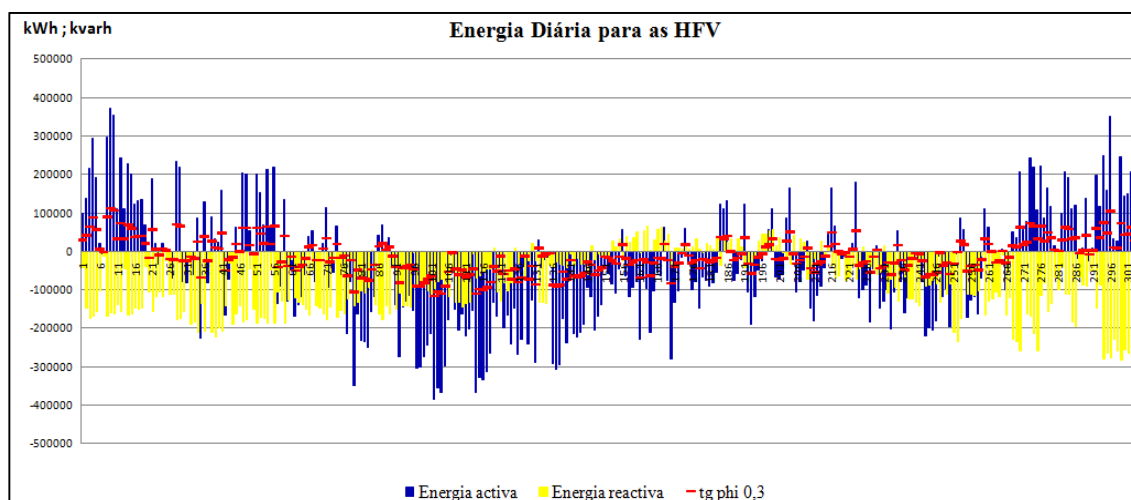


Figura 3.43 - Potência activa, reactiva e $\text{tg } \phi$ nas HFV para o cenário futuro, para o cenário de optimização 2

3.3.11 - Conclusão

Neste ponto injectar, além do impacto provocado pela aplicação do novo tarifário de facturação de energia reactiva, nomeadamente a aplicação dos três escalões de facturação e uma integração diária, estudou-se também o impacto proveniente da aplicação das alterações efectuadas no Regulamento da Rede de Distribuição, referentes às alterações de energia reactiva que os PRE poderão injectar na rede.

Apenas com o ajuste dos horários das BC para o cenário de aplicação do novo tarifário de facturação, considerando o cenário de consumo de 2010, foi possível reduzir a facturação em 502 844 € para as HFV, e em 8 251 € nas HV, obtendo uma poupança de 511 095 € por ano.

No cenário em que se aplicou além do novo tarifário de facturação, também o novo RRD, por ajuste dos horários das BC, conseguiu-se uma redução de custos de energia reactiva

de 1 387 247 € para as HFV e de 840 € para as HV, sendo que neste caso se obtêm uma poupança anual de 1 388 087 €.

No entanto, observou-se que nesta situação no período de inverno está a ser injectada energia reactiva na rede de transporte, o que pode provocar um aumento nas perdas desta.

Analisando a factura final de energia reactiva, verificou-se que apesar de significativamente melhorada, continuava com um valor bastante elevado. Por isso fez-se uma análise individual do perfil de $\text{tg } \varphi$ de cada subestação, verificou-se que para SE 1, que não possuía BC, o valor de $\text{tg } \varphi = 0,3$ era ultrapassado em grande parte do ano. De maneira a melhorar a compensação local desta subestação, e consequentemente melhorar a compensação a nível 53 do ponto injector simulou-se um cenário em que era instalado um escalão de BC de 3,4 Mvar na SE 1. Desta maneira foi conseguido uma poupança anual de 183 810 €.

Analisados os custos associados à instalação de um novo escalão de BC que serão de 60 000 € para o painel MT de 15 KV a instalar na subestação, e de mais 22 000 € para uma BC de 3,4 Mvar, totalizando um investimento de 82 000 €, podemos concluir que no primeiro ano de facturação após a instalação da BC se conseguia recuperar o investimento feito.

Outra melhoria a ser considerada, seria a instalação de automatismos de CHBC nas SE 2 e SE 4 de maneira a permitir dois períodos horários aos sábados. Admitindo que a BC na SE 1 é instalada, esta melhoria traria uma poupança anual de 20 762 €. Atendendo a que a instalação de cada automatismo de CHBC tem um custo associado de 5 000 € cada, com um investimento de 10 000 € permitia-se reduzir a factura em 20 762 €, o que significa que teríamos retorno financeiro ao fim do primeiro ano após instalação destes.

