

Instituto Superior de Engenharia do Porto



**Algoritmo de Controlo Inteligente de
Microprodução para Regulação de Tensão em
Redes de Baixa Tensão**

Rui Miguel Fernandes Ferreira

VERSÃO 1.0

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica
Major Sistemas Eléctricos de Energia

Orientador: Doutor Fernando Manuel Domingues Fernandes

Coorientador: Doutor Nuno Filipe Gonçalves da Silva

Novembro 2012



© Rui Miguel Fernandes Ferreira, 2012

Resumo

Com o constante desenvolvimento da sociedade, o consumo de energia elétrica tem aumentado gradualmente, por outro lado a preocupação com o meio ambiente e a necessidade de um desenvolvimento sustentável, faz com que a legislação atual favoreça a introdução de fontes de energia de origem renovável em detrimento de fontes de energia de origem fóssil.

Cada vez mais têm surgido incentivos para a implementação de pequenos sistemas de produção em instalações de utilização, estes consumidores/produtores são denominados de *prosumers*, sendo este tipo de produtores ligados à rede elétrica de baixa tensão. Com a introdução deste tipo de produtores é necessário dotar a rede elétrica de meios que permitam ao operador da rede monitorizar e controlar em tempo real o estado da rede assim como destes novos produtores.

No âmbito desta dissertação, foi desenvolvido um algoritmo de controlo inteligente de microprodução. Avaliando o consumo, a produção, entre outros parâmetros de gestão da rede, este algoritmo calculará um conjunto de *set-points* que deverão ser enviados para os microprodutores de modo a limitar a potência injetada na rede e assim controlar a tensão.

Também foi realizado um estudo económico do impacto que as medidas propostas teriam do ponto de vista dos gestores da rede bem como do ponto de vista dos microprodutores.

Abstract

With the constant development of society, the power consumption has gradually increased, however the concern about the environment and the need for sustainable development, implies a current law that benefits the introduction of sources of energy from renewable sources on detriment of fossil sources.

In the last years have appeared incentives for the implementation of small production systems, called prosumers. These types of producers are connected to the low voltage network. With the introduction of this type of producers it is necessary to provide the network of resources that allow the network operator, to monitor and control on real-time the network status and the new producers.

Within this thesis, an algorithm of intelligent control of micro producers was developed. This algorithm evaluates the consumption, the production, and other network management parameters, calculates a set of set-points that should be sent to the producers to limit the power injected on the network.

An economic study was also done to evaluate the impact that the proposed actions can have in relation to the network manager as well as in relation to the producers.

Agradecimentos

Antes de mais queria agradecer ao Instituto Superior de Engenharia do Porto pelo contributo que prestou nos últimos 5 anos na minha formação académica. Queria deixar uma palavra de enorme apreço ao doutor Fernando Fernandes do ISEP pela ajuda prestada no decorrer da elaboração deste trabalho.

Queria também demonstrar a minha enorme gratidão ao grande mentor deste trabalho, o doutor Nuno Silva, pela pessoa que é, e por ter estado sempre disposto a ajudar, orientar e a partilhar do seu enorme conhecimento na área dos Sistemas Elétricos de Energia em prol da perfeição do trabalho desenvolvido.

Aos meus colegas do ISEP, que sempre se mostraram disponíveis para ajudar no decorrer destes 5 anos, contribuindo assim para o meu sucesso académico, obrigado.

Não posso deixar de salientar a ajuda prestada pela Efacec, que através do Doutor Nuno Silva e do Engenheiro Rogério Paulo, me deu a possibilidade de realizar este trabalho.

Por último, queria agradecer aos meus amigos de longa data, que sempre me apoiaram nos momentos difíceis, não deixando que eu desistisse por maiores que fossem as adversidades, o meu muito obrigado.

Não poderia deixar de agradecer aos meus pais e ao meu irmão que sempre lutaram para que eu pudesse ter uma boa educação, fazendo com que eu crescesse a nível pessoal, académico e profissional.

A todos vós, o meu sincero e sentido obrigado.



Índice

Resumo.....	III
Abstract.....	V
Agradecimentos	VII
Índice.....	IX
Lista de Figuras.....	XIII
Lista de Tabelas	XVII
Abreviaturas e Símbolos	XXI
Capítulo 1.....	1
Introdução.....	1
1.1. Objetivos e motivação da dissertação:	3
1.2. Estrutura da dissertação	6
Capítulo 2.....	7
Sector Elétrico Nacional	7
2.1. Caracterização do sector elétrico nacional.....	7
2.2. Qualidade de Serviço	9
2.3. Caracterização da rede de média tensão	9
2.4. Rede de baixa tensão	10
2.5. Topologias das redes de distribuição	12
2.6. Caracterização das cargas	16
2.7. Resumo	19
Capítulo 3.....	21

Microgeração.....	21
3.1. Tecnologias de Microgeração.....	23
3.1.1. Microprodutor fotovoltaico	24
3.2. Resumo	25
Capítulo 4	27
Algoritmo de Controlo Inteligente	27
4.1. Constituição do algoritmo	28
4.2. Resumo	30
Capítulo 5	31
Casos de Estudo e Análise Crítica de Resultados	31
5.1. OpenDSS.....	31
5.2. Simulações.....	33
5.2.1. Estudo considerando a Rede sem MP	34
5.2.2. Rede com 25% de MP.....	38
5.2.3. Rede com 43% de MP.....	43
5.2.4. Análise da rede com limite máximo de 74% de MP	48
5.2.5. Análise da rede com 74% de MP e com Algoritmo	54
5.3. Análise das perdas nas linhas.....	57
5.4. Conclusões	59
Capítulo 6	63
Análise de condições técnico-económicas para implementação do algoritmo.....	63
6.1. Análise do fornecimento da rede de MT sem MP	65
6.2. Análise do fornecimento da rede de MT com 25% de MP	66
6.3. Análise do fornecimento da rede de MT com 43% de MP	66
6.4. Análise do fornecimento da rede de MT com 74% de MP, sem Algoritmo	67
6.5. Análise do fornecimento da rede de MT com 74% de MP e Algoritmo.....	68
6.6. Conclusões	70
6.7. Análise dos rendimentos por parte dos MP	71
Capítulo 7	73

Conclusões.....	73
7.1. Perspetivas de desenvolvimento futuro	73
Referências.....	75
Anexos A	77
Anexo B	82
Anexo C	83
Anexo D	84
Anexo E	89
Anexo F	90
Anexo G	92

Lista de Figuras

Figura 1 - Diagrama de carga típico do sector residencial.....	2
Figura 2 - Exemplificação gráfica do problema	5
Figura 3 - Estrutura da rede elétrica e alcance da automação [4]	8
Figura 4 - Exemplo de uma <i>Smart Grid</i> [4]	11
Figura 5 - Estrutura de uma rede radial simples	13
Figura 6 - Estrutura de uma rede radial em dupla derivação	13
Figura 7 - Estrutura de uma rede em anel aberto.....	14
Figura 8 - Estrutura de uma rede em banking, topologia em linha e em anel	14
Figura 9 - Estruturas de rede em malha ou emalhada.....	14
Figura 10 - Estrutura de rede em fuso.....	15
Figura 11 - a) Sistema trifásico considerando a ligação de uma carga em estrela, b) Sistema fasorial [10]	17
Figura 12 - Diagrama de carga doméstico para época de Verão e Inverno	18
Figura 13 - Diagrama de carga industrial para época de Verão e Inverno	18
Figura 14 - Diagrama de carga doméstico/comercial para época de Verão e Inverno.....	19
Figura 15 - Exemplo de uma instalação de microprodução	22
Figura 16 - Perfil de produção para um sistema fotovoltaico num dia de Inverno	24
Figura 17 - Perfil de produção para um sistema fotovoltaico num dia de Verão	25
Figura 18 - Estrutura de dados do algoritmo de controlo inteligente de microgeração	28
Figura 19 - Fluxograma do algoritmo	29
Figura 20 - Elementos de conversão de potência do modelo do OpenDSS [16]	32

Figura 21 - Princípio de cálculo do OpenDSS [16]	32
Figura 22 Rede de baixa tensão sem MP	33
Figura 23 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo apenas rede)	35
Figura 24 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo apenas rede)	35
Figura 25 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo apenas rede)	36
Figura 26 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo apenas rede)	37
Figura 27 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo apenas rede)	37
Figura 28 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo apenas rede)	38
Figura 29 - Rede de baixa tensão com 25% de MP.....	39
Figura 30 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 25% MP)	40
Figura 31 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 25% MP)	40
Figura 32 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 25% MP)	41
Figura 33 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 25% MP)	42
Figura 34 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 25% MP)	42
Figura 35 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 25% MP)	43
Figura 36 - Rede de baixa tensão com 43% de MP.....	44
Figura 37 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 43% MP)	45
Figura 38 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 43% MP)	45

Figura 39 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 43% MP)	46
Figura 40 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 43% MP)	47
Figura 41 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 43% MP)	47
Figura 42 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 43% MP)	48
Figura 43 - Rede de baixa tensão com 74% de MP	49
Figura 44 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 74% MP)	50
Figura 45 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 74% MP)	50
Figura 46 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 74% MP)	51
Figura 47 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 74% MP)	52
Figura 48 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 74% MP)	52
Figura 49 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 74% MP)	53
Figura 50 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 74% MP + Alg)	54
Figura 51 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 74% MP + Alg)	54
Figura 52 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 74% MP + Alg)	55
Figura 53 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 74% MP + Alg)	56
Figura 54 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 74% MP + Alg)	56
Figura 55 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 74% MP + Alg)	57

Figura 56 - Perdas de energia elétrica nas linhas de distribuição num dia de Inverno para os casos de estudo apresentados	58
Figura 57 - Perdas de energia elétrica nas linhas de distribuição num dia de Verão para os casos de estudo apresentados	59
Figura 58 - Estado do barramento nove num dia de Verão com 74% de MP, sem controlo inteligente de microgeração (Fase L1).....	60
Figura 59 - Estado do barramento nove num dia de Verão com 74% de MP e com controlo inteligente de microgeração (Fase L1).....	61
Figura 60 - Método de cálculo do preço de venda de energia elétrica em mercado (20) ..	64
Figura 61 - Gráfico exemplificativo de um PT num dia de Verão para caso de estudo com algoritmo de controlo inteligente implementado.....	70

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Topologias de rede e zonas de aplicação [9]	12
Tabela 2 - Tabela de número de clientes por barramento e respetiva potência contratada	33
Tabela 3 - Fatores de potência utilizados nos perfis de carga	34
Tabela 4 - Tabela das tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede sem microgeração	36
Tabela 5 - Tabela das tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede sem microgeração	38
Tabela 6 - Tabela resumo com os dados da simulação com 25% de MP	39
Tabela 7 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 25% de MP.....	41
Tabela 8 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 25% de MP	43
Tabela 9 - Tabela resumo com os dados da simulação com 43% de MP	44
Tabela 10 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 43% de MP.....	46
Tabela 11 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 43% de MP.....	48
Tabela 12 - Tabela resumo com os dados da simulação com 74% de MP	49
Tabela 13 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 74% de MP.....	51
Tabela 14 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 74% de MP.....	53

Tabela 15 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 74% de MP e com controlo inteligente de microgeração	55
Tabela 16 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 74% de MP e com controlo inteligente de microgeração	57
Tabela 17 - Tabela com as perdas totais nas linhas de distribuição num dia de Inverno ..	58
Tabela 18 - Tabela com as perdas totais nas linhas de distribuição num dia de Verão	59
Tabela 19 - Comparação dos dados económicos tendo por base apenas a rede MT	65
Tabela 20 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 25% de MP...	66
Tabela 21 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 43% de MP...	67
Tabela 22 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 74% de MP, sem Algoritmo.....	68
Tabela 23 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 74% de MP, com Algoritmo.....	69
Tabela 24 - Comparação dos dados económicos nos diferentes casos de estudo, dia de Inverno.....	71
Tabela 25 - Comparação dos dados económicos nos diferentes casos de estudo, dia de Verão.....	71
Tabela 26 - Tabela com custos por perdas de fornecimento de energia por parte dos MP no caso de 74% de MP no Inverno	72
Tabela 27 - Tabela com custos por perdas de fornecimento de energia por parte dos MP no caso de 74% de MP no Verão	72
Tabela 28 - Produção média horária para cada tipo de produtor no SEN no dia de Verão	78
Tabela 29 - Produção média horária para cada tipo de produtor no SEN no dia de Inverno	80
Tabela 30 - Emissões de CO2 por unidade produtora	82
Tabela 31 - Preço de venda de energia elétrica no mercado diário	83
Tabela 32 - Tabela com set-points enviados para limitação da potência de produção por parte dos microprodutores num dia de Inverno	85
Tabela 33 - Tabela com set-points enviados para limitação da potência de produção por parte dos microprodutores num dia de Verão	87
Tabela 34 - Distribuição das cargas pelas diferentes fases nos diversos barramentos do sistema	89

Tabela 35 - Distribuição de MP pelas diversas fases no caso de 25% de MP	90
Tabela 36 - Distribuição de MP pelas diversas fases no caso de 43% de MP	90
Tabela 37- Distribuição de MP pelas diversas fases no caso de 74% de MP	91
Tabela 38 - Dados relativos aos perfis de carga (Doméstico/Industrial/Doméstico+Comercial).....	92



Abreviaturas e Símbolos

Lista de Abreviaturas

AVC	Automatic Voltage Regulator
AQS	Águas Quentes Sanitárias
Bar	Barramento
BT	Baixa Tensão
CO ₂	Dióxido de Carbono
DTC	Distribution Transformer Controller
FDIR	Failure Detection, Isolation and Recovery
ICP	Interruptor Controlador de Potência
kW	kilo Watt
kWh	kilo Watt por hora
MT	Média Tensão
MW	Mega Watt
MWh	Mega Watt por hora
MP	Microprodutor
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
Nºcls	Número de clientes
PT	Posto de Transformação
PC	Power Conversion
p.u.	Por Unidade
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão

Qtd	Quantidade
RTU	Remote Terminal Unit
RTIEBT	Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão
SVC	Static Var Compensation
SEN	Sector Elétrico Nacional
Un	Tensão Nominal

Lista de Símbolos

C	Fator de simultaneidade
$\cos \phi$	Fator de potência
C_{PC}	Coeficiente relativo ao perfil de carga
I_R	Corrente na fase R
I_S	Corrente na fase S
I_T	Corrente na fase T
L_{MP}	Limite de potência instalada por cada microprodutor
P_{MP}	Potência dos microprodutores
P	Potência activa
P_{MPr}	Valor de produção dos microprodutores em tempo real
P_{Cr}	Valor da potência de carga em tempo real
P_{MPmax}	Potência máxima de geração imposta aos microprodutores
P_{Cont}	Potência contratada
Q	Potência reativa
S	Potência aparente
U_{RN}	Tensão simples fase R
U_{SN}	Tensão simples fase S
U_{TN}	Tensão simples fase T
U_{1r}	Valor da tensão na fase R em tempo real
U_{2r}	Valor da tensão na fase S em tempo real
U_{3r}	Valor da tensão na fase T em tempo real
$X\%$	Fator de redução da potência de microprodução



Capítulo 1

Introdução

Com o constante desenvolvimento económico, verificou-se um aumento da procura de energia elétrica a nível global, surgindo assim novas dificuldades por parte dos comercializadores de energia.

As unidades de produção em grande escala, como unidades hídricas e térmicas começam a aproximar-se do seu limite de produção. O mesmo acontece nos níveis mais inferiores da rede, onde subestações e linhas de transmissão/distribuição começam a chegar ao limite das suas capacidades. Nesse sentido os responsáveis por estas infraestruturas procuram formas de otimizar a operação da rede bem como a utilização dos ativos do sistema de distribuição energia elétrica.

Uma possível solução para problemas de sobrecarga nas subestações e nas linhas de transmissão/distribuição, é a construção de novas subestações e novas linhas. Apesar de solucionar problema este tipo de abordagem acarreta outras dificuldades. Por exemplo, seria necessário encontrar-se um local “ideal” para implementar uma subestação e novas linhas de transmissão.

O local “ideal” teria de cumprir com rigorosos requisitos ambientais o que por vezes levaria a que as novas instalações tivessem de ser instaladas em locais considerados “não ideais” do ponto de vista técnico e esta nova localização levaria a custos de implementação ainda mais elevados além da limitação de locais para construção deste tipo de ativos, especialmente nos centros populacionais onde se encontram os centros de carga.

Outra solução para o problema apresentado seria efetuar a gestão da procura, ou seja, fazer com que os consumidores mobilizassem o seu consumo de para horas de baixo consumo (horas de vazio).

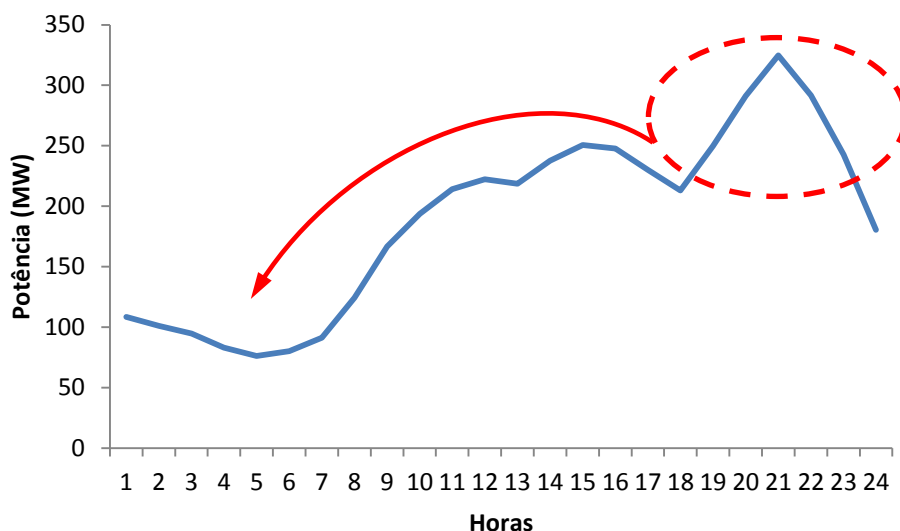


Figura 1 - Diagrama de carga típico do sector residencial

Como se pode observar pela observação do diagrama de cargas acima representado, nas horas de ponta existe um elevado consumo. O intuito da gestão da procura tem como objetivo mobilizar a carga situada nas horas de ponta para as horas de vazio.

Nos últimos anos, foram introduzidas compensações financeiras para quem esteja disposto a alterar o seu hábito de consumo, estas compensações incentivam os consumidores a diminuir o consumo nas horas de ponta e de cheia passando a consumir mais nas horas de vazio (i.e. tarifário bi-horário).

Para complementar a gestão da procura, tem-se verificado em Portugal um forte incentivo para que os consumidores se tornem também microprodutores, ou seja, os consumidores através do investimento em unidades de produção de pequena escala, tais como painéis fotovoltaicos, pequenas turbinas eólicas, entre outras, podem vender energia ao seu comercializador ajudando assim a alimentar outras cargas.

A venda da energia por parte dos consumidores poderá em determinadas condições ter uma tarifa bonificada podendo os valores de venda ser superiores em 3 ou 4 vezes o valor da compra de energia no caso de Portugal.

Com a introdução da microprodução será necessário uma menor produção por parte das unidades de grande dimensão. Sendo a componente térmica é bastante usada no sistema elétrico português, significa que seria possível reduzir a produção nessas unidades contribuindo assim para a redução dos níveis de emissão de CO₂ para a atmosfera.

Com a introdução destas unidades pode-se também obter melhorias ao nível da tensão, pois quando são inseridas em nós com problemas de que quedas de tensão (em zonas onde as cargas estão muito afastadas dos postos de transformação) ajudam a elevar os níveis de tensão melhorando assim o perfil de tensão da zona envolvente [1].

Contudo, a introdução destas unidades de microprodução provocam, em horas de menor consumo, excedentes de produção que, no limite, podem levar à alteração do sentido do fluxo de potência, podendo esta situação pode provocar problemas técnicos na rede de distribuição.

1.1. Objetivos e motivação da dissertação:

No atual contexto das *Smart Grids*, está em curso em Portugal um grande projeto, o InovGrid, cujo objetivo é transformar a rede de distribuição do país numa rede ativa onde a participação do consumidor é preponderante.

Com a instalação de sistemas de microprodução, estes clientes deixaram de ser apenas consumidores e passam a ser também produtores usando-se o conceito de *prosumer*. Deste modo, estão a ser instalados diversos equipamentos inteligentes, tais como:

- Contadores inteligentes (*Smart Meters*)
- Controladores/concentradores de dados nos postos de transformação
- Sistemas corporativos de gestão técnica e de informação

Com a instalação de uma infraestrutura de comunicações abrangente, existe uma explosão no nível de informação sobre a rede, surgindo assim novas soluções para otimização da operação da rede de distribuição.

Com esta nova arquitetura os operadores do sistema têm acesso a vários tipos de informação, sendo assim possível recolher e avaliar em tempo-real o estado da rede, podendo gerir/controlar a microprodução em conjunto com as cargas de modo a obter-se um perfil de tensão o mais uniforme e estável possível.

No âmbito desta dissertação, foi desenvolvido um algoritmo de controlo inteligente de microprodução que, avaliando o consumo, a produção, e outros parâmetros de gestão da rede calculará um conjunto de *set-points* que deverão ser enviados para cada conjunto de MP (microprodutores) de determinado barramento.

Outro objetivo deste trabalho é mostrar que o limite máximo imposto para aceitação de novos microprodutores pode ser alargado caso exista um controlo inteligente da microprodução de forma a otimizar os parâmetros operacionais da rede.

Uma das diretivas que foram estipuladas para se poder tornar microprodutor é que no posto de transformação onde o requerente deseja instalar a sua unidade, não exista uma potência instalada de microprodução superior a 25% da capacidade do posto de transformação

Capítulo 1

[2]. No decorrer deste trabalho estas situações de limite serão enunciadas como (Número)% de MP.

Caso o valor atual de microprodução seja igual ou superior aos 25%, o operador da rede poderá rejeitar a inserção de novos microprodutores nessa zona evitando assim problemas de sobretensão na rede.

Com o algoritmo já mencionado pretende-se que o limite de 25% possa ser aumentado, pois em casos de excedentes de produção, o algoritmo tem a capacidade de avaliar e instruir de forma autónoma determinados microprodutores a reduzirem a sua produção para um valor definido pelo algoritmo. Dessa forma consegue-se manter o nível da tensão dentro dos valores impostos pelo regulamento de qualidade de serviço.

Com esta iniciativa evita-se que determinados MP sejam desligados da rede, ficando assim sem injetar energia durante o período em que permanecerem os valores anormais de tensão. Só poderiam conectar-se assim que se voltassem a verificar valores normais de tensão. Durante o período de não fornecimento os MP não têm qualquer tipo de remuneração.

Por fim será feita uma avaliação económica do impacto que o algoritmo tem na rede de distribuição em estudo, quer do lado do produtor, quer do lado do comercializador

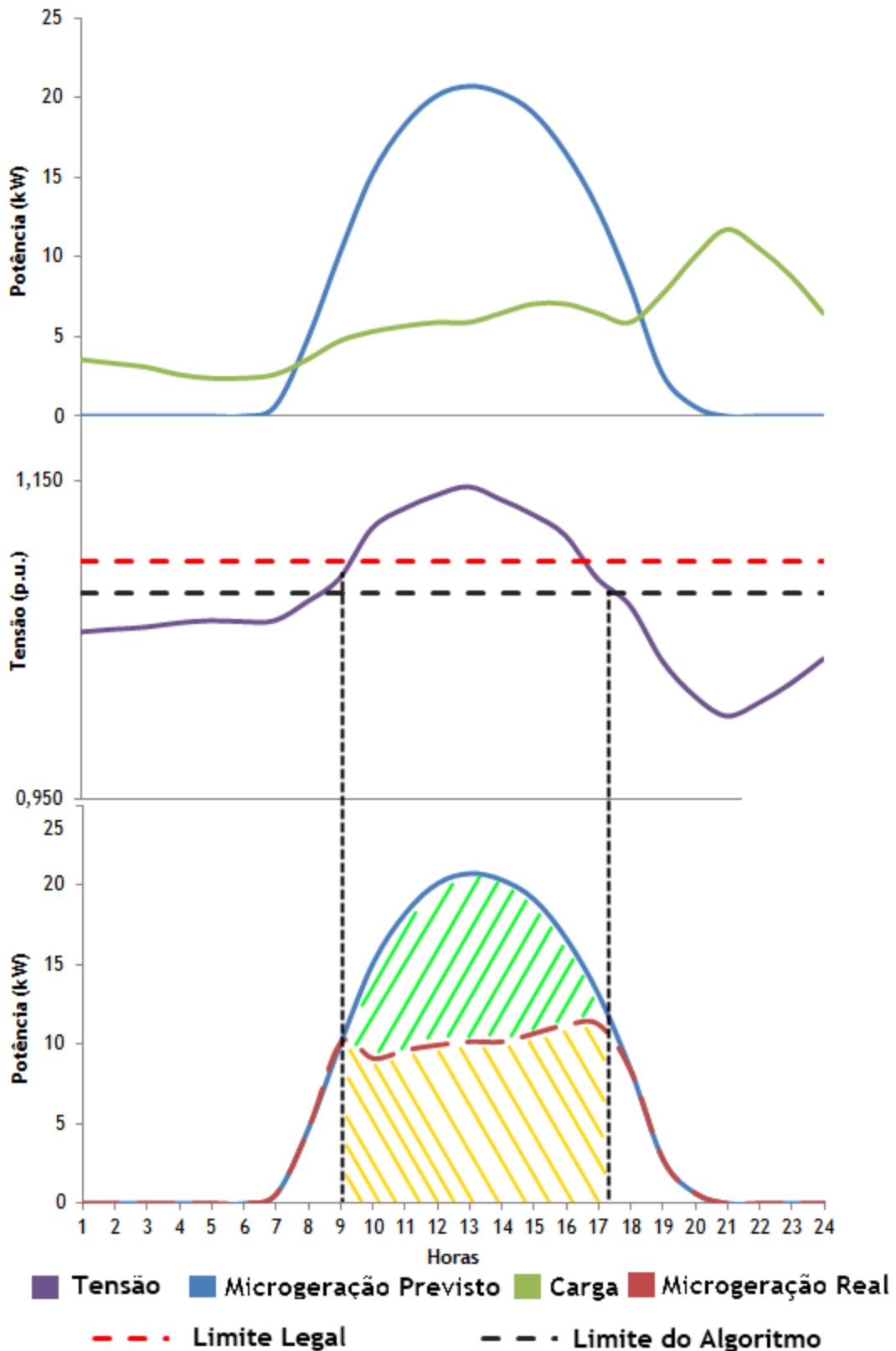


Figura 2 - Exemplificação gráfica do problema

A Figura 2 exemplifica o problema descrito anteriormente. Quando a microprodução começa a ser bastante superior à carga, a tensão tende a subir podendo ultrapassar o limite legal ($U_n+10\%$). Quando esse limite é ultrapassado, o microprodutor é colocado “fora da rede”

(deixando de fornecer o equivalente à soma da área a verde e amarela da Figura 2). Se for aplicado um algoritmo de controlo inteligente de microgeração, a tensão já não vai ultrapassar o limite legal, sendo que os produtores apenas serão limitados na energia que podem injetar na rede (neste caso apenas deixariam de fornecer o equivalente à área a verde da Figura 2).

1.2. Estrutura da dissertação

A presente dissertação é constituída por 7 capítulos: no capítulo 1, é feita uma introdução e contextualização do problema abordado, são apresentados os motivos para a realização deste trabalho e é dada uma breve explicação sobre o modo como a dissertação está estruturada.

O capítulo 2 aborda o Sector Elétrico Nacional (SEN), caracteriza a rede de média e baixa tensão bem como o tipo de cargas usadas nas simulações dos casos de estudo desta dissertação. Por fim, faz referência aos índices de qualidade de energia e o impacto do trabalho realizado nesses mesmos índices.

No capítulo 3 aborda-se o tema da microprodução, tecnologias utilizadas, questões técnicas e económicas relacionadas com a microprodução, e por fim, uma explicação mais pormenorizada de um microprodutor fotovoltaico.

No capítulo 4 apresenta-se o algoritmo desenvolvido, a sua estrutura de dados e o seu modo de funcionamento.

No capítulo 5 estão descritos os casos de estudo utilizados na dissertação, de forma a comprovar o funcionamento do algoritmo de controlo inteligente de microprodução e verificar as consequências técnicas decorrentes da implementação ou não do mesmo.

No capítulo 6 são apresentados dados económicos que complementam os dados técnicos apresentados no capítulo 5, no sentido de justificar um possível investimento na implementação de um algoritmo de controlo inteligente de microgeração.

No capítulo 7 são apresentadas as conclusões finais tendo em conta todos os dados apresentados nos capítulos anteriores. Estas conclusões vêm complementar as observações que foram sendo retiradas ao longo da dissertação.

Capítulo 2

Sector Eléctrico Nacional

O modo de operação e exploração do atual SEN começou a ser estruturado nos finais da década de 80. Foi nessa altura que o sector foi aberto ao sector privado. Entretanto em 1995 a publicação dos decretos-lei 182 a 187/95 vieram estabelecer regras para a organização do SEN bem como os moldes para o exercício das atividades de produção, transporte, distribuição, cogeração e regulação do sector.

Com a entrada destes decretos o SEN foi dividido em dois subsistemas, o serviço eléctrico de serviço público (SEP) e o serviço eléctrico não vinculado (SENV). O primeiro é organizado segundo termos de prestação de um serviço público e o segundo é organizado segundo uma lógica de mercado.

Posteriormente, com a adoção da diretiva comunitária 96/92/CE foram estabelecidas regras comuns na união europeia para o mercado interno de eletricidade, sendo a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) a entidade responsável pela fiscalização e regulação das atividades adjacentes ao serviço eléctrico nacional [3].

