



Plano de Implementação dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes de MT, AT e MAT

Proposta da EDP Distribuição

Junho 2016

Índice

1	Introdução e enquadramento regulamentar.....	1
2	Estrutura das tarifas de acesso às redes.....	3
2.1	Estrutura atual das tarifas de acesso às redes.....	3
2.2	Aspetos a aperfeiçoar na atual estrutura tarifária de acesso às redes.....	5
2.2.1	Períodos horários definidos nas tarifas em comparação com os períodos de consumo reais.....	6
2.2.2	Pesos das componentes de faturação das tarifas de acesso.....	6
2.2.3	Potência em horas de ponta.....	8
2.2.4	Potência contratada.....	8
2.2.5	Modulação tarifária nas rubricas de custo da componente de energia da tarifa UGS.....	8
3	Plano de Implementação dos projetos piloto.....	9
3.1	Projeto piloto 1 – Tarifa Dinâmica do tipo <i>Critical Peak Pricing</i>	9
3.1.1	Tipologia de tarifa dinâmica.....	9
3.1.2	Duração do projeto piloto.....	10
3.1.3	Número e duração de períodos críticos no ano.....	10
3.1.4	Ativação da tarifa dinâmica a nível regional.....	11
3.1.5	Antecedência de notificação.....	12
3.1.6	Tipo de notificação.....	13
3.1.7	Níveis de preços.....	13
3.1.8	Natureza de obrigação.....	13
3.1.9	Critério de desencadeamento.....	13
3.1.10	Participação dos comercializadores.....	13
3.1.11	Clientes elegíveis.....	14
3.1.12	Articulação com o Operador da Rede de Transporte e com os comercializadores.....	14
3.2	Projeto piloto 2 – Nova tarifa estática de acesso às redes.....	15
4	Informação e comunicação aos participantes nos projetos piloto.....	16

5	Condições de participação nos projetos piloto	17
6	Monitorização e acompanhamento dos projetos piloto	19
7	Análise benefício-custo preliminar	20
7.1	Análise das horas de maior consumo.....	20
7.2	Potenciais benefícios.....	21
7.3	Custos	22
7.4	Resultados preliminares da análise benefício-custo.....	24

1 Introdução e enquadramento regulamentar

O conceito de tarifas dinâmicas foi introduzido no Regulamento Tarifário em 2011.

Em 2012, a EDP Distribuição apresentou um Estudo à ERSE que apontava para a necessidade de aprofundar a análise dos custos e benefícios associados à introdução de tarifas dinâmicas. Nesse Estudo era também proposta a realização de projetos piloto para obtenção de informação mais completa sobre o funcionamento destas opções tarifárias.

O Regulamento Tarifário em vigor, aprovado em 2014, veio estabelecer a obrigação da entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) apresentar um Plano de Implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de acordo com regras a aprovar pela ERSE.

As regras para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes em MAT, AT e MT, aprovadas pela ERSE em dezembro de 2014, estabelecem que o Plano de Implementação dos projetos piloto, a apresentar à ERSE, deve conter informação fundamentada sobre as seguintes matérias, sem prejuízo de outros elementos considerados relevantes:

- Tipologia da tarifa dinâmica;
- Número de períodos críticos no ano;
- Duração dos períodos críticos;
- Antecedência de notificação dos períodos críticos;
- Meios de comunicação a utilizar na notificação dos períodos críticos;
- Preços das opções tarifárias a testar nos projetos piloto;
- Condições de participação nos projetos piloto;
- Critério de desencadeamento dos períodos críticos;
- Participação dos comercializadores nos projetos piloto;
- Clientes elegíveis para participar nos projetos piloto.

As regras aprovadas pela ERSE estabelecem ainda que o Plano de Implementação deve incluir uma análise benefício-custo preliminar. É igualmente considerado que na elaboração do Plano de Implementação, a entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição deve consultar o operador da rede de transporte, os comercializadores e as associações de consumidores.

Tendo em vista a elaboração do Plano de Implementação a apresentar à ERSE e o acompanhamento da realização dos projetos piloto, a EDP Distribuição celebrou um contrato de consultoria com o INESC TEC. O Relatório elaborado por esta entidade, apresentado em anexo, constitui a fundamentação técnica para o Plano de Implementação da EDP Distribuição.

Na elaboração da proposta de Plano de Implementação que se submete à aprovação da ERSE foram tidos em consideração os seguintes elementos:

- Estudos elaborados pelo INESC TEC, consubstanciados no Relatório apresentado em anexo;
- Documentos publicados pela ERSE sobre tarifas dinâmicas e estrutura das tarifas de uso de redes;
- Informação real sobre as variáveis físicas e económicas da rede de distribuição, designadamente diagramas de carga, trânsitos de energia e custos de investimento;

- Apresentações efetuadas no Seminário promovido pela ERSE no passado dia 9 de março, que contou com a participação do Operador da Rede de Transporte (ORT), comercializadores, empresas de serviços energéticos e associações de consumidores;
- Reuniões de trabalho com a ERSE;
- Reuniões técnicas de trabalho com o ORT e comercializadores.

Para além deste capítulo introdutório, o presente documento encontra-se organizado da seguinte forma:

- Capítulo 2, em que se analisa a estrutura atual das tarifas de acesso;
- Capítulo 3, onde se caracterizam os projetos piloto cuja implementação é proposta à ERSE;
- Capítulo 4, que analisa a necessidade de estabelecer mecanismos de informação e comunicação com os participantes nos projetos piloto;
- Capítulo 5, que trata das condições de participação nos projetos piloto;
- Capítulo 6, que analisa a forma como se propõe ser efetuada a monitorização e acompanhamento dos projetos piloto;
- Capítulo 7, onde se apresenta um sumário da análise benefício-custo preliminar sobre a introdução de tarifas dinâmicas.
- Anexo – Relatório do INESC TEC

2 Estrutura das tarifas de acesso às redes

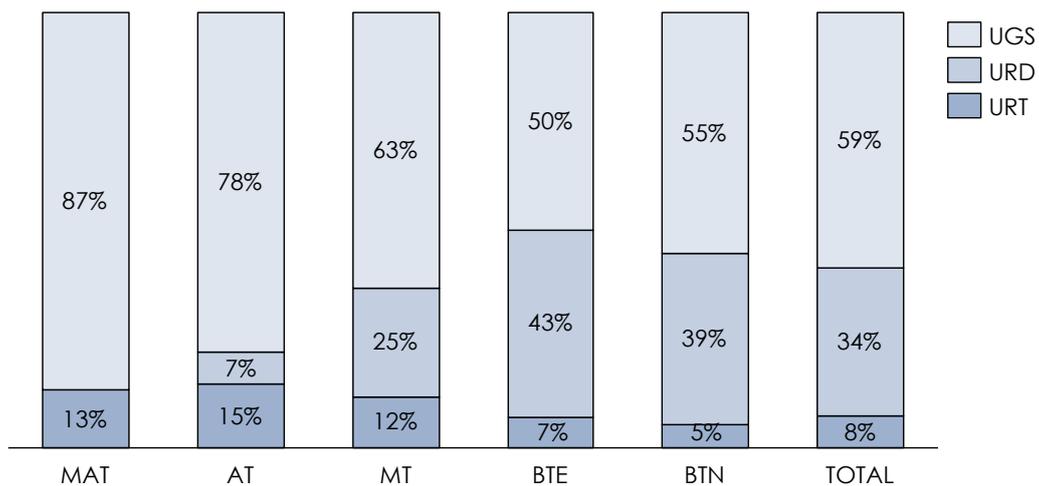
A discussão sobre a introdução das tarifas dinâmicas deve ter em perspetiva a evolução e aperfeiçoamento da atual estrutura das tarifas de acesso às redes. Por esta razão, considera-se importante começar por apresentar e analisar a atual estrutura das tarifas de acesso às redes.

2.1 Estrutura atual das tarifas de acesso às redes

As tarifas de acesso às redes são definidas pela ERSE, incorporando algumas regras definidas em legislação publicada pelo Governo. Estas tarifas, pagas por todos os consumidores de energia elétrica, quer se encontrem no mercado regulado ou no mercado livre, incorporam as tarifas de Uso Global do Sistema (UGS), de Uso da Rede de Transporte (URT) e de Uso da Rede de Distribuição (URD).

Relativamente ao peso de cada uma destas tarifas no total das tarifas de acesso verifica-se que os proveitos da tarifa de uso global do sistema pesam cerca de 60% do total dos proveitos dos acessos, tendo um peso superior nos níveis de tensão mais elevados, conforme se verifica na Figura seguinte.

Estrutura dos proveitos das tarifas de acesso às redes em 2016

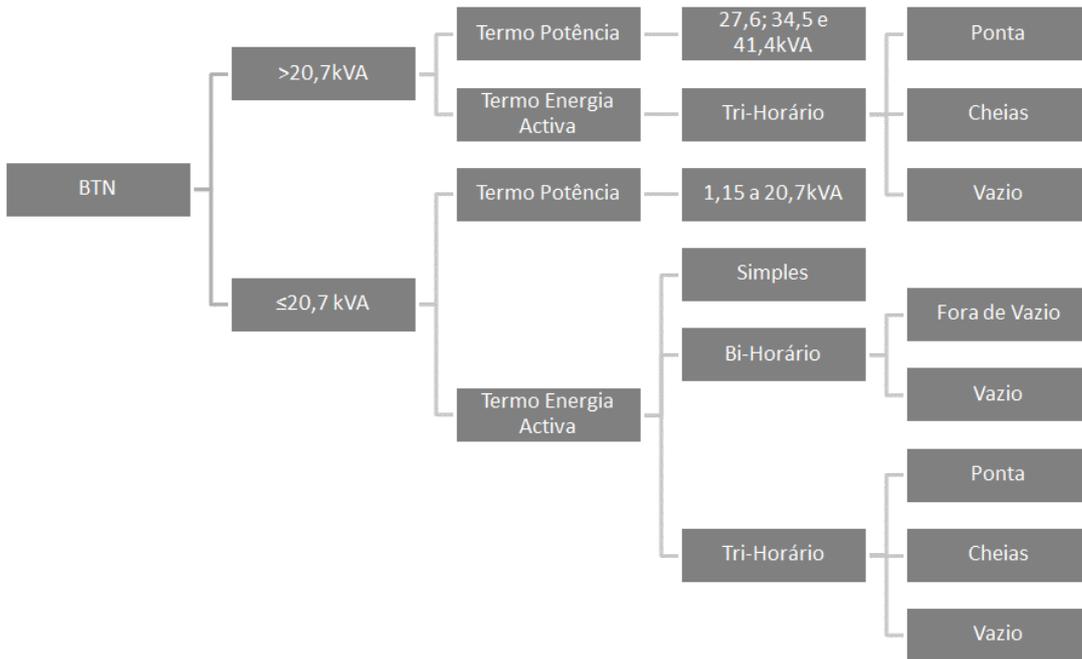


Fonte: Documento ERSE “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2016”

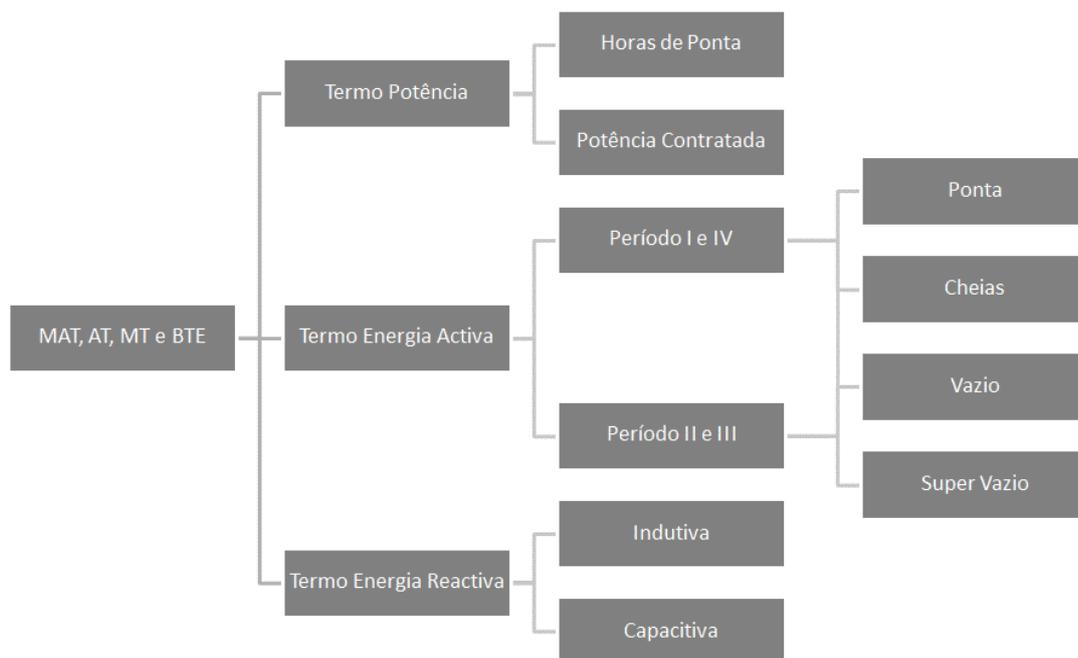
De forma a garantir a transmissão dos sinais económicos adequados a uma utilização eficiente do sistema elétrico, as variáveis de faturação das tarifas devem ser as mais adequadas para traduzir os custos efetivamente causados.

As tarifas de acesso de BTN são compostas por um termo de potência contratada, ou seja, um valor em euros por mês, dependendo do nível de potência contratada do cliente, e um termo de energia ativa, em euros por kWh. Este termo é diferenciado em três períodos horários (horas de ponta, cheias e vazio) para os clientes com potências contratadas acima de 20,7 kVA. Para os clientes com potências contratadas abaixo ou igual a 20,7 kVA, o termo de energia pode ser simples (preço igual em todas as horas), bi-horário (preço distinto em horas fora de vazio e vazio) e tri-horário (preços diferentes em horas de ponta, cheias e vazio). Esta informação é apresentada na Figura seguinte.

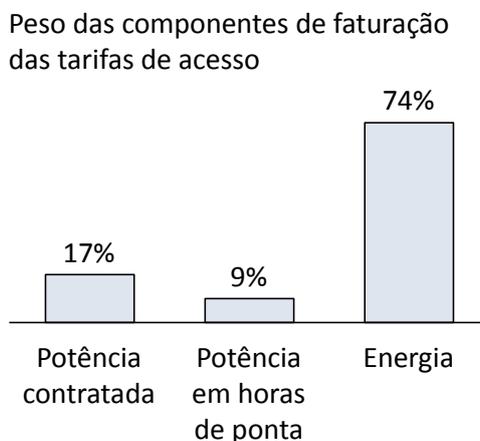
Plano de Implementação dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes



As tarifas de acesso em MAT, AT, MT e BTE são compostas pelos termos de potência, energia ativa e energia reativa. O termo de potência inclui a componente de potência em horas de ponta e a componente de potência contratada (ambas apresentando preços em euros por kW por mês). O termo de energia ativa, com preços em euros por kWh, apresenta valores diferenciados consoante o período sazonal (Período I e IV que corresponde ao 1º e 4º trimestres e o período II e III, que corresponde ao 2º e 3º trimestres) e o período horário (horas de ponta, cheias, vazio e vazio normal). No que se refere ao termo de energia reativa, com preços em euros por kvarh, divide-se em energia indutiva e capacitiva. Esta informação é apresentada na Figura seguinte.



É de referir que relativamente aos proveitos das tarifas de acesso de 2016, a componente de energia é responsável pela recuperação de 74% do total, enquanto que a potência em horas de ponta e a potência contratada recuperam 9% e 17%, respetivamente, conforme se apresenta na Figura seguinte.



Fonte: Análise EDP considerando as tarifas e consumos estimados para 2016, publicados pela ERSE

2.2 Aspetos a aperfeiçoar na atual estrutura tarifária de acesso às redes

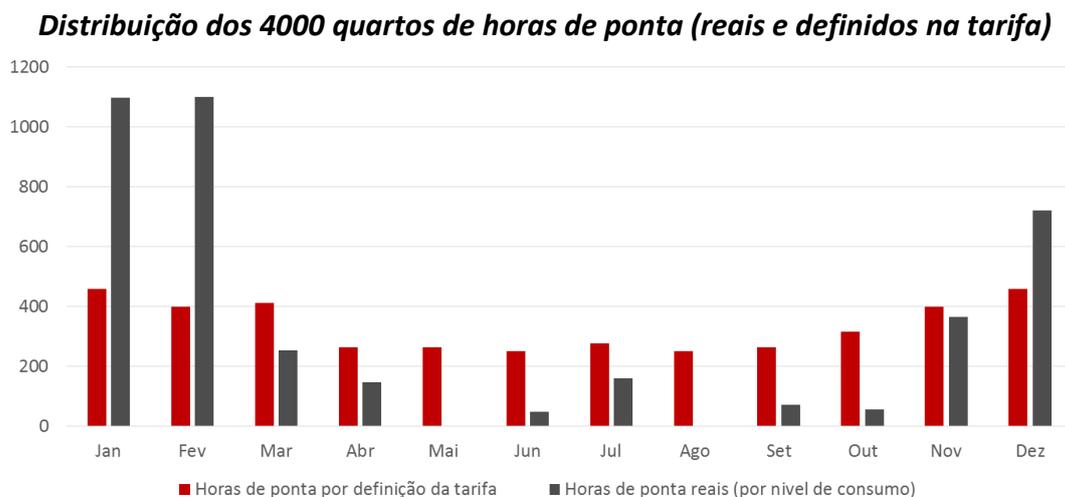
Existem alguns elementos da atual estrutura tarifária que podem vir a ser aperfeiçoados na sequência da realização de estudos aprofundados, designadamente:

- Atualização dos períodos horários definidos nas tarifas;
- Melhorar a aderência da estrutura de preços aos custos.

Nos pontos seguintes são analisados alguns aspetos da atual estrutura tarifária que se considera poderem vir a ser objeto de aperfeiçoamento.

2.2.1 Períodos horários definidos nas tarifas em comparação com os períodos de consumo reais

A análise dos consumos reais permite concluir que os períodos atualmente definidos nas tarifas, nomeadamente os períodos de horas de ponta, não apresentam uma boa aderência aos reais níveis de consumo e por conseguinte aos níveis de utilização da rede de distribuição, como se observa na Figura seguinte.



Fonte: EDP Distribuição, Dados 2014

A reação dos consumidores aos sinais preço tem impacto real na atividade económica pelo que se torna extremamente importante que esses sinais tenham um racional sólido de modo a que o esforço de adaptação por parte dos consumidores se traduza em benefícios para a rede.

Assim, seria importante uma maior adequação entre períodos sazonais e horários das tarifas e o perfil de consumo real, eventualmente considerando mais períodos horários ou sazonais. Um exemplo é o caso de Espanha, que apresenta para a tarifa 6, três períodos sazonais (Alta, Média e Baixa) e seis períodos horários.

2.2.2 Pesos das componentes de faturação das tarifas de acesso

Sendo os custos dos acessos essencialmente fixos, verifica-se uma inconsistência entre a estrutura de custos e a estrutura de proveitos, em que 83% das receitas das tarifas de acesso dizem respeito à faturação de componentes variáveis (energia e potência em horas de ponta), conforme apresentado no ponto 2.1.

O peso excessivo da componente variável das tarifas de acesso incentiva artificialmente a geração distribuída, conduzindo a uma diminuição do consumo que paga os custos dos acessos. Esta situação tenderá a provocar défices tarifários que serão suportados pelos consumidores que não investem em geração distribuída, nomeadamente os mais desfavorecidos. Para além disso, tornará o sistema, a prazo, economicamente insustentável.

Torna-se assim premente o aumento da alocação de custos à componente fixa da tarifa de acesso (potência contratada), no sentido de alinhar o sinal de preço ao consumidor final com os custos do sistema. Esta

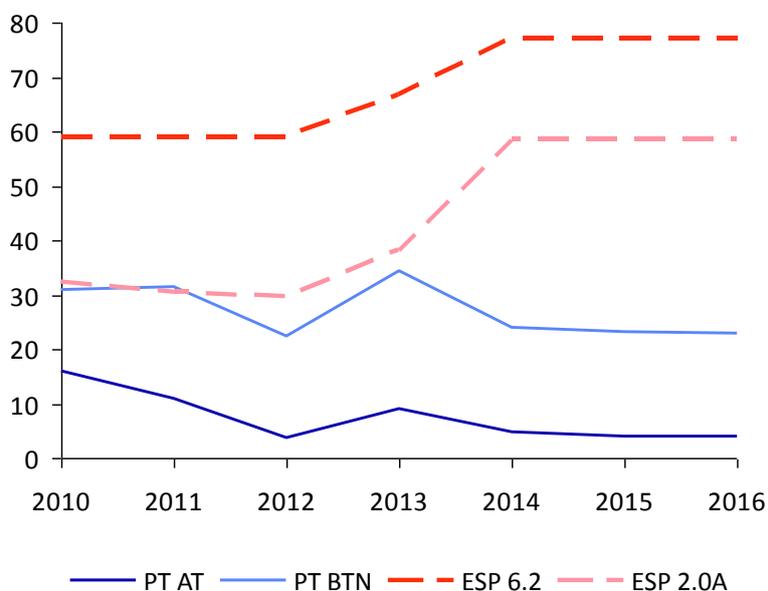
estrutura tarifária permitirá uma maior eletrificação do consumo, promovendo a eficiência energética e a descarbonização da economia. Salienta-se, no entanto, que eventuais efeitos distributivos negativos decorrentes destas alterações devem ser mitigados.

No que diz respeito à estrutura da tarifa de Uso da Rede de Distribuição, a metodologia dos custos incrementais adotada pela ERSE para a sua definição, associa a variável de faturação potência em horas de ponta à recuperação dos custos dos troços mais centrais da rede. Por outro lado, a potência contratada visa transmitir os custos associados aos troços de rede mais próximos dos pontos de entrega, correspondendo a elementos de rede maioritariamente periféricos e de uso pouco partilhado. Tendo em vista atenuar a inconsistência entre a estrutura de custos e a estrutura de proveitos que atualmente se verifica será necessário aperfeiçoar a atual metodologia de cálculo dos custos incrementais.

Quanto à tarifa de Uso Global do sistema, que tem um peso de 59% no total dos proveitos das tarifas de acesso, como apresentado anteriormente, constata-se que a generalidade das suas rúbricas de custos, onde se incluem os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), não depende do nível de consumo, sendo recuperados pela tarifa no termo de energia (componente variável). Esta situação deveria ser revista a fim de adequar a estrutura dos proveitos, aos custos.

Esta tendência de incrementar o peso da componente fixa dos proveitos tem sido seguida em Espanha, em que se verifica uma evolução crescente do termo de potência contratada nas tarifas de acesso nos últimos anos. De acordo com a legislação espanhola de 2013 que reviu as tarifas de acesso, foram alteradas as ponderações dos termos de potência e energia de forma a dar um maior peso ao termo de potência, tendo em conta a estrutura de custos do setor elétrico. No gráfico seguinte apresenta-se essa tendência, comparando com a evolução verificada em Portugal, para clientes de AT e BT.

Comparação entre a evolução do peso do termo de potência da tarifa de acesso em Portugal e em Espanha (%)



Fonte: Análise EDP considerando as tarifas de acesso em PT e ESP

2.2.3 Potência em horas de ponta

As tarifas de acesso em MAT, AT, MT e BTE, são compostas pelos termos de potência, energia ativa e energia reativa. O termo de potência inclui a componente de potência em horas de ponta e a componente de potência contratada (ambas apresentando preços em euros por kW por mês). O valor da potência em horas de ponta é calculado pela relação entre o consumo em horas de ponta e o número de horas de ponta. Na prática, esta componente de potência não é diferente da componente de energia. Assim, de modo a simplificar a estrutura das tarifas, poderia justificar-se a transferência do preço de potência em horas de ponta para a componente de preço de energia ativa em horas de ponta.

2.2.4 Potência contratada

O preço da componente de potência contratada das tarifas de acesso é independente do período horário ou sazonal do consumo. A diferenciação deste preço por período horário e/ou sazonal permitiria transmitir sinais mais incentivadores de uma utilização racional das redes e proporcionaria aos consumidores uma melhor gestão dos seus consumos, tal como acontece em Espanha, em que para a tarifa 6, a potência contratada apresenta 6 períodos com preços distintos, sendo que para cada um desses períodos o consumidor poderá ter um valor de potência diferenciado.

2.2.5 Modulação tarifária nas rúbricas de custo da componente de energia da tarifa UGS

Algumas rúbricas de custo da componente de energia da tarifa UGS repartem-se por período horário de forma modulada (com diferenciação por período horário). No entanto, subsistem rúbricas de custo que não apresentam modulação – os preços são iguais em todos os períodos horários (ex: custos de gestão do sistema da REN, custos de sustentabilidade e ajustamentos da tarifa UGS da REN e da EDP Distribuição), o que provoca volatilidade na relação dos preços de energia da tarifa de acesso. A aplicação dos fatores de modulação a todas as rúbricas da UGS permitiria anular esta volatilidade e permitiria a manutenção anual dos fatores de modulação definidos.

3 Plano de Implementação dos projetos piloto

A realização de projetos piloto, previamente à introdução de novas opções tarifárias, apresenta diversas vantagens, designadamente sobre os seguintes aspetos:

- Verificar a adesão e resposta dos consumidores;
- Avaliar custos e benefícios da introdução de novas opções tarifárias;
- Identificar impactos e dificuldades de implementação, designadamente ao nível dos sistemas de informação.

Embora o Regulamento Tarifário preveja unicamente a realização de projetos piloto de tarifas dinâmicas, os estudos efetuados no processo de preparação permitiram concluir que se justifica testar uma nova tarifa estática no acesso às redes em MT, AT e MAT com maior número de períodos horários e maior sazonalidade. Assim, o Plano de Implementação considera a realização de dois projetos piloto para testar as seguintes opções tarifárias:

- Projeto Piloto 1 - Tarifa dinâmica do tipo *Critical Peak Pricing*;
- Projeto Piloto 2 - Nova opção tarifária estática de acesso às redes em MT, AT e MAT.

A definição dos períodos horários e dos preços a aplicar nas opções tarifárias a testar nos projetos piloto são fixados pela ERSE. Por esta razão, o presente documento não aborda estes assuntos que serão objeto de Documentos da ERSE a submeter a Consulta Pública, juntamente com o presente Plano de Implementação.

No final dos projetos piloto, a informação recolhida deverá permitir atualizar a análise custo-benefício preliminar apresentada no presente Plano de Implementação de modo a que a ERSE possa concluir sobre o interesse em incluir as novas opções tarifárias na regulamentação do setor elétrico.

3.1 Projeto piloto 1 – Tarifa Dinâmica do tipo *Critical Peak Pricing*

As regras para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes em MAT, AT e MT, aprovadas pela ERSE em dezembro de 2014, estabelecem que o Plano de Implementação dos projetos piloto, a apresentar à ERSE, deve conter informação fundamentada sobre um conjunto de matérias que são analisadas nos pontos seguintes.

3.1.1 Tipologia de tarifa dinâmica

Existem vários tipos de tarifas dinâmicas. Exemplos de tarifas dinâmicas são o *Critical Peak Pricing* (CPP), *Real Time Pricing* (RTP), *Peak Time Rebates* (PTR) ou *Critical Peak rebates* (CPR).

As vantagens e desvantagens de cada tipo de tarifa dinâmica são analisadas no Documento Justificativo da proposta de revisão do Regulamento Tarifário submetida a Consulta Pública em 2014.

A *Critical Peak Pricing* corresponde à aplicação de um preço durante os períodos identificados como críticos para a operação da rede de distribuição. O preço aplicado nestes períodos deverá ser significativo, em linha com os custos de redes.

Relativamente a outras tipologias, este tipo de tarifa dinâmica apresenta diversas vantagens, designadamente:

- É de fácil compreensão para os consumidores que já têm tarifas de acesso às redes em que uma das variáveis de faturação (Potência em horas de ponta) se destina a sinalizar os elevados custos das redes nas horas de maior consumo;
- Constitui um sinal preço forte, que incentiva a deslocação do consumo durante os períodos considerados críticos;
- Apresenta maior facilidade de implementação em termos de projeto piloto, permitindo medir de forma rigorosa (baseada em valores reais de consumo) a resposta dos consumidores à nova opção tarifária.

As tarifas dinâmicas do tipo *Peak Rebates* apresentam o inconveniente de obrigarem à determinação de consumos de referência relativamente aos quais se calcularia o desconto a conceder pela redução do consumo nesses períodos. Trata-se de um exercício que encerra alguns riscos e dificuldades. Acresce que, de acordo com diversos estudos, as tarifas do tipo *Critical Peak Pricing* são as que asseguram maiores reduções do consumo nos períodos considerados críticos.

Pelas razões anteriormente apresentadas, considera-se que a tarifa dinâmica a testar no projeto piloto deve ser do tipo *Critical Peak Pricing*.

3.1.2 Duração do projeto piloto

As opções tarifárias a testar nos projetos piloto apresentam uma forte sazonalidade, o que aconselha a que a sua duração seja de 1 ano (12 meses consecutivos). Com efeito, as novas opções tarifárias conduzirão a que a faturação do acesso às redes assuma valores mais significativos nos meses de maior consumo, com maior incidência de períodos horários a que correspondem preços mais elevados. Será também nestes meses que a probabilidade de virem a ser estabelecidos dias críticos é maior.

Pelas razões indicadas e de modo a avaliar os impactos da aplicação das novas opções tarifárias e fazer comparações com a aplicação das opções tarifárias atuais será necessário assegurar que a duração dos projetos piloto seja de 1 ano.

Considera-se que seria desejável que o projeto piloto decorresse durante o ano de 2017, com início no dia 1 de janeiro. Para que esta data seja viável será necessário que a definição dos projetos piloto seja aprovada pela ERSE com uma antecedência mínima de 3 meses de modo a permitir o desenvolvimento, neste período, das seguintes atividades:

- Ações de informação a desenvolver em articulação com os comercializadores junto dos potenciais interessados em participar no projeto piloto;
- Desenvolvimento do Portal na internet com as funcionalidades descritas no capítulo 4 do presente documento;
- Identificação dos participantes no projeto piloto e celebração do Acordo de participação nos termos previstos no capítulo 5 do presente documento;
- Preparação de todos os intervenientes (clientes, comercializadores, ORT e ORD) para participação no projeto piloto.

3.1.3 Número e duração de períodos críticos no ano

Os períodos críticos devem ser ativados pelo ORD nas situações em que sejam antecipáveis maiores dificuldades na exploração da rede. As experiências internacionais de aplicação de tarifas do tipo *Critical Peak*

Pricing e a análise dos diagramas de carga classificados de anos anteriores levam-nos a considerar 100h como um valor adequado para a duração anual dos períodos críticos.

A duração de cada período crítico deve atender aos seguintes aspetos:

- Permitir ao ORD antecipar com elevada probabilidade as horas de maior dificuldade na operação da rede;
- Permitir aos consumidores que tomem as medidas adequadas para adaptar os seus processos produtivos de modo a reduzir o consumo nos períodos críticos.

Uma duração de 4 horas para cada período crítico parece corresponder a um valor adequado que atende aos interesses e necessidades do ORD e dos consumidores.

Considera-se que durante o ano em que decorre o projeto piloto devem ser ativadas as 100h correspondentes aos períodos críticos. Este valor deve ser considerado um valor fixo e não um valor indicativo/máximo. Considera-se que esta abordagem tem as seguintes vantagens:

- Permite aferir de forma mais rigorosa os pressupostos assumidos na análise benefício-custo apresentada com o presente Plano de Implementação;
- Assegura aos participantes no projeto piloto e respetivos comercializadores maior rigor e coerência na aplicação da nova opção tarifária, incluindo na comparação entre a faturação do acesso às redes que resultaria da aplicação da nova opção tarifária e da aplicação da opção tarifária contratada com o seu comercializador.

Às razões anteriormente apontadas, válidas para o projeto piloto, acresce que caso as tarifas dinâmicas venham a ser aprovadas pela ERSE para serem aplicadas numa base opcional, o racional de fixação dos preços da nova opção tarifária implicará a sua aplicação nos períodos definidos. Caso contrário poderiam vir a ocorrer desvios tarifários cujos valores seriam repartidos por todos os clientes desse nível de tensão, independentemente de terem aderido ou não à nova opção tarifária. Assim, de modo a evitar subsidiações cruzadas entre clientes torna-se necessário aplicar à totalidade das horas correspondentes aos períodos críticos os respetivos preços.

Pelas razões apresentadas, propõe-se que a duração total anual dos períodos críticos durante a realização do projeto piloto (12 meses consecutivos) seja de 100h, correspondendo a 25 períodos com duração de 4h.

3.1.4 Ativação da tarifa dinâmica a nível regional

A análise dos diagramas de carga e os trânsitos verificados nas redes das diferentes regiões permitem concluir que se justifica a aplicação regional da tarifa dinâmica. Conforme resulta da análise do Relatório do INESC TEC apresentado em anexo, os diagramas de consumo e de produção distribuída variam significativamente de região para região. De igual modo, os períodos de maior consumo ocorrem em períodos distintos de região para região.

As análises efetuadas permitem concluir que se justifica proceder a uma definição regional dos períodos críticos da tarifa dinâmica.

O número total e a duração dos períodos críticos devem ser definidos a nível nacional, podendo ser ativados em dias e horas distintas de região para região.

Sem prejuízo de poderem vir a ser desenvolvidos estudos mais detalhados no futuro tendo em vista a definição mais coerente das regiões para efeito de aplicação das tarifas dinâmicas, propõe-se que durante o projeto piloto sejam consideradas as áreas geográficas correspondentes às Direções de Rede e Clientes (DRC) da EDP Distribuição, conforme mapa a seguir apresentado.



3.1.5 Antecedência de notificação

A antecedência de notificação de um evento crítico deve ser efetuada de forma a assegurar a identificação dos períodos críticos com o máximo rigor possível. Caso não seja possível identificar os períodos críticos com rigor, os benefícios da aplicação da tarifa dinâmica não serão alcançadas.

Na definição da antecedência de notificação será necessário ponderar os interesses do ORD e dos comercializadores. Enquanto o ORD tem interesse em que a antecedência de notificação seja efetuada tão próxima do tempo real quanto possível, os comercializadores necessitam de algum tempo para tomarem as medidas necessárias para anteciparem a resposta da procura ao sinal preço transmitido através da tarifa dinâmica.

As reuniões realizadas com a REN e os comercializadores permitiram concluir que o ponto de equilíbrio entre os vários interesses em presença aponta para que a notificação seja efetuada na manhã do dia D-2. Assim e a título de exemplo, caso o ORD decida declarar um período crítico numa quinta-feira deverá proceder à notificação da ocorrência deste evento na manhã de terça-feira.

No caso de ativação da tarifa dinâmica a nível regional poderá justificar-se uma antecedência de notificação inferior à indicada no parágrafo anterior, sob pena de tornar pouco fiável o processo de previsão da ocorrência dos períodos críticos. Nestes casos, há ainda que considerar as dificuldades de previsão dos trânsitos de energia associados a elevada penetração de produção distribuída de origem renovável.

3.1.6 Tipo de notificação

A EDP Distribuição anunciará no Portal descrito no Capítulo 4 do presente documento a declaração de um período crítico tendo em conta a antecedência referida no ponto anterior. Adicionalmente, notificará igualmente as entidades envolvidas (comercializadores, REN e participantes no projeto piloto) dessa declaração por email e SMS para os contactos previamente indicados que constarão do Acordo referido no Capítulo 5 do presente documento.

3.1.7 Níveis de preços

Conforme anteriormente referido, os preços e os períodos horários a considerar neste projeto piloto serão definidos pela ERSE.

3.1.8 Natureza de obrigação

A participação dos clientes nos projetos piloto é voluntária. No processo de identificação dos clientes que participarão no projeto piloto poderão ser estabelecidos critérios de seleção, designadamente os referidos no ponto 3.1.11.

As condições de participação no projeto piloto serão objeto de um Acordo que envolverá a EDP Distribuição, o participante no projeto piloto e o respetivo Comercializador. No caso de clientes cuja instalação se encontra ligada à rede de transporte, o Acordo envolverá também a REN.

O conteúdo deste Acordo é descrito no Capítulo 5 do presente documento.

3.1.9 Critério de desencadeamento

O desencadeamento de um período/evento crítico é efetuado pelo ORD.

Antes de ser despoletado um evento crítico, o ORD tem em conta toda a informação relevante, designadamente informação sobre previsões meteorológicas, de consumo e de produção, quer a nível nacional, quer a nível regional.

O desencadeamento de um período/evento crítico será precedido de trocas de informação entre o ORD e o ORT, de modo a assegurar uma adequada articulação entre os dois operadores de redes.

3.1.10 Participação dos comercializadores

Os comercializadores terão um papel central durante a preparação e execução do projeto piloto, designadamente no desenvolvimento das seguintes atividades:

- Divulgação de informação aos seus clientes sobre o projeto piloto;

- Identificação de clientes interessados em participar no projeto piloto;
- Acompanhamento da participação dos seus clientes no projeto piloto.

A participação dos comercializadores no projeto piloto será enquadrada pelo Acordo descrito no Capítulo 5 do presente documento.

3.1.11 Clientes elegíveis

Está previsto que sejam selecionados cerca de 100 clientes em MAT, AT e MT para participarem no projeto piloto.

Para os clientes que manifestem interesse em participar nos projetos piloto poderão ser estabelecidos critérios de seleção, designadamente os seguintes:

- Número de clientes por nível de tensão;
- Localização geográfica das instalações;
- Consumo anual;
- Setor de atividade;
- Diagrama de carga.

Esta seleção será realizada de modo a assegurar a participação de 1 a 5 clientes em MAT, de 20 a 30 clientes em AT e de 70 a 90 clientes em MT.

3.1.12 Articulação com o Operador da Rede de Transporte e com os comercializadores

A tarifa dinâmica destina-se a promover a resposta da procura. Espera-se que o sinal preço aplicável nos períodos críticos tenha um impacto significativo no consumo dos clientes que participam neste projeto piloto.

A dimensão dos clientes envolvidos torna indispensável uma adequada articulação entre o ORD e o ORT e os comercializadores que fornecem as instalações dos clientes que participam no projeto piloto.

O ORT, enquanto responsável pela gestão global do sistema e pelo mercado de serviços de sistema, deve dispor de toda a informação relevante sobre a ativação da tarifa dinâmica com a antecedência máxima possível. Adicionalmente e tendo em vista assegurar que toda a informação relevante é considerada no processo de decisão para declarar um período/evento crítico, o ORD e o ORT devem assegurar as necessárias trocas de informação e os mecanismos de articulação a utilizar antes e durante a ocorrência dos períodos críticos.

Os comercializadores que fornecem as instalações dos clientes devem dispor de informação com a antecedência necessária para poderem adequar a programação das quantidades de energia a adquirir durante os períodos críticos.

Está previsto que os mecanismos de articulação e trocas de informação sejam estabelecidos de forma a assegurar níveis de informação adequados para todas as entidades anteriormente mencionadas.

3.2 Projeto piloto 2 – Nova tarifa estática de acesso às redes

Conforme referido no Capítulo 2, existem vários pontos da atual estrutura tarifária que podem vir a ser objeto de aperfeiçoamento.

A alteração da localização e duração dos períodos horários em vigor e a criação de períodos horários adicionais poderá incentivar a resposta da procura a sinais de preço que reflitam adequadamente os custos do acesso às redes. Nesse sentido, importa testar novas estruturas tarifárias que assegurem uma boa aderência dos preços aos custos causados por cada consumidor.

Nesse sentido é igualmente proposta a realização de um segundo projeto piloto para testar uma tarifa *Time of Use*, estática, considerando 6 períodos horários. O alargamento do número de períodos, considerando a sazonalidade e o tipo de dia da semana, encontra justificação na análise dos custos incrementais horários das redes.

A definição destes novos períodos horários e respetivos níveis de preços serão alvo de documento específico a emitir pela ERSE. Pretende-se que esses períodos, a sua duração e localização sejam mais aderentes aos níveis de utilização das redes de modo a que as tarifas e preços possam acompanhar e refletir de uma forma mais eficiente os custos das redes.

Tomando por referência o Projeto piloto 1, importa ter presente que não são aplicáveis ao Projeto piloto 2 os seguintes aspetos:

- Número e duração de períodos críticos no ano (ponto 3.1.3 do presente documento);
- Ativação da tarifa dinâmica a nível regional (ponto 3.1.4 do presente documento);
- Antecedência de notificação (ponto 3.1.5 do presente documento);
- Tipo de notificação (ponto 3.1.6 do presente documento);
- Critério de desencadeamento (ponto 3.1.9 do presente documento);
- Articulação com o ORT e comercializadores na ativação dos períodos críticos (ponto 3.1.12 do presente documento).

Ao contrário, importa referir que se aplicam de igual modo ao Projeto piloto 2 os seguintes aspetos já analisados para o Projeto piloto 1:

- Duração do projeto piloto (ponto 3.1.2 do presente documento);
- Níveis de preços (ponto 3.1.7 do presente documento);
- Natureza de obrigação (ponto 3.1.8 do presente documento).
- Participação dos comercializadores (ponto 3.1.10 do presente documento);
- Clientes elegíveis (ponto 3.1.11 do presente documento).

4 Informação e comunicação aos participantes nos projetos piloto

Com a realização dos projetos piloto pretende-se recolher informação que permita avaliar de forma objetiva e rigorosa o interesse na introdução de novas opções tarifárias no acesso às redes.

Embora os projetos piloto incidam sobre um segmento de clientes com elevado nível de informação, a divulgação das opções tarifárias a testar e o *feedback* aos clientes relativamente à sua resposta aos sinais preço das novas opções tarifárias assumem uma importância fundamental para avaliar a eficácia das novas opções tarifárias. Tratando-se de opções tarifárias com características inovadoras, em particular a tarifa dinâmica *Critical Peak Pricing*, será necessário assegurar meios eficazes de informação e comunicação aos participantes nos projetos piloto.

Tendo em vista alcançar estes objetivos está previsto o desenvolvimento das seguintes atividades:

- Elaboração de folheto explicativo sobre os projetos piloto;
- Realização de 3 ações de formação (Norte, Centro e Sul) com os clientes interessados e respetivos comercializadores;
- Desenvolvimento de Portal na internet.

A atividade que implica custos de desenvolvimento mais significativos corresponde ao desenvolvimento do Portal na internet. O Portal será constituído por uma área de acesso público e outra de acesso reservado. A área de acesso público servirá para disponibilizar informação genérica sobre as novas opções tarifárias e a realização dos projetos-piloto, assim como todos os documentos públicos relevantes sobre temas relacionados com as tarifas dinâmicas.

A área reservada será acessível através de *username* e *password*, e servirá para disponibilizar o Acordo de participação no projeto-piloto, a descrição do esquema tarifário que corresponde ao projeto-piloto e a descrição dos mecanismos de comunicação a estabelecer para efeitos de ativação da tarifa dinâmica. Além disso, a área de acesso reservado deverá conter também informação relativa a consumos, faturação e permitir a realização de simulações. O objetivo é disponibilizar ao cliente informação completa sobre o seu consumo no passado e durante a realização dos projetos piloto de modo a potenciar uma participação ativa e informada dos clientes.

A área de acesso reservado só poderá ser acedida pelo cliente, respetivo Comercializador, EDP Distribuição e, no caso de clientes MAT, pela REN. Entre outras informações, nesta área serão colocados diagramas de carga da instalação do cliente dos últimos 2 anos e, diariamente, o diagrama de cargas do dia anterior. Nesta área do Portal será igualmente possível acompanhar os valores da faturação do acesso às redes correspondentes à aplicação da opção tarifária contratada e à opção tarifária que está a ser testada no projeto piloto.

5 Condições de participação nos projetos piloto

Está prevista a celebração de um Acordo para enquadrar os direitos e obrigações das partes durante a realização dos projetos piloto (duração prevista de 1 ano).

Seguidamente referem-se alguns dos aspetos a considerar no Acordo:

- Faturação durante o projeto piloto;
- Acerto de faturação devido à participação no projeto piloto;
- Periodicidade dos acertos de faturação;
- Regras a seguir em caso de ocorrer mudança de comercializador durante o projeto piloto;
- Obrigação da EDP Distribuição disponibilizar um Portal na internet para acompanhamento dos projetos piloto;
- Direitos do cliente e respetivo Comercializador de acederem à área privada do Portal correspondente a cada cliente;
- Regras de acesso à área privada (*username, password, etc.*);
- Disponibilização de dados da instalação do cliente na área reservada do Portal;
- Acesso ao Portal pela EDP Distribuição, Comercializador, Cliente e pela REN, nos casos de instalações ligadas à RNT.

Um aspeto relevante da participação dos clientes nos projetos piloto diz respeito à faturação do acesso às redes. Tendo por pressuposto, acordado com os comercializadores, que os clientes continuam a ser faturados pelos seus comercializadores de acordo com o esquema tarifário contratado, torna-se necessário encontrar um mecanismo de compensação dos clientes que assegure em simultâneo os seguintes objetivos:

- Os clientes devem responder aos sinais económicos das opções tarifárias que estão a ser testadas;
- Os clientes não devem ser prejudicados pela sua participação nos projetos piloto.

De modo a assegurar estes objetivos, propõe-se que seja seguida a seguinte metodologia:

- O valor da faturação do acesso às redes resultante da aplicação das novas opções tarifárias será disponibilizado a cada cliente, com periodicidade mensal, na área reservada do Portal;
- Semestralmente, será calculada uma compensação a pagar ao Cliente que corresponderá à diferença entre a faturação do acesso às redes calculada de acordo com a opção tarifária do projeto piloto e a faturação do acesso às redes de acordo com a opção tarifária contratada com o seu Comercializador.

Admitindo que os projetos piloto têm a duração de um ano e se iniciam a 1 de janeiro de 2017, em julho de 2017 e em janeiro de 2018 será obtida a diferença entre a soma das faturas mensais efetivamente realizadas nos seis meses anteriores e a soma das faturas mensais que seriam enviadas ao consumidor participante de acordo com as novas opções tarifárias igualmente nos seis meses anteriores. Sendo esta diferença positiva, o valor obtido será atribuído ao cliente. Caso esta diferença assumia valores negativos, o cliente não está sujeito ao pagamento de qualquer montante.

De modo a limitar os montantes das compensações poderá ser imposto um limite máximo ao valor da compensação a apurar semestralmente para cada cliente. Nesse sentido e de modo a ter em conta a dimensão da instalação do cliente, propõe-se que, caso este limite venha a ser fixado pela ERSE, corresponda a uma percentagem do valor da faturação do acesso às redes no ano anterior ao da realização do projeto piloto.

Tratando-se de um mecanismo que incide exclusivamente sobre a faturação do acesso às redes, propõe-se que os montantes das compensações sejam considerados no cálculo dos proveitos permitidos da EDP Distribuição como um desvio tarifário (vendas negativas), a considerar no ajustamento dos proveitos do ano $t+2$.

Pelas razões anteriormente apresentadas, os clientes que decidam participar nos projetos piloto não assumem qualquer risco relativamente ao acesso às redes (as compensações serão sempre positivas relativamente à faturação do acesso às redes de acordo com a opção tarifária contratada com o seu Comercializador).

6 Monitorização e acompanhamento dos projetos piloto

Os projetos piloto serão objeto de acompanhamento pela EDP distribuição, pela REN e pelos comercializadores.

Um dos aspetos que importará analisar durante o projeto piloto da tarifa dinâmica diz respeito ao sistema de previsão de eventos críticos, de modo a caracterizar os erros típicos a 1, 2 e 3 dias de antecedência. Esta análise, a realizar pelo ORD, poderá permitir a recolha de informação muito útil para a correta definição da antecedência de notificação dos eventos críticos.

Os clientes que participam nos projetos piloto vão também dispor de toda a informação para acompanhar a sua resposta aos novos esquemas tarifários. Para esse efeito, assumirá particular importância a informação disponibilizada na área reservada do Portal, na qual será disponibilizada informação sobre consumos e os cálculos relativos à faturação do acesso às redes.

No âmbito do contrato de consultoria estabelecido entre a EDP Distribuição e o INESC TEC está prevista a elaboração de relatórios semestrais de acompanhamento dos projetos piloto. Admitindo que os projetos piloto se iniciam em 1 de janeiro de 2017, está prevista a elaboração de Relatórios de Acompanhamento no final dos meses de abril e de setembro.

Está igualmente prevista a realização de inquéritos para recolher informação sobre a experiência dos participantes nos projetos piloto, designadamente sobre medidas adotadas para responder aos sinais económicos das novas opções tarifárias e comentários e sugestões para melhorar as tarifas de acesso às redes.

Após a finalização dos projetos piloto, o INESC TEC produzirá um Relatório Final contendo a informação recolhida e os resultados obtidos com a realização dos projetos piloto, podendo incluir eventuais propostas de aperfeiçoamento do desenho das opções tarifárias em que os projetos piloto se basearam.

7 Análise benefício-custo preliminar

A análise benefício-custo da introdução de tarifas dinâmicas é apresentada com detalhe no Capítulo 5 do Relatório do INESC TEC.

De acordo com o estabelecido nas regras complementares ao Regulamento Tarifário, o Plano de Implementação a apresentar à ERSE deve conter, entre outros elementos, uma estimativa preliminar da análise benefício-custo da introdução no sistema tarifário de uma nova tarifa dinâmica. Os pressupostos e resultados preliminares apresentados no Plano de Implementação serão verificados e atualizados durante a realização dos projetos piloto. Após a realização dos projetos piloto será elaborado um Relatório Final para apresentar à ERSE que incluirá uma atualização da análise benefício-custo preliminar agora apresentada.

7.1 Análise das horas de maior consumo

O consumo foi analisado a nível global e por Direção de Rede e Clientes (DRC) da EDP Distribuição, que correspondem às áreas geográficas indicadas no mapa apresentado no Capítulo 3 do presente documento.

A nível global, para os anos 2011 a 2014, foi analisada a distribuição mensal das 100 h de maior consumo, verificando-se que existe uma predominância para que estas ocorram nos meses de janeiro, fevereiro e dezembro, entre a hora 18 e 21. Para 2014, foi também analisada a distribuição mensal horária das 20, 50 e 100h de maior consumo por DRC tendo em conta o consumo de cada nível de tensão, tendo-se verificado que é difícil estabelecer padrões claros no que diz respeito à distribuição dos períodos críticos, quer no mês, quer nas horas.

A análise anteriormente referida foi aprofundada tendo em conta os trânsitos de potência em cada nível de tensão determinados pelos consumos do próprio nível de tensão, pelos consumos nos níveis de tensão a jusante e pela produção distribuída. Neste referencial, a análise da rede tendo em vista a avaliação de potenciais benefícios das tarifas dinâmicas foi efetuada pelo INESC TEC considerando os 3 cenários seguintes:

1. Considerado exclusivamente o consumo, sem incluir a contribuição da produção distribuída;
2. Consumo e a produção distribuída no mesmo nó de rede;
3. Produção distribuída no nó de entrada do nível de tensão e o consumo no nó de saída.

O cenário 3 corresponde a uma situação intermédia que se poderá revelar mais realista uma vez que a PRE se localiza no barramento de entrada de cada nível de tensão e o consumo se liga ao barramento de saída. Assim, o trânsito de potência num nível de tensão corresponde ao consumo desse nível acrescido do consumo líquido nos níveis de tensão a jusante. Por exemplo, o trânsito de potência na rede de AT corresponde à soma dos consumos em AT, MT e BT subtraído da produção distribuída ligada em MT e BT ou, de outro modo, ao consumo em AT acrescido dos consumos líquidos em MT e BT.

Em relação aos resultados obtidos, verifica-se que a preponderância do consumo no nível de BT no consumo total em todas as DRC torna os trânsitos de potência nos restantes níveis de tensão fortemente dependentes do registado em BT. Analisando os resultados obtidos, verifica-se que podem ser identificados alguns padrões transversais a todos os cenários estudados, nomeadamente para as DRC que não apresentam níveis de produção distribuída muito significativos, e.g., Lisboa, Porto e Tejo. Assim, excetuando diferenças pontuais,

verifica-se que os meses críticos para Lisboa são janeiro, fevereiro, março e novembro, para o Porto são os meses de janeiro e fevereiro, e para a DRC Tejo o mês crítico é o mês de julho. Quanto à dispersão horária das horas críticas, verifica-se que para as DRC de Lisboa e Porto há uma incidência sobre as horas 19 e 20 do dia. Em relação à DRC Tejo, verifica-se que o número de horas críticas se apresenta equilibrado ao longo do intervalo entre as horas 9 e 24.

As principais diferenças entre os resultados obtidos para os três casos de estudo analisados registam-se em função da localização da produção distribuída. Assim, as DRC com um significativo nível de produção distribuída, e.g., Mondego, Norte e Sul, são as que apresentam resultados mais díspares entre os 3 cenários analisados.

As análises apresentadas no Capítulo 4 do Relatório do INESC TEC permitem concluir que a produção distribuída influencia significativamente os níveis de utilização das redes. Assim, pode concluir-se que para além da previsão de consumos, a declaração de períodos críticos (ativação da tarifa dinâmica) deve ter em consideração a previsão da produção distribuída.

A análise efetuada por DRC e nível de tensão permite igualmente concluir que as previsões de consumo e de produção deverão ser realizadas com diferenciação geográfica e por nível de tensão. Um outro aspeto que ressalta das análises efetuadas diz respeito ao peso dos consumos em BT nos níveis de utilização das redes de montante.

7.2 Potenciais benefícios

A avaliação dos potenciais benefícios das tarifas dinâmicas foi analisada nas seguintes dimensões:

- Impacto da introdução das tarifas dinâmicas no mercado diário do MIBEL através do conceito de Função de Benefício Social;
- Redução de perdas na rede de MAT, AT e MT decorrente da introdução de tarifas dinâmicas;
- Impacto das tarifas dinâmicas no diferimento de investimento em equipamentos da rede de distribuição;
- Impacto das tarifas dinâmicas no mercado de contratação de reserva secundária.

O impacto das tarifas dinâmicas foi avaliado para 18 cenários que resultam da combinação das seguintes variáveis:

- Número de horas de maior consumo analisadas – 20, 50 e 100;
- Quantidade de energia em mercado – 100% e 70% (30% do consumo negociado através de contratação bilateral, tendo sido considerado que este consumo não responde aos sinais económicos da tarifa dinâmica);
- Flexibilidade da procura nos períodos críticos – transferência de consumo de 5%, 10% ou 20%.

A avaliação do impacto económico da introdução das tarifas dinâmicas foi realizada com recurso ao Valor Atualizado Líquido (*Net Present Value* (NPV)). Esta avaliação realizou-se para diversos aspetos relevantes anteriormente identificados.

O valor da taxa de atualização utilizado na determinação do VAL foi de 6.75% (taxa de retorno fixada pela

ERSE para o período de regulação 2015-2017) e o horizonte temporal analisado foi de 16 anos (2015-2030). Neste período considerou-se a evolução do consumo prevista no Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento 2015-2030.

Os benefícios foram calculados para as 100 horas mais carregadas do ano e a totalidade da energia transacionada em mercado. Relativamente à flexibilidade, foi considerado um valor de 5% por se considerar ser este o valor mais realista. Assumindo estes pressupostos, o cálculo do impacto da aplicação da tarifa dinâmica resultou nos valores dos benefícios indicados no Quadro seguinte.

Benefício Social	7694,22 €
Perdas	168 684,66 €
Diferimento de Investimentos	9 194 250,65 €
TOTAL	9 370 629,53 €

O impacto da adoção de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas nos encargos associados à contratação de banda de reserva secundária e à utilização de energias de regulação secundária e terciária é negligenciável.

O principal benefício identificado diz respeito ao diferimento de investimentos devido à transferência de consumos provocada pela aplicação da tarifa dinâmica. Ao realizar esta análise admitiram-se duas abordagens distintas:

- Diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização;
- Custos evitados de acordo com os custos incrementais aprovados pela ERSE.

O valor estimado do benefício foi semelhante para as duas abordagens, tendo sido considerado o valor que resultou da aplicação dos custos incrementais aprovados pela ERSE ao consumo transferido pela aplicação da tarifa dinâmica nos períodos críticos. Os pressupostos assumidos e os cálculos efetuados constam do Capítulo 4 do Relatório do INESC TEC apresentado em anexo.

7.3 Custos

A estimativa de custos associados à implementação de tarifas dinâmicas foi realizada de forma a identificar separadamente os custos com a realização dos projetos piloto (com a duração prevista de 1 ano) e os custos associados à disponibilização alargada desta opção tarifária.

A estimativa de custos para a realização dos projetos piloto atinge um valor aproximado de 180 mil euros. Conforme detalhado no Relatório do INESC TEC, os custos estimados para operacionalização dos projetos piloto repartem-se do seguinte modo pelas seguintes atividades:

- Divulgação dos projetos piloto junto de clientes e comercializadores – 6 000 euros;
- Informação a clientes e comercializadores durante os projetos piloto – 25 000 euros;
- Faturação do acesso às redes de acordo com os novos esquemas tarifários – 25 000 euros;
- Previsão e análise dos dados para gerir a tarifa dinâmica – 120 000 euros.

Seguidamente, apresenta-se, pela mesma ordem, uma descrição de cada uma das atividades anteriormente identificadas:

- Na preparação dos projetos piloto considera-se que será importante fazer uma adequada divulgação sobre os esquemas tarifários a testar e sobre os mecanismos e canais de informação que serão disponibilizados aos participantes e respetivos comercializadores. Assim, neste âmbito está prevista a elaboração de um folheto informativo e a realização de 3 ações de informação (Norte, Centro e Sul) junto dos clientes interessados.
- Durante a realização dos projetos piloto será disponibilizado um Portal que permitirá aos clientes e respetivos comercializadores acesso a informação relevante, designadamente sobre os consumos e faturação do acesso às redes. Está previsto que o Portal disponha das funcionalidades descritas no Capítulo 4 do presente documento.
- Os clientes que participam nos projetos piloto vão ter acesso à informação relativa à faturação do acesso às redes de acordo com a opção tarifária atual e de acordo com o novo esquema tarifário. A faturação de acordo com os novos esquemas tarifários a testar nos projetos piloto implica a necessidade de proceder a agregações dos consumos em períodos diferentes daqueles que hoje existem.
- A implementação de uma tarifa dinâmica de acesso às redes depende essencialmente da capacidade do ORD de prever o nível de consumo e de produção por região e em especial de monitorizar a probabilidade de ocorrência de estrangimentos na rede. Para realizar essa função será necessário desenvolver as seguintes atividades:
 - **Monitorização do consumo** de modo a dispor de informação sobre o histórico dos valores de consumo de energia elétrica, por ponto da RND, permitindo avaliar o comportamento da rede mediante a informação disponível.
 - **Previsão do consumo** de energia elétrica de curto prazo, até uma semana, por ponto da RND, de modo a antever eventuais estrangimentos operacionais na rede, apoiando ainda a tomada de decisão no que diz respeito às configurações de exploração a adotar.
 - **Previsão de curto prazo da produção embebida na RND**, por ponto de produção de modo a antever eventuais estrangimentos operacionais na rede, apoiando ainda a tomada de decisão no que diz respeito às configurações de exploração a adotar.
 - **Previsão de pontas** de modo a identificar períodos potencialmente críticos, considerando a segmentação das diferentes contribuições.
 - **Integração de sistemas** de modo a criar condições de ativação da tarifa dinâmica (períodos críticos) de forma automatizada com as restantes aplicações e fontes de informação existentes na EDP Distribuição. Estes mecanismos pressupõem a existência de bases de dados integradas e existência de interfaces entre as mesmas.

Após a realização dos projetos piloto e com base nos resultados obtidos, competirá à ERSE decidir sobre a eventual introdução de uma opção tarifária dinâmica no sistema tarifário. Caso a decisão seja favorável à introdução da tarifa dinâmica, estima-se que os custos de adaptação dos sistemas atinjam o valor total de 2,8 milhões de euros para o período analisado (16 anos). Neste cenário, das quatro classes de custo identificadas, o desenvolvimento de modelos de previsão e de análise dos dados para aplicar a tarifa dinâmica, representa o custo mais relevante pelo facto de implicar o desenvolvimento de sistemas e de novas competências.

Os custos relativos ao projeto piloto serão alocados ao ano inicial. Por sua vez, os custos associados a uma implementação generalizada destas opções tarifárias foram uniformemente distribuídos pelos restantes 15 anos do período estudado, sendo os valores anuais assim obtidos atualizados à taxa anual de 2,5%. Os valores alocados ao longo do período de implementação foram em seguida contabilizados de acordo com o conceito de Valor Atualizado Líquido a uma taxa de atualização de 6,75%. Seguindo esta metodologia, os custos de implementação dos projetos piloto e destas opções tarifárias de forma generalizada para o período de 16 anos analisado correspondem a 2.230.355,21 €.

7.4 Resultados preliminares da análise benefício-custo

Os resultados preliminares da análise benefício-custo da aplicação da tarifa dinâmica são apresentados no Quadro seguinte.

Benefícios	9 370 629,53 €
Custos	- 2 230 355,21 €
TOTAL	7 140 274,32 €

Conforme anteriormente referido, estes resultados foram obtidos considerando uma análise assente nas 100 horas mais carregadas, a totalidade da energia transacionada em mercado (exposta aos sinais económicos da tarifa dinâmica) e uma flexibilidade de carga de 5%. O benefício líquido de 7.140.274,32 € foi obtido considerando um horizonte de 16 anos.

A análise benefício-custo será efetuada de novo após a realização dos projetos piloto, tendo em consideração a informação recolhida designadamente sobre custos de implementação e capacidade de resposta da carga/procura.

ANEXO

RELATÓRIO DO INESC TEC



TARIFAS DINÂMICAS NO ACESSO ÀS REDES EM MAT, AT E MT EM PORTUGAL CONTINENTAL

**Análise de Benefício Custo e Planos de
Implementação de Projetos Piloto**

Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC

VERSÃO 1.0

João Tomé Saraiva

José Nuno Marques Fidalgo

Rúben Almeida Soares

Rui Barbosa Pinto

Junho de 2016

Sumário Executivo

No âmbito dos estudos preparatórios para a introdução de opções dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental, este documento apresenta um conjunto de resultados que suportam a Análise de Custo Benefício associada à introdução dessas opções tarifárias bem como os Planos de Implementação de Projetos Piloto tendo em conta as indicações constantes de um Documento Complementar ao Regulamento Tarifário de dezembro de 2014, emitido pela ERSE.

Este documento inclui um capítulo dedicado à descrição das diversas alternativas de implementação de tarifas dinâmicas tendo em conta os elementos disponíveis na literatura da especialidade, Capítulo 2, e um outro em que se elencam e analisam experiências internacionais neste domínio, Capítulo 3.

Por outro lado, o Capítulo 4 detalha as análises realizadas para estimar o impacto que a adoção de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas poderão ter na Função de Benefício Social, nas perdas, no diferimento de investimentos em equipamentos de rede e na contratação de serviços auxiliares (nomeadamente na contratação da banda de reserva secundária e nas energias de regulação secundária e terciária).

Por sua vez, no Capítulo 5 são apresentados os resultados da Análise de Benefício-Custo prevista no contrato estabelecido entre a EDP Distribuição e o INESC TEC e decorrente da implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas. Esta análise foi realizada utilizando os valores dos benefícios identificados ao longo do Capítulo 4 bem como os custos referidos no Anexo A e estimados pela EDP Distribuição.

No Capítulo 6 são apresentados os Planos de Implementação dos projetos piloto que foram delineados e finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões mais relevantes que foram obtidas.

Executive Summary

In the scope of the studies that were developed to support the introduction of dynamic tariffs in the Access to the Networks in EHV, HV and MV in Portugal Mainland, this document presents a set of results related with the Cost Benefit Analysis associated with the introduction of these tariff options as well as the Implementation Plans of Pilot Projects taking into account the indications included in a complementary document to the Tariff Code emitted by ERSE in December 2014.

This report includes a chapter devoted to the description of alternative approaches to the implementation of dynamic tariffs as available in the literature, Chapter 2, and another one that enumerates and analyse the international experiences in this area, Chapter 3.

On the other hand, Chapter 4 details the analyses that were performed to estimate the impact of the adoption of dynamic tariffs in the Social Welfare Function, in the network losses, in the possible postponement of investments in network equipment and in the provision of reserve services (namely on the secondary regulation band and on the secondary and tertiary reserve energies).

Chapter 5 details the Cost-Benefit Analysis included in the contract established between EDP Distribuição and INESC TEC and associated with the implementation of tariff options based on dynamic Tariffs. This analysis was conducted using the values of the benefits enumerated along Chapter 4 together with the costs estimated by EDP Distribuição and mentioned in Annex A related with the implementation of these tariff options.

Chapter 6 details the Implementation Plans of the Pilot Projects and finally, Chapter 7 contains the most relevant conclusions that were obtained.