3.4 - Conclusões

Neste capítulo foi estudado o impacte das novas Regras de Facturação de Energia Reactiva a aplicar pelo ORT ao ORD, e do novo Regulamento da Rede de Distribuição, aplicados a dois Pontos Injectores distintos.

Neste estudo a principal conclusão é que é necessário rever e se necessário redefinir os horários das baterias de condensadores de todas as subestações do ORD, pois estudando um cenário em que se admitia os consumos e produções que ocorreram para o ano de 2010, a redefinição dos horários das BC permitiu reduzir significativamente a factura de energia reactiva para as HFV, como também para as HV pois algumas BC encontram-se a injectar na rede em HV, o que é objecto de facturação.

Na procura de uma gestão mais eficiente, foram identificadas algumas melhorias a ser consideradas pois, tal como foi demonstrado, permitiriam obter um valor ainda mais reduzido de facturação, com um investimento que rapidamente seria recuperado com as poupanças associadas.

Concluiu-se também que mesmo depois de aplicado o novo RRD, após redefinição dos horários das BC, haveria uma injeção de energia reactiva na rede de transporte, nas HFV, principalmente nos meses de inverno, o que significa que haveria um excesso de energia reactiva para este período.

Esta situação é justificada pelo facto de em termos de cargas os meses de verão serem caracterizados por um menor consumo de energia activa e maior consumo de energia reactiva, face aos meses de inverno e que em termos de produção de energia eléctrica por parte dos PRE, foi também no verão que se registou uma maior produção.

Considerando que nos meses de inverno é consumida menos energia reactiva que nos meses de verão e fazendo uma análise para o ano inteiro, os horários das BC serão definidos tendo em conta a situação de maior consumo de reactiva, o período de verão. Assim, para os meses de inverno, os horários das BC vão estar desajustados face ao consumo de energia reactiva verificado. Por estas razões, seria feita uma análise mais cuidadosa e exacta caso se fizesse uma análise para o período de verão e para o período de inverno em separado, pelo que se obteriam horários de BC diferentes para estes dois períodos distintos, evitando que no inverno fosse injectada energia reactiva na rede de transporte, para as HFV.

Capítulo 4

Análise de perdas na rede AT

Neste capítulo vai-se fazer uma análise das perdas que a compensação de energia reactiva introduz na rede de distribuição, e analisar possíveis cenários que permitam obter uma melhor gestão da rede, em função da localização das BC.

4.1 - Introdução

Fazendo a compensação da energia reactiva pode-se estar a injectar energia reactiva na rede AT, o que irá provocar maiores perdas, pois as BC instaladas numa subestação para compensação local desta, poderão estar a servir para fazer a compensação de uma outra subestação noutro ponto da rede, caso as BC desta outra não sejam suficientes para fazer uma compensação local satisfatória.

Assim, vai-se simular a deslocalização de baterias de condensadores, e registar quais os impactos que estas alterações terão nas perdas na rede, de forma a, em conjunto com a análise da compensação de energia reactiva, determinar o cenário óptimo.

Para esta análise será usado o software presente na EDP - Distribuição, nomeadamente o SIT e o DPLAN. O SIT é o software onde está representado o traçado real de toda a rede que constitui os SEE nos diferentes níveis de tensão, bem como toda a informação de todos os órgãos que constituem a rede. O DPLAN é um software usado para simular trânsitos de potências, curto-circuitos, planos de contingência, entre outros.

De modo a traduzir o comportamento do diagrama de cargas que se verificou ao longo do período em estudo, surge a necessidade de introduzir alguns parâmetros eléctricos no DPLAN, como se pode observar na figura 4.1.

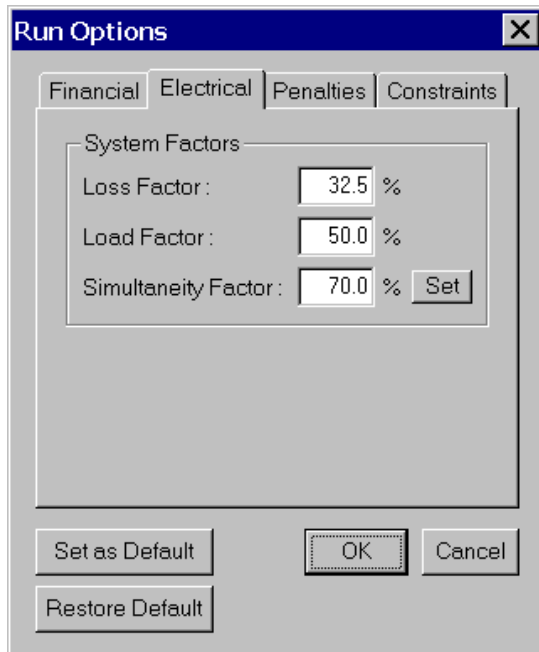


Figura 4.1 - Parâmetros eléctricos a introduzir no DPLAN

Estes factores são:

- Factor de carga (Load Factor), que representa a relação entre o valor da Potência Média (P_{med}) e a Potência Máxima (P_{max}) ao longo de um período de tempo T . [19-20]

$$FC = \frac{P_{med}}{P_{max}} = \frac{\frac{1}{T} \times \int_0^T P(t) dt}{P_{max}} \quad (1.1)$$

Onde:

Fc - Factor de carga

Pmed - Consumo médio [kW] ou potência média

Pmax - Consumo máximo [kW] ou potência máxima, denominada neste trabalho por

Ponta Sincrona

P(t) - Potência no instante t [kW]

T - Período de tempo [h]

Sendo que $\int_0^T P(t) dt$ representa a energia fornecida ao sistema durante o período T (kWh), a expressão 1.1 é simplificada em:

$$FC = \frac{E}{P_{max} \times T} \quad (1.2)$$

Onde:

E - Energia distribuída [kWh]

Esta é a forma mais comum de determinar o Fc, visto que E e Pmax são grandezas geralmente utilizadas nas subestações e também nos pontos de fornecimento dos consumidores mais importantes.

- Factor de Perdas (Loss Factor), que representa a relação entre o valor das perdas médias e máxima no período analisado. Desde os anos 20 que os investigadores procuravam relacionar o factor de perdas (FP) com o factor de carga (FC). Surgiu assim a seguinte relação [19-21-22]:

$$FP = k \times FC + (1 - k) \times FC^2 \quad (1.3)$$

Onde:

K - coeficiente constante

Alguns estudos sugeriram o uso do valor 0,30 [19-22], para esse coeficiente, em redes de distribuição, sendo é também esse o valor usado na EDP - Distribuição.

O coeficiente K representa a percentagem de duração de consumo à potência máxima e (1-K) representa a percentagem de duração de consumo à potência média.

- Factor de simultaneidade (FS), que representa a relação entre o valor máximo da potência consumida (kW) e a soma dos valores das potências máximas em cada transformador (kW)

$$FS = \frac{P_{max}^{Global}}{\sum_i P_{max}^i} \quad (1.4)$$

Onde:

P_{max}^{Global} - Potência máxima consumida (kW)

P_{max}^i - Potência máxima do transformador i , sendo i o numero de transformadores existentes na rede em estudo

4.2 - A rede em estudo

Para este estudo foi considerada a rede do Ponto Injector representado na figura 3.18. Para isto foi necessário recorrer ao SIT e retirar a rede AT relativa a este ponto injector, para se poder importar para o DPLAN a fim de se fazer a análise das perdas.

Na figura 4.2 pode-se ver o traçado real da rede em estudo. Nesta figura podemos ver que a SE 3 e o CF 2 estão representados como um só ponto, no entanto verifica-se esta situação pois o traçado existente é demasiado pequeno quando comparado com a extensão da rede AT. Na realidade o que se verifica é um pequeno troço onde está ligada a SE 3 e o CF 2, como se pode ver na figura 3.18. O mesmo acontece para a situação do PC e da EE.