2.1. Caracterização do sector eléctrico nacional

Neste momento o sector eléctrico nacional é supervisionado pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) e pode ser decomposto em 4 atividades:

- Produção
- Transporte
- Distribuição
- Comercialização

Capítulo 2

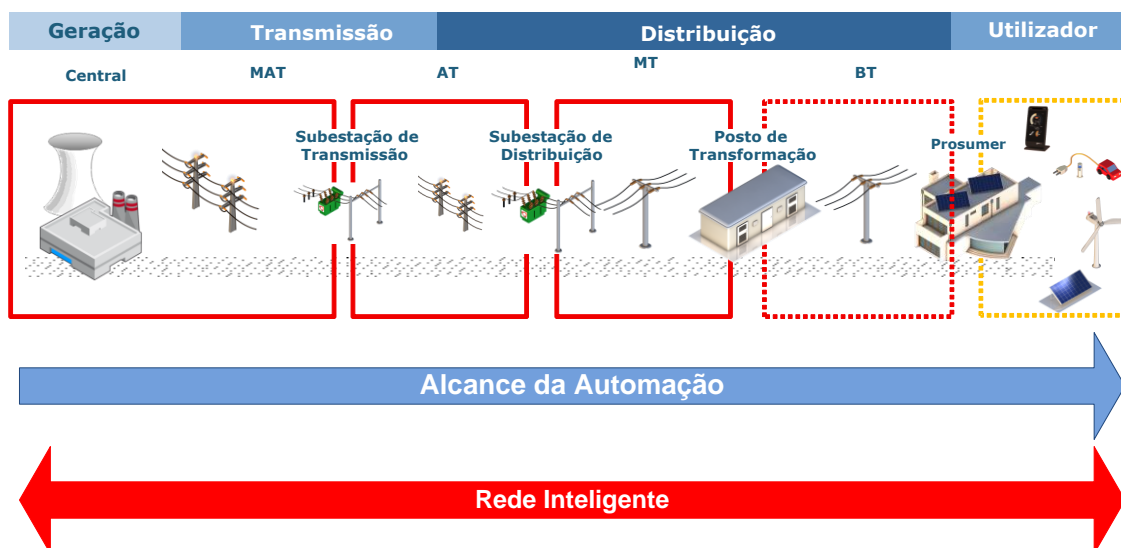


Figura 3 - Estrutura da rede elétrica e alcance da automação [4]

A produção de eletricidade está aberta a todas as empresas que nela queiram participar, e os produtores são inseridos num de dois regimes de produção, o regime de produção ordinário e o regime de produção especial.

O regime de produção ordinário contempla todos os produtores que no seu processo de produção utilizam matérias-primas não renováveis e todos os grandes electroprodutores hídricos. Por outro lado o regime de produção especial, contempla os produtores de energia elétrica que têm por base fontes de energia renováveis e centrais de cogeração.

O operador do sistema apenas intervém para acautelar a segurança no abastecimento de energia elétrica no sistema elétrico nacional, quando ocorra uma situação de possível escassez energética.

O transporte de eletricidade em oposição com as outras atividades é apenas explorado por uma entidade. O estado português atribuiu à REN (Redes Energéticas Nacionais) a concessão da rede nacional de transporte em regime de serviço público e exclusividade.

A distribuição de eletricidade abrange a rede nacional de distribuição ao nível da alta, média, e baixa tensão. A rede nacional de distribuição ao nível da alta e média tensão é explorada pela EDP Distribuição que ficou com a concessão exclusiva atribuída pelo estado português. Já a rede de distribuição de baixa tensão é explorada através de contratos de concessão que são realizados entre os municípios e empresas que operam no mercado liberalizado, embora a maior parte dos contratos estejam concentrados na EDP Distribuição.

Por último, a comercialização: esta atividade está totalmente aberta às empresas que nela queiram participar. Estas podem utilizar as redes de transporte e de distribuição mediante o pagamento de uma tarifa que é estabelecida pelo regulador do sistema (ERSE). Os consumidores podem escolher livremente o seu fornecedor de energia elétrica e trocar de fornecedor sem qualquer encargo.

2.2. Qualidade de Serviço

Com a elaboração deste trabalho pretende-se contribuir para que os valores de qualidade de serviço de natureza técnica possam ser melhorados, nomeadamente em termos de continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão.

Na avaliação da continuidade de serviço é considerado o número e a duração das interrupções, fazendo-se a distinção entre as interrupções previstas (programadas) e as acidentais (imprevistas). Em relação à qualidade da onda de tensão é tido em conta a amplitude, a frequência, a forma da onda e a simetria do sistema trifásico de tensões. Neste trabalho é demonstrado que através do algoritmo desenvolvido podemos diminuir o número de interrupções no fornecimento de energia e que a amplitude da onda de tensão também é mantida dentro dos valores impostos pelas normas portuguesas.

2.3. Caracterização da rede de média tensão

Atualmente nos sistemas SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition* - Supervisão, controlo e aquisição de dados), a análise/observação da rede estende-se desde as unidades de geração até à rede de média tensão. Isto tem permitido aos operadores do sistema elétrico gerirem a rede de acordo com a oferta e a procura.

Quando começam a surgir desvios ao normal funcionamento do sistema elétrico, nomeadamente ao nível da tensão, é possível fazer uma correção da mesma através de certos mecanismos/estratégias que permitem elevar ou baixar o nível da tensão. O controlo da tensão é conseguido através do controlo da produção, consumo (através do deslastre de cargas) e através do fluxo de energia reativa na rede.

O controlo da produção é realizado através dos AVR (*Automatic Voltage Regulator* - Regulador Automático de Tensão). Estes dispositivos controlam a excitação nos geradores de forma a manterem os níveis de tensão dentro dos limites legais.

No entanto apesar do ajuste feito através dos AVR, existem outros meios que são utilizados ao longo da rede para assistir no controlo da tensão na rede de média tensão.

- Fontes de energia reativa tais como, condensadores shunt, reatores shunt, compensadores síncronos, e os SVCs (*Static Var Compensation* - Compensadores Var Estáticos);
- Compensadores de reactância de linha como por exemplo os condensadores série;

- Transformadores com regulação, tais como transformadores com regulação de tomadas [5]

Os condensadores e reatores shunt bem como os condensadores série fornecem uma compensação passiva. Podem estar permanentemente conectados à rede ou então podem ser comutados, contribuindo para o controlo da tensão modificando as características normais da rede.

Os compensadores síncronos e os SVC fornecem uma compensação ativa, ou seja, a energia reativa absorvida/fornecida é automaticamente ajustada de forma a manter os níveis de tensão nos barramentos aos quais estão ligados.

2.4. Rede de baixa tensão

Nos dias de hoje com a introdução das *Smart Grids* faz todo o sentido começar-se a caracterizar a rede de baixa tensão. Dessa forma será possível ter uma perceção da rede de baixa tensão e assim gerir as novas condicionantes que se juntam ao sistema.

Antes de prosseguir é importante definir o que é uma *Smart Grid*:

“Uma SmartGrid é uma rede elétrica que pode integrar de forma inteligente as ações de todos os utilizadores ligados a ela - produtores, consumidores e aqueles que fazem as duas ações anteriores (prosumers) - com o intuito de eficientemente fornecer de forma sustentável, económica e segura energia” [6].

Algumas condicionantes marcam a rede de baixa tensão no âmbito de uma *Smart Grid*. Dessas destacam-se a crescente introdução de microgeração na rede e a introdução dos veículos elétricos

Sendo assim começam a surgir novas estratégias/metodologias que procuram melhorar a continuidade de serviço e a fiabilidade da rede de baixa tensão, como por exemplo as estratégias de *Self-Healing*, *Storage*, *Demand Response*, entre outros, mas que necessitam sempre de ter um conhecimento prévio das condições operacionais da rede para poderem ser implementadas.

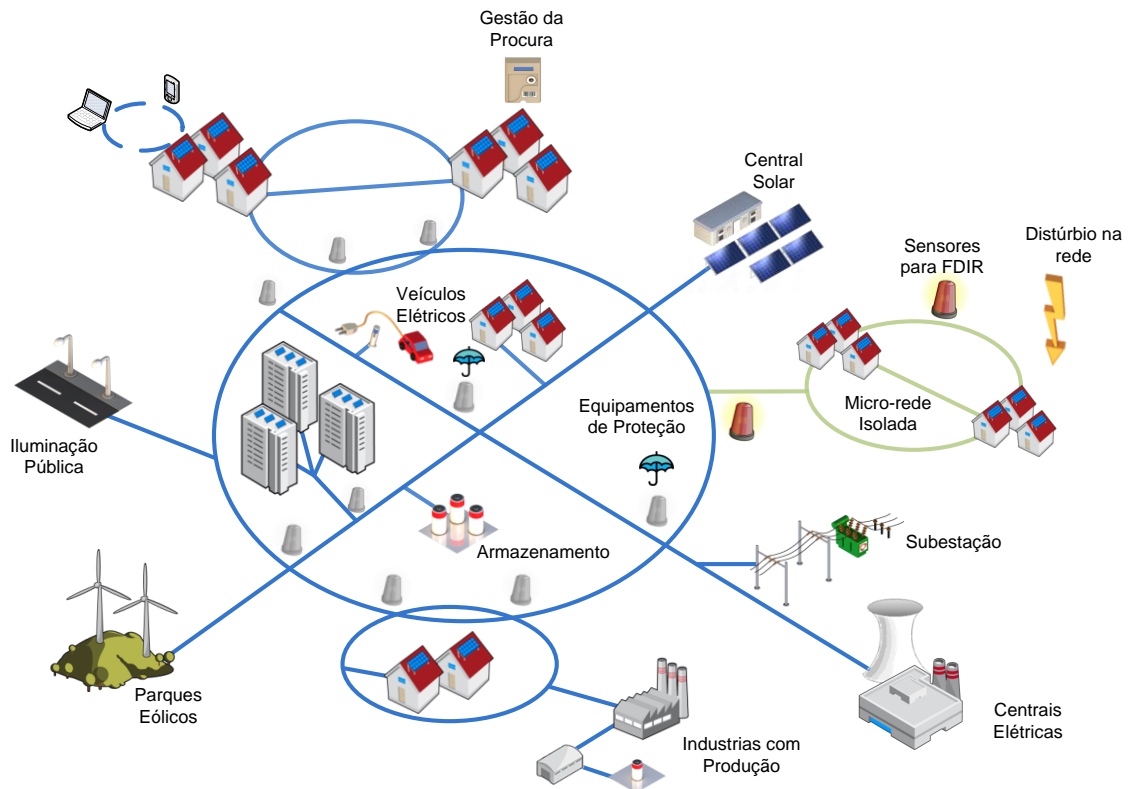


Figura 4 - Exemplo de uma *Smart Grid* [4]

Como podemos verificar na Figura 4, uma *Smart Grid* abrange todos os intervenientes na rede, por isso deve ser dotada de equipamentos que possibilitem o normal funcionamento da mesma. Uma *Smart Grid* deve adaptar a geração intermitente e descentralizada, tendo um papel ativo perante o cliente, gerindo de forma eficaz a procura e a microgeração e permitindo a reconfiguração automática da rede (*Self-Healing*).

O crescente aumento de *RTU* (*Remote Terminal Unit - Unidades Remotas Terminais*) nas redes de média tensão contribuem para detetar defeitos, isolá-los e repor o serviço de forma assistida (*FDIR*) melhorando assim os níveis de qualidade de serviço.

Com a crescente introdução de microprodutores na rede de baixa tensão, é necessário ter em atenção os valores de tensão verificados nos pontos próximos aos microprodutores, pois nos picos de produção a tensão pode ser elevada para níveis que ultrapassem os limites estipulados pelas normas que regem o SEN.

A norma NP 50160 define os valores nominais da tensão para as redes BT:

- $U_n = 230V$ entre fase e neutro (sistemas trifásicos com 4 condutores)
- $U_n = 400V$ entre fases (sistemas trifásicos com 3 condutores) [7]

Na exploração da rede, o operador deve garantir que o valor eficaz da tensão de alimentação não deve variar mais do que 10 % da tensão nominal em 95% dos valores eficazes médios de cada período de 10 minutos medidos ao longo de uma semana [8].

2.5. Topologias das redes de distribuição

A rede de distribuição de baixa tensão é a rede mais utilizada pelos consumidores portugueses e por isso torna-se uma rede bastante extensa, complexa e numerosa, sendo assim é de extrema importância que a rede possa ser reconfigurada, para que em caso de anomalias o número de clientes atingidos seja o menor possível, bem como o seu tempo da interrupção.

De forma a garantir os pressupostos anteriores existem diferentes topologias de rede que podem ser implementadas, sendo que em cada caso de aplicação deve ser aplicada a solução técnico-económica mais favorável.

Topologia	Classe		Aplicação	
	1ª (BT)	2ª (MT)	Distr. ¹ Pública	Distr. ¹ Particular
Radial Simples	X	X	X	X
Radial Dupla	X	X		X
Anel	X	X	X	X
Banking	X		X	
Malha ou Emalhada	X		X	
Fuso	X	X	X	

Tabela 1 - Topologias de rede e zonas de aplicação [9]

As principais topologias utilizadas são apresentadas de seguida:

- Radial Simples

As redes radiais são caracterizadas pelo facto de serem redes com baixo custo de implementação. Tipicamente nesta topologia as cargas apenas têm a possibilidade de ser alimentadas por uma fonte de alimentação, o que em caso de defeito provocará um enorme número de clientes não fornecidos e que só poderão ser realimentados após a avaria ter sido localizada e reparada.

¹ Distribuição

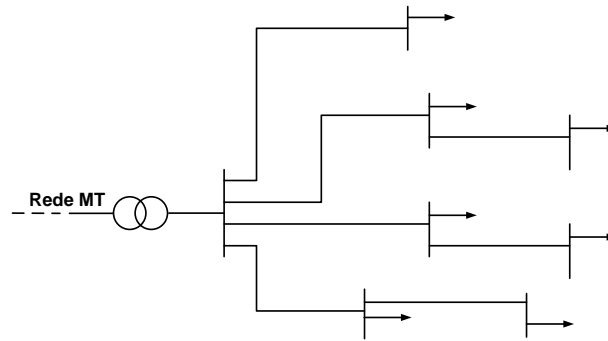


Figura 5 - Estrutura de uma rede radial simples

- Radial em dupla derivação

As redes em dupla derivação disponibilizam uma continuidade de serviço superior a uma rede radial simples pois na saída da subestação possuem dois cabos em paralelo, funcionando num sistema de redundância.

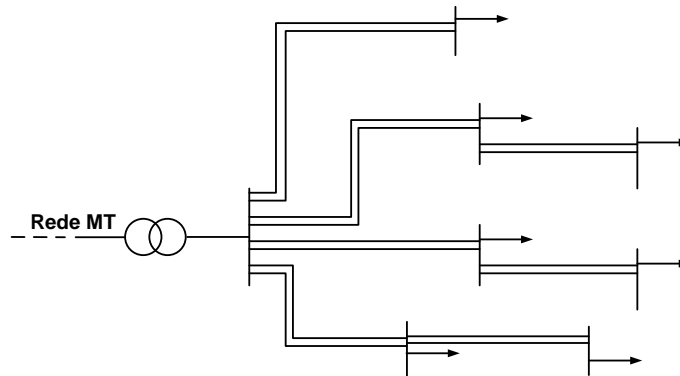


Figura 6 - Estrutura de uma rede radial em dupla derivação

- Anel Aberto

As redes em anel aberto distinguem-se das redes radiais pelo facto de serem alimentadas por duas fontes de alimentação, podendo também ser compostas apenas por uma fonte. As cargas que se encontram nos anéis podem receber energia através de dois trajetos diferentes, o que significa que em caso de avaria numa das linhas, a carga tem a possibilidade de continuar a ser alimentada pela outra.

Com esta topologia é aumentada a fiabilidade da rede, embora seja necessário um maior investimento de implementação e manutenção.

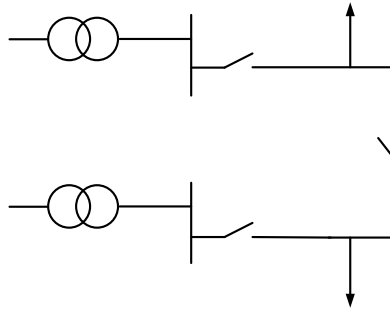


Figura 7 - Estrutura de uma rede em anel aberto

- Rede em bankings

Esta rede caracteriza-se por conseguir responder mais prontamente a situações de maior solicitação de potência em redes de BT

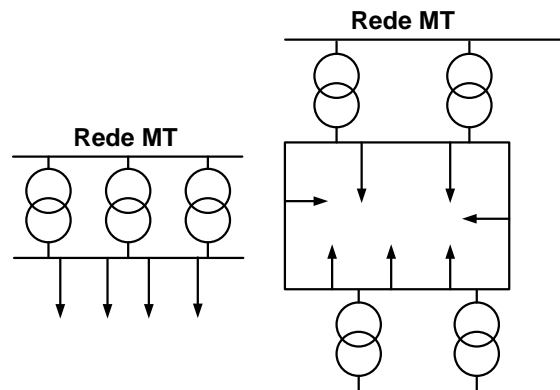


Figura 8 - Estrutura de uma rede em banking, topologia em linha e em anel

- Rede em malha ou emalhada

Este tipo de rede é a que apresenta maior fiabilidade, pois permite a implementação de inúmeras configurações em caso de anomalias na rede. No entanto esta topologia necessita de um investimento mais elevado que as redes em anel, tanto na fase de implementação como durante a fase de manutenção da mesma.

É uma rede formada por anéis, onde cada linha faz parte de um anel. Com esta metodologia a rede assegura maior continuidade de serviço e maior fiabilidade.

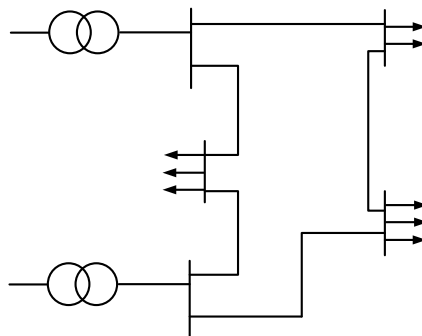


Figura 9 - Estruturas de rede em malha ou emalhada

Capítulo 2

- Rede em Fuso

Neste tipo de rede, os postos de transformação estão todos em derivação, e são alimentados por troços que unem subestações distintas. Normalmente os disjuntores das subestações encontram-se abertos numa das extremidades, mas em caso de redes em semi-fuso, os disjuntores podem estar fechados em ambas as extremidades, encontrando-se a linha aberta num ponto intermédio.

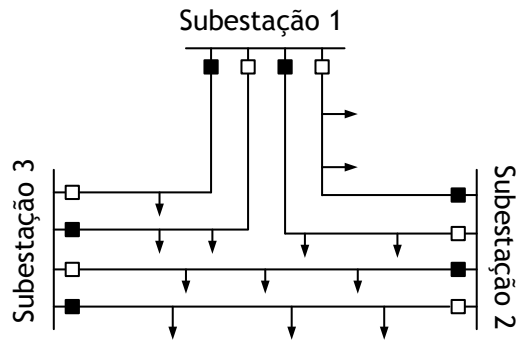


Figura 10 - Estrutura de rede em fuso

Relativamente ao transporte da energia elétrica dos postos de transformação até às instalações do consumidor final, este pode ser feita através de linhas aéreas ou linhas subterrâneas.

As linhas aéreas são tipicamente mais utilizadas em meios rurais. Este tipo de rede está mais sujeita a determinados defeitos [9]:

- Defeitos auto-extintores
 - Defeitos que desaparecem espontaneamente sem provocar o disparo da aparelhagem de corte da rede. Podem ser provocados por exemplo por uma chicotada de um condutor ao desprender-se uma manga de gelo deposita sobre ele.
- Defeitos fugitivos
 - São defeitos que necessitam de um breve corte da alimentação da rede (décimos de segundo). Por exemplo defeitos provenientes de descargas atmosféricas.
- Defeitos semi-permanentes
 - Estes defeitos para desaparecerem necessitam de um ou vários cortes relativamente longos (na ordem das dezenas de segundos) da alimentação da rede. São exemplos destes defeitos, quedas de ramos sobre as linhas e que provoquem um curto-circuito mas que no entanto acabam por se desprender devido à sua destruição ou por ação do vento.
- Defeitos permanentes

- Defeitos que após terem provocado um corte definitivo, necessitam da intervenção do pessoal técnico de forma a repor o serviço. São exemplos deste defeito, ruturas de condutores, entre outros.

As linhas subterrâneas são normalmente mais difundidas nos meios urbanos de forma a minorar o impacto visual da rede no ambiente envolvente. Contudo tem um grave inconveniente, caso exista um defeito o tempo de reposição do serviço torna-se mais longo. Os defeitos que podem ocorrer são os seguintes:

- Defeitos permanentes
 - Um dos defeitos que normalmente pode ocorrer é o corte de um cabo.
- Defeitos de origem interna
 - Tem a sua causa na própria rede, por exemplo defeitos de isolamento nos cabos.
- Defeitos de origem externa
 - Estes defeitos ocorrem devido a agentes externos, por exemplo a danificação de um cabo devido ao incorreto manuseamento de uma escavadora mecânica [9].

2.6. Caracterização das cargas

Nas simulações efetuadas neste trabalho foram utilizadas cargas do tipo RL. Estas cargas distinguem-se das cargas do tipo R (e.g. aquecedores) pelo facto de absorverem uma corrente desfasada (em atraso) relativamente à tensão da rede [10].

Neste trabalho a ligação das cargas foi realizada segundo uma topologia em estrela [11]. Este tipo de ligação assume extrema importância pois neste trabalho considerou-se um modelo de rede trifásico desequilibrado o que possibilita a circulação de correntes homopolares.

De forma a aproximar a rede de teste à rede de baixa tensão real, utilizaram-se cargas desequilibradas. Nesse sentido existirão correntes homopolares a percorrer as cargas e que neste modelo se poderão “fechar” pelo condutor de neutro.

Caso se utilizasse outro tipo de ligação sem condutor de retorno (neutro e/ou terra) ter-se-ia de garantir que a soma das correntes de fase era igual a zero [12].

Capítulo 2

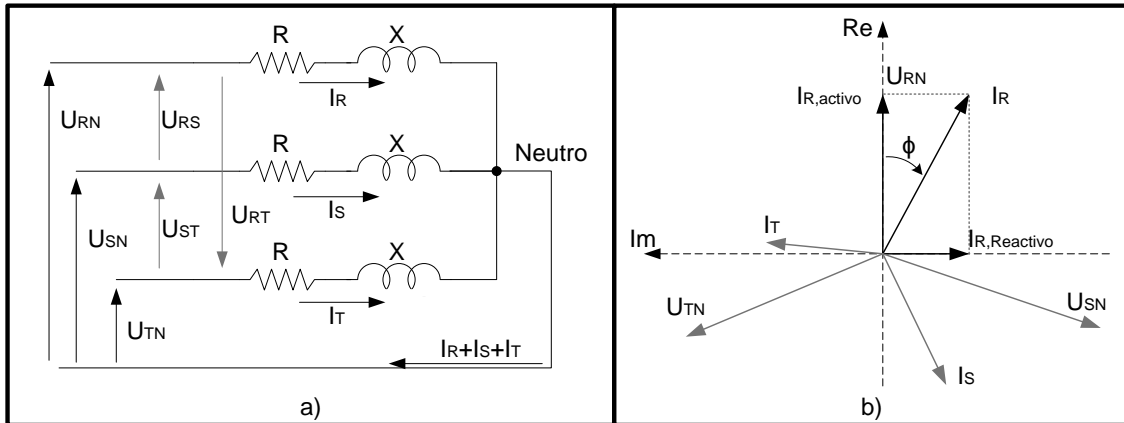


Figura 11 - a) Sistema trifásico considerando a ligação de uma carga em estrela, b) Sistema fasorial [10]

Num sistema trifásico perfeito as várias tensões e as várias correntes têm a mesma amplitude entre elas, estando desfasadas de 120 graus.

$$U_{RN} = |U|e^{j0^\circ} \quad \text{Eq. 1}$$

$$U_{SN} = |U|e^{-j120^\circ} \quad \text{Eq. 2}$$

$$U_{TN} = |U|e^{j120^\circ} \quad \text{Eq. 3}$$

$$I_R = |I|e^{-j\phi^\circ} \quad \text{Eq. 4}$$

$$I_S = |I|e^{-j(120+\phi)^\circ} \quad \text{Eq. 5}$$

$$I_T = |I|e^{j(120-\phi)^\circ} \quad \text{Eq. 6}$$

O valor da tensão composta pode então ser calculada a partir de,

$$U_{RS} = U_{RN} - U_{SN} = |U_{RN}|(1 - e^{-j120^\circ}) = \sqrt{3}|U_{RN}|e^{j30^\circ} \quad \text{Eq. 7}$$

Como se pode constatar, o valor da tensão entre duas fases é $\sqrt{3}$ vezes superior à tensão fase-terra [10].

Neste trabalho optou-se por utilizar a tipologia de carga RL como já mencionado pois geralmente não existe um conhecimento exato das cargas que constam num barramento, devido à diversidade de clientes que se podem ligar nesse mesmo barramento.

Por norma conhecem-se apenas os valores de potência ativa e reativa consumida sendo muito complicado obter informações mais detalhadas sobre o perfil de carga de determinado barramento [11]. Sendo assim, e de forma a minimizar o desvio que se possa estar a introduzir neste estudo, foram utilizados três tipos de perfis de carga: doméstico, industrial (pequenas indústrias) e doméstico/comercial. Desta forma espera-se obter um comportamento por parte da rede teste, muito similar à rede de distribuição real.

A partir dos dados recolhidos para uma situação genérica de consumo [10] foram elaborados dois cenários: uma época de Verão e outra de Inverno. Para cada hora do dia, está definida a percentagem de consumo que determinada carga tem, e sobre essa percentagem

Capítulo 2

aplicou-se um fator para se fazer a diferenciação entre uma época de Verão e outra de Inverno. Para o Verão foi aplicado um fator de 85% e para o Inverno um fator de 100%.

De seguida são apresentados os gráficos com os perfis de carga genéricos para cada tipo de carga já mencionados anteriormente.

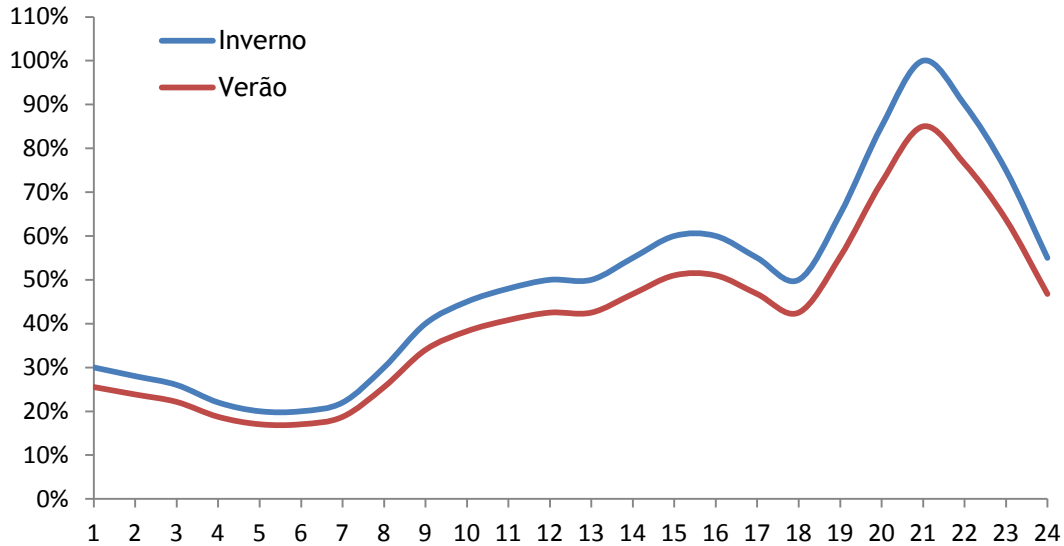


Figura 12 - Diagrama de carga doméstico para época de Verão e Inverno

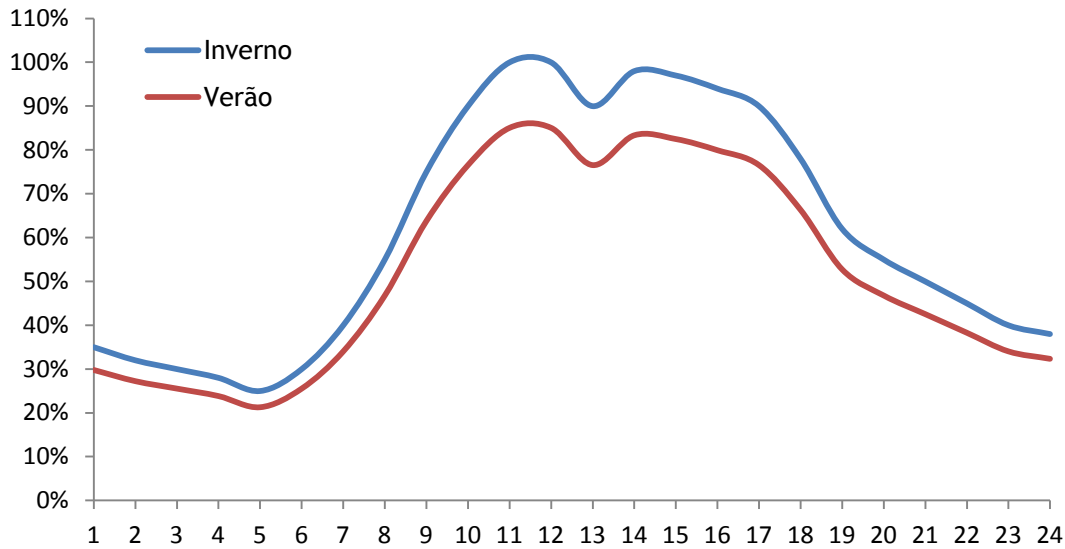


Figura 13 - Diagrama de carga industrial para época de Verão e Inverno

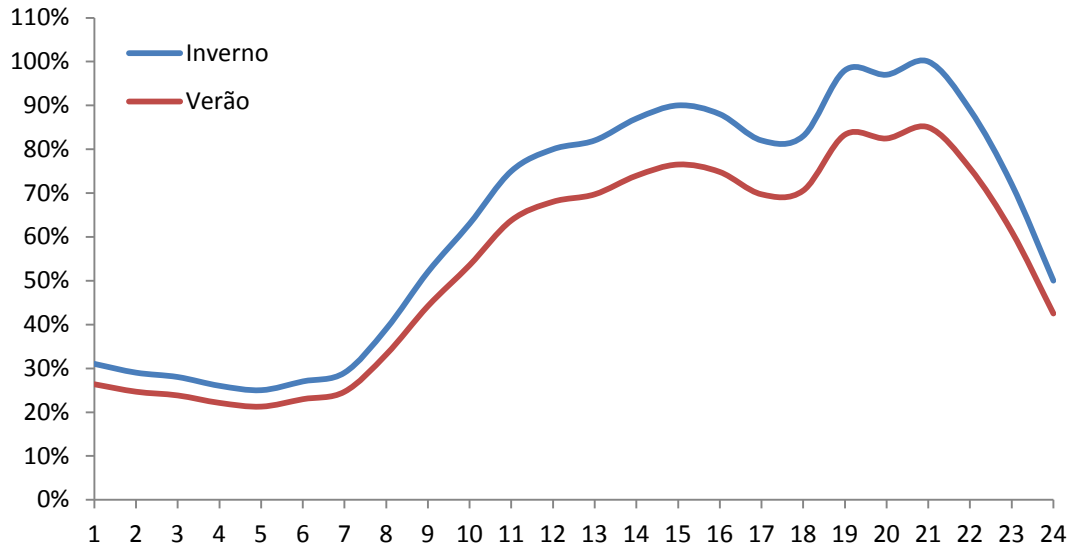


Figura 14 - Diagrama de carga doméstico/comercial para época de Verão e Inverno

2.7. Resumo

A evolução tecnológica contribui para que o sector elétrico possa evoluir de forma a aumentar a eficiência energética de toda a rede. A introdução de diversos constituintes na rede faz com que seja importante o conhecimento da topologia da rede, das cargas que nela se encontram, entre outros aspetos.