Índice

Sumário Executivo	3
Executive Summary.....	5
Índice	7
Lista de figuras.....	10
Lista de tabelas	19
Capítulo 1	21
Introdução.....	21
Capítulo 2	24
Conceitos gerais.....	24
2.1. Introdução	24
2.2. Tarifas Dinâmicas	28
2.2.1. Real-Time Pricing, RTP	29
2.2.2. Critical Peak Pricing, CPP	32
2.2.3. Critical Peak Rebate, CPR.....	34
2.2.4. Direct Load Control	36
Capítulo 3	37
Experiência internacional e projetos-piloto	37
3.1. Introdução	37
3.2. EUA	38
3.2.1 <i>Gulf Power</i>	38
3.2.2 <i>Southern California Edison</i>	39
3.3. Espanha	41
3.4. França	43
3.4.1. <i>TEMPO Program EDF</i>	43
3.5. Grã-Bretanha	45
3.6. Outros Casos	46
Capítulo 4	48
Impacto das Tarifas Dinâmicas no SEE	48
4.1. Análise das horas de ponta	49
4.1.1. Análise das horas de maior consumo por nível de tensão	49
4.1.2. Análise dos trânsitos de potência por nível de tensão	69

4.1.2.1.	Descrição dos Casos considerados.....	69
4.1.2.2.	Caso 1 - sem PRE	71
4.1.2.3.	Caso 2 - PRE e consumo no mesmo nó	86
4.1.2.4.	Caso 3 - PRE no nó de entrada do nível de tensão e consumo no nó de saída 99	
4.1.2.5.	Análise de resultados obtidos para os Casos 1, 2 e 3	112
4.2.	Metodologia para a simulação do comportamento do consumo	114
4.2.1.	Horas críticas e quantidade de energia deslocada	114
4.2.2.	Deslocamento do consumo	115
4.2.2.1.	Abordagem I.....	115
4.2.2.2.	Abordagem II	116
4.3.	Avaliação do impacto económico das tarifas dinâmicas	119
4.4.	Evolução do consumo 2015-2030	120
4.5.	Impacto das tarifas dinâmicas na Função de Benefício Social	120
4.5.1.	Resultados	124
4.6.	Impacto das tarifas dinâmicas nas perdas	127
4.6.1.	Resultados	129
4.7.	Impacto das tarifas dinâmicas no diferimento de investimento	132
4.7.1	Diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização	132
4.1.2.6.	Reforço de potência nas subestações	134
4.1.2.7.	Reforço ou substituição de linhas e cabos.....	135
4.1.2.8.	Resultados.....	136
4.7.2	Custos evitados de acordo com os custos incrementais disponibilizados pela ERSE 148	
4.7.3	Comparação entre as duas abordagens.....	150
4.8.	Impacto das tarifas dinâmicas na contratação de banda de reserva secundária e de energia de regulação terciária	151
Capítulo 5	161
Análise Benefício - Custo	161
Capítulo 6	164
Planos de Implementação dos Projetos Piloto	164
6.1. Aspectos Gerais	164
6.2. Projeto Piloto ProjP1 - Tarifas Dinâmicas de tipo Critical Peak Pricing, CPP	165

6.2.1 Tipologia da Tarifa Dinâmica	165
6.2.2 Duração do projeto piloto.....	165
6.2.3 Número de períodos críticos por ano.....	165
6.2.4 Duração dos períodos críticos	165
6.2.5 Antecedência de notificação	165
6.2.6 Tipo de notificação.....	166
6.2.7 Níveis de preços.....	166
6.2.8 Natureza da obrigação e formalização do contrato	166
6.2.9 Critério de desencadeamento	166
6.2.10 Participação dos comercializadores	167
6.2.11 Clientes elegíveis.....	167
6.2.12 Condições de faturação	167
6.3. Projeto Piloto ProjP2 - Tarifa Time of Use estática de acesso às redes com super ponta.....	168
6.3.1 Tipologia da Tarifa Time of Use Estática	168
6.3.2 Duração do projeto piloto.....	168
6.3.3 Número de períodos críticos por ano.....	168
6.3.4 Duração dos períodos críticos	168
6.3.5 Antecedência de notificação	168
6.3.6 Tipo de notificação.....	168
6.3.7 Níveis de preços e definição dos períodos tarifários horários	168
6.3.8 Natureza da obrigação e formalização do contrato	168
6.3.9 Critério de desencadeamento	168
6.3.10 Participação dos comercializadores	168
6.3.11 Clientes elegíveis.....	168
6.3.12 Condições de faturação	169
6.4. Indicadores de acompanhamento dos projetos piloto.....	169
Capítulo 7	171
Conclusões	171
Anexo A: Identificação de Custos de Implementação de Tarifas Dinâmicas - EDP Distribuição	174
Bibliografia.....	180

Lista de figuras

Figura 2.1 - Esquemas de <i>Demand Response</i> [5]	25
Figura 2.2 - Representatividade das diferentes tarifas para os diferentes clientes	30
Figura 2.3 - Exemplo de estrutura tarifária com Real Time Pricing (RTP).....	32
Figura 2.4 - Exemplo de estrutura tarifária com Critical Peak Pricing (CPP)	34
Figura 2.5 - Exemplo de estrutura tarifária com Critical Peak Rebate (CPR)	35
Figura 3.1 - Demand Response Map of Europe 2013-2014 [8]	37
Figura 3.2 - Variação do valor das tarifas de energia ativa referente ao PVPC para o dia 4 de Fevereiro de 2015 [15].....	42
Figura 3.3 - Preços das tarifas para o programa TEMPO no ano de 2015 [16].....	43
Figura 3.4 - Cores atribuídas no programa TEMPO da EDF durante o período entre 1 de setembro de 2014 e 12 de fevereiro de 2015 [17]	44
Figura 3.5 - Zonas e períodos horários para aplicação do “Economy 7” no Reino Unido	45
Figura 3.6 - Síntese da redução do pico de carga para diferentes casos de estudo [19]	46
Figura 4.1 - Disposição geográfica das DRC em Portugal continental.	48
Figura 4.2 - Distribuição mensal das 100 horas de maior consumo nos anos 2011, 2012, 2013 e 2014.	49
Figura 4.3 - Distribuição horária das 100 horas de maior consumo nos anos 2011, 2012, 2013 e 2014.	50
Figura 4.4 - Diagrama de consumo para as 24 horas do dia 4 de Fevereiro de 2014.....	51
Figura 4.5 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MAT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.	53
Figura 4.6 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a AT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.	55
Figura 4.7 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.	57
Figura 4.8 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a BT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.	59
Figura 4.9 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MAT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.	61
Figura 4.10 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a AT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.	63
Figura 4.11 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.....	65
Figura 4.12 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a BT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.	67
Figura 4.13 - Representação esquemática dos Casos 1, 2 e 3 que foram analisados.	70
Figura 4.14 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (nacional).....	72
Figura 4.15 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (nacional).	72

Figura 4.16 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (nacional).	72
Figura 4.17 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (nacional).	72
Figura 4.18 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (nacional).	73
Figura 4.19 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (nacional).	73
Figura 4.20 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (nacional).	73
Figura 4.21 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (nacional).	73
Figura 4.22 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).	74
Figura 4.23 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).	74
Figura 4.24 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).	74
Figura 4.25 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).	75
Figura 4.26 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).	75
Figura 4.27 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).	75
Figura 4.28 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).	76
Figura 4.29 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).	76
Figura 4.30 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).	76
Figura 4.31 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).	77
Figura 4.32 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).	77
Figura 4.33 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).	77
Figura 4.34 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).	78
Figura 4.35 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).	78
Figura 4.36 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).	78

Figura 4.37 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).	79
Figura 4.38 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).	79
Figura 4.39 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).	79
Figura 4.40 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).	80
Figura 4.41 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).	80
Figura 4.42 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).	80
Figura 4.43 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).	81
Figura 4.44 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).	81
Figura 4.45 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).	81
Figura 4.46 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).	82
Figura 4.47 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).	82
Figura 4.48 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).	82
Figura 4.49 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).	83
Figura 4.50 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).	83
Figura 4.51 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).	83
Figura 4.52 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).	84
Figura 4.53 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).	84
Figura 4.54 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).	84
Figura 4.55 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).	85
Figura 4.56 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).	85
Figura 4.57 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).	85

Figura 4.58 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).	87
Figura 4.59 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).	87
Figura 4.60 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).	87
Figura 4.61 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).	87
Figura 4.62 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).	88
Figura 4.63 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).	88
Figura 4.64 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).	88
Figura 4.65 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).	88
Figura 4.66 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).	89
Figura 4.67 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).	89
Figura 4.68 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).	89
Figura 4.69 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).	89
Figura 4.70 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).	90
Figura 4.71 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).	90
Figura 4.72 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).	90
Figura 4.73 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).	90
Figura 4.74 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).	91
Figura 4.75 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).	91
Figura 4.76 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).	91
Figura 4.77 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (Norte).	91
Figura 4.78 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).	92

Figura 4.79 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).	92
Figura 4.80 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).	92
Figura 4.81 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Norte).	92
Figura 4.82 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).	93
Figura 4.83 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).	93
Figura 4.84 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).	93
Figura 4.85 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).	93
Figura 4.86 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).	94
Figura 4.87 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).	94
Figura 4.88 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).	94
Figura 4.89 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).	94
Figura 4.90 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).	95
Figura 4.91 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).	95
Figura 4.92 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).	95
Figura 4.93 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).	95
Figura 4.94 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).	96
Figura 4.95 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).	96
Figura 4.96 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).	96
Figura 4.97 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).	96
Figura 4.98 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).	97
Figura 4.99 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).	97

Figura 4.100 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).	97
Figura 4.101 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).	97
Figura 4.102 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).	98
Figura 4.103 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).	98
Figura 4.104 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).	98
Figura 4.105 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).	98
Figura 4.106 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).	100
Figura 4.107 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).	100
Figura 4.108 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).	100
Figura 4.109 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).	100
Figura 4.110 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).	101
Figura 4.111 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).	101
Figura 4.112 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).	101
Figura 4.113 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).	101
Figura 4.114 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).	102
Figura 4.115 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).	102
Figura 4.116 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).	102
Figura 4.117 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).	102
Figura 4.118 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).	103
Figura 4.119 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).	103
Figura 4.120 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).	103

Figura 4.121 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).....	103
Figura 4.122 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).	104
Figura 4.123 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).	104
Figura 4.124 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).....	104
Figura 4.125 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (Norte).	104
Figura 4.126 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).	105
Figura 4.127 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).	105
Figura 4.128 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).	105
Figura 4.129 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Norte).....	105
Figura 4.130 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).	106
Figura 4.131 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).....	106
Figura 4.132 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).	106
Figura 4.133 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).	106
Figura 4.134 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).	107
Figura 4.135 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).....	107
Figura 4.136 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).	107
Figura 4.137 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).	107
Figura 4.138 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).	108
Figura 4.139 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).....	108
Figura 4.140 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).	108
Figura 4.141 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).	108

Figura 4.142 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).	109
Figura 4.143 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).	109
Figura 4.144 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).	109
Figura 4.145 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).	109
Figura 4.146 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).	110
Figura 4.147 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).	110
Figura 4.148 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).	110
Figura 4.149 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).	110
Figura 4.150 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).	111
Figura 4.151 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).	111
Figura 4.152 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).	111
Figura 4.153 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).	111
Figura 4.154 - Deslocamento do consumo de MAT, AT e MT através da Abordagem II para o dia 4 de Fevereiro de 2014 considerando diferentes cenários.	118
Figura 4.155 - Taxa de variação homóloga do consumo para o horizonte 2015-2030.	120
Figura 4.156 - Funcionamento de um pool simétrico e determinação do benefício social. ...	121
Figura 4.157 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo na hora h através da Abordagem I.	122
Figura 4.158 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo para a hora h+2 ou h-2 através da Abordagem I.	123
Figura 4.159 - Nível de utilização da subestação “Abóboda” entre 2015 e 2030.	133
Figura 4.160 - Curva de ofertas para hora 18.	154
Figura 4.161 - Curva de ofertas para hora 19.	154
Figura 4.162 - Curva de ofertas para hora 20.	154
Figura 4.163 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária com diversos níveis de flexibilidade para hora 19.	155
Figura 4.164 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária com diversos níveis de flexibilidade para hora 18.	155
Figura 4.165 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária com diversos níveis de flexibilidade para hora 20.	156

Figura 4.166 - Preço de reserva de regulação para o dia 2014-01-28 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt).	159
Figura 4.167 - Preço de reserva de regulação para o dia 2014-02-17 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt)	160
Figura 168 - Esquema simplificado do sistema de gestão de informação	176

Lista de tabelas

Tabela 2.1 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia.....	30
Tabela 3.1 - Preços da energia aplicáveis no programa “Energy Select” da Gulf Power [10] .	39
Tabela 3.2 - Resultados obtidos com o programa <i>Summer Discount Plan - Residential</i> no ano de 2012	41
Tabela 4.1 - Número de dias distintos, número máximo de horas críticas num dia e número médio de horas críticas nas 50 horas de ponta de 2011, 2012, 2013 e 2014.	50
Tabela 4.2 - Consumos nacionais em GWh por nível de tensão e por DRC no ano 2014.	70
Tabela 4.3 - Consumos em GWh por nível de tensão (Lisboa).	74
Tabela 4.4 - Consumos em GWh por nível de tensão (Mondego).	76
Tabela 4.5 - Consumos em GWh por nível de tensão (Norte).	78
Tabela 4.6 - Consumos em GWh por nível de tensão (Porto).	80
Tabela 4.7 - Consumos em GWh por nível de tensão (Sul).	82
Tabela 4.8 - Consumos em GWh por nível de tensão (Tejo).	84
Tabela 4.9 - Cenários para avaliação do impacto das tarifas dinâmicas.	115
Tabela 4.10 - Dia, hora e pico de carga anual para diferentes cenários (Abordagem II).	118
Tabela 4.11 - Benefício social para diferentes cenários considerando o deslocamento do consumo através do Abordagem I no ano 2014	124
Tabela 4.12 - Benefício social para diferentes cenários considerando o deslocamento do consumo através do Abordagem II no ano 2014	124
Tabela 4.13 - Valor atualizado líquido referente ao Benefício Social obtido através da utilização da Abordagem I para o deslocamento do consumo no horizonte 2015-2030.	125
Tabela 4.14 - Valor atualizado líquido referente ao Benefício Social obtido através da utilização da Abordagem II para o deslocamento do consumo no horizonte 2015-2030.	126
Tabela 4.15 - Preços para valorização de perdas no ano 2014 para a MAT, AT e MT.....	128
Tabela 4.16 - Redução e valorização das perdas para a MAT, AT e MT considerando diferentes cenários para a flexibilidade de carga e para o número de horas críticas e admitindo que toda a carga é negociada em mercado.	129
Tabela 4.17 - Redução e valorização das perdas para a MAT, AT e MT considerando diferentes cenários para a flexibilidade de carga e para o número de horas críticas e admitindo que 70% da carga é negociada em mercado.	129
Tabela 4.18 - Valorização da redução das perdas agregadas para os três níveis de tensão admitindo diferentes cenários.....	130
Tabela 4.19 - Valor atualizado líquido por nível de tensão para o horizonte 2015-2030 admitindo diferentes cenários.....	131
Tabela 4.20 - Valor atualizado líquido agregado para os três níveis de tensão admitindo diferentes cenários.	131
Tabela 4.21 - Possíveis critérios para o ORD realizar investimentos nos equipamentos da rede de distribuição.	133
Tabela 4.22 - Características dos transformadores de potência a instalar em subestações. .	135
Tabela 4.23 - Características das linhas aéreas a instalar na rede de AT.	136

Tabela 4.24 - Características das linhas subterrâneas a instalar na rede de AT.	136
Tabela 4.25 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos em subestações são realizados 3 anos após se ter atingido o <i>trigger</i> de investimento.	137
Tabela 4.26 - Diferença entre o VA referente ao cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações (3 anos).	138
Tabela 4.27 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas linhas de AT são realizados 3 anos após se ter atingido o <i>trigger</i> de investimento.	139
Tabela 4.28 - Diferença entre o VA referente ao cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em linhas de AT (3 anos).	140
Tabela 4.29 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas subestações e nas linhas de AT são realizados 3 anos após se ter atingido o <i>trigger</i> de investimento.	141
Tabela 4.30 - Diferença entre o VA referente ao cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações e linhas de AT (3 anos).	142
Tabela 4.31 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos em subestações são realizados 5 anos após se ter atingido o <i>trigger</i> de investimento.	143
Tabela 4.32 - Diferença entre o VA do cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações (5 anos).	144
Tabela 4.33 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas linhas de AT são realizados 5 anos após se ter atingido o <i>trigger</i> de investimento.	145
Tabela 4.34 - Diferença entre o VA do cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em linhas de AT (5 anos).	146
Tabela 4.35 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas subestações e nas linhas de AT são realizados 5 anos após se ter atingido o <i>trigger</i> de investimento.	147
Tabela 4.36 - Diferença entre o VA do cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações e linhas de AT (5 anos).	148
Tabela 4.37 - Custos incrementais para os diferentes níveis de tensão e períodos tarifários	149
Tabela 4.38 - Custos evitados de acordo com os custos incrementais para as 100 horas mais carregadas em diferentes cenários de flexibilidade.	149
Tabela 4.39 - Comparação dos custos evitados nos Métodos A e B para as 100 horas de ponta anuais em diferentes cenários de flexibilidade.	150
Tabela 4.40 - Informação horária do mercado de reserva secundária para o dia 4 de Fevereiro de 2014.	152
Tabela 4.41 - Ofertas de venda de reserva secundária para as horas 18, 19 e 20.	153
Tabela 4.42 - Quantidades contratadas, preços e diferenças de remuneração para as horas 18, 19 e 20 e diversos níveis de flexibilidade.	157
Tabela 4.43 - Proveitos provenientes da aplicação de tarifas dinâmicas para a hora 19.	157
Tabela 5.1 - Alocação de custos de implementação identificados pela EDP.	162
Tabela 5.2 - Proveitos provenientes da implementação de Tarifas Dinâmicas.	162
Tabela 5.3 - Diferencial entre proveitos e custos da implementação de Tarifas Dinâmicas.	163

Capítulo 1

Introdução

Este documento resulta de uma solicitação da EDP Distribuição ao INESC Porto para o desenvolvimento de um estudo sobre a implementação das tarifas dinâmicas em Portugal Continental.

Os desenvolvimentos que se têm registado nos últimos anos sugerem de forma inequívoca que o futuro dos Sistemas Elétricos de Energia (SEE) estará crescentemente associado à implementação de soluções mais descentralizadas e flexíveis e ao aumento da autonomia energética local, em conjunto com uma maior ênfase da gestão do lado da procura. Nesse sentido, surge o conceito de *Demand Response* que visa aumentar a eficiência energética, através de um papel mais ativo dos consumidores ou de outros agentes (e.g., agregadores) que têm a possibilidade de reduzir ou deslocar temporalmente o consumo para períodos de menor sobrecarga na rede. Estas ações poderão resultar em poupanças de energia para o consumidor final e numa otimização dos recursos da rede e da produção para os operadores da rede e para as empresas produtoras.

Esta temática tem sido alvo de grande interesse por parte da Comissão Europeia que já sugeriu que “*Member States shall ensure that network operators are incentivized to improve efficiency in infrastructure design and operation, and, within the framework of Directive 2009/72/EC, that tariffs allow suppliers to improve consumer participation in system efficiency, including demand response, depending on national circumstances*” [1]. O desenvolvimento das *smart grids*, incluindo *smart metering*, domótica e gestão eficiente dos consumos bem como a possível e expectável massificação dos veículos elétricos (VE’s) tem igualmente fomentado a introdução de mecanismos de *Demand Response*.

Assim, uma das vantagens de uma maior participação dos consumidores numa gestão indireta da operação da rede poderá corresponder à diminuição do preço médio da energia elétrica e da volatilidade no mercado diário do MIBEL, Mercado Ibérico de Eletricidade. Essa situação poderá ser conseguida à custa de uma menor pressão exercida pela procura no mercado (i.e., diminuição do nível de consumo) em determinadas horas do dia, originando que o preço de fecho de mercado seja reduzido e que, por conseguinte, seja utilizada uma menor percentagem de energia produzida por via de fontes tradicionais não renováveis (e.g., centrais térmicas).

Do ponto de vista dos Operadores de Redes de Transporte e de Distribuição, uma maior interação dos consumidores através da diminuição efetiva do seu consumo poderá permitir que em alturas de maior congestionamento na rede, devido a um elevado nível de carga ou de produção ligada a redes de distribuição, não seja necessário recorrer a outras medidas associadas a custos mais elevados para os operadores da rede, ou em última análise poderá permitir adiar o investimento no reforço das redes a longo prazo. Para além disso, será possível obter uma redução de perdas nas redes assim como uma melhoria da qualidade de serviço.

Em relação à operação global dos sistemas eléctricos, assinala-se que a adoção de programas de *Demand Response* permitindo uma participação mais efetiva dos consumidores poderá também permitir reduzir a necessidade de contratação de Serviços de Sistema, principalmente da reserva a subir, uma vez que será neste caso a carga a ajustar-se à geração disponível.

De um modo geral, contribui-se para uma inversão do paradigma atual em que a carga deixa de ser *price taker* e passa a poder comportar-se como *price maker*, no sentido em que poderá influenciar de forma mais direta o resultado do mercado. Por fim, importa referir que a aplicação de mecanismos de *Demand Response* (associados por exemplo a tarifas dinâmicas) poderá por exemplo, diminuir a necessidade de exportar energia para países vizinhos a preços muito reduzidos resultado de um excesso de produção renovável. Por exemplo, a comunicação de preços nulos ou negativos ao consumidor poderia induzir a aumentos de consumo em alguns períodos ou então ao armazenamento de energia para posterior utilização em períodos de maior consumo. Do ponto de vista teórico a participação dos consumidores poderá beneficiar de forma global a operação do SEE.

No entanto, a aplicação de mecanismos de *Demand Response*, nomeadamente as tarifas dinâmicas, nem sempre permitem obter o sucesso esperado uma vez que o comportamento da carga é muitas vezes inelástico ou então pelo simples facto dos consumidores não estarem interessados em investir em equipamentos de controlo de carga ou por não reagirem da forma expectável.

O principal objetivo deste estudo consiste em analisar os reais benefícios que a implementação das tarifas dinâmicas pode trazer para o SEE nacional, assim como para os consumidores que adotem este tipo de tarifas. Assim, e uma vez que existem atualmente diferentes estruturas de tarifas dinâmicas descritas na literatura, pretende-se identificar a solução que permita obter o maior benefício tanto para o SEE como para o consumidor. Os benefícios para o SEE (e.g., maior integração de energia renovável, diminuição do investimento no reforço do SEE, melhoria das condições de operação...) são apenas possíveis se existir uma adesão alargada por parte dos consumidores. A adesão dos consumidores será tanto maior quanto maiores forem os benefícios, económicos e de bem-estar, que resultem da sua mudança de hábitos (i.e., diminuição do consumo habitual ou deslocamento desse consumo para outros períodos). No entanto, será necessário construir uma estrutura tarifária que favoreça ambas as partes de uma forma equilibrada e, por conseguinte, para além da avaliação do sistema tarifário mais favorável a implementar em Portugal Continental no âmbito das tarifas dinâmicas, serão também avaliadas as condições necessárias para que exista uma adesão alargada por parte dos consumidores neste tipo de tarifas.

O presente documento serve de suporte à preparação do plano para a implementação de Projetos Piloto de Tarifas Dinâmicas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, que deverá ser entregue até ao final do mês de junho de 2016. Assim, no Capítulo 2 são apresentados os principais esquemas tarifários atualmente implementados em diversos países no âmbito das tarifas dinâmicas, indicando-se o modo de funcionamento, vantagens e desvantagens da sua aplicação. A implementação das tarifas dinâmicas está amplamente difundida em diversos países (e.g., EUA, França, Espanha) e, por conseguinte, no Capítulo 3 são descritas algumas experiências internacionais no que diz respeito à implementação deste tipo de tarifas.

Por sua vez o Capítulo 4 detalha as análises realizadas para estimar o impacto que a adoção de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas poderão ter na Função de Benefício Social, nas perdas, no diferimento de investimentos em equipamentos de rede, na contratação de serviços auxiliares (nomeadamente na contratação de banda de regulação secundária e nas energias de regulação secundária e terciária). No Capítulo 5 os valores parcelares dos benefícios decorrentes da implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas e elencados ao longo do Capítulo 4 bem como os custos estimados pela EDP Distribuição para a sua implementação (referidos no Anexo A) são utilizados para realizar a Análise de Benefício-Custo prevista no contrato estabelecido entre a EDP Distribuição e o INESC TEC.

Tendo em conta os resultados obtidos na Análise de Custo Benefício, as experiências internacionais e a bibliografia publicada sobre este tema, os resultados, reflexões e conclusões de múltiplas reuniões que decorreram desde o início deste trabalho em Março de 2015, são detalhados no Capítulo 6 os Planos de Implementação dos Projetos Piloto. Estes Planos de Implementação consideram os aspetos elencados no Documento Complementar ao Regulamento Tarifário em que a ERSE estabelece que estes Planos deverão conter informação fundamentada sobre a tipologia das tarifas dinâmicas, número de períodos críticos por ano, duração dos períodos críticos, antecedência de notificação, tipo de notificação, níveis de preços, natureza da obrigação, critério de desencadeamento, participação dos comercializadores e clientes elegíveis. Os níveis de preços e períodos tarifários correspondentes serão fixados em documentos a emitir pela ERSE.

Finalmente, o Capítulo 7 enumera as conclusões mais relevantes obtidas com os estudos realizados.

Capítulo 2

Conceitos gerais

No presente Capítulo são apresentados os principais conceitos sobre tarifas dinâmicas. Em primeiro lugar, é descrita a forma como as tarifas dinâmicas têm adquirido ao longo dos anos uma importância crescente para o Sistema Elétrico de Energia, destacando-se as vantagens que estes mecanismos trazem para o mesmo e para o consumidor. De seguida, são apresentadas as diferentes estruturas das tarifas dinâmicas existentes, referindo-se as vantagens e desvantagens de cada uma delas. Por fim, são descritas as principais barreiras para a implementação deste tipo de tarifas, tanto ao nível regulatório como de mercado.

2.1. Introdução

As primeiras referências a tarifas dinâmicas datam da década de 90 do século passado. Por exemplo, em [2] indica-se que *“real-time pricing, spot pricing, day ahead dynamic pricing and other similar tariffs have been proposed as a rational mechanism of load management, and the recent trend towards de-regulation and enhanced competition on the supply side also requires flexible methods for setting power contracts and prices”*. Nesta publicação chama-se a atenção para o facto dos mercados de electricidade que então se começavam a desenvolver terem uma estrutura essencialmente assimétrica, no sentido em que permitiam a fácil integração de propostas de venda do lado da produção refletindo diferentes custos de produção mas, pelo contrário, se caracterizavam por um comportamento quase totalmente inelástico por parte da carga. Em [2] defende-se assim que devem ser introduzidos mecanismos que favoreçam o comportamento mais elástico da procura, até para equilibrar a relação entre produção e carga e, assim, favorecer um acréscimo de competição nos mercados de electricidade. Indica-se ainda que *“one of the key concepts underpinning these issues is that customer load will migrate from one time period to another if there is a commensurate price attraction. In terms of concept of elasticity [3], this means that there is present not only a self-elasticity, where demand rises and falls inversely as the prevailing price, but there also exists a cross-time elasticity, whereby demand at one time may well depend on the prices prevailing at other times”*.

Depois destas publicações iniciais, este tema não foi muito abordado na parte final da década de 90, começando-se entretanto a assistir a um aumento do interesse pelos conceitos associados a tarifas do tipo ToU e a tarifas dinâmicas (nomeadamente *real-time pricing* (RTP)) a partir do início do século XXI. Esta temática tem adquirido nos últimos anos uma importância considerável devido a um conjunto de novos mecanismos que têm surgido no âmbito do conceito do *Demand Response*.

O *Demand Response* tem como objetivo que o consumidor tenha uma oportunidade de figurar como uma peça ativa da operação dos SEE através da redução ou do deslocamento

temporal do seu consumo durante os períodos de maior carga na rede, resultado de uma variação do preço das tarifas pagas pelo consumidor ou de outros incentivos financeiros que possam beneficiar o consumidor [4]. Os principais esquemas associados ao *Demand Response* encontram-se representados na Figura 2.1.

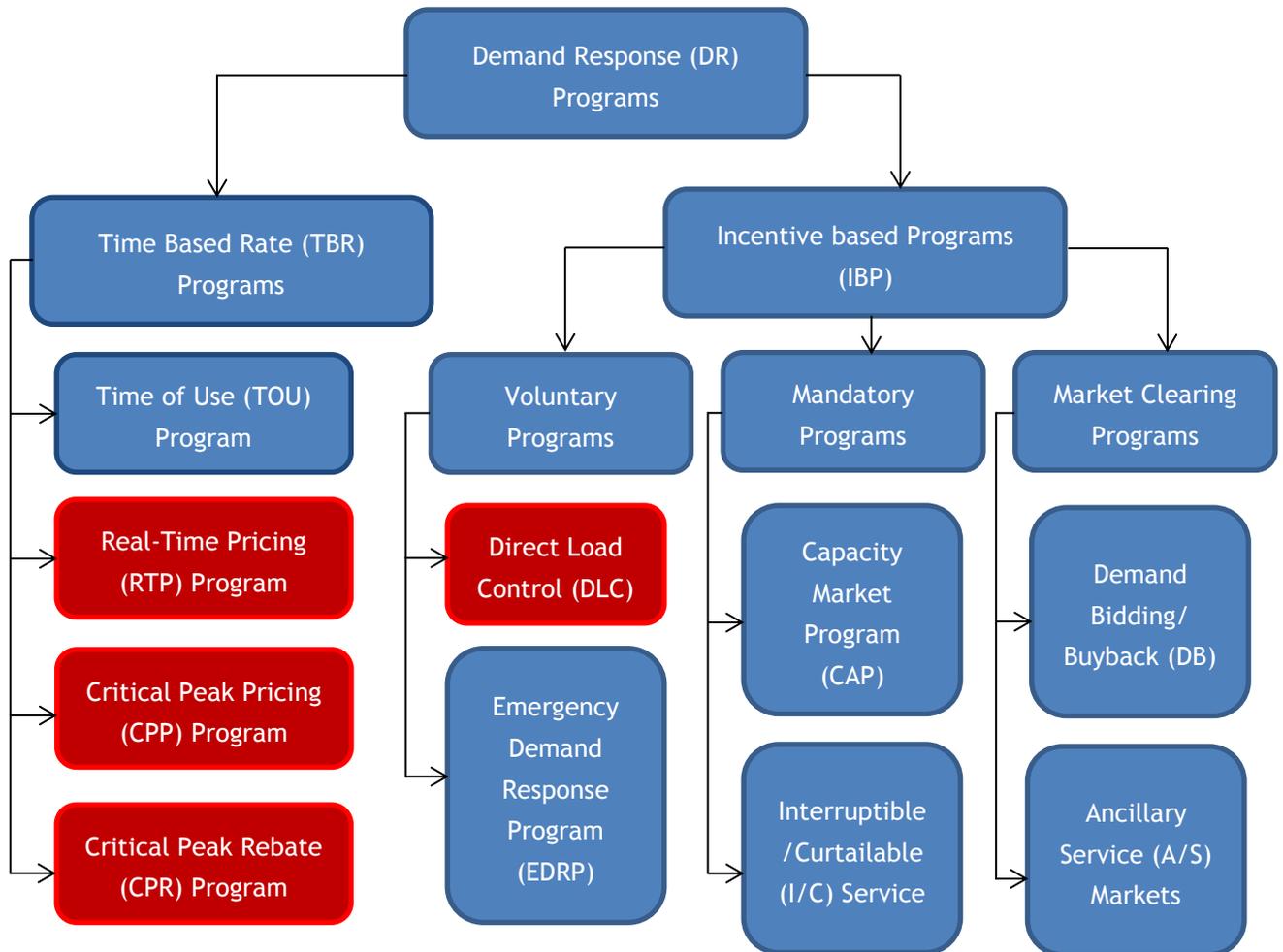


Figura 2.1 - Esquemas de *Demand Response* [5]

De acordo com a Figura 2.1 é possível verificar que existem dois tipos de alternativas associadas ao *Demand Response*, as tarifas com variação temporal (na literatura anglo-saxónica, *Time Based Rate Programs*) e as tarifas baseadas em incentivos (na literatura anglo-saxónica, *Incentive based Programs*). As tarifas com variação temporal são tarifas em que os preços variam em função do momento do consumo (i.e., hora, dia, mês, época, ...) e podem ser divididas em dois subconjuntos: estáticas e dinâmicas. No que diz respeito às tarifas estáticas consideram-se neste subconjunto as tarifas ToU (*Time-of-Use*) e as tarifas sazonais. As tarifas ToU estão atualmente bastante difundidas em Portugal Continental, caracterizando-se estas pelos diferentes níveis de preços pagos pelo consumidor ao comercializador dependendo estes preços do momento do consumo. Tipicamente, estes níveis de preços e períodos de aplicação encontram-se publicados sendo estes aspetos do conhecimento dos consumidores no momento de estabelecimento do contrato de

fornecimento de energia elétrica. Nestes esquemas, a energia pode ser paga de acordo com dois, três ou quatro níveis de preço diferenciados, dependendo se o consumidor se encontra vinculado contratualmente ao comercializador por uma tarifa bi-horária, tri-horária ou tetra-horária, respetivamente. A este nível, as tarifas por Uso das Redes atualmente em vigor podem ser igualmente consideradas como ToU estáticas, uma vez que as regras de aplicação (nomeadamente períodos e preços) são previamente fixados e se mantêm inalterados.

De uma forma geral, as tarifas dinâmicas correspondem a opções tarifárias em que determinadas variáveis, tais como o preço e o tempo de aplicação, variam de forma mais frequente e de uma forma que não se encontra total e previamente estabelecida e publicada quando comparado com o que ocorre nas tarifas tradicionais, por forma a melhor refletir os custos [6]. Nestes esquemas enquadram-se as tarifas RTP (*Real-Time Pricing*), CPP (*Critical Peak Pricing*), CPR (*Critical Peak Rebate*) e DLC (*Direct Load Control*). Diversos autores consideram estas opções tarifárias como correspondendo a Tarifas de tipo ToU dinâmicas, por contraste com as tarifas ToU estáticas referidas no parágrafo anterior.

Existe um número considerável de vantagens associadas à implementação deste tipo de tarifas tal como se enumera em seguida:

- Diminuição dos requisitos de geração de ponta - os picos mais extremos na procura de eletricidade encontram-se tipicamente concentrados em 1% do total de horas durante o ano. A necessidade de satisfazer estes picos de carga obriga a que muitas vezes seja necessário instalar geradores (i.e., *peak plants*) que entram em operação com o único objetivo de satisfazer essa procura adicional de eletricidade, sendo por conseguinte a sua utilização bastante reduzida (i.e., cerca de 100 horas ao ano) [7]. Na União Europeia (UE) estima-se que 5 a 8% da capacidade instalada é utilizada para satisfazer estes eventos pontuais. Resultado da sua reduzida utilização, estas unidades de produção são consideravelmente menos eficientes do que os geradores utilizados para alimentar a base do diagrama de carga. Por conseguinte, apresentam uma maior quantidade de emissões de dióxido de carbono (CO₂) por kWh, não só pelo facto de apresentarem uma baixa eficiência, resultado da sua pouca utilização, mas também pelo facto destas unidades serem muitas vezes de origem térmica (i.e., utilização de combustíveis fósseis como combustível) [7]. A indicação de sinais de preços aos consumidores através das tarifas dinâmicas pode permitir uma suavização do diagrama de carga (i.e., *peak shaving*), aliviando a necessidade de reforçar o *portfólio* da geração, que se traduz numa diminuição dos custos de investimento e operação, assim como numa diminuição da emissão de dióxido de carbono para atmosfera. Nos EUA, existe uma considerável percentagem de clientes que aderem às tarifas dinâmicas essencialmente por razões ambientais [7].
- Aumento da penetração de geração renovável, por exemplo eólica - em sistemas com elevada capacidade de produção eólica, os mecanismos das tarifas dinâmicas podem ser utilizados para promover a deslocação do consumo dos consumidores para os períodos de elevada produção eólica, tendo esta ação benefícios tanto ambientais como económicos. Em termos ambientais obtém-se uma diminuição da emissão de CO₂ para atmosfera pelo facto de se ter uma maior quantidade de energia produzida de

- origem renovável, e em termos económicos porque podem ser evitadas situações em que o excedente de energia produzida seja muitas vezes exportado a preços reduzidos.
- Redução ou adiamento dos investimentos em reforços de rede - a introdução de esquemas tarifários dinâmicos poderá permitir igualmente uma redução da necessidade do reforço de potência das redes de transmissão e distribuição. No entanto, a quantificação desses benefícios económicos depende da topologia das redes, pelo que neste caso é necessário realizar uma avaliação caso a caso. Assim, a diminuição dos elevados picos de carga que se registam em determinadas horas do ano permite, para além de uma diminuição da necessidade do reforço de potência da geração e das redes de transporte e distribuição, uma maior garantia da segurança de abastecimento sem ter de recorrer a mais investimento;
 - Melhoria das condições de operação das redes - a introdução de tarifas dinâmicas ao promover um alisamento do diagrama de cargas poderá ter impactos positivos ao nível da redução de perdas, da redução dos níveis de congestionamento das redes e à melhora da qualidade de serviço, por exemplo, relacionada com a melhoria do perfil das tensões.

Ao longo dos últimos anos foram desenvolvidos diversos estudos para avaliar o impacto das tarifas dinâmicas em diversos países. A maioria das experiências internacionais foram desenvolvidas em zonas onde existe uma elevada concentração de sistemas de ar condicionado, como é o caso dos EUA, ou então em áreas onde existe uma grande quantidade de equipamentos de aquecimento elétrico instalados, como por exemplo na Noruega. Ou seja, estes estudos foram desenvolvidos em zonas onde teoricamente existe um grande potencial para a redução do pico de carga nos períodos críticos de sobrecarga na rede, através de uma simples variação da regulação da temperatura dos equipamentos que se encontram em funcionamento. No entanto, um estudo desenvolvido pela FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*) indica que existe um potencial de redução do pico de carga na ordem dos 15% em *New England*, um estado dos EUA onde existe uma reduzida quantidade de equipamentos de ar condicionado instalados. Na UE estima-se que existe um potencial de redução do nível de carga entre 8 e 10% para os consumidores domésticos, através da introdução das tarifas dinâmicas [7].

Existem desafios e barreiras que devem ser superados para que a implementação destes esquemas tarifários permita obter reais benefícios para o SEE. Em primeiro lugar é necessário proceder à instalação de equipamentos de medida com maior discriminação temporal dos consumos dos consumidores domésticos, *smart meters*. De acordo com [7], estima-se que para instalar este tipo de equipamentos em todas as instalações de consumo doméstico da UE será necessário um investimento na ordem dos 51 mil milhões de euros. O Reino Unido, a França, a Irlanda, a Holanda, a Noruega e a Itália têm projeções que apontam para a instalação de *smart meters* em todos os consumidores domésticos para o horizonte temporal de 2020 [7]. O sucesso da implementação das tarifas dinâmicas está ainda dependente de questões como a rapidez no envio dos sinais de preço enviados pelos comercializadores aos consumidores; o montante de investimento que pode ser diferido na geração; e ainda o nível de recetividade dos consumidores. Tipicamente existe uma maior recetividade para este tipo

de tarifas quando estas são impostas por *default*. No entanto, com a liberalização dos mercados torna-se impossível a introdução de tarifas dinâmicas por *default* ao nível da comercialização, uma vez que apenas as atividades do transporte e de distribuição são reguladas. A solução para estes casos pode passar pela introdução de tarifas dinâmicas de Uso das Redes em MAT, AT, MT e BT. Ao nível da BT, as tarifas de uso das redes de transporte e de distribuição representam cerca de 28% do valor total pago por estes consumidores, pelo que esta metodologia poderá constituir uma forma para introduzir este tipo de tarifas em países onde a atividade de comercialização não é regulada. Isto significa ainda que à medida que o nível de tensão de ligação se eleva, a percentagem das tarifas de Uso das Redes na tarifa total reduz-se, pelo que o impacto da adoção de tarifas dinâmicas no acesso às redes poderá reduzir-se. Assinala-se que o termo Uso das Redes se refere apenas às tarifas que remuneram as atividades reguladas de rede de transporte e distribuição, uma vez que em Portugal o Acesso às Redes inclui igualmente o Uso Global do Sistema. Como se compreende, as percentagens indicadas seriam bem mais elevadas se fossem incluídos os valores referentes ao Uso Global do Sistema.

Por fim, importa salientar que a introdução de mecanismos tarifários deste género tem de ser cuidadosamente analisada sob pena de se realizarem investimentos que se tornem infrutíferos.

Na subsecção 2.2 serão detalhadas cada uma das alternativas tarifárias mencionadas, indicando-se o objetivo de cada uma delas assim como as suas vantagens e desvantagens.

2.2. Tarifas Dinâmicas

Nos últimos anos, têm vindo a ser aprovadas e introduzidas opções tarifárias relacionadas com tarifas dinâmicas em países como os EUA, a França e a Espanha.

A introdução das tarifas dinâmicas é frequentemente acompanhada por uma fase experimental que inclui a introdução de tarifas estáticas do tipo *Time of Use* (ToU). É assim comum a existência de esquemas tarifários que incluam as tarifas dinâmicas conjuntamente com as tarifas ToU. As tarifas ToU são consideradas tarifas estáticas na medida em que, apesar de existir uma diferenciação de preços para os diferentes períodos horários, os consumidores têm conhecimento dos preços e dos períodos associados com relativa antecedência. No entanto, e apesar deste tipo de tarifas não ser considerado do tipo dinâmico, continuam a representar uma oportunidade para que os consumidores reduzam o consumo em determinados períodos como resposta aos sinais de preços. Em Portugal, estas tarifas encontram-se atualmente implementadas através das chamadas tarifas bi-horárias, tri-horárias e tetra-horárias em que tipicamente durante o dia existem dois, três e quatro níveis de preços distintos, respetivamente.

De seguida, é apresentada a metodologia associada a cada tipo de tarifa dinâmica, assim como as vantagens e desvantagens da sua aplicação. Assinala-se que o levantamento de informação realizado não permitiu identificar experiências de aplicação de tarifas dinâmicas apenas ao nível do uso das redes, isto é, a aplicação de tarifas dinâmicas é realizada ao nível

das tarifas integrais pagas pelos consumidores. Deste ponto de vista, a subdivisão de atividades existente em Portugal ao nível da gestão e operação das redes, por um lado, e da comercialização, por outro, é um elemento que introduzirá inovação ao aplicar tarifas dinâmicas nas parcelas referentes ao acesso às redes.

2.2.1. Real-Time Pricing, RTP

Este tipo de tarifas constitui a forma mais complexa das tarifas dinâmicas e portanto a de mais difícil implementação. Com as tarifas do tipo *Real-Time Pricing* (RTP), os preços variam de hora a hora, ou noutros intervalos de tempo mais curtos, normalmente associados a variações nos preços de mercado das *commodities* ou do mercado grossista de eletricidade. Os participantes nestes programas são avisados sobre os preços horários, com um dia ou algumas horas de antecedência. Um dos objetivos que se pretende atingir com a introdução deste tipo de tarifas é que o consumidor pague tarifas que reflitam os custos reais nomeadamente de produção de energia elétrica.

A título de exemplo, em Portugal, a fatura paga pelo consumidor de BTN encontra-se estruturada de modo que cada atividade do setor seja remunerada de forma adequada. Assim, como se pode verificar pela Figura 2.2, 36.7% do montante pago em média pelos consumidores em BTN serve para cobrir custos de produção de energia associados aos preços de mercado, não se considerando portanto os Custos de Interesse Económico Geral, CIEG, que se encontram incluídos na Tarifa de Uso Global de Sistema. Assim, e admitindo a estrutura tarifária que atualmente vigora em Portugal, os mecanismos dinâmicos associados às tarifas RTP poderiam ser aplicados à tarifa de energia, que em vez de ser determinada com base em expectativas de evolução dos preços de mercado, seria ajustada de acordo com os preços de energia registados em cada hora do mercado diário do MIBEL.

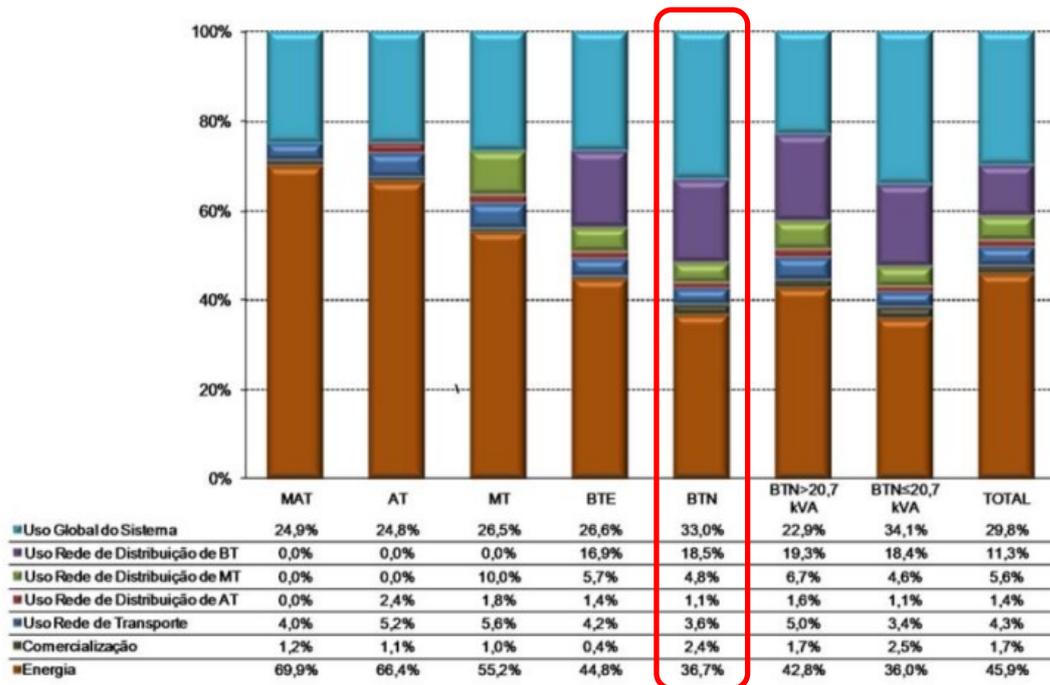


Figura 2.2 - Representatividade das diferentes tarifas para os diferentes clientes

Na Tabela 2.1 são apresentados os custos marginais das tarifas de energia que são aplicados de forma proporcional a todos os clientes do SEE.

Tabela 2.1 - Estrutura dos custos marginais da tarifa de energia

ESTRUTURA DOS CUSTOS MARGINAIS DA TARIFA DE ENERGIA		
Energia ativa		p.u.
Períodos I, IV	Horas de ponta	1,255
	Horas cheias	1,144
	Horas de vazio normal	0,918
	Horas de super vazio	0,718
Períodos II, III	Horas de ponta	1,165
	Horas cheias	1,077
	Horas de vazio normal	0,886
	Horas de super vazio	0,794

Estes custos são fixados para períodos específicos de tempo e, por conseguinte, não apresentam a variabilidade necessária para acompanhar os reais custos associados à produção de energia, que têm praticamente uma variação horária. Os custos de produção de energia apresentam uma variabilidade bastante superior em relação à imposta pela atual estrutura dos custos marginais da tarifa de energia. Assim, a introdução de mecanismos dinâmicos do tipo RTP nas tarifas de energia poderia constituir uma opção para aproximar a remuneração que resulta da aplicação deste tipo de tarifas aos clientes em relação aos custos reais associados à produção de energia.

Alguns estudos sugerem ainda que deve existir um reduzido intervalo de tempo em relação à comunicação dos preços ao consumidor, por exemplo, 5 minutos, para que seja dado um maior incentivo para um consumo de eletricidade economicamente mais eficiente [8]. Em todo o caso, deve assinalar-se que os preços de mercado comunicados aos consumidores participantes nestes programas são determinados normalmente no dia anterior com base em propostas de venda do lado da produção e propostas de compra ou estimativas do lado do consumo. Nestas condições, se ocorrerem variações significativas do consumo face ao que foi utilizado para determinar os preços, os valores desses preços poderiam sofrer variações face aos obtidos no dia anterior. Esta ação de *feed-back* poderá ser desprezada se o número e dimensão dos consumidores participantes não forem elevados. No entanto, à medida que estes programas se forem alargando, poderá ser necessário prever formas de avaliar o impacto que alterações nos valores dos consumos previstos poderão ter nos preços de mercado.

A aplicação deste tipo de tarifas pressupõe uma grande interação entre os comercializadores e os consumidores e, por conseguinte, o comportamento do consumidor pode não ser tão eficiente como o desejável se as variações de preços que lhe são comunicadas não forem significativas ou sofrerem de algum tipo de mitigação em relação às variações dos preços de mercado. Desta forma, é importante que sejam implementados sistemas de controlo para facilitar a interação consumidor-comercializador. Existem já equipamentos que permitem realizar este tipo de gestão, aliviando o consumidor da tomada de decisões de forma a considerar os sinais de preço que lhe são enviados pelos comercializadores. Um desses exemplos é a *Energy Box* desenvolvida para a EDP Distribuição no âmbito do Projeto INOVGRID.

Para além disso, o consumidor fica também sujeito a uma maior volatilidade da fatura como consequência da maior variação dos preços no mercado grossista. Por conseguinte, e de forma a minimizar o risco para o consumidor, podem ser aplicadas estratégias de *hedging* de forma que os consumidores não fiquem sujeitos a preços excessivamente elevados em alturas de maior volatilidade [6].

De seguida, são apresentadas as principais vantagens e desvantagens associadas à implementação das tarifas do tipo RTP.

Vantagens:

- Os preços refletem os custos de produção de uma forma mais correta e próxima;
- Sinal de preço dinâmico que responde às mudanças das condições de mercado [6].

Desvantagens:

- Sem tecnologias de automação (e.g., equipamentos para gestão de consumo) é difícil para os clientes responder às mudanças numa base horária;
- Implementação mais dispendiosa;

- Preços mais voláteis na fatura final do cliente [6].

Na Figura 2.3 encontra-se representado o exemplo de uma possível estrutura tarifária com *Real Time Pricing* (RTP) para as 24 horas de um dia. Nesta figura são ainda apresentadas as estruturas da tarifa simples e do tipo *Time of Use* (ToU).

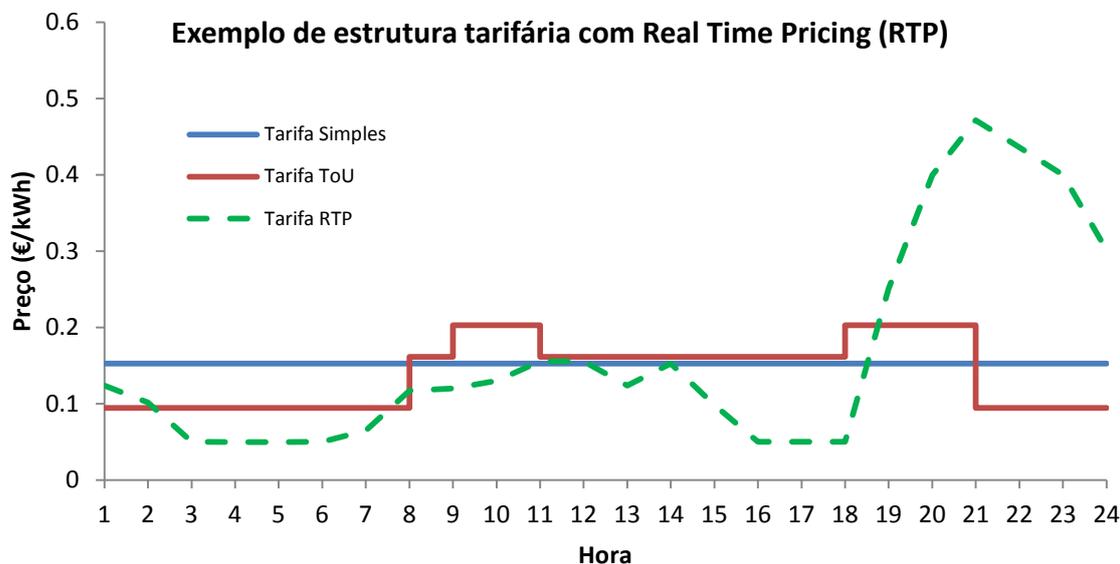


Figura 2.3 - Exemplo de estrutura tarifária com Real Time Pricing (RTP)

2.2.2. Critical Peak Pricing, CPP

Nas tarifas do tipo *Critical Peak Pricing* (CPP) os preços são ajustados para valores consideravelmente elevados em resposta a eventos ou condições especiais (e.g., preços elevados do mercado grossista, picos de consumo na rede, reservas decrescentes) durante um período de tempo relativamente reduzido (i.e., entre 1 a 8 horas) [6]. Em geral, esse período é inferior ao período de ponta normal de uma tarifa ToU. Nos restantes períodos de tempo, a tarifa apresenta um valor bastante mais reduzido do que o considerado nos períodos críticos. O consumidor é normalmente informado de um evento que será declarado como crítico com 1 ou 2 dias avanço e o número de eventos, número total de horas, e dias de aplicação são definidos considerando um conjunto de regras estabelecidas entre o consumidor e o comercializador, e que têm como objetivo limitar a exposição do primeiro ao risco. Este tipo de tarifas exige uma menor interação entre consumidor e comercializador, uma vez que os períodos críticos se encontram limitados em relação ao número de ocorrências. Uma variante da tarifa CPP é a CPP-variável (VPP). A principal diferença entre esta variante e a tarifa de tipo CPP resulta do facto da duração dos períodos críticos não ser fixa, sendo apenas comunicadas aos consumidores as horas específicas do período crítico. Para além disso, é possível ainda variar o preço durante o período crítico [6].

De seguida, são apresentadas as principais vantagens e desvantagens associadas à implementação das tarifas do tipo CPP.

Vantagens:

- Tal como a tarifa ToU, é de fácil compreensão para os consumidores;
- Fornece um forte sinal de preço e produz nos consumidores maiores reduções nas pontas observadas;
- Os períodos correspondentes a preços mais altos são mais curtos [6].

Desvantagens:

- O preço elevado na ponta leva por vezes a uma difícil aceitação;
- Alguns clientes consideram a CPP mais intrusiva que a ToU, porque os clientes são contactados sempre que um evento é declarado como crítico. Esta preocupação pode ser minimizada se os clientes puderem escolher o modo de contacto preferido;
- A sua implementação tem normalmente custos mais elevados do que a ToU, devido à necessidade de calcular parâmetros, adaptar a faturação, comunicar com os clientes e acompanhar o funcionamento das redes de modo a identificar com antecedência de algumas horas os eventos que se possam enquadrar nas regras aprovadas para classificar um evento como crítico;
- Devido à incerteza no *timing* e no preço, tanto a CPP como a VPP podem apresentar uma maior dificuldade em assegurar que as tarifas aplicadas num período de tempo alargado, por exemplo durante um ano, são suficientes para recuperar os custos regulados das redes associadas [6].

Por fim, destaca-se que este tipo de tarifas é normalmente implementado em conjunto com as tarifas de tipo ToU.

Na Figura 2.4 encontra-se representado um exemplo de uma possível estrutura tarifária com *Critical Peak Pricing* (CPP) para as 24 horas de um dia. Nesta figura são ainda apresentadas as estruturas da tarifa simples e do tipo Time of Use (ToU).

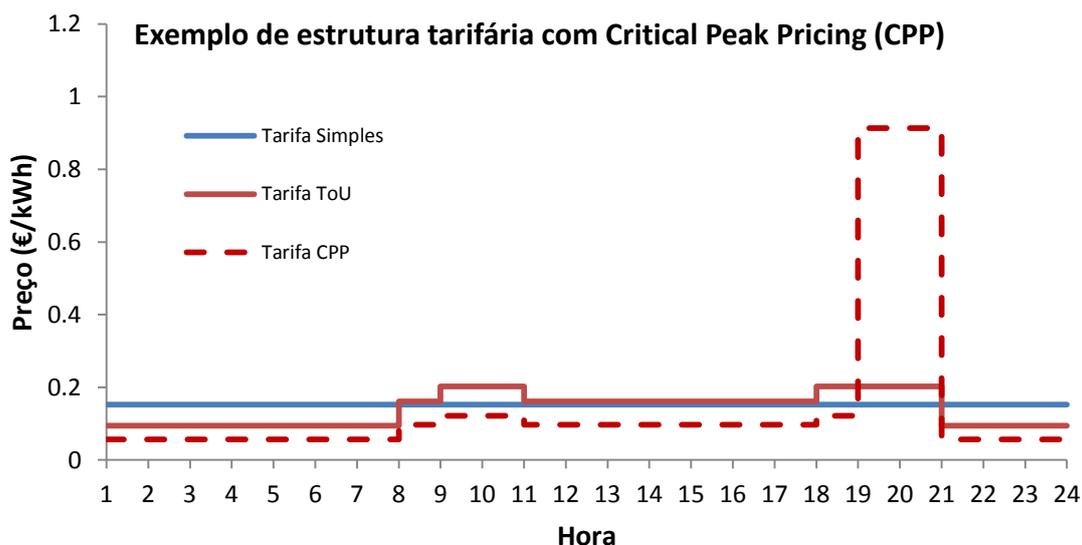


Figura 2.4 - Exemplo de estrutura tarifária com Critical Peak Pricing (CPP)

2.2.3. Critical Peak Rebate, CPR

A principal diferença da tarifa do tipo *Critical Peak Rebate* (CPR) em relação às duas tarifas anteriormente descritas, é que neste caso o valor das tarifas mantém-se inalterado quando é declarado um evento crítico (e.g., preço de mercado excessivamente elevado, problemas na gestão da rede). Os clientes recebem descontos ou bonificações na sua fatura de eletricidade, não sendo economicamente prejudicados pelo aumento do valor das tarifas na eventualidade de manterem ou mesmo aumentarem o nível de consumo. Existem diferentes mecanismos para a determinação das bonificações a aplicar aos clientes no caso de estes reduzirem o seu nível de consumo quando um evento crítico é declarado. Os descontos ou bonificações têm de ser calculados de acordo com um valor de referência de consumo para o cliente em causa. Esse valor de referência para o consumo pode ser determinado de diferentes formas. Uma forma de determinar o valor de referência consiste em utilizar o valor médio dos consumos horários dos dias de semana que não sejam feriados e que antecedem o evento crítico, multiplicando-se esses valores médios por um coeficiente, por exemplo por 120 %, para ter em conta aumentos de consumo determinados por condições meteorológicas mais severas.

De seguida, são apresentadas as principais vantagens e desvantagens associadas à implementação das tarifas do tipo CPR.

Vantagens:

- Enquanto todas as outras formas de tarifas implicam a possibilidade de aplicação de preços elevados, a CPR contém uma proteção relativamente ao valor que o consumidor irá pagar. Esta proteção não está presente nos outros esquemas;

- Alguns clientes poderão ser mais sensíveis a esquemas deste tipo, uma vez que este sistema inclui descontos em vez de aumentos do valor das tarifas;
- O conceito é de fácil compreensão para os consumidores, que recebem um incentivo para reduzir o consumo durante os períodos críticos [6].

Desvantagens:

- O CPR requer o cálculo do consumo previsto de cada cliente, para que os descontos possam ser aplicados relativamente a variações em relação a esses valores de referência. Assim, este esquema pode originar pagamentos a clientes que na verdade não mudaram hábitos de consumo (um estudo indica que 40 % dos casos são mal estimados). Noutros casos, os clientes receberão um prémio devido a uma redução de consumo demasiado baixa;
- Existe também a preocupação sobre a hipótese de clientes inflacionarem o seu consumo esperado para depois estarem em condições de poderem receber descontos mais elevados [6].

Na Figura 2.5 encontra-se representado um exemplo de uma possível estrutura tarifária com *Critical Peak Rebate* (CPR) para as 24 horas de um dia. Nesta figura são ainda apresentadas as estruturas da tarifa simples e do tipo Time of Use (ToU).

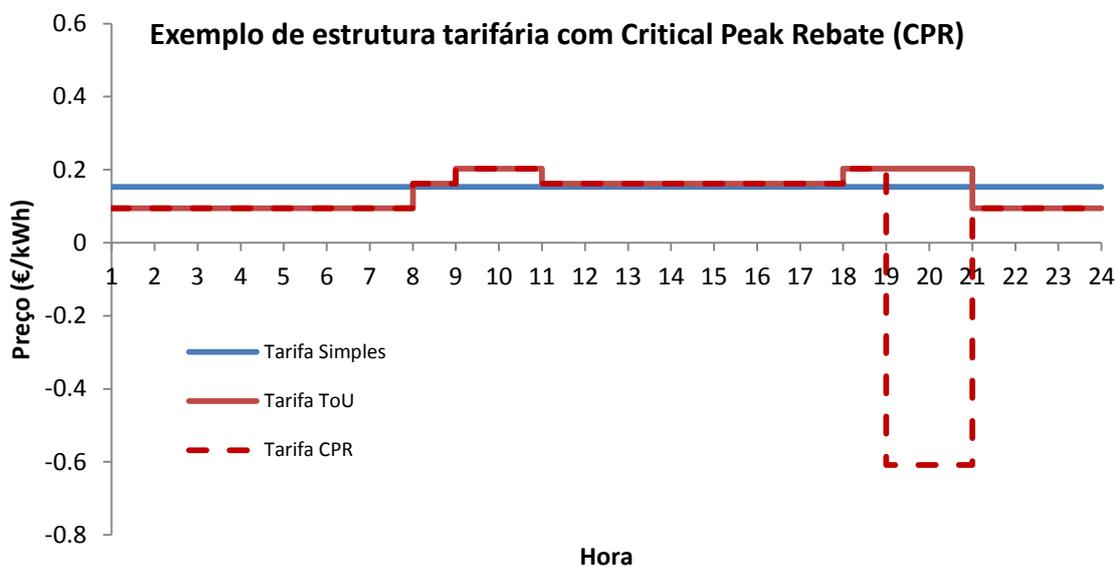


Figura 2.5 - Exemplo de estrutura tarifária com Critical Peak Rebate (CPR)

2.2.4. Direct Load Control

O controlo direto da carga do consumidor resulta de um acordo estabelecido entre a *utility* e o consumidor, em que a *utility* tem a capacidade de interromper ou diminuir diretamente a carga do consumidor sempre que se registem eventos que assim o justifiquem (e.g., insuficiência de meios de produção ou congestionamentos das redes). O *Direct Load Control* está modelizado para que a *utility* consiga atuar diretamente em equipamentos localizados nas instalações dos consumidores como os sistemas de ar condicionado.

Capítulo 3

Experiência internacional e projetos-piloto

No Capítulo 3 são descritas algumas experiências internacionais na área da implementação das tarifas dinâmicas. Assim, são descritos os principais programas implementados atualmente em países como os EUA, Espanha e França, destacando-se sempre que possível os resultados obtidos da implementação dos respetivos programas.

3.1. Introdução

Tal como foi referido no Capítulo 2, as tarifas dinâmicas enquadram-se num conceito que tem adquirido nos últimos anos uma considerável relevância no SEE, o *Demand Response*. Este conceito encontra-se atualmente bastante difundido nos EUA, ao passo que na União Europeia o *Demand Response* encontra-se limitado a um número reduzido de países. Atualmente, em países como a França, Finlândia, Bélgica, Suíça, Irlanda e Grã-Bretanha o enquadramento legal e regulatório encontra-se recetivo à participação do *Demand Reponse*. Por outro lado, em países como a Noruega, Suécia, Áustria e Holanda, o mercado encontra-se ainda parcialmente aberto para a integração do *Demand Response*, enquanto noutros países estão a ser dados os primeiros passos para o desenvolvimento deste conceito (e.g., Alemanha e Polónia). Na Figura 3.1 encontra-se representado o nível de recetividade do *Demand Response* nos países da UE.

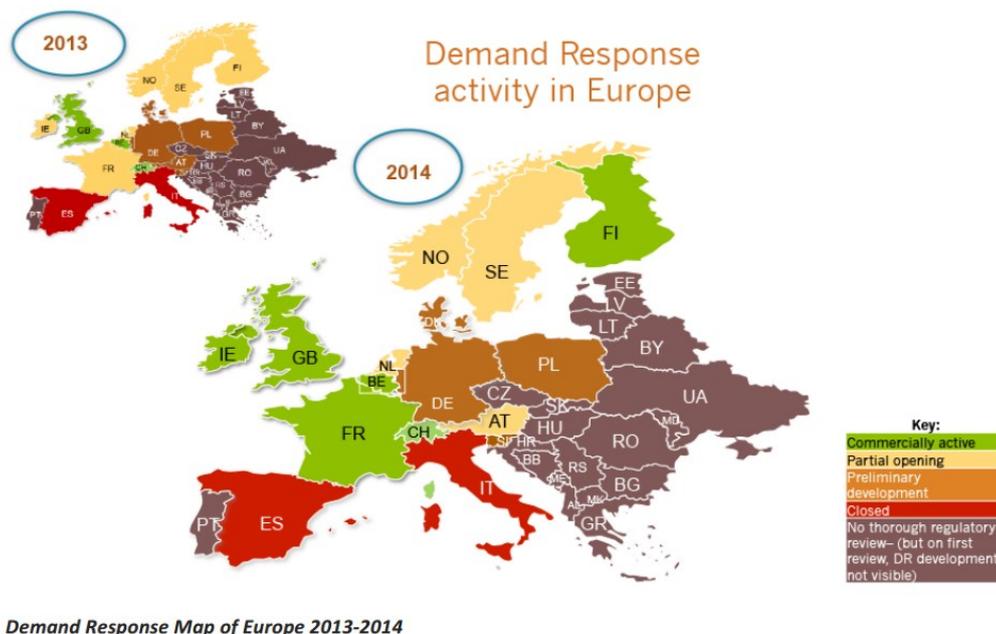


Figura 3.1 - Demand Response Map of Europe 2013-2014 [8]

Importa salientar que em Espanha o mercado já não se encontra fechado ao *Demand Response*, ao contrário do que é sugerido na Figura 3.1. A implementação do preço voluntário para os pequenos consumidores (i.e., *Voluntary price for small consumers* (PVPC)) permitiu uma maior abertura do mercado, possibilitando assim uma maior integração de outros mecanismos associados ao *Demand Response*. O PVPC será detalhado oportunamente no subcapítulo 3.3.

3.2. EUA

O Governo Federal Americano tem disponibilizado ao longo dos últimos anos incentivos às *utilities* para a adoção de medidas que visem o desenvolvimento de redes inteligentes (i.e., *smart grids*) e a utilização de tarifas com variação em tempo real. O *American Recovery and Reinvestment Act* de 2009 (ARRA) disponibilizou cerca de 5 mil milhões de dólares para ações de demonstração no âmbito das *smart grids* e para o desenvolvimento de projetos tecnológicos, sendo que uma grande parte desses fundos proveio do *Department of Energy* (DOE). Os fundos do DOE suportaram um vasto conjunto de projetos que envolvem a instalação de *smart meters*, assim como a implementação de mecanismos baseados em tarifas com variação em tempo real, entre as quais se destaca as tarifas do tipo CPP.

Mais recentemente tem-se assistido a uma introdução gradual das tarifas dinâmicas ao nível dos pequenos consumidores nos EUA. Apesar da rápida disseminação dos *smart meters* (estima-se que 20 milhões desses equipamentos foram instalados ao nível residencial e do pequeno comércio até ao final de 2011) a introdução de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas tem constituído um processo bastante mais moroso. A maioria das *utilities* tem introduzido as tarifas dinâmicas como uma alternativa às tarifas simples, mantendo as tarifas simples por defeito de tal modo que os consumidores têm a liberdade para optarem de forma voluntária pelas tarifas dinâmicas.

Nos subcapítulos 3.2.1 e 3.2.2 são apresentados os mecanismos associados às tarifas dinâmicas introduzidos por duas empresas americanas, a *Gulf Power* e a *Southern California Edison*.

3.2.1 *Gulf Power*

A *Gulf Power* é uma empresa detentora de ativos nas áreas de produção, transporte e distribuição de energia elétrica e que atua em 8 condados da Florida, USA. Alimenta um total de cerca de 430.000 consumidores e tem uma capacidade instalada de cerca de 2700 MW. Em meados de 2013, a *Gulf-Power* tinha mais de 11.000 participantes (cerca de 2,6% do total) no seu programa “*Energy Select*”. Este programa apresenta uma estrutura que abrange as tarifas estáticas do tipo ToU e as tarifas dinâmicas do tipo CPP. Este esquema tarifário apresenta 4 níveis distintos de preço (i.e., baixo, médio, elevado e crítico). Em cerca de 87% do tempo, as tarifas a aplicar apresentam um nível de preço baixo ou médio, sendo os respetivos valores mais baixos do que o preço da tarifa *standard* normalmente aplicável aos consumidores

domésticos. Por outro lado, o nível de preço elevado é aplicado em 12 % do tempo, enquanto o preço crítico apenas ocorre em 1% do tempo.

Em 2015, os preços de energia a aplicar aos consumidores no âmbito do programa “*Energy Select*” encontram-se representados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 - Preços da energia aplicáveis no programa “*Energy Select*” da Gulf Power [10]

Preços (cêntimos de USDkWh)	
Baixo	8.5
Médio	9.8
Elevado	17.7
Crítico	72.7

No âmbito deste programa, os clientes conhecem os períodos em que ocorrem os três primeiros níveis de preço, variando estes de acordo com a época do ano, o mês, o dia e a hora. No entanto, os períodos que são abrangidos pelos preços críticos não são conhecidos com antecedência, dependendo estes das necessidades da *utility*. Os períodos críticos ocorrem geralmente nas tardes mais quentes de verão e nas manhãs mais frias de inverno e duram entre uma a duas horas. Os clientes têm assim a possibilidade de programar alguns equipamentos como os sistemas de aquecimento e de arrefecimento, ou ainda os sistemas de bombagem de piscinas, para que estes funcionem nos períodos de preço mais baixo. No entanto, os sistemas de controlo podem ser também programados para limitar o funcionamento dos equipamentos quando são evocados os períodos críticos.

Segundo os dados da *Gulf Power*, é possível atingir em média uma redução do pico de carga entre 1.7 e 1.8 kW por consumidor nos períodos de pico de Verão e entre 2.5 e 3 kW nos períodos de pico de Inverno. Em geral, a *Gulf Power* consegue uma redução de 20 MW no pico de carga de Verão (redução de cerca de 1% da potência de ponta, considerando a participação de cerca de 2,6% dos consumidores) com a aplicação do programa “*Energy Select*”. Tipicamente, este programa permite uma redução do consumo de 700 a 1000 kWh/ano por consumidor, levando a uma redução na ordem dos 12 a 15% da fatura de eletricidade do consumidor [11].

3.2.2 *Southern California Edison*

A *Southern California Edison* (SCE) tem implementada uma série de medidas que visam a aplicação de mecanismos de *Demand Response* para a diminuição do nível de carga nos períodos críticos de operação do SEE. De entre esses mecanismos e no âmbito das tarifas dinâmicas destacam-se dois programas aplicáveis aos consumidores domésticos, o “*Save Power Days*” e o “*Summer Discount Plan*”.

O “*Save Power Days*” consiste num programa voluntário em que é comunicado aos consumidores, via mensagem escrita, telefone ou *email*, de que no dia seguinte irá ocorrer um evento crítico (e.g., sobrecarga na rede). Esta comunicação tem como objetivo que o consumidor reduza os seus níveis de consumo mediante as condições acordadas anteriormente

entre ambas as partes (i.e., consumidor e *utility*). Relativamente a essas condições destaca-se que:

- Os períodos declarados pela SCE como críticos correspondem apenas a períodos localizados em dias de semana e que não sejam feriados. Tipicamente, esses eventos ocorrem 12 vezes ao ano. No entanto, a SCE encontra-se limitada por um máximo de 15 eventos por ano;
- Um evento declarado pela SCE tem uma duração de 4 horas e poderá ocorrer entre as 14:00 e as 18:00;
- O consumidor recebe 0.75\$/kWh por cada kWh reduzido em relação aos valores disponíveis dos últimos 5 dias entre as 14:00 e as 18:00 [12].

Desta forma, o programa em causa encontra-se modelizado de acordo com os fundamentos das tarifas do tipo PTR (*Peak Time Rebate*). Uma vez que se trata de um programa voluntário, os consumidores têm a liberdade de decidir se diminuem ou não o seu consumo, e a SCE não tem a possibilidade de enviar sinais de controlo para desligar de forma automática os equipamentos localizados nas instalações dos consumidores, como por exemplo, sistemas de ar condicionado.

A SCE apresenta também como oferta aos seus clientes o programa “*Summer Discount Plan - Residential*”. Neste programa, a SCE pode enviar um sinal de controlo que desligue os sistemas de ar condicionado dos seus clientes durante um período de até 6 horas por dia. Os clientes são avisados através da *home page* da empresa com uma hora de antecedência antes da ocorrência do evento. O cliente pode ainda optar pelas seguintes condições de operacionalidade dos sistemas de ar condicionado:

- **Tempo de interrupção:** o cliente pode escolher uma opção em que sempre que é declarado um evento, o equipamento será desligado durante todo o tempo em que esse evento decorrer, ou então a opção de que o equipamento é desligado 15 minutos por cada 30 minutos de duração do evento. Destaca-se ainda que o programa pode ser ativado até 180 horas por ano, para cada cliente;
- **Anulação de eventos:** o cliente pode também escolher a opção que lhe permite ignorar até 5 eventos ou então a opção de aceitar todos os eventos que sejam declarados [12].

Assim, quanto mais elevada for a recetividade dos consumidores a este tipo de programa (i.e., maior controlo operacional dos sistemas de ar condicionado por parte da SCE), maiores serão os benefícios de que estes irão usufruir. Para além disso, os benefícios económicos para os clientes dependem também da dimensão dos sistemas de ar condicionado instalados. Destaca-se que os consumidores não irão receber créditos nas suas contas de cada vez que os sistemas de refrigeração são desligados remotamente pela SCE, mas sim um crédito fixo que pode ser utilizado entre o dia 1 de Junho e 1 de Outubro [12].

Na Tabela 3.2 encontram-se representados os resultados obtidos através do *Summer Discount Plan - Residential (SDP - R)* no ano de 2012.