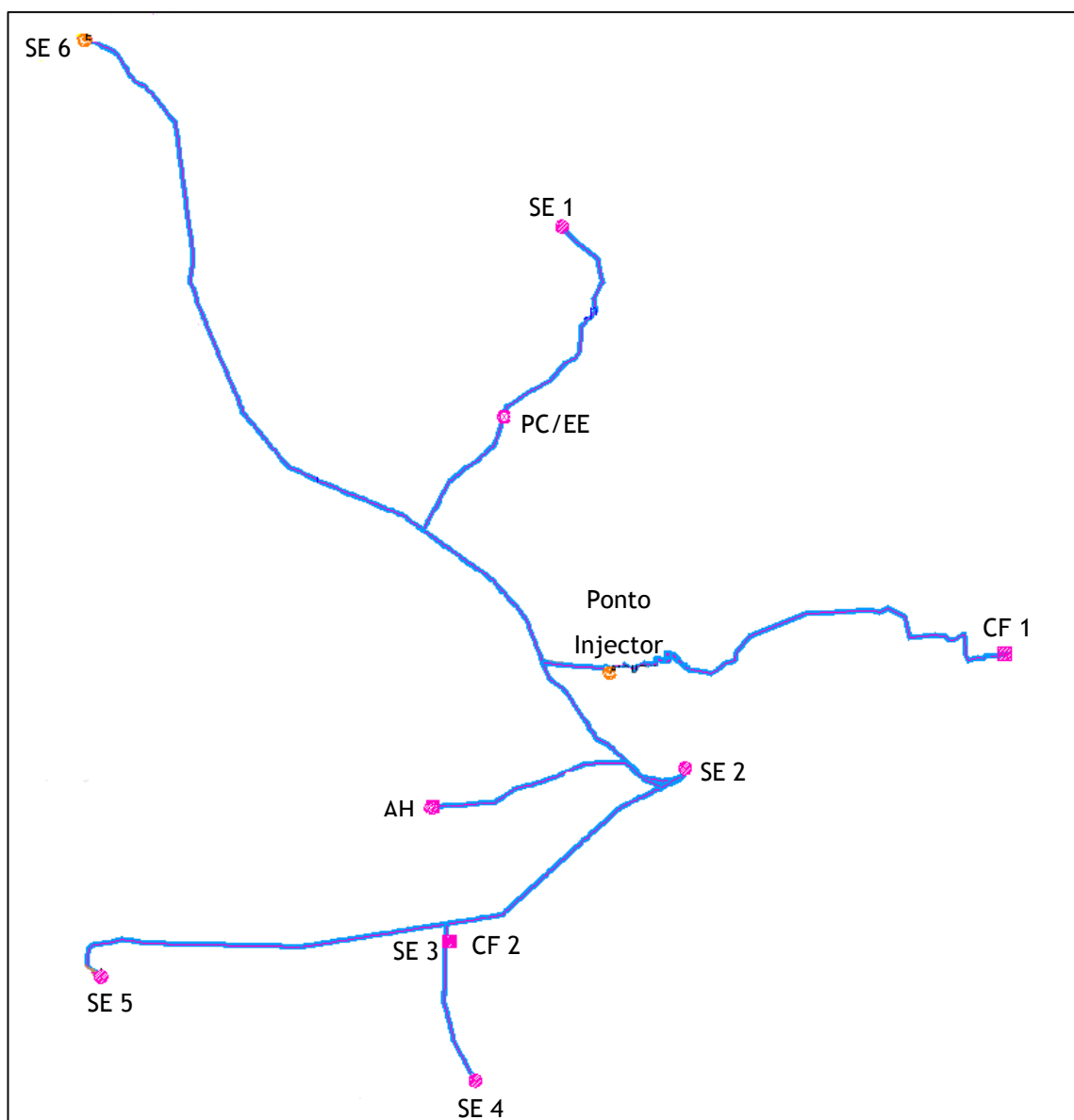


Figura 4.2 - Traçado real de uma rede AT ligada a um ponto injector

Em termos de baterias de condensadores instaladas nas subestações, verifica-se o seguinte:

- SE 1: 1 escalão de 3,4 Mvar
- SE 2: 2 escalões de 3 Mvar
- SE 3: 2 escalões de 3,4 Mvar
- SE 4: 1 escalão de 3,4 Mvar

4.3 - Cenários em estudo

Olhando ao factor de carga, nota-se que é necessário definir o período de tempo em análise. Visto que as BC estão em funcionamento apenas durante as HFV, e o DPLAN não permite definir horários de BC, dividiu-se o período em análise em Horas de Ponta, Horas de Cheia e Horas de Vazio, conforme apresentado na tabela 2.3. Como para o Período de hora legal de verão e para o Período de hora legal de Inverno, as Horas de Ponta e Horas de Cheias são diferentes, surgiu também a necessidade de dividir o estudo por Período de hora legal de verão e Período de hora legal de inverno. Os dados relativos às horas de cheias semanais e as horas de cheias de sábado foram agregados.

Assim, ficou-se com quatro casos de estudo, sendo eles para o Período de hora legal de verão, a situação de horas de ponto e a situação de horas de vazio, e as mesmas situações mas relativas ao Período de hora legal de inverno.

Relativamente os PRE's, de maneira a simular a sua variação de produção durante os períodos referidos no parágrafo anterior, consideraram-se três hipóteses:

- Hipótese 1: PRE's a produzir o máximo registado
- Hipótese 2: PRE's a produzir o valor intermédio registado
- Hipótese 3: PRE's a produzir o mínimo registado

Este é um cenário pessimista, pois vai-se assumir que os PRE's durante o estudo estiveram sempre a produzir o máximo que se registou nesse período. No entanto, como o DPLAN não permite simular a variação que ocorre na energia fornecida pelos PRE, fez-se esta hipótese de maneira a mostrar o pior caso possível.