Através dos dados apresentados no Capítulo 2 foi possível estudar a rede de baixa tensão num cenário muito próximo ao de uma situação real, de forma a obter-se a “resposta” da rede a diversos problemas que nela possam surgir.

Capítulo 3

Microgeração

Os microprodutores são unidades ou instalações de baixa potência situadas na rede de baixa tensão, monofásicas ou trifásicas, que obedecem aos seguintes requisitos [13]:

- Não podem exceder uma potência instalada de 5,75 kW.
- No caso de condomínios que contenham seis ou mais frações, as unidades de microprodução devem ser trifásicas com uma potência instalada até 11,04kW.
- Um microprodutor apenas pode ter por base uma tecnologia de exploração.

Um microprodutor deve cumprir com os seguintes requisitos [13]:

- Ter um contrato de compra e venda de eletricidade em baixa tensão com um comercializador de energia.
- A unidade de microprodução deve ser instalada no local da instalação de utilização.
- A potência da unidade de microprodução não pode ser superior a 50% da potência contratada pelo utilizador para a instalação de utilização.
- Devem entregar toda a eletricidade produzida à rede de baixa tensão.
- Devem consumir o calor produzido em caso de aplicação de unidades de cogeração
- As unidades de microprodução não podem injetar energia reativa na rede de baixa tensão e o não cumprimento desta disposição leva à aplicação de penalizações [14].

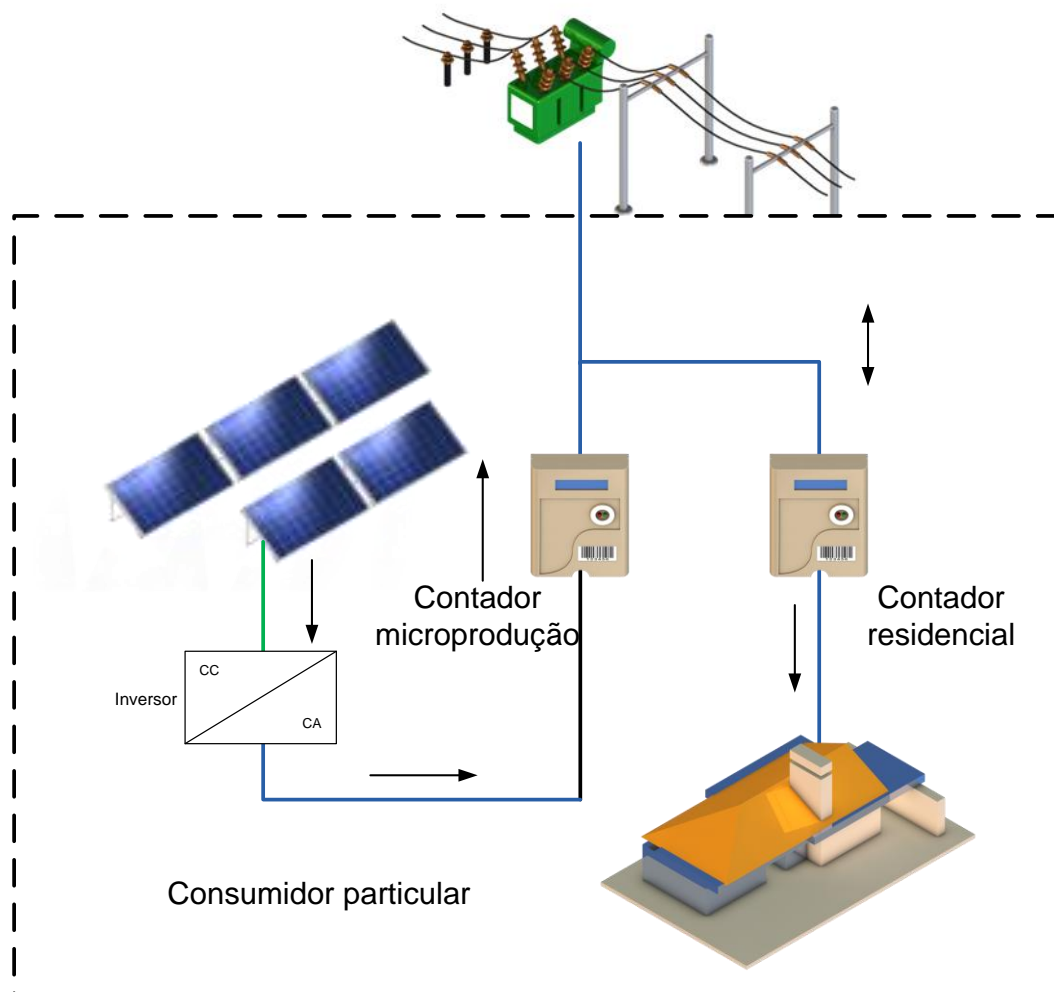


Figura 15 - Exemplo de uma instalação de microprodução

No decreto - lei nº118-A/2010 existem dois tipos de regime:

- Regime Geral
 - Para todas as unidades de microgeração, em que a potência instalada não seja superior a 50% da potência contratada tendo como limite máximo 5,75 kW
 - Os microprodutores inseridos neste regime usufruem de uma tarifa igual ao custo da energia do tarifário aplicado pelo comercializador de último recurso à instalação de consumo.
- Regime Bonificado
 - Para todas as unidades de microgeração, em que a potência instalada não seja superior a 50% da potência contratada, tendo como limite máximo 3,68 kW. Para ter acesso a este regime terão de ser

instalados coletores solares térmicos para aquecimento de águas quentes sanitárias (AQS), com um mínimo de 2 m² de área de coletor.

- A tarifa a ser paga aos microprodutores inseridos neste regime é dividida em dois períodos, o primeiro referente aos primeiros oito anos onde a legislação atual define que a energia seja remunerada a 400 €/MWh e um segundo período referente aos 7 anos seguintes onde os microprodutores serão pagos a 240 €/MWh.

3.1. Tecnologias de Microgeração

Uma unidade de microprodução caracteriza-se pelo facto de utilizar fontes renováveis como energia primária para gerar energia elétrica. As unidades de microgeração podem ser de um dos seguintes tipos:

- Solar - Painéis solares fotovoltaicos
- Eólico - Micro-aerogeradores
- Hídrica - Micro-hídricas
- Co-geração a biomassa
- Pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável
- Co-geração não renovável

Das tecnologias disponíveis para serem adotadas, a solar é aquela que reúne mais penetração no mercado, não só por ser uma tecnologia com alguma maturidade no mercado e que tem vindo a desenvolver-se aumentando o rendimento dos painéis, mas também porque a legislação existente beneficia de certa forma a introdução dessa tecnologia. O regime bonificado define que a remuneração/tarifa a atribuir a cada tipo de tecnologia mencionada anteriormente é a seguinte [1]:

- Solar -100%
- Eólico -80%
- Hídrica -40%
- Co-geração a biomassa -70%
- Pilha de combustível Aplica-se a percentagem utilizada na tecnologia de microgeração
- Co-geração não renovável -40%

3.1.1. Microprodutor fotovoltaico

De forma a estudarmos o impacto da microgeração na rede, foi necessário obter o perfil de geração de uma unidade de microgeração, para que depois pudéssemos criar um perfil de geração para cada microprodutor. Para os estudos efetuados foi escolhida uma unidade de microprodução fotovoltaica.

Optou-se por utilizar apenas uma tecnologia de microprodução pois constitui o pior caso, visto que nas horas de maior produção irão verificar-se excedentes de produção.

O perfil de produção foi obtido a partir de dados fornecidos [15], relativos a dois dias de produção: um dia típico de Inverno (20-02-2012) e um dia típico de Verão (11-07-2012).

Os dados são provenientes de um painel fotovoltaico de eixo fixo instalado em Alter do Chão com uma potência de 5 kW e com um inversor de 3,68 kW. Os dados mostram a energia fornecida pelo microprodutor à rede de 15 em 15 minutos, tendo sido necessário fazer médias desses valores de forma a uniformizar as potências para valores de hora a hora. Os estudos foram uniformizados para hora a hora de forma a reduzir a carga computacional utilizada nas simulações e porque para o objetivo das simulações, este espaço temporal era suficiente para se comprovar a aplicabilidade do algoritmo.

Após o cálculo da média, calculou-se a percentagem de energia que foi entregue à rede face à potência máxima que o inversor deixa fornecer.

Estes cálculos foram realizados para o dia de Inverno e para o dia de Verão resultando nos perfis de geração apresentados de seguida.

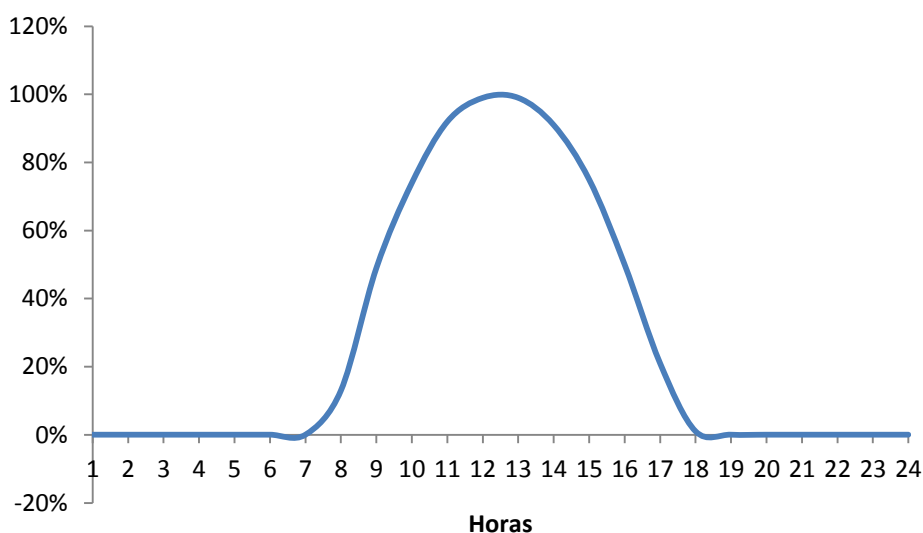


Figura 16 - Perfil de produção para um sistema fotovoltaico num dia de Inverno

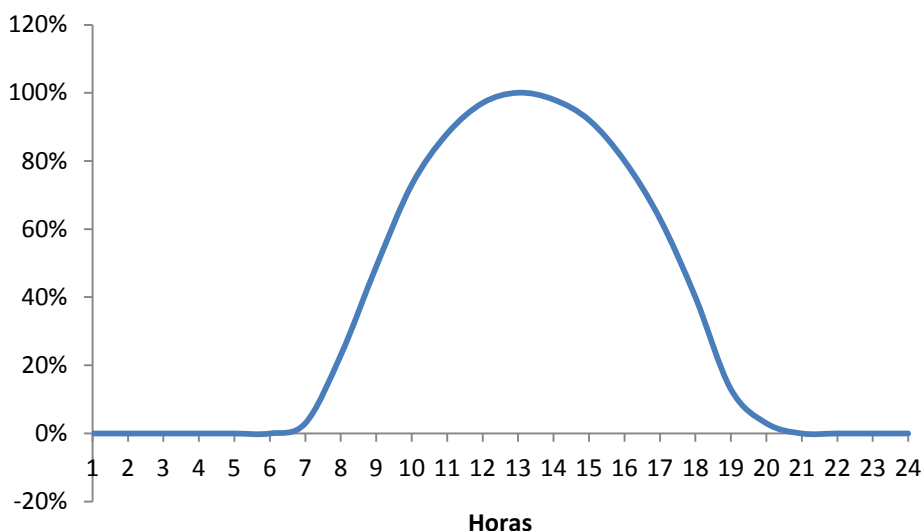


Figura 17 - Perfil de produção para um sistema fotovoltaico num dia de Verão

Com base nos perfis acima apresentados, foram calculados os perfis diários de geração dos diversos microprodutores espalhados pela rede nos casos de estudo apresentados, multiplicando o perfil de geração pela potência instalada de microprodução.

3.2. Resumo

A preocupação com o meio ambiente e o fim anunciado dos combustíveis fósseis levam a que se procurem novas formas de produção de energia. Com os bons resultados provenientes da introdução de energias renováveis nas redes de média e alta tensão, foram estudadas novas formas de introduzir este tipo de energias em maior escala e de forma mais localizada na rede.

A microgeração possibilita aos consumidores fazerem um investimento com um tempo de retorno curto e com boas perspectivas de lucros futuros. Por parte dos gestores da rede, estes têm a possibilidade de aumentar os índices de qualidade de energia nas zonas próximas das instalações microprodutoras e de reduzir o impacto ambiental.

Neste trabalho optou-se pelos sistemas fotovoltaicos não só por serem a tecnologia com maior penetração no mercado, mas também por terem um perfil de produção previsível ao longo do dia e desta forma possibilitarem um estudo muito próximo de um cenário de exploração real da rede.



Capítulo 4

Algoritmo de Controlo Inteligente

Tendo em conta que na área do controlo de tensão em redes de baixa tensão, não são conhecidos exemplos relevantes de implementação de algoritmos de controlo inteligente [1], procurou-se desenvolver um algoritmo que possibilitasse esse controlo inteligente da microprodução de forma a regular a tensão.

Para a aplicação de um algoritmo de controlo inteligente de microprodução como o que vai ser apresentado, a rede deve ser dotada de equipamentos com capacidades de contagem, comunicação e agregação de dados, numa infraestrutura que forma uma *rede inteligente*.

Ao nível residencial devem ser aplicados contadores inteligentes de energia. Este tipo de contador tem a capacidade de contagem de energia quer para consumidores quer para produtores e é dotado de meios de comunicação que possibilitam a obtenção dos dados em tempo-real por parte dos gestores da rede. Por outro lado, também possibilitam o envio de comandos de abertura ou fecho do ICP (Interruptor Controlador de potência) remotamente a partir dos centros de comando.

Ao nível do posto de transformação, devem ser instalados equipamentos denominados de *Distribution Transformer Controller (DTC)*. Estes equipamentos têm a capacidade de fazer a agregação de todos os dados enviados pelos contadores inteligentes a eles conectados, de fazer medições no próprio PT e de tratar os dados autonomamente segundo algoritmos que podem ser implementados nesses mesmos equipamentos.

Além destes equipamentos, seria necessário que os equipamentos dos microprodutores fossem dotados de mecanismos capazes de receber *set-points* e de agir consoante as ordens transmitidas por eles. Neste caso os microprodutores deveriam ser capazes de, recebendo um *set-point* com o máximo de potência a fornecer a cada hora, limitar a energia produzida e injetada na rede.

4.1. Constituição do algoritmo

O algoritmo tem uma estrutura de dados que contempla dados em tempo real e dados provenientes do gestor da rede. Com base nos dados de entrada é calculado o valor máximo de energia a fornecer pelos microprodutores de determinado barramento.

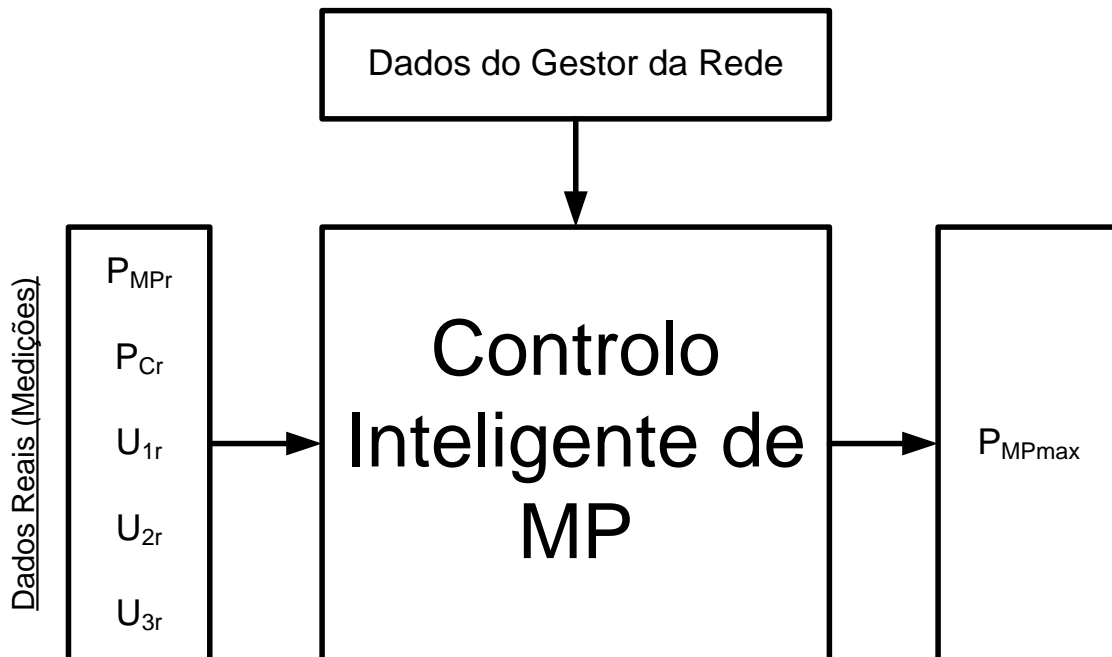


Figura 18 - Estrutura de dados do algoritmo de controlo inteligente de microgeração

O algoritmo desenvolvido tem a capacidade de avaliar a cada instante (neste trabalho é feito de hora a hora) o valor da tensão em cada fase dos diversos barramentos da rede bem como no PT. Verifica o valor eficaz da tensão em p.u. e caso seja superior a 1,08 p.u. o controlo inteligente é ativado (caso esse barramento possua microprodução).

Embora o limite de tensão imposto legalmente para atuação de corte por parte do inversor seja de 1,1 p.u., no algoritmo desenvolvido foi utilizado como limite o valor de 1,08 p.u. É um valor que assegura uma margem de segurança para diferenças bruscas entre o consumo e microprodução. Estas diferenças poderiam levar a que o valor de 1,1 p.u. fosse ultrapassado, fazendo assim atuar os inversores instalados nos microprodutores.

Sendo o algoritmo é ativado, de seguida é calculada a diferença entre a potência de carga e a potência de microgeração ambas referentes ao último registo efetuado. Será com base nesta diferença que será calculada a potência máxima que o MP poderá fornecer na hora seguinte. Ou seja, ao valor da potência de carga verificada no momento de ativação do algoritmo é somada a diferença calculada com base no último registo, sendo de seguida aplicado um fator de redução de potência no valor de 30% para sistemas trifásicos e de 10% para sistemas monofásicos.

O valor de redução de potência é aplicado de forma a precaver eventuais quebras no consumo que poderiam levar a valores de tensão superiores aos previstos e eventualmente superiores ao limite legal imposto. Estes fatores de redução foram estimados com base em diversos estudos realizados para as redes em estudo.

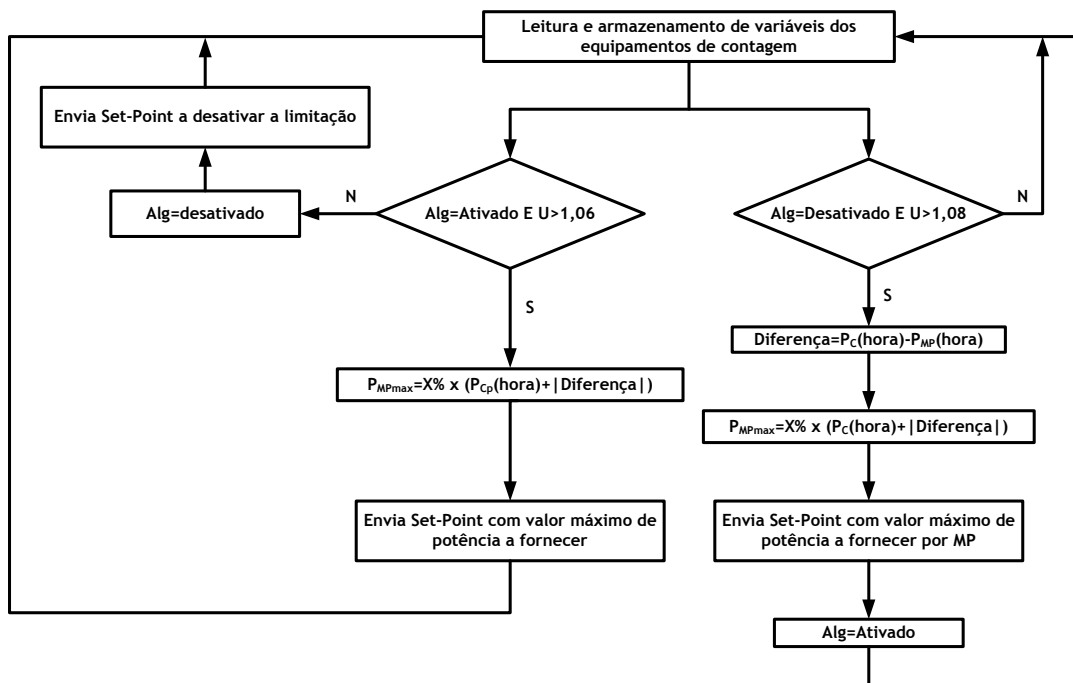


Figura 19 - Fluxograma do algoritmo

Após o primeiro cálculo e consequente envio do *set-point* de limitação de potência, é necessário garantir que a análise dos dados na próxima hora é feita tendo em conta que os valores de tensão recolhidos foram condicionados pelo *set-point* enviado anteriormente.

Nesse sentido foi implementado um mecanismo de verificação, que em caso de o algoritmo ter sido ativado na hora anterior (em determinado barramento) e se verificar uma tensão acima de 1,06 p.u., o controlo inteligente irá somar novamente a diferença inicialmente calculada para o barramento em análise, ao valor da potência de carga que se verifica atualmente, introduzindo depois o fator de redução, sendo de seguida é enviado o *set-point* de limitação de potência. O valor de 1,06 foi escolhido de forma a assegurar as diferenças de produção que se verificam entre análises devido ao estudo estar a ser realizado de hora a hora.

Na hora seguinte ao envio dos *set-points* é verificado se a energia fornecida pelo MP foi inferior ao limite máximo imposto pelo *set-point*, se esta situação for verificada o sinal de algoritmo ativado é desativado.

Caso o algoritmo tenha sido ativado na hora anterior mas a tensão seja inferior a 1,06 p.u., o sinal de algoritmo ativado é desativado e é enviado um comando ao microprodutor

desativando a limitação de produção, passando assim o microprodutor a injetar o máximo de potência na rede.

4.2. Resumo

Devido á evolução das redes elétricas é possível ter um maior controlo sobre a rede e desta forma agir de modo a aumentar a eficiência de todo o sistema envolvido.

Com a implementação deste algoritmo será possível controlar os valores de tensão através do controlo da microprodução, de modo a mantê-los dentro dos valores que as normas definem como normais para exploração da rede.

Além dos benefícios mencionados para os níveis de tensão, também existem benefícios ao nível das perdas verificadas nas linhas de distribuição sendo que estas saem melhoradas com a introdução do algoritmo como se comprava no subcapítulo 5.3.

Capítulo 5

Casos de Estudo e Análise Crítica de Resultados

Na sequência do algoritmo de controlo inteligente apresentado no Capítulo 4, o atual capítulo tem como objetivo confirmar a sua aplicabilidade tendo por base alguns casos de estudo. O *software* de simulação utilizado nos casos de estudo propostos foi o OpenDSS para simulação da rede de distribuição e o MATLAB para tratamento dos dados de entrada (dados referentes às cargas e produção) e de saída (dados de tensões e potências).

De forma a se poder testar o algoritmo, foi elaborada uma rede de distribuição de baixa tensão que posteriormente foi usada no *software* OpenDSS. O algoritmo foi implementado no MATLAB e através da interação dos dois *softwares* foi possível testar a sua validade.

5.1. OpenDSS

O OpenDSS é um *software* livre, desenvolvido pela empresa EPRI (*Electric Power Research Institute*) e voltado para a simulação de redes de distribuição de energia elétrica, com especial foco na análise de circuitos polifásicos, análise de circuitos desequilibrados, análise de sistemas com geração distribuída, análises de harmónicos, entre outros.

No OpenDSS o elemento de conversão de potência (PC) é exemplificado na Figura 20 e representa elementos não lineares tais como geradores e cargas. Os elementos PC são tratados como circuitos equivalentes de *Norton* com uma matriz de admitância constante (Y_{prim}) e com uma corrente injetada para compensar a parte não linear [16].

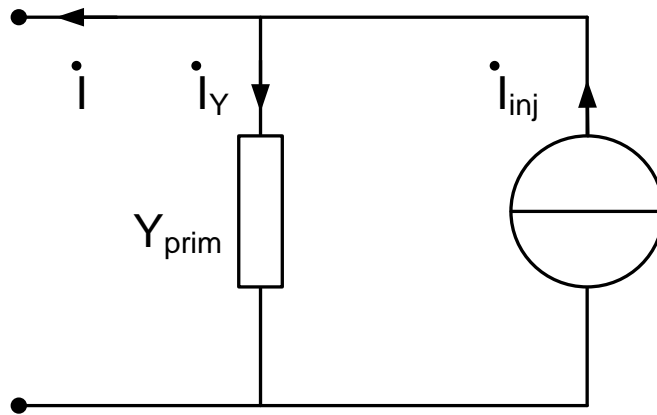


Figura 20 - Elementos de conversão de potência do modelo do OpenDSS [16]

A matriz das admitâncias é criada a partir das matrizes das admitâncias de cada elemento. O procedimento de cálculo utilizado tem a seguinte estrutura:

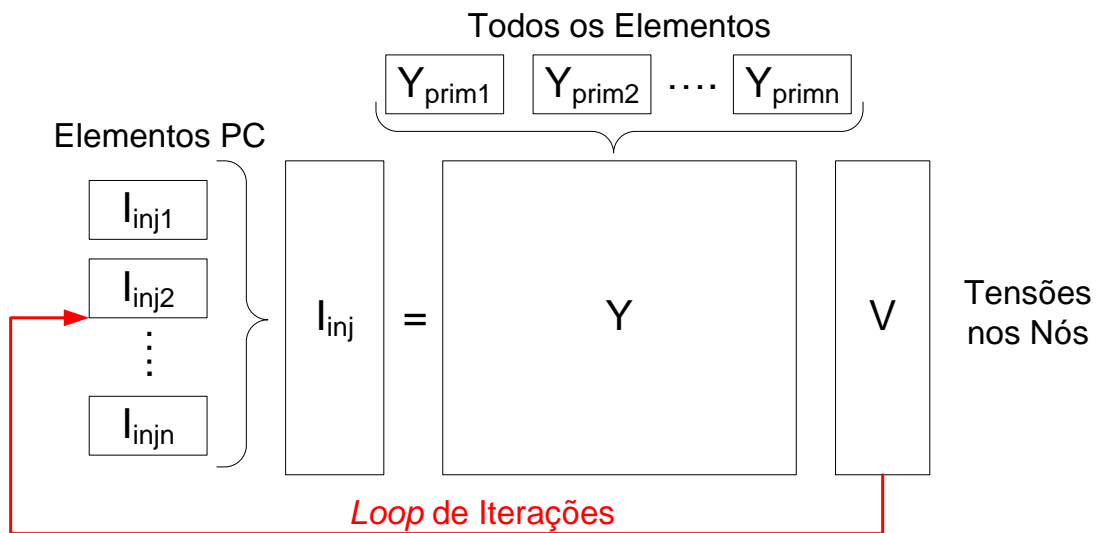


Figura 21 - Princípio de cálculo do OpenDSS [16]

O algoritmo de cálculo pode ser descrito como:

- Remove todos os elementos PC da rede, calcula a tensão inicial do barramento para a iteração com a matriz das admitâncias.
- Adiciona todos os elementos PC da rede, calcula a corrente de injeção I_{inj} de cada elemento PC com a sua matriz de admitâncias, tensão no nó e potência por fase.
- Usa as correntes de injeção de cada elemento PC para formar uma matriz de correntes injetadas. As tensões nos nós podem ser calculadas com a matriz das correntes injetadas e a matriz das admitâncias do sistema através da matriz de operação. Mantém o ciclo de iterações até que o erro das tensões nos nós esteja dentro da tolerância especificada.

5.2. Simulações

A rede é constituída por um posto de transformação, sendo este alimentado por uma linha de 15 kV proveniente da rede de média tensão. O transformador tem uma potência nominal de 400 kVA, uma reactância de fugas de 4% e capacidade de regulação de tomadas de $\pm 5\%$ por comutador, manobrável fora de carga [17]. As cargas são alimentadas por cabos subterrâneos de 95 mm², sendo o comprimento dos cabos especificados nas figuras exemplo.