Tabela 3.2 - Resultados obtidos com o programa *Summer Discount Plan - Residential* no ano de 2012

Programa	Carga de Referência (kW)	Carga com Demand Reponse (kW)	Impacto na carga por consumidor (kW)	Impacto na carga (%)	Impacto no agregado de carga (MW)	Número de consumidores solicitados	Número de eventos
SDP - R	3.1	2.2	0.8	27	83	303.503	21

De acordo com a análise da Tabela 3.2 é possível constatar que no ano de 2012, os clientes com subscrição do programa *Summer Discount Plan - Residential* reduziram em média 27% do seu consumo no período correspondente aos 21 eventos críticos evocados no respetivo ano se comparado com o consumo existente em média em períodos análogos anteriores.

A SCE prevê que entre 2017 e 2025 os programas “*Save Power Days*” e “*Summer Discount Plan*” abrangam 817.000 e 311.959 clientes, respetivamente [13].

3.3. Espanha

No dia 1 de Abril de 2014 foi aprovado em Espanha o “*Precio voluntario para el pequeño consumidor*” (*Voluntary Price for Small Consumers*), PVPC. Este programa é baseado em tarifas do tipo RTP, cujo objetivo é que os consumidores paguem um valor justo pela energia consumida, devendo esse valor refletir os reais custos que os consumidores acarretam para o SEE. O PVPC substitui assim a tarifa de último recurso e encontram-se elegíveis para participar neste programa todos os consumidores com uma potência inferior a 10 kW.

Os preços são determinados de forma aditiva considerando as seguintes parcelas:

- Custos de produção de energia que se determinam de acordo com o valor dos preços do mercado diário e dos mercados intradiários;
- Os custos dos serviços de sistema;
- As tarifas de acesso e outros encargos associados;
- Custos de comercialização [14].

A principal diferença deste esquema tarifário em relação ao anteriormente implementado está associado ao cálculo do preço associado à produção de eletricidade.

A Rede Elétrica de Espanha (REE) disponibiliza até às 20:15h de cada dia na sua página *web* a informação dos preços a considerar para as 24 horas do dia seguinte numa base horária. A REE disponibiliza informação relativa a três tipos de tarifas:

- A. Tarifa geral.
- B. Tarifa noturna.
- C. Tarifa dos veículos elétricos.

Estas tarifas que atualmente vigoram em Espanha (i.e., tarifa geral com um único nível de preço, tarifa noturna com dois níveis de preços e a tarifa dos veículos elétricos com três níveis de preço), são assim ajustadas de acordo com os preços da energia elétrica obtidos nos mercados diários e intradiários do MIBEL.

Na Figura 3.2 encontra-se representada a informação disponibilizada pela REE para as 24 horas do dia 4 de Fevereiro de 2015, de acordo com o novo esquema tarifário PVPC. Foi ainda adicionada a esta figura a informação relativa aos preços do mercado diário do MIBEL registados no mesmo dia.

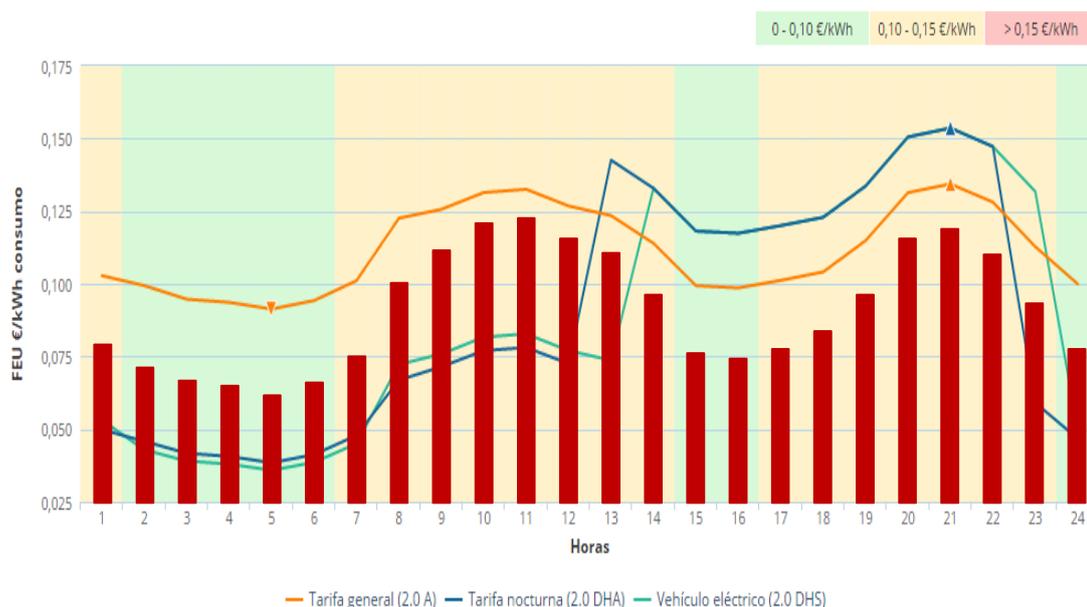


Figura 3.2 - Variação do valor das tarifas de energia ativa referente ao PVPC para o dia 4 de Fevereiro de 2015 [15].

Importa salientar que as colunas a vermelho que se encontram representadas na Figura 3.2 dizem respeito aos preços do mercado diário do MIBEL. Essa informação não se encontra ajustada à escala de preços das tarifas PVPC. Ao incluir todos estes valores na mesma figura, pretende-se verificar que existe uma correlação entre os preços do mercado diário do MIBEL e os valores das tarifas PVPC. Por exemplo, ao analisar a curva referente à tarifa geral do PVPC verifica-se que esta apresenta o mesmo tipo de variação dos preços que o verificado no mercado diário do MIBEL ao longo das 24 horas do dia.

3.4. França

3.4.1. TEMPO Program EDF

Em França a EDF disponibiliza o programa denominado TEMPO Program que abrange consumidores domésticos com elevado nível de consumo e pequenos negócios, ambos com potência contratada entre 9 e 36 kVA. Os clientes inscritos neste programa são informados do preço a que será faturada a energia no dia seguinte. Esta informação é enviada ao cliente de acordo com uma codificação de cores, ou seja, cada cor é representativa de um nível de preços que será aplicado no dia seguinte. Os dias com a atribuição da cor azul são os dias em que o preço da energia é mais baixo, os dias a branco são classificados por um preço intermédio e, os definidos pela cor vermelha indicam o nível de preço mais elevado. Em cada dia, os preços da energia são ainda subdivididos em dois escalões, um para o período *off-peak* e o outro para o período normal de consumo. Na Figura 3.3 pode-se verificar o nível de preço fixado para cada dia nos diferentes períodos de consumo (i.e., *off-peak* ou normal) ao longo de 2015.

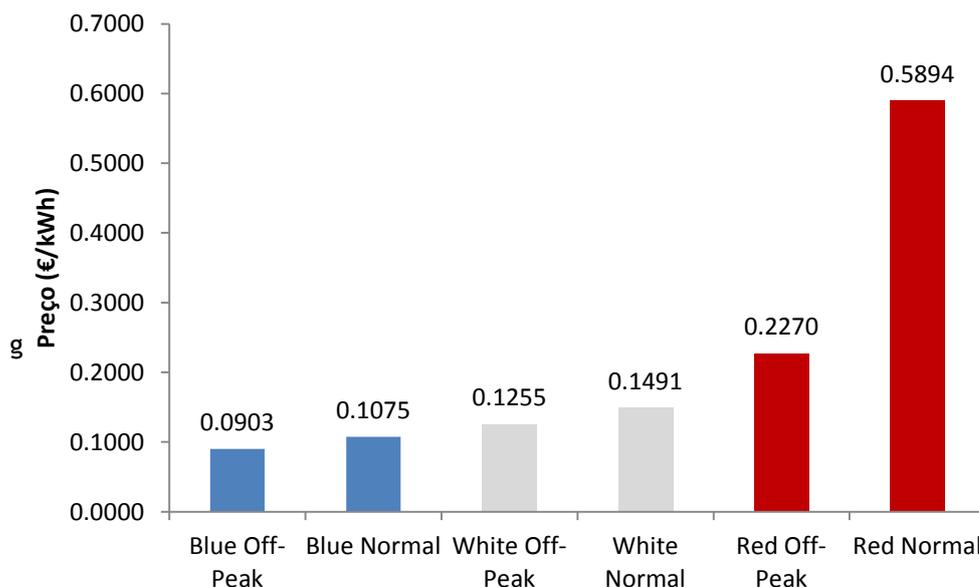


Figura 3.3 - Preços das tarifas para o programa TEMPO no ano de 2015 [16]

O período *off-peak* encontra-se compreendido entre as 22:00h e as 06:00h, enquanto as restantes horas do dia abrangem o período normal. Tal como se pode verificar pela Figura 3.3, o preço da energia é cerca de 5.5 vezes mais elevado durante o período normal nos dias vermelhos em relação aos dias azuis. Com esta diferença de preços pretende-se que exista uma real inibição para o consumo de eletricidade, aliviando assim o pico de carga esperado na rede. Tipicamente os dias a vermelho são os dias de inverno em que se registam temperaturas muito baixas, podendo-se concluir que existe uma relação direta entre a temperatura e o nível de consumo de cada consumidor.

No entanto, existem algumas limitações para a aplicação destes níveis de preço ao longo de um ano. A aplicação dos diferentes níveis de preço/cores deve respeitar os seguintes pressupostos:

- 22 dias classificados como **vermelhos** que ocorrem entre 1 de Novembro até 31 de Março de 2ª a 6ª feira (Sábados, Domingos e feriados não podem ser enquadrados neste grupo e não podem existir mais do que cinco dias consecutivos neste nível);
- 43 dias classificados como **brancos** que estão espalhados ao longo do ano mas que ocorrem principalmente entre Outubro e Maio exceto Domingos;
- 300 dias de tipo **azul** durante os restantes dias do ano (todos os Domingos são do nível azul).

Na Figura 3.4 encontra-se representada a atribuição das diferentes cores desde o dia 1 de Setembro de 2014 até ao dia 12 de Fevereiro de 2015, informação essa que é disponibilizada no site da EDF [17].

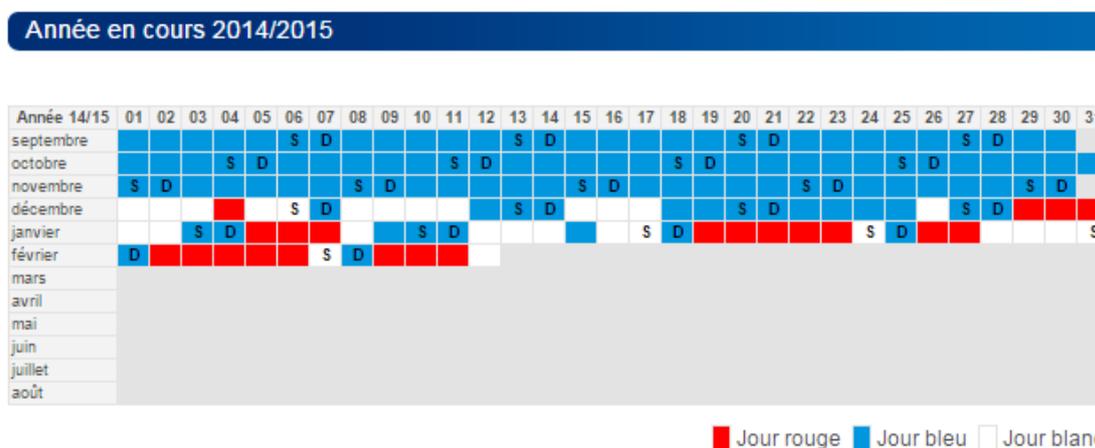


Figura 3.4 - Cores atribuídas no programa TEMPO da EDF durante o período entre 1 de setembro de 2014 e 12 de fevereiro de 2015 [17]

A cor que é atribuída a cada dia é definida pela EDF de acordo com as previsões do nível de carga para o dia seguinte. O Operador da Rede de Transporte Francês tem igualmente a legitimidade para atribuir a cor a um dia se forem esperados, por exemplo, problemas de congestionamento na rede [18].

Um estudo sobre a redução do consumo resultante da implementação deste programa indica que existe uma redução do consumo na ordem dos 15% nos dias de tipo branco e de 45% nos dias classificados como vermelhos. Os utilizadores abrangidos por este programa poupam em média 10 % na sua fatura de eletricidade e cerca de 90 % das pessoas estão satisfeitas com este programa [18].

Destaca-se ainda que os clientes podem optar por quatro versões que dependem do tipo de monitorização, comunicação e controlo de carga instalado. Estas versões são enumeradas em seguida:

- **Standard TEMPO:** o cliente tem apenas instalado um equipamento de medição simples;
- **Dual Energy TEMPO:** o cliente tem a possibilidade de trocar de recurso a utilizar para alimentar os equipamentos de climatização de entre dois disponíveis;
- **Thermostat TEMPO:** o cliente tem instalado um equipamento para controlo de carga que pode ser utilizado para ligar/desligar os sistemas de aquecimento de acordo com níveis de preço;
- **Comfort TEMPO:** o cliente tem instalado um sistema de controlo e de medição mais sofisticado [18].

3.5. Grã-Bretanha

Na Grã-Bretanha existem, por exemplo, os esquemas ToU Economy 7 e Economy 10, em que os clientes beneficiam de um preço mais baixo da eletricidade durante 7 e 10 horas diárias, respetivamente. Estes programas são baseados no esquema usual das tarifas ToU, mas com a particularidade de que os períodos em que a energia é mais barata variam de acordo com as regiões a que os consumidores estão ligados. Existem no total 14 regiões distintas, tendo o período *off-peak* uma duração típica de 7 ou 10 horas. Existem ainda zonas em que, na mesma região, cada consumidor tem um período específico em que a energia é mais barata (e.g., *South West Area*).

Na Figura 3.5 é possível visualizar os períodos tarifários em que a energia é mais barata nas diferentes regiões da Grã-Bretanha.

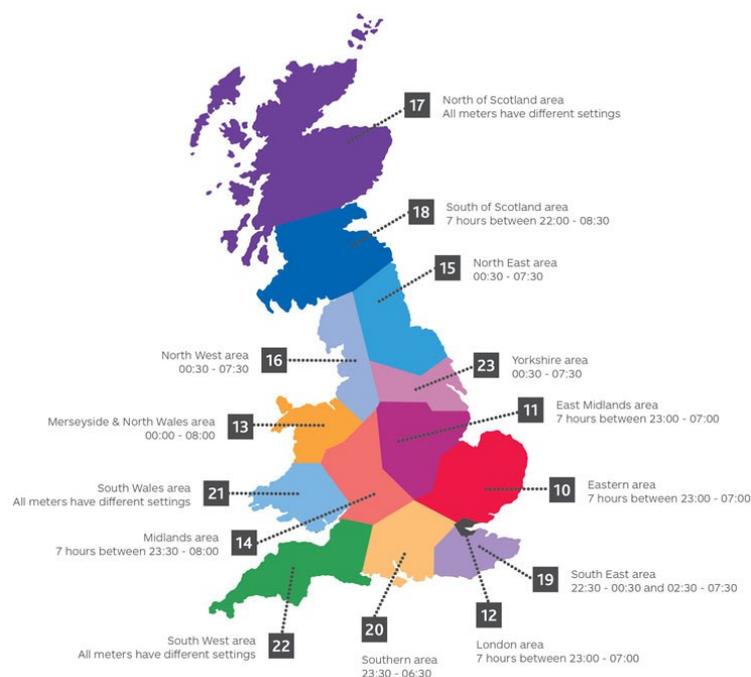


Figura 3.5 - Zonas e períodos horários para aplicação do “Economy 7” no Reino Unido

Cerca de 3.3 milhões dos cerca de 22 milhões de consumidores domésticos da Grã-Bretanha adotaram o programa *Economy 7*, ou seja, 15% do universo total de consumidores.

3.6. Outros Casos

Atualmente existem diversos casos de estudo sobre a viabilidade económica da implementação de tarifas dinâmicas. No presente documento apenas são apresentadas as experiências internacionais que se consideraram mais relevantes. Note-se que no documento elaborado pela EDP Distribuição sobre a “Introdução de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes” é apresentado um conjunto considerável de casos de estudo, pelo que não se considerou necessário descrever novamente todos esses casos no presente documento.

No entanto, finaliza-se este Capítulo com um gráfico que indica a percentagem de redução de carga obtida através da implementação de diferentes esquemas tarifários aplicados em diferentes casos de estudo.

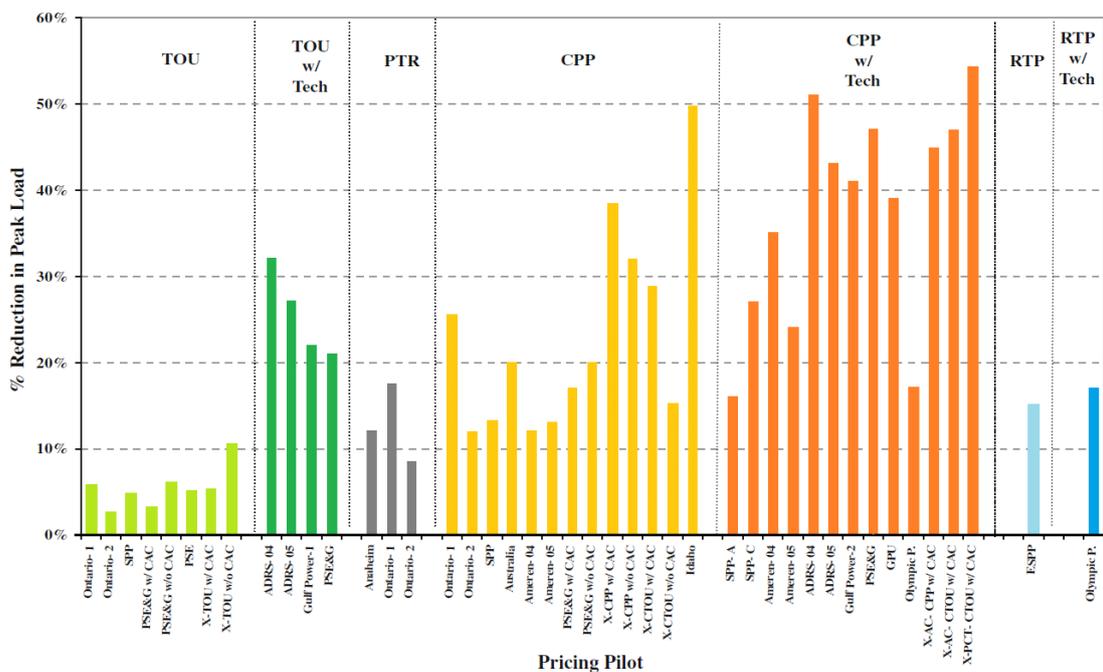


Figura 3.6 - Síntese da redução do pico de carga para diferentes casos de estudo [19]

Nos casos de estudo em que foram introduzidas tarifas de tipo ToU (sem equipamentos de controlo de carga instalados) constata-se que o potencial de redução do pico de carga é relativamente baixo, sendo o melhor resultado o que foi obtido no estudo X-TOU W/o CAC (i.e., 12 % de redução do pico de carga). No entanto, verifica-se que para os casos de estudo em que se consideram as tarifas de tipo CPP os resultados obtidos são significativamente melhores. Neste caso, e para os consumidores que aderiram ao programa, verifica-se uma redução do pico de carga de perto de 50% (sem a instalação de equipamentos de controlo de carga) e de aproximadamente 55% para o caso em que os clientes têm à sua disposição

equipamentos que controlam automaticamente os equipamentos de consumo de acordo com os sinais de preço recebidos.

Por fim, outra conclusão interessante a retirar através da síntese de casos de estudos apresentada é que existe uma tendência para que os resultados melhorem com a instalação de equipamentos de controlo de carga. É possível observar que para os casos de estudo em que são considerados mecanismos associados a tarifas dinâmicas com a instalação de equipamentos de controlo de carga existe uma redução do pico de carga mais acentuada do que nos casos em que não se encontram instalados esse tipo de equipamentos.

Em média, é possível uma redução do pico de carga de 4% com a introdução de programas baseados em tarifas do tipo ToU, uma redução na ordem dos 17% com a implementação de tarifas do tipo CPP, e de 36% com programas do tipo CPP e com a utilização de tecnologias de controlo de carga.

Capítulo 4

Impacto das Tarifas Dinâmicas no SEE

Neste Capítulo 4 são descritas as análises realizadas e os resultados obtidos em relação ao impacto da introdução das tarifas dinâmicas no Sistema Elétrico Nacional.

Em primeiro lugar, é analisado o comportamento do consumo a nível global e por DRC (Direção de Rede e Clientes) de modo a identificar os períodos críticos de operação da rede e desta forma perceber quando é que as tarifas dinâmicas podem constituir uma mais-valia para o SEE. A Figura 4.1 ilustra a disposição geográfica das DRC em Portugal continental que foram alvo de estudo.



Figura 4.1 - Disposição geográfica das DRC em Portugal continental.

De seguida, é analisado o impacto da introdução das tarifas dinâmicas no mercado diário do MIBEL através do conceito de Função de Benefício Social.

Posteriormente é estimada a valorização económica decorrente da redução de perdas na rede de MAT, AT e MT que decorre da introdução das tarifas dinâmicas.

Segue-se uma análise sobre o impacto das tarifas dinâmicas no diferimento de investimento em equipamentos da rede de distribuição (i.e., subestação, linhas e cabos) através de duas abordagens:

- diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização;
- utilização de custos evitados baseados em custos incrementais de longo prazo disponibilizados pela ERSE.

Finalmente na secção 4.8 deste capítulo é avaliada a influência deste tipo de esquemas tarifários no mercado de contratação de reserva secundária.

4.1. Análise das horas de ponta

4.1.1. Análise das horas de maior consumo por nível de tensão

Tipicamente as horas em que se regista um maior nível de consumo coincidem com os períodos em que o Operador da Rede de Distribuição (ORD) verifica uma maior dificuldade na operação da rede. Para além disso, os elevados picos de carga que se registam em determinadas alturas do ano implicam um aumento considerável das perdas na rede. Por conseguinte, é importante avaliar o comportamento do consumo a nível global e local de forma a perceber quais os períodos em que as tarifas dinâmicas poderão constituir uma mais-valia para o ORD.

Na Figura 4.2 encontra-se representada a distribuição mensal das 100 horas de maior consumo nos anos 2011, 2012, 2013 e 2014. Destaca-se no entanto que esta análise se refere ao consumo global do sistema elétrico nacional, abrangendo os consumos em MAT, AT, MT e BT.

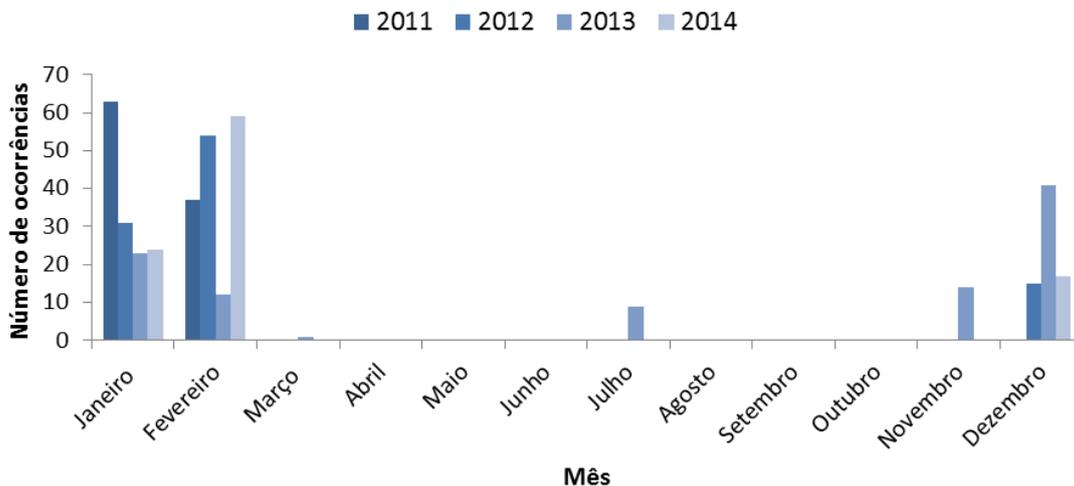


Figura 4.2 - Distribuição mensal das 100 horas de maior consumo nos anos 2011, 2012, 2013 e 2014.

De acordo com a Figura 4.2 verifica-se que existe uma tendência para que as horas de maior consumo do ano ocorram nos meses de Janeiro, Fevereiro e Dezembro.

De seguida, a Figura 4.3 apresenta a distribuição horária das 100 horas de maior consumo dos anos 2011, 2012, 2013 e 2014 relativas ao consumo global do sistema.

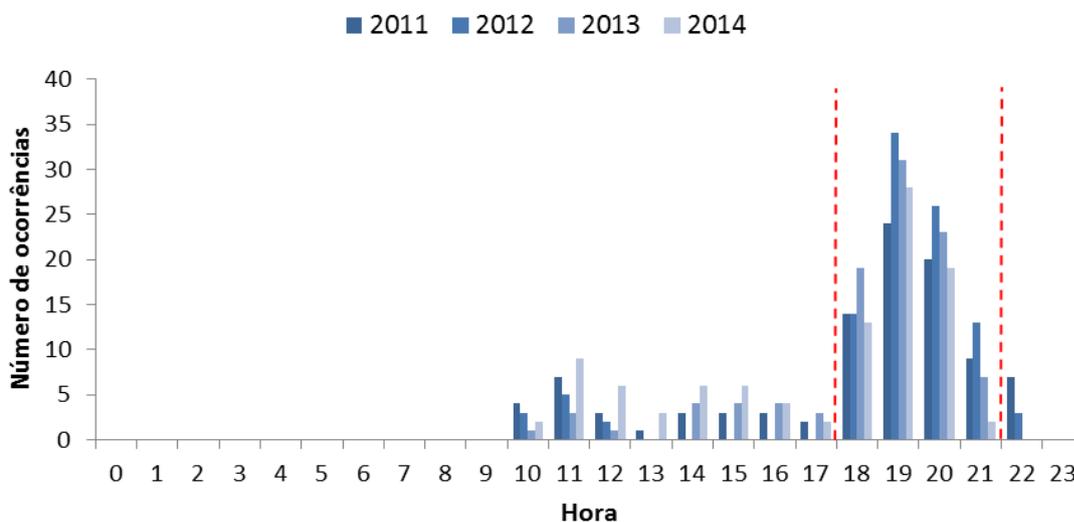


Figura 4.3 - Distribuição horária das 100 horas de maior consumo nos anos 2011, 2012, 2013 e 2014.

Através da observação da Figura 4.3 constata-se que existe uma maior preponderância para as 100 horas de maior consumo ocorrerem entre a hora 18 e a hora 21. No entanto, é importante destacar que entre as horas 10 e 17, assim como na hora 22, se regista um número considerável de ocorrências nos anos em análise.

A Tabela 4.1 indica para os anos 2011, 2012, 2013 e 2014 o número de dias distintos que constam das 50 horas de ponta de cada ano, assim como o maior número de ocorrências registado num único dia. Para além disso, é indicado o número médio de horas críticas que se registam num mesmo dia para as 50 horas de ponta de cada um desses anos.

Tabela 4.1 - Número de dias distintos, número máximo de horas críticas num dia e número médio de horas críticas nas 50 horas de ponta de 2011, 2012, 2013 e 2014.

Ano	Número de dias Distintos	Número máximo de horas críticas num dia	Número médio de horas críticas
2011	13	12	3.8
2012	22	4	2.3
2013	20	4	2.5
2014	16	9	3.1

Através da análise da Tabela 4.1 é possível constatar que em 2011, 12 das 50 horas mais carregadas do ano ocorreram no mesmo dia (24% do número total de horas), e em 2014 essa mesma situação ocorreu em 9 das 50 horas mais carregadas. Por exemplo, no dia 4 de Fevereiro de 2014 verificou-se que as horas 11, 12, 14, 15, 16, 17, 18, 19 e 20 figuram no conjunto das 50 horas mais carregadas desse ano (Figura 4.4). Note-se que a implementação

de esquemas tarifários baseados em tarifas dinâmicas está normalmente associado a um número limitado de horas em que o ORD pode declarar no mesmo dia um evento crítico, levando a que desta forma sejam introduzidos no sistema os mecanismos necessários (i.e., sobre-elevação do preço das tarifas) para que seja induzida alguma redução da carga nessas horas mais carregadas (i.e., deslocamento de carga). No entanto, se o período crítico decretado pelo ORD estiver por exemplo limitado a um máximo de 3 horas, e uma vez que parte do consumo tenderá a deslocar-se para as horas imediatamente laterais, podem ocorrer situações em que fiquem prejudicadas horas imediatamente laterais que são igualmente críticas, ficando estas horas numa situação ainda mais desfavorável que as 3 horas críticas em que se pretendia reduzir o consumo.

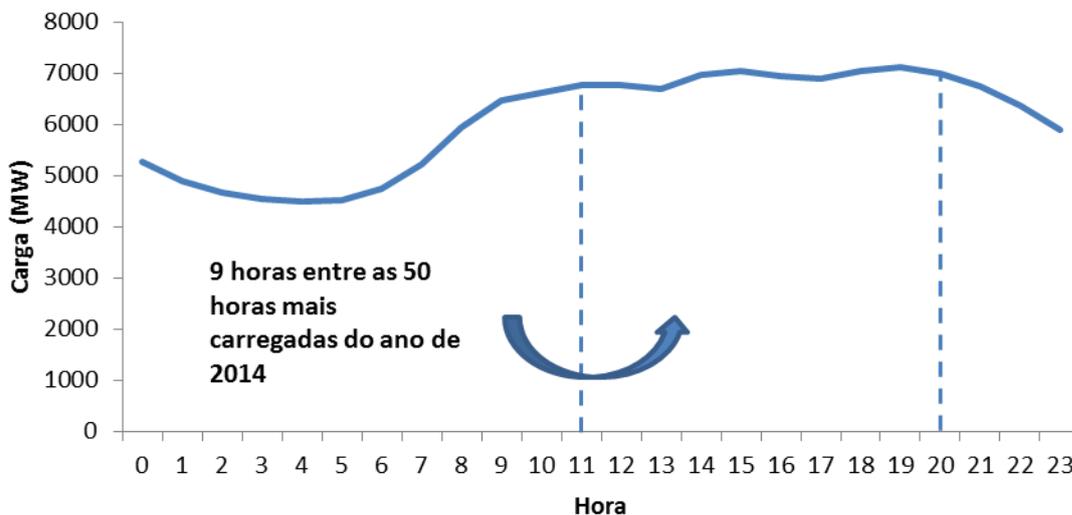
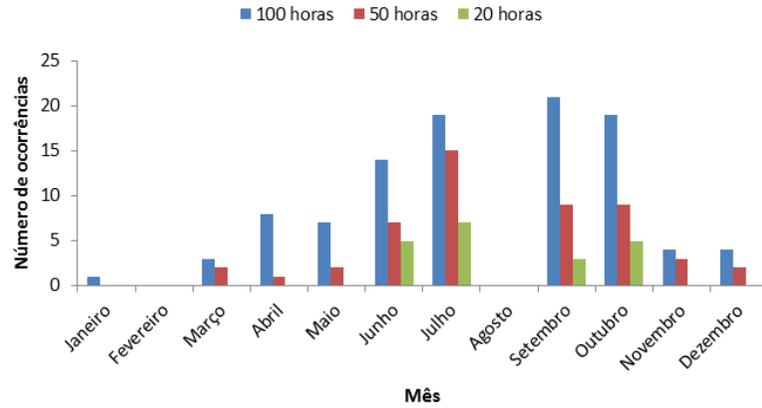


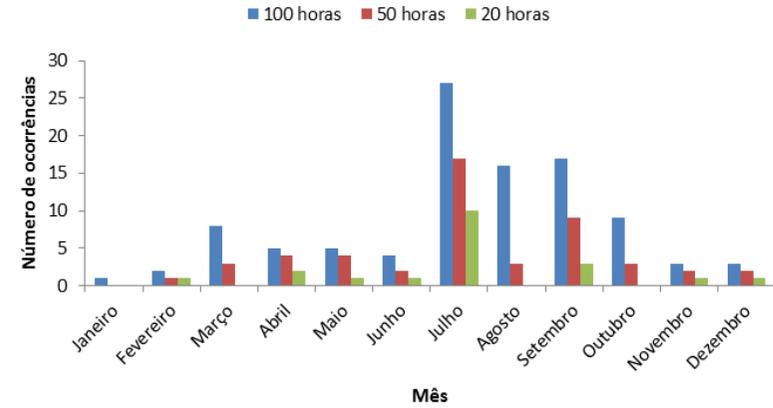
Figura 4.4 - Diagrama de consumo para as 24 horas do dia 4 de Fevereiro de 2014.

Outro aspeto interessante e que poderá ser relevante na elaboração dos esquemas tarifários a considerar nos projetos-piloto é que o número médio de horas críticas que se registam num mesmo dia para as 50 horas de maior consumo de 2011, 2012, 2013 e 2014 é de aproximadamente 3 horas.

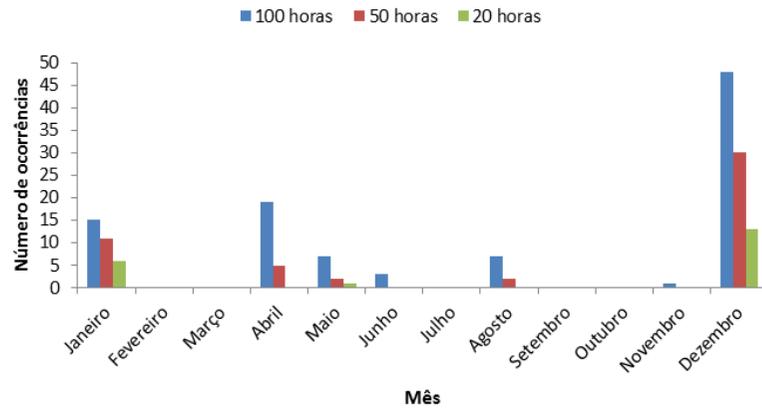
De seguida, apresenta-se a distribuição mensal e horária das 20, 50 e 100 horas de maior consumo por DRC (Direção de Rede e Clientes) em MAT, AT, MT e BT tendo apenas em conta o consumo em cada um desses níveis de tensão. Assim, as Figura 4.5, Figura 4.6, Figura 4.7 e Figura 4.8 representam as distribuições mensais das horas de maior consumo nas diferentes DRCs em MAT, AT, MT e BT, respetivamente. As Figura 4.9, Figura 4.10, Figura 4.11 e Figura 4.12 apresentam as distribuições horárias referentes às horas de maior consumo nas diferentes DRC em MAT, AT, MT e AT, respetivamente. Esta análise por DRC e por nível de tensão é relevante para eventualmente identificar padrões de consumo diferenciados do ponto de vista geográfico e de nível de tensão que possam justificar a adoção de algum grau de diferenciação em alguns parâmetros das tarifas dinâmicas.



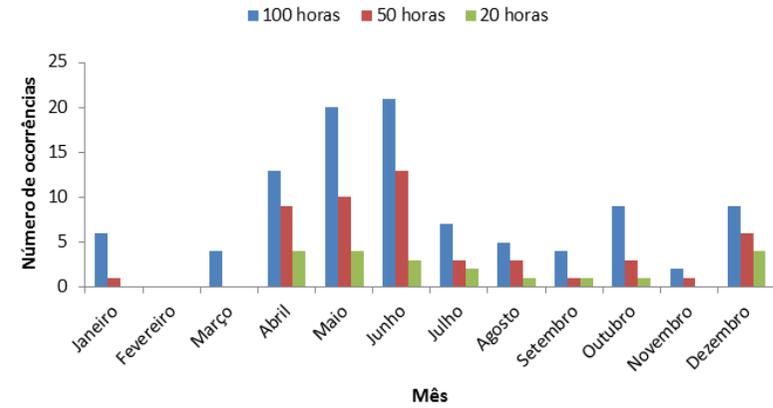
DRC Lisboa MAT - 2014



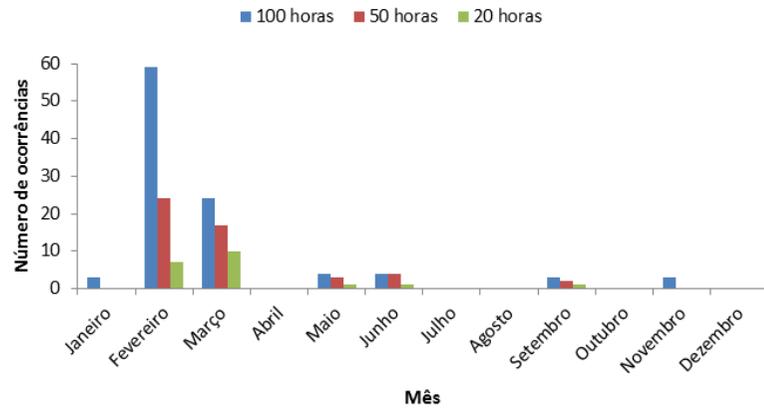
DRC Mondego MAT - 2014



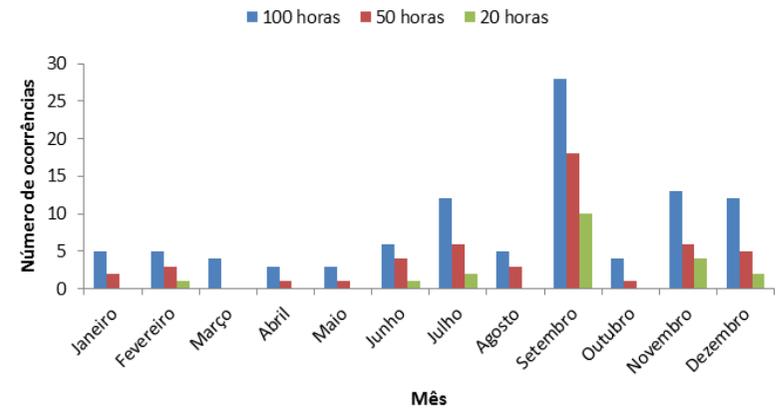
DRC Norte MAT - 2014



DRC Porto MAT - 2014

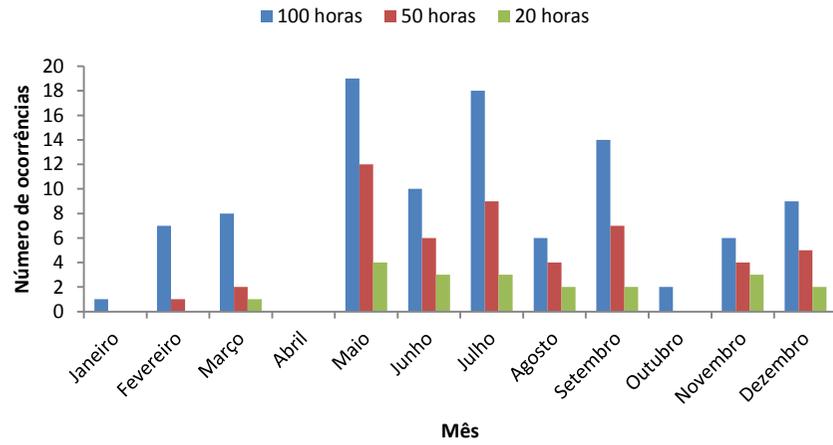


DRC Sul MAT - 2014

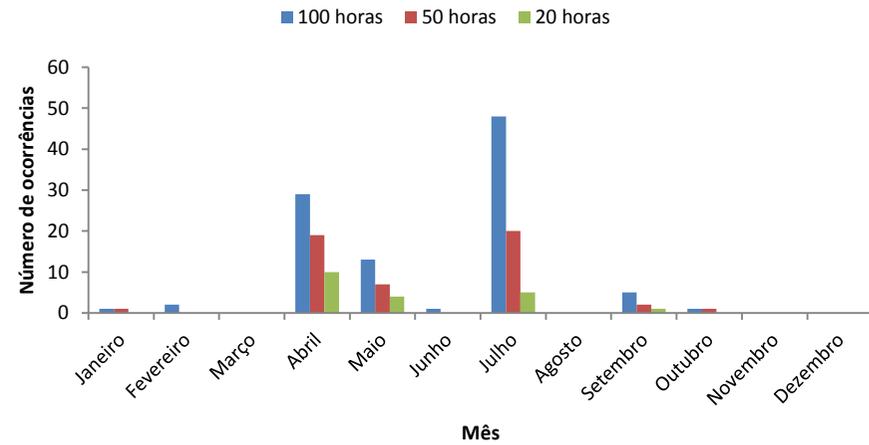


DRC Tejo MAT - 2014

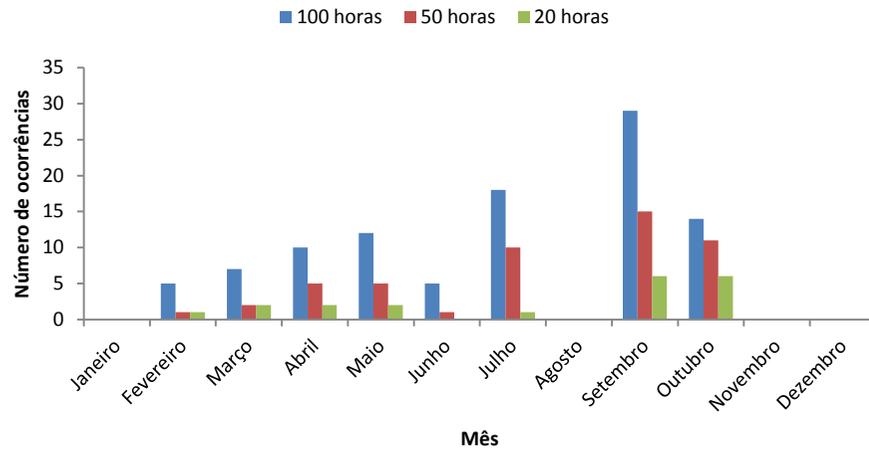
Figura 4.5 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MAT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.



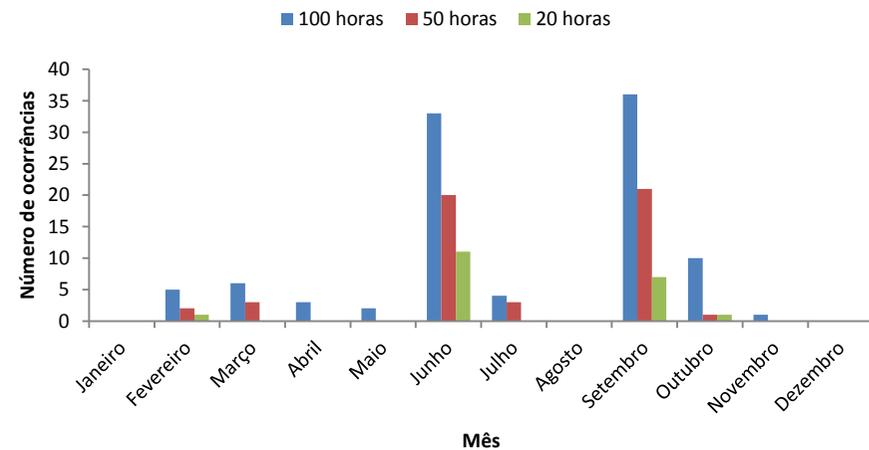
DRC Lisboa AT - 2014



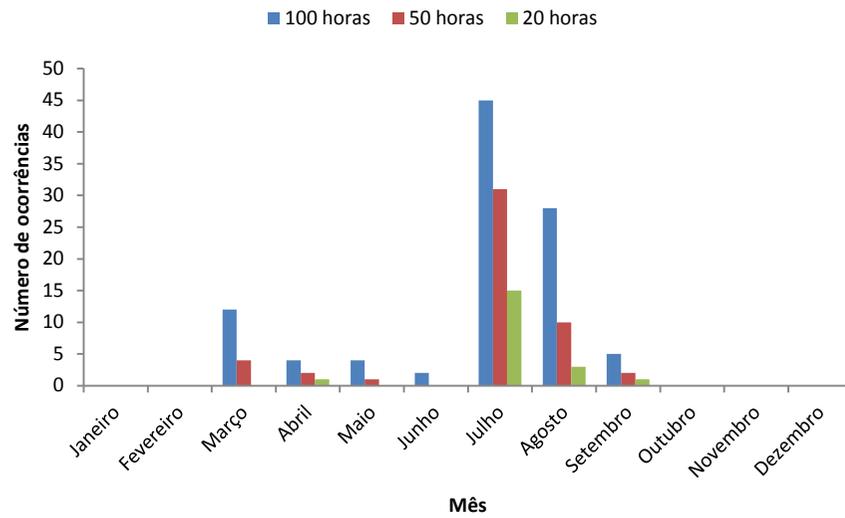
DRC Mondego AT - 2014



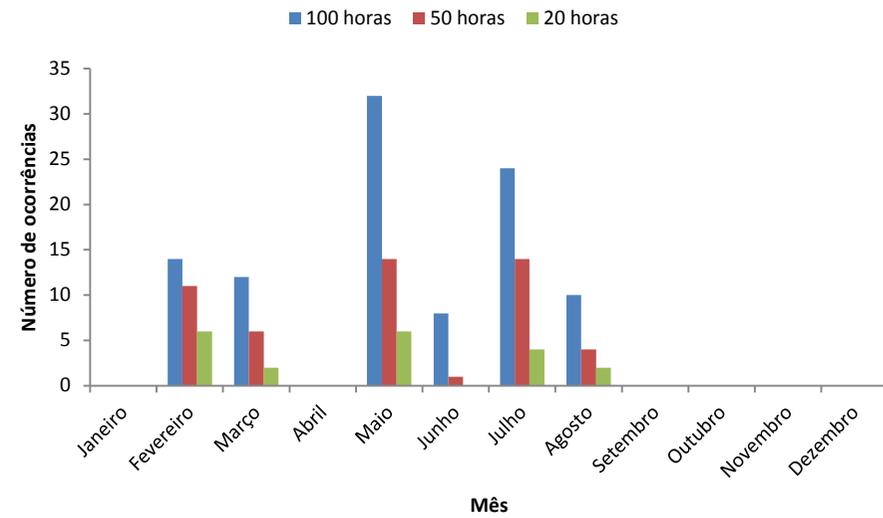
DRC Norte AT - 2014



DRC Porto AT - 2014

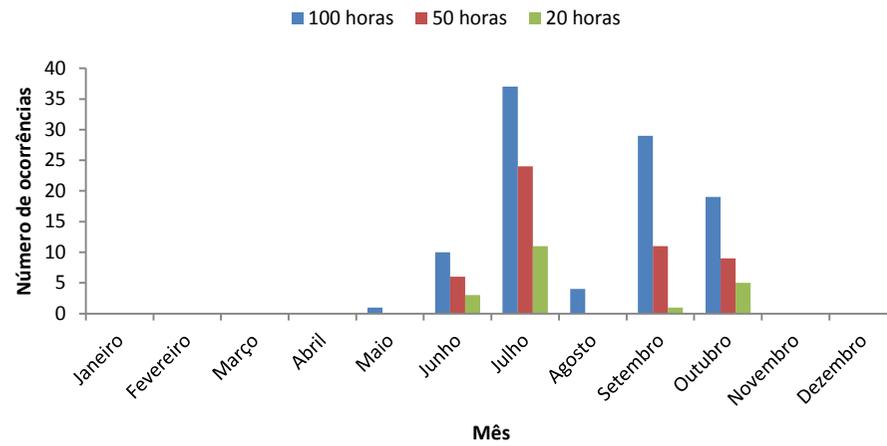


DRC Sul AT - 2014

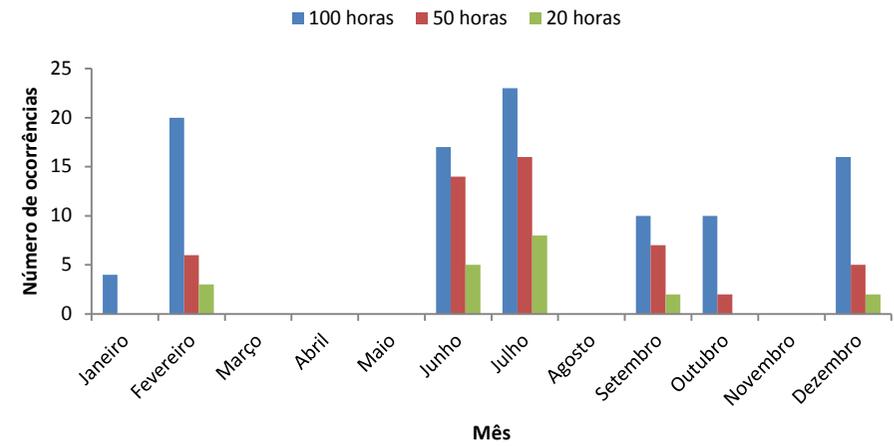


DRC Tejo AT - 2014

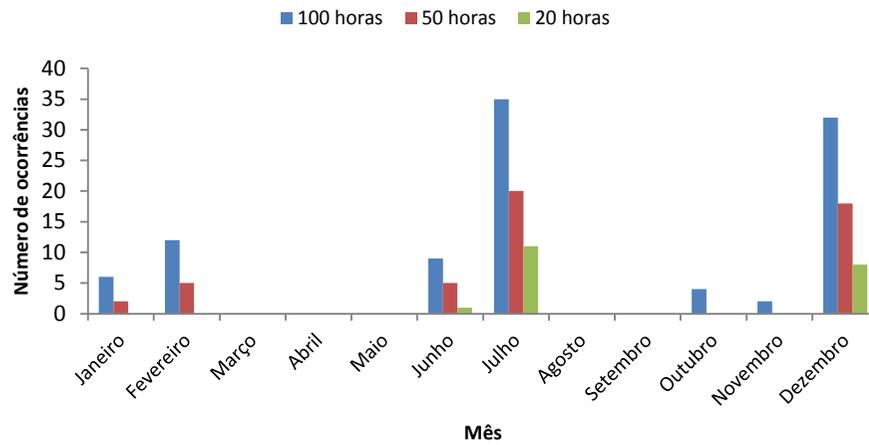
Figura 4.6 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a AT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.



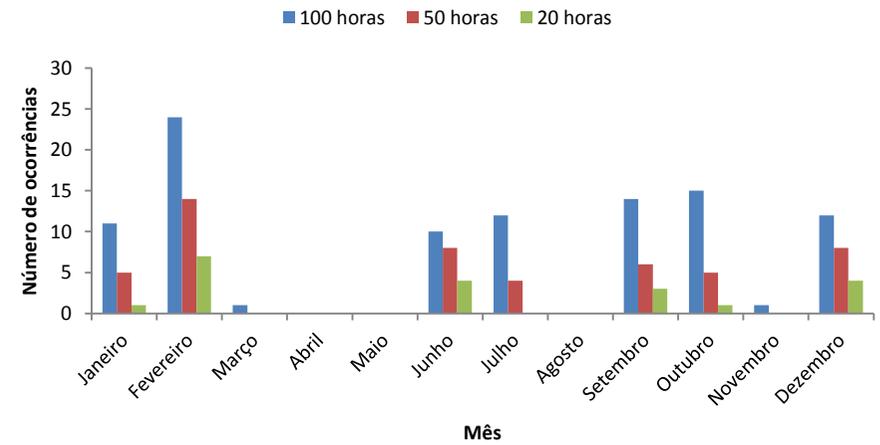
DRC Lisboa MT - 2014



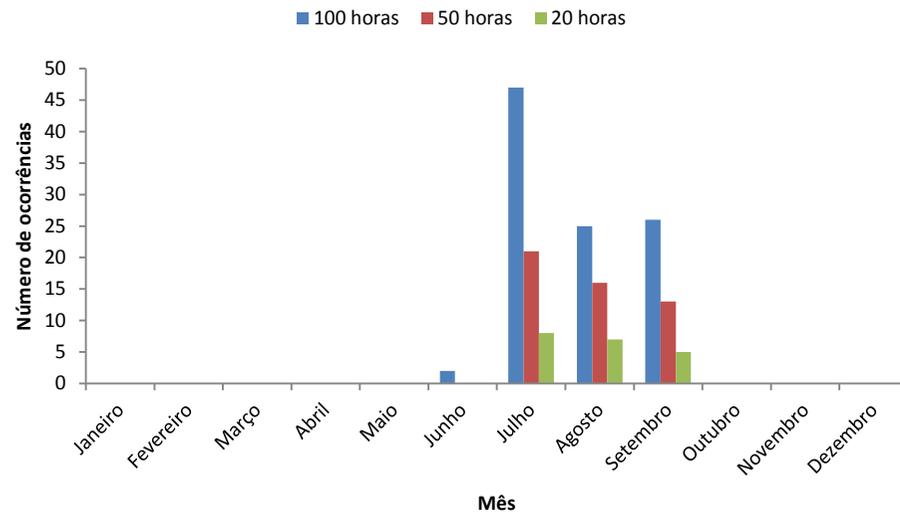
DRC Mondego MT - 2014



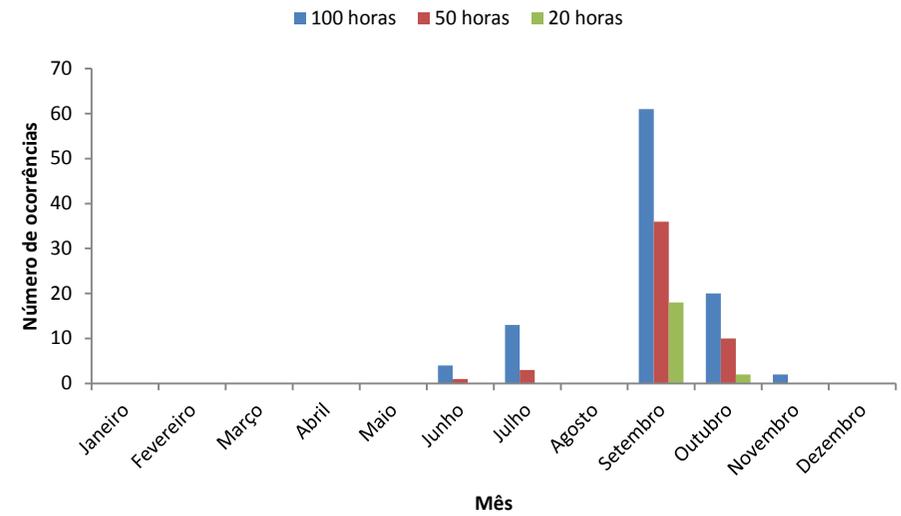
DRC Norte MT - 2014



DRC Porto MT - 2014

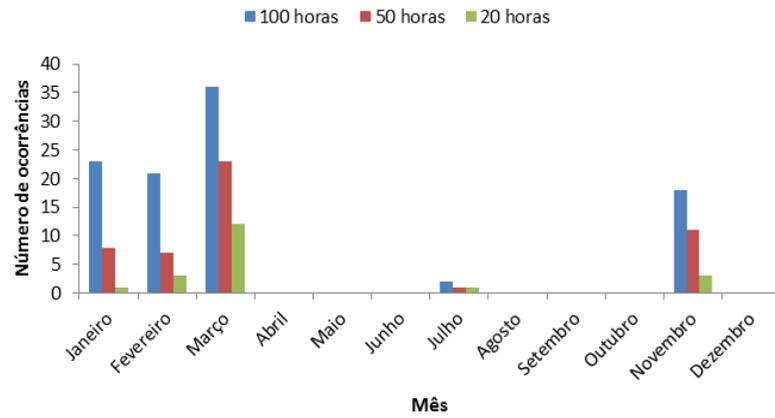


DRC Sul MT - 2014

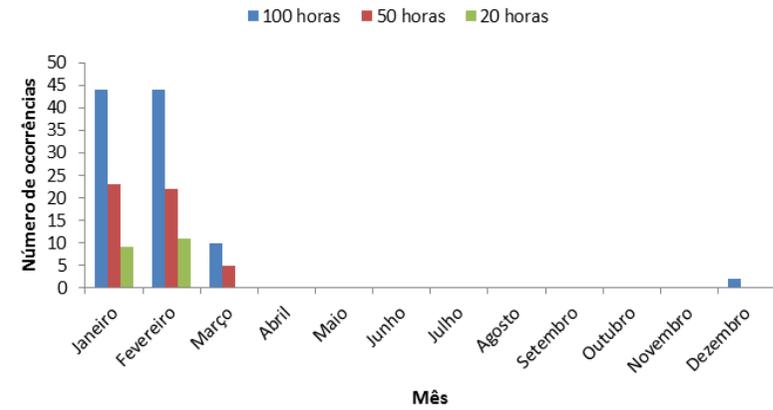


DRC Tejo MT - 2014

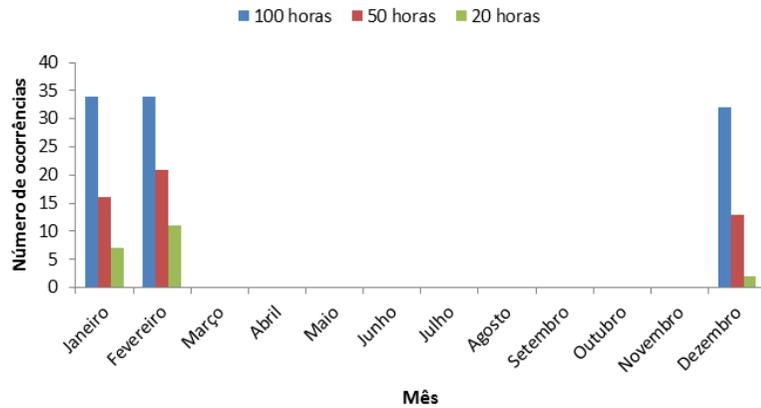
Figura 4.7 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.



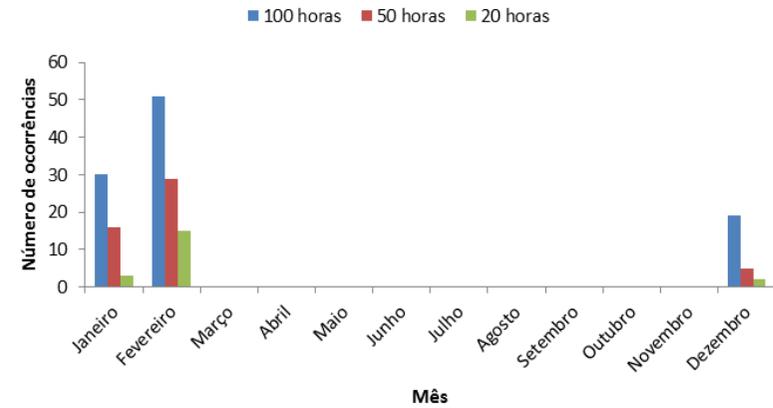
DRC Lisboa BT - 2014



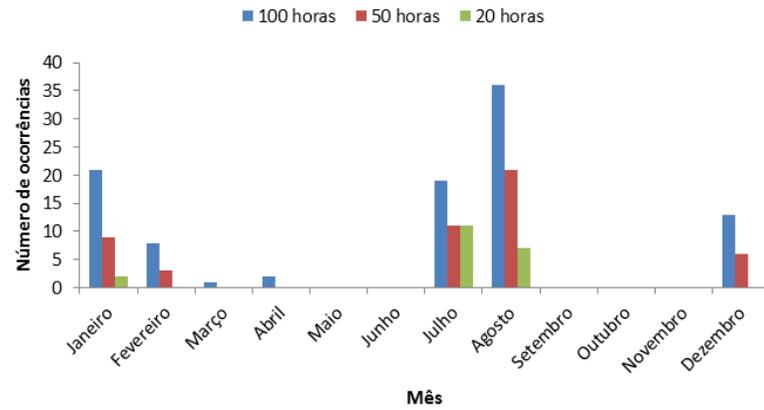
DRC Mondego BT - 2014



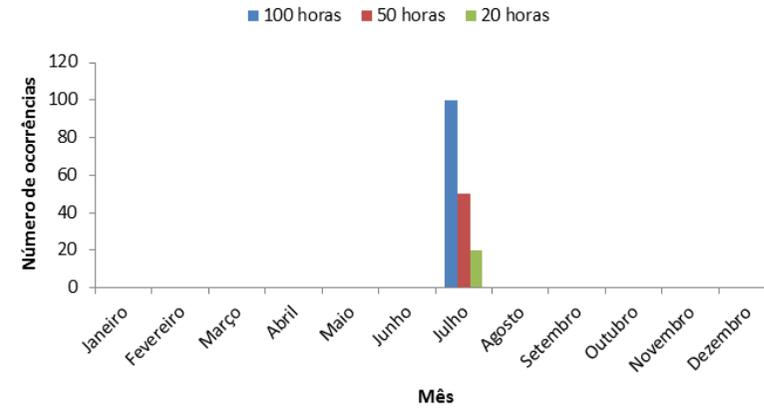
DRC Norte BT - 2014



DRC Porto BT - 2014

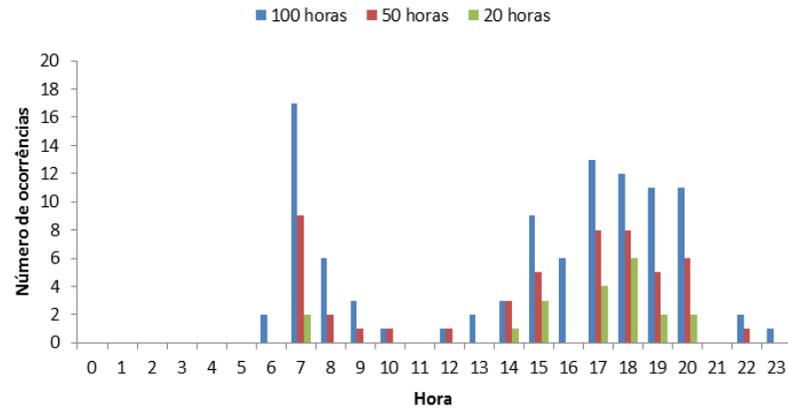


DRC Sul BT - 2014

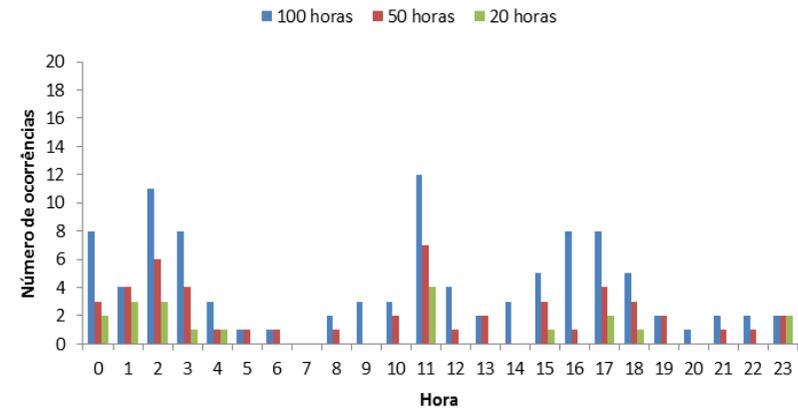


DRC Tejo BT - 2014

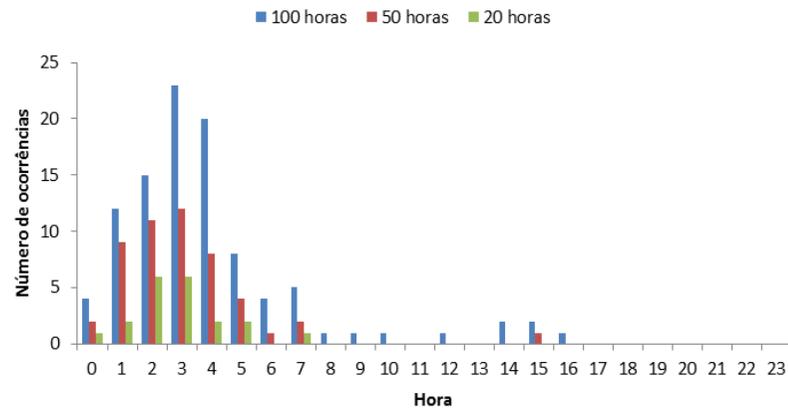
Figura 4.8 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a BT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.



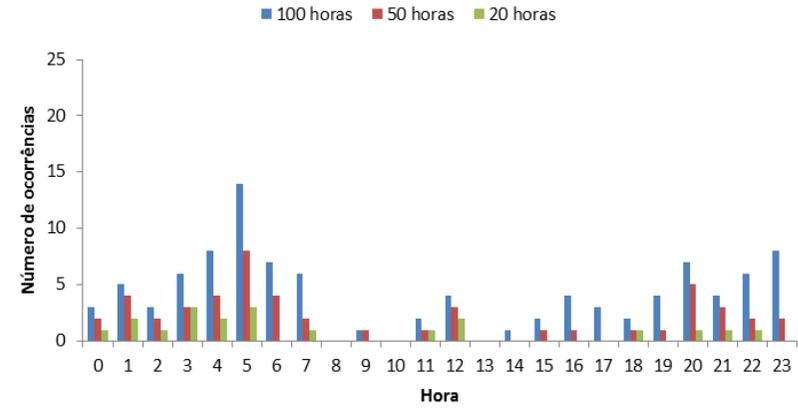
DRC Lisboa MAT - 2014



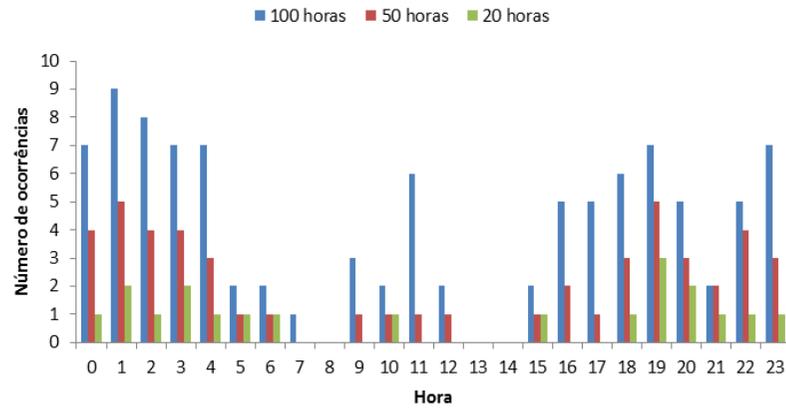
DRC Mondego MAT - 2014



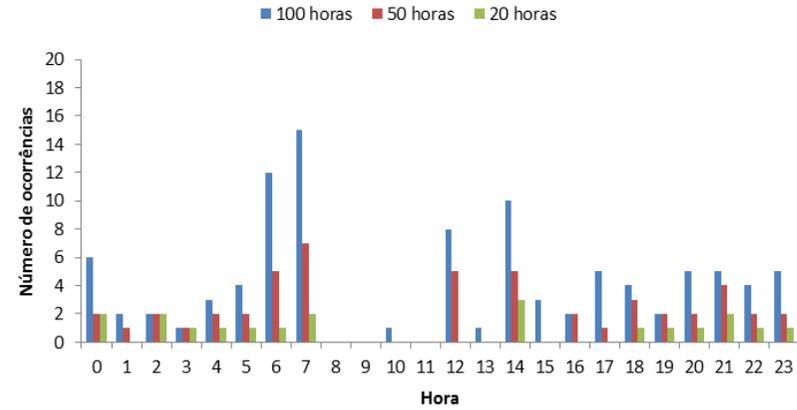
DRC Norte MAT - 2014



DRC Porto MAT - 2014

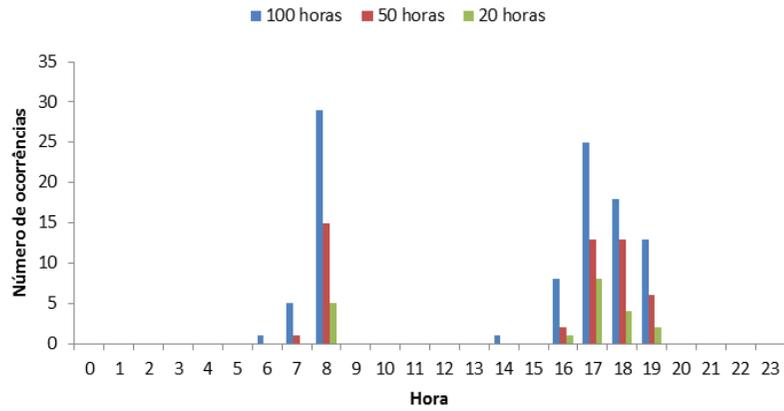


DRC Sul MAT - 2014

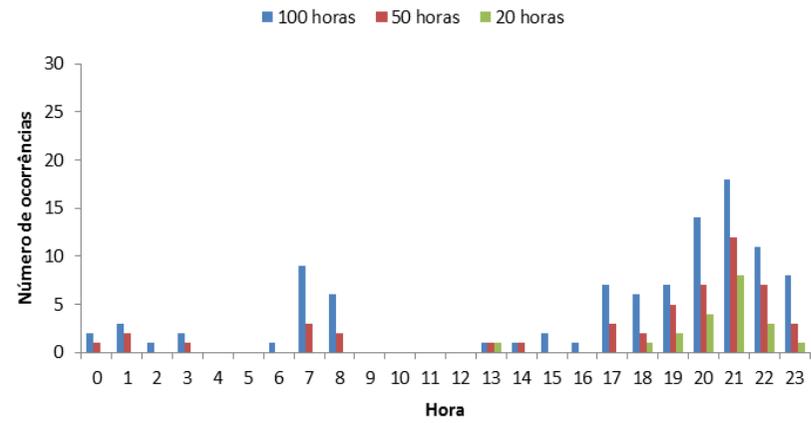


DRC Tejo MAT - 2014

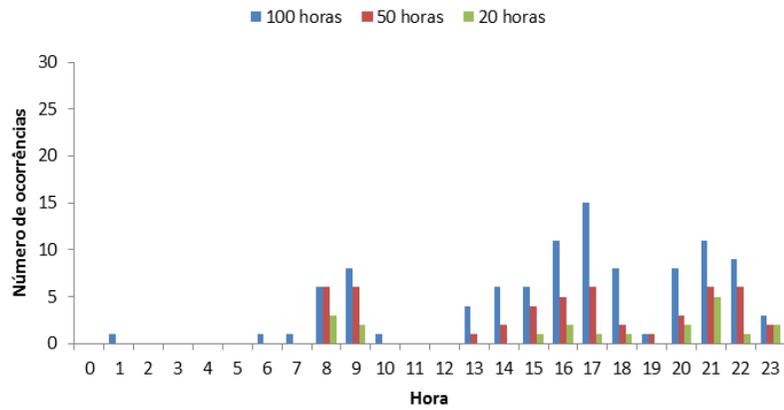
Figura 4.9 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MAT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.