De ressaltar, que estes valores referem-se aos valores de potência activa produzida individualmente por cada PRE quando se verificou os valores máximos, intermédio e mínimo de produção para o somatório do conjunto dos três PRE's.

Indo ao encontro com o estabelecido no novo Regulamento da Rede de Distribuição, considerou-se que os PRE não injectam energia reactiva na rede aquando do fornecimento de energia activa.

Para simular a deslocalização de BC, foi admitido o caso em que a SE 1 possui dois escalões de BC de 3,4 Mvar, e vai-se avaliar as perdas na rede AT, considerando 3 cenários possíveis:

- Cenário 1: Situação normal
- Cenário 2: Falha na BC da SE 4, compensada pelo 2º escalão de BC da SE 1
- Cenário 3: Falha num escalão da BC da SE 3, compensada pelo 2º escalão de BC da SE 1

A justificação destas opções reside no facto de que a simulação de ter dois escalões de BC na SE 1 e a ocorrência de uma falha na BC da SE 4 representa o mesmo cenário que deslocar a BC da SE 4 para a SE 1, e o mesmo relativamente à SE 1 e SE 3.

4.4 - Análise de resultados

Todos os dados relativos a consumos nas SE's e na EE, produções nos PRE's, e os parâmetros eléctricos usados para a realização deste estudo encontram-se no Anexo A.

4.4.1 - Período de hora legal de inverno

Para este período foram simulados os vários cenários anteriormente descritos, para os períodos de Horas de Ponta e Horas de Cheias, tendo-se obtido os valores de perdas descritos na tabela 4.1, 4.2 e 4.3, correspondentes a cada cenário.

Tabela 4.1 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor máximo de produção registada para os PRE's, para o inverno

Análise de Perdas PRE's Max		
	Perdas (MWh)	Perdas (€)
Período	Pontas	
Cenário 1	3886,4	406 133
Cenário 2	3296,2	344 666
Cenário 3	3299,5	344 798
Período	Cheias	
Cenário 1	4285,4	447 821
Cenário 2	3 702,9	386 948
Cenário 3	3704,4	387 114

Tabela 4.2 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor intermédio de produção registada para os PRE's, para o inverno

Análise de Perdas PRE's Int		
	Perdas (MWh)	Perdas (€)
Período	Pontas	
Cenário 1	3950,8	412 858
Cenário 2	3384,2	353 649
Cenário 3	3380,6	353 272
Período	Cheias	
Cenário 1	4730,4	494 331
Cenário 2	4177,2	436 516
Cenário 3	4173,6	436 146

Tabela 4.3 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor mínimo de produção registada para os PRE's, para o inverno

Análise de Perdas PRE's Min		
	Perdas (MWh)	Perdas (€)
Período	Pontas	
Cenário 1	5407,3	565 058
Cenário 2	4850,5	506 873
Cenário 3	4847,2	506 527
Período	Cheias	
Cenário 1	4827,3	504 452
Cenário 2	4242,2	443 310
Cenário 3	4244,2	443 520

Claramente se percebe que o cenário 1 é o menos eficiente dos três em termos de perdas, tendo o cenário 2 e 3 registado valores de perdas muito aproximados.

4.4.2 - Período de hora legal de verão

Novamente, para este período foram simulados cenários descritos anteriormente para o período de Horas de Ponta e Horas de cheias dos quais se obtiveram os valores de perdas apresentados na tabela 4.5, 4.6 e 4.7, correspondentes a cada cenário:

Tabela 4.4 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor máximo de produção registada para os PRE's, para o verão

Análise de Perdas PRE's Max		
	Perdas (MWh)	Perdas (€)
Período	Pontas	
Cenário 1	4632,4	484 081
Cenário 2	3865,5	403 948
Cenário 3	3864,1	403 801
Período	Cheias	
Cenário 1	3897,7	405 430
Cenário 2	3229,1	337 445
Cenário 3	3229,8	337 510

Tabela 4.5 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor intermédio de produção registada para os PRE's, para o verão

Análise de Perdas PRE's Int		
	Perdas (MWh)	Perdas (€)
Período	Pontas	
Cenário 1	4742,3	495 575
Cenário 2	3 976,9	415 590
Cenário 3	3976,5	415 545
Período	Cheias	
Cenário 1	4077,1	426 058
Cenário 2	3428,3	358 259
Cenário 3	3428,4	358 270

Tabela 4.6 - Valores de Perdas em MWh e custos associados para o valor mínimo de produção registrada para os PRE's, para o verãp

Análise de Perdas PRE's Min		
	Perdas (MWh)	Perdas (€)
Período	Pontas	
Cenário 1	4650,9	486 014
Cenário 2	3911,3	408 726
Cenário 3	3910,0	408 598
Período	Cheias	
Cenário 1	4841,1	505 891
Cenário 2	4197,0	438 585
Cenário 3	4197,5	438 636

Também para este Período se pode concluir que tanto cenário 2 como o cenário 3 registou valores de perdas inferiores ao cenário 1.