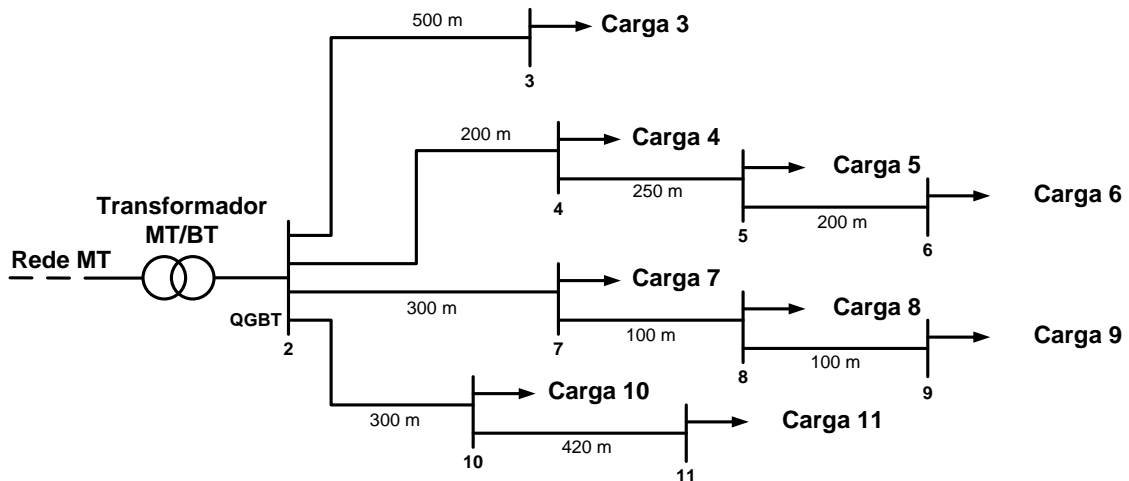


Figura 22 Rede de baixa tensão sem MP

As cargas, como já mencionado anteriormente são divididas em três grupos: domésticos, industriais e comerciais/domésticos, sendo as suas características apresentadas de seguida.

Tabela 2 - Tabela de número de clientes por barramento e respetiva potência contratada

Barramento	Tipo Consumidor	Ligação	Nºcls	P _{Cont}	C	Total
3	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0
4	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7
5	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0
6	Dom/Com	Trifásico	10	13,8	0,4530	62,5
7	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7
8	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0
9	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3
10	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3
11	Dom/Com	Trifásico	3	13,8	0,6619	27,4

A distribuição das cargas pelas diversas fases em cada barramento é especificada na Tabela 34 do Anexo E.

Na realização da rede tiveram-se em conta as regras definidas nas RTIEBT (Regras Técnicas de Instalações Elétricas de Baixa Tensão), sendo que a cada barramento foi aplicado o respetivo fator de simultaneidade.

$$C = 0,2 + \frac{0,8}{\sqrt{n}} \quad (\text{Eq. 8})$$

Onde

C Coeficiente de simultaneidade

n Número de clientes de um dado barramento

De notar que foi realizada uma simplificação ao nível do dimensionamento dos barramentos. Cada barramento simboliza um armário de distribuição da rede de baixa tensão, que pode ter mais armários agregados a este de forma a aumentar a capacidade de receber clientes daquela zona. De forma a simplificar o estudo devido ao trabalho não se focar no dimensionamento da rede, agregou-se todos os clientes da zona e aplicou-se o coeficiente de simultaneidade consoante o número de clientes desse barramento.

Aos valores de potência contratada totais apresentados na Tabela 2, são aplicadas as percentagens referentes ao perfil de carga diário correspondente ao tipo de consumidor. Por fim é aplicado o fator de potência de forma a obter os consumos de potência ativa e reativa que serão introduzidos no *software* de simulação.

$$P = S \times \cos\varphi \times C_{pc} \quad \text{Eq. 9}$$

$$Q = S \times \sin\varphi \times C_{pc} \quad \text{Eq. 10}$$

Onde

S Potência aparente

P Potência ativa

Q Potência reativa

$\cos\varphi$ Fator de potência

C_{pc} Coeficiente de perfil de carga

Os valores utilizados para o fator de potência foram os seguintes:

Tabela 3 - Fatores de potência utilizados nos perfis de carga

	Doméstico	Comercial/Doméstico	Industria
$\cos\varphi$	0,99	0,93	0,90

5.2.1. Estudo considerando a Rede sem MP

Neste subcapítulo é feita uma análise da rede considerando que esta apenas é alimentada pela rede de MT.

De seguida são apresentados os perfis de tensão obtidos para cada barramento ao longo de um dia de Verão e de um dia de Inverno. Os primeiros dados a serem apresentados pertencem ao dia de Inverno.

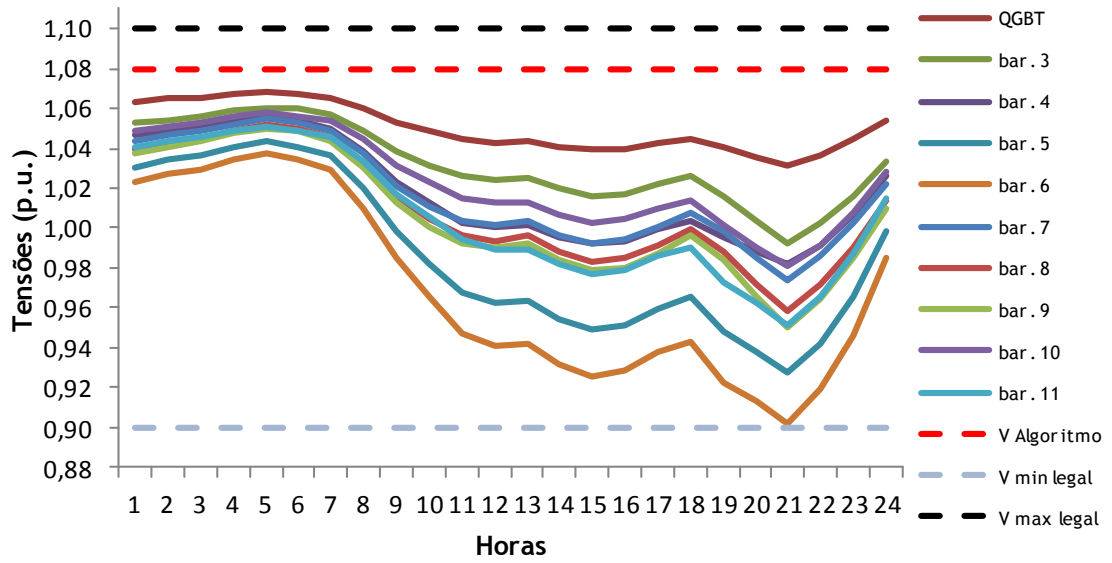


Figura 23 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo apenas rede)

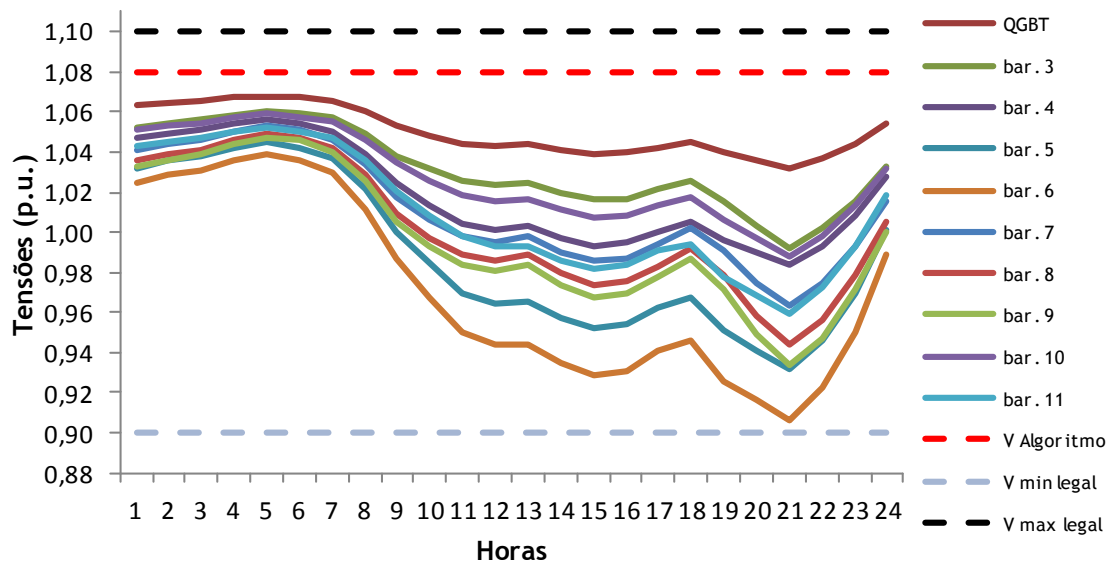


Figura 24 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo apenas rede)

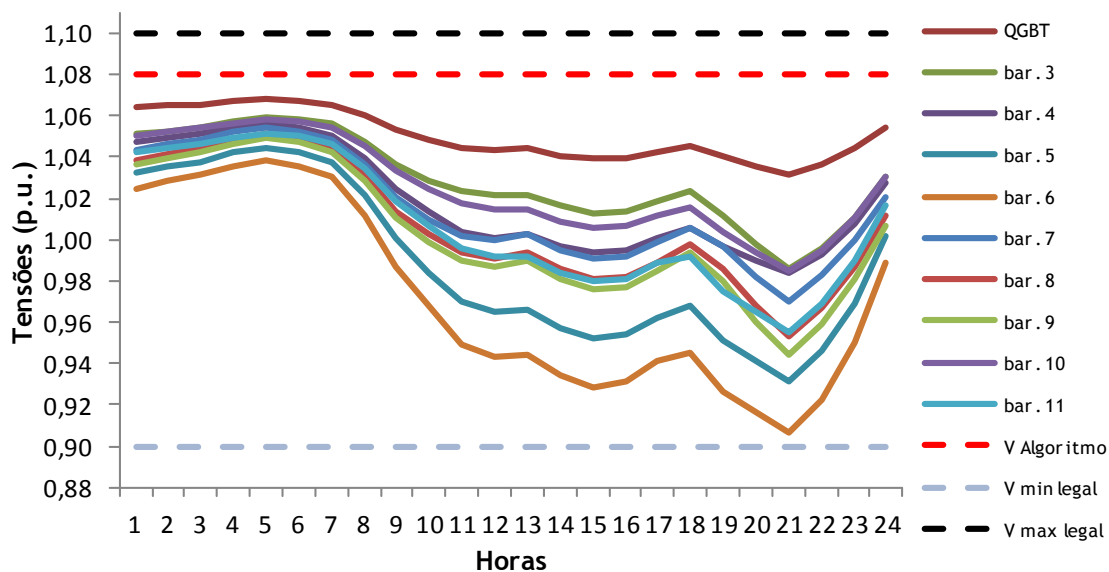


Figura 25 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo apenas rede)

Tendo por base os três gráficos acima apresentados, podemos concluir que em nenhuma das três fases se verificou uma tensão superior ao limite legal de 1,1 p.u. nem abaixo de 0,90 p.u. O barramento seis foi o que apresentou um menor valor de tensão aproximando-se do limite inferior de tensão. As tensões máximas verificadas nas diversas fases são apresentadas de seguida.

Tabela 4 - Tabela das tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede sem microgeração

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,068	1,068	1,068
Barramento	QGBT	QGBT	QGBT
Hora	5	5	5

De seguida são apresentados os perfis de tensão relativos a um dia de Verão.

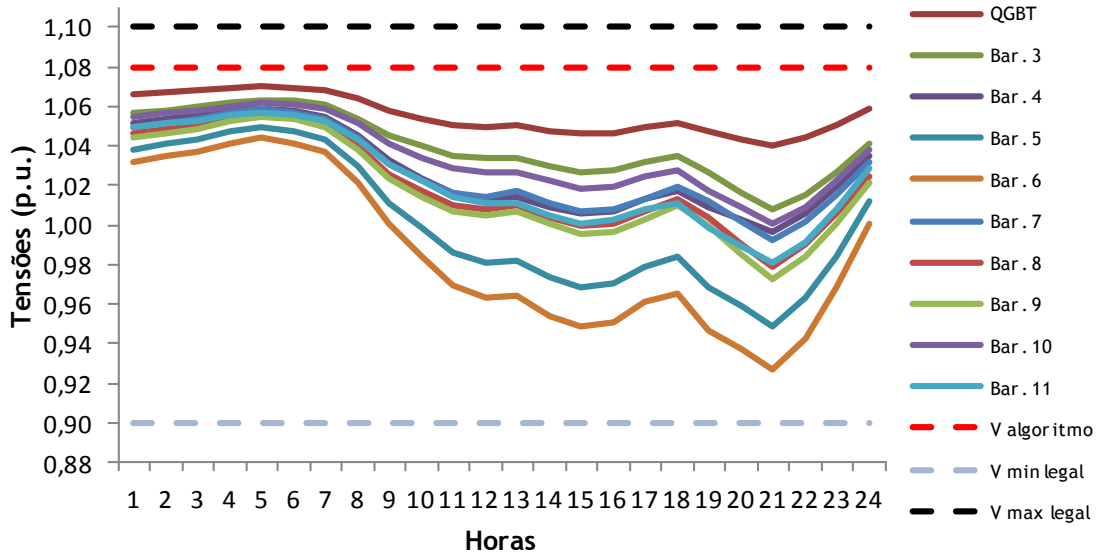


Figura 26 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo apenas rede)

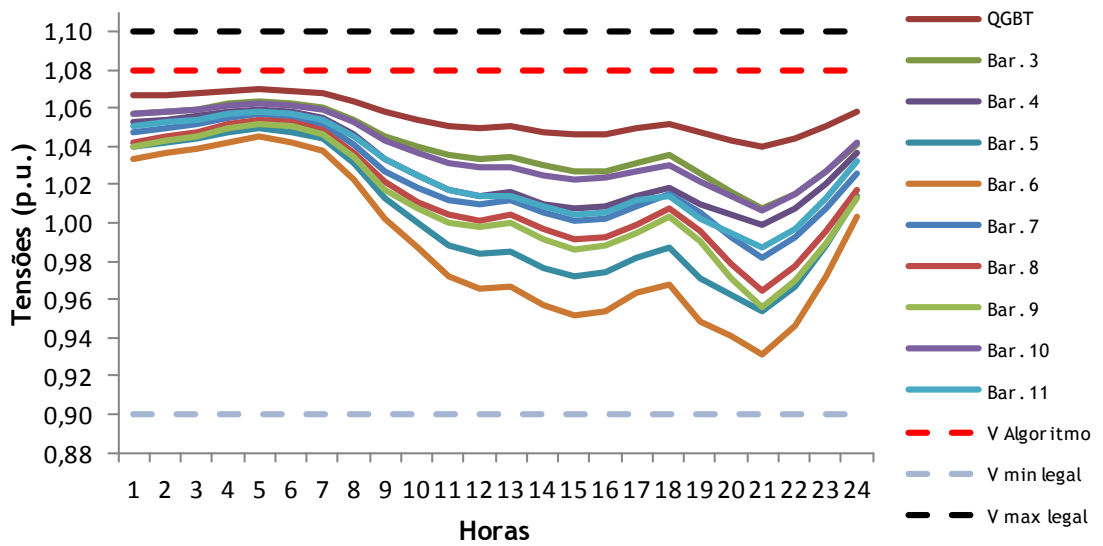


Figura 27 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo apenas rede)

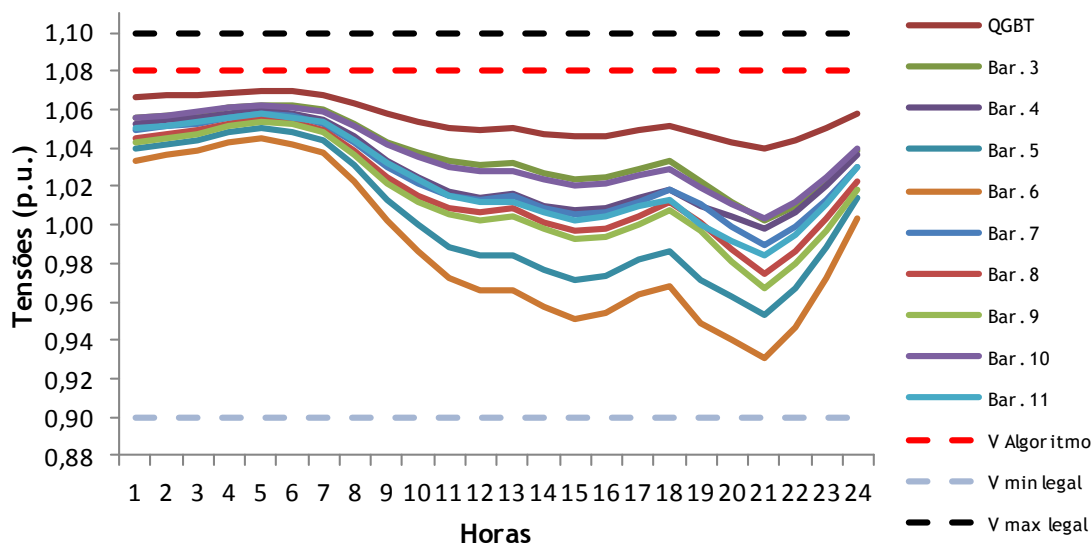


Figura 28 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo apenas rede)

Como podemos verificar por uma análise dos três gráficos anteriores, os valores de tensão verificados nos barramentos são superiores aos verificados num dia de Inverno. Esta situação acontece devido ao consumo num dia de verão ser inferior ao consumo num dia de inverno. De seguida são apresentadas as tensões máximas verificadas nas três fases.

Tabela 5 - Tabela das tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede sem microgeração

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,070	1,070	1,070
Barramento	QGBT	QGBT	QGBT
Hora	5	5	5

5.2.2. Rede com 25% de MP

Neste caso de estudo foi considerada a rede de distribuição com uma potência instalada de microprodução de 25% da capacidade do transformador do PT, este é o limite máximo imposto por lei para a instalação de microprodução num dado PT. Foram considerados dois MP como se pode visualizar na Figura 29.

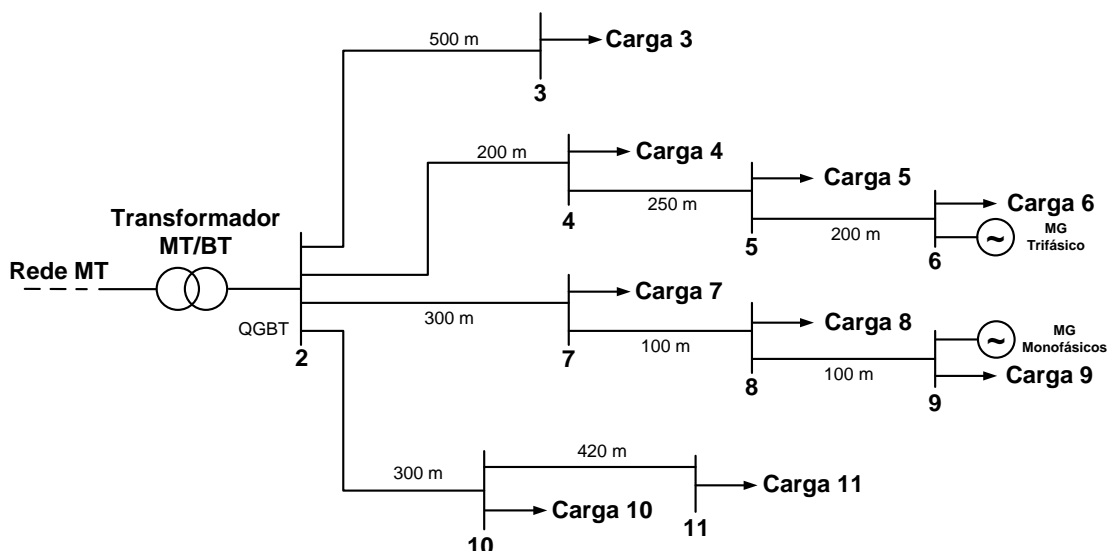


Figura 29 - Rede de baixa tensão com 25% de MP

Optou-se por instalar os microprodutores nos pontos mais afastados da rede e por isso mais vulneráveis às quedas de tensão nas linhas, inseriu-se um conjunto de MP trifásicos no barramento seis e um conjunto de MP monofásicos no barramento nove. A distribuição dos MP pelas várias fases encontra-se descrita na Tabela 35 do Anexo F.

Os parâmetros utilizados nesta simulação são apresentados de seguida:

Tabela 6 - Tabela resumo com os dados da simulação com 25% de MP

Bar	Tipo Consumidor	Ligação	NºCls	P _{Cont}	C	Total	LMP	NºMP	P _{MP}
3	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	0	
4	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7	5,75	0	
5	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	0	
6	Dom/Com	Trifásico	10	13,8	0,4530	62,5	5,75	9	51,75
7	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7	5,75	0	
8	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	0	
9	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3	3,45	14	48,3
10	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3	3,45	0	
11	Dom/Com	Trifásico	3	13,8	0,6619	27,4	5,75	0	

De seguida são apresentados os gráficos relativos às tensões verificadas durante um dia de Inverno tendo em conta a introdução de MP com um máximo de 25% da potência nominal do transformador do PT.

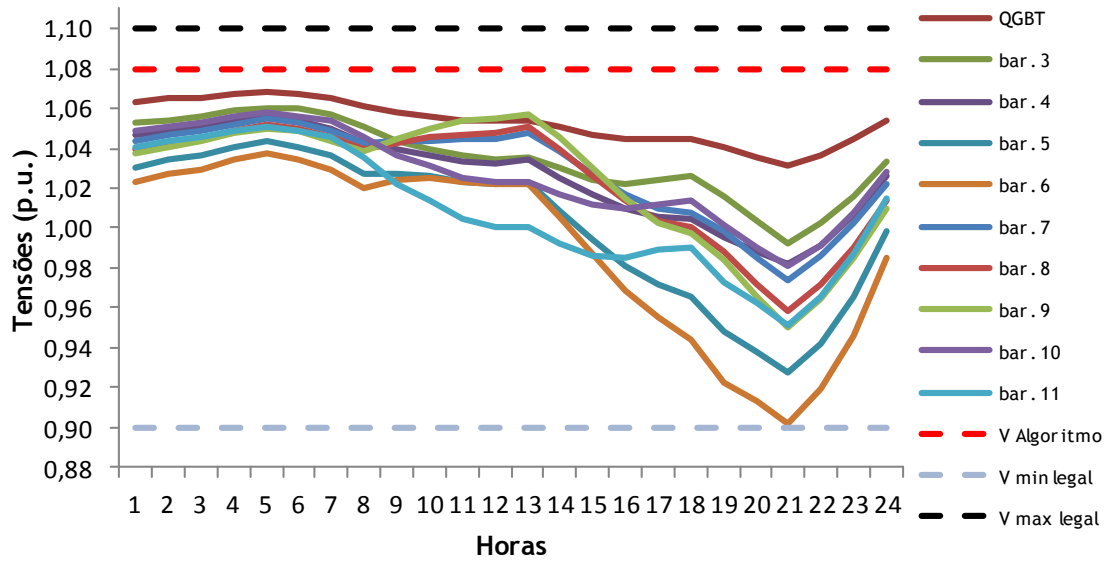


Figura 30 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 25% MP)

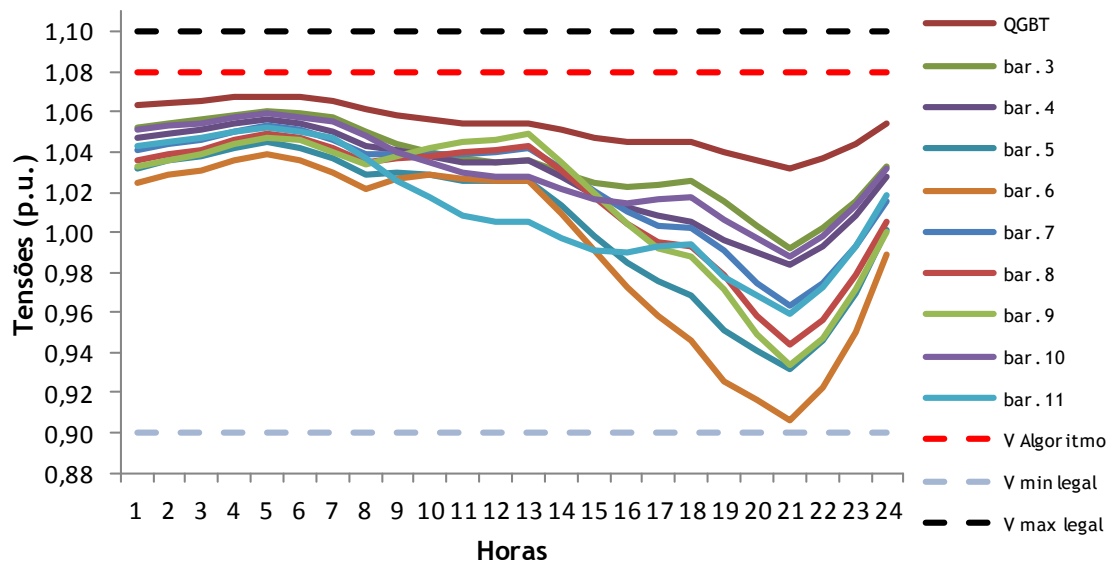


Figura 31 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 25% MP)

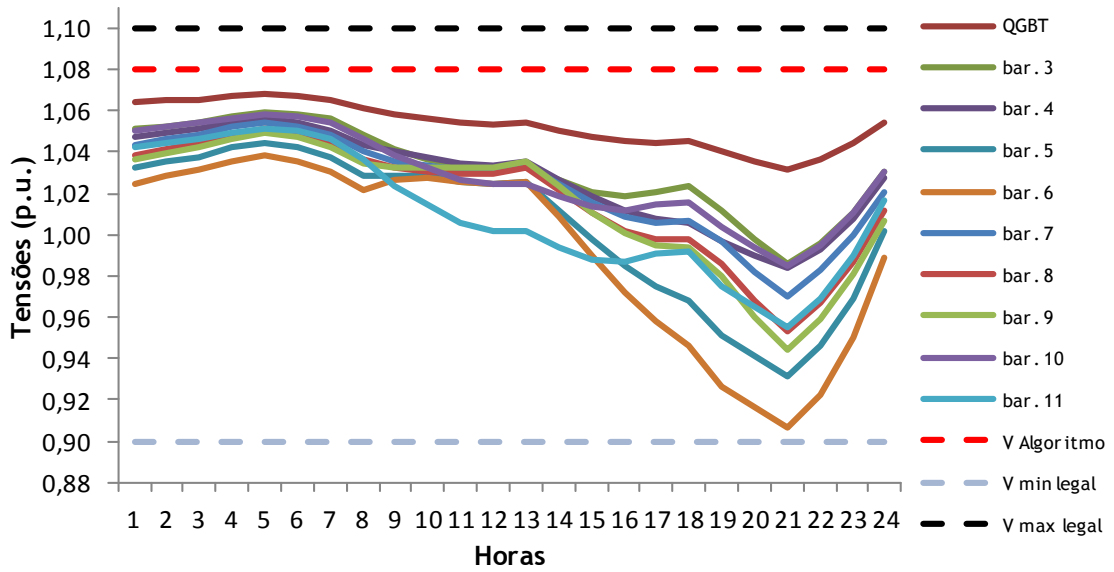


Figura 32 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 25% MP)

Por comparação dos perfis de tensão verificados para um dia de Inverno no caso 5.2.1 sem MP com os apresentados acima, verifica-se que nos valores de tensão nos barramentos seis e nove dos gráficos acima existiu um aumento da tensão verificando-se valores próximos de 1,01 p.u. durante as horas de maior produção dos painéis fotovoltaicos (das 8 às 14 horas).

De seguida são apresentados os valores máximos de tensão verificados nas três fases durante um dia de Inverno tendo em consideração o caso em estudo.

Tabela 7 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 25% de MP

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,068	1,068	1,068
Barramento	QGBT	QGBT	QGBT
Hora	5	5	5

Agora irá ser apresentado os perfis de tensão mantendo os 25% de MP na rede mas considerando um dia de Verão.