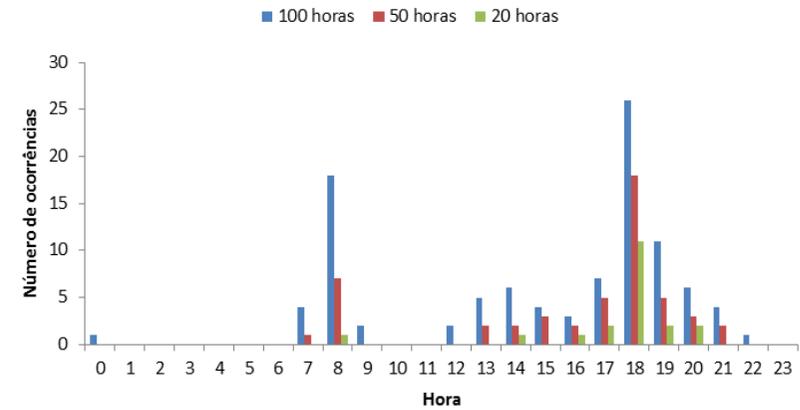
DRC Lisboa AT - 2014



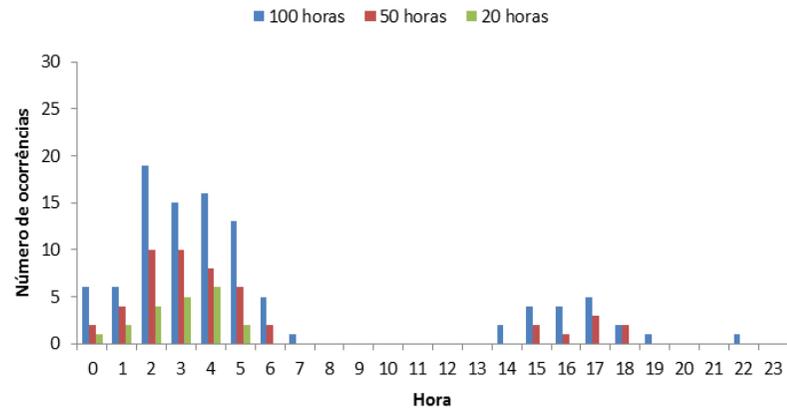
DRC Mondego AT - 2014



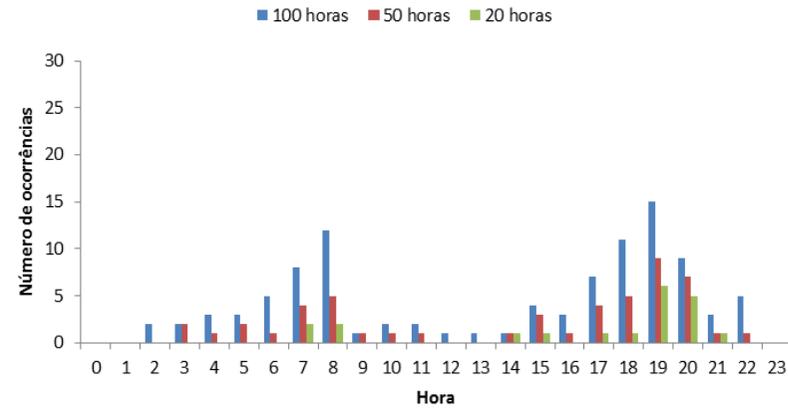
DRC Norte AT - 2014



DRC Porto AT - 2014

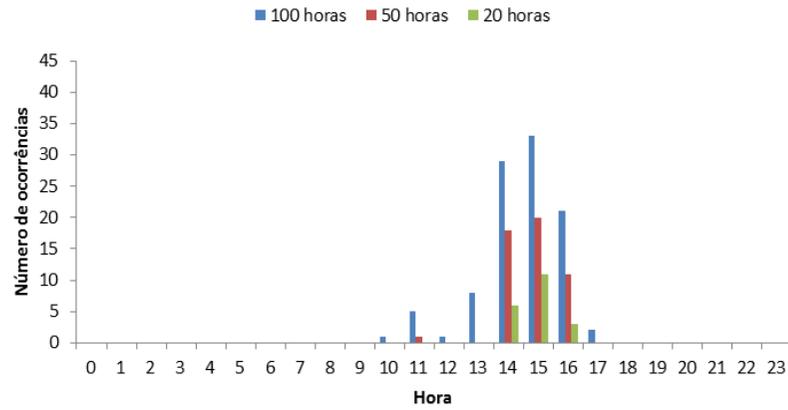


DRC Sul AT - 2014

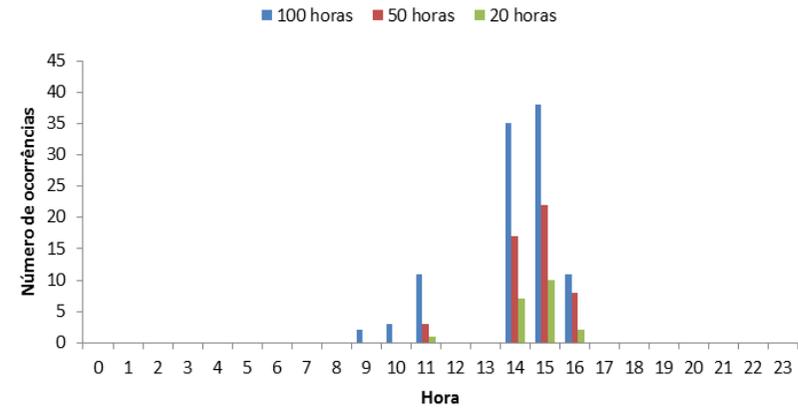


DRC Tejo AT - 2014

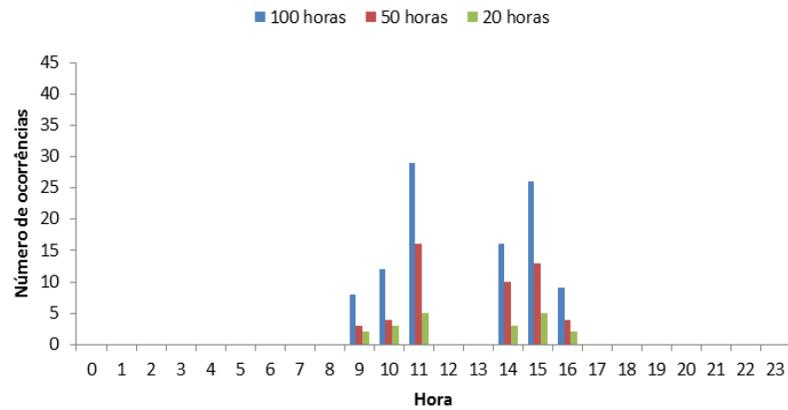
Figura 4.10 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a AT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.



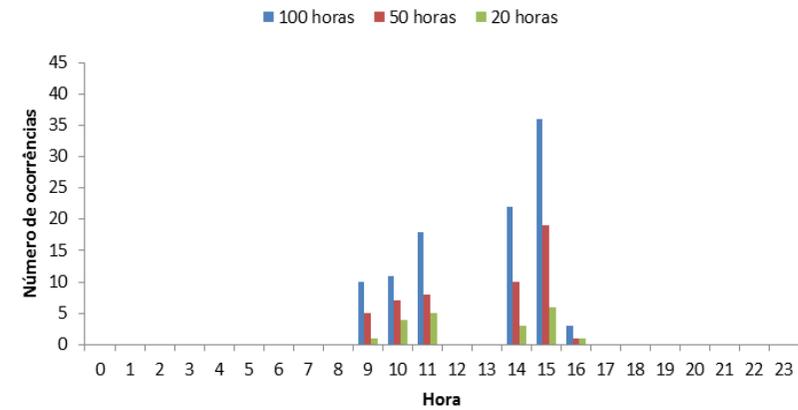
DRC Lisboa MT - 2014



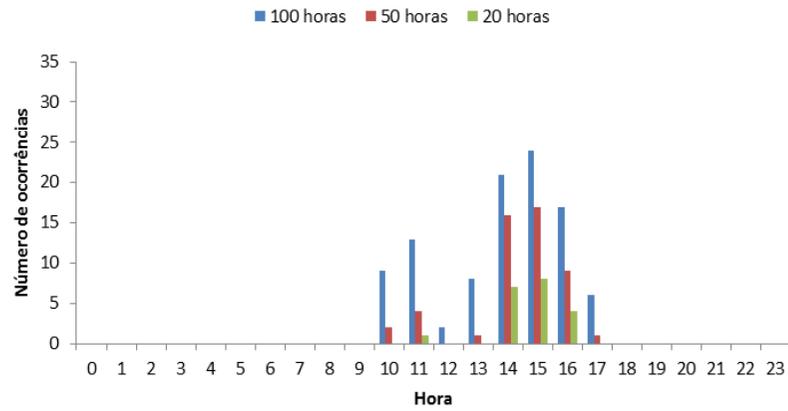
DRC Mondego MT - 2014



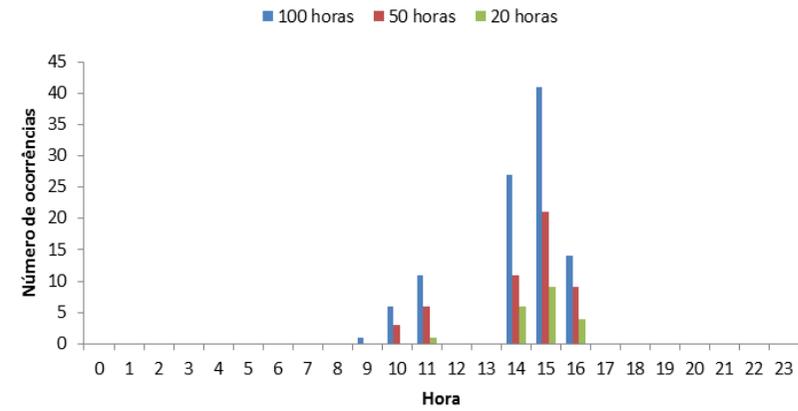
DRC Norte MT - 2014



DRC Porto MT - 2014

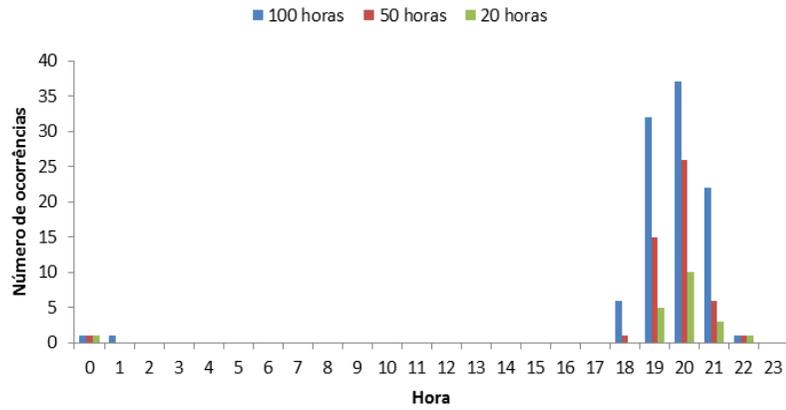


DRC Sul MT - 2014

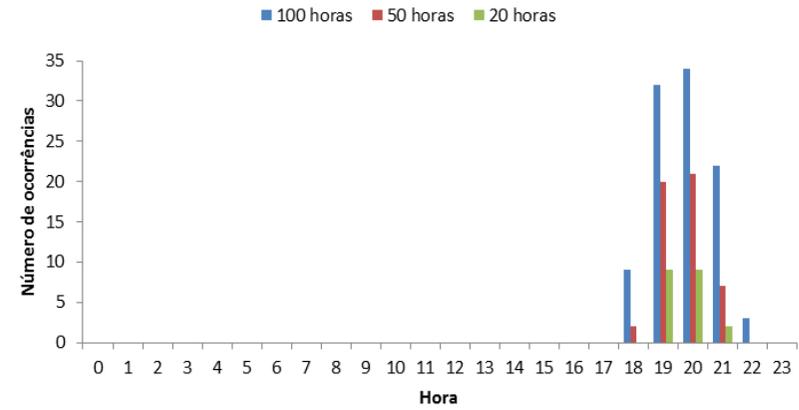


DRC Tejo MT - 2014

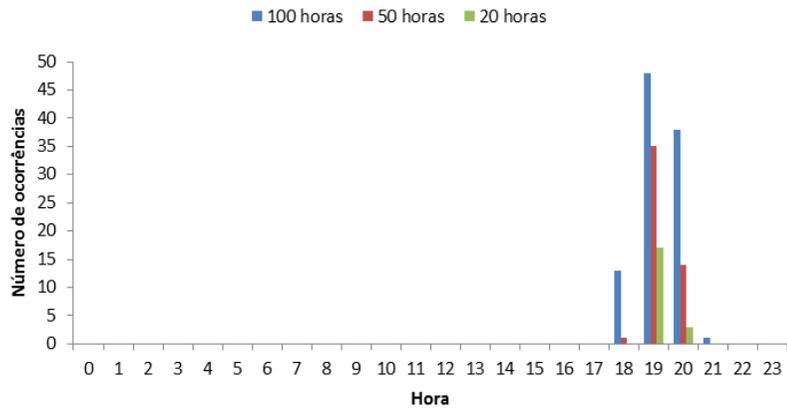
Figura 4.11 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a MT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.



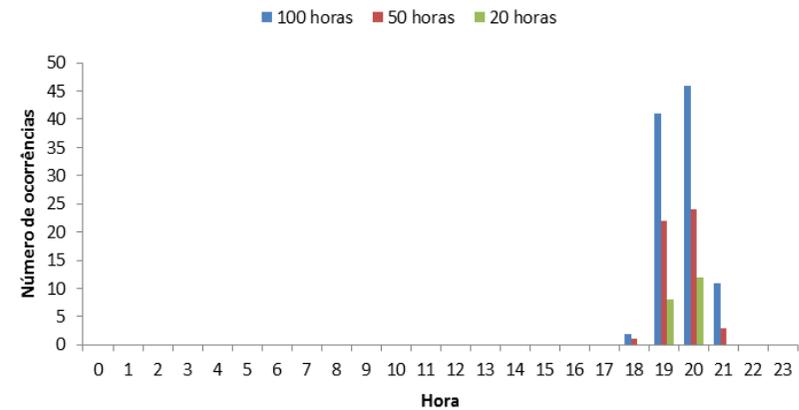
DRC Lisboa BT - 2014



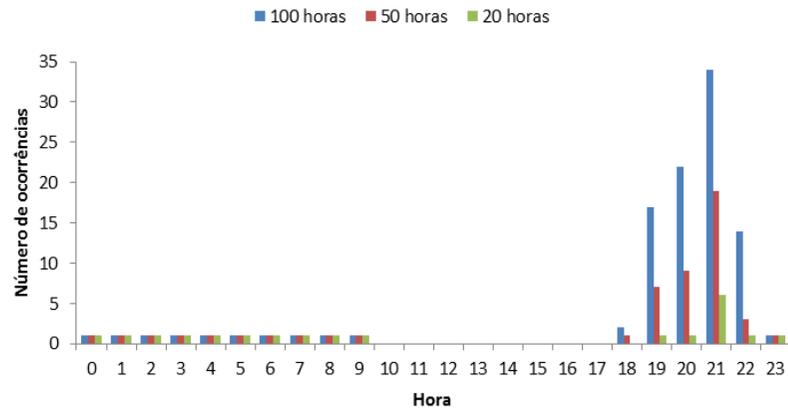
DRC Mondego BT - 2014



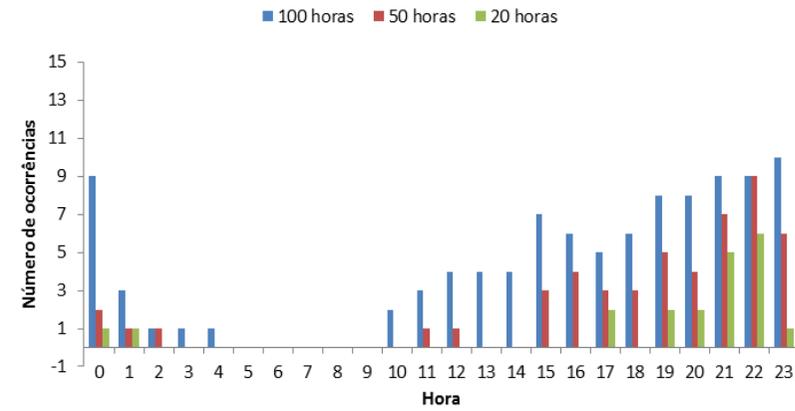
DRC Norte BT - 2014



DRC Porto BT - 2014



DRC Sul BT - 2014



DRC Tejo BT - 2014

Figura 4.12 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas de maior consumo no ano de 2014 para a BT nas DRCs Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo.

Relativamente aos diagramas de consumo das DRC Lisboa, Mondego, Norte, Porto, Sul e Tejo verifica-se que é difícil estabelecer padrões perfeitamente claros no que diz respeito à distribuição dos períodos críticos, quer no mês, quer nas horas, relativamente à sua ocorrência. Ainda assim, a informação passível de ser sumariada é apresentada de seguida.

- Em MAT, para Lisboa, Mondego e Tejo os meses críticos são Julho e Setembro; para Porto esses meses são Maio e Junho; e para Sul os meses de Fevereiro e Março. Relativamente às horas críticas temos: para Lisboa as 7:00 e o período entre as 17:00 e 20:00; para Porto e Norte a madrugada; e para Sul, Tejo e Mondego existe uma dispersão na localização das horas críticas.
- Em AT, para Lisboa os meses críticos são Maio, Julho e Setembro; para Porto e Norte o mês de Setembro; para Mondego e Sul o mês de Julho; e para Tejo os meses de Maio e Julho. Relativamente às horas críticas temos: para a generalidade das DRC os períodos de 7:00 às 9:00 e das 17:00 às 21:00; exceto para o Sul em que ocorre uma concentração de horas críticas durante a madrugada.
- Em MT, regista-se um número considerável de horas de ponta nos meses de Junho e Julho. As horas de maior consumo registadas durante o ano em MT ocorrem tipicamente entre as 14:00 e as 16:00. Para além destas horas, regista-se um número considerável de ocorrências entre as 9:00 e as 11:00 em praticamente todas as DRC analisadas.
- Em BT, para Lisboa, Porto, Norte e Mondego os meses críticos são Janeiro, Fevereiro e Março; para Sul o mês de Agosto; e para Tejo o mês de Julho. Para a generalidade das DRC analisadas, as horas críticas encontram-se concentradas no período das 18:00 até às 21:00; com a exceção da DRC Tejo em que as horas críticas se localizam entre as 15:00 e as 24:00.

Verifica-se que cada DRC apresenta o seu padrão relativamente aos períodos em que ocorrem as horas de ponta, pelo que se pode afirmar que as opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas poderão vir a ser adaptadas a cada DRC. Por exemplo, na DRC Sul constata-se que na AT as horas de maior consumo do ano ocorrem geralmente entre a hora 0 e a hora 6 e predominantemente nos meses de Julho, Agosto e Setembro, situação que não se verifica em nenhuma outra DRC. Já para a BT, a maioria das DRC apresenta como meses críticos os meses de Janeiro, Fevereiro e Março, com exceção da DRC Sul em que o mês crítico é Agosto e Tejo em que é Julho; as horas mais carregadas do ano para BT são em norma entre as 18:00 e as 21:00, excetuando para Tejo em que o período crítico é das 15:00 às 24:00.

4.1.2. Análise dos trânsitos de potência por nível de tensão

4.1.2.1. Descrição dos Casos considerados

Se os projetos-piloto forem desenhados para o panorama nacional deverá ter-se em atenção que, de acordo com os resultados apresentados anteriormente, as horas de maior consumo do ano ocorrem tipicamente entre as 17, 18, 19, 20 e 21 e nos meses de Janeiro, Fevereiro e Março para BT e genericamente em Julho e Setembro para os restantes níveis de tensão. Para além disso, importa destacar que, de acordo com os consumos dos últimos 4 anos, existem em média 3 horas do mesmo dia que integram as horas de maior consumo do ano.

As figuras que se seguem pretendem aprofundar a análise anterior tendo em conta não os consumos por nível de tensão mas os trânsitos de potência em cada nível determinados pelos consumos no próprio nível, pelos consumos nos níveis a jusante e pela PRE. Neste caso, o estudo é em tudo idêntico ao efetuado anteriormente, sendo que os consumos em cada nível de tensão passam a considerar a carga referente aos níveis de tensão a jusante. Assinala-se que serão analisados três casos que se descrevem em seguida:

- Caso 1: sem considerar a PRE (à esquerda na Figura 4.13);
- Caso 2: PRE e consumo localizados no mesmo nó (ao centro na Figura 4.13);
- Caso 3: PRE localizada no nó de entrada do nível de tensão e consumo localizado no nó de saída (à direita na Figura 4.13).

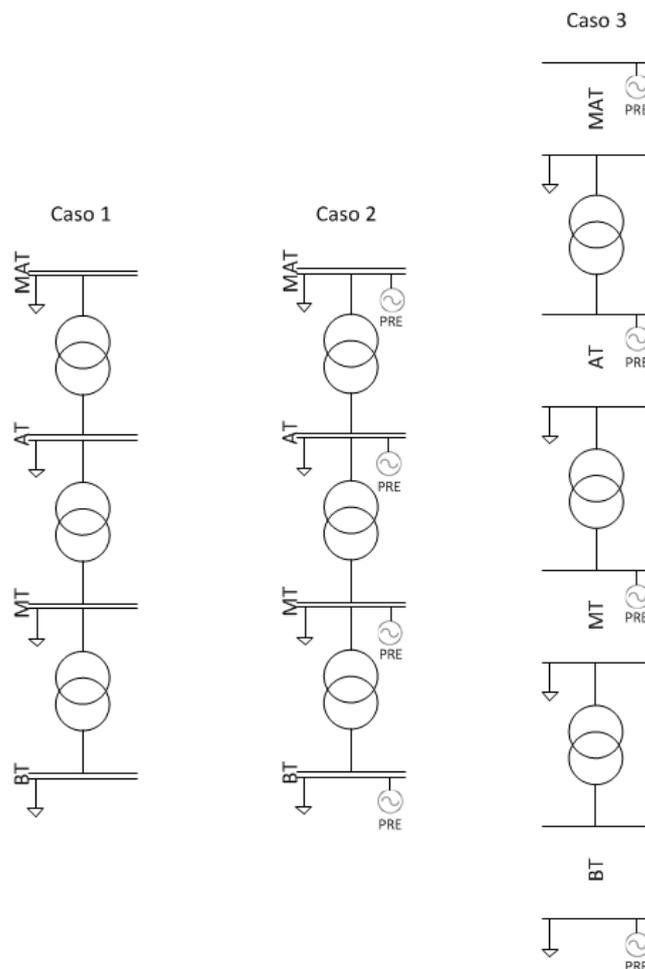


Figura 4.13 - Representação esquemática dos Casos 1, 2 e 3 que foram analisados.

Tendo em conta estas considerações, numa primeira etapa são apresentados resultados referentes aos consumos nacionais agregados sem influência da PRE. A Tabela 4.2 apresenta a distribuição da carga nacional por nível de tensão.

Tabela 4.2 - Consumos nacionais em GWh por nível de tensão e por DRC no ano 2014.

Consumos em GWh por nível de tensão e por DRC						
	MAT	AT	MT	BT	Totais	
Lisboa	884.305	1 618.672	3 655.334	5 572.806	11 731.116	46 816.912
Porto	486.087	1 569.085	3 441.651	4 838.277	10 335.100	
Norte	13.644	640.977	2 164.813	4 470.089	7 289.523	
Tejo	34.479	682.371	2 291.299	3 706.456	6 714.605	
Mondego	46.986	1 653.479	1 362.003	3 040.736	6 103.204	
Sul	643.409	28.773	1 036.176	2 335.007	4 643.365	
Totais	2 108.910	6 793.356	13 951.276	23 963.370		
	4.50%	14.51%	29.80%	51.19%		

Como se pode verificar, a maior preponderância da carga é referente aos níveis de tensão de MT e BT. No seu total, a carga nos níveis de tensão MAT e AT perfaz cerca de 20% do consumo nacional.

4.1.2.2. Caso 1 - sem PRE

As figuras que se seguem identificam a localização temporal das horas críticas considerando diferentes níveis de tensão, tanto para um panorama nacional como para cada DRC, sendo que a influência da produção em regime especial na análise dos possíveis momentos críticos da rede não é considerada.

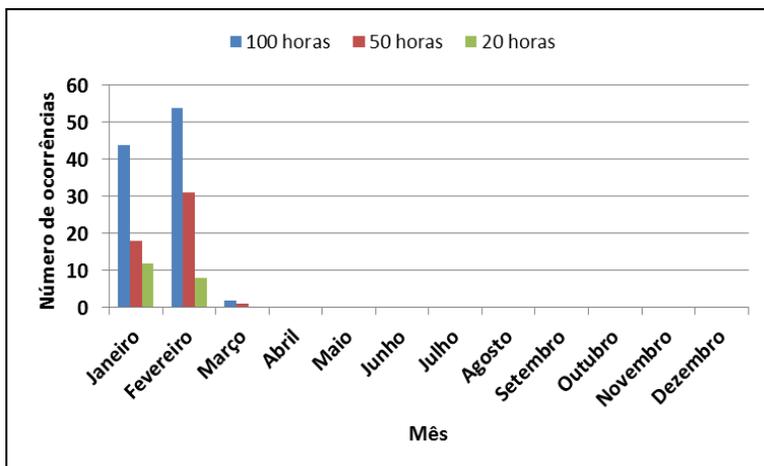


Figura 4.14 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (nacional).

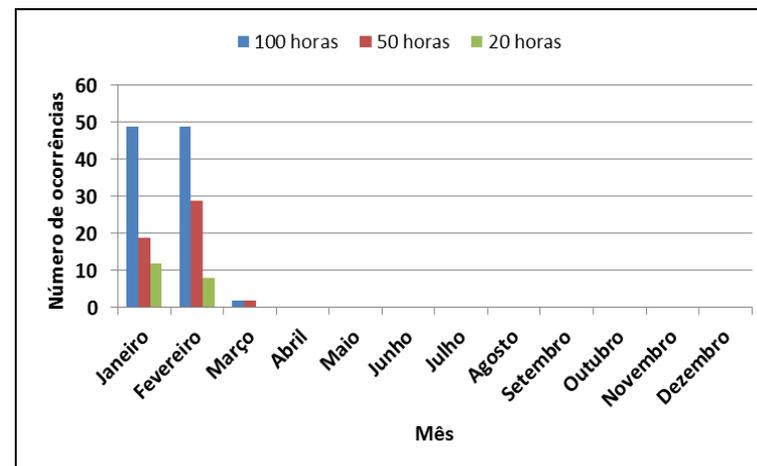


Figura 4.16 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (nacional).

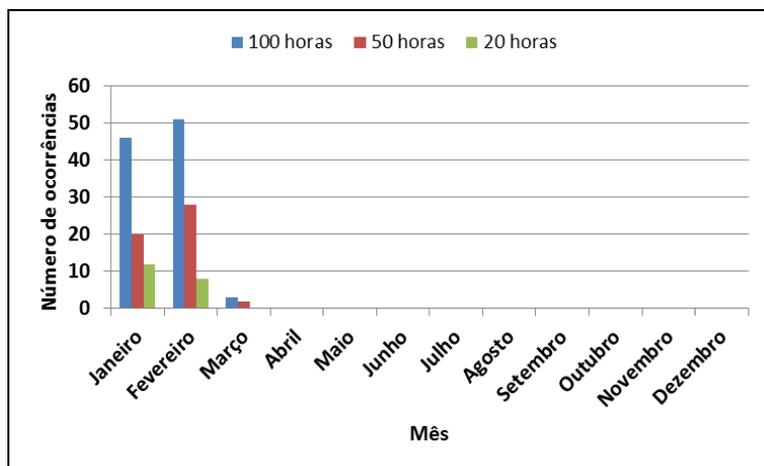


Figura 4.15 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (nacional).

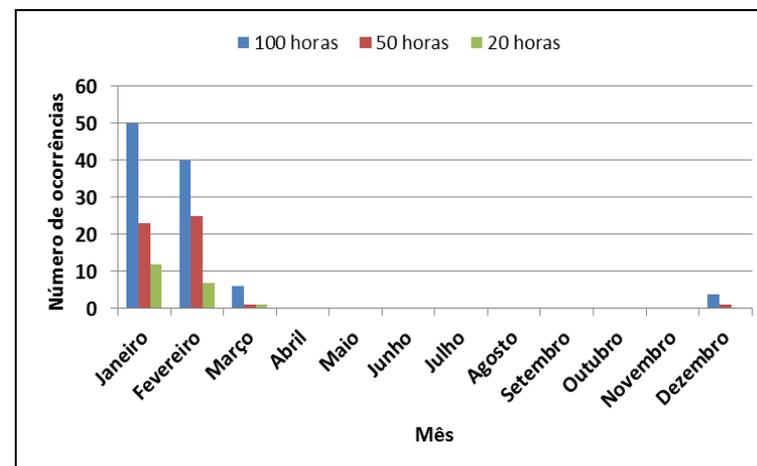


Figura 4.17 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (nacional).

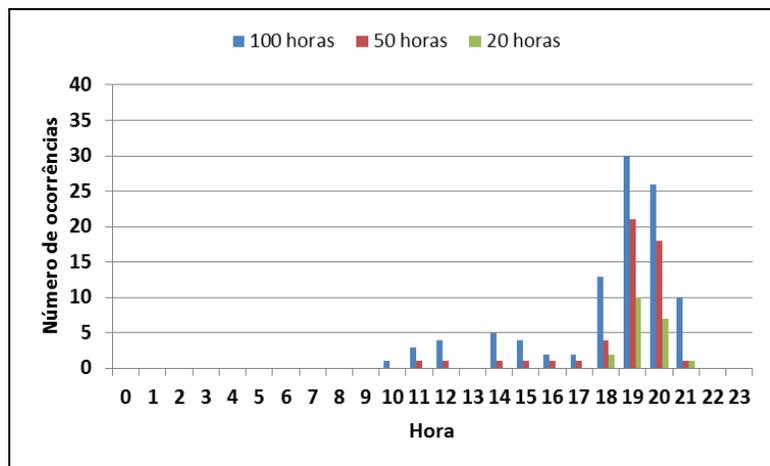


Figura 4.18 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (nacional).

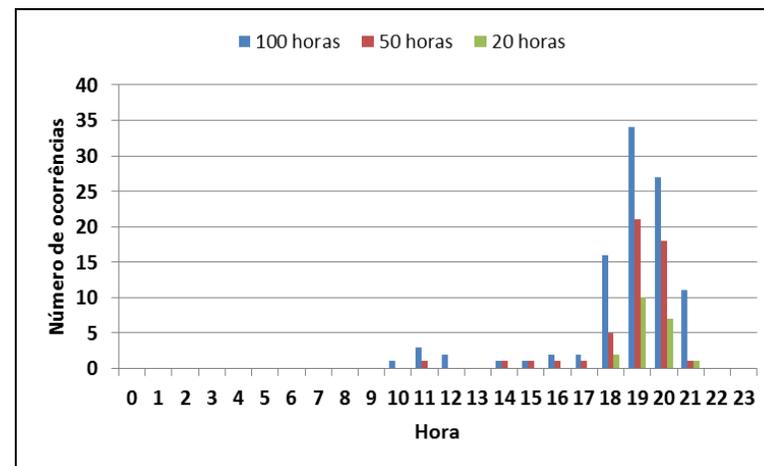


Figura 4.20 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (nacional).

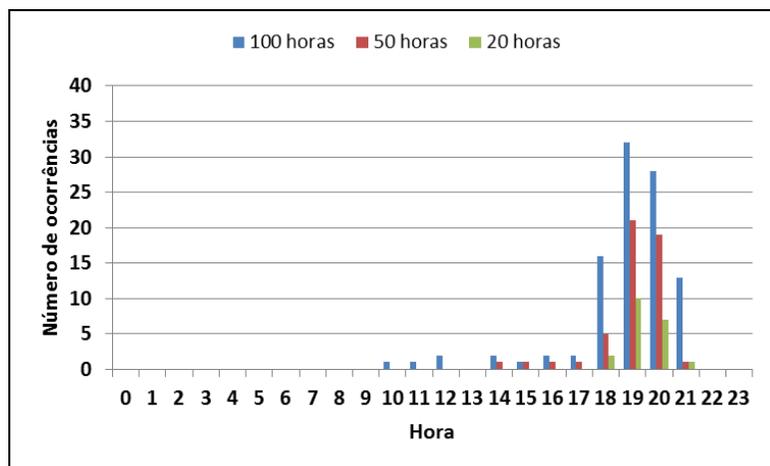


Figura 4.19 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (nacional).

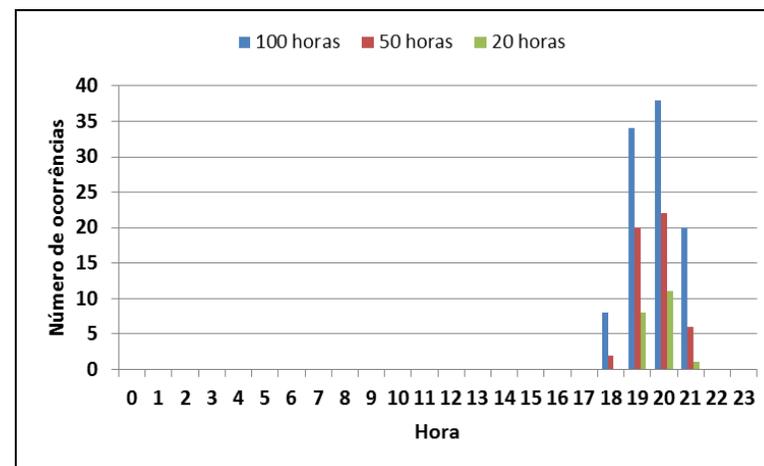


Figura 4.21 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (nacional).

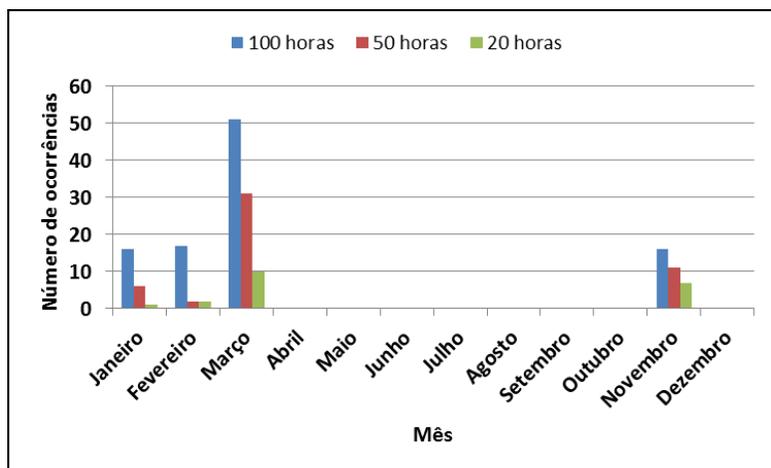


Figura 4.22 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).

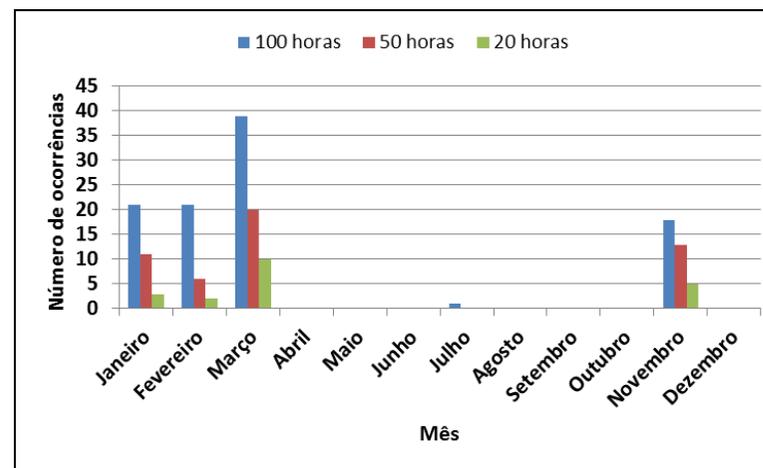


Figura 4.24 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).

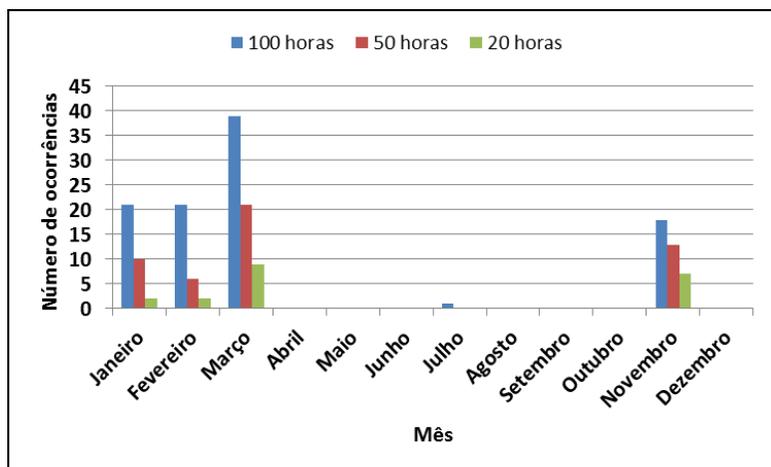


Figura 4.23 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).

Tabela 4.3 - Consumos em GWh por nível de tensão (Lisboa).

Consumos em GWh por nível de tensão			
MAT	AT	MT	BT
884.305	1 618.672	3 655.334	5 572.806
7.54%	13.80%	31.16%	47.50%
78.66%			

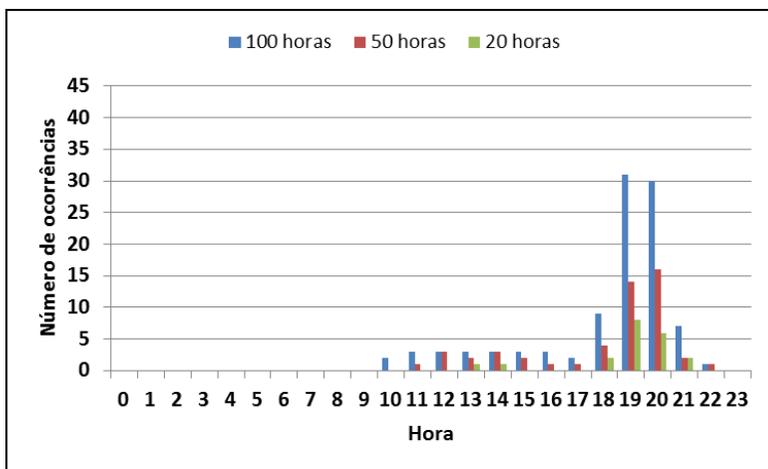


Figura 4.25 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).

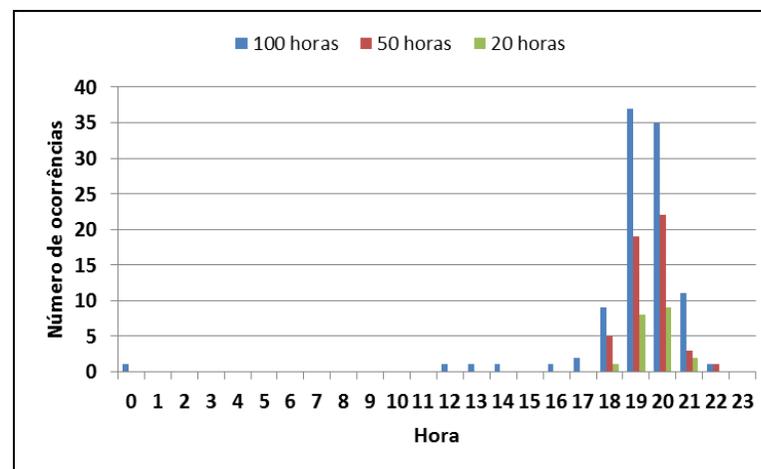


Figura 4.27 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).

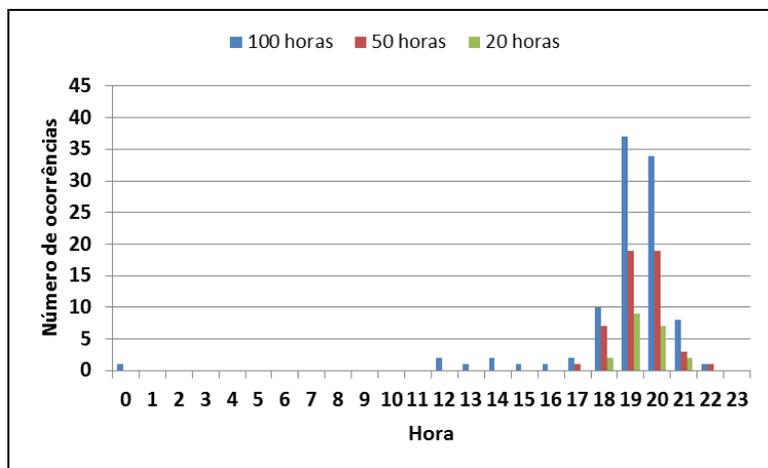


Figura 4.26 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).

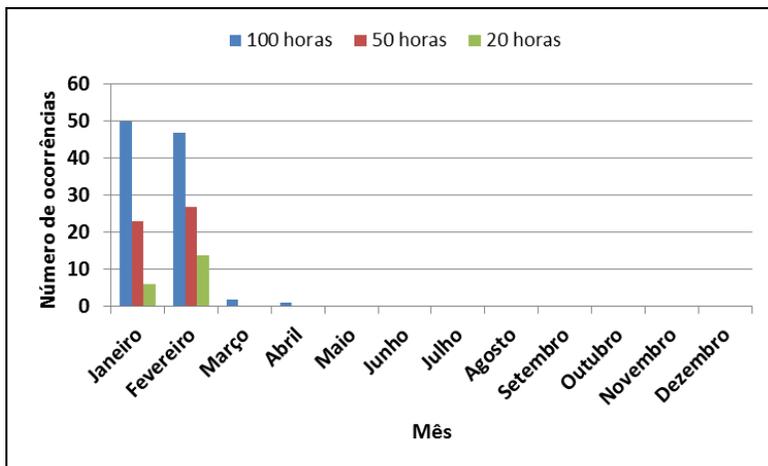


Figura 4.28 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).

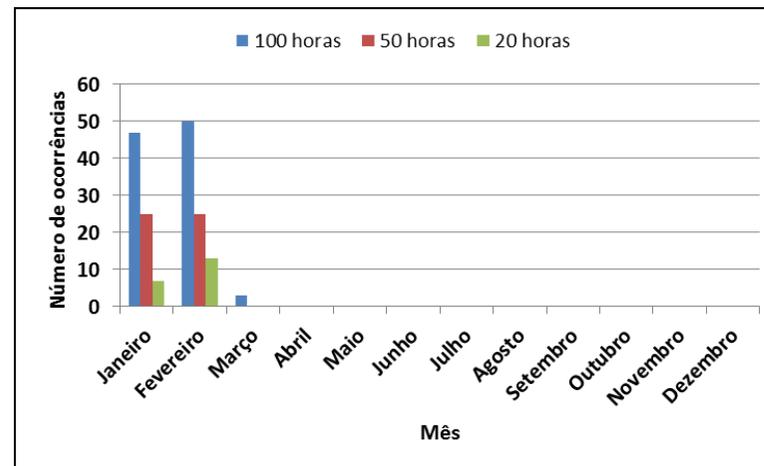


Figura 4.30 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).

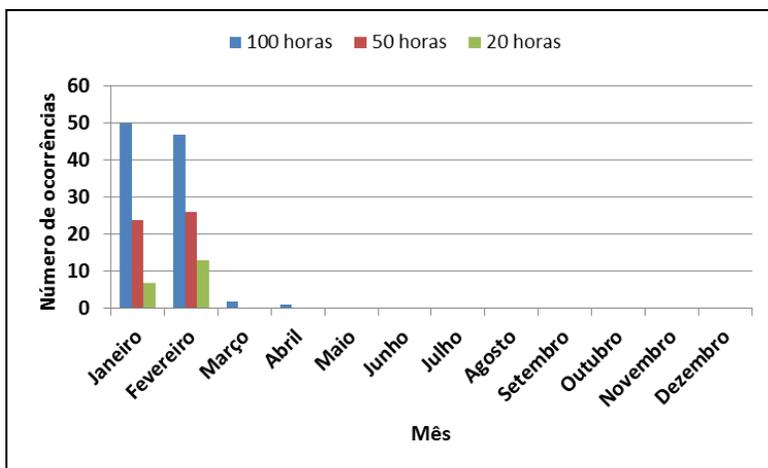


Figura 4.29 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).

Tabela 4.4 - Consumos em GWh por nível de tensão (Mondego).

Consumos em GWh por nível de tensão			
MAT	AT	MT	BT
21 452.40	754 926.93	621 848.31	694 152.61
0.77%	27.09%	22.32%	49.82%
72.14%			

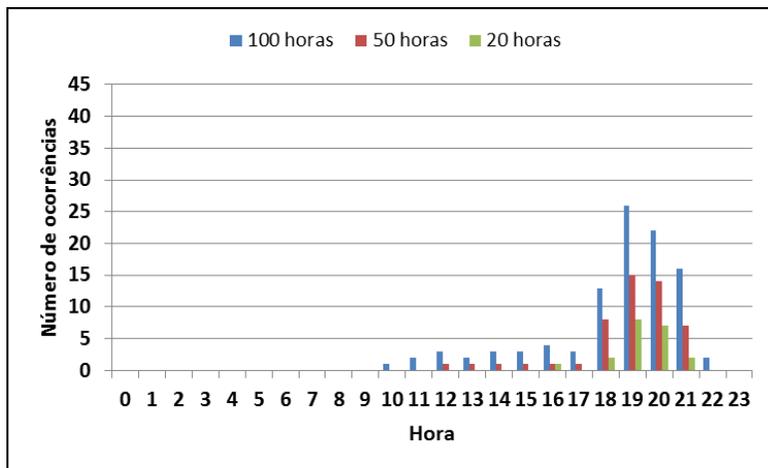


Figura 4.31 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).

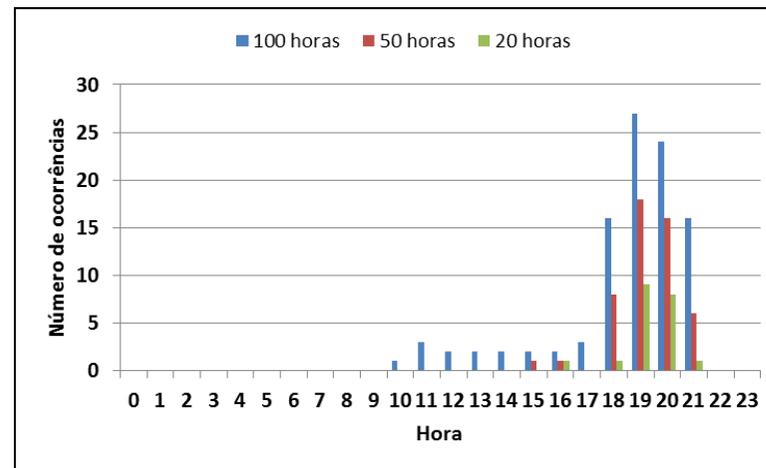


Figura 4.33 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).

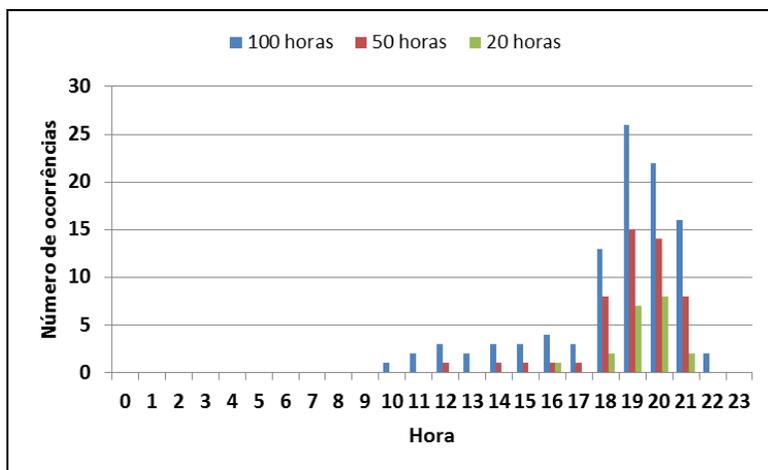


Figura 4.32 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).

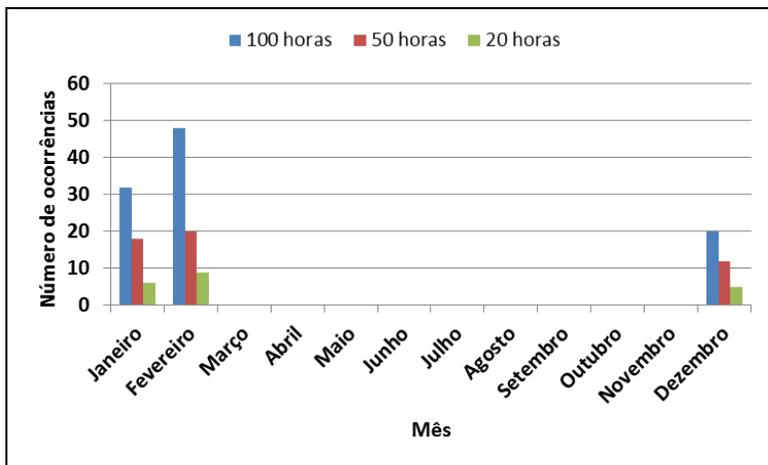


Figura 4.34 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).

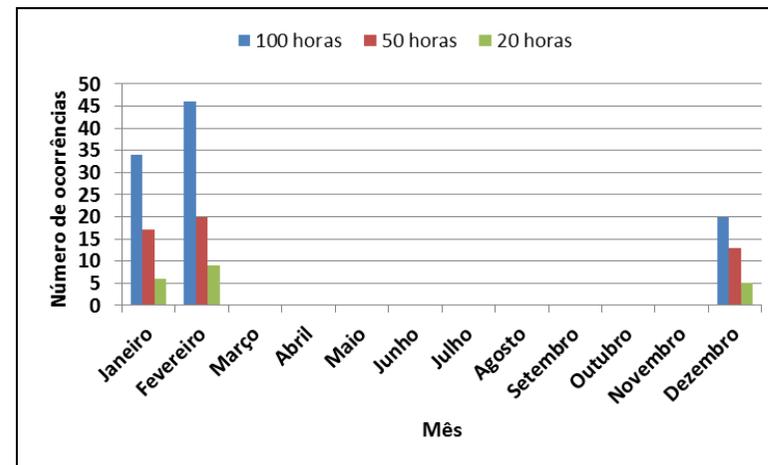


Figura 4.36 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).

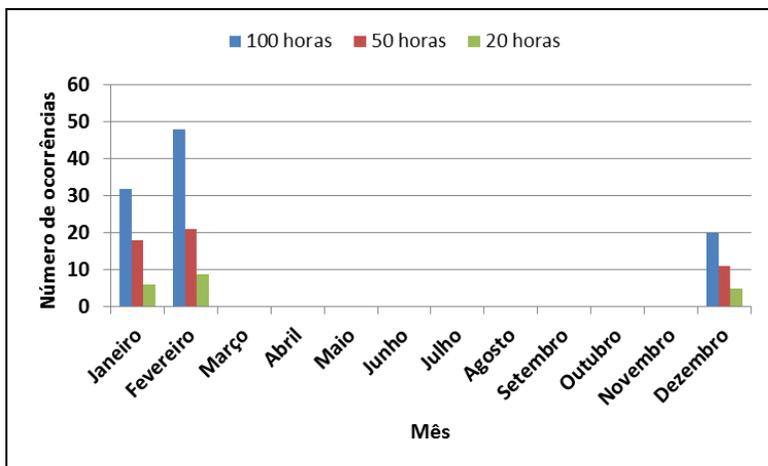


Figura 4.35 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).

Tabela 4.5 - Consumos em GWh por nível de tensão (Norte).

Consumos em GWh por nível de tensão			
MAT	AT	MT	BT
13.644	640.977	2 164.813	4 470.089
0.19%	8.79%	29.70%	61.32%
			91.02%

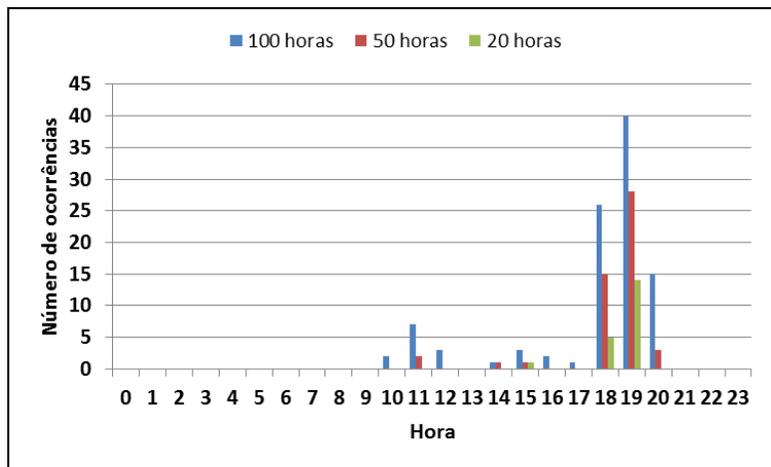


Figura 4.37 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).

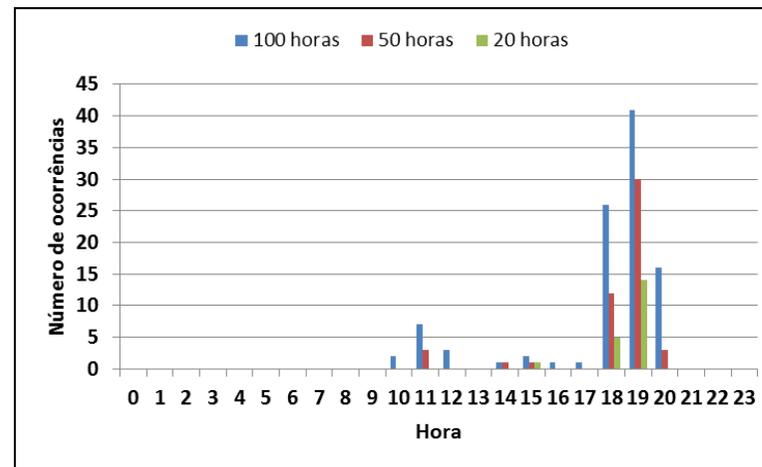


Figura 4.39 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).

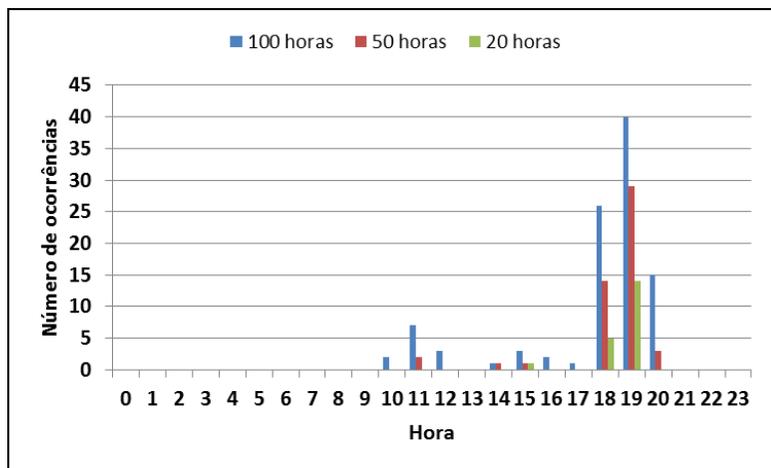


Figura 4.38 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).

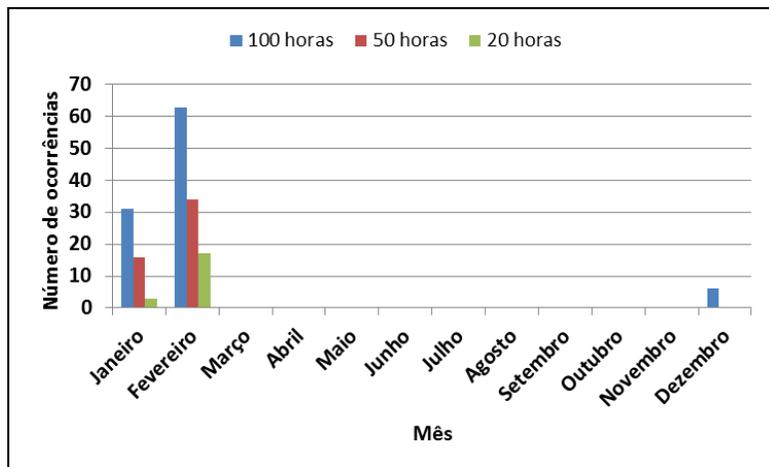


Figura 4.40 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).

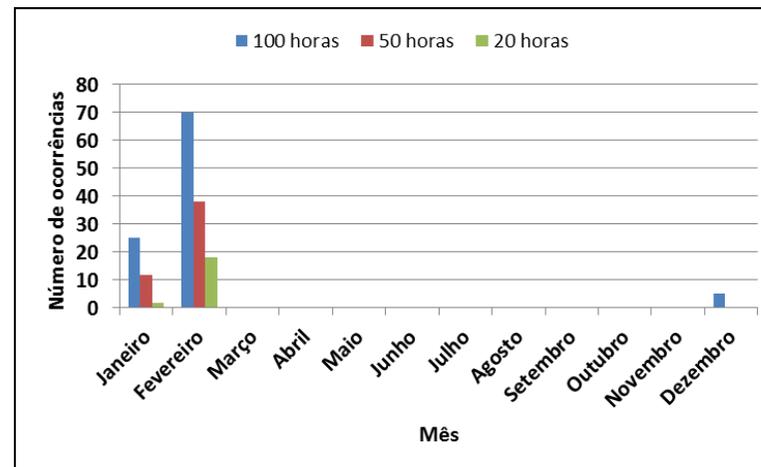


Figura 4.42 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).

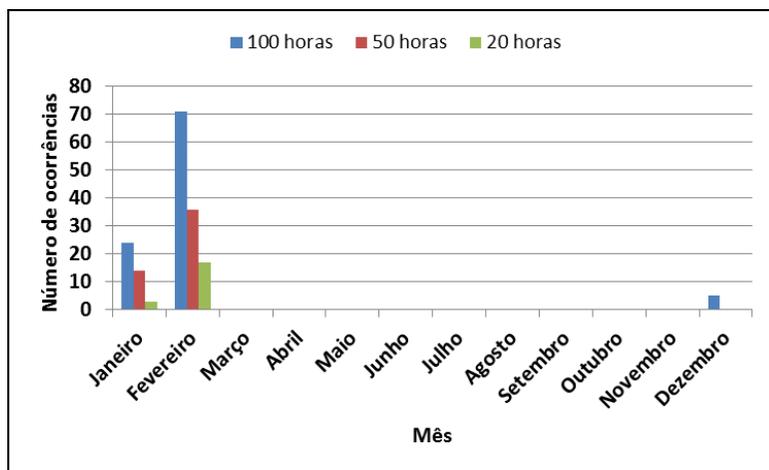


Figura 4.41 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).

Tabela 4.6 - Consumos em GWh por nível de tensão (Porto).

Consumos em GWh por nível de tensão			
MAT	AT	MT	BT
486.087	1 569.085	3 441.651	4 838.277
4.70%	15.18%	33.30%	46.81%
80.11%			

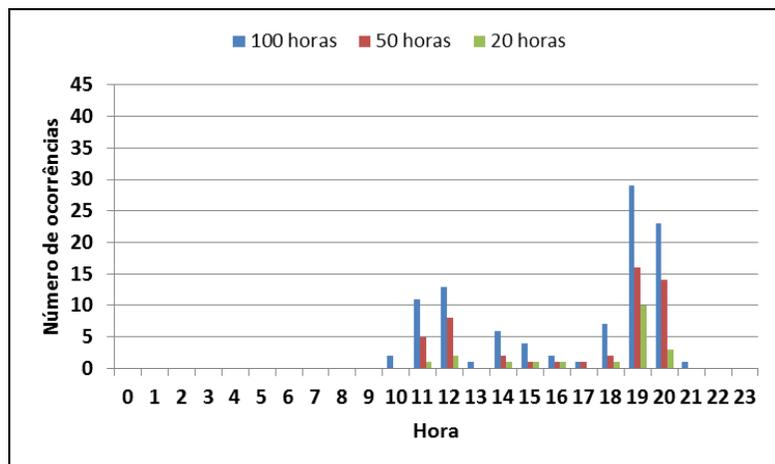


Figura 4.43 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).

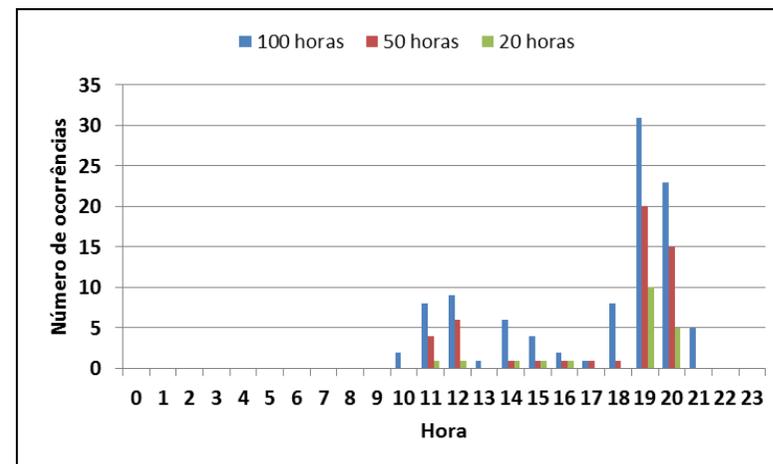


Figura 4.45 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).

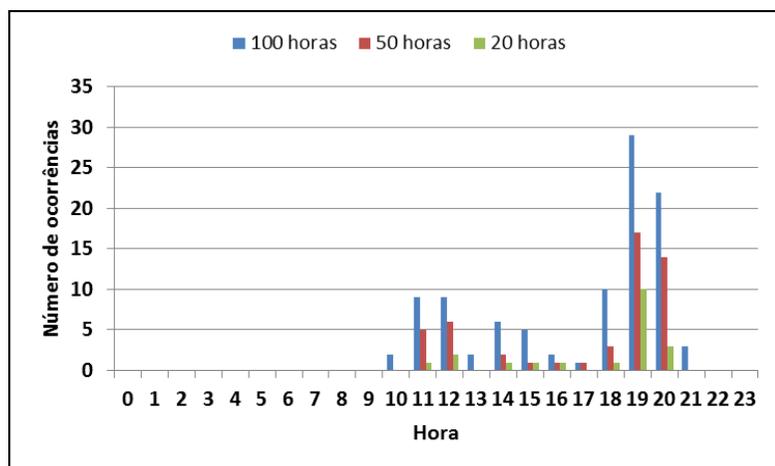


Figura 4.44 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).

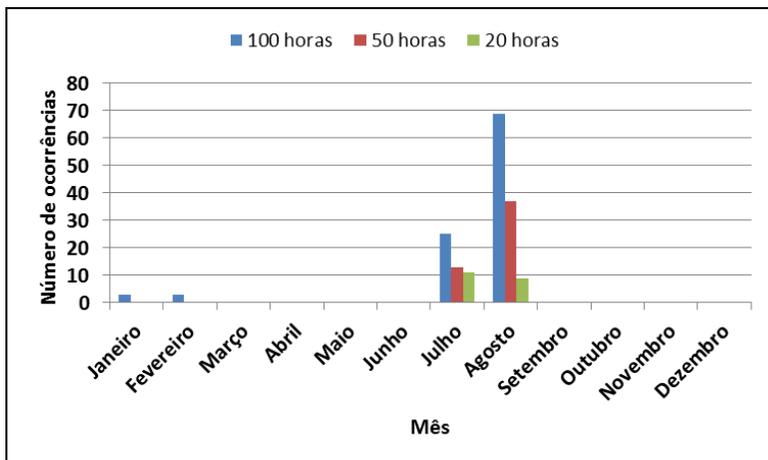


Figura 4.46 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).

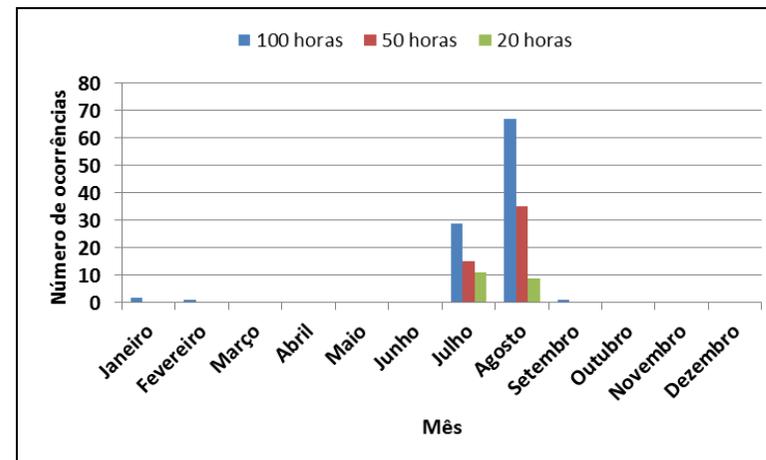


Figura 4.48 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).

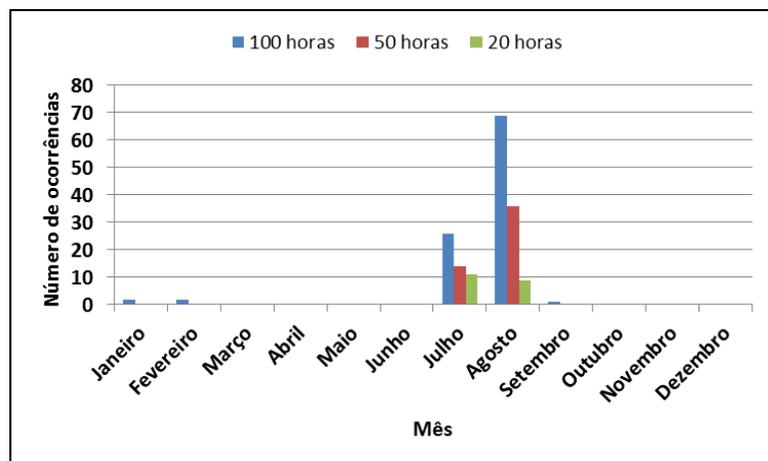


Figura 4.47 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).

Tabela 4.7 - Consumos em GWh por nível de tensão (Sul).

Consumos em GWh por nível de tensão			
MAT	AT	MT	BT
643.409	628.773	1 036.176	2 335.007
13.86%	13.54%	22.32%	50.29%
72.60%			

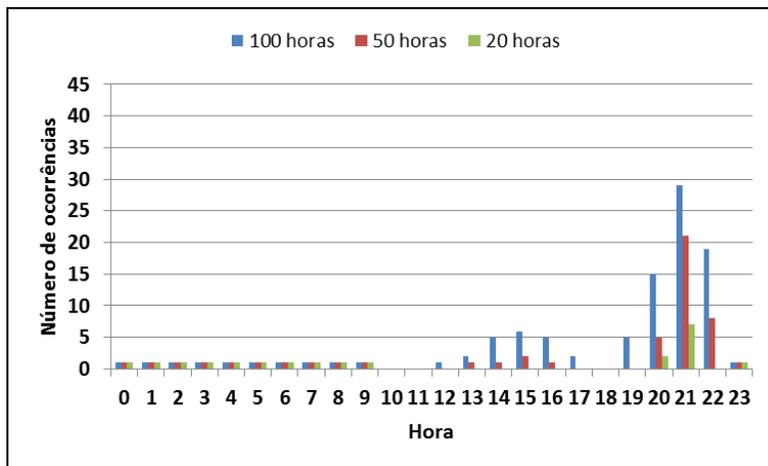


Figura 4.49 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).