4.5 - Interpretação de Resultados

Olhando para os resultados obtidos, facilmente concluímos que o cenário 1 é o menos eficiente em termos de perdas dos três cenários estudados. O cenário 2 e 3 registaram valores muito próximos, sendo que não houve um que se destacasse como sendo o mais eficiente em todas as simulações realizadas.

Assim, de maneira a perceber qual será o melhor cenário de localização das baterias de condensadores calculou-se a redução de custos associados às perdas que o cenário 2 e 3 registaram em relação ao cenário 1, sendo apresentados na tabela 4.7.

Tabela 4.7 - Redução de custos verificada pelos cenários 2 e 3 em relação ao cenário 1, para os vários casos de estudo.

Redução de custos em relação ao cenário 1 (€)	
Cenário 2	Cenário 3
PRE's Max	
Pontas	
61 467	61 335
Cheias	
60 873	60 707
Total	
122 340	122 042
PRE's Int	
Pontas	
59 209	59 586
Cheias	
57 815	58 185
Total	
117 024	117 771
PRE's Min	
Pontas	
58 185	58 531
Cheias	
61 142	60 932
Total	
119 327	119 463

Verificou-se que para a hipótese de os PRE's estarem produzindo o máximo registado, o melhor cenário seria o 2, no entanto para as hipóteses de os PRE's estarem a produzir o valor intermédio registado e estarem a produzir o mínimo registado o cenário mais eficiente será o 3.

Para determinar qual será o melhor cenário no geral, calculou-se qual será a diferença do cenário 2 para o cenário 3, em termos de custos associados às perdas para estes cenários. Estes resultados são apresentados na tabela 4.8.

Tabela 4.8 - Diferenças de custos de perdas do cenário 2 para o cenário 3

Diferença entre cenário 2 e cenário 3 (€)	
Cenário 2	Cenário 3
PRE's Max	
122 340	122 042
Diferença	
298	
PRE's Int	
117 024	117 771
Diferença	
-747	
PRE's Min	
119 327	119 463
Diferença	
-136	
Total	
-585	

Desta maneira podemos afirmar que o cenário 3 será o cenário que implicará menores custos para o ORD no que a perdas diz respeito.

4.6 - Conclusão

Atendendo aos valores obtidos com as simulações realizadas, rapidamente se comprovou que o cenário 1 não é o mais eficiente em termos de perdas na rede AT. Tanto para o cenário 2 como para o cenário 3 se conseguiu obter valores de perdas inferiores, sendo que para estes dois cenários o valor não é muito diferente, justificado pela proximidade da SE 3 e SE 4.

Fez-se também uma análise de compensação de energia reactiva para o cenário 2 e para o cenário 3, de modo a verificar a facturação de energia reactiva para estes casos. Verificou-se que a facturação em relação ao cenário 1 não sofria alterações, apresentando os valores de:

- Energia Reactiva Indutiva (HFV): 57 145 €
- Energia Reactiva Capacitiva (HV): 165 €

Assim, visto que os três cenários têm os mesmo valores de facturação de energia reactiva, mas em termos de perdas provocadas na rede AT o cenário 2 e o cenário 3 são mais eficientes, sugere-se a deslocalização de uma BC destas subestações para a SE 1.

Como o cenário 2 é no geral aquele que apresenta maiores reduções de perdas, é sugerido a deslocalização de um escalão da BC instalada na SE 3 para a SE 1.

Tendo em conta que os custos associados à mudança de uma BC de uma SE para outra serão na ordem dos 10 000€, é totalmente justificada a decisão, já que os proveitos serão de um valor bastante superior e imediatos.

Com este estudo concluiu-se que uma boa compensação local das subestações pode não ser a melhor solução para o ORD, pois o importante será fazer o balanço entre a facturação de energia reactiva e os custos associados às perdas que esta compensação irá provocar na rede AT.

Capítulo 5

Conclusões e trabalhos futuros

5.1 - Conclusões

A principal conclusão deste trabalho é que é possível otimizar significativamente a relação gastos-rendimentos com a aplicação das novas regras propostas pela ERSE com o objectivo de tornar as redes mais eficientes no transporte e distribuição de energia eléctrica.