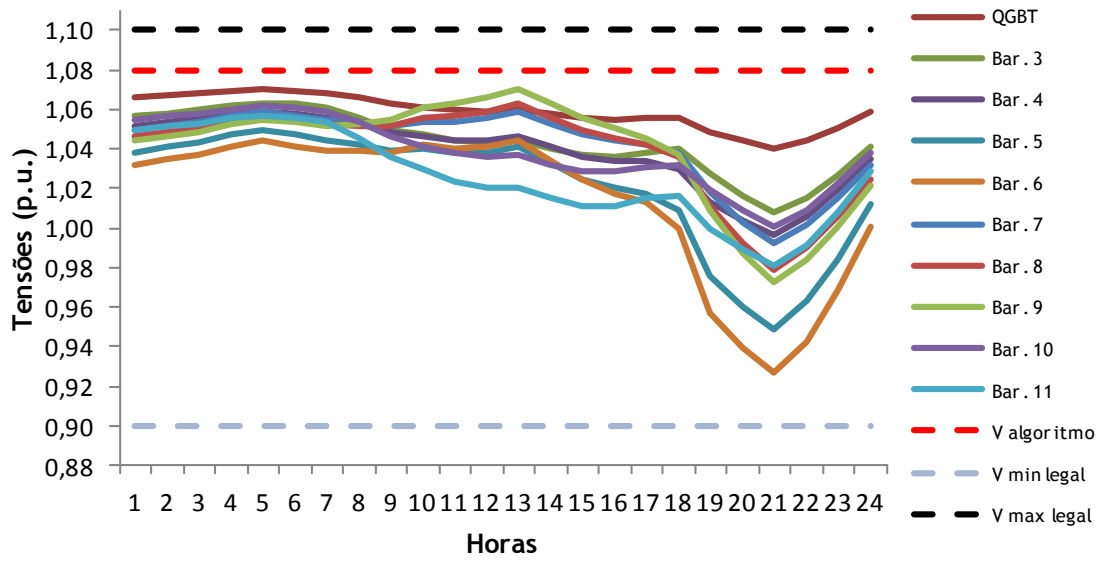


Figura 33 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 25% MP)

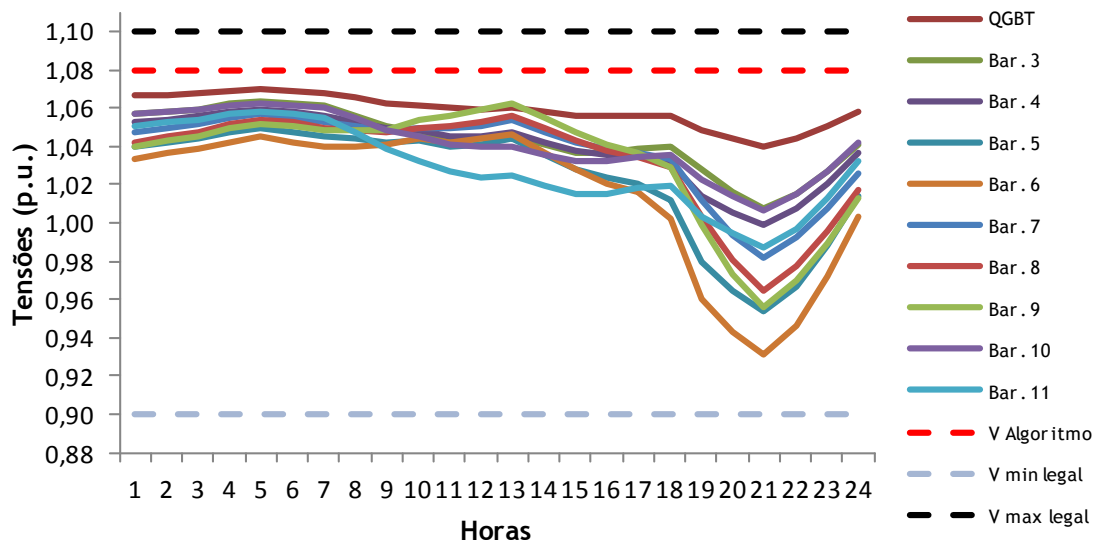


Figura 34 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 25% MP)

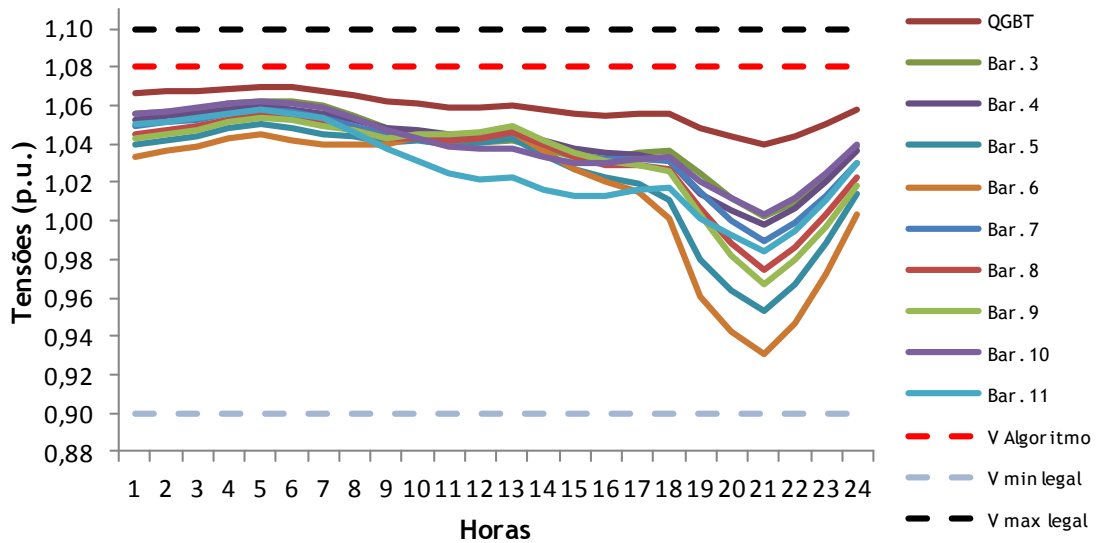


Figura 35 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 25% MP)

Efetuada uma comparação dos gráficos apresentados acima relativos a um dia de Verão com os verificados em 5.2.1, também se verifica um aumento da tensão nos períodos de maior produção como já verificado num dia de Inverno.

De seguida são apresentados os valores máximos de tensão verificados num dia de Verão tendo em conta os 25% de MP.

Tabela 8 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 25% de MP

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,070	1,070	1,070
Barramento	9	QGBT	QGBT
Hora	13	5	5

5.2.3. Rede com 43% de MP

Este estudo define o limite de MP a partir do qual a rede começa a apresentar problemas ao nível das tensões verificadas nas diversas fases. Qualquer valor de MP acima deste valor origina problemas de tensão na rede, sendo que para permitir valores superiores ao estudado de seguida, ter-se-ia de tomar medidas para controlar a tensão.

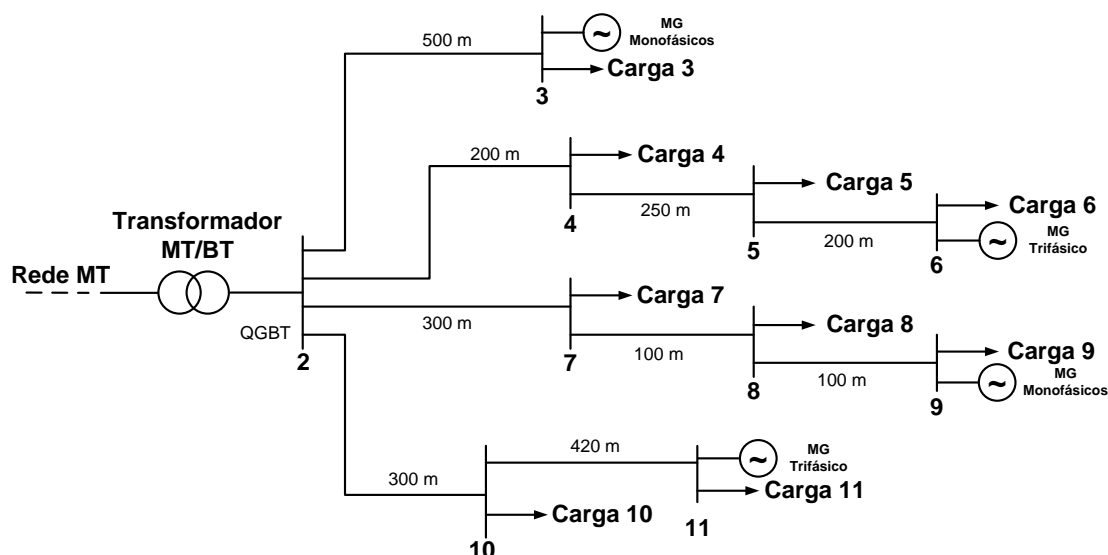


Figura 36 - Rede de baixa tensão com 43% de MP

Os parâmetros utilizados nesta simulação são apresentados de seguida, sendo que a distribuição dos MP pelas várias fases encontra-se descrita na Tabela 36 do Anexo F.

Tabela 9 - Tabela resumo com os dados da simulação com 43% de MP

Bar	Tipo Consumidor	Ligação	Nºcls	P _{Cont}	C	Total	LMP	NºMP	P _{MP}
3	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	12	41,4
4	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7	5,75	0	0
5	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	0	0
6	Dom/Com	Trifásico	10	13,8	0,4530	62,5	5,75	9	51,75
7	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7	5,75	0	0
8	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	0	0
9	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3	3,45	18	62,1
10	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3	3,45	0	0
11	Dom/Com	Trifásico	3	13,8	0,6619	27,4	5,75	3	17,25

Capítulo 5

De seguida são apresentados os perfis de tensão relativos a um dia de Inverno considerando os 43% de MP.

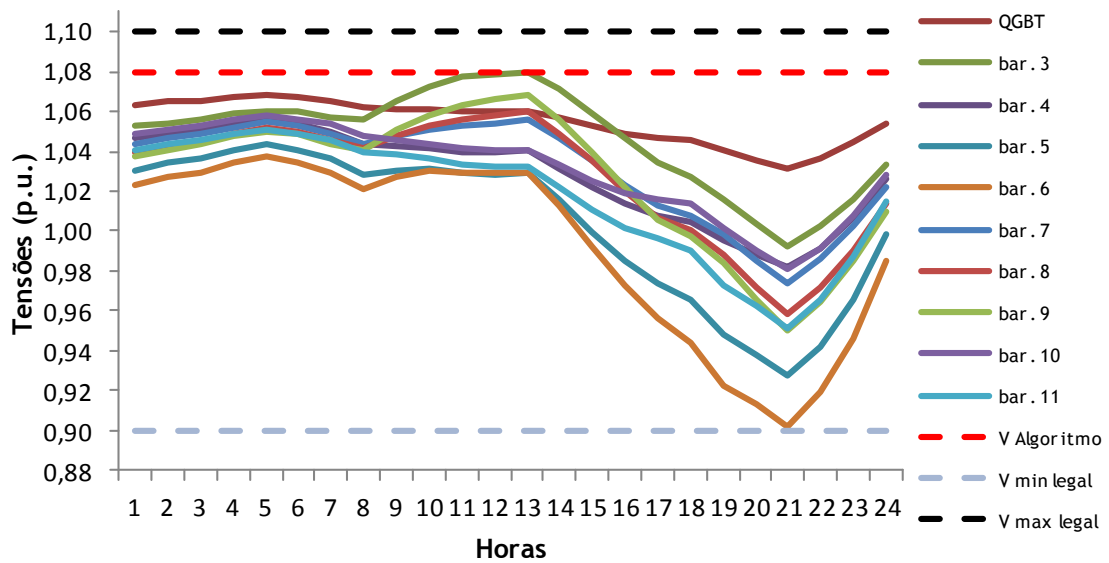


Figura 37 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 43% MP)

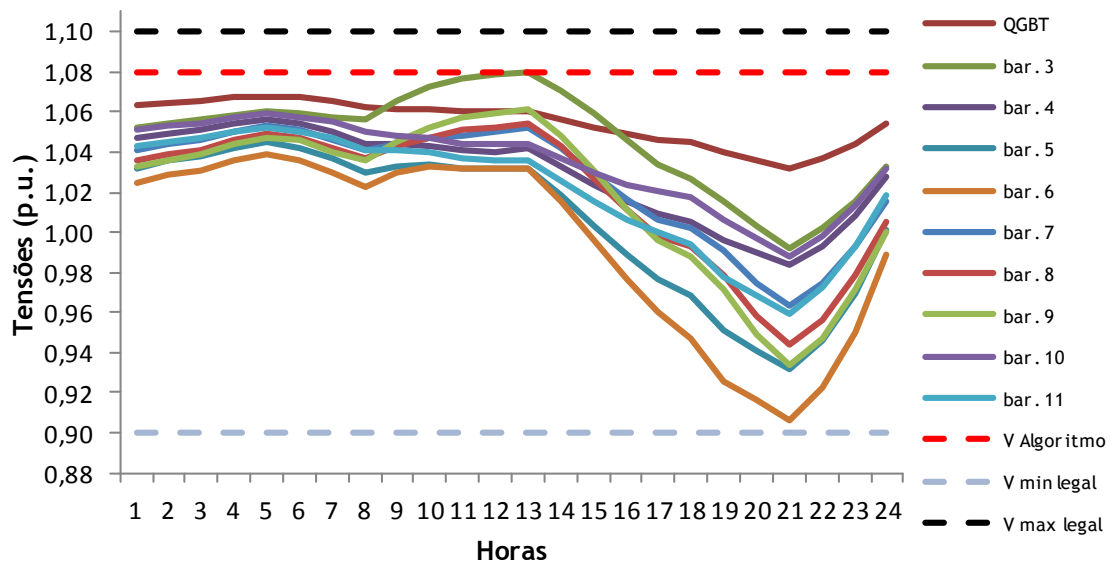


Figura 38 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 43% MP)

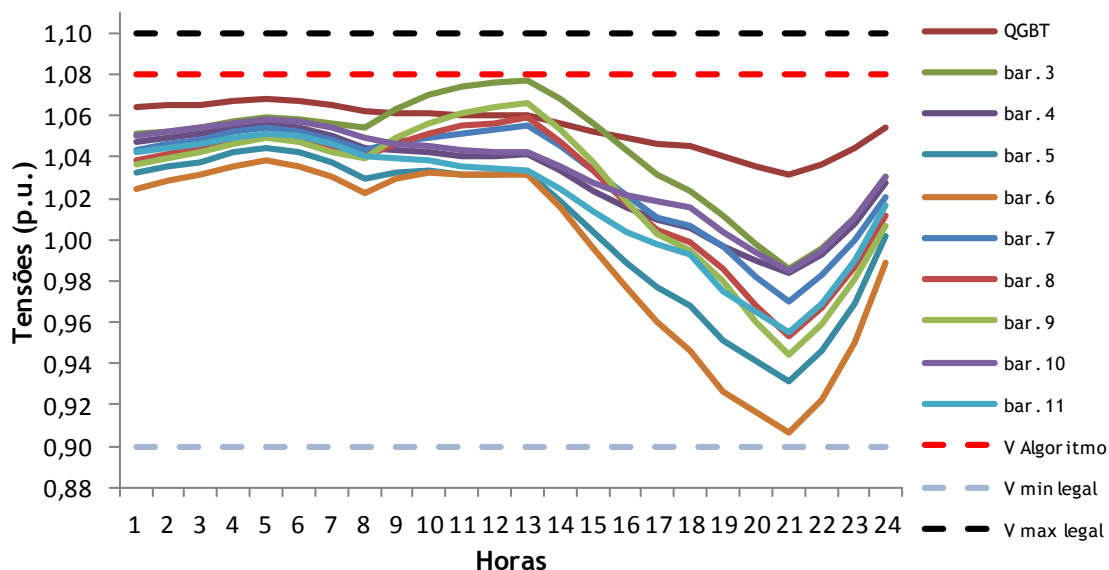


Figura 39 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 43% MP)

A análise dos perfis de tensão verificados nas três fases considerando um dia de Inverno, permite concluir que não existe nenhum barramento com tensões superiores a 1,1 p.u. No entanto é de salientar que o perfil de carga de Inverno é superior ao de Verão, pelo que, embora não se verifiquem anomalias na rede neste momento, é preciso analisar o dia de Verão onde o consumo irá ser menor e os valores de tensão podem mais elevados.

De seguida são apresentados os valores máximos de tensão verificados num dia de Inverno tendo em consideração os 43% de MP.

Tabela 10 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 43% de MP

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,079	1,079	1,077
Barramento	3	3	3
Hora	13	13	13

Agora irão ser apresentados os perfis de tensão mantendo os 43% de MP na rede mas considerando um dia de Verão.

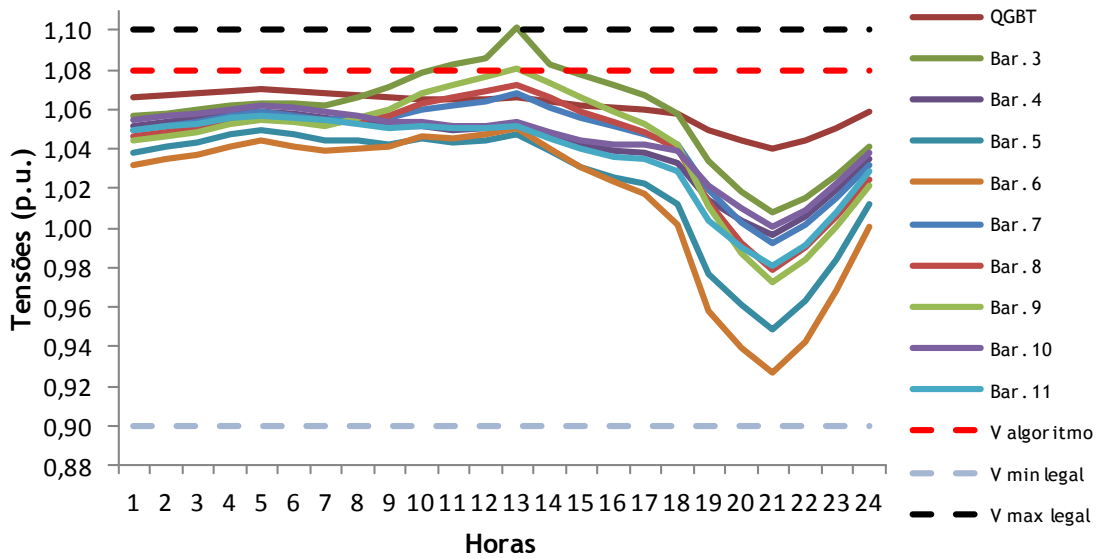


Figura 40 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 43% MP)

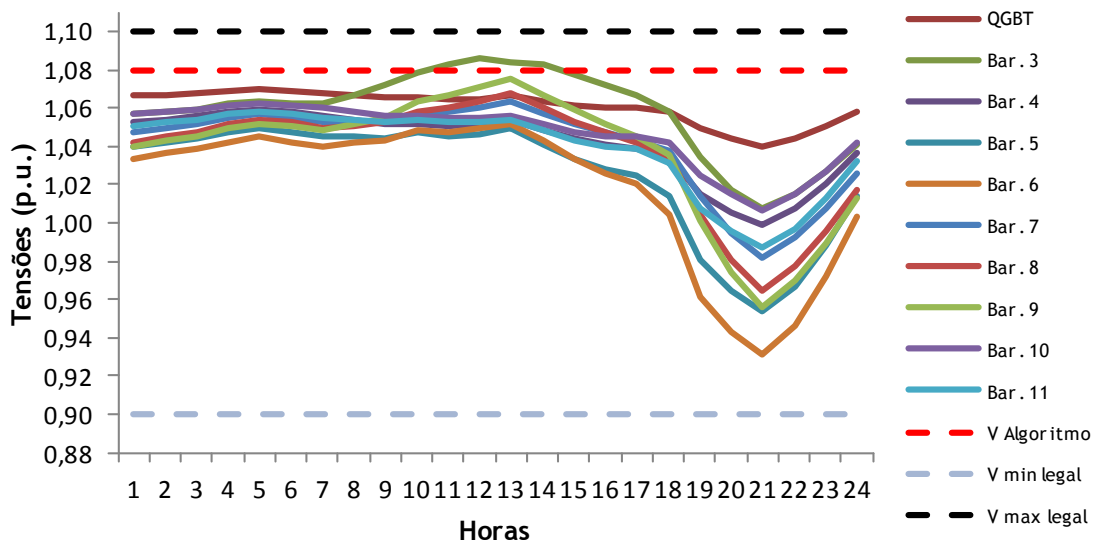


Figura 41 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 43% MP)

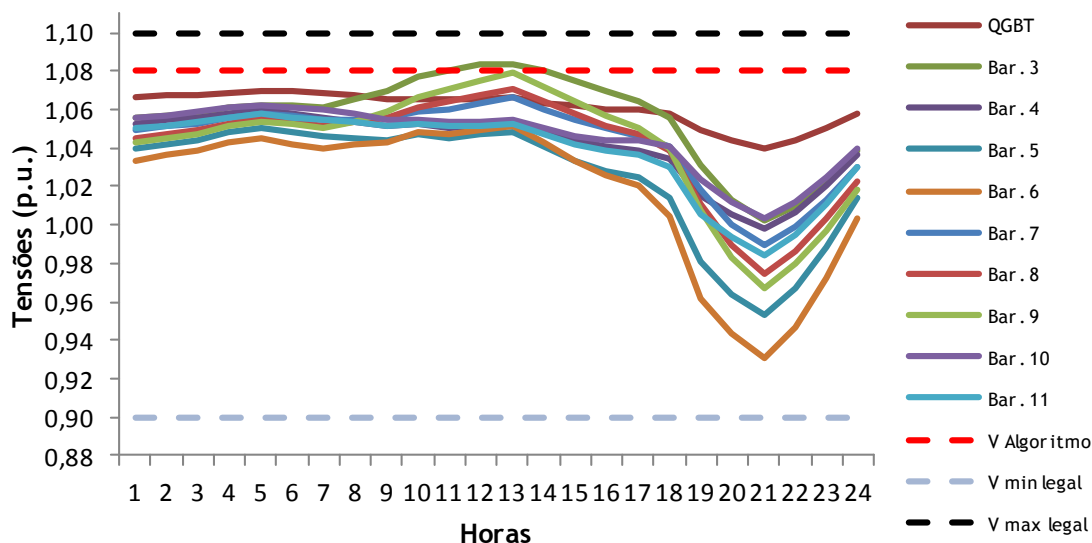


Figura 42 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 43% MP)

Como podemos constatar pela análise dos gráficos apresentados, na fase L1, a tensão no barramento 3 ultrapassou o valor máximo de tensão permitido.

Os valores máximos de tensão verificados no dia de Verão são apresentados de seguida.

Tabela 11 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 43% de MP

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{\max} (p.u.)	1,101	1,086	1,084
Barramento	3	3	3
Hora	13	12	13

Podemos concluir que com este valor de MP já começam a aparecer problemas de tensão. Se existir interesse por parte dos comercializadores de permitir uma maior penetração de MP na rede, é necessário tomar precauções para que se possa controlar a tensão mantendo-a dentro dos limites impostos pelas normas.

5.2.4. Análise da rede com limite máximo de 74% de MP

Para realizar uma análise da eficácia do algoritmo de controlo inteligente desenvolvido, instalaram-se na rede microprodutores com uma potência total instalada de 74% da potência do transformador do PT. Este valor foi utilizado pois apresenta-se como um valor razoável para penetração de MP na rede.

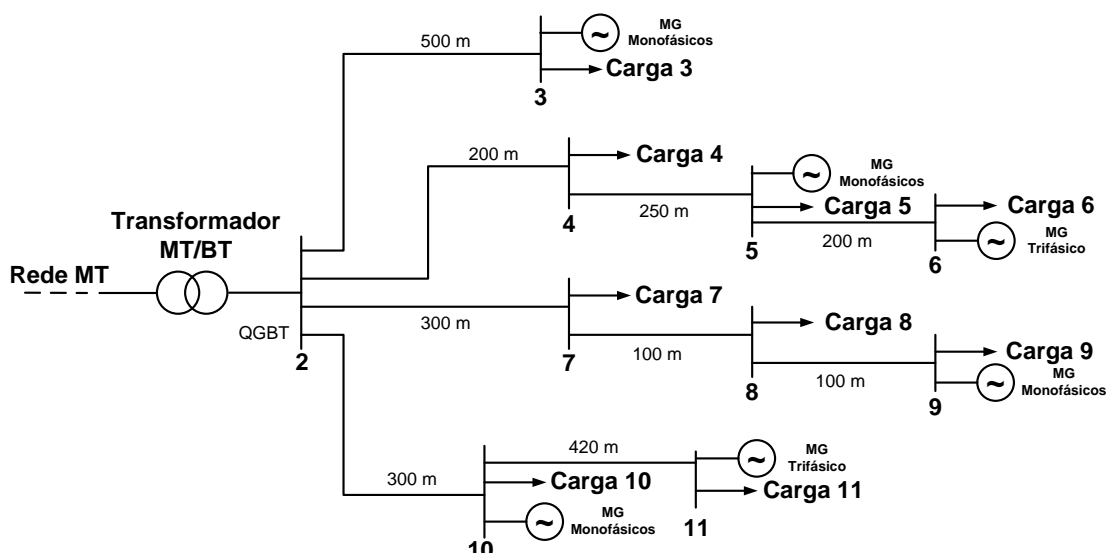


Figura 43 - Rede de baixa tensão com 74% de MP

Para os parâmetros de simulação considerados na Tabela 12, foi considerado o número máximo de MP possível nos barramentos mais afastados do PT, nomeadamente nos barramentos três, seis, nove e onze. Desta forma simulamos o pior caso possível para a análise das tensões. A distribuição dos MP pelas várias fases encontra-se descrita na Tabela 37 do Anexo F.

Tabela 12 - Tabela resumo com os dados da simulação com 74% de MP

Bar	Tipo Consumidor	Ligação	Nºcls	P _{Cont}	C	Total	LMP	NºMP	PMP
3	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	14	48,3
4	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7	5,75		
5	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45	10	34,5
6	Dom/Com	Trifásico	10	13,8	0,4530	62,5	5,75	10	57,5
7	Industrial	Trifásico	2	20,7	0,7657	31,7	5,75		
8	Doméstico	Monofásico	14	6,9	0,4138	40,0	3,45		
9	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3	3,45	20	69
10	Doméstico	Monofásico	20	6,9	0,3789	52,3	3,45	20	69
11	Dom/Com	Trifásico	3	13,8	0,6619	27,4	5,75	3	17,25

De seguida são apresentados os perfis de tensão relativos a um dia de Inverno tendo em conta os 74% de MP.

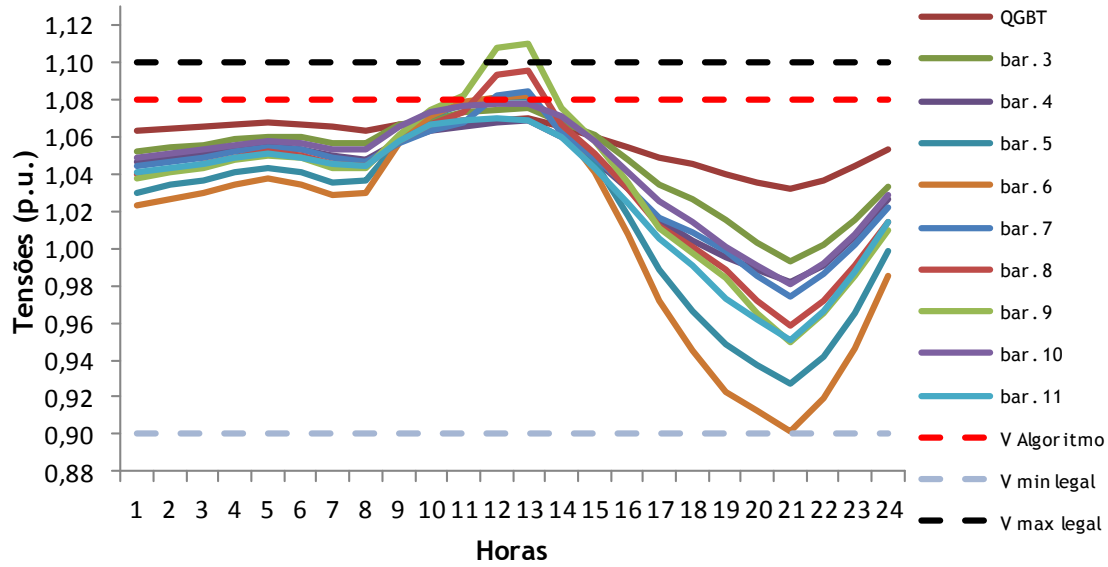


Figura 44 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 74% MP)

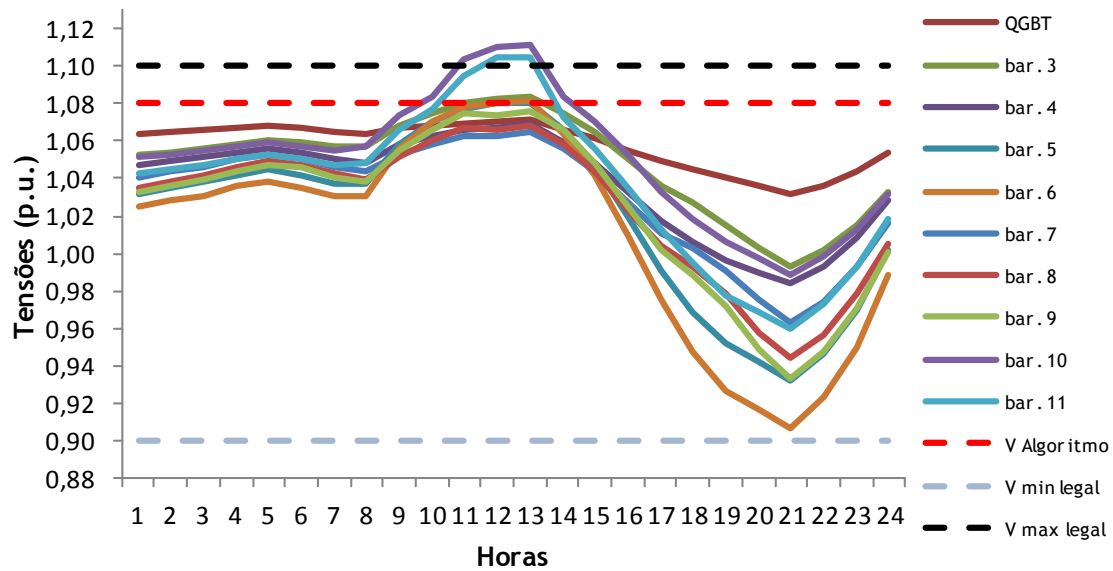


Figura 45 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 74% MP)

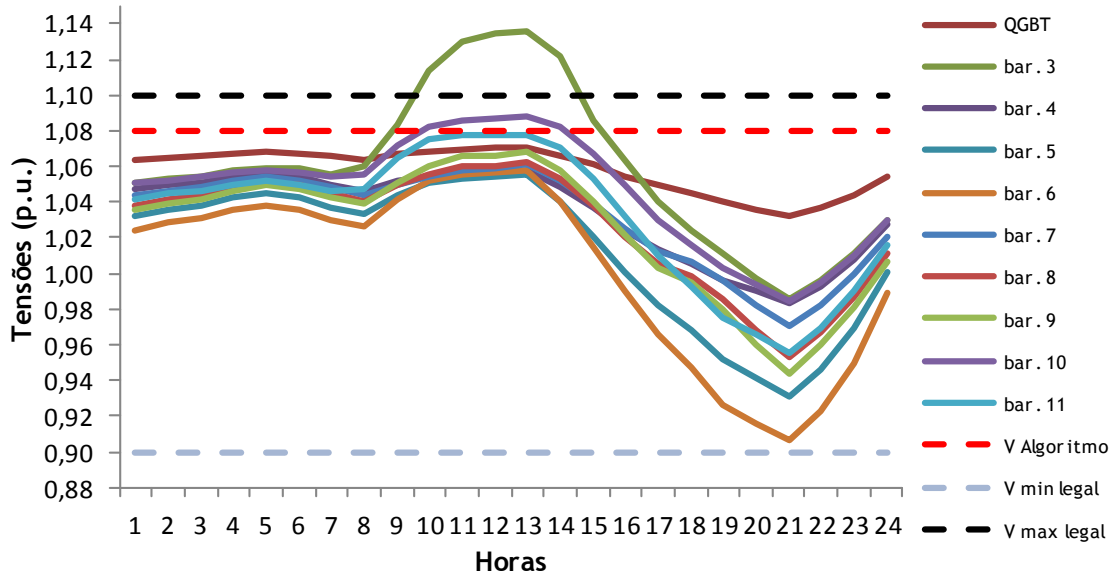


Figura 46 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 74% MP)

Como se pode constatar pela análise dos gráficos acima, considerando uma penetração de 74% de MP na rede, surgem barramentos com tensões superiores ao limite legal, pelo que a considerar esta hipótese de alargamento do valor de penetração de MP na rede, é necessário tomar precauções para se poder controlar os valores de tensão mantendo-os dentro dos limites impostos.