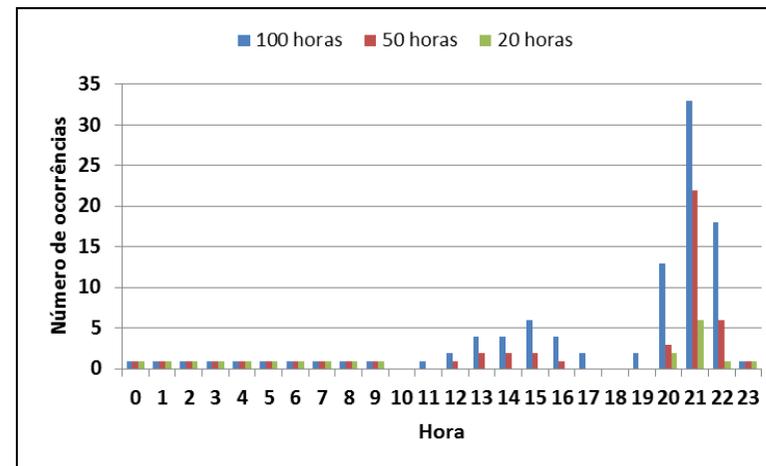


Figura 4.51 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).

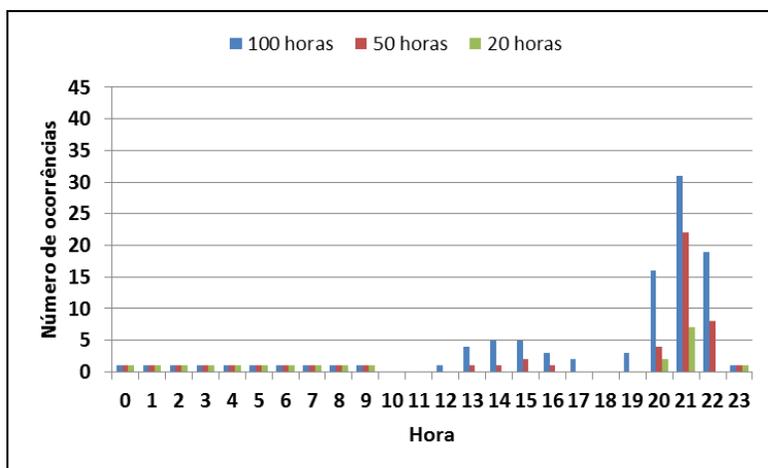


Figura 4.50 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).

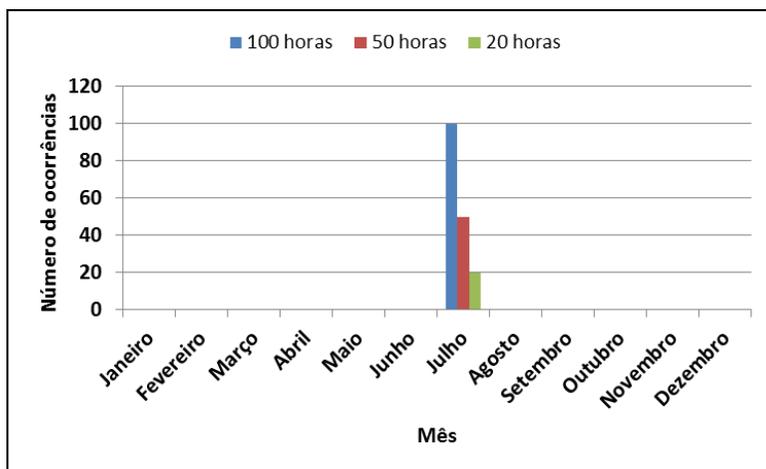


Figura 4.52 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).

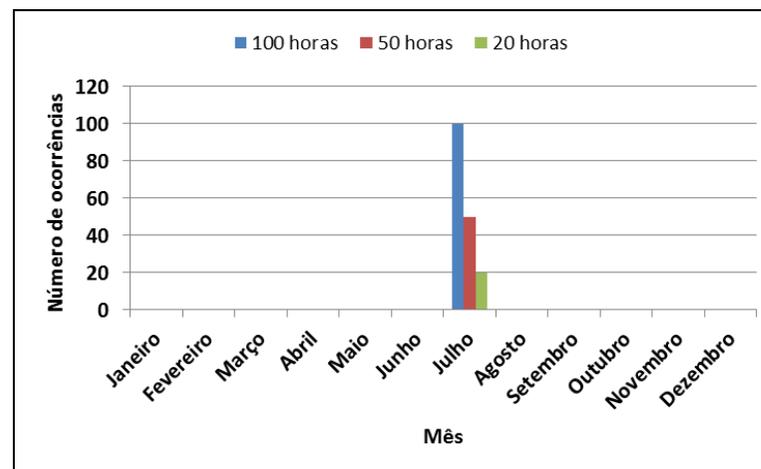


Figura 4.54 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).

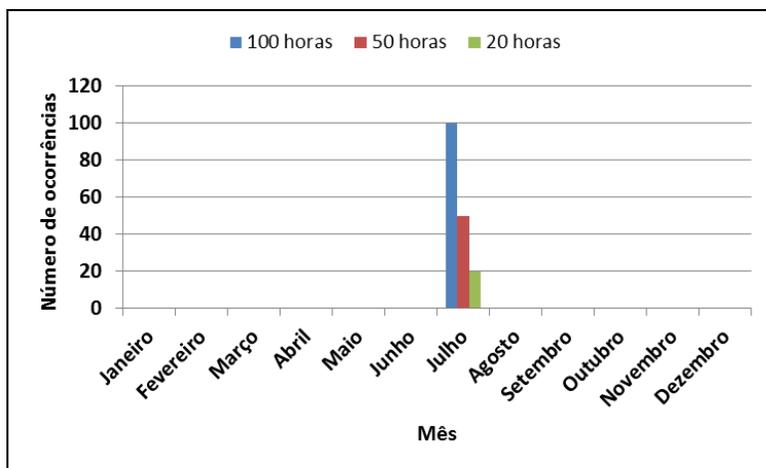


Figura 4.53 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).

Tabela 4.8 - Consumos em GWh por nível de tensão (Tejo).

Consumos em GWh por nível de tensão			
MAT	AT	MT	BT
34.479	682.371	2 291.299	3 706.456
0.51%	10.16%	34.12%	55.20%
89.32%			

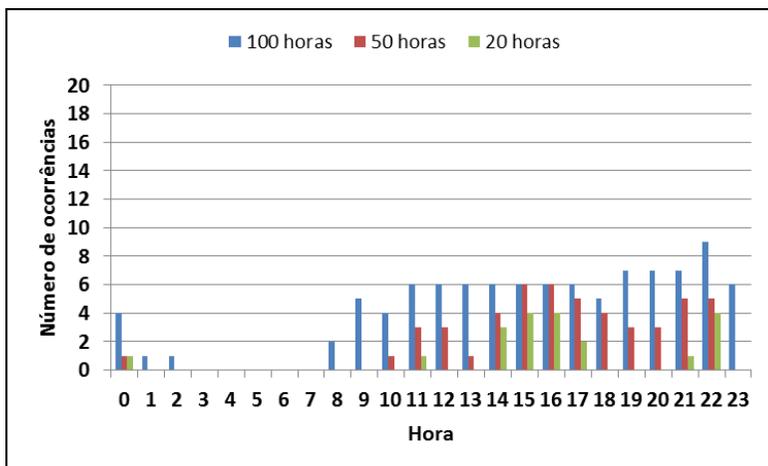


Figura 4.55 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).

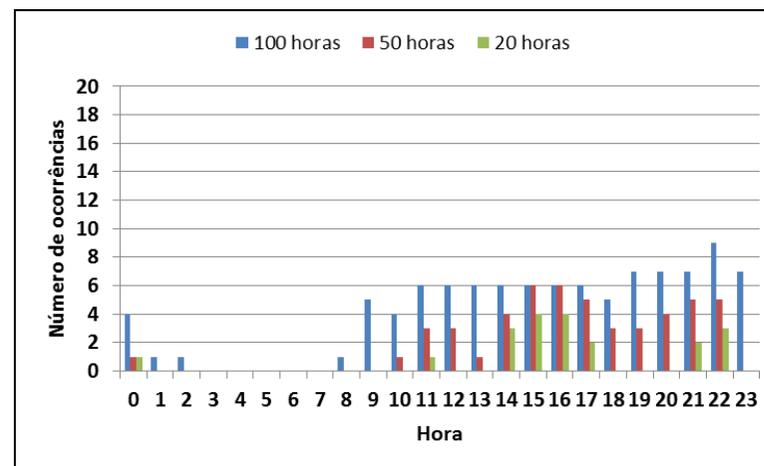


Figura 4.57 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).

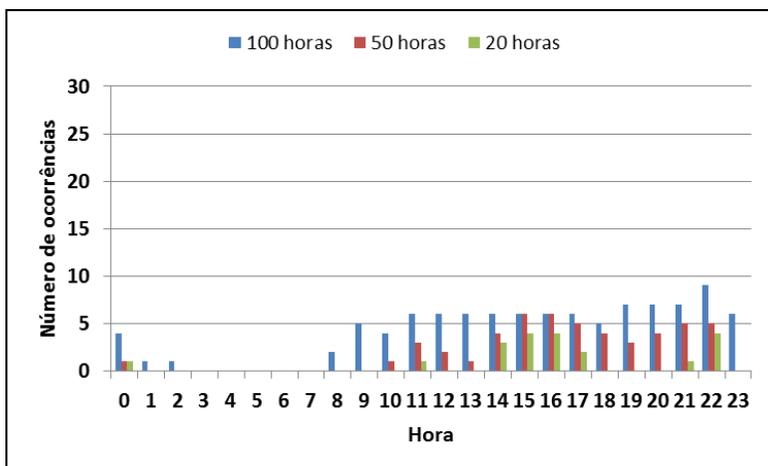


Figura 4.56 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).

4.1.2.3. Caso 2 - PRE e consumo no mesmo nó

No Caso 2 a produção em regime especial é considerada na identificação das horas críticas. A sua modelização é realizada assumindo que se encontra integralmente ligada a um único barramento por nível de tensão, conjuntamente com a carga desse mesmo nível de tensão. Deste modo, a produção da PRE existente num nível de tensão é descontada do valor do consumo desse nível. Estas diferenças por nível de tensão serão depois utilizadas para identificar as horas críticas, sendo que o consumo a jusante de cada nível de tensão influencia o trânsito de potência contabilizado para esse mesmo nível.

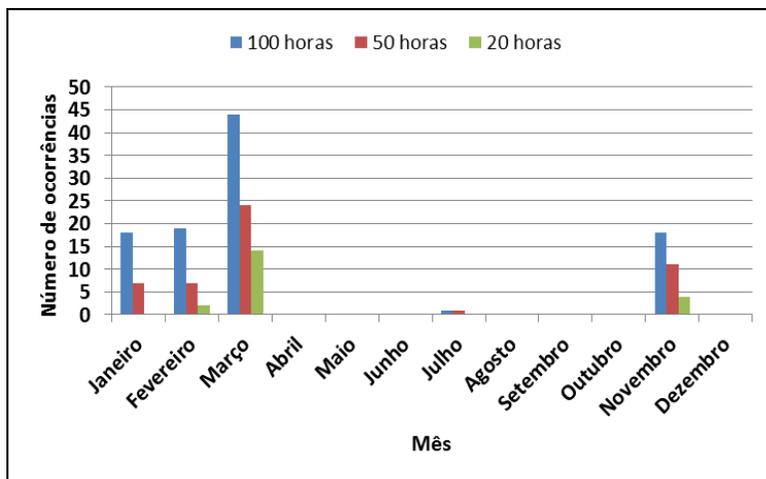


Figura 4.58 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).

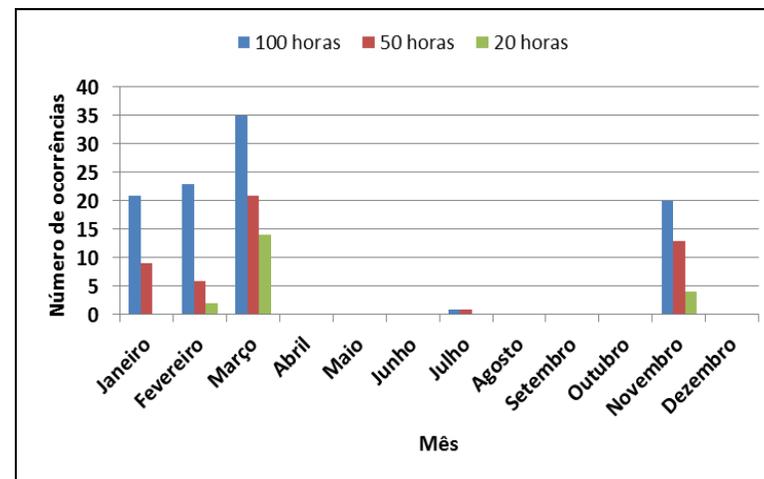


Figura 4.60 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).

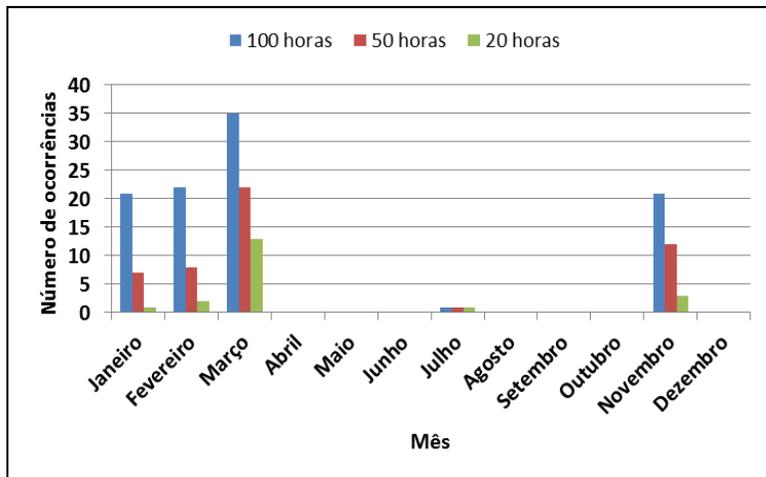


Figura 4.59 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).

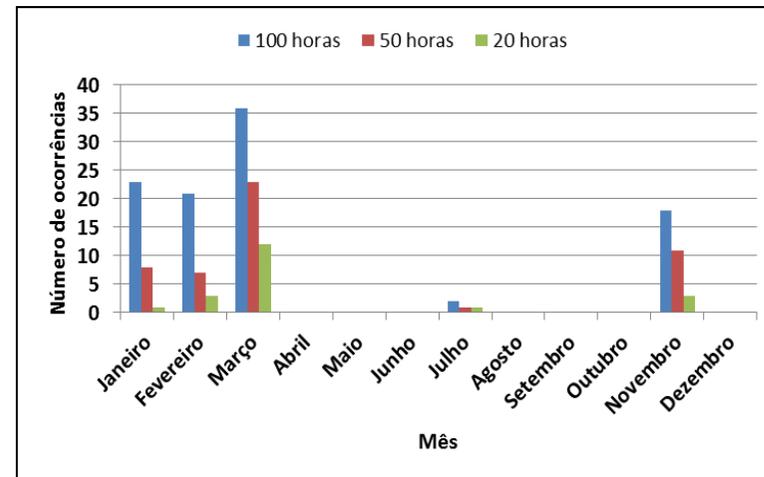


Figura 4.61 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).

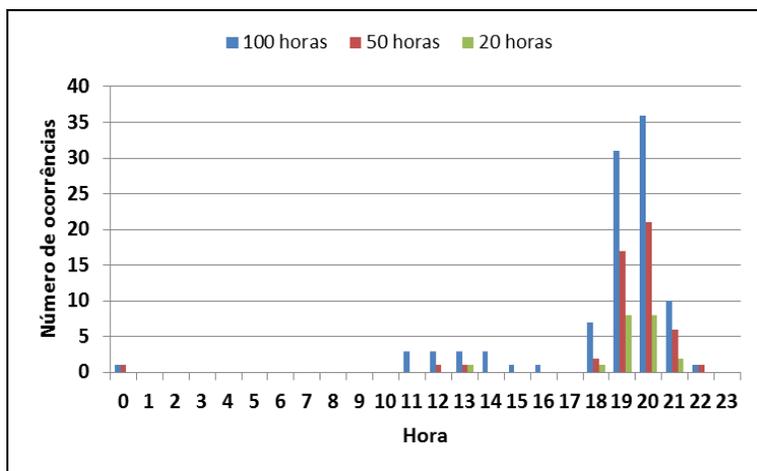


Figura 4.62 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).

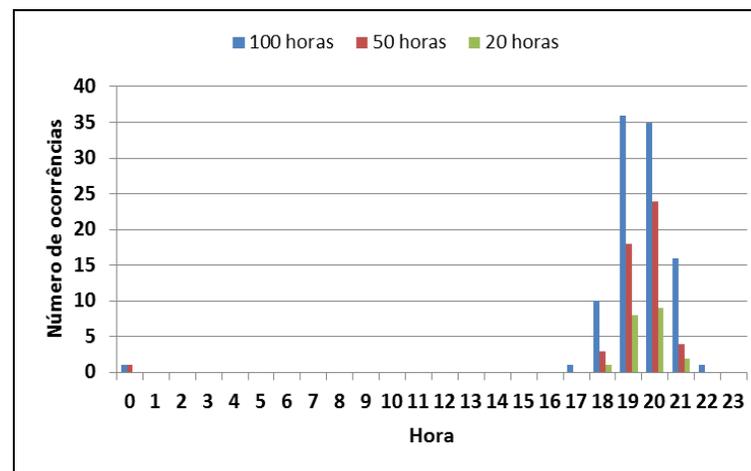


Figura 4.64 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).

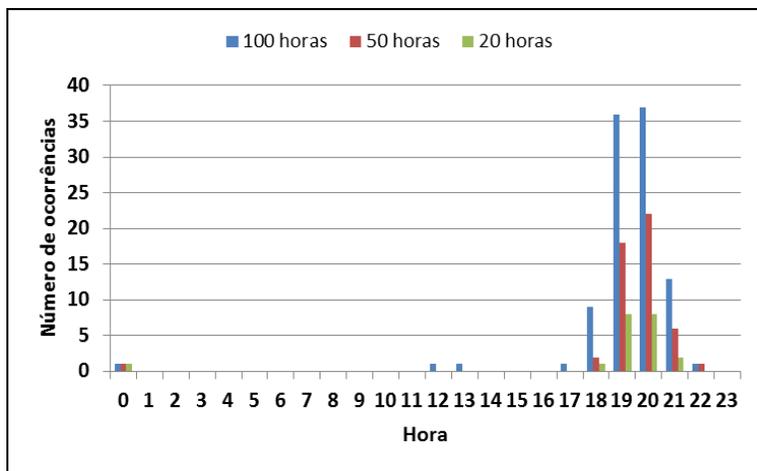


Figura 4.63 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).

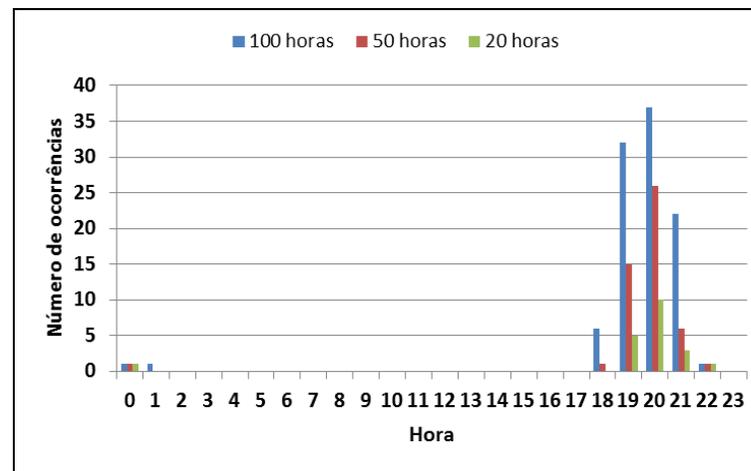


Figura 4.65 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).

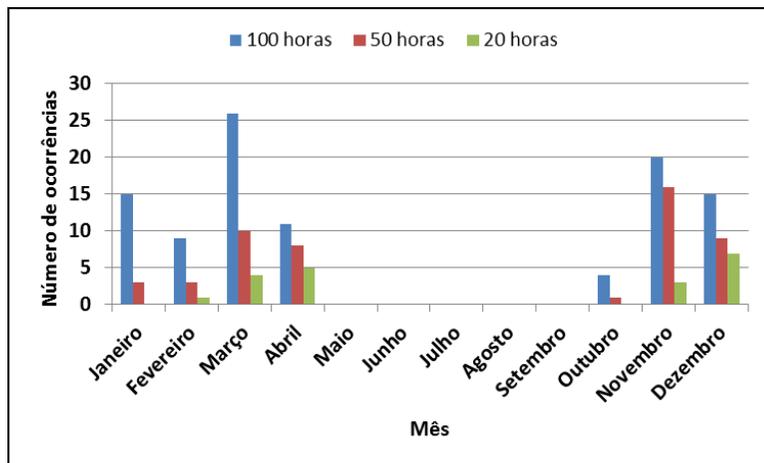


Figura 4.66 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).

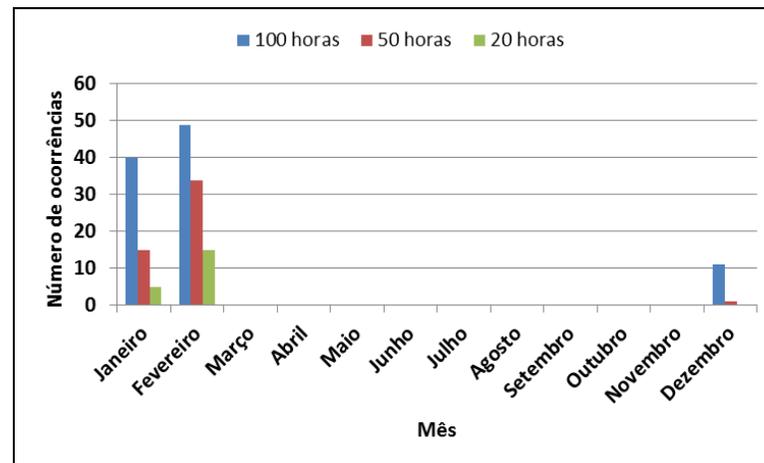


Figura 4.68 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).

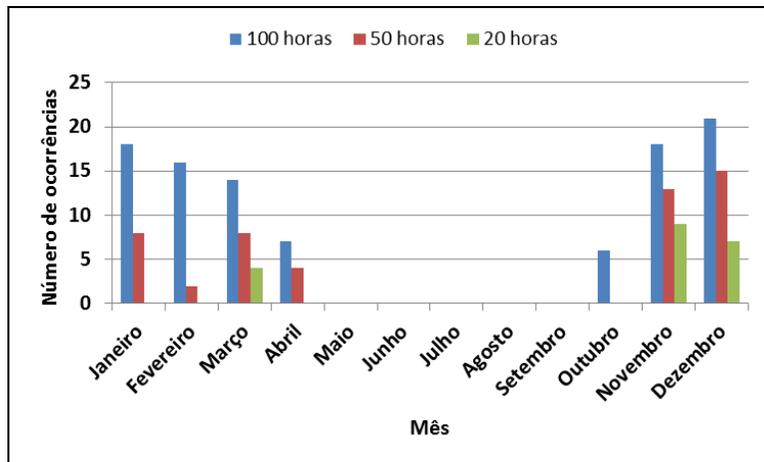


Figura 4.67 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).

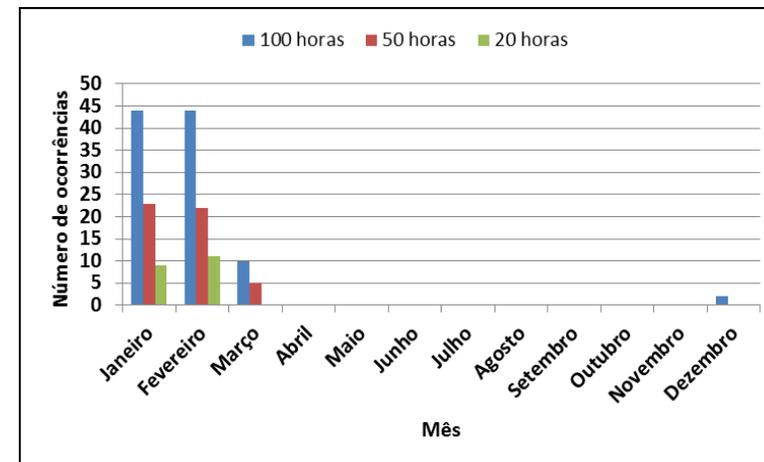


Figura 4.69 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).

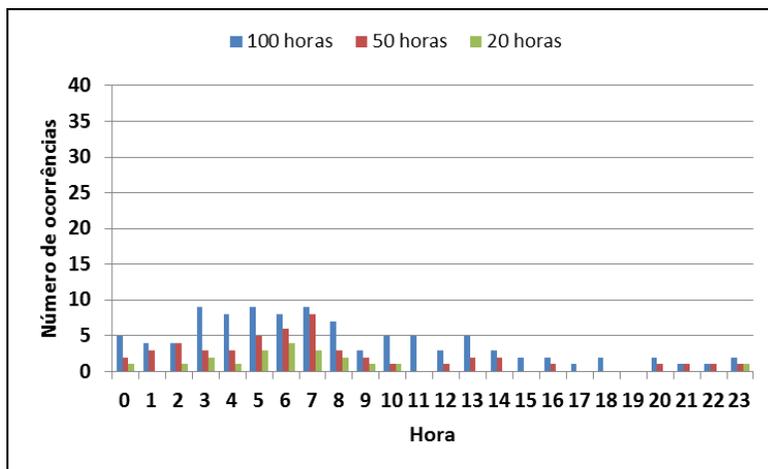


Figura 4.70 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).

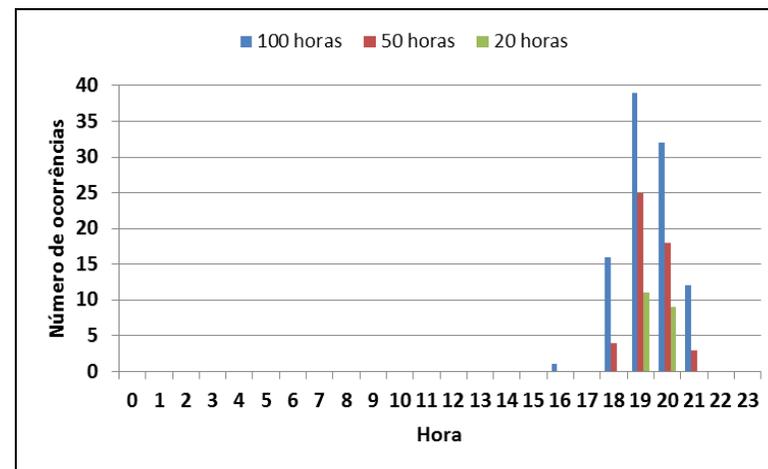


Figura 4.72 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).

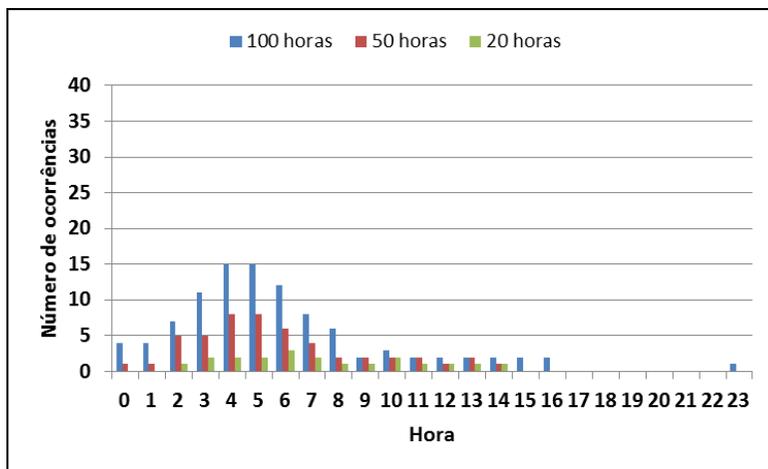


Figura 4.71 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).

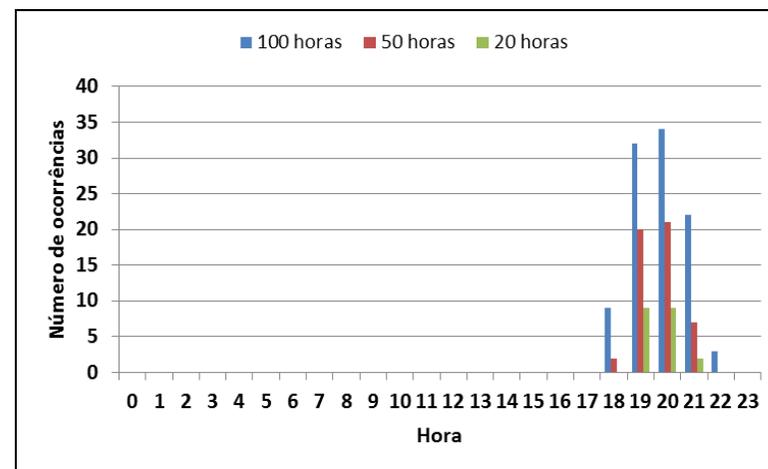


Figura 4.73 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).

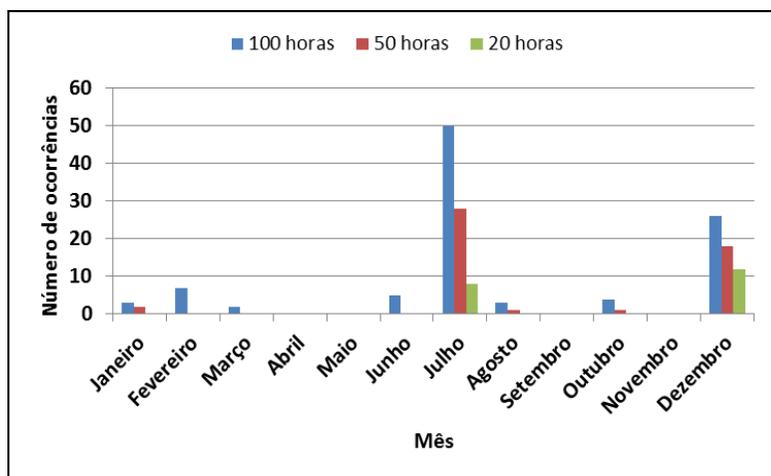


Figura 4.74 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).

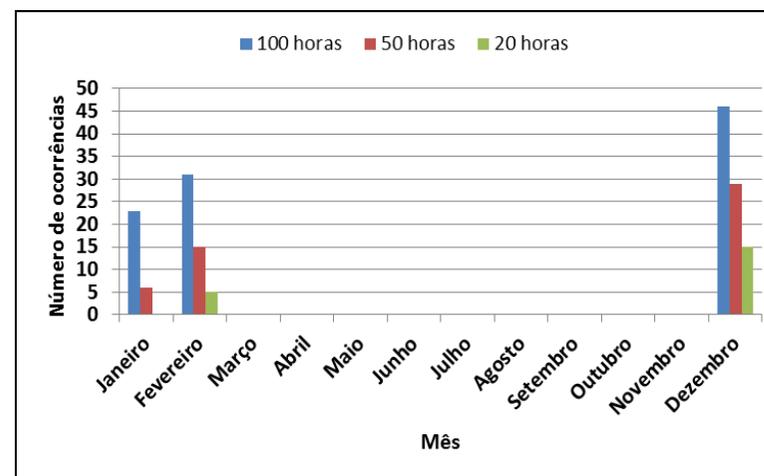


Figura 4.76 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).

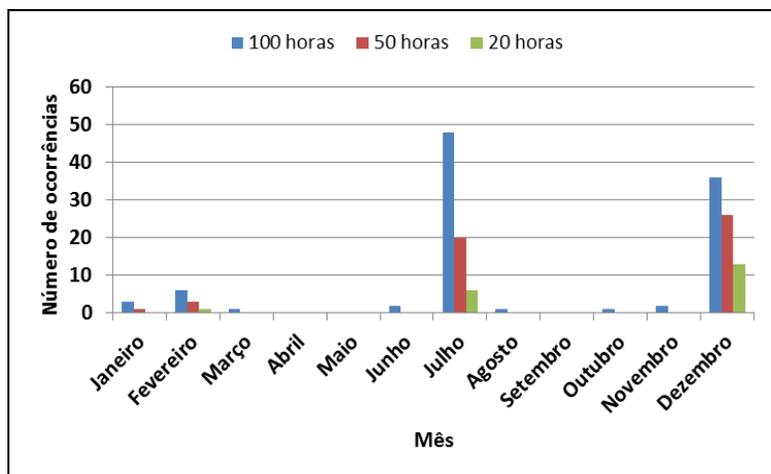


Figura 4.75 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).

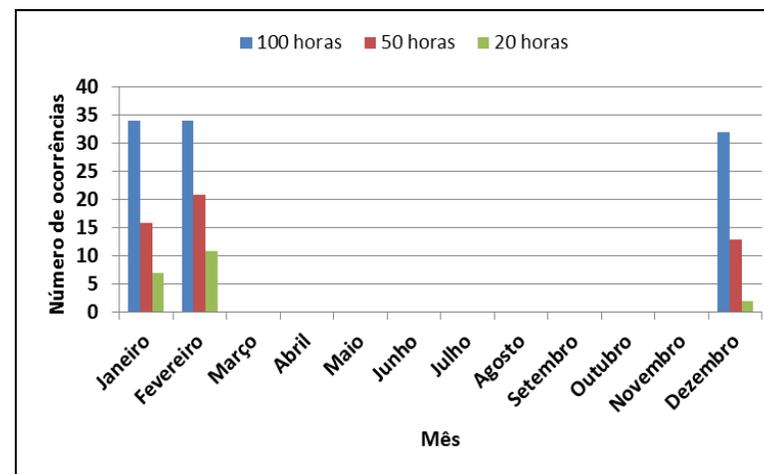


Figura 4.77 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (Norte).

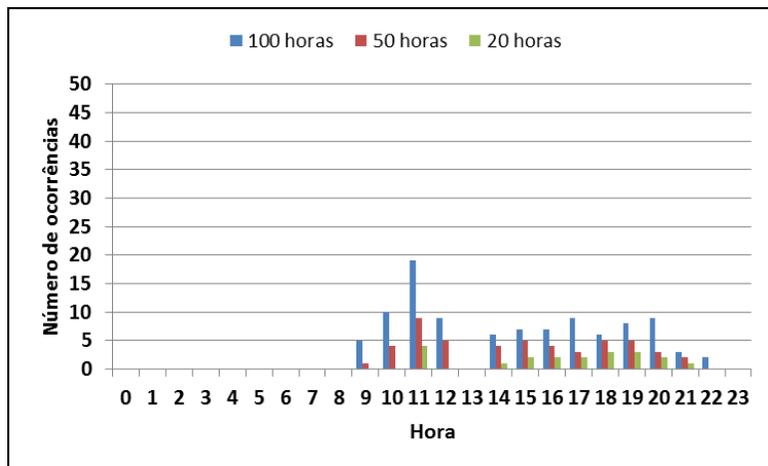


Figura 4.78 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).

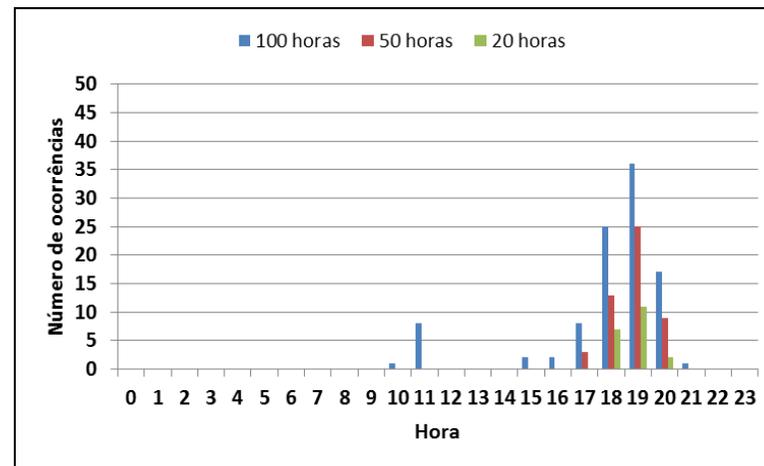


Figura 4.80 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).

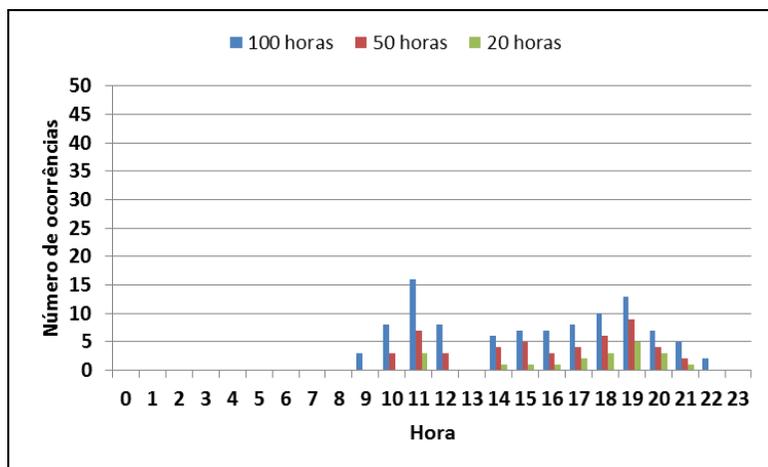


Figura 4.79 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).

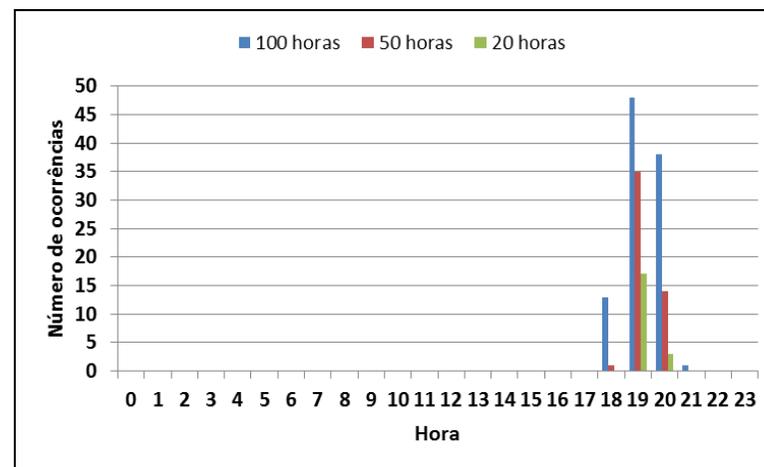


Figura 4.81 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Norte).

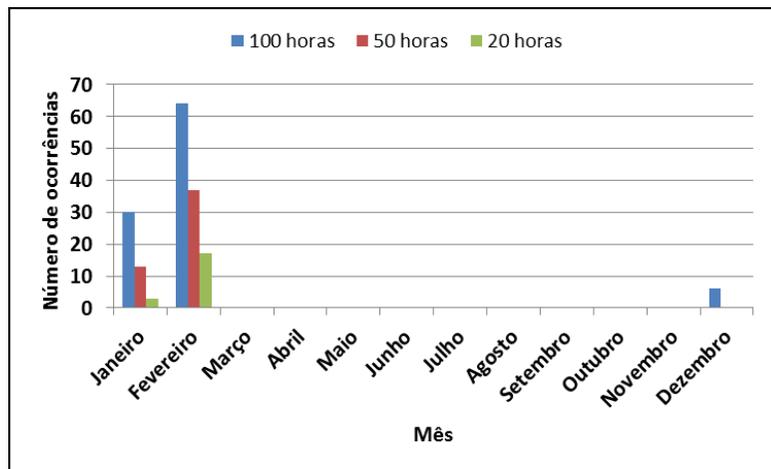


Figura 4.82 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).

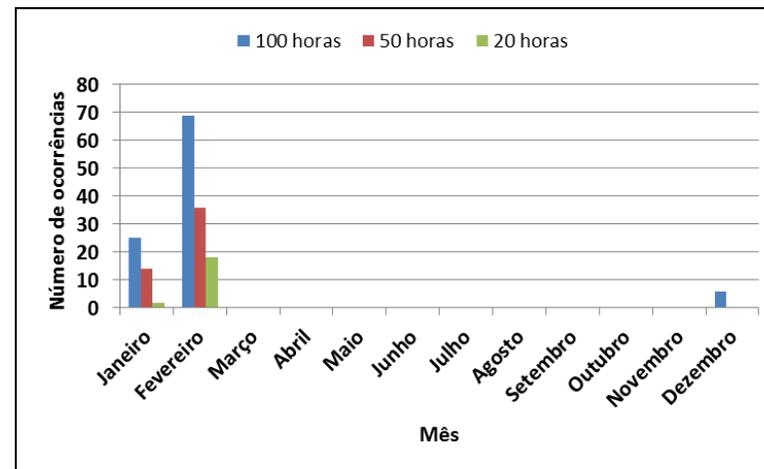


Figura 4.84 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).

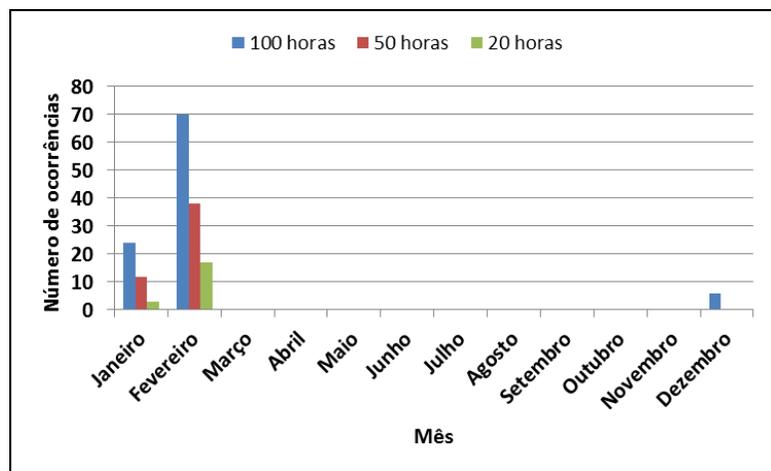


Figura 4.83 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).

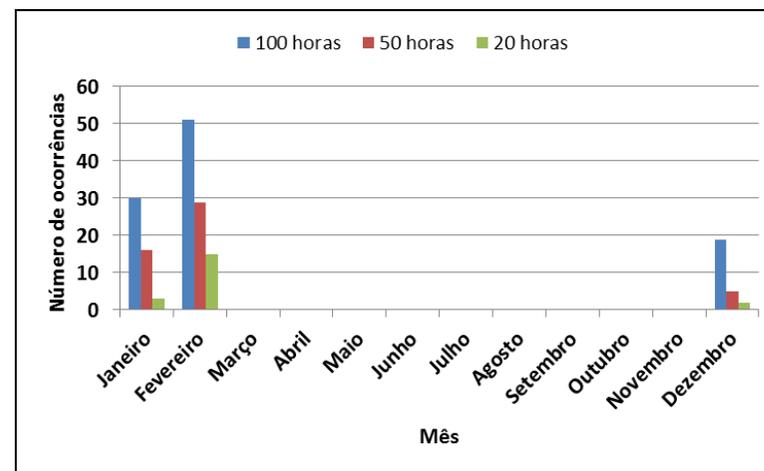


Figura 4.85 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).

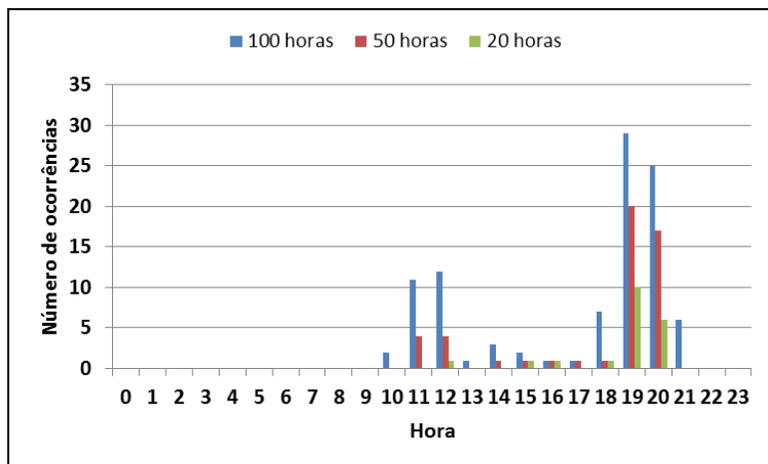


Figura 4.86 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).

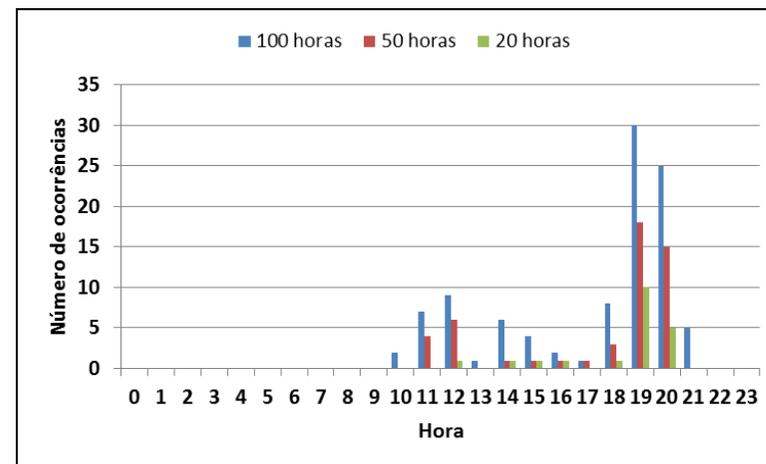


Figura 4.88 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).

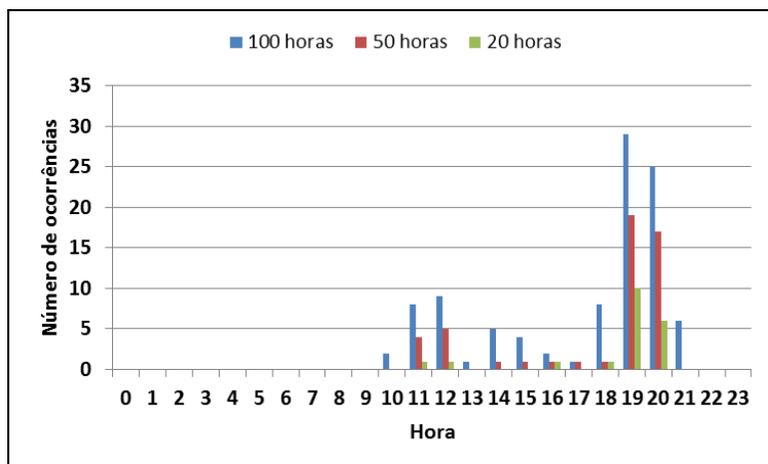


Figura 4.87 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).



Figura 4.89 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).

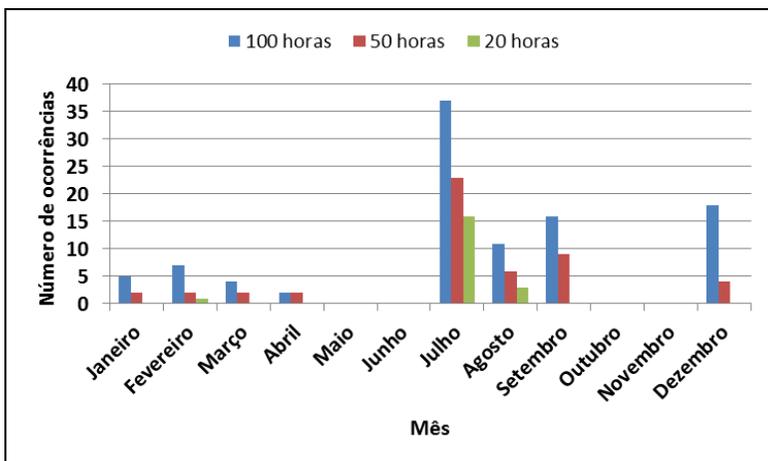


Figura 4.90 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).

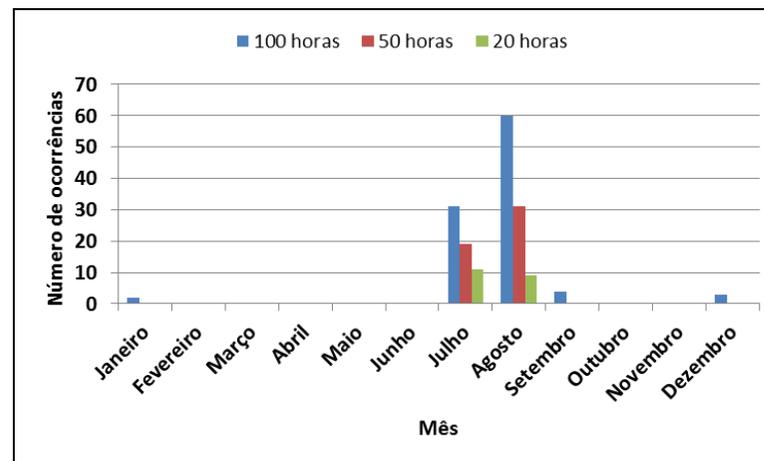


Figura 4.92 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).

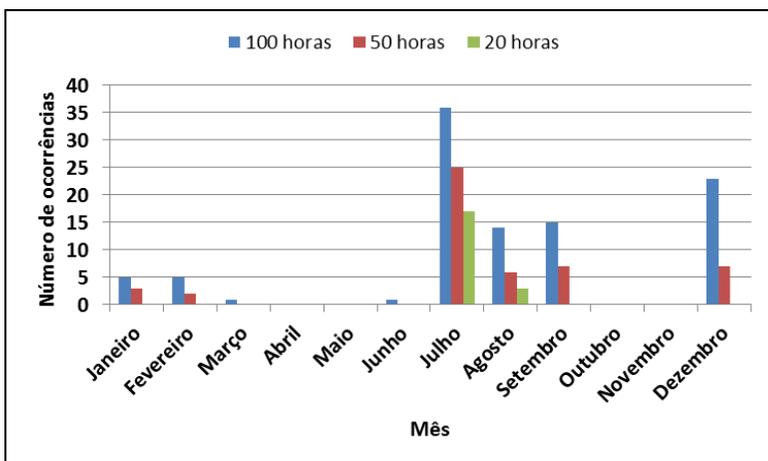


Figura 4.91 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).

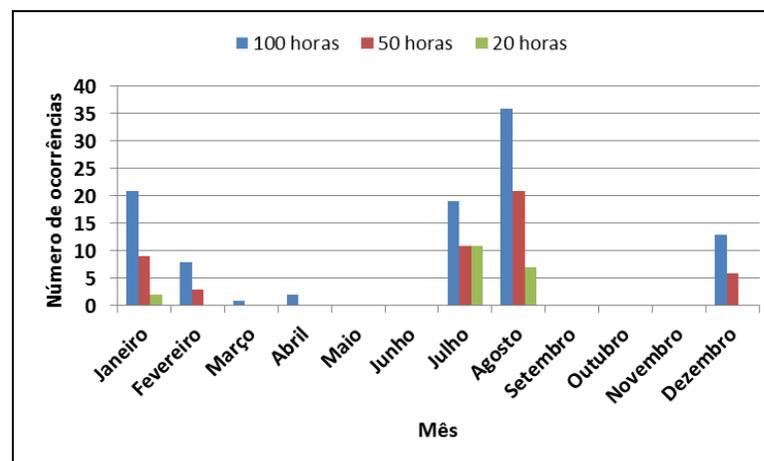


Figura 4.93 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).

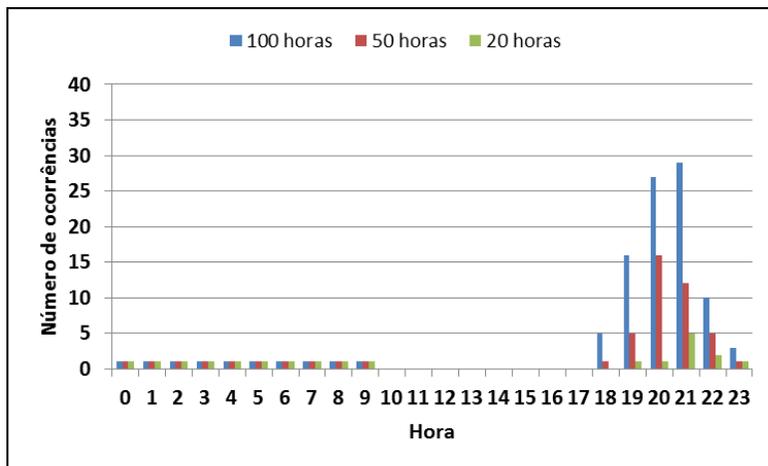


Figura 4.94 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).

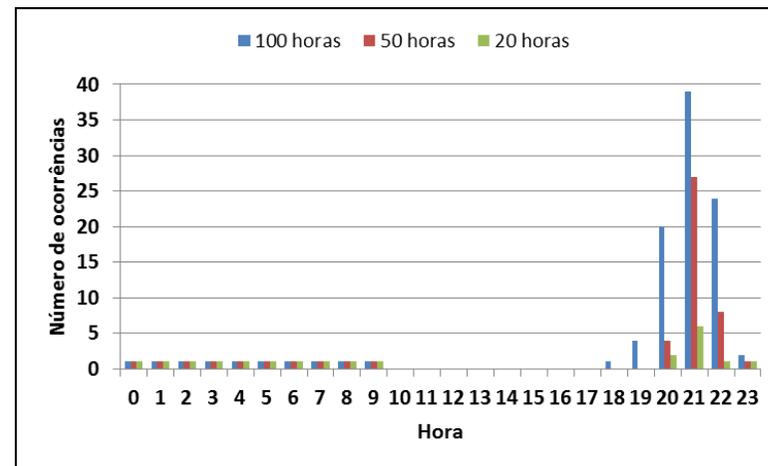


Figura 4.96 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).

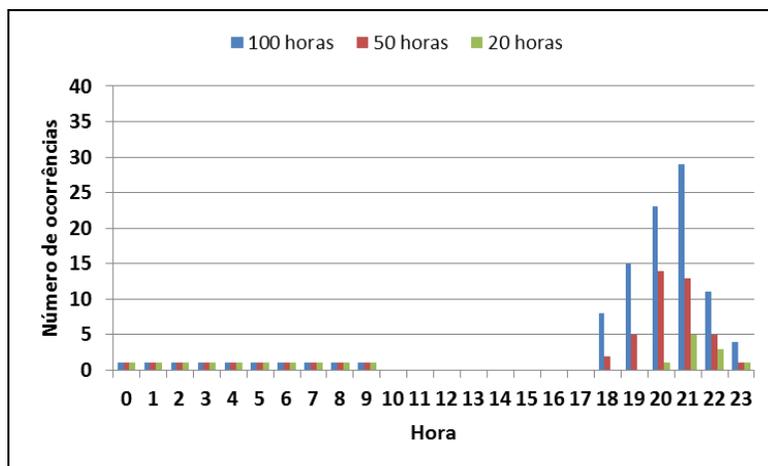


Figura 4.95 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).

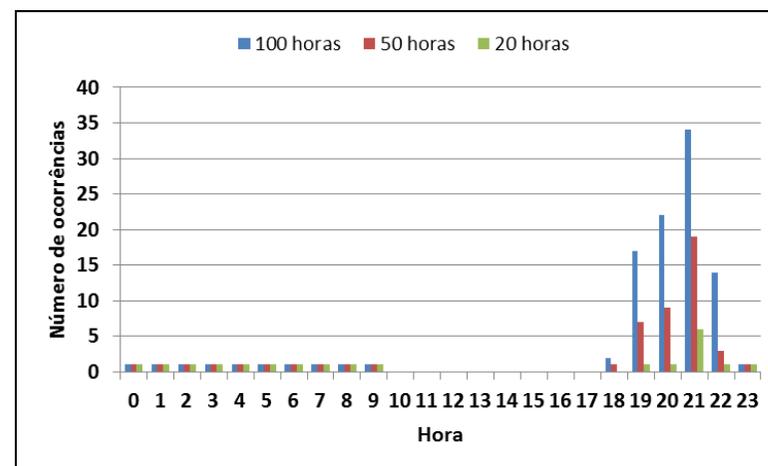


Figura 4.97 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).

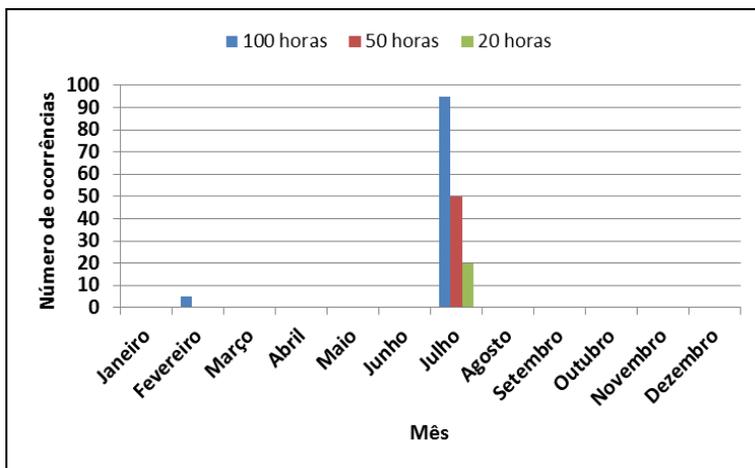


Figura 4.98 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).

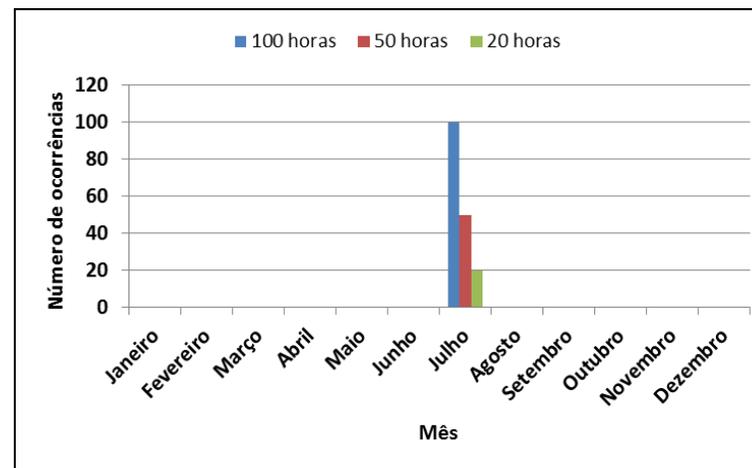


Figura 4.100 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).

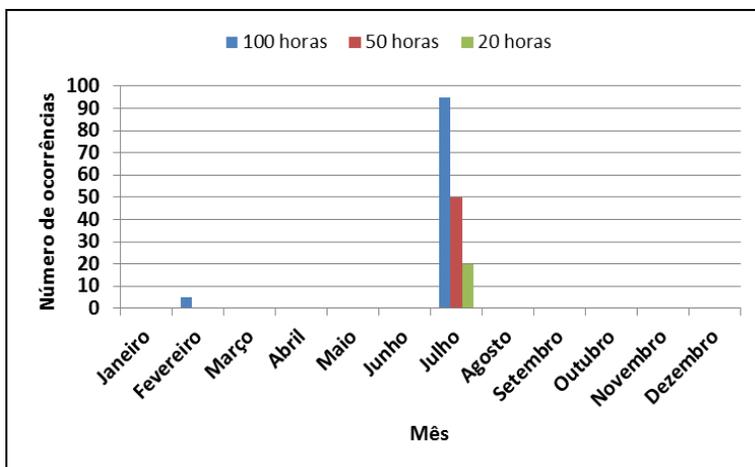


Figura 4.99 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).

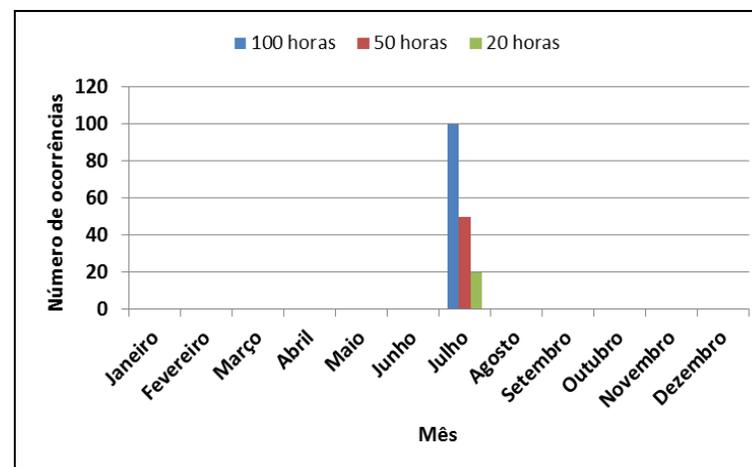


Figura 4.101 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).

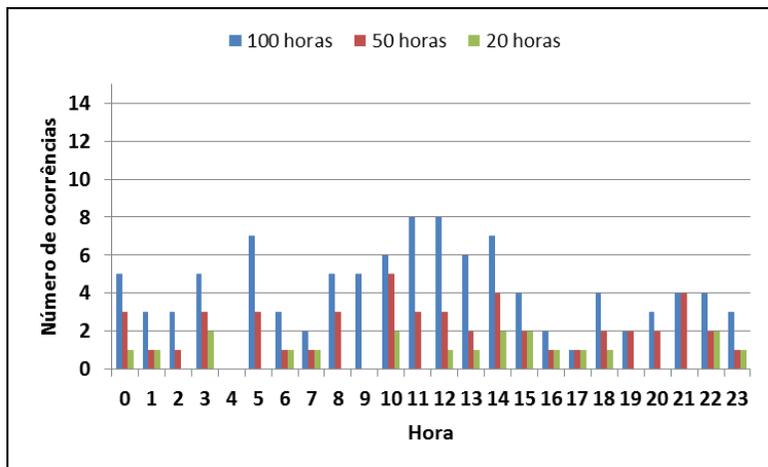


Figura 4.102 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).

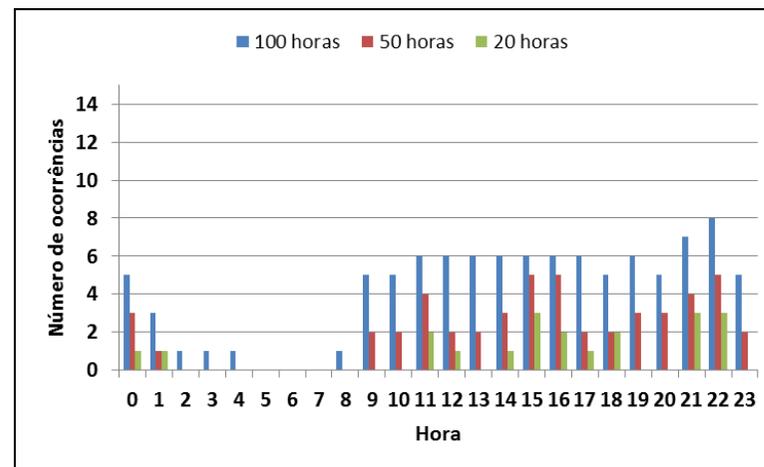


Figura 4.104 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).

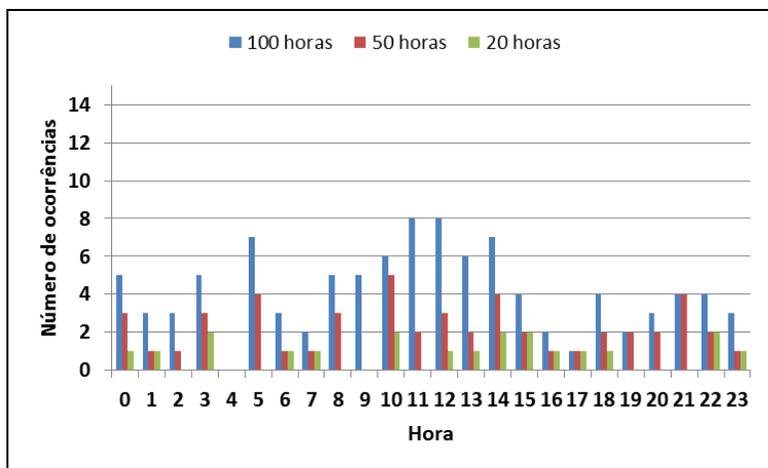


Figura 4.103 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).

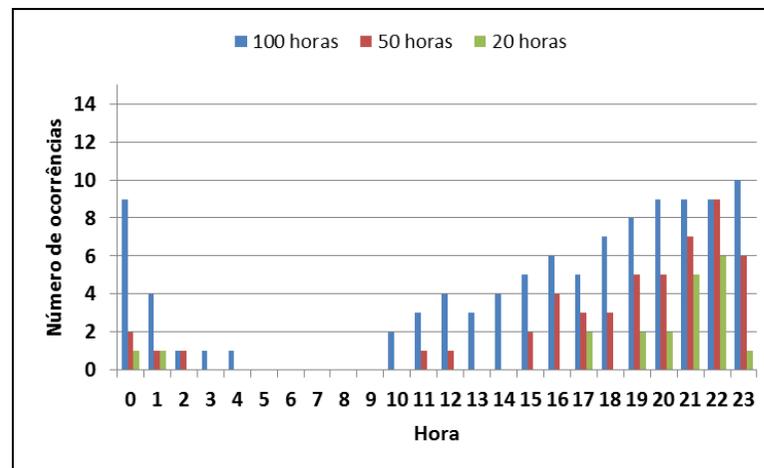


Figura 4.105 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).

4.1.2.4. Caso 3 - PRE no nó de entrada do nível de tensão e consumo no nó de saída

Ao contrário do que foi utilizado no Caso 2, no Caso 3 não existe apenas um barramento por nível de tensão. Assim, foram considerados um barramento de entrada e um outro de saída para cada nível de tensão. Para além disso, considerou-se que a produção em regime especial estaria integralmente localizada no barramento de entrada e o consumo no barramento de saída. Excetua-se deste modelo a Baixa Tensão em que se considerou mais realista a inclusão da PRE no ponto mais a jusante da rede e mais próximo do consumo.

Deste modo, o trânsito de potência a contabilizar para o nível MT será obtido pela soma do consumo da MT com o consumo líquido contabilizado para a BT sendo este obtido pela diferença entre consumo em BT e PRE ligada em BT. Assim, o efeito da PRE da MT será apenas sentido ao realizar o cálculo do trânsito de potências em AT. Por seu lado, o trânsito de potência em AT será calculado pela soma entre o consumo da AT e o consumo líquido em MT sendo este obtido pela diferença entre o consumo em MT e a PRE ligada em MT. O mesmo raciocínio foi igualmente aplicado para MAT. Assim, na análise do Caso 3, o nível de PRE da MAT não terá qualquer impacto na identificação horas críticas uma vez que se admite que esta PRE se encontra integralmente ligada ao barramento de entrada do nível de MAT.

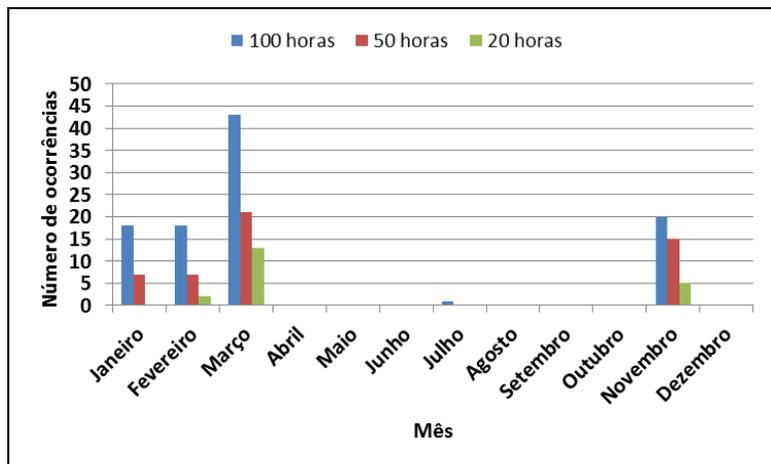


Figura 4.106 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).

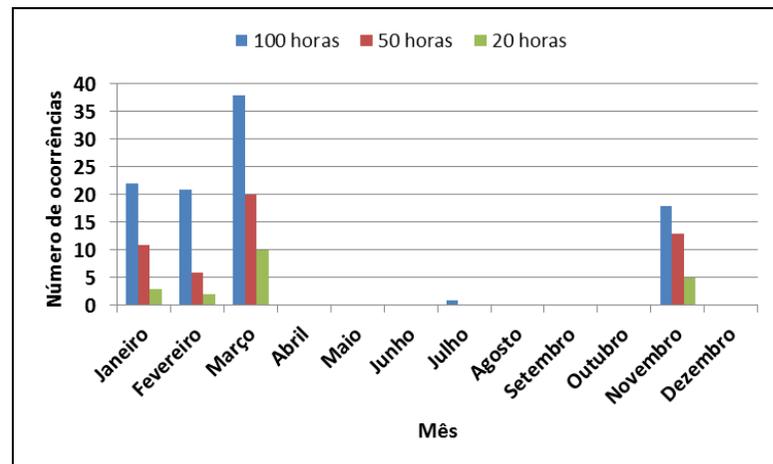


Figura 4.108 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).