Para além de concluirmos que o ORD tirará vantagens pela introdução das alterações apontadas neste estudo tanto a nível económico como financeiro, acresce ainda o benefício da eficiência na utilização dos recursos naturais trazendo mais-valia para as sociedades modernas pela preservação de um Planeta mais azul e saudável.

Sendo a energia eléctrica um bem indispensável no modo de vida actual e verificando-se um aumento diário no seu consumo pelo efeito da globalização dos usos e costumes dos povos, tal não tem que necessariamente significar um maior desgaste de recursos naturais.

Como podemos concluir com este estudo, basta querer e estar consciente do mundo em que vivemos e tomarmos as devidas decisões em tempo útil.

Em termos mais técnicos, concluimos com este estudo que uma correcta e ajustada definição de horários para o funcionamento das BC, bem como a correcta localização destas dentro da rede levarão de imediato à diminuição de custos com a utilização de energia reactiva e ao mesmo tempo tornando o serviço de fornecimento de energia eléctrica mais eficaz para o consumidor, hoje em dia cada vez mais consciente dos seus direitos.

Concluimos também, que pela redução de perdas verificadas nas redes, estas medidas se tornam pertinentes e estão dentro dos critérios de razoabilidade para as tomadas de decisão pelos Gestores actuais que devem levar em conta todo o meio contextual em que as actividades económicas são desenvolvidas.

Não será por demais concluir que se torna necessário sensibilizar os consumidores e fornecedores para esta temática de que cada um pode contribuir para a eficácia de todo o sistema de fornecimento de energia eléctrica, tendo em conta a utilização eficiente do

equipamento mais adequado à diminuição de perda nas redes pela utilização racional e controlada da energia reactiva nas suas instalações.

5.2 - Trabalhos Futuros

Como trabalhos futuros sugerem-se possíveis desenvolvimentos no software desenvolvido para a análise da compensação de energia reactiva. Essas melhorias passam por permitir que o programa seja capaz de:

- Definir a localização ideal, quer das BC existentes, quer da implementação de novas BC, tendo em conta os escalões pré-definidos que possam vir a ser implementados na rede de distribuição;
- Calcular a redução de custos, em termos de perdas nas linhas AT;
- Definir horários para as BC, através da integração da previsão da produção dos PRE, possibilitando assim uma melhor compensação de energia reactiva;
- Definir horários para as BC com base em valores médios e mínimos de trânsito de energia reactiva.

O Desenvolvimento destes trabalhos irá permitir ter uma ferramenta com capacidades para definir horários para as BC tendo em conta não só os dados medidos em períodos anteriores, mas também tendo em conta valores de previsão de produções dos PRE, o que permitiria uma compensação de energia reactiva na rede de distribuição mais eficiente.

Estes trabalhos permitirão, também, que o utilizador possa fazer uma análise mais abrangente em termos de custo-benefício de um eventual investimento na rede.

Referências

- [1] - El-Hawary,E.,Mohamed,2000. Electrical Energy Systems.pp 1-7
- [2] - PNAC 2004 — Programa Nacional para as Alterações Climáticas, Resolução do Conselho de Ministros n.º 119/2004 (publicada no Diário da República, de 31 de Julho de 2004). Documento disponível em www.iambiente.pt.
- [3] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “INFORMAÇÃO SOBRE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL (PRE)”, Março de 2011.
- [4] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Despacho n.º 7253/2010”, Abril de 2010.
- [5] - MINISTÉRIO DA ECONOMIA, DA INOVAÇÃO E DO DESENVOLVIMENTO “Portaria n.º 596/2010”, Regulamento da Rede de Distribuição, Julho de 2010
- [6] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “DESPACHO N.º 3/2010”, Abril de 2010
- [7] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Poposta de Alteração das Regras de Facturação de Energia Reactiva”, Novembro de 2009
- [8] - EDP - Energia de Portugal, “INSTALAÇÕES AT E MT. SUBESTAÇÕES DE DISTRIBUIÇÃO - Função de automatismo: comando horário de baterias de condensadores”, Fevereiro de 2007.
- [9] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico”, Dezembro de 2009
- [10] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura Tarifária do Sector eléctrico em 2011”, Dezembro de 2010

[10] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Estrutura Tarifária do Sector eléctrico em 2011”, Dezembro de 2010

[11]] - DGE - Direcção-Geral de Geologia e Energia, “Regulamento da Qualidade de Serviço - Despacho nº 5255/2006 (2ª série)”, Março de 2006

[12] - EDP - Energia de Portugal, “ Tarifário de venda de energia eléctrica a Clientes Finais: ano 2008”, Dezembro de 2007

[13] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos “Despacho n.º 18 413-A/2001”, Setembro de 2001

[14] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Despacho n.º 12605/2010”, Agosto de 2010

[15] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “Despacho n.º 15/2010”, Dezembro de 2010

[16] - ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, TARIFAS E PREÇOS PARA A ENERGIA ELÉCTRICA E OUTROS SERVIÇOS EM 2010”, Dezembro de 2009

[17] - Website: www.erse.pt, ELECTRICIDADE =>Tarifas e Preços =>Períodos Horários. Consultado pela última vez em 2 de junho de 2011.