Tabela 13 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 74% de MP

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,111	1,111	1,136
Barramento	9	10	3
Hora	13	13	13

Agora é necessário analisar os perfis de tensão considerando um dia de Verão onde os valores de consumo são inferiores aos de Inverno, o que originará tensões.

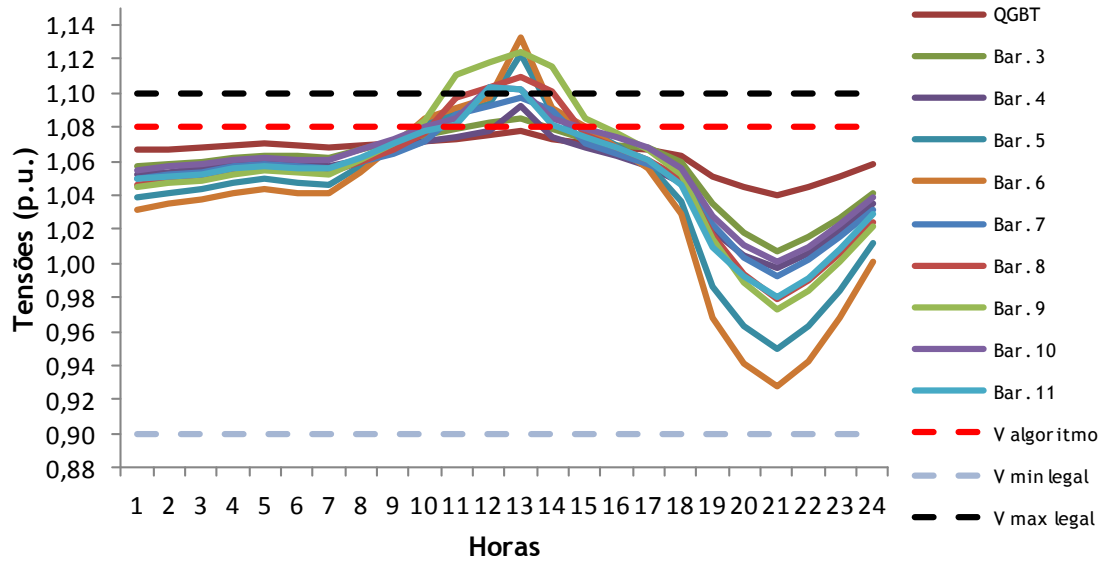


Figura 47 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 74% MP)

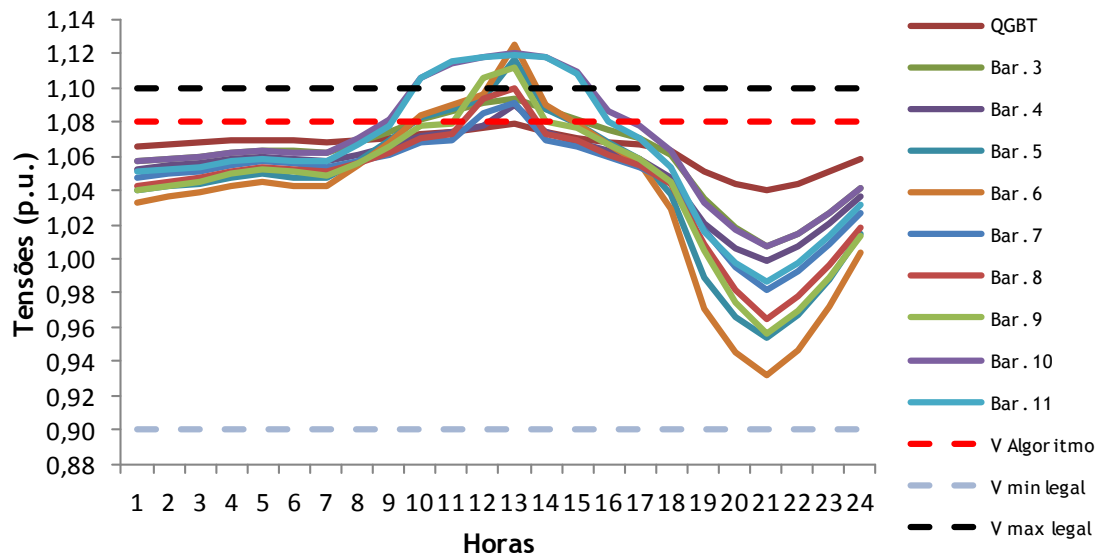


Figura 48 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 74% MP)

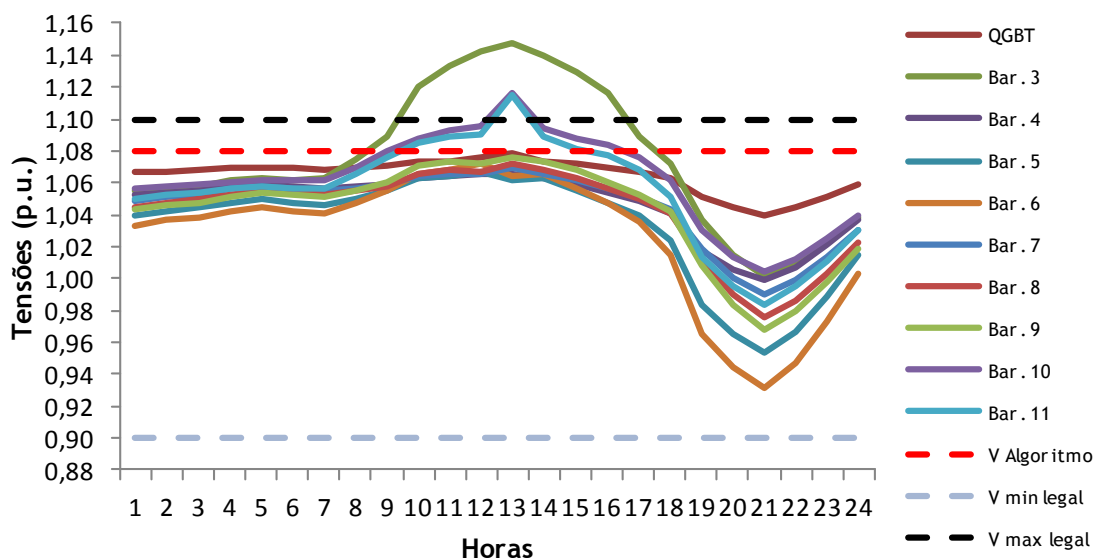


Figura 49 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 74% MP)

Como já era previsto, os valores de tensão verificados nos barramentos são superiores aos que foram verificados num dia de Inverno. Além de se verificar um maior número de barramentos em sobretensão, também se verifica que essas sobretensões prevalecem por um período de tempo superior.

Tabela 14 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 74% de MP

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,132	1,125	1,147
Barramento	6	6	3
Hora	13	13	13

Como já foi mencionado anteriormente, para adotar o alargamento do valor de MP na rede, é necessário dotar a rede de mecanismos que controlem a tensão de forma a esta não ultrapassar os limites legais.

No subcapítulo seguinte será aplicado o algoritmo de controlo inteligente de microgeração desenvolvido no âmbito desta dissertação. Irá ser demonstrado que com a aplicação deste algoritmo no caso de estudo dos 74% de MP, consegue-se manter os valores de tensão em níveis inferiores ao máximo legal, limitando o mínimo possível a potência fornecida pelos MP na rede, de forma a causar baixas variações de tensão e um menor impacto económico do lado dos MP.

5.2.5. Análise da rede com 74% de MP e com Algoritmo

Considerando o caso de estudo do subcapítulo anterior, se lhe aplicarmos o algoritmo de controlo inteligente de microgeração desenvolvido, será possível constatar que os barramentos que estavam em sobretensão no subcapítulo anterior passarão a estar dentro dos limites impostos legalmente.

De seguida são apresentados os perfis de tensão relativos a um dia de Inverno, tendo em consideração a introdução de 74% de MP e o algoritmo de controlo inteligente.

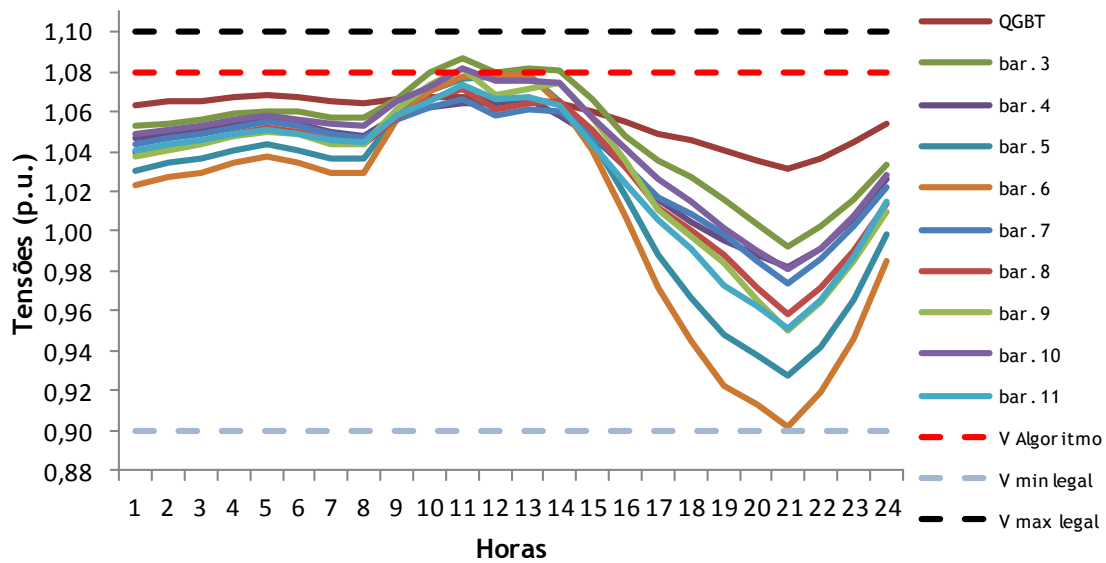


Figura 50 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L1 (Estudo 74% MP + Alg)

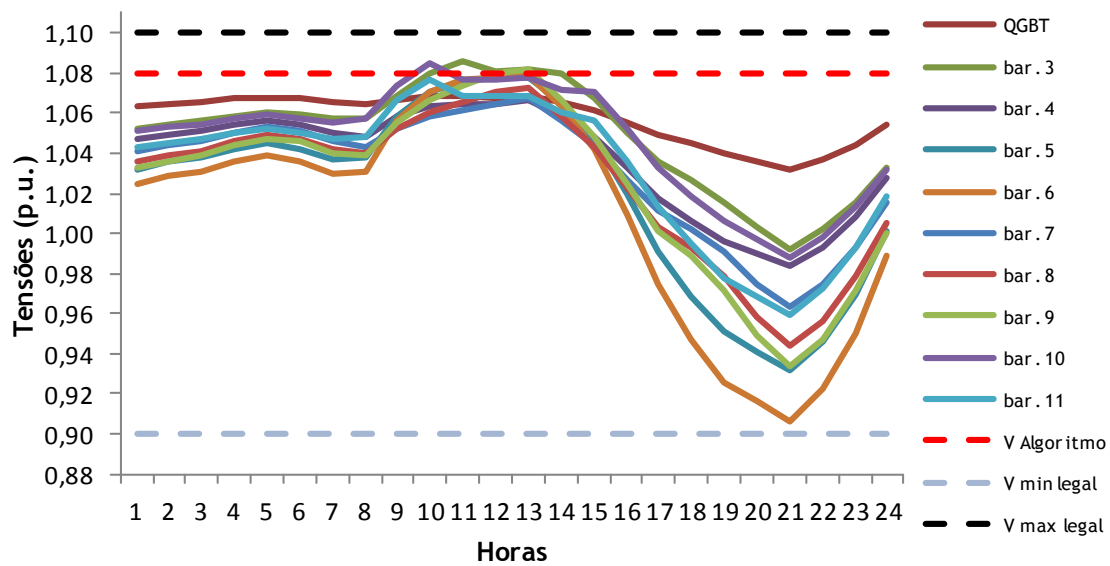


Figura 51 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L2 (Estudo 74% MP + Alg)

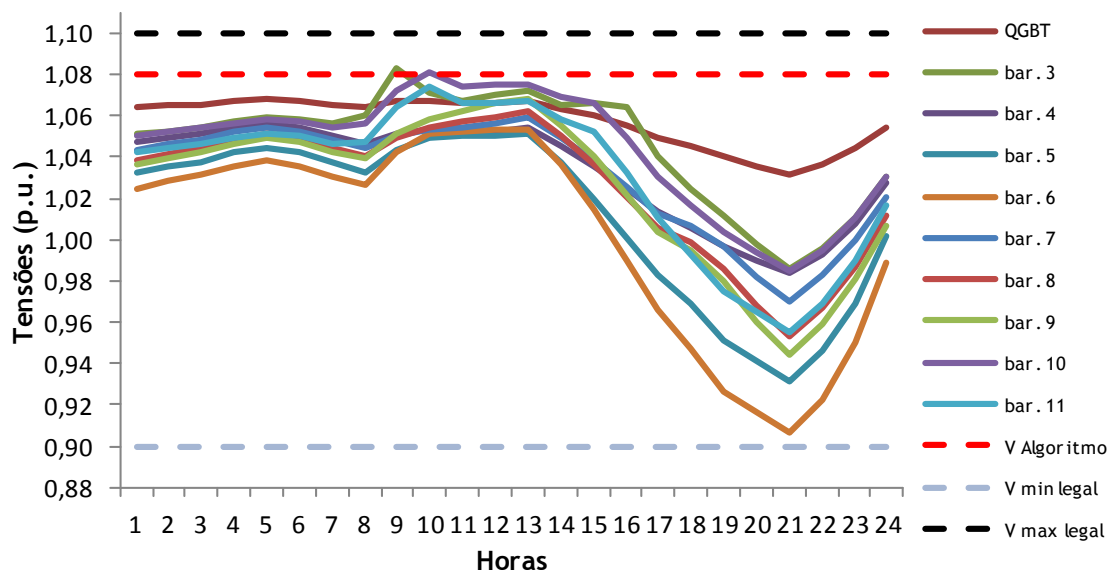


Figura 52 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Inverno na fase L3 (Estudo 74% MP + Alg)

Analisando os gráficos acima, podemos verificar que o controlo inteligente de microgeração foi eficaz, não se verificando tensões superiores a 1,1 p.u. em nenhum dos barramentos da rede em comparação com os perfis de tensão apresentados em 5.2.4, tendo em conta um dia de Inverno.

Os *set-points* enviados para os MP de forma a limitar a energia injetada por estes na rede encontram-se na Tabela 32 do Anexo D.

Tabela 15 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Inverno para estudo da rede com 74% de MP e com controlo inteligente de microgeração

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,087	1,086	1,083
Barramento	3	3	3
Hora	11	11	9

De seguida são apresentados os perfis de tensão relativos a um dia de Verão, considerando o caso de 74% de MP e a introdução do algoritmo de controlo inteligente de MP.

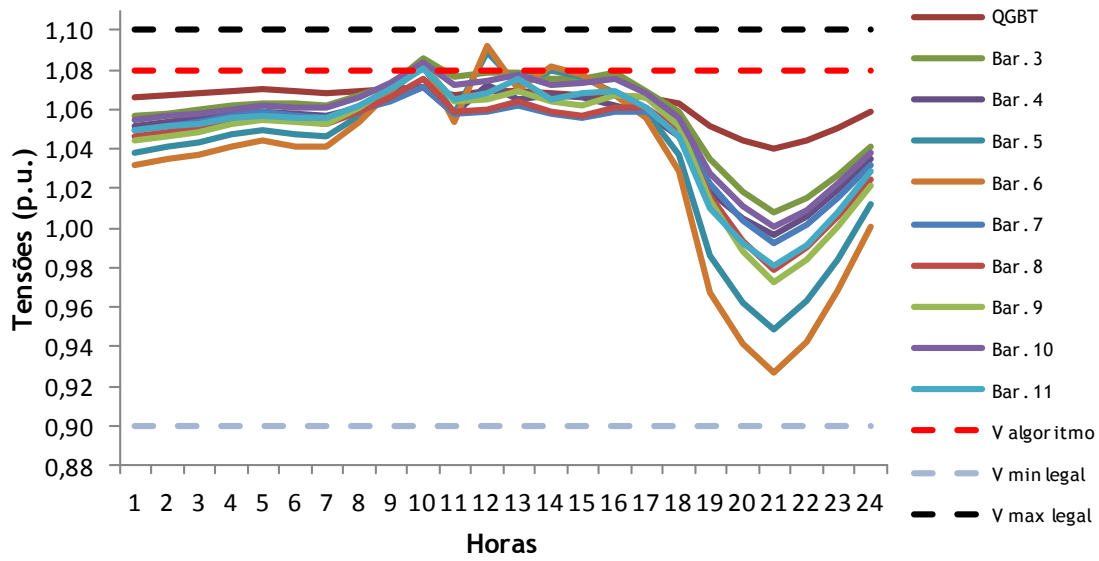


Figura 53 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L1 (Estudo 74% MP + Alg)

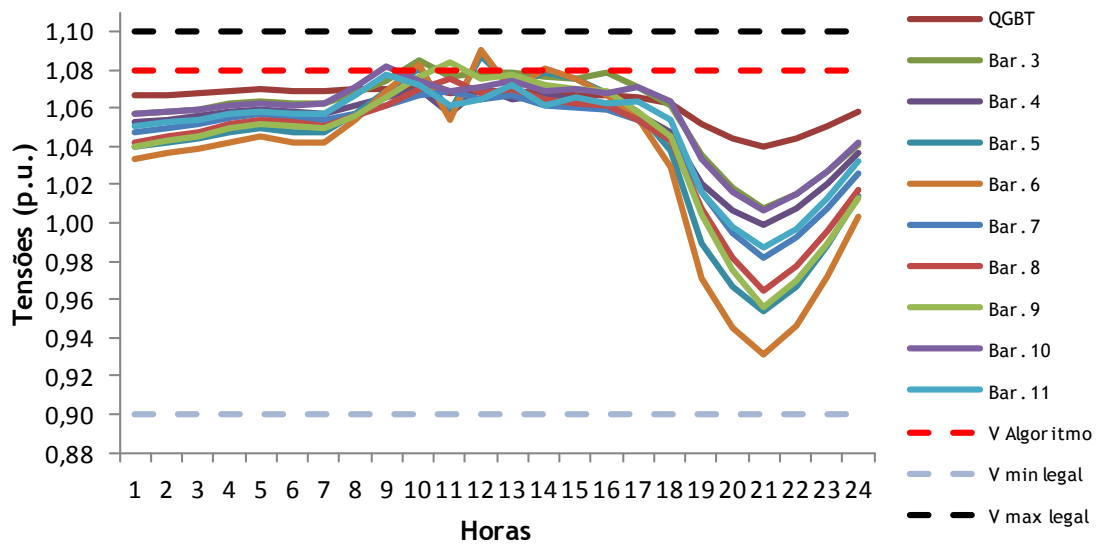


Figura 54 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L2 (Estudo 74% MP + Alg)

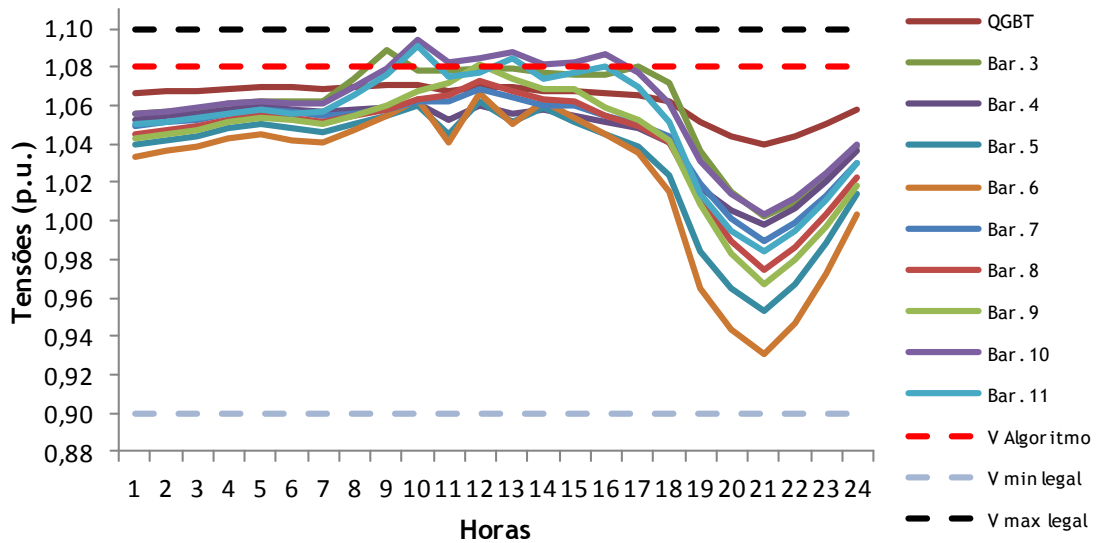


Figura 55 - Valor das tensões nos barramentos de uma rede de baixa tensão num dia de Verão na fase L3 (Estudo 74% MP + Alg)

Considerando um dia de Verão, consegue-se constatar que o algoritmo de controlo inteligente de microgeração foi tão eficaz como num dia de Inverno por comparação com os perfis de tensão verificados em 5.2.4.

Os *set-points* enviados para os MP de forma a limitar a energia injetada na rede, podem ser visualizados na Tabela 33 do Anexo D.

Tabela 16 - Tabela com tensões máximas verificadas num dia de Verão para estudo da rede com 74% de MP e com controlo inteligente de microgeração

	Fase L1	Fase L2	Fase L3
U_{max} (p.u.)	1,092	1,090	1,094
Barramento	6	6	10
Hora	12	12	10

5.3. Análise das perdas nas linhas

Embora os níveis de tensão sejam salvaguardados e mantidos dentro de uma gama de valores aceitáveis durante todo o dia (quer seja numa situação de Inverno ou de Verão), o facto de se aumentar a microgeração para 74%, faz com que as perdas verificadas nas linhas sejam reduzidas quando comparadas com a situação em que a rede de BT é apenas alimentada pela rede MT.

De seguida é apresentado um gráfico relativo às perdas verificadas nos cinco casos de estudo num dia de Inverno.

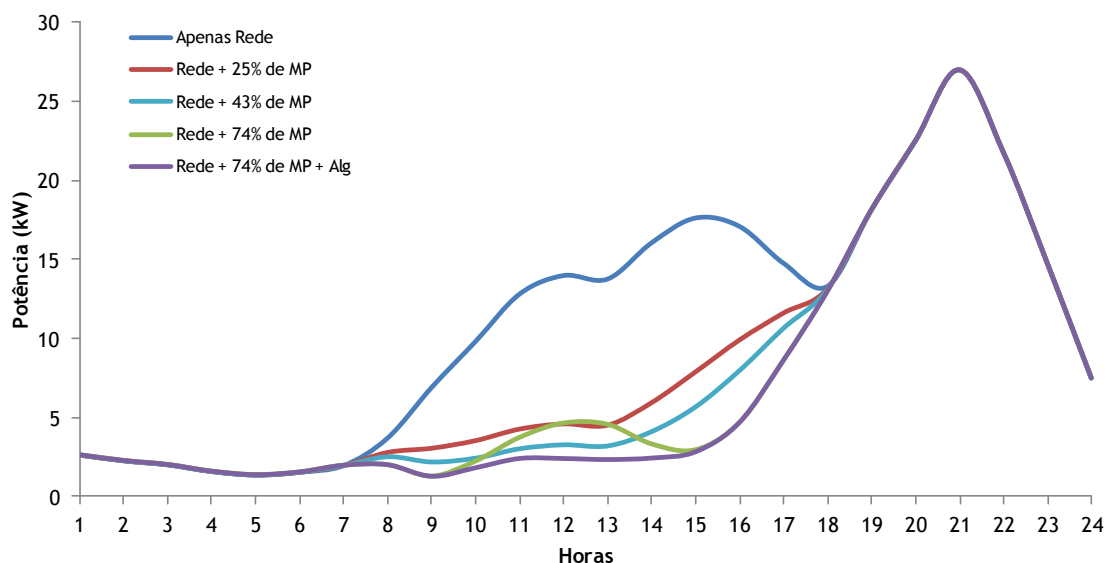


Figura 56 - Perdas de energia elétrica nas linhas de distribuição num dia de Inverno para os casos de estudo apresentados

Como podemos verificar pela Figura 56 as perdas nas linhas são maiores quando a rede BT é apenas alimentada pela rede MT. Consoante se vai aumentando a potência instalada de microgeração, as perdas tendem a diminuir até que o consumo iguale a microgeração. A partir desse momento, se continuarmos a aumentar a microgeração, as perdas voltam a aumentar pois o sentido do fluxo de energia é invertido começando a energia a fluir em direção ao PT.

Tomando como exemplo o dia de Inverno podemos concluir que o ponto de equilíbrio é atingido por volta dos 50% de MP, pois as perdas no caso de 43% de MP são menores do que no de 74% de MP. As perdas nas linhas apresentam melhores resultados quando o algoritmo é aplicado. Nesse cenário de exploração da rede, a microprodução em determinados períodos de tempo (períodos em que a microgeração é muito superior ao consumo) é limitada pelo algoritmo e tende a ficar próximo dos valores de consumo sendo por isso os valores das perdas mais baixos.

Tabela 17 - Tabela com as perdas totais nas linhas de distribuição num dia de Inverno

	Perdas (kW)				
	Sem MP	Com 25% MP	Com 43% MP	Com 74% MP	Com 74% MP + Alg
Totais	264,361	195,904	182,791	174,562	168,336

De seguida é apresentado o gráfico relativo às perdas verificadas nos cinco casos de estudo num dia de Verão.

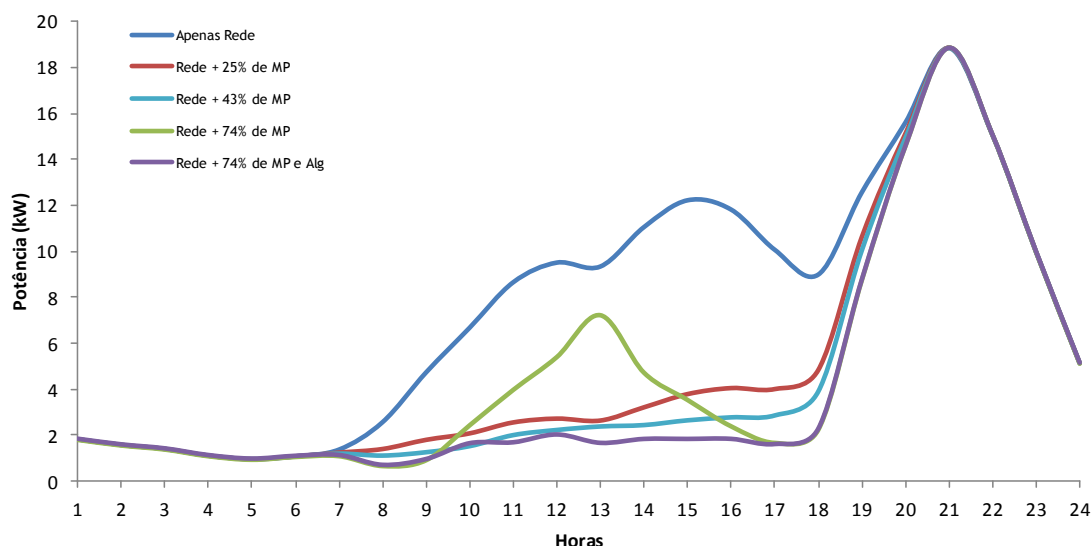


Figura 57 - Perdas de energia elétrica nas linhas de distribuição num dia de Verão para os casos de estudo apresentados

Analisando a Figura 57 pode-se verificar que a tendência de diminuição das perdas consoante se aumenta a microgeração até que o consumo iguale a microgeração, também se verifica. No entanto quando se aplicam valores muito elevados de microgeração (caso de estudo 74% de MP), as perdas aumentam durante os períodos de maior produção.

Num dia de Verão essa situação é bastante visível pois os valores de produção são mais elevados (devido à radiação solar ser superior a um dia de Inverno) e o consumo num dia de Verão é menor do que no Inverno.

O caso que apresenta melhor resultado continua a ser aquele em que se aplica o algoritmo, pois como já mencionado, o algoritmo ajusta o valor limite de produção para valores próximos do consumo.

Tabela 18 - Tabela com as perdas totais nas linhas de distribuição num dia de Verão

	Perdas (kW)				
	Sem MP	Com 25% MP	Com 43% MP	Com 74% MP	Com 74% MP + Alg
Totais	182,311	117,026	108,280	116,807	99,248

5.4. Conclusões

Tendo por base os dados apresentados no ponto 5.2, pode-se concluir que com a aplicação de um algoritmo de controlo inteligente de microprodução, os comercializadores de energia elétrica têm possibilidade de alargar o limite máximo imposto para instalação de microprodutores, pois os limites de tensão estão salvaguardados com a aplicação deste algoritmo.