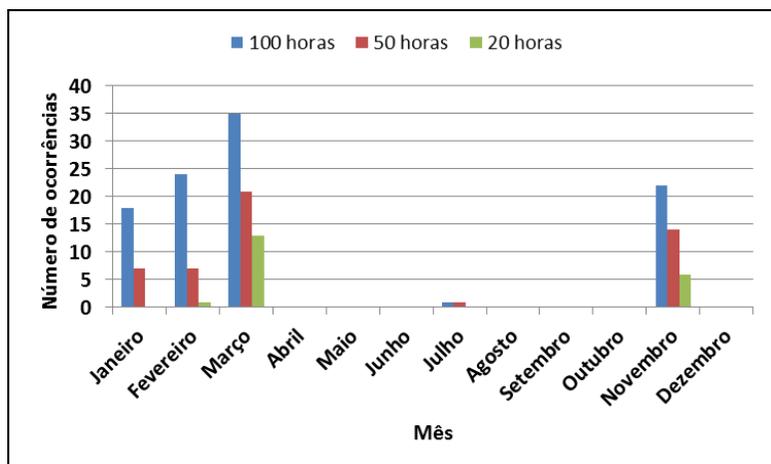


Figura 4.107 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).

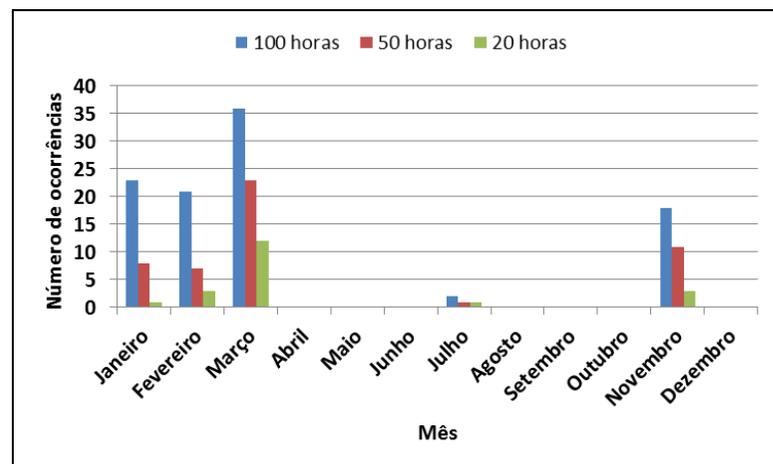


Figura 4.109 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).

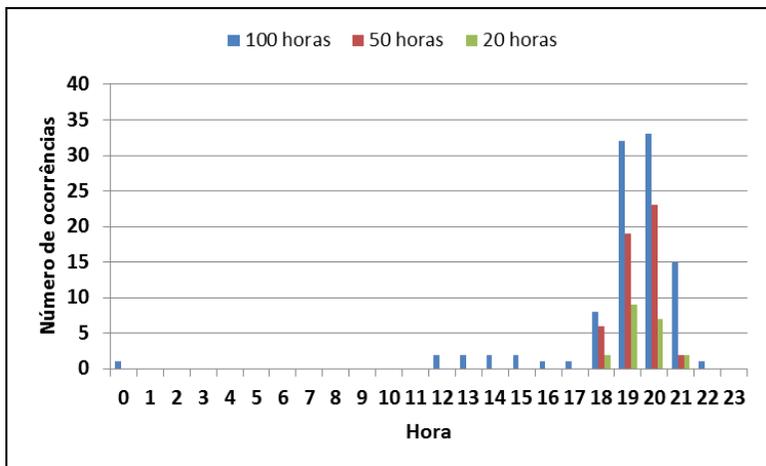


Figura 4.110 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Lisboa).

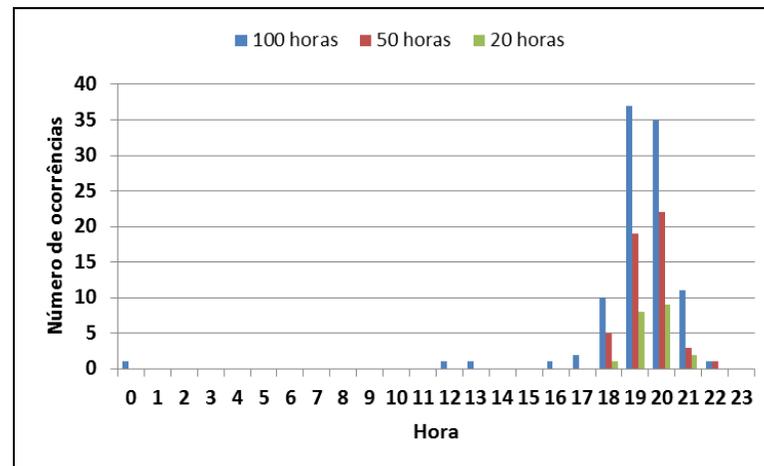


Figura 4.112 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Lisboa).

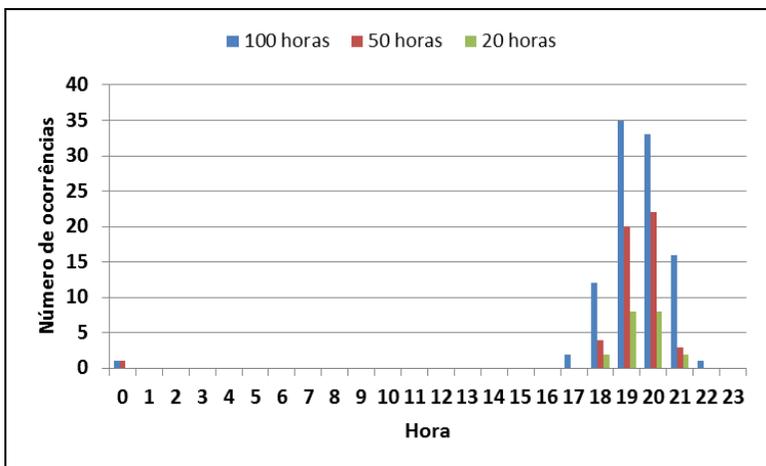


Figura 4.111 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Lisboa).

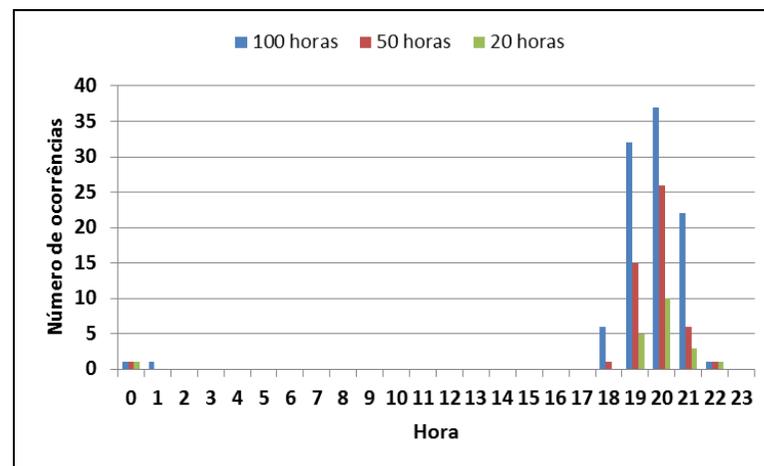


Figura 4.113 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Lisboa).

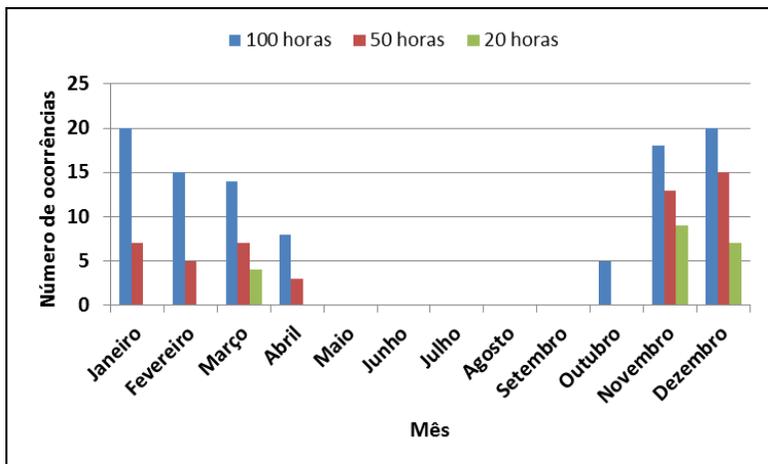


Figura 4.114 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).

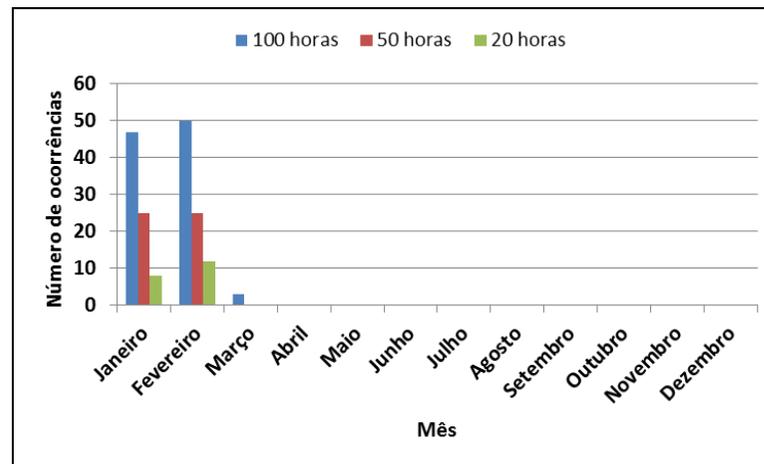


Figura 4.116 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).

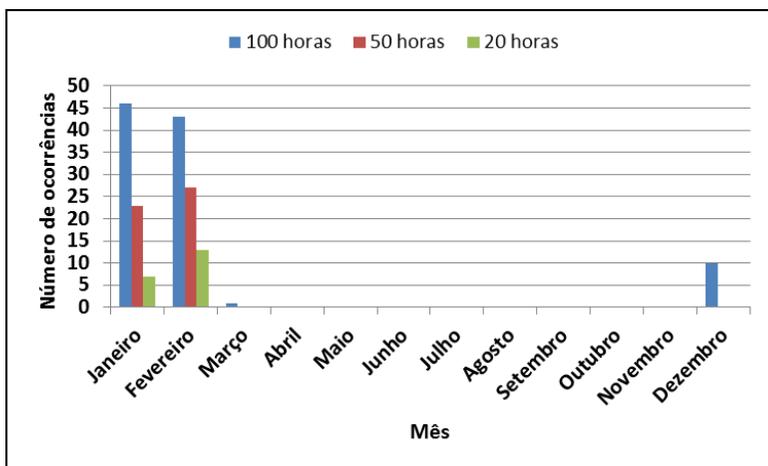


Figura 4.115 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).

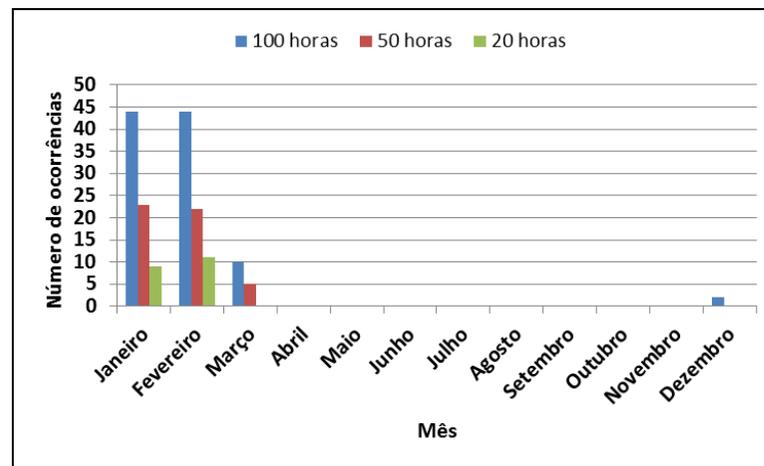


Figura 4.117 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).

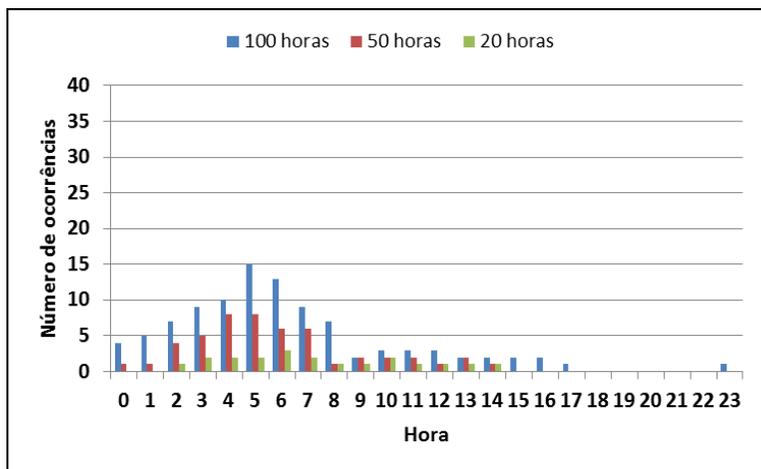


Figura 4.118 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Mondego).

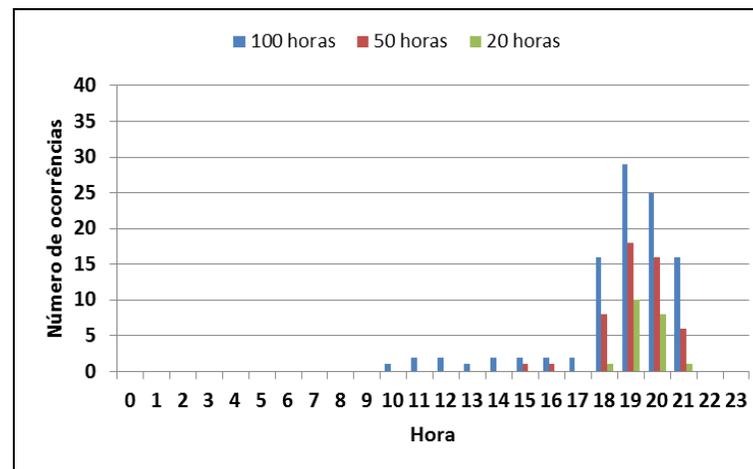


Figura 4.120 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Mondego).

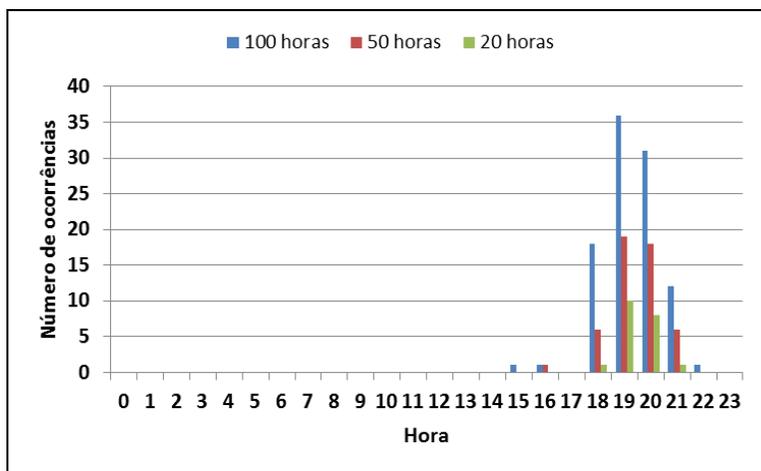


Figura 4.119 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Mondego).

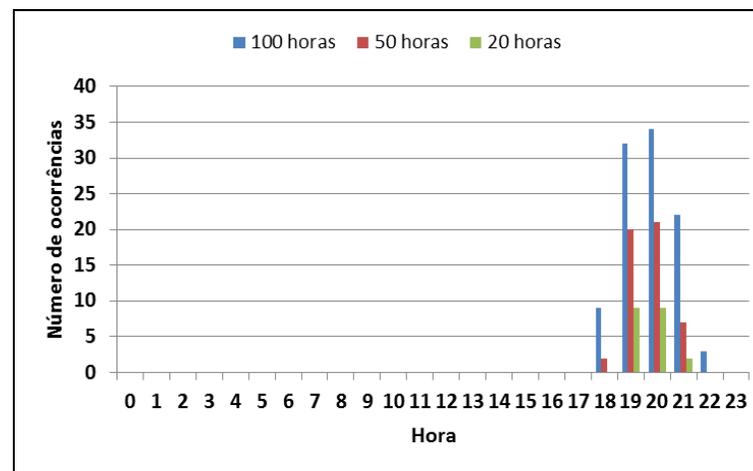


Figura 4.121 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Mondego).

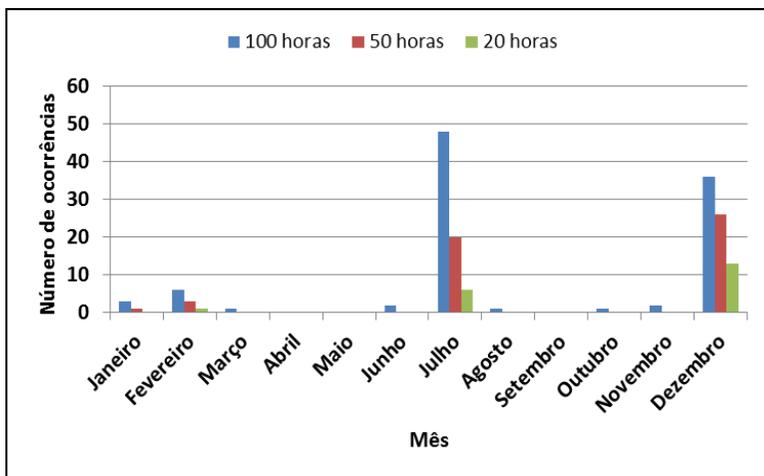


Figura 4.122 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).

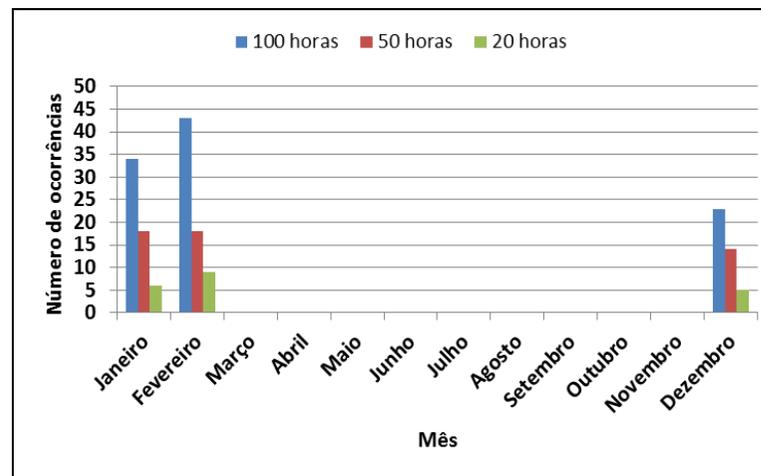


Figura 4.124 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).

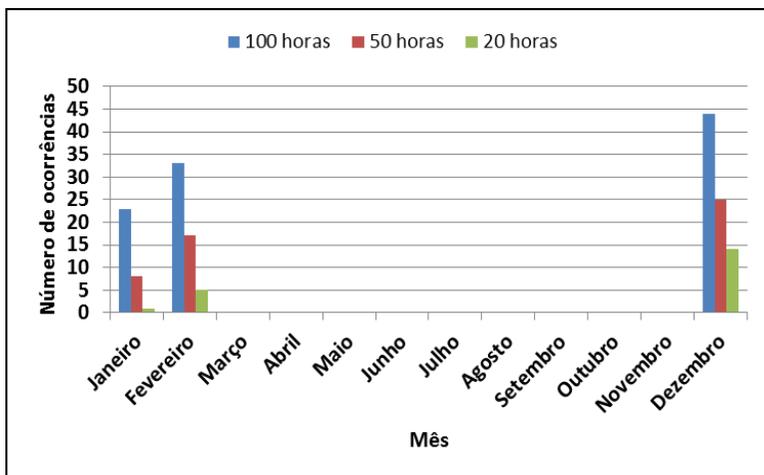


Figura 4.123 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).

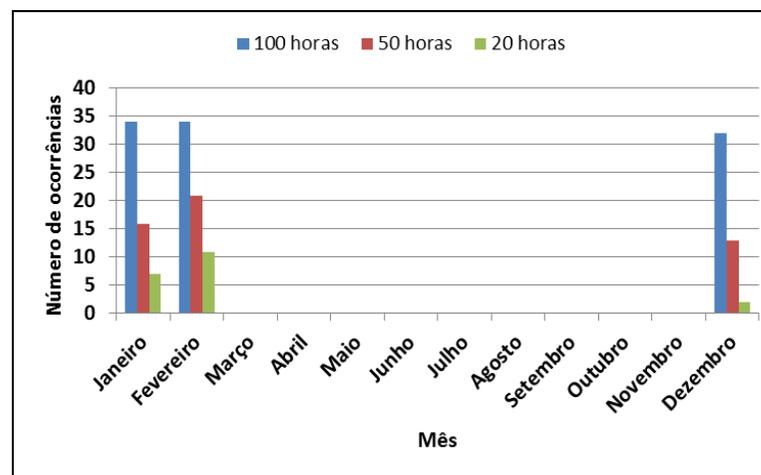


Figura 4.125 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão BT (Norte).

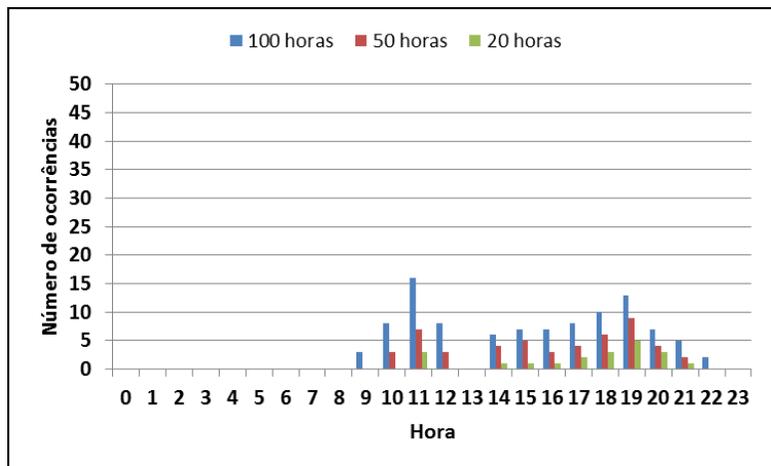


Figura 4.126 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Norte).

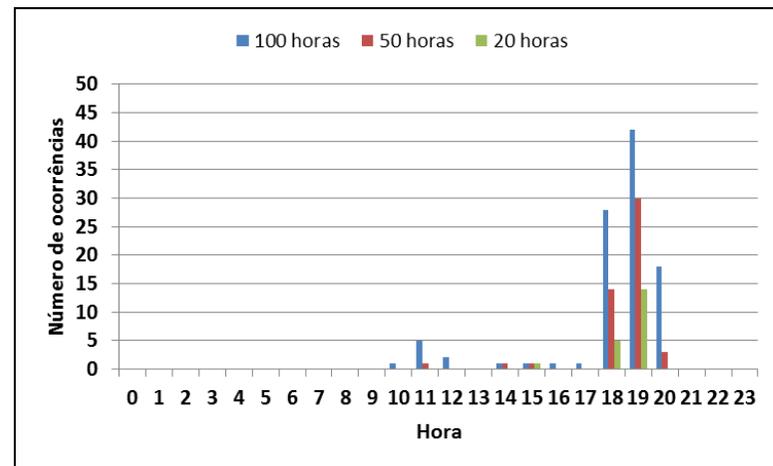


Figura 4.128 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Norte).

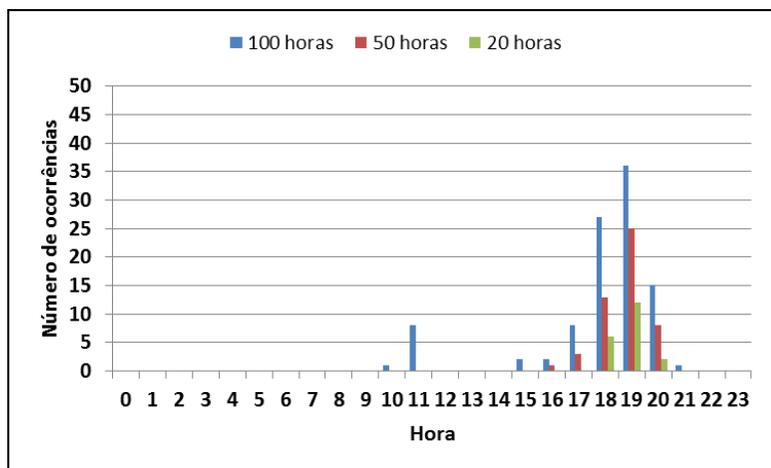


Figura 4.127 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Norte).

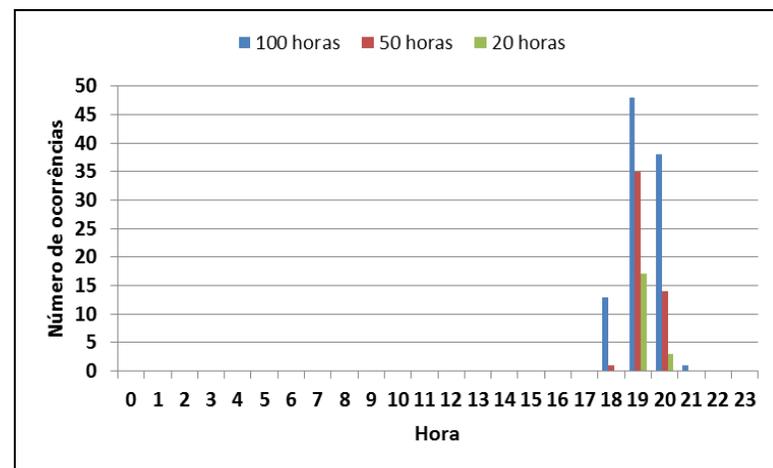


Figura 4.129 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Norte).

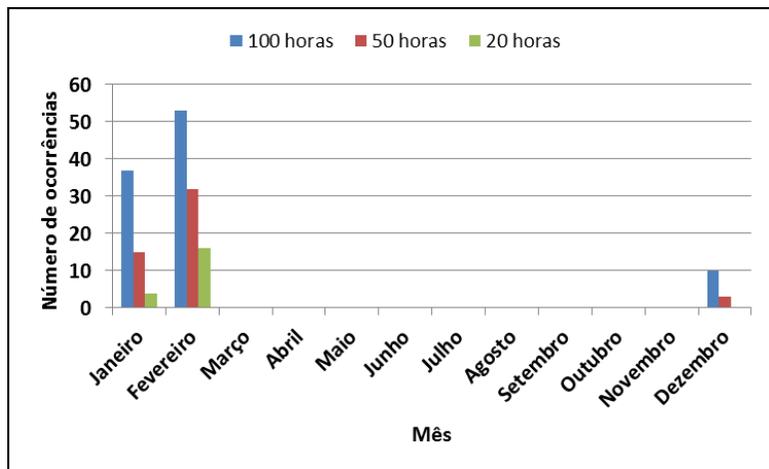


Figura 4.130 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).

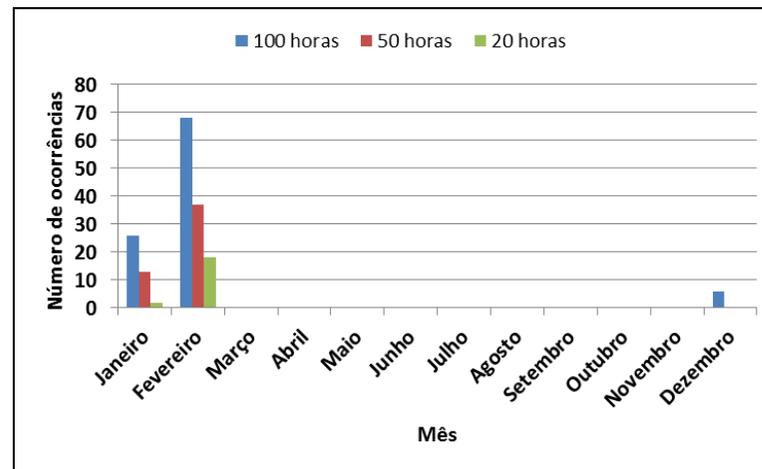


Figura 4.132 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).

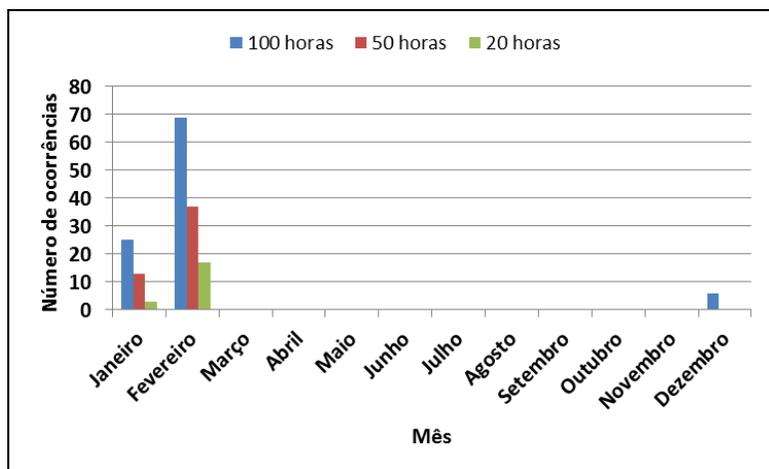


Figura 4.131 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).

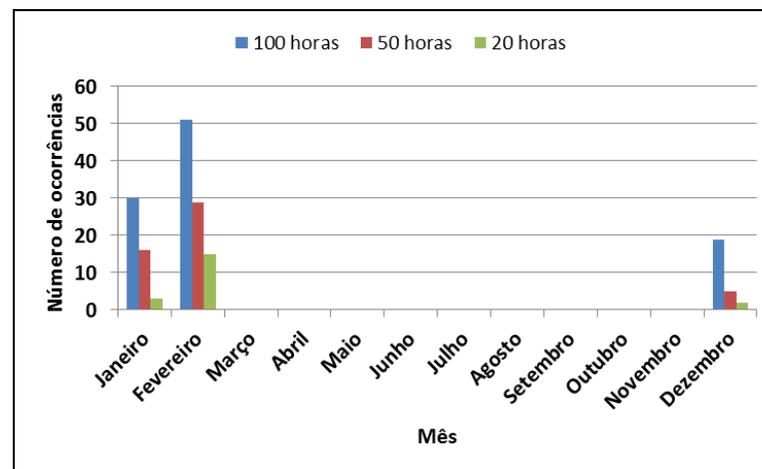


Figura 4.133 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).

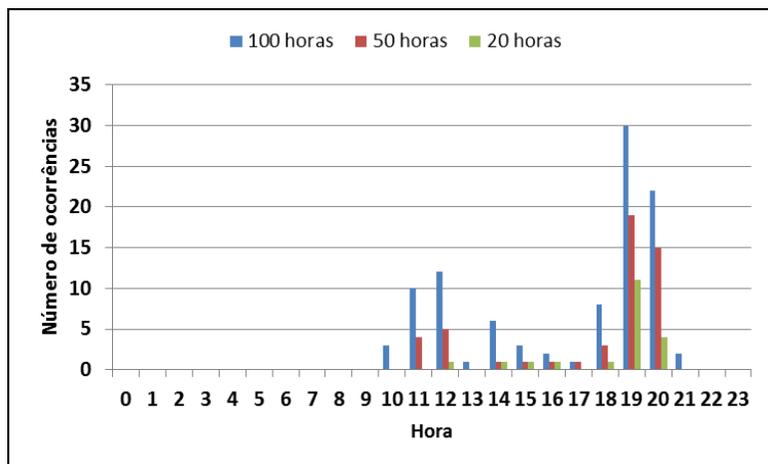


Figura 4.134 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Porto).

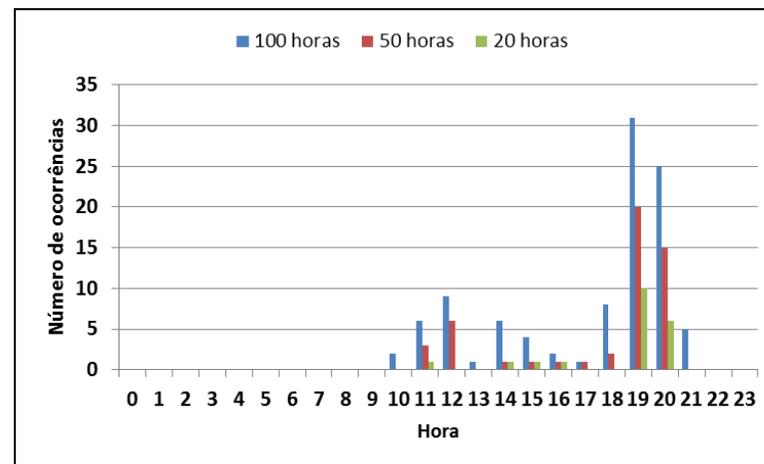


Figura 4.136 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Porto).

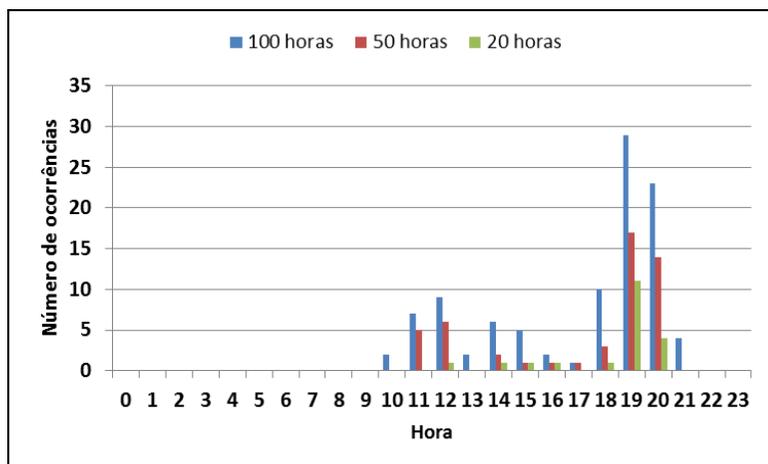


Figura 4.135 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Porto).



Figura 4.137 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Porto).

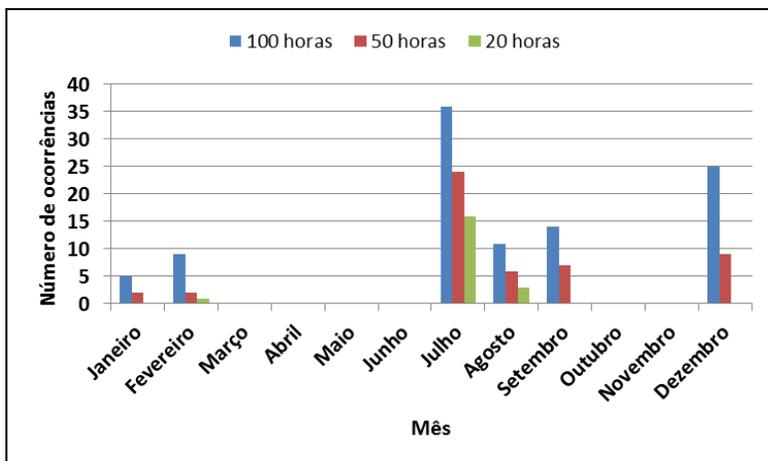


Figura 4.138 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).

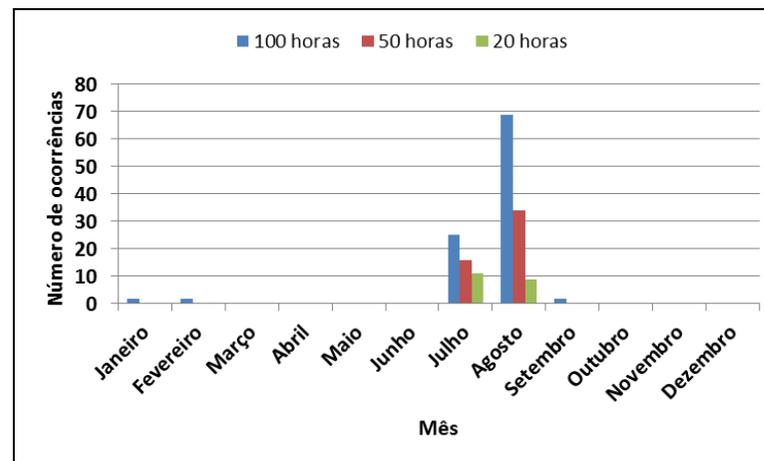


Figura 4.140 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).

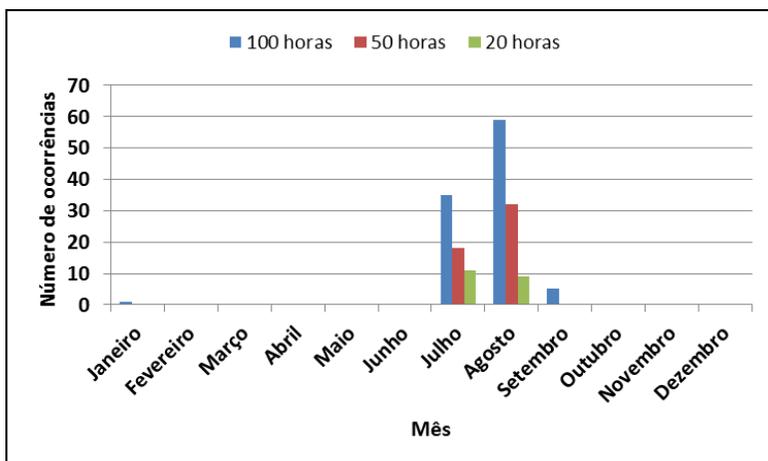


Figura 4.139 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).

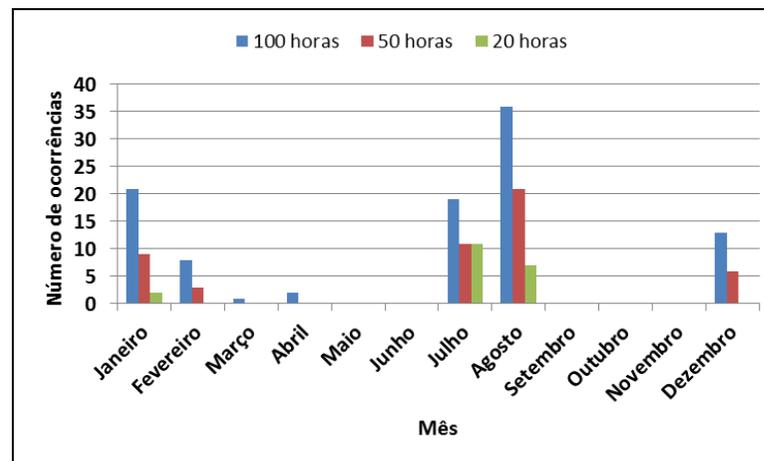


Figura 4.141 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).

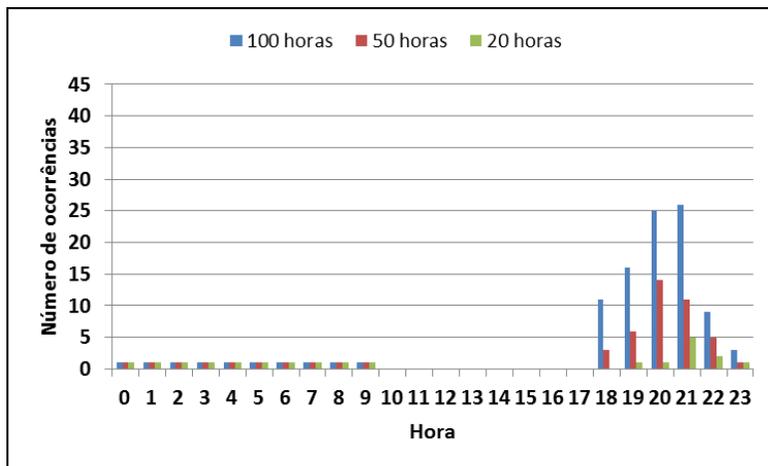


Figura 4.142 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Sul).

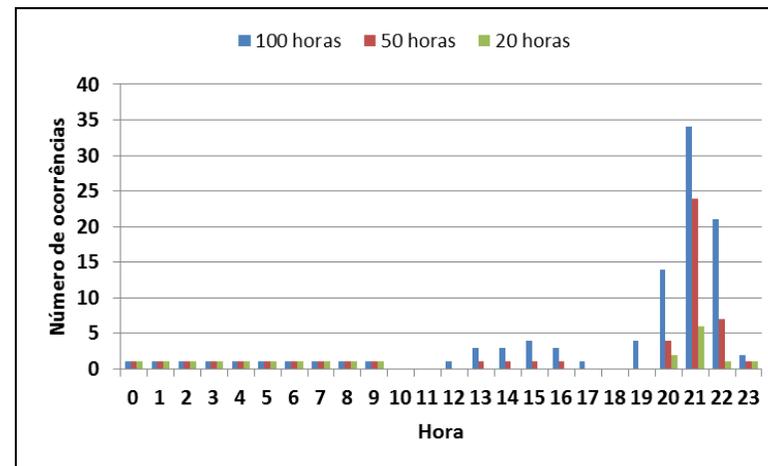


Figura 4.144 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Sul).

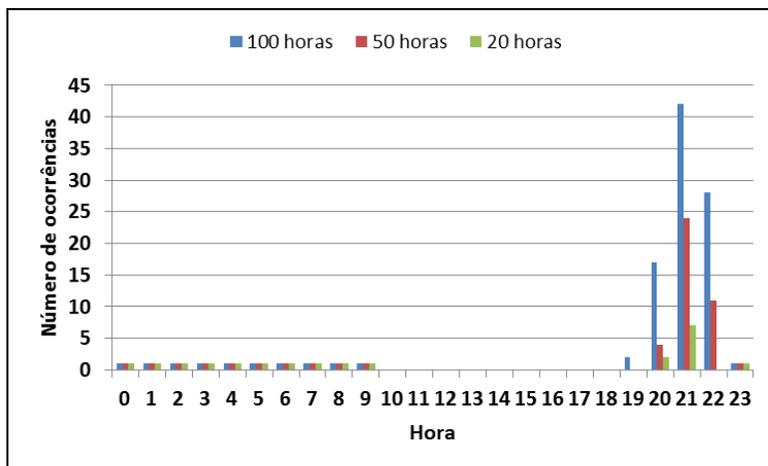


Figura 4.143 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Sul).



Figura 4.145 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Sul).

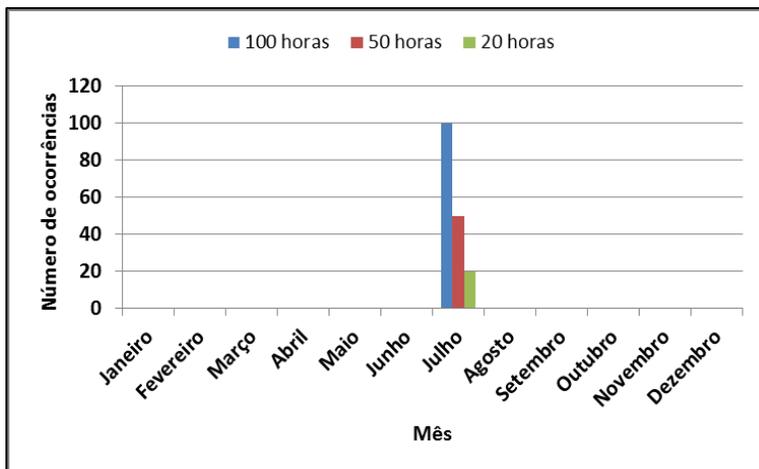


Figura 4.146 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).

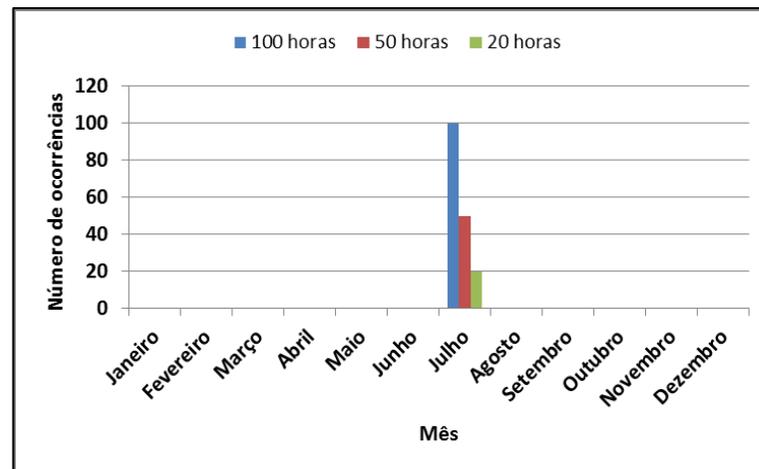


Figura 4.148 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).

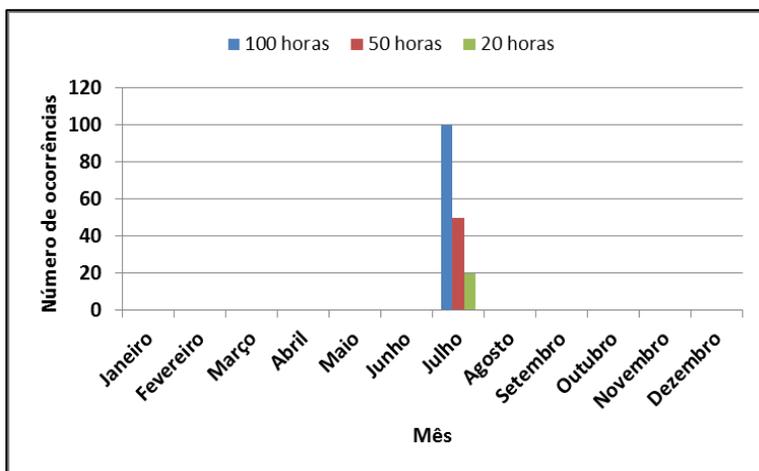


Figura 4.147 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).

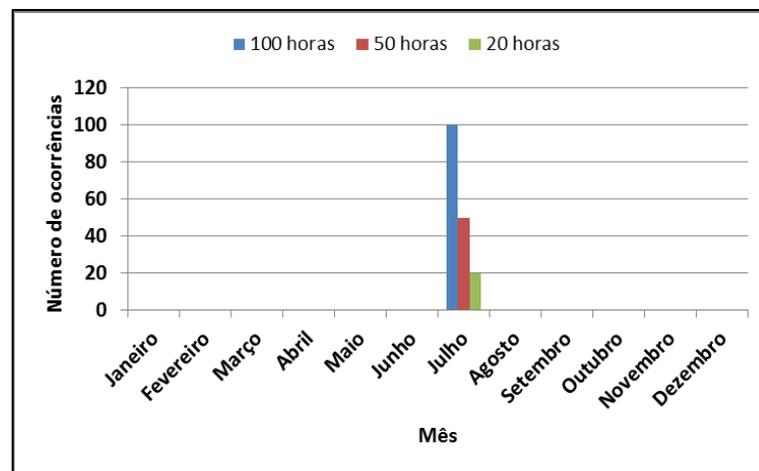


Figura 4.149 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).

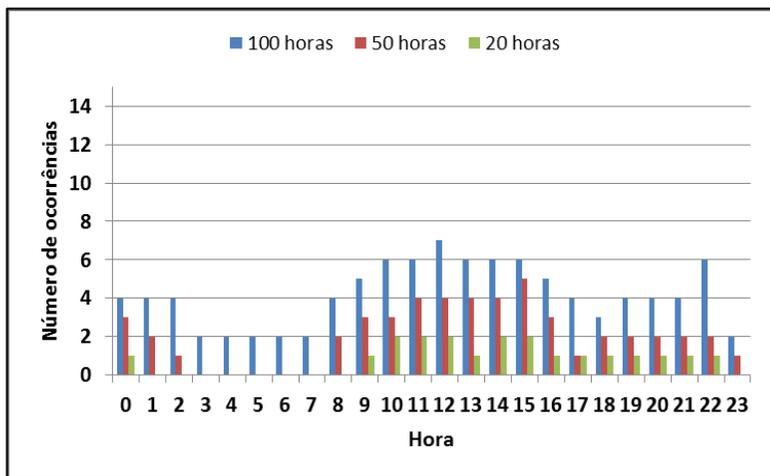


Figura 4.150 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MAT + AT + MT + BT (Tejo).

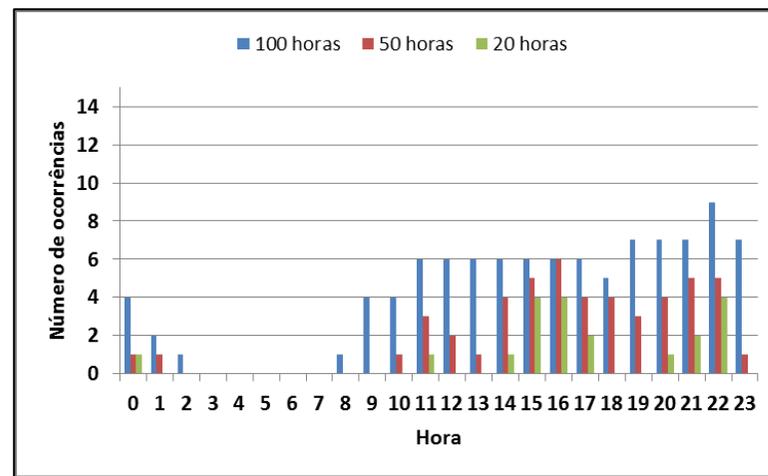


Figura 4.152 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão MT + BT (Tejo).

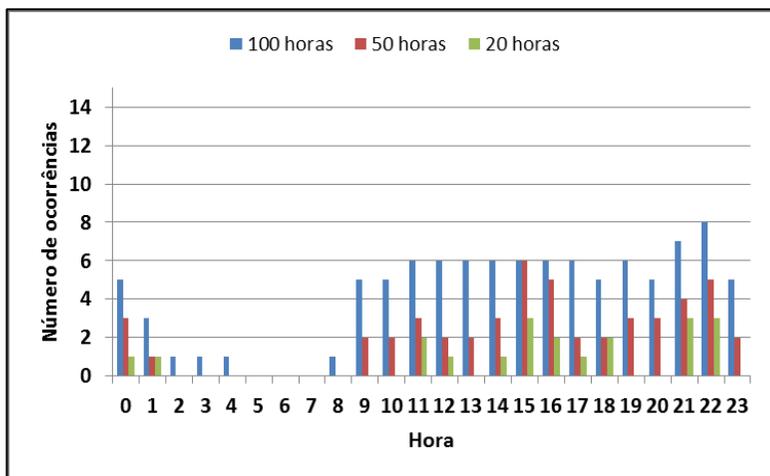


Figura 4.151 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para os níveis de tensão AT + MT + BT (Tejo).

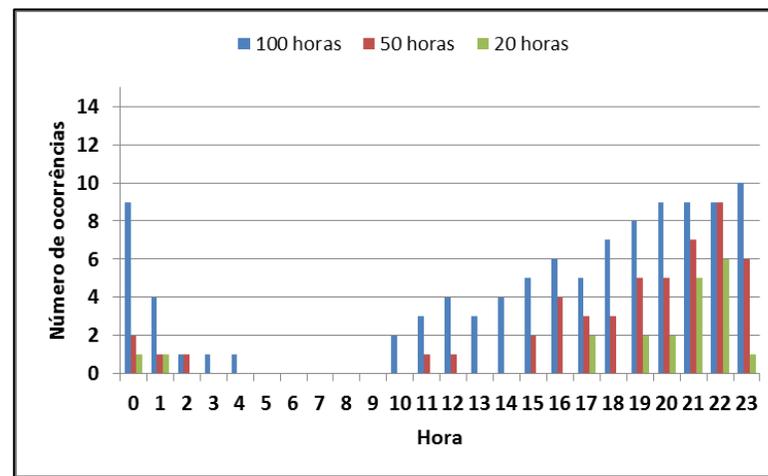


Figura 4.153 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2014 para o nível de tensão BT (Tejo).

4.1.2.5. Análise de resultados obtidos para os Casos 1, 2 e 3

A análise levada a cabo contemplou cenários com e sem a consideração da influência da PRE nos trânsitos de potência na rede. O Caso 1 (ver Figura 4.13) representa uma abordagem em que apenas se analisaram os níveis de consumo em cada nível de tensão da rede, sendo que, para cada nível de tensão, o trânsito de potência calculado reflete o consumo nesse nível de tensão acrescido do consumo nos níveis a jusante. As análises relativas aos Casos 2 e 3 tiveram em conta a influência da PRE, distinguindo-se entre si pela localização da mesma na rede. Assim, no Caso 2 a PRE e o consumo localizam-se num único barramento por nível de tensão, enquanto que no Caso 3 cada nível de tensão foi modelizado por dois barramentos, estando a PRE localizada no barramento mais a montante e o consumo no barramento mais a jusante. Excetua-se a BT em que a PRE e o consumo estão ambos localizados no barramento mais a jusante.

Em relação aos três casos analisados, assinala-se que do ponto de vista dos trânsitos de potência em cada nível de rede o Caso 1 é o mais pessimista uma vez que não considera a PRE. Nestas condições, o consumo em qualquer nível de tensão é alimentado por trânsitos dos níveis a montante, correspondendo portanto aos níveis de carregamento mais elevados das redes. O Caso 2 é o mais otimista novamente do ponto de vista dos trânsitos de potência nas redes uma vez que os trânsitos em cada nível alimentam o consumo líquido desse nível (diferença entre o consumo e a PRE desse nível), acrescido dos consumos líquidos nos níveis a jusante. O Caso 3 corresponde a uma situação intermédia entre os dois Casos anteriores e que, portanto, se poderá revelar mais realista uma vez que a PRE se localiza no barramento de entrada de cada nível de tensão e o consumo se liga ao barramento de saída. Assim, o trânsito de potência num nível de tensão corresponde ao consumo desse nível acrescido do consumo líquido nos níveis a jusante. Por exemplo, o trânsito de potência na rede de AT corresponde à soma dos consumos em AT, MT e BT subtraído da PRE ligada em MT e BT ou, de outro modo, ao consumo em AT acrescido dos consumos líquidos em MT e BT.

Em relação aos resultados obtidos pode verificar-se que a preponderância do consumo no nível de BT no consumo total em todas as DRC torna os trânsitos de potência nos restantes níveis de tensão fortemente dependentes do registado em BT. Analisando os resultados obtidos, verifica-se que podem ser identificados alguns padrões transversais a todos os casos estudados, nomeadamente para as DRC que não apresentam níveis de PRE muito significativos, e.g., Lisboa, Porto e Tejo. Assim, excetuando diferenças pontuais, verifica-se que os meses críticos para Lisboa são janeiro, fevereiro, março e novembro, para o Porto são os meses de janeiro e fevereiro, e para a DRC Tejo o mês crítico é o mês de julho. Quanto à dispersão horária das horas críticas, verifica-se que para as DRC de Lisboa e Porto há uma incidência sobre as 19^a e 20^a horas do dia; em relação à DRC Tejo, verifica-se que o número de horas críticas se apresenta equilibrado ao longo do intervalo entre as 9:00 e as 24:00.

As principais diferenças entre os resultados obtidos para os três casos de estudo analisados registam-se em função da localização da PRE. Assim, as DRC com um significativo

nível de PRE, e.g., Mondego, Norte e Sul, são as que apresentam resultados mais díspares entre os 3 casos de estudo, com especial relevância para o Caso 3. A título de exemplo, no nível de AT na DRC Norte, para o Caso 1 os meses críticos são janeiro e fevereiro, sendo que para a análise do Caso 3 o mês de Dezembro passa a ser o mais carregado. Quanto à dispersão horária das horas críticas regista-se uma certa uniformidade entre os três Casos sendo que o período entre as 19:00 e as 22:00 engloba a maioria das horas críticas, com exceção do registado para o nível MAT no Caso 3 para as DRC Mondego e Norte. Verifica-se que para o nível de tensão MAT, por se localizar mais a montante dos consumos BT e refletindo os consumos em BT, MT, AT e MAT, se torna menos dependente dos padrões de consumo em BT sendo, por esse motivo, aquele em que se verificam as maiores diferenças entre os três Casos de estudo.

A finalizar, assinala-se que os níveis de carregamento das redes são determinados pelos consumos e pelos níveis de produção da PRE enquanto que, por via da adoção de tarifas dinâmicas, apenas se poderá atuar sobre o consumo em alguns níveis de tensão para reduzir esses níveis de carregamento. Por outro lado, o consumo em BT é muito elevado, determinando fortemente os níveis de carregamento a montante. Assim, um nível de consumo muito elevado em BT pode por exemplo determinar situações de elevado carregamento da rede em MT sem que exista um consumo em MT que permita lidar adequadamente com esta situação por via das tarifas dinâmicas. Em situações como esta, ou em que em geral os picos de consumo por exemplo em BT não sejam síncronos com os períodos de carregamento mais elevado em níveis a montante poderão revelar-se problemáticos podendo estas dificuldades ser também potenciadas pela PRE.

4.2. Metodologia para a simulação do comportamento do consumo

4.2.1. Horas críticas e quantidade de energia deslocada

Os consumidores de MAT, AT e MT podem apresentar comportamentos distintos relativamente aos sinais que lhes são enviados através dos mecanismos associados às tarifas dinâmicas pelo ORD. Por conseguinte, admitiu-se que, para um período declarado como crítico, o consumidor poderá deslocar 5%, 10% ou 20% do consumo programado para esse período para um outro período não crítico.

Para além disso admitiram-se outros dois cenários. No primeiro considerou-se que todo o consumo proveniente da MAT, AT e MT poderá ser alvo da aplicação de esquemas tarifários baseados em tarifas dinâmicas e, por conseguinte, todos os clientes desses níveis de tensão estão disponíveis para deslocar parte do seu consumo para outros períodos horários. O segundo cenário admite que uma parte do consumo global de MAT, AT e MT, aproximadamente 30% do total, é negociado através de contratação bilateral e que esses clientes não estarão disponíveis para aplicar esquemas tarifários baseados em tarifas dinâmicas. Desta forma, apenas 70% da energia consumida nos três níveis de tensão referidos anteriormente estará disponível para ser mobilizada. Note-se que desse valor global de 70%, apenas serão deslocados 5%, 10% ou 20%, dependendo da flexibilidade admitida para a carga.

O impacto das tarifas dinâmicas será avaliado nas 20, 50 e 100 horas mais carregadas. Desta forma, o impacto das tarifas dinâmicas será avaliado em 18 cenários que são detalhados em seguida.

Tabela 4.9 - Cenários para avaliação do impacto das tarifas dinâmicas.

Número de horas analisadas	Quantidade de energia em mercado	Flexibilidade da carga
20 horas	100%	5%
		10%
		20%
	70%	5%
		10%
		20%
50 horas	100%	5%
		10%
		20%
	70%	5%
		10%
		20%
100 horas	100%	5%
		10%
		20%
	70%	5%
		10%
		20%

4.2.2. Deslocamento do consumo

A introdução de esquemas tarifários com características dinâmicas tem como objetivo enviar sinais aos consumidores para que estes reduzam o seu consumo em determinados períodos do dia de forma a minimizar os problemas de gestão e operação da rede que decorrem dos elevados consumos que poderiam ser registados.

De forma a considerar possíveis comportamentos do consumo resultantes da introdução destes esquemas tarifários, foram consideradas duas opções distintas relativamente ao deslocamento do consumo das horas críticas para as horas não críticas e que serão designadas neste trabalho como Abordagem I e Abordagem II.

4.2.2.1. Abordagem I

Tipicamente, e tal como se verificou em 4.1, as horas mais carregadas do dia ocorrem consecutivamente durante pelo menos 3 horas (hora 19, 20 e 21). Por conseguinte e numa primeira abordagem, considerou-se que se uma determinada hora constar nas 20, 50 ou 100 horas mais carregadas do ano, parte do consumo dessa hora será deslocado de forma equitativa para as horas h-2 e h+2. Este pressuposto é assumido pelas seguintes razões: em primeiro lugar, e uma vez que tipicamente as horas mais carregadas do dia ocorrem

consecutivamente e com níveis de consumo muito próximos, o deslocamento de parte do consumo de uma hora crítica para as horas imediatamente laterais levaria a que se estivesse a prejudicar horas que são igualmente críticas. Em segundo lugar, se for declarado pelo ORD um período crítico com a duração máxima de 3 horas para um determinado dia, pelos motivos especificados em 4.1, este tipo de abordagem possibilita que seja simulado o comportamento previsível do consumidor, ou seja, o deslocamento do consumo será feito para as horas imediatamente laterais fora do período crítico declarado pelo ORD. No entanto, esta abordagem apresenta a seguinte desvantagem: uma vez que na lista das horas mais carregadas do ano constam tipicamente dias com horas críticas consecutivas, isto leva a que quando se analisar cada uma das horas do *ranking* das horas mais carregadas do ano se possa estar a deslocar consumo para horas que foram declaradas como críticas e que poderão já ter deslocado parte do seu consumo para outras horas.

Por exemplo, admitindo que nas horas mais carregadas do ano constam as horas 19, 20 e 21 de um mesmo dia (sendo a hora 19 a mais carregada, seguindo-se a hora 21 e a 20), em primeiro lugar parte do consumo será deslocado de forma repartida para as horas 17 e 21. No entanto, a hora 21 será posteriormente analisada e, por conseguinte, o consumo será deslocado para as horas 19 e 23. Ou seja, uma parte do consumo estará a ser novamente deslocado para uma hora que já tinha sido analisada anteriormente (hora 19). Desta forma, considerou-se que sempre que é adotada esta abordagem o impacto do deslocamento do consumo será avaliado de forma pontual, ignorando-se as horas que já foram tratadas, e considerando-se assim que os consumos nessas horas se mantêm inalterados quando se procede à avaliação de uma nova hora.

4.2.2.2. Abordagem II

A segunda abordagem adotada para simular o comportamento do consumo quando se introduzem tarifas dinâmicas encontra-se detalhada nos itens mencionados em seguida.

- Em primeiro lugar, serão obtidas três listas com as 20, 50 e 100 horas mais carregadas do ano, sendo estas as horas alvo do deslocamento do consumo para outros períodos não críticos do dia;
- De seguida, serão obtidas três novas listas com as 50, 100 e 150 horas mais carregadas e que funcionarão como horas de controlo, tal como será explicado em seguida;
- Quando se analisar uma determinada hora do dia, será verificado se as horas imediatamente laterais ($h-1$ e $h+1$) constam no ranking das horas de controlo. Por exemplo, se estiverem a ser analisadas as 20 horas mais carregadas será averiguado se as horas imediatamente laterais em torno da hora em análise constam na listagem das 50 horas de controlo. A listagem das horas de controlo a utilizar será aquela que apresenta o número de horas imediatamente superior ao número de horas que se pretende analisar;
- Se as horas imediatamente laterais não constarem na listagem das horas de controlo, então parte do consumo da hora crítica será deslocado de forma equitativa para essas horas;

- No entanto, se alguma dessas horas laterais constar da listagem das horas de controlo, então parte do consumo será deslocado para a hora lateral seguinte que não conste na listagem das horas de controlo;
- Por fim, as horas que recebem o consumo de uma determinada hora crítica passam também elas a constar na listagem das horas de controlo e, por conseguinte, também elas passarão a ser críticas.

Esta abordagem permite simular de forma mais realista o efetivo de deslocamento de carga das horas críticas para as horas não críticas. Para além disso, através desta abordagem é possível manter os níveis de consumo atualizados, permitindo assim uma análise abrangente relativamente ao impacto das tarifas dinâmicas nas horas a analisar ao invés de uma análise hora a hora como a que é seguida na primeira abordagem. No entanto, se se verificar a existência de muitas horas críticas no mesmo dia (situação já comentada em 4.1), o consumo será deslocado para horas bastante afastadas em relação às horas críticas originais. Esta situação leva a que se esteja a simular um comportamento do consumo que poderá ser difícil de ocorrer. De facto, os clientes de MAT, AT, MT são clientes industriais ou comerciais com dimensão mais elevada, podendo ser difícil alterar os processos produtivos ou horas de funcionamento para outros períodos tão afastados em relação aos programados.

A Figura 4.154 apresenta a situação em que se desloca o consumo das horas delimitadas a vermelho para as horas não críticas imediatamente laterais que não constam da lista de horas de controlo em diferentes cenários. Note-se que para este caso, e tal como se chamou anteriormente a atenção, existe um deslocamento do consumo para horas bastantes afastadas em relação às horas admitidas como críticas.

No entanto, destaca-se que tipicamente constam no máximo 3/4 horas do mesmo dia na lista de horas mais carregadas do ano, sendo as situações de 8/9 horas que ocorrem neste caso uma situação muito particular e esporádica.

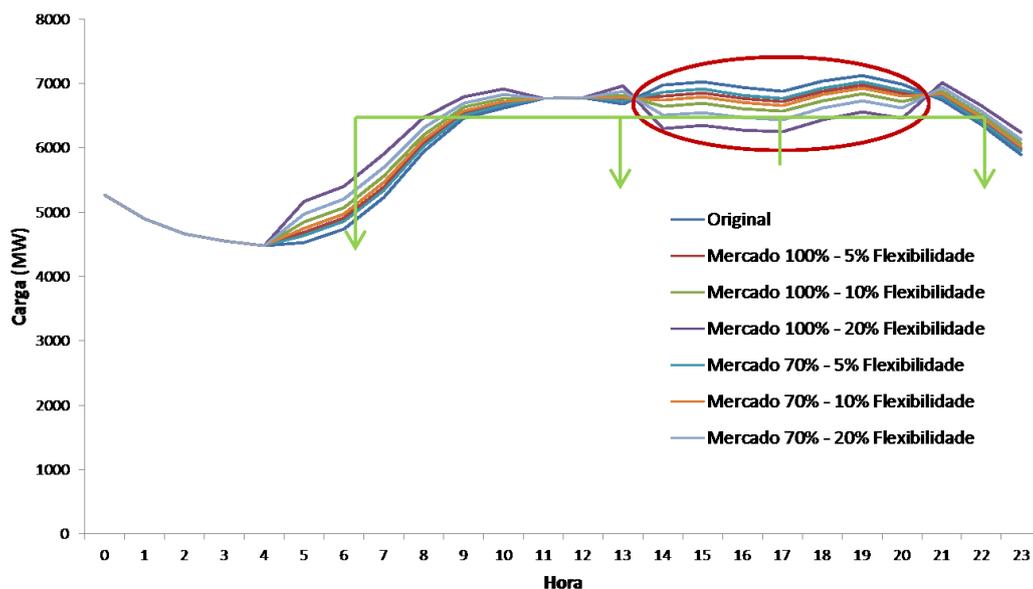


Figura 4.154 - Deslocamento do consumo de MAT, AT e MT através da Abordagem II para o dia 4 de Fevereiro de 2014 considerando diferentes cenários.

O deslocamento de carga que resulta da aplicação das duas abordagens referidas (I e II) implica que para cada cenário se possa ter um pico de carga anual distinto, podendo este ocorrer num dia ou hora diferente em relação ao registado na situação original (i.e., ausência de tarifas dinâmicas). No entanto, esta situação será mais evidente se for utilizada a Abordagem II uma vez que o consumo será deslocado para qualquer hora não crítica, por mais afastada que esta esteja, enquanto na Abordagem I o consumo será deslocada para uma hora que se encontra afastada no máximo 2 horas daquela em que o consumo ocorreu. Assim, na Tabela 4.10 são apresentados os picos de carga anuais e, os dias e as horas em que esses picos ocorrem nos diferentes cenários em análise considerando a Abordagem II.

Tabela 4.10 - Dia, hora e pico de carga anual para diferentes cenários (Abordagem II).

	Flexibilidade da carga	100 % Mercado			70 % Mercado		
		Pico de carga (MW)	Dia	Hora	Pico de carga (MW)	Dia	Hora
Original	-	7119.74	04-fev	19	7119.74	04-fev	19
20 horas	5 %	6980.61	04-fev	19	7022.35	04-fev	19
	10 %	6913.31	11-fev	13	6924.96	04-fev	19
	20 %	7083.42	11-fev	13	6981.35	11-fev	13
50 horas	5 %	6980.61	04-fev	19	7022.35	04-fev	19
	10 %	6841.48	04-fev	19	6924.96	04-fev	19
	20 %	6988.25	11-fev	16	6886.18	11-fev	16
100 horas	5 %	6980.61	04-fev	19	7022.35	04-fev	19
	10 %	6862.01	05-fev	10	6924.96	04-fev	19
	20 %	7197.84	05-fev	10	6996.34	05-fev	10

De acordo com a Tabela 4.10, é possível verificar que no cenário mais favorável (i.e., 50 horas críticas, 100 % da carga de MAT, AT e MT negociada em mercado e 10 % de flexibilidade) é possível reduzir o pico de carga anual em 278.26 MW. No entanto, para o cenário em que se admitem 100 horas críticas, 100% do consumo de MAT, AT e MT negociado em mercado e 20% de flexibilidade, existe um aumento de 78.1 MW do pico de carga anual. Para este cenário verifica-se que o pico de carga deixa de ocorrer na hora 19 do dia 4 de Fevereiro e passa a verificar-se na hora 10 do dia 5 de Fevereiro.

4.3. Avaliação do impacto económico das tarifas dinâmicas

A avaliação do impacto económico da introdução das tarifas dinâmicas foi realizada com recurso ao Valor Atualizado Líquido (*Net Present Value* (NPV), na literatura anglo-saxónica). Esta avaliação realizou-se para diversos aspetos relevantes, nomeadamente, Função de Benefício Social, perdas, diferimento de investimentos e contratação de reservas.