[18] - Carlos Miguel de Sousa Leite, “Compensação de Energia Reactiva na Rede de Distribuição”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Janeiro de 2011

[19] - M. E. de Oliveira, A. Padilha-Feltrin, F. J. Candian, “Investigation of the relationship between Load and Loss Factors For a Brazilian Electric Utility”, TDC '06. IEEE/PES, Agosto de 2006

[20] - Marco Alexandre Martins Marques, “Caracterização da Contribuição dos Consumidores BT para as perdas na Rede”, Dissertação de Mestrado, Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Agosto de 2005

[21] - F. H. Buller, C. A. Woodrow, “Load Factor Equivalent Hour Values Compared”, *Electrical World*, pp 59-60, Julho 1928

[22] – J. Dickert, M. Hable, P. Schegner, “Energy Loss Estimation in Distribution Networks for Planning Purposes”, *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Junho 2009

Anexo A

Aqui será feita a apresentação dos dados que foram usados para a realização do estudo de perdas na rede AT.

Na tabela A.1 e A.2 podemos encontrar os consumos e produções, respectivamente, verificados nos diferentes períodos do estudo.

Tabela A.1 - Dados relativos à Potência activa máxima, e potência reactiva verificada nesse instante, consumida nas SE's, nos diferentes períodos.

Subestações					
		Verão		Inverno	
		P (kW)	Q (Kvar)	P (kW)	Q (Kvar)
Periodo	Pontas				
SE 1	11840	4880	12240	2920	
SE 2	12400	1240	11680	2520	
SE 3	300	130	5360	1750	
SE 4	16040	3080	15320	3440	
Periodo	Cheias				
SE 1	11720	4960	11200	2440	
SE 2	11880	1040	11800	2800	
SE 3	550	280	3990	300	
SE 4	15720	3000	13760	3040	

Tabela A.2 - - Dados relativos à Potência máxima injectada pelos PRE, nos diferentes períodos, para as diferentes hipóteses.

		PRE's	
		Verão	Inverno
		PRE's Max	
		P (kW)	
Periodo	Pontas		
CF 1	9010	7960	
CF 2	9090	7390	
AH	9760	9080	
Periodo	Cheias		
CF 1	9060	9020	
CF 2	9359	8230	
AH	9720	9480	
		PRE's Int	
Periodo	Pontas		
CF 1	5420	0	
CF 2	4610	0	
AH	9440	9560	
Periodo	Cheias		
CF 1	3460	1940	
CF 2	4010	1390	
AH	9440	9440	
		PRE's Min	
Periodo	Pontas		
CF 1	1250	0	
CF 2	8270	0	
AH	1360	0	
Periodo	Cheias		
CF 1	290	1160	
CF 2	130	880	
AH	6400	1920	

Nas tabelas A.3 são apresentados os dados necessários para os cálculos dos parâmetros eléctricos introduzidos no DPLAN. O Factor de Simultaneidade é calculado recorrendo também a dados da tabela A.1.

Todos os factores foram calculados conforme explicado no capítulo 4.

Tabela A.3 - Dados necessários para cálculo dos parâmetros eléctricos a introduzir no DPLAN, para os diferentes casos de estudo

Periodo	Dados	
	Verão	Inverno
Periodo	Pontas	
Ponta Sincrona (Kw)	36000	36000
Pmax (Kw)	16040	15320
Energ. Dist (kwh)	9915640	16920128
Nº de horas (h)	384	620
Periodo	Cheias	
Ponta Sincrona (Kw)	36280	34880
Pmax (Kw)	15720	13760
Energ. Dist (kwh)	46639070	37457468
Nº de horas (h)	1967	1663

Tabela A.4 - Parâmetros Eléctricos calculados para os diferentes casos de estudo.

Periodo	Parâmetros Eléctricos	
	Verão	Inverno
Periodo	Pontas	
FC	0,717	0,758
FP	0,57	0,629
FS	0,654	0,523
Periodo	Cheias	
FC	0,6535	0,646
FP	0,495	0,486
FS	0,651	0,509