Capítulo 5

Conseguiu-se constatar que do primeiro caso de estudo para o segundo, o limite máximo de tensão não foi ultrapassado, apenas se verificou uma subida da tensão nas horas de maior produção nos barramentos onde os MP estavam instalados.

No terceiro caso de estudo verifica-se que o limite máximo de MP que se pode ter na rede é cerca de 43%, pois nesse cenário de exploração da rede, os limites de tensão foram violados.

No quarto caso de estudo verifica-se que com o enorme aumento de MP na rede, os níveis de tensão elevaram-se de tal forma que em muitos casos o limite legal foi ultrapassado.

No quinto caso de estudo comprova-se a aplicabilidade e eficácia do algoritmo de controlo inteligente desenvolvido, verificando-se que em nenhuma ocasião a tensão ultrapassa o valor limite legal.

De seguida é apresentado o exemplo de um barramento tendo em conta a aplicação do algoritmo.

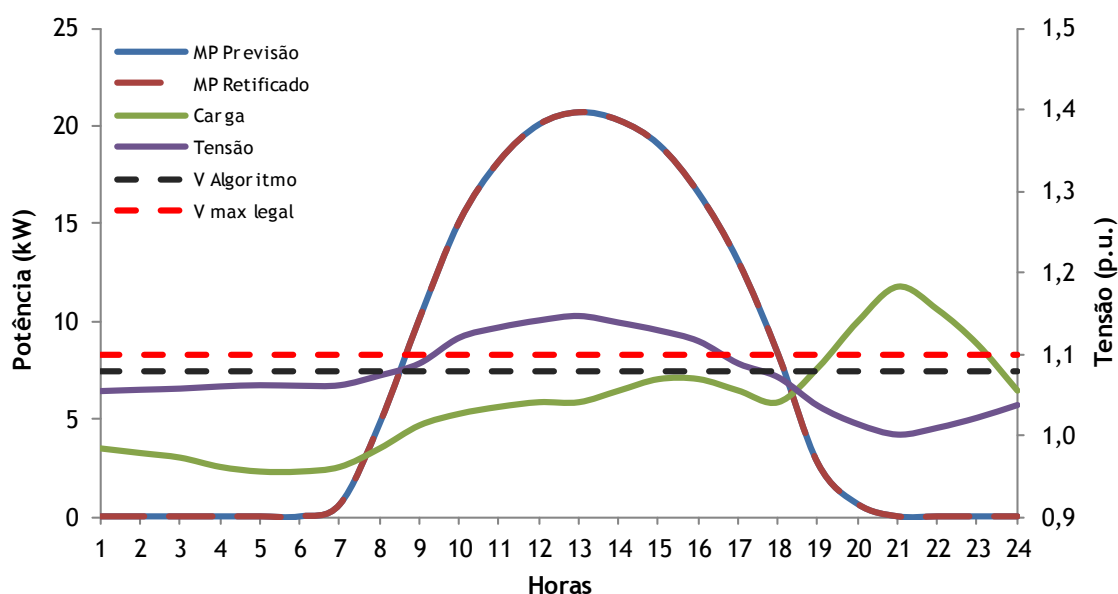


Figura 58 - Estado do barramento nove num dia de Verão com 74% de MP, sem controlo inteligente de microgeração (Fase L1)

Como podemos verificar na Figura 58, a tensão ultrapassa o valor limite imposto por lei (110 % U_n), sendo que neste caso os inversores instalados nos MP iriam atuar deixando-o fora da rede.

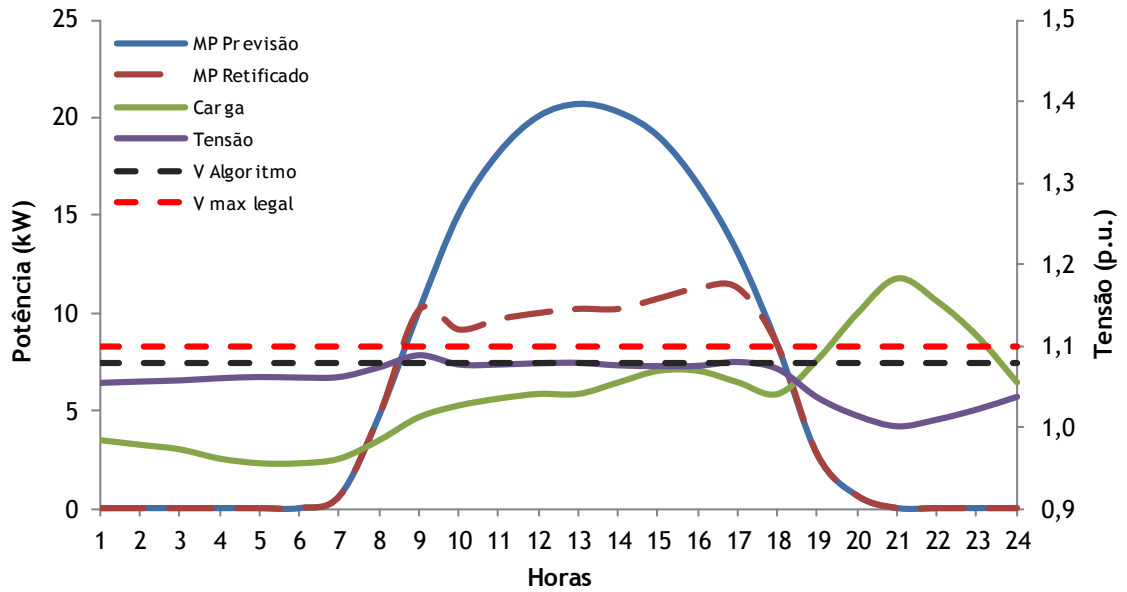


Figura 59 - Estado do barramento nove num dia de Verão com 74% de MP e com controlo inteligente de microgeração (Fase L1)

Na Figura 59 o algoritmo desenvolvido já foi aplicado e pode-se constatar que a curva de produção dos MP foi “cortada” a partir do momento em que a tensão ultrapassou o valor de 1,08 p.u., fazendo com que a tensão não chegasse a ultrapassar o já referido limite legal. De notar que como esperado, a partir do momento em que o algoritmo é aplicado, o perfil de produção dos MP fica “moldado” pelo perfil de consumo até que o algoritmo volta a ser desativado.



Capítulo 6

Análise de condições técnico-económicas para implementação do algoritmo

Como já mencionado anteriormente a energia produzida pelos microprodutores deve ser totalmente entregue ao comercializador de energia, ou seja, tem de ser totalmente injetada na rede. Quando se verifica um aumento do nível da tensão e este ultrapassa o valor de 10% da tensão nominal², o microprodutor é desligado da rede, fazendo com que:

- Exista uma forte queda no nível de tensão, que no caso de produtores monofásicos leva a desequilíbrios de tensão nas fases e pode fazer com que outros microprodutores sejam colocados fora da rede
- Os microprodutores não sejam remunerados durante o período em que estão sem injetar energia na rede
- Com a diminuição da microprodução, as perdas verificadas nas linhas têm tendência a aumentar como já comprovado anteriormente.
- Com a diminuição da contribuição dos MP, a rede MT tenderá a fornecer a energia necessária para equilibrar o nível de tensão, fazendo com que seja necessário aumentar a produção das centrais de grande porte (normalmente centrais térmicas), tendo algumas destas centrais custos de produção elevados e com altas taxas de emissão de CO₂.

O intuito desta análise económica é apresentar os ganhos económicos e ambientais devidos à implementação de um algoritmo de controlo inteligente de microgeração.

Para as análises efetuados foram tidos em conta os seguintes factos:

- As análises foram realizadas para um dia de Inverno e para um dia de Verão (as mesmas datas utilizadas nos dados dos painéis fotovoltaicos)

² 10% da tensão nominal durante o intervalo de tempo já referido anteriormente.

Capítulo 6

- Os dados recolhidos referentes ao consumo de energia diário foram obtidos em [18] e os dias escolhidos foram os mesmos que os utilizados nos dados da produção fotovoltaica, quer para o dia de Inverno quer para o dia de Verão.
- Os preços de venda de eletricidade (por parte dos grandes produtores) praticados nos dias de Inverno e de Verão em estudo, foram obtidos em [19].

Os dados de consumo de energia retirados de [18] tinham registos de 15 em 15 minutos, pelo que foi necessário calcular médias desses valores de forma a obter-se o consumo aproximado de hora a hora (Tabela 28 e Tabela 29).

Após a obtenção dos consumos de hora a hora, foi necessário calcular a percentagem de consumo de cada tecnologia de produção utilizada nesse dia (Tabela 28 e Tabela 29). Dessa forma foi possível *a posteriori* decompor a energia consumida à rede MT pela nossa rede de baixa tensão, nos diversos tipos de produção.

Em relação aos preços de venda de energia, esses já vinham discriminados de hora a hora pelo que não foi necessário efetuar qualquer tratamento desses dados (Tabela 31).

O preço de venda utilizado foi igual para qualquer tipo de produtor, pois o preço de mercado é obtido tendo em conta as ofertas (preço e quantidade de energia disponibilizada por cada produtor) ordenadas de forma crescente e a procura (previsão de consumo). O preço de mercado é estipulado com base no menor preço dos produtores necessários para satisfazer a procura, como exemplificado de seguida.

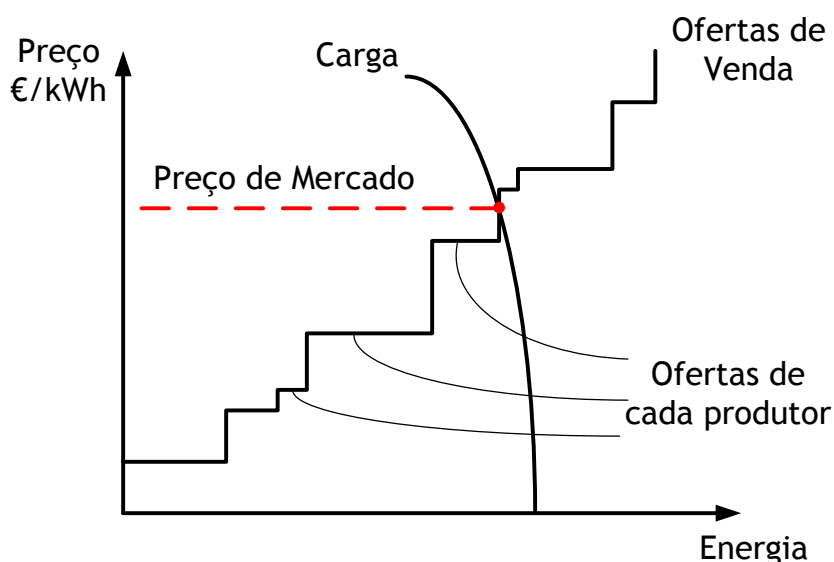


Figura 60 - Método de cálculo do preço de venda de energia elétrica em mercado (20)

Os preços praticados no MIBEL (Mercado Ibérico de Eletricidade) no dia de Verão e Inverno escolhidos para análise nesta dissertação encontram-se na Tabela 31 do Anexo C.

No estudo económico apresentado, foi utilizado um custo de 20 euros por tonelada de CO₂ emitido para a atmosfera, embora os preços praticados tenham por base uma lógica de

mercado onde o preço varia ao longo do dia, decidiu-se utilizar o valor de 20 euros por tonelada pois é o preço utilizado pela comissão europeia para realizar os seus estudos sobre o impacto económico que a emissão de CO₂ pode ter [29], a comissão europeia define este preço como sendo o *target price* [30].

O cálculo da quantidade de CO₂ emitido foi calculado com base nos valores que constam no artigo publicado pelo Massachusetts Institute of Technology [21], os valores que constam no artigo foram convertidos de BTU para watts e os valores apurados encontram-se na Tabela 30.

6.1. Análise do fornecimento da rede de MT sem MP

Com base na simulação efetuada em 5.2.1 foram recolhidos os valores de energia verificados no quadro geral de baixa tensão (GQBT). Posteriormente foram feitas a análise e o tratamento dos dados de forma a reconhecer as horas em que a rede de distribuição de BT consumia energia da rede de MT.

Com os valores de energia apurados, foram calculados os seguintes parâmetros comparativos da rede tendo em conta um dia de Inverno e um dia de Verão.

Tabela 19 - Comparação dos dados económicos tendo por base apenas a rede MT

	Apenas Rede		Diferenças
	Inverno	Verão	
Energia consumida à rede MT (kWh)	4834,20	4018,48	815,72
Montante pago (€)	310,95	221,92	89,03
Energia injetada na rede MT (kWh)	0,00	0,00	0,00
Custo com energia injetada (€)	0,00	0,00	0,00
Qtd de CO ₂ emitido (kg)	157,53	135,30	22,23
Custos com CO ₂ (€)	3,15	2,71	0,44
Energia fornecida por MP (kWh)	0,00	0,00	0,00
Custo de energia com MP (€)	0,00	0,00	0,00
Perdas verificadas nas linhas (kWh)	264,36	182,31	82,05
Custo com as perdas na linha (€)	18,05	10,11	7,94

Analisando os dados da tabela acima, constata-se que a energia fornecida pela rede MT no Inverno é superior à do Verão, o que vem em linha com o que foi sendo mencionado no decorrer deste trabalho, pois como o consumo no Inverno é superior ao do Verão, a energia solicitada à rede MT também é superior.

O facto de não se ter MP na rede faz com que a energia fornecida pela rede MT seja elevada, o que acarreta também maiores valores de emissão de CO₂, embora neste ponto a

diferença entre o Inverno e o Verão não seja muito acentuada, pois no inverno existe maior penetração de centrais hídricas no SEN o que compensa o maior consumo face ao Verão.

6.2. Análise do fornecimento da rede de MT com 25% de MP

Com base na simulação efetuada em 5.2.2 foram calculados os seguintes parâmetros comparativos da rede tendo em conta um dia de Inverno e um dia de Verão.

Tabela 20 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 25% de MP

	Rede + 25% MP		Diferenças
	Inverno	Verão	
Energia consumida à rede MT (kWh)	4108,10	3132,58	975,52
Montante pago (€)	265,53	169,02	96,52
Energia injetada na rede MT (kWh)	0,00	0,00	0,00
Custo com energia injetada (€)	0,00	0,00	0,00
Qtd de CO2 emitido (kg)	132,80	105,40	27,40
Custos com CO2 (€)	2,66	2,11	0,55
Energia fornecida por MP (kWh)	664,50	822,60	-158,10
Custo de energia com MP (€)	265,80	329,04	-63,24
Perdas verificadas nas linhas (kWh)	195,90	117,03	78,88
Custo com as perdas na linha (€)	13,79	6,25	7,55

Continua-se a verificar a diferença entre o Inverno e o Verão, verifica-se uma redução do consumo de energia da rede de MT sendo essa redução devida à inclusão de microgeração na rede. As emissões de CO2 também foram reduzidas pois estão indexadas à energia fornecida pela rede MT.

6.3. Análise do fornecimento da rede de MT com 43% de MP

Com base na simulação efetuada em 5.2.3 foram calculados os seguintes parâmetros comparativos da rede tendo em conta um dia de Inverno e um dia de Verão.

Tabela 21 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 43% de MP

	Rede + 43% MP sem Alg		Diferenças
	Inverno	Verão	
Energia consumida à rede MT (kWh)	3623,80	2546,28	1077,52
Montante pago (€)	235,26	134,01	101,25
Energia injetada na rede MT (kWh)	0,00	0,00	0,00
Custo com energia injetada (€)	0,00	0,00	0,00
Qtd de CO2 emitido (kg)	116,30	85,61	30,69
Custos com CO2 (€)	2,33	1,71	0,61
Energia fornecida por MP (kWh)	1145,00	1420,80	-275,80
Custo de energia com MP (€)	458,00	568,32	-110,32
Perdas verificadas nas linhas (kWh)	182,79	108,28	74,51
Custo com as perdas na linha (€)	12,99	5,75	7,24

Através da análise da Tabela 21, verifica-se mais uma vez a diferença entre o Inverno e o Verão. Embora a rede BT já esteja dotada de um valor considerável de MP, ainda não é o suficiente para inverter o fluxo de energia passando a injetar energia na rede MT.

A quantidade de CO2 vai-se reduzindo consoante o aumento de MP na rede, bem como aumenta energia fornecida por MP. É importante salientar que embora os ganhos ambientais sejam visíveis, do ponto de vista económico constatamos que fica mais caro produzir energia através de microgeração. Neste caso para fornecer cerca de um terço da energia que a rede MT fornecia, o montante pago aos MP foi superior ao montante pago pela energia da rede MT.

6.4. Análise do fornecimento da rede de MT com 74% de MP, sem Algoritmo

Com base na simulação efetuada em 5.2.4 foram calculados os seguintes parâmetros comparativos da rede tendo em conta um dia de Inverno e um dia de Verão.

Tabela 22 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 74% de MP, sem Algoritmo

	Rede + 74% MP sem Alg		Diferenças
	Inverno	Verão	
Energia consumida à rede MT (kWh)	3002,30	2001,18	1001,12
Montante pago (€)	196,73	102,70	94,03
Energia injetada na rede MT (kWh)	209,70	516,40	-306,70
Custo com energia injetada (€)	13,44	32,37	-18,93
Qtd de CO2 emitido (kg)	95,00	67,37	27,63
Custos com CO2 (€)	1,90	1,35	0,55
Energia fornecida por MP (kWh)	2015,70	2570,30	-554,60
Custo de energia com MP (€)	806,28	1028,12	-221,84
Perdas verificadas nas linhas (kWh)	175,56	116,81	58,76
Custo com as perdas na linha (€)	12,58	6,35	6,23

No estudo económico realizado para o caso de 74% de MP sem aplicação do algoritmo de controlo inteligente de microgeração, é de notar que se verifica o valor mais baixo de fornecimento de energia por parte da rede MT e que a rede de MT já começa a consumir energia proveniente da rede de BT, o que significa que durante o dia existem grandes excedentes de produção em relação ao consumo fazendo com que o fluxo de energia seja invertido.

Verifica-se que em comparação com o caso em que a rede apenas é alimentada pela rede MT, as emissões de CO2 no Inverno foram reduzidas perto de 40% e no Verão perto de 50%.

Também se pode constatar que os custos diretos para que os MP produzirem cerca de dois terços da energia fornecida pela rede MT são cerca de 400% mais elevados.

6.5. Análise do fornecimento da rede de MT com 74% de MP e Algoritmo

Com base na simulação efetuada em 5.2.5 foram calculados os seguintes parâmetros comparativos da rede tendo em conta um dia de Inverno e um dia de Verão.

Capítulo 6

Tabela 23 - Comparação dos dados económicos tendo por base a rede com 74% de MP, com Algoritmo

	Rede + 74% MP com Alg		Diferenças
	Inverno	Verão	
Energia consumida à rede MT (kWh)	3009,80	2010,38	999,42
Montante pago (€)	197,18	103,24	93,95
Energia injetada na rede MT (kWh)	59,70	84,90	-25,20
Custo com energia injetada (€)	3,83	5,22	-1,38
Qtd de CO2 emitido (kg)	95,27	67,68	27,58
Custos com CO2 (€)	1,91	1,36	0,55
Energia fornecida por MP (kWh)	1838,20	2073,70	-235,50
Custo de energia com MP (€)	735,28	829,48	-94,20
Perdas verificadas nas linhas (kWh)	168,34	99,25	69,09
Custo com as perdas na linha (€)	12,12	5,25	6,87

Com a aplicação do algoritmo verifica-se que a energia consumida à rede de MT é aproximadamente igual à do caso anterior onde não se aplicava o algoritmo, pois nas horas em que os microprodutores fotovoltaicos não produzem energia suficiente, a rede MT assegura a alimentação da rede BT. Nas horas de produção dos sistemas fotovoltaicos, quer no caso anterior quer no atual, verificam-se excedentes de produção o que origina uma inversão do fluxo de energia, passando a rede BT a injetar energia na rede MT.

Com a aplicação do algoritmo constata-se que a quantidade de energia injetada na rede é inferior se comparado com o caso em que este não é aplicado. Isto significa que os limites impostos pelo algoritmo aos MP levaram à diminuição dos excedentes de produção.

Com a diminuição da energia injetada na rede por parte dos MP, as perdas como já mencionado no ponto 5.3 atingem o seu valor mais baixo.

6.6. Conclusões

Através da análise dos dados apresentados nas tabelas seguintes pode-se comprovar que conforme se vai aumentando a quantidade de microgeração na rede, a quantidade de energia fornecida pela rede de MT vai diminuindo até ao ponto em que é atingida a saturação.

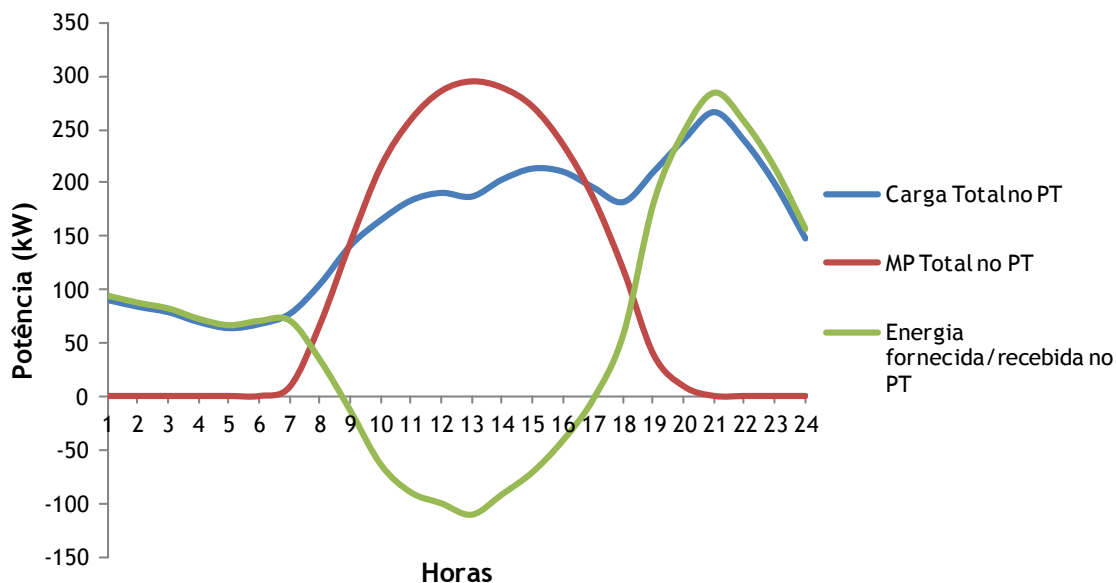


Figura 61 - Gráfico exemplificativo de um PT num dia de Verão para caso de estudo com algoritmo de controlo inteligente implementado

Após atingido o ponto de saturação, que no nosso caso de estudo mencionado na Figura 61 é atingido por volta das nove horas (altura em que a radiação solar está em forte crescimento e a energia injetada acompanha esse crescimento), o fluxo de energia é invertido e a rede de BT passa a fornecer energia à rede de MT.

Com o decorrer do dia a radiação solar começa a diminuir e por volta das dezassete horas a produção volta a igualar o consumo, o fluxo de energia volta a ser invertido, passando a rede de BT novamente a consumir energia da rede MT.

Podemos constatar este facto através da Figura 61, onde são apresentadas as curvas relativas à energia total consumida pelas cargas, à energia fornecida pelos microprodutores e à energia fornecida/consumida pelo PT.

De seguida são apresentadas duas tabelas, uma para o Inverno e outra para o Verão, onde são resumidos todos os valores apresentados no capítulo 6

Capítulo 6

Tabela 24 - Comparação dos dados económicos nos diferentes casos de estudo, dia de Inverno

Inverno	Rede	25% MP	43% MP	74% MP	74% MP+Alg
Energia consumida à rede MT (kWh)	4834,20	4108,10	3623,80	3002,30	3009,80
Montante pago (€)	310,95	265,53	235,26	196,73	197,18
Energia injetada na rede MT (kWh)	0,00	0,00	0,00	209,70	59,70
Custo com energia injetada (€)	0,00	0,00	0,00	13,44	3,83
Qtd de CO2 emitido (kg)	157,53	132,80	116,30	95,00	95,27
Custos com CO2 (€)	3,15	2,66	2,33	1,90	1,91
Energia fornecida por MP (kWh)	0,00	664,50	1145,00	2015,70	1838,20
Custo de energia com MP (€)	0,00	265,80	458,00	806,28	735,28
Perdas verificadas nas linhas (kWh)	264,36	195,90	182,79	175,56	168,34
Custo com as perdas na linha (€)	18,05	13,79	182,79	12,58	12,12

Os valores verificados na Tabela 24 e na Tabela 25 comprovam os factos já mencionados.

Tabela 25 - Comparação dos dados económicos nos diferentes casos de estudo, dia de Verão

Verão	Rede	25% MP	43% MP	74% MP	74% MP+Alg
Energia consumida à rede MT (kWh)	4018,48	3132,58	2546,28	2001,18	2010,38
Montante pago (€)	221,92	169,02	134,01	102,70	103,24
Energia injetada na rede MT (kWh)	0,00	0,00	0,00	516,40	84,90
Custo com energia injetada (€)	0,00	0,00	0,00	32,37	5,22
Qtd de CO2 emitido (kg)	135,30	105,40	85,61	67,37	67,68
Custos com CO2 (€)	2,71	2,11	1,71	1,35	1,35
Energia fornecida por MP (kWh)	0,00	822,60	1420,80	2570,30	2073,70
Custo de energia com MP (€)	0,00	329,04	568,32	1028,12	829,48
Perdas verificadas nas linhas (kWh)	182,31	117,03	108,28	116,81	99,25
Custo com as perdas na linha (€)	10,11	6,25	5,75	6,35	5,25

6.7. Análise dos rendimentos por parte dos MP

Considerando a proposta apresentada para alteração do limite de potência instalada de MP num dado PT, é importante apresentar os impactos económicos que essa medida teria do lado dos MP.

Caso se verificasse o alargamento do limite atualmente em vigor e não se aplicasse qualquer algoritmo de controlo inteligente de microgeração, durante determinados períodos de tempo (períodos de forte exposição solar) os microprodutores seriam desligados da rede, acarretando perdas monetárias por não fornecimento de energia. Essas perdas foram

Capítulo 6

contabilizadas e são apresentadas de seguida bem como as perdas, caso se aplicasse o algoritmo.

Tabela 26 - Tabela com custos por perdas de fornecimento de energia por parte dos MP no caso de 74% de MP no Inverno

	Barramento 3	Barramento 9	Barramento 10
	L1 (€)	L2 (€)	L3 (€)
Sem Alg	47,24	23,56	34,48
Com Alg	19,92	16,08	19,68
Diferença	27,32	7,48	14,8

Como podemos verificar pela análise da Tabela 26, num dia de Inverno e tendo em conta a rede em estudo, com a aplicação do controlo inteligente de microgeração, consegue-se reduzir as perdas de remuneração em cerca de 40%. Este facto deve-se ao algoritmo que automaticamente reduz a energia injetada pelos MP nos barramentos em sobretensão possibilitando assim que estes não sejam colocados “fora da rede”. Com o algoritmo os MP continuaram a fornecer só que em quantidades inferiores o que possibilita que continuem a receber a remuneração da energia injetada em vez de ficar sem qualquer remuneração durante as horas de sobretensão.

Tabela 27 - Tabela com custos por perdas de fornecimento de energia por parte dos MP no caso de 74% de MP no Verão

	Bar 3	Bar 5	Bar 6	Bar 9	Bar 10	Bar 11				
	L3 (€)	L1 (€)	L2 (€)	Tri (€)	L1 (€)	L2 (€)	L1 (€)	L2 (€)	L3 (€)	Tri (€)
Sem Alg	65,48	6,88	6,84	4,39	45,92	23,44	19,96	65,60	11,96	6,63
Com Alg	28,44	4,80	4,80	3,38	25,96	15,40	11,24	27,40	6,56	5,91
Diferença	37,04	2,08	2,04	1,01	19,96	8,04	8,72	38,20	5,40	0,72

Tal como mencionado para um dia de Inverno, num dia de Verão consegue-se diminuir as perdas de remuneração em cerca de 30%. Este facto deve-se ao algoritmo que automaticamente reduz a energia injetada pelos MP nos barramentos em sobretensão possibilitando assim que estes não sejam colocados “fora da rede”. Com o algoritmo os MP continuaram a fornecer só que em quantidades inferiores o que possibilita que continuem a receber a remuneração da energia injetada em vez de ficar sem qualquer remuneração durante as horas de sobretensão.

Capítulo 7

Conclusões

Tendo em conta o protocolo de Quioto, o governo português assumiu metas para a redução das suas emissões de gases com efeito de estufa. A introdução de microprodutores na rede de distribuição contribui a nível ambiental para a redução das emissões de gases de efeito de estufa (nomeadamente CO₂), mas também em termos técnicos, pois os microprodutores são instalados perto das cargas o que aumenta a eficiência da rede com a redução das perdas de energia verificadas nas linhas de distribuição.

É de salientar que com a introdução do algoritmo de controlo inteligente de microgeração, consegue-se ter um aumento da energia injetada por estes sistemas a rondar os 250%, o que permitiria reduzir a dependência em relação às grandes centrais de produção e aumentar a eficiência energética através da redução das perdas nas linhas.

Este trabalho veio apresentar a possibilidade de se inserir mais microprodutores na rede, sem se comprometer os limites operacionais da mesma, como é o caso dos níveis de tensão que se têm de manter dentro dos limites impostos pelas normas.

7.1. Perspetivas de desenvolvimento futuro

É importante salientar alguns pontos que não foram abordados neste trabalho que poderiam ser os próximos passos na progressão deste estudo. De salientar que tanto o estudo realizado como o que vai ser proposto, necessitam de ter por base uma rede inteligente dotada de todos os equipamentos necessários para a automação e controlo da mesma.

Este estudo foi centrado no controlo inteligente da microgeração para se manter a tensão abaixo do limite máximo imposto por lei. No entanto os *set-points* emitidos limitavam a energia que podia ser injetada em determinado barramento. Seria interessante desenvolver um algoritmo que fizesse uma repartição justa (de acordo com possíveis acordos comerciais)

Capítulo 7

dessa limitação pelos diversos microprodutores que se encontram ligados ao barramento em sobretensão.