Este indicador é frequentemente utilizado na avaliação da rentabilidade de projetos de investimento. O VAL representa o valor atual de todos os *Cash-Flows* ao longo de um determinado período. Uma vez que quando se realiza um determinado investimento, esse investimento apenas gera *Cash-Flows* no futuro, é necessário atualizar o valor dos *Cash-Flows* ao longo do período em análise através de uma taxa de atualização, de forma a tornar esses fluxos financeiros comparáveis com o investimento inicial.

Assim, o VAL é obtido utilizando a expressão (4.1). Nesta expressão, CF_i representa o *Cash-Flow* no ano i e T_a a taxa de atualização.

$$VAL = \sum_{i=0}^n \frac{CF_i}{(1+T_a)^i} \quad (4.1)$$

O valor da taxa de atualização utilizado na determinação do VAL foi de 6.75% e o horizonte temporal analisado foi de 16 anos (2015-2030). Este horizonte decorre por um lado da necessidade de avaliar o impacto da adoção das tarifas dinâmicas a longo prazo tendo em conta que um dos pontos a analisar se refere à possibilidade de diferimento de investimentos em ativos de rede. A utilização de um horizonte mais curto, por exemplo de 7 a 8 anos em linha com os tempos de vida de útil de software poderia revelar-se insuficiente para capturar o impacto das tarifas dinâmicas em diversas vertentes. Por outro lado, ao realizar a análise de Custo Benefício, e tal como será detalhado no Capítulo 6, optou-se por alocar ao ano inicial os custos associados à implementação dos projetos piloto e distribuir de forma uniforme os custos relativos à implementação generalizada das tarifas dinâmicas. Desta forma, prevê-se a existência de custos distribuídos ao longo do tempo relativos por exemplo a atualizações de software relacionadas com desenvolvimentos nos modelos de previsão de

consumos e de previsão de PRE (nomeadamente eólica e solar fotovoltaica) de que se torna necessário dispor para prever de forma adequada a possível ocorrência de horas críticas.

4.4. Evolução do consumo 2015-2030

A evolução do consumo em Portugal Continental nos próximos 16 anos é um elemento importante para a avaliação do impacto da introdução de esquemas tarifários dinâmicos nos próximos anos. Por conseguinte, foram utilizados os valores da taxa de variação homóloga referentes ao consumo total em Portugal Continental para o cenário central com VE's (veículos elétricos) que constam na versão preliminar do Relatório de Monitorização e Segurança de Abastecimento 2015-2030 [20].

Na Figura 4.155 é possível verificar a evolução da taxa de variação homóloga do consumo para o horizonte temporal de 2015-2030.



Figura 4.155 - Taxa de variação homóloga do consumo para o horizonte 2015-2030.

4.5. Impacto das tarifas dinâmicas na Função de Benefício Social

A introdução das tarifas dinâmicas terá impacto em diferentes áreas do SEE. Um dos impactos que é importante avaliar é no âmbito da Função de Benefício Social. De acordo com a literatura da especialidade, o benefício social traduz o facto de os consumidores considerarem que têm um benefício superior na utilização de energia elétrica em relação ao preço que irão pagar por esta. Por seu lado, os produtores irão em geral ser remunerados pelas propostas de venda aceites no mercado por um preço superior ao que consta das suas propostas. Assim, quando ocorre o casamento das propostas de compra e venda, o valor

máximo deste benefício é dado pela área que é limitada superiormente pela curva agregada das propostas de compra e inferiormente pela curva agregada das propostas de venda até ao ponto de intersecção destas duas curvas. Desta forma, o benefício social é dado pela área que se encontra identificada a azul na Figura 4.156.

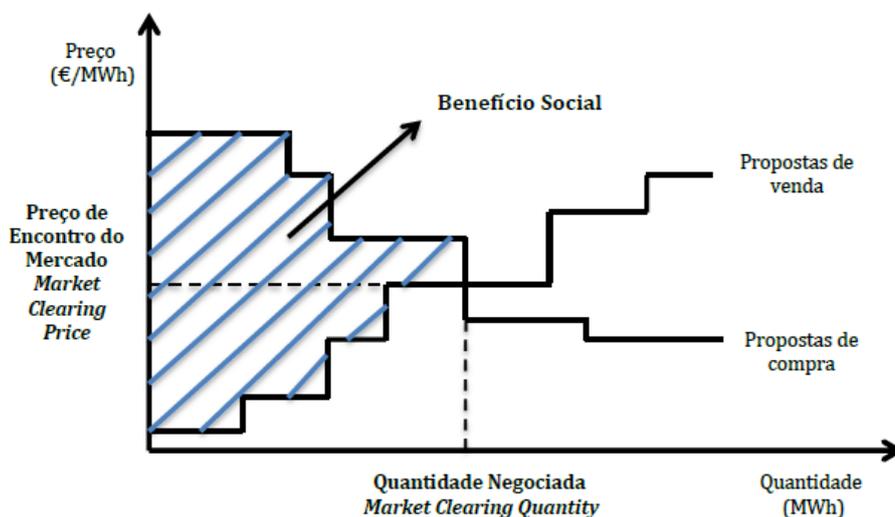


Figura 4.156 - Funcionamento de um pool simétrico e determinação do benefício social.

O impacto das tarifas dinâmicas no benefício social será avaliado considerando as curvas do mercado diário do MIBEL, analisando-se as alterações das áreas obtidas com o deslocamento de consumo das horas críticas para outros períodos horários. O impacto no benefício social foi analisado tendo em consideração as duas abordagens detalhadas para a simulação do deslocamento do consumo, apresentados em 4.2.2. Este impacto foi avaliado para os diferentes cenários descritos em 4.2.1.

Na Figura 4.157 encontra-se representada a diferença de áreas que resulta do facto de se deslocar 20% da carga de MAT, AT e MT (correspondente a 2% da carga do MIBEL) para as horas h-2 e h+2. Admitiu-se que a curva com as ofertas de venda se mantém inalterada, enquanto os segmentos da curva com as propostas de compra serão reduzidas proporcionalmente de acordo com a carga que se pretende reduzir nessa hora.

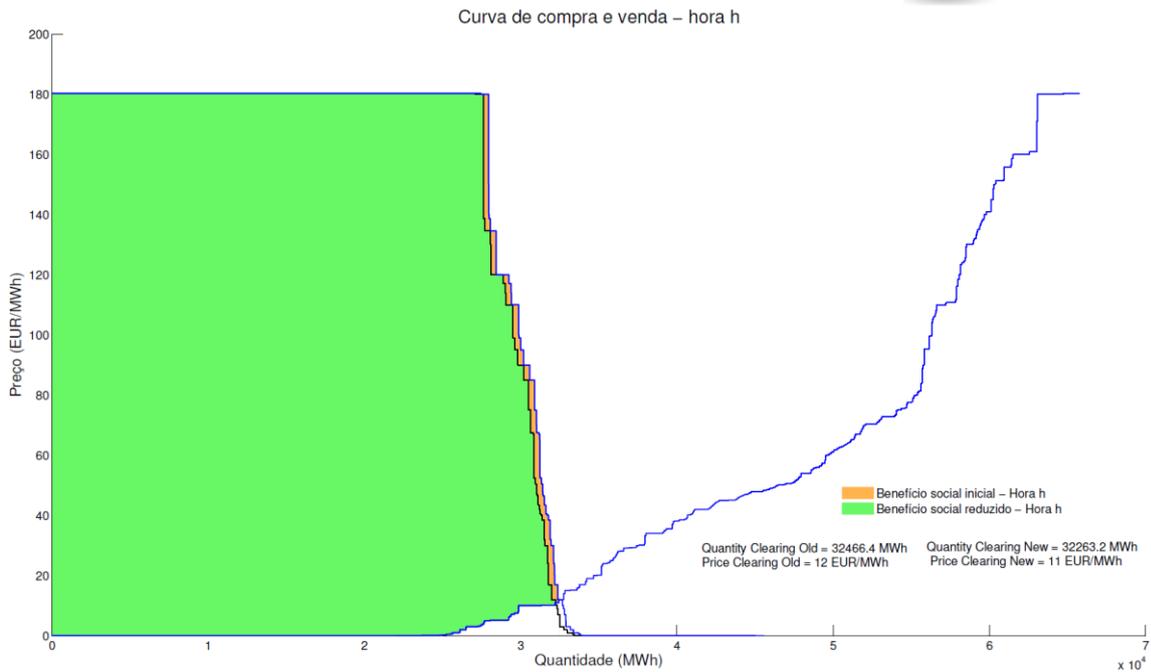


Figura 4.157 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo na hora h através da Abordagem I.

A área a laranja corresponde à situação antes de se deslocar o consumo na hora h, enquanto a área a verde corresponde à situação depois de se reduzir o consumo nessa mesma hora. Esta redução de carga implica uma diminuição do preço *spot*, passando este de 12 €/MWh para 11 €/MWh. Para esta hora, uma redução de 20% da carga de MAT, AT e MT, corresponde a um total de 559.97 MW. Esta quantidade de energia será deslocada para as horas laterais de forma equitativa e, por conseguinte, cada uma dessas horas irá receber neste caso 280 MW. A Figura 4.158 representa a situação em que a hora h+2 recebe 280 MW provenientes da hora h, sendo o processo análogo para a hora h-2.

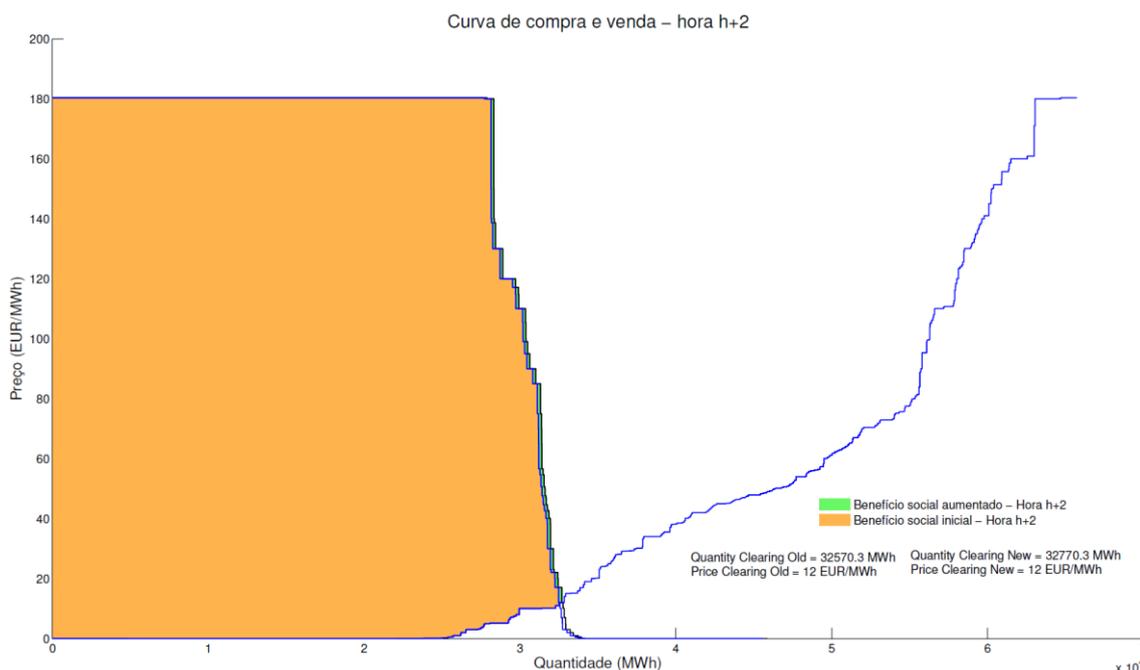


Figura 4.158 - Determinação do benefício social antes e depois de deslocar o consumo para a hora h+2 ou h-2 através da Abordagem I.

Neste caso verifica-se que a área correspondente ao benefício social aumenta em relação à situação inicial (área a laranja) pelo facto de esta hora receber parte do consumo deslocado da hora h. Note-se que apesar de ocorrer um aumento do benefício social, o preço de fecho de mercado mantém-se inalterado. Importa destacar que apesar da quantidade de energia associada à curva das propostas de compra aumentar 280 MW isso não significa que para essa hora o mercado aceite a totalidade desses 280 MW. Com efeito, será o cruzamento das curvas de compra e venda que irá determinar qual o novo valor de energia que é aceite em mercado.

O impacto das tarifas dinâmicas no benefício social será avaliado para cada hora tendo em consideração o somatório da diferença das áreas relativas ao benefício social entre a situação final (redução ou aumento da carga) e a situação inicial. Assim, para cada hora a analisar o impacto no benefício social é determinado da seguinte forma:

Impacto Benefício Social (hora h) =

$$= (\text{Benefício social novo (hora h)} - \text{Benefício social inicial (hora h)}) +$$

$$(\text{Benefício social novo (hora h+i)} - \text{Benefício social inicial (hora h+i)}) +$$

$$(\text{Benefício social novo (hora h-i)} - \text{Benefício social inicial (hora h-i)})$$

Note-se que dependendo da abordagem adotada para o deslocamento do consumo, o índice i poderá ser estático, ou seja, o consumo é deslocado para uma determinada hora

independentemente se esta é ou não uma hora crítica, ou então variável, deslocando-se o consumo apenas para as horas não críticas.

4.5.1. Resultados

O impacto das tarifas dinâmicas foi inicialmente avaliado para os diferentes cenários com base nas curvas do mercado diário do MIBEL do ano de 2014. A Tabela 4.11 e a Tabela 4.12 apresentam os valores do benefício social para os diferentes cenários considerando as Abordagens I e II do deslocamento do consumo, respetivamente.

Tabela 4.11 - Benefício social para diferentes cenários considerando o deslocamento do consumo através do Abordagem I no ano 2014

	Flexibilidade da carga	100% Mercado	70% Mercado
		Benefício Social (€)	
20 horas	5%	7,437.67	5,275.18
	10%	14,520.14	10,302.53
	20%	26,828.66	19,699.17
50 horas	5%	16,357.65	12,226.05
	10%	28,869.61	20,870.83
	20%	53,414.17	38,793.61
100 horas	5%	39,186.26	30,112.57
	10%	72,515.21	52,960.12
	20%	127,543.34	95,491.54

Tabela 4.12 - Benefício social para diferentes cenários considerando o deslocamento do consumo através do Abordagem II no ano 2014

	Flexibilidade da carga	100% Mercado	70% Mercado
		Benefício Social (€)	
20 horas	5%	-2,8671.14	-19,998.32
	10%	-57,774.36	-40,265.96
	20%	-118,068.96	-81,626.62
50 horas	5%	-25,801.92	-17,799.53
	10%	-53,717.28	-37,309.44
	20%	-115,365.82	-77,549.20
100 horas	5%	750.40	1,707.70
	10%	-3,929.60	-580.69
	20%	-22,953.43	-6,595.24

De acordo com a análise das Tabela 4.11 e Tabela 4.12 pode-se afirmar que o impacto das tarifas dinâmicas no benefício social depende da abordagem seguida para a simulação do

comportamento do consumo. Assim, verifica-se que os resultados obtidos para o benefício social são mais satisfatórios considerando a Abordagem I do que a II. Esta situação resulta de dois aspetos: em primeiro lugar, e tal como referido em 4.2.2, a Abordagem I avalia o deslocamento do consumo caso a caso, ignorando-se a cada nova análise horária os aumentos e diminuições de carga que resultaram de análises realizadas anteriormente. E em segundo lugar, dado que existem dias que apresentam um considerável número de horas entre as horas mais carregadas do ano, ao utilizar a Abordagem II existe a necessidade de se deslocar consumo para horas bastante distantes e que apresentam geralmente preços de mercados mais reduzidos. O deslocamento de carga original para esses períodos implica um agravamento considerável desses preços e, por conseguinte, o benefício social será afetado negativamente. Note-se que na Abordagem I é proporcionado um deslocamento de carga para horas muito próximas da hora crítica, existindo tipicamente uma maior proximidade dos preços de mercado entre essas horas.

Estes dois aspetos permitem que os resultados obtidos para o benefício social sejam melhores na Abordagem I em relação à Abordagem II.

Apesar de estar previsto um aumento do consumo até 2030, tal como foi referido em 4.4, está igualmente previsto um aumento do *portfolio* de instalações de produção de energia elétrica de origem hídrica e de PRE, tecnologias essas que apresentam tipicamente propostas ao mercado a preço mais reduzido ou que são mesmo contabilizadas no mercado a preço nulo. Assim, o efeito combinado destas duas evoluções permite admitir que o preço médio do mercado diário do MIBEL se mantenha nos próximos anos. Nestas condições, admitiu-se igualmente que o benefício social se mantém inalterado entre 2015 e 2030 em relação ao determinado para o ano 2014.

Nas Tabela 4.13 e Tabela 4.14 encontram-se representados os valores do VAL para os diferentes cenários considerando as Abordagens I e II para o deslocamento de carga, respetivamente.

Tabela 4.13 - Valor atualizado líquido referente ao Benefício Social obtido através da utilização da Abordagem I para o deslocamento do consumo no horizonte 2015-2030.

		Flexibilidade da carga	100% Mercado	70% Mercado
			VAL (€)	
20 horas	5%		76,262.10	54,089.02
	10%		148,882.16	105,636.93
	20%		275,087.50	201,985.32
50 horas	5%		167,723.06	125,359.73
	10%		296,014.36	213,998.92
	20%		547,681.86	397,770.04
100 horas	5%		401,796.07	308,759.05
	10%		743,534.25	543,026.26
	20%		1,307,764.83	979,121.90

Tabela 4.14 - Valor atualizado líquido referente ao Benefício Social obtido através da utilização da Abordagem II para o deslocamento do consumo no horizonte 2015-2030.

		100% Mercado	70% Mercado
Flexibilidade da carga		VAL (€)	
20 horas	5%	-293,979.35	-205,052.65
	10%	-592,389.04	-412,866.77
	20%	-1,210,619.34	-836,958.03
50 horas	5%	-264,559.82	-182,507.37
	10%	-550,789.79	-382,552.11
	20%	-1,182,902.71	-795,150.23
100 horas	5%	7,694.22	17,509.89
	10%	-40,292.13	-5,954.10
	20%	-235,352.85	-67,624.25

As Tabela 4.13 e Tabela 4.14 mostram uma vez mais o impacto negativo que resulta da aplicação da Abordagem II em relação à Abordagem I. Esta situação deriva do facto de se admitir que o benefício social entre 2015 e 2030 se mantém inalterado em relação ao determinado para o ano de 2014, pelo que o agravamento dos resultados será ainda mais notório para a Abordagem II. Em relação à Abordagem I verifica-se que para o cenário mais otimista é possível obter uma mais-valia de 1,307,764.83 € de 2015 a 2030.

4.6. Impacto das tarifas dinâmicas nas perdas

Neste estudo foi também estimado o impacto das tarifas dinâmicas na redução das perdas em equipamentos de rede. Este impacto foi avaliado para os níveis de MAT, AT e MT considerando os perfis de perdas de 2014 disponibilizados pela ERSE [21]. Em primeiro lugar, foram estimadas as perdas para a situação original da distribuição dos consumos no ano de 2014 (i.e., sem introdução de tarifas dinâmicas). Posteriormente estimaram-se as perdas para cada um dos cenários definidos em 4.2.1 tendo por base os consumos de 2014 e adotando a Abordagem II do deslocamento consumo, que se encontra descrita em 4.2.2. Os diagramas de perdas obtidos para cada um dos cenários foram de seguida comparados com o diagrama de perdas do cenário original. Nestas condições, determinaram-se as perdas evitadas para cada um dos cenários e, em seguida, essas energias evitadas de perdas foram valorizadas em cada um dos níveis de tensão considerados utilizando os valores indicados na Tabela 4.15.

Em termos gerais o processo pode ser formalizado da seguinte forma:

$$E_e^{MAT}(h) = E_c^{MAT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{MAT}(h)) \quad (4.2)$$

$$E_e^{AT}(h) = E_c^{AT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{AT}(h)) \quad (4.3)$$

$$E_e^{MT}(h) = E_c^{MT}(h) \cdot (1 + Pf_p^{MT}(h)) \quad (4.4)$$

Em que:

$E_e^{MAT}(h)$ - Representa a energia a injetar na MAT, necessária para alimentar a carga $E_c^{MAT}(h)$, no intervalo h^1 ;

$E_e^{AT}(h)$ - Representa a energia a injetar na AT, necessária para alimentar a carga $E_c^{AT}(h)$, no intervalo h ;

$E_e^{MT}(h)$ - Representa a energia a injetar na MT, necessária para alimentar a carga $E_c^{MT}(h)$, no intervalo h ;

$Pf_p^{MAT}(h)$ - Perfil de perdas MAT no intervalo h ;

$Pf_p^{AT}(h)$ - Perfil de perdas AT no intervalo h ;

$Pf_p^{MT}(h)$ - Perfil de perdas MT no intervalo h ;

A carga considerada em cada nível de tensão engloba todos o consumo desse nível e de todos os níveis abaixo, afetados das respetivas perdas. Por exemplo, $E_c^{AT}(h)$ representa a carga total no nível AT, ou seja, toda a carga associada aos consumidores AT, adicionada da carga total MT afetada das perdas MT. Por sua vez, $E_c^{MT}(h)$ representa toda a carga associada aos consumidores MT, adicionada da carga total BT afetada das respetivas perdas.

¹ Os perfis de perdas encontram-se definidos numa base de 15 min. Nestas expressões, h representa qualquer destes intervalos.

O diagrama de perdas em cada nível de tensão é dado por:

$$E_p^{MAT}(h) = E_e^{MAT}(h) - E_c^{MAT}(h) \quad (4.5)$$

$$E_p^{AT}(h) = E_e^{AT}(h) - E_c^{AT}(h) \quad (4.6)$$

$$E_p^{MT}(h) = E_e^{MT}(h) - E_c^{MT}(h) \quad (4.7)$$

Em que:

$E_p^{MAT}(h)$ - Representa a energia de perdas na MAT, no intervalo h;

$E_p^{AT}(h)$ - Representa a energia de perdas na AT, no intervalo h;

$E_p^{MT}(h)$ - Representa a energia de perdas na MT, no intervalo h;

A energia total de perdas em cada nível de tensão será:

$$E_p^{MAT\text{ total}} = \sum_h E_p^{MAT}(h) \quad (4.8)$$

$$E_p^{AT\text{ total}} = \sum_h E_p^{AT}(h) \quad (4.9)$$

$$E_p^{MT\text{ total}} = \sum_h E_p^{MT}(h) \quad (4.10)$$

Estas quantidades são calculadas tanto para o diagrama original como para o diagrama decorrente da aplicação das tarifas dinâmicas.

A Tabela 4.15 indica os valores utilizados para a valorização da redução de perdas consequente da aplicação de um regime de tarifas dinâmicas para o ano 2014.

Tabela 4.15 - Preços para valorização de perdas no ano 2014 para a MAT, AT e MT.

Preços para valorização de perdas	
(€/MWh)	
MAT	85.0
AT	91.9
MT	101.3

4.6.1. Resultados

A Tabela 4.16 e a Tabela 4.17 apresentam os valores das perdas evitadas e a consequente valorização económica para os diferentes cenários e níveis de tensão, considerando uma quantidade de energia negociada em mercado de 100% e 70%, respetivamente.

Tabela 4.16 - Redução e valorização das perdas para a MAT, AT e MT considerando diferentes cenários para a flexibilidade de carga e para o número de horas críticas e admitindo que toda a carga é negociada em mercado.

	Nível de Flexibilidade	MAT		AT		MT	
		Perdas (MWh)	Valorização (€)	Perdas (MWh)	Valorização (€)	Perdas (MWh)	Valorização (€)
20 horas	5%	0.810	68.85	4.855	446.14	10.919	1,106.09
	10%	1.620	137.70	9.709	892.28	21.838	2,212.18
	20%	3.240	275.40	19.418	1,784.56	43.676	4,424.36
50 horas	5%	2.034	172.89	18.878	1,734.90	42.521	4,307.40
	10%	4.067	345.70	37.756	3,469.81	85.043	8,614.81
	20%	8.134	691.39	75.513	6,939.62	170.085	17,229.61
100 horas	5%	4.181	355.39	39.789	3,656.61	89.068	9,022.58
	10%	8.362	710.77	79.578	7,313.21	178.136	18,045.15
	20%	16.725	1,421.63	159.156	14,626.43	356.271	36,090.30

Tabela 4.17 - Redução e valorização das perdas para a MAT, AT e MT considerando diferentes cenários para a flexibilidade de carga e para o número de horas críticas e admitindo que 70% da carga é negociada em mercado.

	Nível de Flexibilidade	MAT		AT		MT	
		Perdas (MWh)	Valorização (€)	Perdas (MWh)	Valorização (€)	Perdas (MWh)	Valorização (€)
20 horas	5%	0.567	48.20	3.398	312.30	7.643	774.26
	10%	1.134	96.39	6.796	624.59	15.287	1,548.53
	20%	2.268	192.78	13.593	1,249.19	30.573	3,097.05
50 horas	5%	1.424	121.04	13.215	1,214.43	29.765	3,015.18
	10%	2.847	242.00	26.429	2,428.87	59.530	6,030.36
	20%	5.694	483.99	52.859	4,857.73	119.060	12,060.73
100 horas	5%	2.927	248.80	27.852	2,559.62	62.348	6,315.80
	10%	5.854	479.59	55.705	5,119.25	124.695	12,631.61
	20%	11.707	995.095	111.409	10,238.50	249.390	25,263.21

De acordo com os resultados apresentados nas Tabela 4.16 e Tabela 4.17 é possível constatar que existe uma maior redução de perdas nas redes com o nível de tensão mais baixo. Para além disso, é ainda possível verificar que à medida que se aumenta o número de horas críticas consideradas, a quantidade de energia negociada em mercado e a flexibilidade da carga, aumentam também as perdas evitadas nos três níveis de tensão. Desta forma, e em termos de valorização económica, o melhor resultado é obtido para o cenário que considera 100 horas críticas, 100% do consumo de MAT, AT e MT negociado em mercado e admitindo que a carga apresenta uma flexibilidade de 20% (MAT = 1,421.63 €, AT = 14,626.43 €, MT = 36,090.30 €).

De seguida, apresentam-se os resultados agregados da valorização económica dos três níveis de tensão (MAT, AT e MT) para os diferentes cenários em análise.

Tabela 4.18 - Valorização da redução das perdas agregadas para os três níveis de tensão admitindo diferentes cenários.

	Flexibilidade da carga	100% Mercado	70% Mercado
		Valorização total (€)	
20 horas	5%	1,621.08	1,134.76
	10%	3,242.16	2,269.51
	20%	6,484.32	4,539.02
50 horas	5%	6,215.19	4,350.65
	10%	12,430.32	8,701.23
	20%	24,860.62	17,402.45
100 horas	5%	13,034.58	9,124.22
	10%	26,069.73	18,248.45
	20%	52,138.36	36,496.81

Através da Tabela 4.18 pode-se concluir que para o ano de 2014 é possível obter uma mais-valia de 1,134.76 € para o cenário mais desfavorável e de 52,138.36 € para o cenário mais otimista, relativamente à redução das perdas pela introdução das tarifas dinâmicas.

A análise apresentada anteriormente refere-se ao ano de 2014. No entanto, é importante estimar o impacto destes esquemas tarifários no futuro, caso sejam implementados. Assim, esta análise foi alargada para o horizonte temporal 2015-2030. Nesta análise considerou-se que as tarifas de venda de energia elétrica a clientes finais são atualizadas anualmente à taxa de +2.5% e que o consumo anual varia de acordo com a taxa de variação homóloga apresentada em 4.4.

Depois de determinados os ganhos anuais que resultam da redução de perdas para o horizonte 2015-2030, foi determinado o valor atualizado líquido para cada cenário em análise. Os resultados obtidos são apresentados por nível de tensão na Tabela 4.19.

Tabela 4.19 - Valor atualizado líquido por nível de tensão para o horizonte 2015-2030 admitindo diferentes cenários.

		VAL (€)					
	Nível de Flexibilidade	100% Mercado			70% Mercado		
		MAT	AT	MT	MAT	AT	MT
20 horas	5%	891.01	5,773.62	14,314.27	623.70	4,041.54	10,019.99
	10%	1,782.01	11,547.25	28,628.54	1,247.41	8,083.07	20,039.98
	20%	3,564.03	23,094.49	57,257.08	2,494.82	16,166.14	40,079.96
50 horas	5%	2,237.00	22,451.94	55,743.46	2,290.14	15,716.35	39,020.42
	10%	4,474.01	44,903.87	111,486.92	3,131.80	31,432.71	78,040.84
	20%	8,948.01	89,807.74	222,973.83	6,263.61	62,865.42	156,081.68
100 horas	5%	4,599.39	47,321.30	116,763.97	3,219.57	33,124.91	81,734.78
	10%	9,198.77	94,642.59	233,527.95	6,439.14	66,249.82	163,469.56
	20%	18,397.55	189,285.19	467,055.89	12,878.28	132,499.63	326,939.12

O valor atualizado líquido agregado para os três níveis de tensão nos diferentes cenários é apresentado na Tabela 4.20.

Tabela 4.20 - Valor atualizado líquido agregado para os três níveis de tensão admitindo diferentes cenários.

	Nível de Flexibilidade	100% Mercado	70% Mercado
		VAL (€)	
20 horas	5%	20,978.90	14,685.23
	10%	41,957.80	29,370.46
	20%	83,915.60	58,740.92
50 horas	5%	80,432.40	57,026.91
	10%	160,864.80	112,605.35
	20%	321,729.58	225,210.71
100 horas	5%	168,684.66	118,079.26
	10%	337,369.31	236,158.52
	20%	674,738.63	472,317.03

De acordo com os resultados da Tabela 4.20 verifica-se que a eventual redução de perdas que resulta da introdução de tarifas dinâmicas possibilita a obtenção de um ganho estimado em 674,738.63 € para o cenário mais favorável e de 14,685.23 € para o cenário mais desfavorável no período de 2015 a 2030.

4.7. Impacto das tarifas dinâmicas no diferimento de investimento

Nesta secção são apresentados os resultados referentes ao impacto da implementação das tarifas dinâmicas no diferimento de investimento em equipamentos de rede (e.g., linhas e subestações). Ao realizar esta análise admitiram-se duas abordagens distintas:

- A. Diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização;
- B. Custos evitados de acordo com os custos incrementais disponibilizados pela ERSE.

A explicação de cada abordagem assim como os respetivos resultados são apresentados nos pontos seguintes.

4.7.1 Diferimento dos investimentos em equipamentos que excedam um determinado nível de utilização

Em primeiro lugar analisou-se o diferimento do investimento em subestações e linhas tendo em conta os níveis de utilização destes equipamentos no ano de 2014. Admitiu-se que o pico de carga registado no ano de 2014 é responsável pelo nível máximo de utilização verificado nos equipamentos em análise. O mesmo pressuposto é admitido para os cenários de flexibilidade analisados, ou seja, o nível máximo de utilização das subestações e das linhas está relacionado com o pico de carga obtido depois de deslocado o consumo das horas críticas para outros períodos horários. Assim, consideraram-se para esta análise os picos de carga apresentados em 4.2.2 e que se referem à Abordagem II.

A EDP Distribuição forneceu para esta análise os níveis máximos de utilização das subestações AT-MT no ano de 2014, assim como os níveis máximos de utilização previstos nas linhas de AT para o mesmo ano.

Foram também considerados dois pressupostos relativamente à necessidade de se realizar investimentos no reforço ou na substituição de linhas e transformadores de potência. Em primeiro lugar, assumiu-se que os investimentos serão realizados quando estes equipamentos atingem 70% ou 75% da sua capacidade máxima de utilização. Para além disso, considerou-se que a partir do momento em que se atinja um destes limites, o ORD irá proceder à análise do investimento a realizar e, por conseguinte, só passado algum tempo é que o reforço ou a substituição dos equipamentos será efetuada. Desta forma, considerou-se que este processo de decisão/análise pode demorar 3 ou 5 anos e, por conseguinte, a entrada em operação dos novos equipamentos só se fará sentir após esse período.

A consideração destes pressupostos leva a que para esta análise se tenham considerado 4 cenários para a tomada de decisão do investimento no reforço ou na substituição de equipamentos, que se encontram representados na Tabela 4.21.

Tabela 4.21 - Possíveis critérios para o ORD realizar investimentos nos equipamentos da rede de distribuição.

Cenário para o investimento	Descrição
1	<ul style="list-style-type: none"> trigger de 70% de utilização dos equipamentos 3 anos para entrada em operação do novo equipamento
2	<ul style="list-style-type: none"> trigger de 75% de utilização dos equipamentos 3 anos para entrada em operação do novo equipamento
3	<ul style="list-style-type: none"> trigger de 70% de utilização dos equipamentos 5 anos para entrada em operação do novo equipamento
4	<ul style="list-style-type: none"> trigger de 75% de utilização dos equipamentos 5 anos para entrada em operação do novo equipamento

Para avaliar o efeito das tarifas dinâmicas no diferimento de investimento no período 2015-2030 considerou-se que os consumos para cada cenário aumentam de acordo com a taxa de variação homóloga apresentada em 4.4 e, por conseguinte, os níveis de utilização das subestações e das linhas serão afetados na mesma proporção.

Na Figura 4.159 é apresentado um exemplo da metodologia aplicada considerando o cenário de investimento 2, em que se consideram as situações seguintes: 1) situação original - sem introdução de tarifas dinâmicas e 2) com impacto da introdução das tarifas dinâmicas (50 horas/ 70% de Mercado/ 5% de Flexibilidade). Na situação 1, Curva a azul, verifica-se que o equipamento analisado atinge 70% da sua capacidade no ano de 2021, ocorrendo a entrada em serviço do novo equipamento passados 3 anos. Assim, em 2025 a capacidade em utilização do equipamento sofre uma redução. Se forem adotadas tarifas dinâmicas, o nível de utilização do equipamento reduz-se por via da transferência de alguns consumos em horas de ponta pelo que o investimento é realizado em 2026 ocorrendo a redução do seu nível de utilização em 2027.

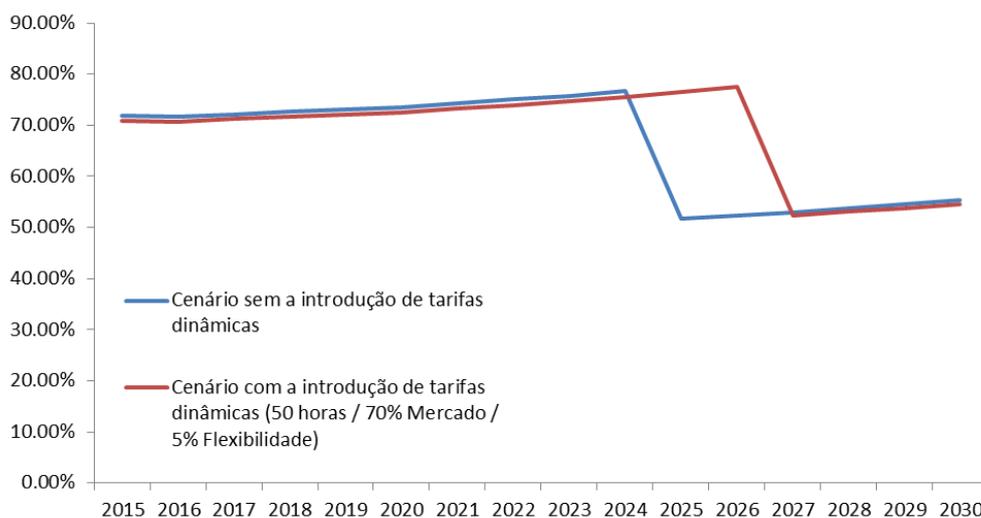


Figura 4.159 - Nível de utilização da subestação “Abóboda” entre 2015 e 2030.

A evolução do nível de utilização apresentado na Figura 4.159 refere-se à subestação “Abóboda” localizada no concelho de Cascais. De acordo com esta figura pode-se afirmar que a introdução das tarifas dinâmicas na situação apresentada permite adiar em 2 anos o investimento no reforço de potência da subestação em causa. Nestas condições, esta metodologia permite identificar o ano em que ocorrerá o *trigger* para a realização de um determinado investimento na situação base e tendo em conta a adoção de tarifas dinâmicas. São então avaliados os custos de investimento nas duas situações, esses custos são referidos ao ano inicial considerando a taxa de atualização de 6.75% já referida e o ganho decorrente da utilização de tarifas dinâmicas corresponderá então à diferença entre os dois custos atualizados.

4.1.2.6. Reforço de potência nas subestações

No que diz respeito às subestações, assumiu-se que sempre que estas atinjam o *trigger* definido como o valor máximo de utilização para estes equipamentos, se deverá proceder à instalação de um novo transformador mantendo-se em operação os que já se encontram instalados, admitindo-se desta forma que a subestação tem as condições necessárias para a instalação de um novo equipamento. Os critérios que visam a escolha do novo transformador a instalar na subestação passam em primeiro lugar pela verificação do nível de tensão a que subestação se encontra ligada. Em seguida, será determinada a potência média nominal por transformador que se encontra instalada na respetiva subestação. O novo transformador a instalar na subestação deverá assim estar preparado para os níveis de tensão a que a subestação se encontra ligada à rede e deverá ter uma capacidade pelo menos igual à potência média nominal por transformador da respetiva subestação. A escolha final do transformador é definida de acordo com a lista de transformadores disponibilizada pela EDP Distribuição para o reforço de potência nas suas subestações e que se encontra representada na Tabela 4.22.

Por exemplo, considerando a necessidade de reforço da subestação de Pedroso - Vila Nova de Gaia (80.0% do nível máximo de utilização em 2014), que apresenta uma relação de transformação de 60/15kV, uma potência nominal de 63 MVA e dois transformadores instalados (potência média nominal por transformador = 31.5 MVA), constata-se que de acordo com os critérios apresentados anteriormente poderá ser instalado um novo transformador de 31.5 MVA ou de 40 MVA. Sempre que exista a possibilidade de escolha relativamente ao transformador a instalar, opta-se sempre pelo transformador com menor potência nominal, neste caso será instalado um transformador de 31.5 MVA.

No que diz respeito ao custo dos transformador, e uma vez que a gama de custos não é muito alargada, optou-se pela utilização de um valor correspondente ao valor médio dos custos que constam na Tabela 4.22, ou seja, 750 mil euros. Ao horizonte 2015-2030 admitiu-se que o este custo aumenta anualmente à taxa de +2%.

Tabela 4.22 - Características dos transformadores de potência a instalar em subestações.

Tipo	Potência nominal [MVA]	Custos Médios de Investimento [k€]
TP 60/10 ou 15 kV, 20 MVA	20	650
TP 60/10 ou 15 kV, 31.5 MVA	31.5	697
TP 60/10 ou 15 kV, 40 MVA	40	844
TP 60/30 kV, 20 MVA	20	710
TP 60/30 kV, 31.5 MVA	31.5	817

4.1.2.7. Reforço ou substituição de linhas e cabos

Ao longo dos últimos anos tem-se assistido a uma constante renovação dos equipamentos instalados nas redes de distribuição, procedendo-se desta forma à substituição de linhas e cabos que apresentam condições de operacionalidade inferiores às soluções que se encontram atualmente disponíveis. Desta forma, sempre que se verifique a necessidade de reforçar uma linha que não conste na lista de equipamentos admitida pela EDP Distribuição para os novos investimentos deste tipo, deverá proceder-se à substituição da linha instalada por uma nova linha que conste na listagem dos equipamentos considerados pela EDP Distribuição para este tipo de investimentos. Esta linha deve apresentar uma corrente nominal pelo menos duas vezes superior à corrente nominal da linha que se encontra instalada e que será, por conseguinte, substituída. Por outro lado, sempre que seja necessário reforçar uma linha que conste nas Tabela 4.23 e Tabela 4.24 deverá ser avaliado em primeiro lugar se existe a possibilidade de instalar um novo terno de condutores, garantindo-se desde logo o critério da duplicação da corrente nominal. Caso estejam já instalados dois ternos de condutores, então a linha deverá ser substituída por um sistema de um ou dois condutores por fase e de secção superior que garanta da mesma forma o critério de duplicação da corrente nominal. Contudo, constatou-se que atualmente existem linhas instaladas com níveis de utilização elevados que apresentam uma corrente nominal superior a qualquer uma das soluções apresentadas nas Tabela 4.23 e Tabela 4.24.

Por exemplo, a linha aérea LN60 1371 LAVOS (REN) - PC CARVALHAIS - 2x3x1 AA400 de corrente nominal 1440 A apresentou no ano de 2014 um nível de utilização de 69%. Uma vez que na Tabela 4.23 não existem soluções que garantam uma capacidade superior à instalada, admitiu-se que neste tipo de casos poderá existir uma linha no mercado que garanta uma corrente nominal 75 % superior em relação à que se encontra instalada. Para além disso admitiu-se também que a nova linha a instalar terá um preço duas vezes superior em relação à solução mais cara que conste nas soluções admitidas pela EDP Distribuição para este tipo de investimentos, dependendo se se trata de uma linha aérea ou de um cabo subterrâneo.

Tabela 4.23 - Características das linhas aéreas a instalar na rede de AT.

Tipo	Capacidade de Transporte		Custos Médios de Investimento	
	Inverno [A]	Verão [A]	A [k€]	B [k€]/km
1x3x1 AA 160	420	360	38	64
2x3x1 AA 160	840	720	48	101
1x3x1 AA 325	640	540	39	87
2x3x1 AA 325	1280	1080	56	127

Tabela 4.24 - Características das linhas subterrâneas a instalar na rede de AT.

Tipo	Capacidade máx. de Transporte		Custos Médios de Investimento	
	Inverno [A]	Verão [A]	A [k€]	B [k€]/km
1x3x1 LXHIOLE 400	590	480	19	409
2x3x1 LXHIOLE 400	1000	810	38	667
1x3x1 LXHIOLE 1000	915	740	21	497
2x3x1 LXHIOLE 1000	1595	1280	43	819

Relativamente aos custos das linhas aéreas e subterrâneas admitiu-se que estes aumentam +2% ao ano entre 2015 e 2030.

4.1.2.8. Resultados

Nesta secção são apresentados os Valores Atualizados, VA, que foram obtidos. Importa salientar que os valores de VA apresentados de seguida se referem a diferenças de custos de investimento atualizados para o ano inicial à taxa de 6.75% pelo que quando se realizar a análise global de benefício-custo estes valores serão considerados como custos. No entanto quando se determinam as diferenças entre o VA do cenário original e o VA de cada um dos cenários analisados, um valor positivo dessa diferença corresponderá a uma redução do custo de investimento por introdução de tarifas dinâmicas.

Na Tabela 4.25 são apresentados os valores do VA referente aos investimentos a realizar nas subestações entre 2015 e 2030 para cada um dos cenários desenvolvidos em 4.2.1. Neste caso considerou-se que o investimento será realizado 3 anos depois do nível de utilização destes equipamentos atingir o valor de *trigger* (70% ou 75%).

Tabela 4.25 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos em subestações são realizados 3 anos após se ter atingido o *trigger* de investimento.

Cenários	Trigger de investimento		
	70%	75%	
Original	39,593,831.32 €	21,789,389.38 €	
20 horas	5% Flexibilidade	31,787,216.02 €	18,876,645.02 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	29,748,721.36 €	17,640,030.28 €
	20% Flexibilidade	37,561,785.94 €	21,088,664.19 €
	5% Flexibilidade	33,207,565.11 €	19,917,673.68 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	29,895,350.36 €	18,063,173.89 €
	20% Flexibilidade	31,813,795.62 €	18,876,645.02 €
50 horas	5% Flexibilidade	31,787,216.02 €	18,876,645.02 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	28,376,204.33 €	15,387,849.04 €
	20% Flexibilidade	31,929,565.11 €	18,943,847.36 €
	5% Flexibilidade	33,207,565.11 €	19,917,673.68 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	29,895,350.36 €	18,063,173.89 €
	20% Flexibilidade	29,351,777.03 €	17,140,583.27 €
100 horas	5% Flexibilidade	31,787,216.02 €	18,876,645.02 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	28,733,578.56 €	16,604,913.32 €
	20% Flexibilidade	41,688,976.68 €	24,732,010.81 €
	5% Flexibilidade	33,207,565.11 €	19,917,673.68 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	29,895,350.36 €	18,063,173.89 €
	20% Flexibilidade	32,050,635.69 €	19,347,032.49 €

Através da análise da Tabela 4.25 verifica-se que existem cenários que apresentam os mesmos níveis de investimento necessários para o período 2015-2030. Por exemplo, para uma flexibilidade de 5% e admitindo que todo o consumo de MAT, AT e MT é negociado em mercado, verifica-se para as 20, 50 e 100 horas de ponta o nível de investimento é sempre o mesmo, 31,787,216.02 €. Esta situação deve-se ao facto de, mesmo existindo um aumento do número de horas em que se realiza um deslocamento de carga das horas críticas para horas não críticas do mesmo dia, o pico de carga anual se manter para os três cenários, tal como se pode constatar pela Tabela 4.10.

Na Tabela 4.26 encontra-se representada a diferença entre o VA obtido para o cenário original, sem a introdução de tarifas dinâmicas, e o VA obtido para cada cenário desenvolvido com a introdução das tarifas dinâmicas.

Tabela 4.26 - Diferença entre o VA referente ao cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações (3 anos).

Cenários		Trigger de investimento	
		70%	75%
Original		-	-
20 horas	5% Flexibilidade	7,806,615.30 €	2,912,744.36 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	9,845,109.96 €	4,149,359.10 €
	20% Flexibilidade	2,032,045.37 €	700,725.20 €
	5% Flexibilidade	6,386,266.20 €	1,871,715.70 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	9,698,480.95 €	3,726,215.50 €
	20% Flexibilidade	7,780,035.70 €	2,912,744.36 €
50 horas	5% Flexibilidade	7,806,615.30 €	2,912,744.36 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	11,217,626.99 €	6,401,540.34 €
	20% Flexibilidade	7,664,266.21 €	2,845,542.02 €
	5% Flexibilidade	6,386,266.20 €	1,871,715.70 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	9,698,480.95 €	3,726,215.50 €
	20% Flexibilidade	10,242,054.29 €	4,648,806.11 €
100 horas	5% Flexibilidade	7,806,615.30 €	2,912,744.36 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	10,860,252.76 €	5,184,476.06 €
	20% Flexibilidade	-2,095,145.37 €	-2,942,621.42 €
	5% Flexibilidade	6,386,266.20 €	1,871,715.70 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	9,698,480.95 €	3,726,215.50 €
	20% Flexibilidade	7,543,195.62 €	2,442,356.89 €

Tal como se pode verificar pela Tabela 4.26, o melhor resultado é obtido para o cenário em que se consideram 50 horas de ponta, a totalidade da carga de MAT, AT e MT é negociada exclusivamente em mercado e onde esses consumidores têm a capacidade de reduzir o nível de carga em 10% nas horas declaradas como críticas. Para este cenário verifica-se que é possível obter uma redução de 11,217,626.99 € para o investimento no reforço de potência das subestações quando se considera um *trigger* para o investimento de 70%.

Na Tabela 4.27 encontra-se representado o Valor Atualizado referente aos investimentos a realizar nas linhas e cabos entre 2015 e 2030 para cada um dos cenários desenvolvidos em 4.2.1. Neste caso considerou-se que o investimento será realizado 3 anos depois do nível de utilização destes equipamentos atingir o valor de *trigger* (70% ou 75%).

Tabela 4.27 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas linhas de AT são realizados 3 anos após se ter atingido o *trigger* de investimento.

Cenários		Trigger de investimento		
		70%	75%	
Original		13,215,915.11 €	7,133,721.71 €	
20 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	11,703,316.29 €	3,328,224.58 €
		10% Flexibilidade	9,612,269.18 €	3,180,664.17 €
		20% Flexibilidade	12,975,239.64 €	5,827,842.77 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	12,402,636.96 €	5,270,593.53 €
		10% Flexibilidade	9,857,899.18 €	3,205,661.26 €
		20% Flexibilidade	11,724,758.07 €	3,328,224.58 €
50 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	11,703,316.29 €	3,328,224.58 €
		10% Flexibilidade	9,189,032.86 €	2,777,758.55 €
		20% Flexibilidade	11,724,758.07 €	3,702,608.35 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	12,402,636.96 €	5,270,593.53 €
		10% Flexibilidade	9,857,899.18 €	3,205,661.26 €
		20% Flexibilidade	9,443,427.17 €	2,890,449.93 €
100 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	11,703,316.29 €	3,328,224.58 €
		10% Flexibilidade	9,280,966.37 €	2,806,864.93 €
		20% Flexibilidade	15,562,095.91 €	7,785,146.45 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	12,402,636.96 €	5,270,593.53 €
		10% Flexibilidade	9,857,899.18 €	3,205,661.26 €
		20% Flexibilidade	11,798,398.14 €	3,702,608.35 €

Na Tabela 4.28 encontra-se representada a diferença entre o VA obtido para o cenário original, sem a introdução de tarifas dinâmicas, e o VA obtido para cada cenário desenvolvido com a introdução das tarifas dinâmicas.

Tabela 4.28 - Diferença entre o VA referente ao cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em linhas de AT (3 anos).

Cenários			Trigger de investimento	
			70%	75%
Original			-	-
20 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	1,512,598.81 €	3,805,497.13 €
		10% Flexibilidade	3,603,645.92 €	3,953,057.54 €
		20% Flexibilidade	240,675.46 €	1,305,878.94 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	813,278.14 €	1,863,128.18 €
		10% Flexibilidade	3,358,015.92 €	3,928,060.45 €
		20% Flexibilidade	1,491,157.03 €	3,805,497.13 €
50 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	1,512,598.81 €	3,805,497.13 €
		10% Flexibilidade	4,026,882.25 €	4,355,963.16 €
		20% Flexibilidade	1,491,157.03 €	3,431,113.36 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	813,278.14 €	1,863,128.18 €
		10% Flexibilidade	3,358,015.92 €	3,928,060.45 €
		20% Flexibilidade	3,772,487.93 €	4,243,271.78 €
100 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	1,512,598.81 €	3,805,497.13 €
		10% Flexibilidade	3,934,948.73 €	4,326,856.78 €
		20% Flexibilidade	-2,346,180.81 €	-651,424.74 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	813,278.14 €	1,863,128.18 €
		10% Flexibilidade	3,358,015.92 €	3,928,060.45 €
		20% Flexibilidade	1,417,516.96 €	3,431,113.36 €

Tal como se verificou na análise referente ao investimento em subestações, também o melhor cenário para o investimento no reforço de linhas e cabos considera o cenário das 50 horas de ponta anuais, admitindo que a totalidade da carga de MAT, AT e MT é negociada em mercado e que os consumidores têm a capacidade de reduzir o nível de carga em 10% nas horas declaradas como críticas. Para este cenário é possível obter uma redução de 4,026,882,25 € face ao cenário original, admitindo que o investimento é realizado 3 anos após o equipamento atingir o nível de utilização de 70%.

De seguida, são apresentados os resultados relativamente aos investimentos que é necessário realizar entre 2015 e 2030 nas subestações e nas linhas ao admitir que os investimentos são realizados 3 anos depois de os equipamentos atingirem os 70% e os 75% da capacidade máxima de utilização (Tabela 4.29). Estes resultados resultam da combinação dos resultados apresentados nas Tabela 4.25 e Tabela 4.27.

Tabela 4.29 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas subestações e nas linhas de AT são realizados 3 anos após se ter atingido o *trigger* de investimento.

Cenários		Trigger de investimento		
		70%	75%	
Original		52,809,746.42 €	28,923,111.09 €	
20 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	43,490,532.31 €	22,204,869.60 €
		10% Flexibilidade	39,360,990.54 €	20,820,694.45 €
		20% Flexibilidade	50,537,025.59 €	26,916,506.95 €
	70 % Mercado	5% Flexibilidade	45,610,202.07 €	25,188,267.21 €
		10% Flexibilidade	39,753,249.55 €	21,268,835.15 €
		20% Flexibilidade	43,538,553.69 €	22,204,869.60 €
50 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	43,490,532.31 €	22,204,869.60 €
		10% Flexibilidade	37,565,237.18 €	18,165,607.60 €
		20% Flexibilidade	43,654,323.18 €	22,646,455.71 €
	70 % Mercado	5% Flexibilidade	45,610,202.07 €	25,188,267.21 €
		10% Flexibilidade	39,753,249.55 €	21,268,835.15 €
		20% Flexibilidade	38,795,204.20 €	20,031,033.20 €
100 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	43,490,532.31 €	22,204,869.60 €
		10% Flexibilidade	38,014,544.93 €	19,411,778.26 €
		20% Flexibilidade	57,251,072.60 €	32,517,157.25 €
	70 % Mercado	5% Flexibilidade	45,610,202.07 €	25,188,267.21 €
		10% Flexibilidade	39,753,249.55 €	21,268,835.15 €
		20% Flexibilidade	43,849,033.84 €	23,049,640.84 €

Por fim, são apresentados na Tabela 4.30 as diferenças entre o VA obtido para o cenário original, e o VA obtido para cada um dos cenários em análise considerando a necessidade de se realizar investimentos em subestações e linhas.

Tabela 4.30 - Diferença entre o VA referente ao cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações e linhas de AT (3 anos).

Cenários		Trigger de investimento			
		70%	75%		
Original		-	-		
20 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	9,319,214.11 €	6,718,241.49 €	
		10% Flexibilidade	13,448,755.88 €	8,102,416.64 €	
		20% Flexibilidade	2,272,720.83 €	2,006,604.14 €	
	70 % Mercado		5% Flexibilidade	7,199,544.35 €	3,734,843.88 €
			10% Flexibilidade	13,056,496.87 €	7,654,275.95 €
			20% Flexibilidade	9,271,192.73 €	6,718,241.49 €
50 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	9,319,214.11 €	6,718,241.49 €	
		10% Flexibilidade	15,244,509.24 €	10,757,503.50 €	
		20% Flexibilidade	9,155,423.24 €	6,276,655.39 €	
	70 % Mercado		5% Flexibilidade	7,199,544.35 €	3,734,843.88 €
			10% Flexibilidade	13,056,496.87 €	7,654,275.95 €
			20% Flexibilidade	14,014,542.22 €	8,892,077.89 €
100 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	9,319,214.11 €	6,718,241.49 €	
		10% Flexibilidade	14,795,201.49 €	9,511,332.84 €	
		20% Flexibilidade	-4,441,326.17 €	-3,594,046.16 €	
	70 % Mercado		5% Flexibilidade	7,199,544.35 €	3,734,843.88 €
			10% Flexibilidade	13,056,496.87 €	7,654,275.95 €
			20% Flexibilidade	8,960,712.58 €	5,873,470.26 €

De acordo com a Tabela 4.30 é possível verificar que no melhor cenário, que se encontra devidamente destacado na respetiva tabela, se obtém para o horizonte 2015-2030 uma redução de investimentos na rede de distribuição de 15,244,509.24 € e de 10,757,503.50 € para *triggers* de investimento de 70 % e de 75 %, respetivamente. Ainda decorrente da análise da Tabela 4.30 constata-se que para o cenário mais desfavorável, também devidamente destacado, os investimentos em subestações, linhas e cabos são superiores em relação aos verificados no cenário original (VA = -4,441,326,17 € e VA = -3,594,046.16 para *triggers* de investimento de 70 % e 75 %, respetivamente). Estas situações resultam do facto de para este cenário, após se adotarem as tarifas dinâmicas, se registar um pico de carga anual mais elevado do que o registado no cenário original, tal como se pode constatar na Tabela 4.10. Note-se que no cenário original o pico de carga ocorreu na hora 19 do dia 4 de Fevereiro (7119.74 MW) enquanto para o cenário em causa o pico de carga anual passou a ocorrer na hora 10 do dia 5 de Fevereiro (7197.84 MW).

De seguida, são apresentados os resultados obtidos para os cenários de investimento 3 e 4 ou seja, quando se considera que os investimentos se realizam 5 anos após os equipamentos terem registado um nível de utilização de 70% e 75%, respetivamente.

Na Tabela 4.31 é apresentado o Valor Atualizado, VA, referente aos investimentos a realizar nas subestações entre 2015 e 2030 para cada um dos cenários apresentados em 4.2.1. Neste caso considerou-se que o investimento será realizado 5 anos depois do nível de utilização destes equipamentos atingir *trigger* para o investimento (70% ou 75%).

Tabela 4.31 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos em subestações são realizados 5 anos após se ter atingido o *trigger* de investimento.

Cenários		Trigger de investimento		
		70%	75%	
Original		30,911,108.84 €	17,753,302.42 €	
20 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	27,621,413.64 €	14,023,941.78 €
		10% Flexibilidade	26,090,131.76 €	11,857,086.22 €
		20% Flexibilidade	29,401,825.38 €	16,767,601.98 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	28,226,278.90 €	15,336,445.14 €
		10% Flexibilidade	26,224,002.13 €	11,881,353.05 €
		20% Flexibilidade	27,645,680.46 €	14,023,941.78 €
50 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	27,621,413.64 €	14,023,941.78 €
		10% Flexibilidade	22,318,747.51 €	10,541,099.96 €
		20% Flexibilidade	27,751,376.50 €	14,447,354.41 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	28,226,278.90 €	15,336,445.14 €
		10% Flexibilidade	26,224,002.13 €	11,881,353.05 €
		20% Flexibilidade	24,279,495.68 €	11,795,375.98 €
100 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	27,621,413.64 €	14,023,941.78 €
		10% Flexibilidade	23,336,920.47 €	10,976,479.14 €
		20% Flexibilidade	32,333,009.09 €	19,434,255.60 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	28,226,278.90 €	15,336,445.14 €
		10% Flexibilidade	26,224,002.13 €	11,881,353.05 €
		20% Flexibilidade	27,861,912.36 €	14,469,509.70 €

Na Tabela 4.32 é apresentada a diferença entre o VA obtido para o cenário original, sem a introdução de tarifas dinâmicas, e o VA obtido para cada cenário desenvolvido com a introdução das tarifas dinâmicas.

Tabela 4.32 - Diferença entre o VA do cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações (5 anos).

Cenários		Trigger de investimento	
		70%	75%
Original		-	-
20 horas	5% Flexibilidade	3,289,695.21 €	3,729,360.64 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	4,820,977.09 €	5,896,216.19 €
	20% Flexibilidade	1,509,283.46 €	985,700.44 €
	5% Flexibilidade	2,684,829.95 €	2,416,857.28 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	4,687,106.72 €	5,871,949.37 €
	20% Flexibilidade	3,265,428.38 €	3,729,360.64 €
50 horas	5% Flexibilidade	3,289,695.21 €	3,729,360.64 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	8,592,361.34 €	7,212,202.46 €
	20% Flexibilidade	3,159,732.35 €	3,305,948.01 €
	5% Flexibilidade	2,684,829.95 €	2,416,857.28 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	4,687,106.72 €	5,871,949.37 €
	20% Flexibilidade	6,631,613.17 €	5,957,926.43 €
100 horas	5% Flexibilidade	3,289,695.21 €	3,729,360.64 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	7,574,188.38 €	6,776,823.28 €
	20% Flexibilidade	-1,421,900.25 €	-1,680,953.18 €
	5% Flexibilidade	2,684,829.95 €	2,416,857.28 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	4,687,106.72 €	5,871,949.37 €
	20% Flexibilidade	3,049,196.48 €	3,283,792.72 €

De acordo com a análise da Tabela 4.32 é possível constatar que quando se considera que os investimentos para o reforço de potência dos transformadores das subestações se realizam 5 anos após estes equipamentos terem atingido o *trigger* para o investimento, a redução dos investimentos em cada cenário em relação ao cenário original é menor do que a verificada quando se considera que o investimento é realizado 3 anos depois de se atingir o *trigger* para o investimento. Por exemplo, para uma política de investimentos baseada no investimento ao fim de 5 anos após as subestações atingirem o *trigger* de 70%, constata-se que para o cenário mais favorável (50 horas/100% Mercado/10% Flexibilidade) é possível obter uma redução de 8,592,361.34 € nos investimentos realizados, enquanto na situação em que se considera o investimento ao fim de 3 anos é possível obter uma redução de 11,217,626.99 €.

Na Tabela 4.33 encontra-se representado o Valor Atualizado, VA, referente aos investimentos a realizar nas linhas e cabos entre 2015 e 2030 para cada um dos cenários apresentados em 5.2.1. Neste caso considerou-se que o investimento será realizado 5 anos depois do nível de utilização destes equipamentos atingirem o valor de *trigger* (70% ou 75%).

Tabela 4.33 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas linhas de AT são realizados 5 anos após se ter atingido o *trigger* de investimento.

Cenários		Trigger de investimento		
		70%	75%	
Original		10,043,639.68 €	3,150,845.34 €	
20 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	9,033,292.82 €	2,794,032.92 €
		10% Flexibilidade	8,484,970.27 €	2,004,589.78 €
		20% Flexibilidade	9,604,525.61 €	2,944,107.52 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	9,332,347.15 €	2,823,154.72 €
		10% Flexibilidade	8,484,970.27 €	2,027,411.79 €
		20% Flexibilidade	9,052,868.88 €	2,794,032.92 €
50 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	9,033,292.82 €	2,794,032.92 €
		10% Flexibilidade	7,537,542.39 €	1,908,093.50 €
		20% Flexibilidade	9,052,868.88 €	2,801,034.30 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	9,332,347.15 €	2,823,154.72 €
		10% Flexibilidade	8,484,970.27 €	2,027,411.79 €
		20% Flexibilidade	7,769,801.08 €	1,981,735.84 €
100 horas	100% Mercado	5% Flexibilidade	9,033,292.82 €	2,794,032.92 €
		10% Flexibilidade	7,621,476.49 €	1,934,667.24 €
		20% Flexibilidade	12,342,236.35 €	5,152,977.48 €
	70% Mercado	5% Flexibilidade	9,332,347.15 €	2,823,154.72 €
		10% Flexibilidade	8,484,970.27 €	2,027,411.79 €
		20% Flexibilidade	9,120,101.31 €	2,801,034.30 €

Na Tabela 4.34 é apresentada a diferença entre o VA obtido para o cenário original, sem a introdução de tarifas dinâmicas, e o VA obtido para cada cenário desenvolvido com a introdução das tarifas dinâmicas.

Tabela 4.34 - Diferença entre o VA do cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em linhas de AT (5 anos).

Cenários		Trigger de investimento	
		70%	75%
Original		-	-
20 horas	5% Flexibilidade	1,010,346.86 €	356,812.42 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	1,558,669.41 €	1,146,255.56 €
	20% Flexibilidade	439,114.07 €	206,737.83 €
	5% Flexibilidade	711,292.53 €	327,690.63 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	1,558,669.41 €	1,123,433.55 €
	20% Flexibilidade	990,770.79 €	356,812.42 €
50 horas	5% Flexibilidade	1,010,346.86 €	356,812.42 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	2,506,097.29 €	1,242,751.85 €
	20% Flexibilidade	990,770.79 €	349,811.05 €
	5% Flexibilidade	711,292.53 €	327,690.63 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	1,558,669.41 €	1,123,433.55 €
	20% Flexibilidade	2,273,838.60 €	1,169,109.50 €
100 horas	5% Flexibilidade	1,010,346.86 €	356,812.42 €
	100% Mercado 10% Flexibilidade	2,422,163.19 €	1,216,178.10 €
	20% Flexibilidade	-2,298,596.67 €	-2,002,132.14 €
	5% Flexibilidade	711,292.53 €	327,690.63 €
	70% Mercado 10% Flexibilidade	1,558,669.41 €	1,123,433.55 €
	20% Flexibilidade	923,538.37 €	349,811.05 €

O cenário mais favorável diz respeito à situação em que se consideram 50 horas críticas, considerando 100% da energia contratada e 10% de flexibilidade, estando este resultado em linha com os resultados anteriormente apresentados. Assim, verifica-se que é possível obter neste cenário uma redução de 2,506,097.29 € e de 1,242,751.85 € nos investimentos em linhas de AT em relação ao cenário original para um *trigger* de investimento de 70% e de 75%, respetivamente.

Por fim, são apresentados os resultados relativamente aos investimentos que são necessários realizar entre 2015 e 2030 nas subestações e nas linhas ao admitir que os investimentos são realizados 5 anos depois de os equipamentos atingirem os 70% e os 75% da capacidade máxima de utilização (Tabela 4.35). Estes resultados resultam da combinação dos valores apresentados nas Tabela 4.31 e Tabela 4.33.

Tabela 4.35 - VA para os diferentes cenários considerando que os investimentos nas subestações e nas linhas de AT são realizados 5 anos após se ter atingido o *trigger* de investimento.

Cenários		Trigger de investimento		
		70%	75%	
Original		40,954,748.52 €	20,904,147.76 €	
20 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	36,654,706.46 €	16,817,974.70 €
		10% Flexibilidade	34,575,102.03 €	13,861,676.01 €
		20% Flexibilidade	39,006,350.99 €	19,711,709.49 €
	70 % Mercado	5% Flexibilidade	37,558,626.05 €	18,159,599.86 €
		10% Flexibilidade	34,708,972.40 €	13,908,764.85 €
		20% Flexibilidade	36,698,549.35 €	16,817,974.70 €
50 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	36,654,706.46 €	16,817,974.70 €
		10% Flexibilidade	29,856,289.90 €	12,449,193.45 €
		20% Flexibilidade	36,804,245.38 €	17,248,388.70 €
	70 % Mercado	5% Flexibilidade	37,558,626.05 €	18,159,599.86 €
		10% Flexibilidade	34,708,972.40 €	13,908,764.85 €
		20% Flexibilidade	32,049,296.76 €	13,777,111.83 €
100 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	36,654,706.46 €	16,817,974.70 €
		10% Flexibilidade	30,958,396.95 €	12,911,146.38 €
		20% Flexibilidade	44,675,245.44 €	24,587,233.08 €
	70 % Mercado	5% Flexibilidade	37,558,626.05 €	18,159,599.86 €
		10% Flexibilidade	34,708,972.40 €	13,908,764.85 €
		20% Flexibilidade	36,982,013.67 €	17,270,544.00 €

Na Tabela 4.36 são apresentadas as diferenças entre o VA obtido para o cenário original, e o VA obtido para cada um dos cenários em análise considerando a necessidade de se realizar investimentos em subestações e linhas.

Tabela 4.36 - Diferença entre o VA do cenário original e o VA dos diferentes cenários de flexibilidade para os investimentos em subestações e linhas de AT (5 anos).

Cenários		Trigger de investimento			
		70%	75%		
Original		-	-		
20 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	4,300,042.07 €	4,086,173.07 €	
		10% Flexibilidade	6,379,646.49 €	7,042,471.76 €	
		20% Flexibilidade	1,948,397.53 €	1,192,438.27 €	
	70 % Mercado		5% Flexibilidade	3,396,122.47 €	2,744,547.90 €
			10% Flexibilidade	6,245,776.12 €	6,995,382.92 €
			20% Flexibilidade	4,256,199.18 €	4,086,173.07 €
50 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	4,300,042.07 €	4,086,173.07 €	
		10% Flexibilidade	11,098,458.63 €	8,454,954.31 €	
		20% Flexibilidade	4,150,503.14 €	3,655,759.06 €	
	70 % Mercado		5% Flexibilidade	3,396,122.47 €	2,744,547.90 €
			10% Flexibilidade	6,245,776.12 €	6,995,382.92 €
			20% Flexibilidade	8,905,451.77 €	7,127,035.94 €
100 horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	4,300,042.07 €	4,086,173.07 €	
		10% Flexibilidade	9,996,351.57 €	7,993,001.38 €	
		20% Flexibilidade	-3,720,496.92 €	-3,683,085.32 €	
	70 % Mercado		5% Flexibilidade	3,396,122.47 €	2,744,547.90 €
			10% Flexibilidade	6,245,776.12 €	6,995,382.92 €
			20% Flexibilidade	3,972,734.85 €	3,633,603.76 €

De acordo com a Tabela 4.36 é possível verificar que para o cenário mais favorável é possível obter uma redução anual de 11,098,458.63 € e de 8,454,954.31 € no investimento em relação ao cenário original, para um *trigger* de investimento de 70% e 75%, respetivamente.

4.7.2 Custos evitados de acordo com os custos incrementais disponibilizados pela ERSE

A segunda abordagem utilizada para avaliar o impacto das tarifas dinâmicas no diferimento de investimento resultou da utilização dos custos incrementais de longo prazo disponibilizados pela ERSE. Para esta análise é necessário em primeiro lugar determinar, para cada hora, a diferença entre o consumo original e os consumos estimados para cada um dos anos do horizonte 2015-2030. Note-se que o valor dos custos incrementais de longo prazo, serão atualizados anualmente de acordo com a taxa de variação homóloga referida em 4.4. Para o ano inicial considerou-se que as diferenças de energia determinadas para cada cenário em relação ao cenário original devem ser multiplicadas diretamente pelos custos incrementais disponibilizados pela ERSE e que constam na Tabela 4.37, obtendo-se desta

forma os custos evitados para esse ano. Para os anos subsequentes é necessário determinar a diferença entre a energia deslocada no ano em análise e a energia que já foi deslocada em anos anteriores. Esta diferença de energias por nível de tensão será então multiplicada pelos custos incrementais referentes a cada um dos níveis de tensão considerados. Os montantes apurados para cada um dos anos do período de implementação são depois referidos ao ano inicial considerando de novo a taxa de atualização de 6.75%. Importa salientar que os custos incrementais de longo prazo disponibilizados pela ERSE se referem a períodos de 100 horas mais carregadas em cada ano.

Tabela 4.37 - Custos incrementais para os diferentes níveis de tensão e períodos tarifários

Nível de Tensão	Período tarifário	Períodos I e IV 1º e 4º trimestre	Períodos II e III 2º e 3º trimestre
MAT	Energia horas ponta	157.43	157.36
	Energia horas cheias	1.12	1.08
	Energia horas vazio normal	0.99	0.97
	Energia horas super vazio	0.83	0.89
AT	Energia horas ponta	176.14	176.07
	Energia horas cheias	1.02	0.98
	Energia horas vazio normal	0.77	0.75
	Energia horas super vazio	0.60	0.63
MT	Energia horas ponta	832.43	832.24
	Energia horas cheias	5.55	5.42
	Energia horas vazio normal	4.80	4.76
	Energia horas super vazio	4.28	4.38

Tabela 4.38 - Custos evitados de acordo com os custos incrementais para as 100 horas mais carregadas em diferentes cenários de flexibilidade.