Outro ponto que poderia ser adicionado ao algoritmo desenvolvido, era o controle inteligente das cargas. Dessa forma poder-se-ia analisar o comportamento da rede caso se verificassem aumentos de consumo bastante elevados e que levassem à diminuição do valor de tensão para valores abaixo do limite legal (Un-10%). Considerando o caso de excesso de carga, poder-se-ia implementar um deslastre da carga automático e inteligente que considerasse no seu modelo aspectos como,

- Cargas prioritárias
- Acordos comerciais
- Número de vezes que foi posto fora da rede

Também seria bastante interessante simular vários cenários de desequilíbrios de cargas para calcular o fator de desequilíbrio de carga e constatar a influência que esses desequilíbrios têm na rede.

Referências

- [1]. Castro, R., Almeida, M., Jesus, C., et al. (2012), “ Voltage Control Issues in Low Voltage Networks with Microgeneration”, SmartGreens 2012, 19 - 20 Abril 2012, Porto, Portugal
- [2]. Ministério da Economia, da inovação e do desenvolvimento, (2001), “Decreto-lei nº 34/2011”, Diário da República, Portugal
- [3]. Carvalho, J., (2010), “Planeamento e Operação dos Sistemas Elétricos de Energia”, ISEP, Departamento de Engenharia Eletrotécnica
- [4]. Silva, N., “Smart Grids projects: From development to deployment: A learning experience”, SmartGreens 2012, 19 - 20 Abril 2012, Porto, Portugal
- [5]. Kundur, P., (1994), “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill Inc.
- [6]. Silva, N., (2012), “SmartGrids - Efacec Perspective”, Efacec Academy, Portugal
- [7]. Instituto Português da Qualidade, (1995), EN 50160, Portugal
- [8]. Silva, F., (2009), “Impacto da Microgeração na Forma de Onda da Tensão da Rede de Distribuição”, Dissertação realizada para obtenção do grau de mestre em engenharia eletrotécnica, IST, Portugal
- [9]. Gomes, A., (2008), “Distribuição de Energia Elétrica em Média Tensão”, ISEP, Departamento de Engenharia Eletrotécnica
- [10] Fernandes, N., (2010), “Impacto da Ligação de Geradores Eólicos na Rede de Distribuição”, Dissertação realizada para obtenção do grau de mestre em engenharia eletrotécnica, IST, Portugal
- [11] Miranda, V., (1981), “Análise de Trânsitos de Potência em Sistemas Trifásicos Desequilibrados”, Trabalho complementar de doutoramento, FEUP, Portugal
- [12] Silva, M., (2008), “Impacto da Microgeração na Rede de Distribuição utilizando o Trânsito de Energia Trifásico, Dissertação realizada para obtenção do grau de mestre em engenharia eletrotécnica, IST, Portugal
- [13] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, (2010), “Microgeração Decreto-lei nº 118-A/2010”, Diário da Republica, Portugal

Referências

- [14] Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, (2010), “Regulamento da rede de distribuição Portaria nº596/2010”, Diário da Republica, Portugal
- [15] Efacec Renováveis, (2011), Portugal
- [16] EPRI - Electric Power Research Institute, (2012), “The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) - Manual Rev7.4.3”
- [17] Efacec Transformadores, (2006), “ Transformadores de Distribuição Herméticos”, Portugal
- [18] REN, “Eletricidade - Centro de Informação”,
<http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>, Acedido em 03 de outubro de 2012
- [19] REN, “Sistema de Informação de Mercados de Energia Elétrica”,
<http://www.mercado.ren.pt/InfOp/MercOmel/Paginas/Precos.aspx>, Acedido em 03 de Outubro de 2012
- [20] Azevedo, F., (2007), “Gestão do Risco em Mercados Competitivos de Eletricidade: Previsão de Preços e Optimização do Portfolio de Contratos”, Tese doutoramento, Universidade de Trás-os-Montes e Alto Douro , Portugal
- [21] Lester,R., Finan, A., (2009), “Quantifying the Impacto of Proposed Carbon Emission Reductions on the U.S. Energy Infrastructure”, MIT-IPC-Energy Innovation Working Paper, pp. 20-25
- [22] REN, (2011), “Caracterização da rede nacional de transporte”, Portugal
- [23] ERSE, (2006), “Regulamento da Qualidade de Serviço”
- [24] Efacec Automação, (2012), “SmartGrid Solutions”, Portugal
- [25] Silva,N., (2009), “Alternative design strategies of distribution systems”, Tese de doutoramento, Imperial College London, Reino Unido
- [26] Paiva, J., (2011), “Redes de Energia Elétrica - Uma Análise Sistémica”, 3rd Edição, IST Press
- [27] Carvalho, J., (2005), “Transformadores”
- [28] Fernandes, P., (2012), “Modelização e análise de desempenho de redes de distribuição mistas”, Dissertação realizada para obtenção do grau de mestre em engenharia eletrotécnica, ISEP, Portugal
- [29] Comissão Europeia, (2011), “Relatório da comissão sobre a aplicação, os efeitos e a adequação do Regulamento relativo a determinados gases fluorados com efeito de estufa [Regulamento (CE) n.º 842/2006]”, Bruxelas
- [30] European Commission, “CLIMATE ACTION”,
http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/documentation_en.htm#Main_legislation, Acedido em 10 de Outubro de 2012.

Anexos A

Com base nos valores de fornecimento de energia referentes ao dia de Inverno e ao dia de Verão foram calculadas as percentagens de penetração de cada unidade produtora no fornecimento da energia elétrica necessária para esse dia.

Anexo A

Tabela 28 - Produção média horária para cada tipo de produtor no SEN no dia de Verão

Hora	Carvão	F	Gás Natural	%	Albufeiras	%	Fios de Água	%	Importação	%	Exportação	%
1	1759,2	0,311	453,2	0,080	8,2	0,001	144,3	0,026	775,7	0,137	0	0,000
2	1754	0,305	218,8	0,038	0	0,000	84,2	0,015	1026	0,178	0	0,000
3	1641,6	0,269	298,4	0,049	0	0,000	129,5	0,021	1108,4	0,182	0	0,000
4	1746,8	0,295	379,6	0,064	0	0,000	126,9	0,021	902	0,152	0	0,000
5	1755,6	0,329	417,6	0,078	44,9	0,008	48,4	0,009	618,4	0,116	0	0,000
6	1704,4	0,380	476,8	0,106	179,1	0,040	0,4	0,000	47,8	0,011	0	0,000
7	1757,2	0,321	704,4	0,129	167	0,030	106,6	0,019	0	0,000	332,6	0,061
8	1754,8	0,306	934,8	0,163	286,7	0,050	191,2	0,033	0	0,000	101,4	0,018
9	1755,2	0,291	1096,8	0,182	501	0,083	268,4	0,045	89,7	0,015	0	0,000
10	1754	0,282	1105,6	0,178	459,5	0,074	63,3	0,010	598	0,096	0	0,000
11	1753,6	0,276	1057,2	0,167	446,6	0,070	47,3	0,007	824	0,130	0	0,000
12	1753,2	0,277	1108,8	0,175	519,1	0,082	96,6	0,015	640,5	0,101	0	0,000
13	1753,2	0,285	1006	0,164	282,5	0,046	0,1	0,000	705,6	0,115	0	0,000
14	1734,8	0,253	1022,4	0,149	12	0,002	43,4	0,006	1234,2	0,180	0	0,000
15	1568,8	0,232	1068	0,158	0	0,000	166,9	0,025	1245	0,184	0	0,000
16	1754,8	0,261	887,2	0,132	0	0,000	33,8	0,005	1274,2	0,189	0	0,000
17	1661,6	0,260	920	0,144	39,4	0,006	0,1	0,000	963,6	0,151	0	0,000
18	1506,8	0,245	939,6	0,153	98,8	0,016	0,1	0,000	712,1	0,116	0	0,000
19	1421,6	0,231	1046,8	0,170	107,4	0,017	0,2	0,000	697	0,113	0	0,000
20	1649,2	0,272	1015,2	0,168	119,8	0,020	2,1	0,000	427,5	0,071	0	0,000
21	1653,2	0,271	854,8	0,140	98	0,016	9	0,001	722,4	0,118	0	0,000
22	1751,6	0,282	682,4	0,110	108,6	0,018	2,7	0,000	1096,6	0,177	0	0,000
23	1754,8	0,302	601,6	0,103	381,9	0,066	242,7	0,042	472,1	0,081	0	0,000
24	1755,6	0,325	660,4	0,122	156,3	0,029	175,8	0,033	219,3	0,041	0	0,000

Anexo A

Hora	PRE Hidráulico	%	PRE Térmico	%	PRE Eólica	%	PRE Fotovoltaico	%	Bombagem	%	Total
1	16,4	0,003	750,6	0,133	1419,4	0,251	0	0,000	330,3	0,058	5657,3
2	14,6	0,003	747,4	0,130	1402,5	0,244	0	0,000	502,6	0,087	5750,1
3	15,2	0,002	755,6	0,124	1395,2	0,229	0	0,000	761,7	0,125	6105,6
4	16,6	0,003	755,1	0,127	1309,4	0,221	0	0,000	689,3	0,116	5925,7
5	18,5	0,003	753,9	0,141	1263	0,237	0	0,000	408,4	0,077	5328,7
6	17,3	0,004	748,8	0,167	1307,9	0,291	0	0,000	5	0,001	4487,5
7	17,3	0,003	995,2	0,182	1367,1	0,250	29,9	0,005	0	0,000	5477,3
8	18,1	0,003	1047,1	0,183	1332,8	0,233	62,2	0,011	0	0,000	5729,1
9	24,1	0,004	1063,5	0,176	1138	0,189	92,1	0,015	0	0,000	6028,8
10	40,3	0,006	1070,2	0,172	1021,1	0,164	113	0,018	0	0,000	6225
11	41,5	0,007	1068,7	0,168	989,1	0,156	120,7	0,019	0	0,000	6348,7
12	45	0,007	1075,1	0,170	976,8	0,154	125,2	0,020	0	0,000	6340,3
13	42,5	0,007	1066,2	0,173	1166,8	0,190	124,5	0,020	0	0,000	6147,4
14	33,1	0,005	1062,2	0,155	1364,2	0,199	124,5	0,018	230,4	0,034	6861,2
15	23,4	0,003	1062,3	0,157	1351,9	0,200	123	0,018	144,9	0,021	6754,2
16	20,3	0,003	1074,7	0,160	1453,8	0,216	118,8	0,018	115,5	0,017	6733,1
17	24,8	0,004	1088,7	0,170	1584,3	0,248	109,7	0,017	0	0,000	6392,2
18	29,2	0,005	1106,9	0,180	1654,3	0,269	93,2	0,015	0	0,000	6141
19	22,4	0,004	1106	0,180	1687,4	0,274	67,3	0,011	0	0,000	6156,1
20	37	0,006	1102,4	0,182	1678,8	0,277	27	0,004	0	0,000	6059
21	55,8	0,009	1107	0,182	1598,3	0,262	0	0,000	0	0,000	6098,5
22	38	0,006	1110,5	0,179	1411,1	0,228	0	0,000	0	0,000	6201,5
23	26	0,004	1080,8	0,186	1256	0,216	0	0,000	0	0,000	5815,9
24	15,4	0,003	838,5	0,155	1491,7	0,276	0	0,000	88	0,016	5401

Anexo A

Tabela 29 - Produção média horária para cada tipo de produtor no SEN no dia de Inverno

Hora	Carvão	%	Gás Natural	%	Albufeiras	%	Fios de Água	%	Importação	%	Exportação	%
1	1280,8	0,212	263	0,044	0,05	0,000	127,45	0,021	1800,4	0,298	0	0,000
2	1073,8	0,191	248	0,044	14,55	0,003	112,6	0,020	1417,65	0,252	0	0,000
3	918,2	0,168	296,6	0,054	9,1	0,002	76,7	0,014	1184,85	0,217	0	0,000
4	812,2	0,151	404,4	0,075	0,1	0,000	87,55	0,016	1051,55	0,196	0	0,000
5	939	0,173	499,6	0,092	0,1	0,000	66,7	0,012	855,65	0,158	0	0,000
6	1312	0,238	640	0,116	123,25	0,022	86,35	0,016	310,65	0,056	143,5	0,026
7	1419	0,255	841,6	0,151	49,45	0,009	134,75	0,024	0	0,000	306,7	0,055
8	1379,4	0,246	978,2	0,175	56,65	0,010	174	0,031	76,85	0,014	53,65	0,010
9	1398	0,222	1442,4	0,229	195,9	0,031	204,25	0,032	240,85	0,038	0	0,000
10	1398,8	0,212	1434,4	0,217	183,35	0,028	275,55	0,042	679,9	0,103	0	0,000
11	1381,6	0,206	1486	0,221	211,2	0,031	199,85	0,030	1128,25	0,168	0	0,000
12	1468,2	0,217	1674,6	0,247	286,65	0,042	134,8	0,020	1130,95	0,167	0	0,000
13	1471	0,225	1698,6	0,260	303,85	0,047	90,75	0,014	1141,55	0,175	0	0,000
14	1474	0,224	1659,2	0,252	325,15	0,049	196,3	0,030	1210,4	0,184	0	0,000
15	1614,2	0,248	1551,6	0,239	381,75	0,059	123,1	0,019	1205,15	0,185	0	0,000
16	1521,2	0,244	1633	0,262	266,15	0,043	0,65	0,000	1216,45	0,195	0	0,000
17	1535,4	0,249	1606,8	0,260	330,55	0,054	80,7	0,013	1019,4	0,165	0	0,000
18	1580,6	0,254	1622,4	0,261	616,2	0,099	280,3	0,045	423,5	0,068	0	0,000
19	1758,6	0,244	1731,6	0,240	942,3	0,131	883,1	0,122	21,35	0,003	0	0,000
20	1758,8	0,240	1719,2	0,234	966	0,132	885,35	0,121	21,45	0,003	2,45	0,000
21	1514,8	0,214	1710,4	0,242	604,55	0,085	572,55	0,081	562,55	0,079	0	0,000
22	1377,8	0,202	1496,4	0,220	359,65	0,053	190,2	0,028	1217,35	0,179	0	0,000
23	1396	0,221	1232	0,195	342	0,054	0,2	0,000	1166,95	0,185	0	0,000
24	1444	0,245	841,1	0,142	323,625	0,055	0,5	0,000	1133,525	0,192	0	0,000

Anexo A

PRE Hidráulico	%	PRE Térmico	%	PRE Eólica	%	PRE Fotovoltaico	%	Bombagem	%	Total
12,8	0,002	789	0,131	1329,05	0,220	0	0,000	443,3	0,073	6045,85
14,1	0,003	789,65	0,141	1501,75	0,267	0	0,000	443,25	0,079	5615,35
13,55	0,002	787,15	0,144	1728,25	0,317	0	0,000	442,6	0,081	5457
14,7	0,003	791,75	0,147	1773,6	0,330	0	0,000	442,05	0,082	5377,9
18,5	0,003	795,65	0,147	1810,65	0,334	0	0,000	441,65	0,081	5427,5
16,4	0,003	794,75	0,144	1837,9	0,333	0	0,000	248,9	0,045	5513,7
15,5	0,003	961,25	0,173	1839,45	0,330	0	0,000	0	0,000	5567,7
18,5	0,003	1089,55	0,195	1713,2	0,306	32,15	0,006	27,15	0,005	5599,3
52,4	0,008	1103,9	0,175	1568,15	0,249	85,7	0,014	0	0,000	6291,55
65,7	0,010	1131,7	0,171	1322,65	0,200	107,4	0,016	6,3	0,001	6605,75
65,5	0,010	1133	0,169	988,95	0,147	116,2	0,017	0	0,000	6710,55
54,05	0,008	1130,4	0,167	781,6	0,115	118,6	0,017	0	0,000	6779,85
44,05	0,007	1109,5	0,170	549,1	0,084	118,45	0,018	0	0,000	6526,85
35,1	0,005	1110,75	0,169	429,65	0,065	116,5	0,018	18,6	0,003	6575,65
31,75	0,005	1116,55	0,172	340,75	0,052	112,8	0,017	27,45	0,004	6505,1
36,2	0,006	1104,95	0,178	347	0,056	99,15	0,016	0	0,000	6224,75
47,25	0,008	1113,65	0,180	375,25	0,061	65,65	0,011	0	0,000	6174,65
38	0,006	1123,85	0,181	521,25	0,084	5,45	0,001	0	0,000	6211,55
36,45	0,005	1140,9	0,158	695,2	0,096	0	0,000	0	0,000	7209,5
55,65	0,008	1138,55	0,155	787,2	0,107	0	0,000	0	0,000	7334,65
39,5	0,006	1127,2	0,159	948,75	0,134	0	0,000	0	0,000	7080,3
20,45	0,003	1092,55	0,160	1054,05	0,155	0	0,000	0	0,000	6808,45
14,35	0,002	1088,2	0,172	1081,2	0,171	0	0,000	0	0,000	6320,9
16,4	0,003	1081,325	0,183	1062,3	0,180	0	0,000	0	0,000	5902,775

Anexo B

Com base no artigo [21], foram recolhidos os dados das emissões de CO₂ por cada tipo de unidade produtora, a seguinte tabela apresenta os valores utilizados.

Tabela 30 - Emissões de CO₂ por unidade produtora

Energia Primária	CO ₂ (ton/kWh)
Carvão	0,0000947
Gás	0,00005306

Anexo C

Os preços de venda de energia elétrica praticados no dia de Inverno (20-02-2012) e no dia de Verão (11-07-2012) são apresentados de seguida.

Tabela 31 - Preço de venda de energia elétrica no mercado diário

Hora	Inverno €/kWh	Verão €/kWh
1	0,05332	0,05714
2	0,04185	0,05354
3	0,03337	0,04521
4	0,03458	0,04417
5	0,0345	0,04417
6	0,03336	0,04500
7	0,03657	0,05354
8	0,05603	0,05625
9	0,06267	0,05716
10	0,0663	0,05890
11	0,06265	0,06321
12	0,0644	0,06120
13	0,0649	0,06530
14	0,06215	0,06548
15	0,06036	0,05980
16	0,057	0,05515
17	0,056	0,05354
18	0,0605	0,05100
19	0,07159	0,05000
20	0,09013	0,05000
21	0,08429	0,04972
22	0,0876	0,05354
23	0,0711	0,05715
24	0,0584	0,05150

Anexo D

De seguida são apresentados os *Set-points* de limitação enviados para os microprodutores (células a verde) bem como os valores que deviam produzir em condições normais sem a implementação do controlo inteligente de microgeração (células a laranja). Os dados apresentados nas tabelas encontram-se em kW.

Anexo D

Tabela 32 - Tabela com set-points enviados para limitação da potência de produção por parte dos microprodutores num dia de Inverno

Hora	Barramento 6		Barramento 11		Barramento 3			Barramento 3			Barramento 5			Barramento 5		
	Verão	Verão	Verão	Verão	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
8	7,475	0,000	2,243	0,000	1,794	1,794	2,691	0,000	0,000	0,000	1,794	1,794	0,897	0,000	0,000	0,000
9	28,175	0,000	8,453	0,000	6,762	6,762	10,143	0,000	0,000	0,000	6,762	6,762	3,381	0,000	0,000	0,000
10	42,550	0,000	12,765	0,000	10,212	10,212	15,318	0,000	0,000	9,129	10,212	10,212	5,106	0,000	0,000	0,000
11	52,900	0,000	15,870	0,000	12,696	12,696	19,044	0,000	0,000	9,751	12,696	12,696	6,348	0,000	0,000	0,000
12	56,925	0,000	17,078	0,000	13,662	13,662	20,493	11,426	11,426	10,124	13,662	13,662	6,831	0,000	0,000	0,000
13	56,925	0,000	17,078	0,000	13,662	13,662	20,493	11,658	11,658	10,373	13,662	13,662	6,831	0,000	0,000	0,000
14	52,325	0,000	15,698	0,000	12,558	12,558	18,837	0,000	0,000	10,373	12,558	12,558	6,279	0,000	0,000	0,000
15	43,125	0,000	12,938	0,000	10,350	10,350	15,525	0,000	0,000	10,996	10,350	10,350	5,175	0,000	0,000	0,000
16	28,750	0,000	8,625	0,000	6,900	6,900	10,350	0,000	0,000	0,000	6,900	6,900	3,450	0,000	0,000	0,000
17	12,075	0,000	3,623	0,000	2,898	2,898	4,347	0,000	0,000	0,000	2,898	2,898	1,449	0,000	0,000	0,000
18	0,575	0,000	0,173	0,000	0,138	0,138	0,207	0,000	0,000	0,000	0,138	0,138	0,069	0,000	0,000	0,000
19	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
20	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
21	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
24	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Anexo D

Barramento 8			Barramento 9			Barramento 10			Barramento 8			Barramento 9			Barramento 10		
L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,140	3,140	2,691	0,000	0,000	0,000	2,691	3,140	3,140	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,834	11,834	10,143	0,000	0,000	0,000	10,143	11,834	11,834	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,871	17,871	15,318	0,000	0,000	0,000	15,318	17,871	17,871	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	22,218	22,218	19,044	0,000	0,000	0,000	19,044	22,218	22,218	0,000	16,084	16,084
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	23,909	23,909	20,493	19,996	0,000	0,000	20,493	23,909	23,909	17,140	16,434	16,458
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	23,909	23,909	20,493	20,229	0,000	0,000	20,493	23,909	23,909	17,407	16,667	16,708
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	21,977	21,977	18,837	0,000	0,000	0,000	18,837	21,977	21,977	0,000	16,667	16,708
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	18,113	18,113	15,525	0,000	0,000	0,000	15,525	18,113	18,113	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	12,075	12,075	10,350	0,000	0,000	0,000	10,350	12,075	12,075	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,072	5,072	4,347	0,000	0,000	0,000	4,347	5,072	5,072	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,242	0,242	0,207	0,000	0,000	0,000	0,207	0,242	0,242	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Anexo D

Tabela 33 - Tabela com set-points enviados para limitação da potência de produção por parte dos microprodutores num dia de Verão

Hora	Barramento 6		Barramento 11		Barramento 3						Barramento 5					
	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	
1	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
2	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
3	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
4	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
6	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
7	1,725	0,000	0,518	0,000	0,414	0,414	0,621	0,000	0,000	0,000	0,414	0,414	0,207	0,000	0,000	0,000
8	13,225	0,000	3,968	0,000	3,174	3,174	4,761	0,000	0,000	0,000	3,174	3,174	1,587	0,000	0,000	0,000
9	28,175	0,000	8,453	0,000	6,762	6,762	10,143	0,000	0,000	0,000	6,762	6,762	3,381	0,000	0,000	0,000
10	41,975	0,000	12,593	0,000	10,074	10,074	15,111	0,000	0,000	9,129	10,074	10,074	5,037	0,000	0,000	0,000
11	50,600	29,383	15,180	8,815	12,144	12,144	18,216	9,067	9,067	9,658	12,144	12,144	6,072	9,067	9,067	0,000
12	55,775	0,000	16,733	10,634	13,386	13,386	20,079	9,362	9,362	9,975	13,386	13,386	6,693	0,000	0,000	0,000
13	57,500	39,043	17,250	0,000	13,800	13,800	20,700	9,559	9,559	10,187	13,800	13,800	6,900	12,047	12,047	0,000
14	56,350	0,000	16,905	11,696	13,524	13,524	20,286	9,559	9,559	10,187	13,524	13,524	6,762	12,047	12,047	0,000
15	52,900	0,000	15,870	0,000	12,696	12,696	19,044	10,051	10,051	10,716	12,696	12,696	6,348	0,000	0,000	0,000
16	46,000	0,000	13,800	0,000	11,040	11,040	16,560	0,000	0,000	11,245	11,040	11,040	5,520	0,000	0,000	0,000
17	36,225	0,000	10,868	0,000	8,694	8,694	13,041	0,000	0,000	11,245	8,694	8,694	4,347	0,000	0,000	0,000
18	23,000	0,000	6,900	0,000	5,520	5,520	8,280	0,000	0,000	0,000	5,520	5,520	2,760	0,000	0,000	0,000
19	7,475	0,000	2,243	0,000	1,794	1,794	2,691	0,000	0,000	0,000	1,794	1,794	0,897	0,000	0,000	0,000
20	1,725	0,000	0,518	0,000	0,414	0,414	0,621	0,000	0,000	0,000	0,414	0,414	0,207	0,000	0,000	0,000
21	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
22	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
23	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
24	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Anexo D

Barramento 8			Barramento 9			Barramento 10			Barramento 8			Barramento 9			Barramento 10		
L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3	L1	L2	L3
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,725	0,725	0,621	0,000	0,000	0,000	0,621	0,725	0,725	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5,555	5,555	4,761	0,000	0,000	0,000	4,761	5,555	5,555	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	11,834	11,834	10,143	0,000	0,000	0,000	10,143	11,834	11,834	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	17,630	17,630	15,111	0,000	0,000	0,000	15,111	17,630	17,630	0,000	10,650	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	21,252	21,252	18,216	15,867	0,000	0,000	18,216	21,252	21,252	13,600	11,145	15,867
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	23,426	23,426	20,079	16,164	19,127	0,000	20,079	23,426	23,426	13,941	11,443	16,185
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	24,150	24,150	20,700	16,362	19,354	18,071	20,700	24,150	24,150	14,168	11,641	16,397
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	23,667	23,667	20,286	16,362	19,354	18,071	20,286	23,667	23,667	14,168	11,641	16,397
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	22,218	22,218	19,044	16,857	19,922	0,000	19,044	22,218	22,218	14,736	12,136	16,927
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	19,320	19,320	16,560	17,352	0,000	0,000	16,560	19,320	19,320	0,000	12,631	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	15,215	15,215	13,041	0,000	0,000	0,000	13,041	15,215	15,215	0,000	12,631	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	9,660	9,660	8,280	0,000	0,000	0,000	8,280	9,660	9,660	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	3,140	3,140	2,691	0,000	0,000	0,000	2,691	3,140	3,140	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,725	0,725	0,621	0,000	0,000	0,000	0,621	0,725	0,725	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Anexo E

De seguida é apresentada a distribuição das cargas pelas diversas fases nos diferentes barramentos da simulação apresentada neste trabalho.

Tabela 34 - Distribuição das cargas pelas diferentes fases nos diversos barramentos do sistema

Barramento	Potência Aparente (kVA)		
	Fase L1	Fase L2	Fase L3
3	13	13	13,97
4		31,7	
5	13,97	13	13
6		62,5	
7		31,7	
8	13	13,97	13
9	18,29	16	18
10	16	18,29	18
11		27,4	

Anexo F

De seguida é apresentada a distribuição dos MP pelas diversas fases nos diferentes casos de estudo apresentados neste trabalho.

Tabela 35 - Distribuição de MP pelas diversas fases no caso de 25% de MP

25% MP (kW)					
Barramento	Nº MG	L1	L2	L3	Totais
3					0
4					0
5					0,0
6	9				51,75
7					0
8					0,0
9	14	5	5	4	48,3
10					0
11					0,0
	Totais	17,25	17,25	13,8	

Tabela 36 - Distribuição de MP pelas diversas fases no caso de 43% de MP

43% MP (kW)					
Barramento	Nº MG	L1	L2	L3	Totais
3	12	4	4	4	41,4
4					0
5					0
6	9				51,75
7					0
8					0
9	18	6	6	6	62,1
10					0
11	3				0
	Totais	34,5	34,5	34,5	

Tabela 37- Distribuição de MP pelas diversas fases no caso de 74% de MP

74% MP (kW)					
Barramento	Nº MG	L1	L2	L3	Totais
3	14	4	4	6	48,3
4					
5	10	4	4	2	34,5
6	10				57,5
7					
8					0
9	20	7	7	6	69
10	20	6	7	7	69
11	3				17,25
	Totais	72,45	75,9	72,45	

Anexo G

De seguida são apresentados os dados referentes aos perfis de carga utilizados nas simulações deste trabalho.

Tabela 38 - Dados relativos aos perfis de carga (Doméstico/Industrial/Doméstico+Comercial)

Perfis	Doméstico		Perfis	Industrial		Perfis	Doméstico + Comercial	
	Verão	Inverno		Verão	Inverno		Verão	Inverno
0,3	0,255	0,3	0,35	0,2975	0,35	0,31	0,2635	0,31
0,28	0,238	0,28	0,32	0,272	0,32	0,29	0,2465	0,29
0,26	0,221	0,26	0,3	0,255	0,3	0,28	0,238	0,28
0,22	0,187	0,22	0,28	0,238	0,28	0,26	0,221	0,26
0,2	0,17	0,2	0,25	0,2125	0,25	0,25	0,2125	0,25
0,2	0,17	0,2	0,3	0,255	0,3	0,27	0,2295	0,27
0,22	0,187	0,22	0,4	0,34	0,4	0,29	0,2465	0,29
0,3	0,255	0,3	0,55	0,4675	0,55	0,39	0,3315	0,39
0,4	0,34	0,4	0,75	0,6375	0,75	0,52	0,442	0,52
0,45	0,3825	0,45	0,9	0,765	0,9	0,63	0,5355	0,63
0,48	0,408	0,48	1	0,85	1	0,75	0,6375	0,75
0,5	0,425	0,5	1	0,85	1	0,8	0,68	0,8
0,5	0,425	0,5	0,9	0,765	0,9	0,82	0,697	0,82
0,55	0,4675	0,55	0,98	0,833	0,98	0,87	0,7395	0,87
0,6	0,51	0,6	0,97	0,8245	0,97	0,9	0,765	0,9
0,6	0,51	0,6	0,94	0,799	0,94	0,88	0,748	0,88
0,55	0,4675	0,55	0,9	0,765	0,9	0,82	0,697	0,82
0,5	0,425	0,5	0,78	0,663	0,78	0,83	0,7055	0,83
0,65	0,5525	0,65	0,62	0,527	0,62	0,98	0,833	0,98
0,85	0,7225	0,85	0,55	0,4675	0,55	0,97	0,8245	0,97
1	0,85	1	0,5	0,425	0,5	1	0,85	1
0,9	0,765	0,9	0,45	0,3825	0,45	0,89	0,7565	0,89
0,75	0,6375	0,75	0,4	0,34	0,4	0,72	0,612	0,72
0,55	0,4675	0,55	0,38	0,323	0,38	0,5	0,425	0,5