Cenários		Custos evitados (€)
100 horas	5% Flexibilidade	9,194,250.65
	100 % Mercado 10% Flexibilidade	12,646,771.81
	20% Flexibilidade	19,551,814.15
	5% Flexibilidade	8,158,494.30
	70 % Mercado 10% Flexibilidade	10,575,259.11
	20% Flexibilidade	15,408,788.75

Tal como se pode verificar pela Tabela 4.38, os custos evitados aumentam à medida que se aumenta a energia deslocada das horas de ponta para outros períodos horários. Para o

cenário mais favorável constata-se que é possível evitar 19,551,814.15 € em investimentos no reforço ou substituição de equipamentos para o horizonte 2015-2030.

4.7.3 Comparação entre as duas abordagens

Neste ponto são comparados os resultados obtidos considerando as duas abordagens apresentadas anteriormente relativamente ao diferimento de investimento nos equipamentos. Os resultados obtidos para a segunda abordagem são comparados com os resultados obtidos utilizando a primeira abordagem considerando o cenário de investimento 1 referido em 4.7.1.

Tabela 4.39 - Comparação dos custos evitados nos Métodos A e B para as 100 horas de ponta anuais em diferentes cenários de flexibilidade.

Cenários		Custos evitados (€)			
		Método A	Método B	Diferença absoluta (€)	
100 Horas	100 % Mercado	5% Flexibilidade	9,319,214.11	9,194,250.65	124,963.46
		10% Flexibilidade	14,795,201.49	12,646,771.81	2,148,429.68
		20% Flexibilidade	-4,441,326.17	19,551,814.15	23,993,140.32
	70 % Mercado	5% Flexibilidade	7,199,544.35	8,158,494.30	958,949.95
		10% Flexibilidade	13,056,496.87	10,575,259.11	2,481,237.76
		20% Flexibilidade	8,960,712.58	15,408,788.75	6,448,076.17

De acordo com a Tabela 4.39 verifica-se que existe alguma proximidade entre os custos evitados determinados pelas duas abordagens para os dois cenários que consideram uma flexibilidade de carga de 5%. No entanto, verifica-se que à medida que se aumenta a flexibilidade da carga, a diferença entre os custos evitados obtidos pelas duas abordagens aumenta. Note-se que para o cenário em que se admite que a carga de MAT, AT e MT é negociada exclusivamente em mercado e quando a flexibilidade da carga é de 20%, a diferença entre os custos evitados é de 23,993,140.32 €. Esta situação resulta do facto de na primeira abordagem, o pico de carga anual neste cenário ser superior ao verificado originalmente, provocando desde logo um agravamento dos investimentos quando se consideram tarifas dinâmicas em relação à situação original. No entanto, na segunda abordagem apenas é considerada a quantidade de energia deslocada das horas de ponta para as horas que não são de ponta, não sendo considerado que esta transferência poderá sobrecarregar uma determinada hora que se encontra classificada como não sendo de ponta. Esta situação poderá exigir a realização mais precoce de investimentos no reforço ou substituição de equipamentos devido a essas sobrecargas em horas não classificadas como sendo de ponta.

Note-se igualmente que os custos incrementais disponibilizados pela ERSE consideram os custos evitados de longo prazo referentes a redes de MAT, AT e MT. No entanto, na realização

das simulações referentes à primeira abordagem apenas foram considerados os níveis de utilização das subestações e das linhas de AT, não tendo sido avaliados os impactos nas linhas de MAT e MT. Esta diferença poderá explicar os valores em geral mais elevados obtidos para a segunda abordagem em relação à primeira, excetuando as situações já detalhadas no parágrafo anterior.

4.8. Impacto das tarifas dinâmicas na contratação de banda de reserva secundária e de energia de regulação terciária

Nesta secção é avaliado o impacto que as tarifas dinâmicas trazem para o mercado de contratação de reserva secundária, nomeadamente o deslocamento de consumo de horas de ponta para horas laterais. De facto, para que a implementação de um modelo de tarifas dinâmicas possa trazer benefícios económicos para o operador será necessário que o preço de reserva secundária seja superior nas horas de ponta quando comparado com o preço praticado nas horas laterais para onde é deslocado o consumo. De acordo com as regras da UCTE/ENTSOE, a definição horária do nível de reserva secundária a contratar é dada por (4.11). Nesta expressão P_{sec} é a reserva secundária a contratar, L_{max} é a potência de ponta e as constantes a e b tomam os valores de 10 e 150 MW.

$$P_{sec} = \sqrt{a \cdot L_{max} + b^2} + b \quad (4.11)$$

O valor de banda de reserva secundária contratada pelo Operador de Sistema é definido considerando diversos outros aspetos, relacionados por exemplo com produção esperada por via eólica. Assim, o valor contratado horário não se encontra em geral alinhado com o que é fornecido por esta expressão. A contratação de banda de reserva secundária é realizada em mercado próprio, sendo que as ofertas devem seguir o pressuposto da necessidade de banda a subir e banda a descer, com 2/3 e 1/3 do total, respetivamente. Para além disso, a última oferta a ser contratada, e que define o preço final, não é dividida, quer isto dizer que é contratada na sua totalidade, ainda que para isso o total de banda contratado seja superior às reais necessidades.

Foram consideradas para esta análise as hipóteses de 5%, 10% e 20% de flexibilidade no consumo para 100% de carga no mercado, segundo o definido na Tabela 4.9. Esta é uma situação otimista comparativamente com o cenário de apenas 70% de carga disponível no mercado.

Uma vez que não se dispõe de elementos que permitam reproduzir os valores de banda de reserva secundária contratados pelo Operador de Sistema, foi utilizada a expressão (4.11) para estimar o impacto que um deslocamento de consumo de 5% numa hora de ponta teria nas necessidades de contratação de banda secundária. Nestas condições, estimou-se que um deslocamento de consumo dessa ordem de grandeza reduziria a contratação de banda de reserva secundária igualmente em 5%. De facto, e de acordo com a expressão anteriormente

apresentada, uma diminuição de 5% na carga, L_{max} , não se traduziria num decréscimo de exatamente 5% nas necessidades de banda secundária, mas para a ilustração que se pretende efetuar, foi assumida esta aproximação.

Para efeitos de demonstração dos potenciais benefícios na implementação de tarifas dinâmicas no âmbito do mercado de reserva secundária, irá ser analisada uma das horas de ponta do ano de 2014 anteriormente identificada (e.g., hora 19 do dia 4 de Fevereiro de 2014). Dados relativos ao mercado de reserva secundária no referido dia em estudo, disponível no site da REN, indicam as necessidades de banda, a banda de reserva secundária contratada e o preço a que foi contratada, para cada uma das horas do dia. Parte desta informação é apresentada na Tabela 4.40.

Tabela 4.40 - Informação horária do mercado de reserva secundária para o dia 4 de Fevereiro de 2014.

Hora	Necessidade Banda (MW)		Banda Contratada (MW)		Preço (€/MW)
	Subir	Descer	Subir	Descer	
14	189.0	94.5	182.0	91.0	22.73
15	185.5	92.8	182.0	91.0	22.73
16	189.0	94.5	182.0	91.0	34.84
17	188.0	94.0	182.0	91.0	34.84
18	187.0	93.5	182.0	91.0	22.73
19	<u>216.5</u>	<u>108.3</u>	<u>214.0</u>	<u>107.0</u>	<u>34.86</u>
20	230.0	115.0	232.0	116.0	22.77
21	203.5	101.8	203.4	101.7	22.75
22	201.5	100.8	201.4	100.7	22.75
23	196.0	98.0	196.0	98.0	34.86
24	252.5	126.3	254.0	127.0	44.97

Como se pode verificar na tabela anterior, o preço na hora de ponta em estudo é superior aos preços nas horas imediatamente laterais. Assim, será de esperar que o deslocamento de consumo da hora 19 para as horas 18 e 20 se traduza num ganho correspondente à diferença entre a remuneração devida inicialmente na hora 19 subtraída da remuneração devida após o deslocamento de consumo e o excesso de remuneração nas horas 18 e 20.

As ofertas de venda de banda reserva secundária a subir e a descer para as horas 18, 19 e 20 são apresentadas na Tabela 4.41. Assinala-se desde já que os preços das ofertas de banda de reserva secundária apresentadas para cada hora são muito próximos, variando por exemplo na hora 18 de 22.68 a 27.00 €/MW, pelo que se, numa determinada hora, se alterar o nível de contratação de banda de reserva secundária não será de esperar a ocorrência de variações de custo significativas.

Tabela 4.41 - Ofertas de venda de reserva secundária para as horas 18, 19 e 20.

		Banda Subir (MW)	Banda Descer (MW)	Banda Total (MW)	Preço (€/MW)
Hora 18	PICOTE4	83	41.5	124.5	22.68
	BEMPOS4	77	38.5	115.5	22.70
	POCINHO	22	11	33	22.73
	VALEIRA	32	16	48	22.75
	CBODE	18	9	27	27.00
	CBODE	18	9	27	27.00
Hora 19	PICOTE4	83	41.5	124.5	34.79
	BEMPOS4	77	38.5	115.5	34.81
	POCINHO	22	11	33	34.84
	VALEIRA	32	16	48	34.86
	CBODE	18	9	27	34.88
	CBODE	18	9	27	34.89
Hora 20	PICOTE4	83	41.5	124.5	22.68
	BEMPOS4	77	38.5	115.5	22.70
	POCINHO	22	11	33	22.73
	VALEIRA	32	16	48	22.75
	CBODE	18	9	27	27.00
	CBODE	18	9	27	27.00

Com as ofertas de banda para reserva secundária para cada uma das horas, e usando o valor de amplitude oferecida (soma de banda a subir e banda a descer) é possível ordenar as ofertas por ordem crescente de preço e interseção a curva de ofertas com as necessidades inelásticas de banda de reserva secundária. Essa interseção define o preço da banda de reserva secundária. Em relação à quantidade contratada, assinala-se que o Operador de Sistema usualmente contrata na íntegra a última oferta aceite. As figuras que se seguem ilustram as curvas de oferta e consequentes interseções com as necessidades inelásticas para as horas 18, 19 e 20 do dia em estudo.

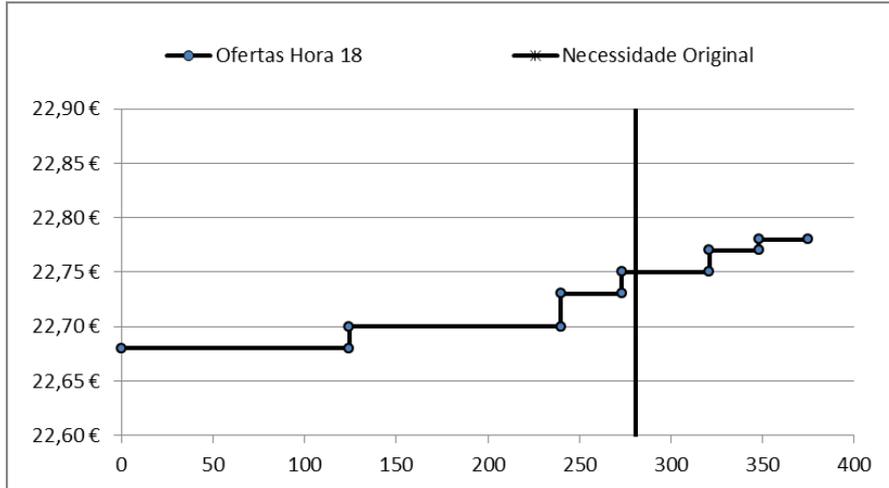


Figura 4.160 - Curva de ofertas para hora 18.

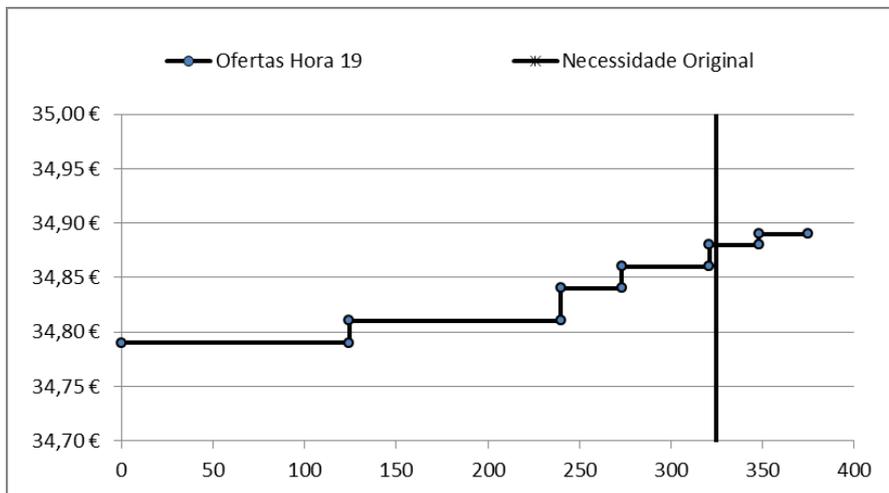


Figura 4.161 - Curva de ofertas para hora 19.

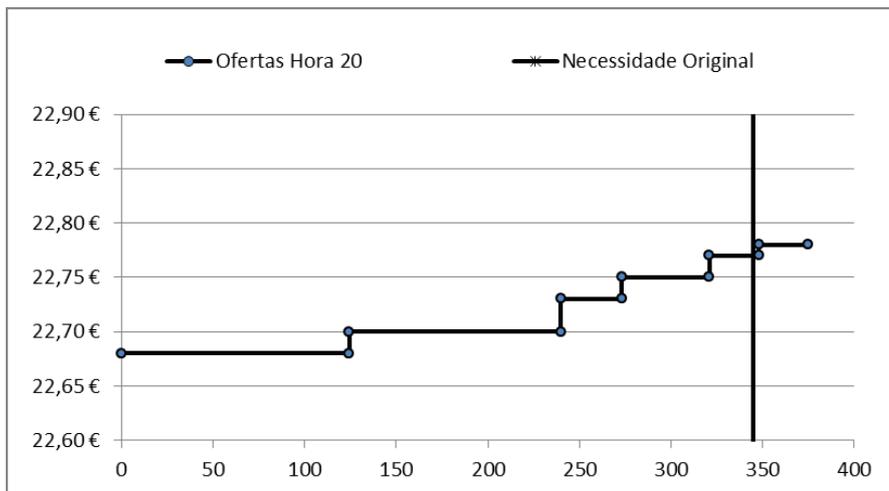


Figura 4.162 - Curva de ofertas para hora 20.

Através das tarifas dinâmicas, considerando níveis de flexibilidade de 5, 10 e 20%, é possível deslocar consumo das horas de ponta para horas laterais. Esses deslocamentos irão aumentar a carga nas horas laterais o que poderá, por sua vez, aumentar as necessidades de contratação de reserva secundária nessas horas. Assim, a quantidade de consumo deslocado da hora 19 será distribuída de uma forma equitativa pelas horas 18 e 20. Deste modo, assumiu-se que as necessidades de contratação de reserva numa dessas horas variam da mesma forma que o consumo que foi deslocado. As figuras que se seguem condensam os resultados para os diferentes níveis de flexibilidade considerados.

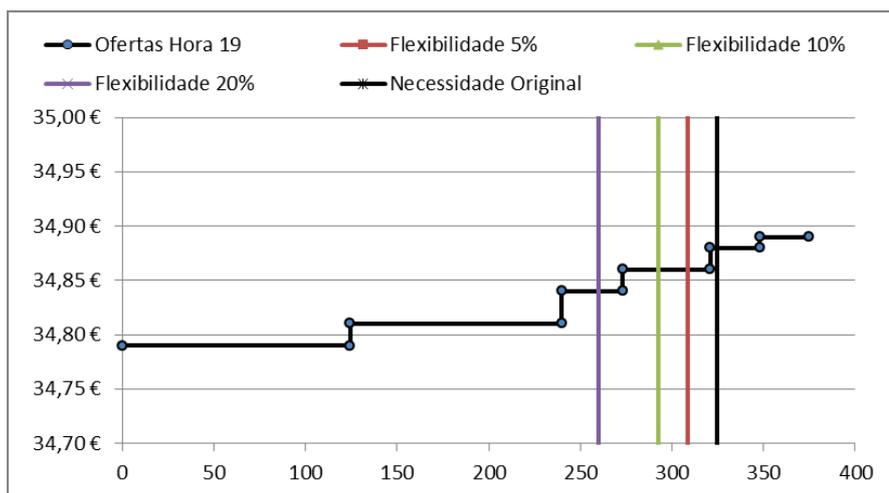


Figura 4.163 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária com diversos níveis de flexibilidade para hora 19.

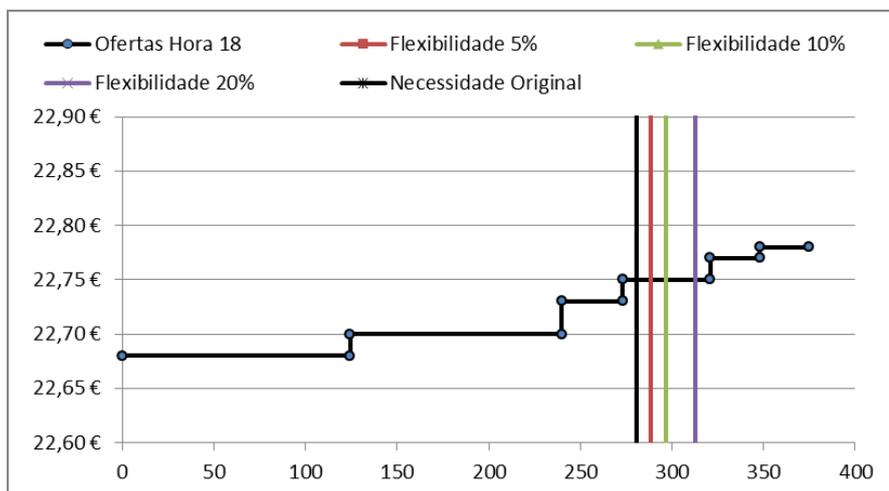


Figura 4.164 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária com diversos níveis de flexibilidade para hora 18.

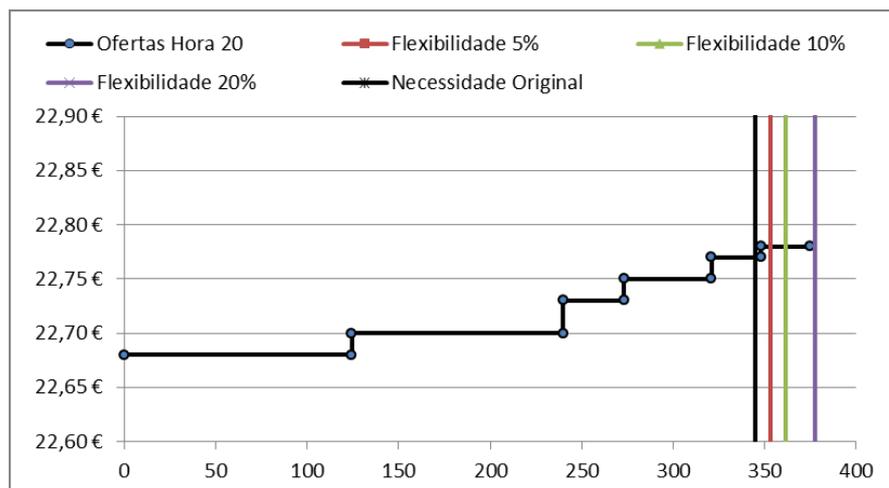


Figura 4.165 - Curva de ofertas e necessidades de reserva secundária com diversos níveis de flexibilidade para hora 20.

Na Figura 4.163 verifica-se que com flexibilidades de 5 e 10% a última proposta aceite passa a ser a imediatamente anterior à aceite originalmente e para uma flexibilidade de 20% a última proposta a ser aceite é a segunda que antecede a original. Desta forma, quer os preços, quer as quantidades contratadas são reduzidos. A Figura 4.164 demonstra que a deslocação de consumo para a hora 18 não traz impactos no que diz respeito à contratação de reserva secundária nessa hora. Relativamente à hora 20, o deslocamento de consumo faz com que a proposta com preço mais elevado à originalmente aceite tenha de ser considerada. De facto, para uma flexibilidade de 20%, a última proposta em mercado não é suficiente para cobrir as necessidades para essa hora, como se verifica na Figura 4.165.

Tabela 4.42 e Tabela 4.43 refletem as diferenças na remuneração e proveitos provenientes da aplicação das tarifas dinâmicas.

Tabela 4.42 - Quantidades contratadas, preços e diferenças de remuneração para as horas 18, 19 e 20 e diversos níveis de flexibilidade.

		Preço (€/MW)	Quantidade contratada (MW)	Diferença de Remuneração (€)
Hora 18	Original	22.75	321	/
	Flexibilidade 5%	22.75	321	0
	Flexibilidade 10%	22.75	321	0
	Flexibilidade 20%	22.75	321	0
Hora 19	Original	34.88	348	/
	Flexibilidade 5%	34.86	321	-948.18
	Flexibilidade 10%	34.86	321	-948.18
	Flexibilidade 20%	34.84	273	-2626.92
Hora 20	Original	22.75	321	/
	Flexibilidade 5%	22.78	375	618.54
	Flexibilidade 10%	22.78	375	618.54
	Flexibilidade 20%	22.78	377.43	673.90

Tabela 4.43 - Proveitos provenientes da aplicação de tarifas dinâmicas para a hora 19

	Benefícios (€)
Flexibilidade 5%	329.64
Flexibilidade 10%	329.64
Flexibilidade 20%	1953.02

A Tabela 4.43 apresenta os benefícios provenientes da aplicação do esquema de tarifas dinâmicas, nomeadamente pelo deslocamento de consumo em horas de ponta para horas laterais. De facto, a situação anteriormente analisada, traduz o que seriam as condições ideais para a aplicação deste tipo de esquemas tarifários (i.e., as horas laterais às horas identificadas como sendo de ponta apresentam preços de contratação de banda de reserva secundária inferiores ao preço nas referidas horas de ponta). Analisando as 50 horas mais carregadas de 2014 verifica-se que esta situação ideal dificilmente ocorre, uma vez que, mesmo para a hora analisada, as horas laterais são também elas, horas críticas, sendo que o consumo a ser deslocado teria de ser alocado em horas bastante distantes, em que com alguma frequência os preços de banda de reserva secundária são superiores aos das horas de ponta. Com efeito, verifica-se que, normalmente, durante as 24 horas de um dia os preços de contratação de reserva secundária são superiores durante a madrugada, facto relacionado com uma maior preponderância da produção eólica nesse período e devido ao seu carácter imprevisível e intermitente. Para além disso, existem de facto diversas situações em que, apesar de as horas laterais não serem de ponta, estas apresentam preços mais elevados para a banda de reserva secundária do que a hora de ponta, levando a que em vez de proveitos, a aplicação de tarifas dinâmicas origine um aumento de custos.

Por tudo isto, concluiu-se que o impacto da implementação de um sistema tarifário com base em tarifas dinâmicas será em geral muito reduzido, sendo que existe mesmo a possibilidade de se verificarem prejuízos monetários referentes à contratação de reserva secundária. Deste modo, a análise para a situação de apenas 70% de carga disponível no mercado torna-se desnecessária, uma vez que a já realizada correspondia a uma abordagem otimista quando comparada com esta.

Para além da contratação de banda de reserva secundária, o Operador de Sistema contrata igualmente energia de regulação terciária, sendo o preço horário de contratado para esta energia utilizado igualmente para remunerar a energia de regulação secundária que for efetivamente utilizada dentro da banda de regulação secundária já referida. A contratação de energia de regulação terciária é realizada num mercado de tipo marginalista em que, para cada hora, as propostas de disponibilização deste recurso são ordenadas por ordem crescente de preço e a curva agregada assim obtida é intersetada com a quantidade de energia a contratar definida pelo Operador de Sistema. De acordo com as regras da UCTE/ENTSOE, a energia de regulação terciária a contratar deverá permitir cobrir a falha do maior grupo que venha a estar em operação em cada hora, acrescida de 2% da carga prevista para essa hora. Nestas condições, a estimativa do impacto de deslocações de consumo de horas de ponta para horas laterais exigiria a verificação do impacto dessas deslocações no despacho obtido no MIBEL para cada hora em estudo para, em seguida, se verificar se ocorreu alguma alteração no grupo de maior potência que tenha sido despachado. Em qualquer caso, a consulta dos dados de ofertas de energia de regulação terciária no site do Operador de Sistema permite verificar que:

- em diversos dias, o preço da energia de regulação terciária sofre muito poucas variações ao longo das horas do dia. Por exemplo, no dia 21 de julho de 2015 o preço da energia de reserva a subir manteve-se estabilizada em cerca de 85 €/MWh entre as horas 10 e 21 e o preço da energia de reserva a descer manteve-se estabilizado em cerca de 40 €/MWh entre as horas 12 e 24. Nestes dias a deslocação de consumos de horas críticas para horas laterais poderá ter um impacto negligenciável do ponto de vista de custo de contratação de energia de reserva terciária uma vez que se esses encargos poderão reduzir-se nas horas críticas, poderão todavia aumentar nas horas laterais. A Figura 4.166 refere-se a um dos dias críticos identificados anteriormente e ajuda a ilustrar a pouca variação do preço da energia de regulação terciária durante o dia;
- em alguns outros dias, o preço da energia de regulação terciária assume valores mais reduzidos nas horas consideradas como críticas em termos do estudo que tem vindo a ser realizado, e mais elevados nas horas laterais. Uma situação deste género ocorre por exemplo no dia 21 de junho de 2015 em que o preço desta energia de reserva foi de 48 €/MWh 19 a 24 e se elevou para 67 e 99 €/MWh nas horas 15 a 18. Neste caso, a deslocação de consumos de uma hora crítica para horas laterais poderia revelar-se desfavorável tendo em conta estas diferenças de preços. A Figura 4.167 mostra como as horas laterais às normalmente consideradas como críticas podem apresentar preços de energia de regulação terciária bastante superiores aos registados para as últimas.

Preço de Reserva de Regulação

2014-01-28 →						
HORAS ⁱ		2014-01-28				
HORA	Energia Secundária		Energia Reserva		Preço	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
1	39,9	0,0	197,0	84,0	22,12	0,00
2	80,5	0,0	149,4	71,0	22,12	0,00
3	86,2	0,0	64,5	0,0	22,12	
4	0,0	3,2	9,2	61,9	22,12	0,00
5	43,8	0,0	0,0	174,2	25,00	0,00
6	0,0	33,7	0,0	209,8		0,00
7	51,3	0,0	0,0	491,1	25,00	0,00
8	129,7	0,0	0,0	356,1	40,00	0,00
9	123,8	0,0	0,0	132,3	40,00	0,00
10	28,2	0,0	0,0	72,2	40,00	5,00
11	0,0	38,3	260,0	0,0	45,00	2,00
12	84,7	0,0	286,6	0,0	45,00	
13	37,8	0,0	374,8	0,0	45,00	
14	0,0	18,7	484,8	0,0	45,00	0,00
15	19,6	0,0	422,5	0,0	45,00	
16	0,0	25,4	496,8	0,0	45,00	0,00
17	46,4	0,0	254,4	14,2	45,00	0,00
18	35,4	0,0	153,0	0,0	45,00	
19	41,0	0,0	71,0	3,0	45,00	0,00
20	120,6	0,0	0,0	154,0	40,00	2,00
21	27,3	0,0	0,0	53,0	40,00	6,87
22	78,2	0,0	0,0	56,0	30,00	0,00
23	69,9	0,0	21,0	34,6	30,00	0,00
24	56,0	0,0	90,0	169,5	45,00	0,00

Unidades: MWh; €/MWh

Figura 4.166 - Preço de reserva de regulação para o dia 2014-01-28 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt).

Preço de Reserva de Regulação

2014-02-17 →

HORAS i		2014-02-17				
HORA	Energia Secundária		Energia Reserva		Preço	
	Subir	Descer	Subir	Descer	Subir	Descer
1	79,9	0,0	0,0	240,0	30,00	0,00
2	58,2	0,0	0,0	225,0	20,00	0,00
3	19,2	0,0	17,4	209,0	20,00	0,00
4	20,3	0,0	0,0	238,9	20,00	0,00
5	11,1	0,0	0,0	362,8	10,00	0,00
6	0,0	19,8	0,0	379,7		0,00
7	61,7	0,0	0,0	72,0	10,00	0,00
8	108,8	5,4	21,3	131,4	10,00	0,00
9	93,4	0,0	11,4	55,3	10,00	0,00
10	12,0	18,0	0,0	176,2	38,00	0,00
11	17,6	8,8	0,0	182,1	38,00	0,00
12	17,3	6,2	0,0	47,7	38,00	0,00
13	17,7	2,3	0,0	21,0	38,00	0,00
14	57,0	0,0	98,3	0,0	45,00	
15	86,9	0,0	179,0	0,0	45,00	
16	149,0	0,0	426,0	0,0	42,00	
17	28,7	0,0	272,0	0,0	160,00	
18	88,9	0,0	2,8	0,0	55,00	
19	0,0	22,8	0,0	35,0		0,00
20	9,9	109,8	0,0	133,3	50,00	0,00
21	15,5	9,0	0,0	162,1	50,00	0,00
22	27,8	0,0	0,0	76,0	50,00	27,00
23	0,0	11,7	0,0	139,2		0,00
24	2,3	41,7	0,0	404,8	40,00	0,00

Unidades: MWh; €/MWh

Figura 4.167 - Preço de reserva de regulação para o dia 2014-02-17 (fonte: SIMEE - Sistema de Informação de Mercados de Energia, www.ren.mercado.pt)

Assim, e como conclusão geral desta avaliação, estima-se que o impacto da adoção de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas nos encargos associados à contratação de banda de reserva secundária e à utilização de energias de regulação secundária e terciária sejam negligenciáveis, podendo mesmo existir situações em que se admite que esses encargos podem ser mais elevados do que na situação atual.

Capítulo 5

Análise Benefício - Custo

Neste Capítulo 5 será realizada a Análise Benefício - Custo relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas no acesso às redes em Portugal Continental, considerando o período de implementação 2015-2030. Esta análise estará baseada nas 100 horas mais carregadas do ano e considerando que 100% da energia transacionada em mercado se encontra disponível para deslocamento de consumo. Relativamente à flexibilidade, foi considerado um nível de 5% por se considerar ser este o valor mais realista tendo em conta os resultados reportados em diversos elementos bibliográficos analisados e que foram igualmente partilhados e aceites pela EDP Distribuição e pela ERSE em diversas reuniões que decorreram desde o início deste estudo.

Os custos de implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas são apresentados no Anexo A: Identificação de Custos de Implementação de Tarifas Dinâmicas - EDP Distribuição. Com base nos pressupostos apresentados nesse anexo, e considerando o período em análise desde o ano 2015 até ao ano 2030 já mencionado na Secção 4.3, os custos relativos ao projeto-piloto serão alocados ao ano inicial, ano de 2015. Por seu lado, os custos associados a uma implementação generalizada destas opções tarifárias foram uniformemente distribuídos pelos restantes 15 anos do período estudado, sendo os valores anuais assim obtidos atualizados à taxa anual de 2,5%, já utilizada no Capítulo 4 para atualizar o valor das Tarifas de Vendas a Clientes Finais. Os valores alocados ao longo do período de implementação foram em seguida contabilizados de acordo com o conceito de Valor Atualizado Líquido a uma taxa de atualização de 6,75%, igualmente já utilizada ao longo do Capítulo 4. Os valores anuais resultantes deste processo bem como o valor total são apresentados na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 - Alocação de custos de implementação identificados pela EDP

Ano	Custo atualizado
2015	176.000,00 €
2016	179.234,97 €
2017	172.099,15 €
2018	165.247,43 €
2019	158.668,49 €
2020	152.351,48 €
2021	146.285,97 €
2022	140.461,93 €
2023	134.869,77 €
2024	129.500,25 €
2025	124.344,50 €
2026	119.394,02 €
2027	114.640,63 €
2028	110.076,48 €
2029	105.694,04 €
2030	101.486,08 €
Total	2.230.355,21 €

De acordo com a informação apresentada anteriormente os custos de implementação dos projetos piloto e destas opções tarifárias de forma generalizada para o período 2015-2030 correspondem assim a 2.230.355,21 €.

Por seu lado, os benefícios resultantes da implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas no acesso às redes em Portugal Continental resultam da análise levada a cabo ao longo do Capítulo 4, sendo adicionadas diversas parcelas de modo a obter o benefício total. Esta informação é apresentada na Tabela 5.2.

Tabela 5.2 - Proveitos provenientes da implementação de Tarifas Dinâmicas

		Montante
Benefício Social	Tabela 4.14	7.694,22 €
Perdas	Tabela 4.20	168,684.66 €
Diferimento de Investimentos	Tabela 4.38	9.194.250,65 €
Total		9.370.629,53 €

O diferencial entre o benefício e o custo totais resultantes da aplicação destas opções tarifárias é finalmente apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Diferencial entre proveitos e custos da implementação de Tarifas Dinâmicas

Custos	- 2.230.355,21 €
Benefício	9.370.629,53 €
Total	7.140.274,32 €

A implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas no acesso às redes em Portugal Continental, considerando uma análise assente nas 100 horas mais carregadas e a existência de 100% de energia disponível no mercado para uma flexibilidade de carga de 5%, permitirá portanto obter um benefício líquido de 7.140.274,32 € considerando um horizonte de 16 anos.

Capítulo 6

Planos de Implementação dos Projetos Piloto

6.1. Aspetos Gerais

Neste Capítulo serão detalhados os Planos de Implementação de dois Projetos Pilotos. A conceção destes dois projetos piloto resultou da informação que foi sendo obtida desde o início deste trabalho em março de 2015, das experiências internacionais e da bibliografia publicada sobre este tema e das reflexões e conclusões de múltiplas reuniões que tiveram lugar deste março de 2015.

Os objetivos a atingir com a realização dos projetos piloto estão relacionados com a obtenção de informação mais realista sobre o grau de adesão dos consumidores às novas opções tarifárias, incluindo a avaliação das transferências de consumos de horas declaradas como críticas para horas laterais, a permanência ou manutenção do grau de adesão ao longo de todo o período de realização desses projetos piloto, a avaliação dos custos e dos benefícios em condições reais de implementação das novas opções tarifárias e a identificação de dificuldades ou custos e benefícios adicionais que possam não ter sido adequadamente avaliados até este momento. É ainda importante avaliar o impacto que as transferências de consumos induzidas por via das novas opções tarifárias poderão significar em termos da faturação do uso das redes uma vez que este é um aspeto crucial da regulação tarifária. No final dos projetos piloto, a informação recolhida deverá permitir atualizar a Análise Custo Benefício apresentada no Capítulo 5 procurando concluir de um modo mais robusto do interesse em incluir as novas opções tarifárias na regulamentação a aplicar em Portugal Continental.

De todas estas reflexões e tendo em conta o resultado positivo da Análise de Custo Benefício que foi obtido, ficou claro que um dos Projetos Piloto se deveria referir à introdução de opções dinâmicas no Acesso às Redes em Portugal Continental em MAT, AT e MT, tal como aliás se encontra previsto na regulamentação emitida pela ERSE. O Plano de Implementação que se detalha na Secção 6.2 aborda os pontos elencados pela ERSE no Documento Complementar ao Regulamento Tarifário emitido em dezembro de 2014.

Para além deste projeto piloto, designado de ProjP1, é igualmente proposto um segundo projeto piloto, designado de ProjP2 em que se prevê a introdução de uma tarifa *Time of Use* Estática considerando 6 períodos horários com a qual se pretende avaliar o comportamento dos consumidores que integrarão este piloto a um novo desenho dos períodos horários. A definição destes novos 6 períodos horários e respetivos níveis de preços serão alvo de documento próprio a emitir pela ERSE e pretende-se que esses períodos, a sua duração e localização e os preços associados sejam mais aderentes aos níveis de utilização das redes de modo a que as tarifas e preços possam acompanhar e refletir de uma forma mais eficiente os custos das redes.

Assinala-se que os aspetos referentes à localização e duração dos períodos horários e aos níveis de preços a considerar nos Projetos Piloto ProjP1 e ProjP2 serão alvo da emissão de documentos próprios a realizar pela ERSE pelo que este texto remete para esses documentos sempre que tal for necessário.

6.2. Projeto Piloto ProjP1 - Tarifas Dinâmicas de tipo Critical Peak Pricing, CPP

6.2.1 Tipologia da Tarifa Dinâmica

Este projeto piloto corresponde à implementação de Tarifas Dinâmicas de tipo *Critical Peak Pricing*, CPP incidindo sobre o acesso às redes em MAT, AT e MT. Esta opção deve-se ao facto desta metodologia de opções dinâmicas ser a que tem maior aplicação em experiências internacionais reportadas no Capítulo 3 e de, por outro lado, corresponder à que melhor se adequa aos objetivos a atingir em termos de introdução de um novo mecanismo ao dispor do ORD para lidar com situações excecionais que tenham implicações na gestão das redes de distribuição.

As variáveis de faturação são a potência contratada, a energia ativa com seis períodos horários, designados de P1 a P6, e a energia reativa. A definição destes períodos horários (incluindo a sua duração e localização, bem como os níveis de preços associados) será alvo de documento específico a emitir pela ERSE. As horas críticas a declarar pelo ORD de acordo com as indicações em 6.2.3 e 6.2.4 estarão necessariamente incluídas nos períodos P1, P2 ou P3.

6.2.2 Duração do projeto piloto

Este projeto piloto terá a duração de doze meses e terá início a 1 de janeiro de 2017.

6.2.3 Número de períodos críticos por ano

Por ano a EDP Distribuição declarará 25 eventos críticos, correspondentes a 25 períodos críticos.

6.2.4 Duração dos períodos críticos

Cada um dos períodos críticos terá a duração de 4 horas consecutivas pelo que, no seu conjunto a EDP Distribuição, declarará 100 horas como críticas ao longo de um ano.

A declaração obrigatória pelo ORD de 25 eventos críticos, cada um deles com a duração fixa de 4 horas, é justificada pela necessidade de prever de um modo menos complexo e mais robusto o impacto que esta opção tarifária poderá ter na remuneração regulada do ORD e assim evitar desvios inter anuais mais significativos que possam ter de ser incorporados na regulação tarifária de anos posteriores.

6.2.5 Antecedência de notificação

A EDP Distribuição notificará os intervenientes (REN, comercializadores e clientes envolvidos) com uma antecedência que se situará no intervalo entre 48 e 60 horas em relação à hora de início do período crítico. Assim, e a título de exemplo, a declaração de um evento crítico na hora 24 de um dia d deverá ser realizada entre a hora 12 e a hora 24 do dia d-2.

Como se referiu anteriormente, uma vez declarado, um período crítico terá a duração de 4 horas. O número de horas de antecedência da notificação será fixado pela ERSE em regulamentação específica tendo em conta o intervalo indicado. Este intervalo permite considerar que o mercado diário para o dia d encerra ao final da manhã do dia $d-1$ e, por outro lado, não sendo a antecedência de notificação excessivamente alongada não ficará comprometida a qualidade das previsões que o ORD terá de realizar relativamente à possível ocorrência de eventos críticos. Este aspeto é essencial uma vez que será necessário que as previsões a realizar pelo ORD não comprometam o racional associado à introdução de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas. Em todo o caso, se a declaração de um evento crítico incidir apenas sobre uma ou mais DRC's e não sobre a totalidade do território de Portugal Continental, poderá admitir-se que a antecedência de notificação seja mais reduzida de modo a continuar a garantir uma boa qualidade das previsões tendo em vista a necessidade de prever valores de consumos e de PRE por DRC.

6.2.6 Tipo de notificação

A EDP Distribuição anunciará no portal relativo a este projeto piloto a declaração de um período crítico tendo em conta a antecedência referida no ponto anterior. Por outro lado, notificará igualmente as entidades envolvidas (comercializadores, REN e clientes) dessa declaração por email e sms. Para este efeito, o documento referido em 6.2.8 incluirá necessariamente a especificação dos endereços eletrónicos e dos contactos telefónicos a utilizar para este efeito e previamente indicados por cada entidade participante.

6.2.7 Níveis de preços

As novas opções tarifárias por uso das redes serão baseadas em 6 períodos horários, designados de P1 a P6. A localização temporal destes períodos bem como os níveis de preços correspondentes serão alvo de documento a emitir pela ERSE. As horas que o ORD poderá declarar como críticas deverão obrigatoriamente localizar-se nos períodos P1, P2 ou P3.

6.2.8 Natureza da obrigação e formalização do contrato

A participação dos clientes é voluntária, nos níveis de tensão a que este projeto piloto se destina. Para os clientes que aceitem participar no programa a EDP Distribuição promoverá a assinatura de um documento envolvendo igualmente os comercializadores, tal como se indica no ponto 6.2.10.

6.2.9 Critério de desencadeamento

A EDP Distribuição realizará estimativas de consumos por DRC e obterá previsões dos níveis de produção da PRE ligada a cada DRC de modo a estimar os níveis de utilização dos equipamentos das redes de cada DRC. Estas estimativas serão complementadas por previsões meteorológicas a três dias por forma a antecipar situações extremas do ponto de vista de utilização das redes. Estas previsões meteorológicas poderão corresponder às temperaturas e intensidade de vento a considerar na obtenção das estimativas de consumos e de produção da PRE. Como se referiu, estas estimativas de consumos e de produção da PRE poderão, se tal se justificar, ser obtidas por DRC de modo a viabilizar a possibilidade de declarar períodos críticos apenas nas DRC em que tal for necessário.

6.2.10 Participação dos comercializadores

A EDP Distribuição promoverá a assinatura de um documento envolvendo os clientes elegíveis e os comercializadores. Neste documento serão especificadas as condições de participação dos clientes e procurar-se-á igualmente assegurar que os comercializadores transmitam os sinais de preço do acesso às redes aos seus clientes.

6.2.11 Clientes elegíveis

Serão selecionados 100 clientes em MAT, AT e MT. Esta seleção será realizada de modo a assegurar a participação de 1 a 5 clientes em MAT, de 20 a 30 clientes em AT e de 70 a 90 clientes em MT. Ao selecionar os clientes que irão participar neste projeto piloto procurar-se-á tanto quanto possível atender à sua distribuição geográfica, nível de tensão, tipo de atividade, consumo anual e diagrama de carga, de modo a obter informação mais detalhada e discriminada sobre o grau de adesão dos clientes às novas opções tarifárias e ao impacto que possíveis alterações nos diagramas de carga induzidas pelas novas opções tarifárias possam ter na exploração das redes.

6.2.12 Condições de faturação

Os clientes participantes serão faturados de acordo com os consumos reais e utilizando as tarifas reguladas de acesso às redes segundo a tipologia tradicional e atualmente em vigor.

No final de cada mês será disponibilizada na área reservada a cada cliente no portal a criar pela EDP Distribuição a faturação resultante da aplicação das novas opções tarifárias.

Admitindo que este projeto piloto tem a duração de um ano e se inicia a 1 de janeiro de 2017, em julho de 2017 e em janeiro de 2018 será obtida a diferença entre a soma das faturas mensais efetivamente realizadas nos seis meses anteriores e a soma das faturas mensais que seriam enviadas ao consumidor participante de acordo com as novas opções tarifárias igualmente nos seis meses anteriores. Sendo esta diferença positiva, a diferença assim obtida será atribuída pela EDP Distribuição ao cliente a título de prémio de participação no projeto piloto. Sendo negativa, o consumidor participante não terá direito a receber qualquer prémio e não terá igualmente qualquer encargo adicional.

De modo a limitar o eventual impacto que a atribuição destes prémios poderá vir a assumir na remuneração do ORD sugere-se a especificação de um limite máximo para o montante a atribuir semestralmente a cada participante. Este limite poderá estar indexado ao valor da faturação do acesso às redes paga por cada participante no ano anterior ao da realização do projeto piloto de modo a permitir que aos clientes de maior dimensão possa igualmente ser atribuído um prémio mais elevado. Finalmente, e no sentido de assegurar que a implementação deste projeto piloto será neutra do ponto de vista remuneratório, sugere-se que a ERSE considere os montantes dos prémios atribuídos aos participantes como desvio na regulação tarifária do ano N+2, sendo N o ano que se realiza o projeto piloto.

6.3. Projeto Piloto ProjP2 - Tarifa Time of Use estática de acesso às redes com super ponta

6.3.1 Tipologia da Tarifa Time of Use Estática

Tarifa de tipo Time of Use, ToU, estática em que as variáveis de faturação são a potência contratada, energia ativa com seis períodos horários, designados de P1 a P6, e a energia reativa. A definição destes períodos horários (incluindo a sua duração e localização, bem como os níveis de preços associados) será alvo de documento específico a emitir pela ERSE.

6.3.2 Duração do projeto piloto

Este projeto piloto terá a duração de doze meses e terá início a 1 de janeiro de 2017.

6.3.3 Número de períodos críticos por ano

Não aplicável.

6.3.4 Duração dos períodos críticos

Não aplicável.

6.3.5 Antecedência de notificação

Não aplicável.

6.3.6 Tipo de notificação

Não aplicável.

6.3.7 Níveis de preços e definição dos períodos tarifários horários

A fixar em documento específico a emitir pela ERSE.

6.3.8 Natureza da obrigação e formalização do contrato

A participação dos clientes é voluntária, nos níveis de tensão a que este projeto piloto se destina. Para os clientes que aceitem participar no projeto, a EDP Distribuição promoverá a assinatura de um documento envolvendo igualmente os comercializadores, tal como se indica no ponto 6.3.10.

6.3.9 Critério de desencadeamento

Não aplicável.

6.3.10 Participação dos comercializadores

A EDP Distribuição promoverá a assinatura de um documento envolvendo os clientes elegíveis e os comercializadores. Neste documento serão especificadas as condições de participação dos clientes e procurar-se-á igualmente assegurar que os comercializadores transmitam os sinais de preço do acesso às redes aos seus clientes.

6.3.11 Clientes elegíveis

Serão selecionados 100 clientes em MAT, AT e MT. Esta seleção será realizada de modo a assegurar a participação de 1 a 5 clientes em MAT, de 20 a 30 clientes em AT e de 70 a 90 clientes em MT. Ao selecionar os clientes que irão participar neste projeto piloto procurar-se-á tanto quanto possível atender à sua distribuição geográfica, nível de tensão, tipo de

atividade, consumo anual e diagrama de carga, de modo a obter informação mais detalhada e discriminada sobre o grau de adesão dos clientes às novas opções tarifárias e ao impacto que possíveis alterações nos diagramas de carga induzidas pelas novas opções tarifárias possam ter na exploração das redes.

6.3.12 Condições de faturação

Os clientes participantes serão faturados de acordo com os consumos reais e utilizando as tarifas reguladas de acesso às redes segundo a tipologia tradicional e atualmente em vigor.

No final de cada mês será disponibilizada na área reservada a cada cliente no portal a criar pela EDP Distribuição a faturação resultante da aplicação das novas opções tarifárias.

Admitindo que este projeto piloto tem a duração de um ano e se inicia a 1 de janeiro de 2017, em julho de 2017 e em janeiro de 2018 será obtida a diferença entre a soma das faturas mensais efetivamente realizadas nos seis meses anteriores e a soma das faturas mensais que seriam enviadas ao consumidor participante de acordo com as novas opções tarifárias igualmente nos seis meses anteriores. Sendo esta diferença positiva, a diferença assim obtida será atribuída pela EDP Distribuição ao cliente a título de prémio de participação no projeto piloto. Sendo negativa, o consumidor participante não terá direito a receber qualquer prémio e não terá igualmente qualquer encargo adicional.

De modo a limitar o eventual impacto que a atribuição destes prémios poderá vir a assumir na remuneração do ORD sugere-se a especificação de um limite máximo para o montante a atribuir semestralmente a cada participante. Este limite poderá estar indexado ao valor da faturação do acesso às redes paga por cada participante no ano anterior ao da realização do projeto piloto de modo a permitir que aos clientes de maior dimensão possa igualmente ser atribuído um prémio mais elevado. Finalmente, e no sentido de assegurar que a implementação deste projeto piloto será neutra do ponto de vista remuneratório, sugere-se que a ERSE considere os montantes dos prémios atribuídos aos participantes como desvio na regulação tarifária do ano $N+2$, sendo N o ano que se realiza o projeto piloto.

6.4. Indicadores de acompanhamento dos projetos piloto

Os KPI técnicos deverão ser baseados em indicadores objetivos, definidos com base em medidas diretas ou estimativas.

Um dos pontos principais consiste na avaliação de alterações de comportamento dos consumidores, que se espera traduzido em modificações do seu diagrama de carga. A avaliação destas modificações deverá ser realizada por comparação entre o diagrama na situação real (ambiente de aplicação das tarifas dinâmicas no projeto ProjP1 ou da inclusão de 6 períodos horários no projeto ProjP2) e a estimativa do que seria o diagrama nas circunstâncias de referência (sem tarifas dinâmicas ou com 6 períodos horários, respetivamente).

Esta estimativa poderá ser baseada no comportamento passado do consumidor em contextos semelhantes. Note-se que esta abordagem pressupõe regularidade de diagramas, sem a qual não será possível realizar esta estimativa. O processo de previsão do diagrama poderá ser complementado com inquéritos ao consumidor sobre as medidas por ele tomadas

como reação ao alerta de hora crítica ou à ocorrência de períodos com preços mais elevados no âmbito da tarifa *Time of Use* Estática prevista no ProjP2.

Os resultados (diferenças entre diagramas) determinados para o conjunto dos consumidores dos dois projetos piloto serão depois generalizados para o consumo global. Neste ponto, deve-se ter em consideração a representatividade de cada consumidor ou grupo de consumidores.

Uma vez conhecidas estas estimativas e estas diferenças será possível estimar em seguida os seguintes KPI:

1. Percentagem de consumidores que responderam positivamente (capacidade de atração de cada uma das opções tarifárias propostas);
2. Redução esperada da ponta;
3. Redução no consumo nas horas críticas ou de super ponta;
4. Redução no consumo total;
5. Poupança do consumidor com a conta da eletricidade;
6. Redução esperada das perdas;
7. Capacidade de previsão dos períodos críticos. Pretende-se verificar se a qualidade da previsão do diagrama nestas zonas (amplitude e localização temporal) permite uma identificação eficiente dos períodos críticos. Um dos aspetos que importará analisar diz respeito à avaliação da qualidade de previsão de eventos críticos a 1, 2 e 3 dias de antecedência, de modo a caracterizar os erros típicos associados. Esta análise, a realizar pelo ORD, poderá permitir a recolha de informação muito útil para a correta definição da antecedência de notificação dos eventos críticos. Isto pressupõe a monitorização também de consumidores sem tarifas dinâmicas de modo a evidenciar o comportamento base nestes períodos.

No âmbito do projeto ProjP1, a declaração de horas críticas deverá ser feita em função do trânsito esperado nas redes (consumo afetado da PRE em cada nível de tensão e DRC), o que requer a necessidade de prever com grande precisão (em termos de magnitude e também em termos temporais e eventualmente com discriminação por DRC) o consumo e a produção PRE. Uma vez que a PRE apresenta uma componente marcante de produção intermitente (eólica e fotovoltaica), é também importante avaliar a sensibilidade destes resultados em função dos desvios de previsão. Por exemplo, se o período crítico previsto for [18:00;21:00] mas se de facto ocorrer em [19:00; 22:00] pretende-se obter alguma indicação das consequências deste desvio.

Capítulo 7

Conclusões

Este documento corresponde ao relatório final previsto no contrato de prestação de serviços e de consultoria técnica estabelecido entre a EDP Distribuição e o INESC TEC relativo ao estabelecimento de Tarifas Dinâmicas no Acesso às Redes do Sistema Elétrico Nacional. Este contrato decorre do estipulado na regulamentação em vigor, nomeadamente no que se refere à realização de projetos piloto pela EDP Distribuição e apresentação dos resultados obtidos à ERSE, considerando a implementação de tarifas dinâmicas referentes ao acesso às redes em MAT, AT e MT. Para além dos resultados obtidos através da Análise de Custo Benefício que foi realizada em relação à introdução de opções dinâmicas no Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental, este documento incluindo também no Capítulo 6 os Planos de Implementação de dois projetos piloto delineados para avaliar e validar de um modo mais realista informações e resultados que foram sendo obtidos desde março de 2015.

Em relação ao texto que agora se apresenta consideramos necessário assinalar os pontos seguintes:

- Em primeiro lugar, este texto alarga e enriquece um relatório preparado em Março de 2015 em que se identificavam as metodologias que permitem implementar opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas. Como se assinalou na altura, estas alternativas apresentam diversas vantagens e desvantagens sendo, assim, importante avaliar esses diversos aspetos para selecionar as opções mais interessantes a implementar nos pilotos;
- Por outro lado, esse relatório inicial descrevia diversas experiências internacionais que foram identificadas e que apontavam desde logo para a implementação de tarifas dinâmicas abrangendo tarifas integrais e não apenas os valores referentes ao acesso às redes. Este ponto é importante por duas razões. Por um lado, porque o peso dos termos de acesso às redes nas tarifas em MT, AT e MAT é reduzido e diminui à medida que o nível de tensão se eleva. Nestas condições, a atratividade das opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas incidindo apenas no acesso às redes poderá revelar-se escassa. Em segundo lugar e relacionado com o aspeto anterior, parece daí decorrer que o sucesso na implementação destas opções tarifárias poderá depender fortemente das opções que forem assumidas neste domínio pelos comercializadores. Neste sentido, poderia ser útil encarar a possibilidade de realizar ofertas em mercado de tarifas integrais de modo a assegurar que os comercializadores integrassem de modo adequado nas suas ofertas os sinais associados às tarifas de acesso às redes;
- Este documento inclui agora um conjunto alargado de informação adicional que viabilizou a realização de uma Análise Benefício-Custo relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas. Assim, o Capítulo 4 caracteriza o consumo de energia elétrica nos diversos níveis de tensão e por DRC e identifica as

horas de maior consumo ao longo do ano. Os resultados obtidos permitem verificar que existem alguns pontos comuns aos diversos níveis de tensão e DRC's mas que, em alguns casos, existem particularidades que deverão ser consideradas ao desenhar os projectos piloto previstos na legislação ou, numa fase posterior, ao implementar de forma generalizada estas opções tarifárias;

- Por outro lado, o Capítulo 4 apresenta ainda estimativas dos benefícios que se poderão obter ao longo de um período de 15 anos devido à aplicação destas opções tarifárias no acesso às redes. Estes benefícios foram estimados em relação ao impacto de deslocações de consumos na Função de Benefício Social associada ao mercado diário de electricidade, à possibilidade de redução perdas nas redes, ao diferimento de investimentos e ao impacto na contratação de banda de reserva secundária e de energias de regulação secundária e terciária. Os resultados obtidos para o período de 16 anos permitem concluir que o diferimento de investimentos corresponde ao elemento mais preponderante, estimando-se que o benefício a ele associado corresponde a 9.194.250,65 €. O benefício total decorrente da implementação destas opções tarifárias foi estimado em 9.370.629,53 €. A proximidade do benefício estimado para o diferimento dos investimentos em relação ao total permite evidenciar que este corresponde com efeito à parcela dominante;
- Por seu lado, a EDP Distribuição estimou os custos de implementação dos projetos piloto bem como os custos decorrentes de uma implementação generalizada destas opções tarifárias. Estes custos foram distribuídos pelo período em estudo, foram atualizados anualmente à taxa de 2,5 % e foram finalmente referidos para o ano inicial utilizando a taxa anual de 6,75 %. O custo total assim obtido foi de 2.230.355,21 €;
- Nestas condições, a Análise Benefício - Custo realizada para o período de 15 anos conduz-nos ao benefício líquido de 7.140.274,32 € por aplicação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas ao longo de um período de 16 anos no acesso às redes em Portugal Continental;
- A finalizar assinala-se que um dos pressupostos inerentes a esta iniciativa será substituir parte do investimento em infraestruturas (redes) por alterações comportamentais induzidas por tarifas dinâmicas, com a expectativa de que estas alterações possam conduzir a poupanças a nível dos investimentos em rede. Isto significa que, a ser implementado, o modelo de tarifas dinâmicas será capaz de reduzir as pontas extremas e, deste modo, permitir um melhor aproveitamento das infraestruturas resultante do aplanamento dos diagramas de carga. Do mesmo modo, a eventual revogação no futuro das opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas poderá reverter a situação, fazendo renascer as pontas extremas. Esta possibilidade terá que ser acautelada, de modo a evitar possíveis problemas de incapacidade de satisfação da carga nos extremos. Note-se que o sucesso do modelo de tarifas dinâmicas se mede quase exclusivamente pelos investimentos evitados, o que significa que a infraestrutura estará menos robusta comparativamente à situação em que este modelo não fosse aplicado. Ou seja, passar de uma situação que incluía



tarifas dinâmicas para uma situação sem tarifas dinâmicas poderá exigir investimentos consideráveis urgentes.

Na parte final deste Documento, Capítulo 6, foram detalhados os Planos de Implementação dos Projetos Piloto tendo em conta os aspetos considerados no Documento Complementar ao Regulamento Tarifário em que a ERSE estabelece que estes Planos deverão conter informação fundamentada sobre a tipologia das tarifas dinâmicas, número de períodos críticos por ano, duração dos períodos críticos, antecedência de notificação, tipo de notificação, níveis de preços, natureza da obrigação, critério de desencadeamento, participação dos comercializadores e clientes elegíveis. Os níveis de preços e períodos tarifários correspondentes serão fixados em documentos a emitir pela ERSE.

Nestas condições espera-se que os Projetos Piloto propostos se possam iniciar em janeiro de 2017 e que, no seu final, seja possível obter conclusões suficientemente robustas que permitam uma adequada avaliação sobre a eventual adoção de opções tarifárias dinâmicas no Acesso às Redes em Portugal Continental nos níveis de MAT, AT e MT.

Anexo A: Identificação de Custos de Implementação de Tarifas Dinâmicas – EDP Distribuição

A estimativa de custos associados à implementação das tarifas dinâmicas apresenta separadamente os custos estimados para a realização dos projetos-piloto e os custos associados à implementação alargada destas tarifas.

Foram identificadas quatro classes de custos relevantes: (i) Formação e divulgação para clientes e comercializadores; (ii) Comunicação regular acrescida com informação detalhada de consumos para clientes e comercializadores; (iii) Faturação do Acesso às Redes; (iv) Modelos de previsão e de análise dos dados para gerir a tarifa dinâmica.

Das quatro classes de custo identificadas, o “desenvolvimento de modelos de previsão e de análise dos dados para gerir a tarifa dinâmica”, é a mais relevante por ser a única que representa uma atividade nova para a EDP Distribuição e por conseguinte implicar o desenvolvimento de sistemas e de novas competências.

Seguidamente é apresentada cada classe de custo em mais detalhe.

1. Modelos de previsão e de análise dos dados para gerir a tarifa dinâmica

A implementação de uma Tarifa dinâmica de Acesso à Rede depende essencialmente da capacidade do ORD de prever o nível de consumo por região e em especial de monitorizar a probabilidade de ocorrência de constrangimentos na rede. Para realizar essa função consideram-se necessárias as seguintes atividades:

1.1 Monitorização do consumo - Ter uma visão do histórico dos valores de consumo de energia elétrica, por ponto da Rede Nacional de Distribuição, permitindo avaliar o comportamento da rede mediante a informação disponível. No Gráfico 1 apresenta-se um diagrama de histórico dos valores agregados da RND:

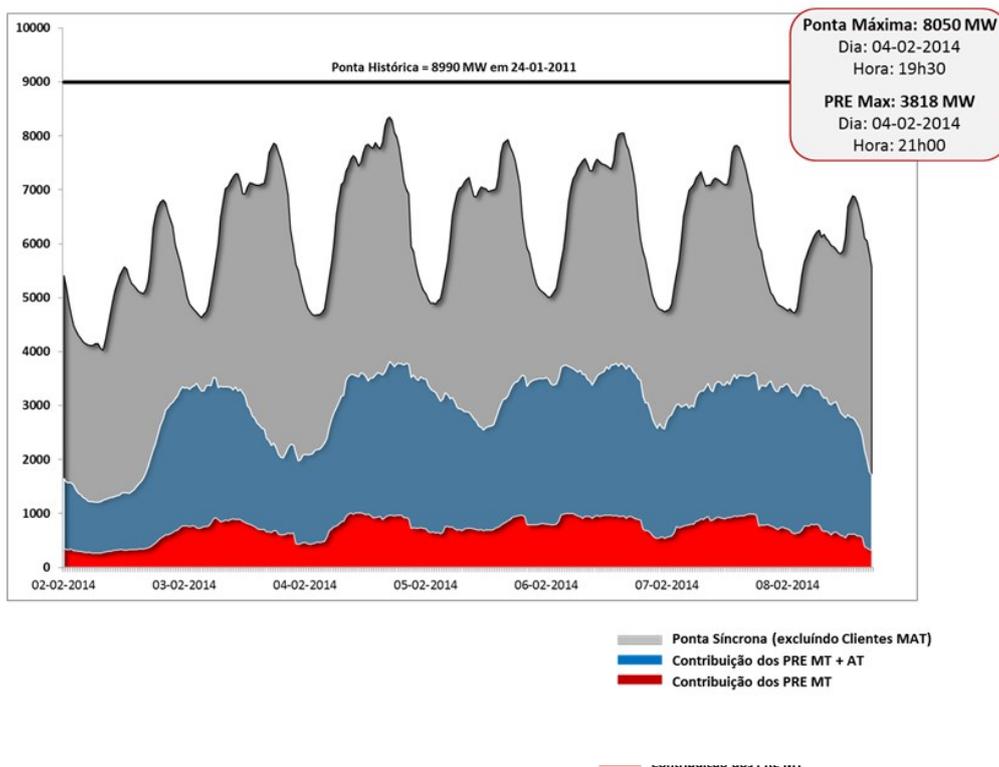


Gráfico 1 - Evolução da carga e da produção distribuída da EDP D na semana n de 2014

1.2 Previsão de consumo - Previsão de curto prazo do consumo de energia elétrica, até uma semana, por ponto da Rede Nacional de Distribuição, de modo a antever eventuais estrangulamentos operacionais na rede, apoiando ainda a tomada de decisão no que diz respeito às configurações de exploração a adotar.

1.3 Previsão de Produção embebida na RND - Previsão de curto prazo da produção embebida na Rede Nacional de Distribuição, por ponto de produção de modo a antever eventuais estrangulamentos operacionais na rede, apoiando ainda a tomada de decisão no que diz respeito às configurações de exploração a adotar.

1.4 Previsão de pontas - Previsão de ponta síncrona na RND identificando períodos potencialmente críticos, considerando a segmentação das diferentes contribuições, conforme exemplo apresentado no

Gráfico 2.

Segmentação Ponta Síncrona EDP D

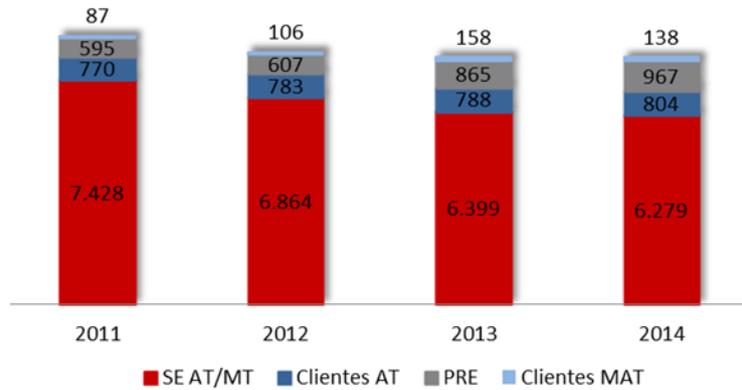


Gráfico 2 – Exemplo de segmentação da Ponta Síncrona desde 2011 (MW)

1.5 Integração em sistemas e ativação do sinal – A integração em sistemas pressupõe que o sistema de auxílio à análise das condições que levem à ativação da tarifa dinâmica funcione de forma automatizada com as restantes aplicações e fontes de informação existentes na EDP Distribuição, desencadeando a indicação do sinal de ativação da tarifa. Estes mecanismos pressupõem a existência de bases de dados integradas e existência de interfaces entre as mesmas.

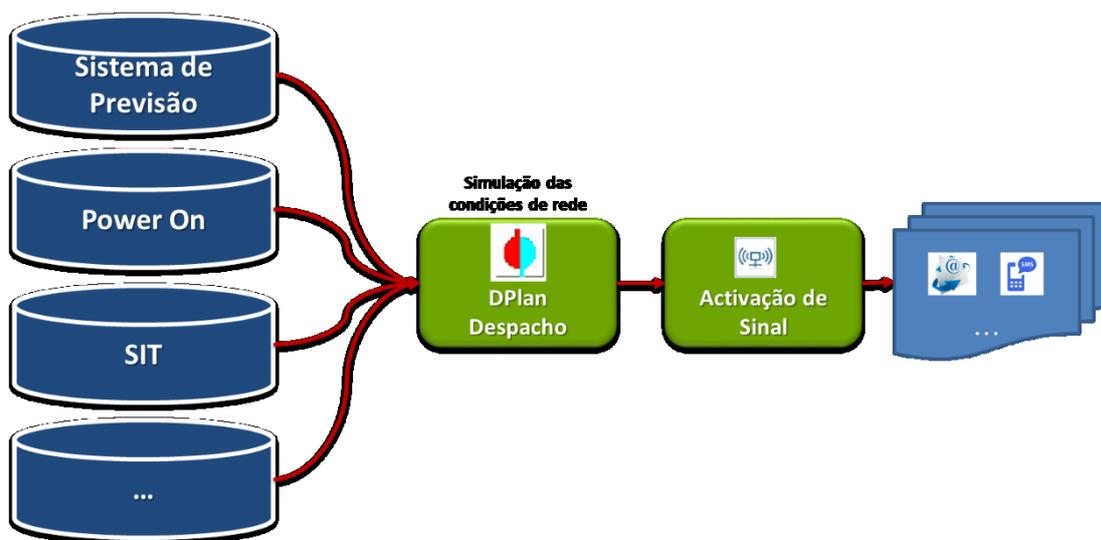


Figura 168 – Esquema simplificado do sistema de gestão de informação

2. Formação e divulgação para consumidores e comercializadores

Tratando-se de novas opções tarifárias, em especial a “CPP”, considera-se muito importante fazer uma adequada divulgação das mesmas junto dos consumidores e comercializadores. Assim, está prevista a criação de um folheto explicativo dos esquemas tarifários a testar nos projetos-piloto e realizar 3 ações de formação (Norte, Centro e Sul) junto dos clientes interessados.

3. Comunicação regular acrescida com informação de consumos e dias críticos

Neste ponto o principal custo a considerar é o desenvolvimento de um Portal, que poderá ser integrado no *website* da EDP Distribuição com duas áreas distintas: (i) área pública e (ii) área privada.

Na área pública será disponibilizada informação genérica sobre as novas opções tarifárias e a realização dos projetos-piloto, assim como todos os documentos públicos relevantes sobre temas relacionados com tarifas dinâmicas.

A área privada será de acesso reservado aos consumidores participantes no projeto-piloto e respetivos comercializadores através de *username* e *password*, e servirá para disponibilizar o Acordo de participação no projeto-piloto, a descrição do esquema tarifário que corresponde ao projeto-piloto e a descrição dos mecanismos de comunicação a estabelecer para efeitos de ativação da tarifa dinâmica (aplicável ao projeto-piloto com tarifas dinâmicas). Além disso, a área privada deverá conter também informação relativa a consumos, faturação do acesso às redes e permitir a realização de simulações. O objetivo é disponibilizar ao cliente toda a informação sobre o seu consumo e potenciar a gestão de cargas informando atempadamente do impacto sobre a faturação.

4. Faturação do Acesso às Redes

Na faturação do acesso às redes também há que considerar um acréscimo de custos essencialmente por duas vias. Em primeiro lugar os clientes que participam no projeto-piloto terão informação relativa a dois esquemas tarifários (informação relativa à faturação do acesso às redes de acordo com a nova opção tarifária em teste no projeto piloto e informação sobre faturação do acesso às redes de acordo com a opção tarifária atual contratada com o respetivo comercializador). Além disso, estima-se que haja um custo um pouco mais significativo que está relacionado com a criação em sistema dos novos esquemas tarifários que na prática representam agregações dos consumos em períodos diferentes daqueles que hoje existem.

Os custos estão resumidos na tabela abaixo.

Designação da fonte de custos	Descrição	Cenário no piloto	Cenário de implementação generalizada – 15 anos	Observações
		Valor estimado dos custos totais	Valor estimado dos custos totais – 15 anos	
Formação e divulgação para clientes/comercializadores	Folheto explicativo	1.500 €	0 €	Impressão de 500 unidades
	Ação de Formação	4.500 €	0 €	3 ações c/ coffee break
Comunicação regular acrescida com info consumos e dias críticos para clientes/comercializadores	Portal	25.000 €	15.000 €	Desenvolvimento no piloto
	Avisos SMS	0 €	0 €	Não tem custo adicional
	Avisos Email	0 €	0 €	Não tem custo adicional
Faturação do Acesso às Redes	Desenvolvimento de sistemas	10.000 €	* €	* Devido a alteração próxima nos sistemas não é possível estimar por agora o custo de implementação futuro. No entanto, é de realçar que o novo sistema permitirá fazer alterações na faturação de forma mais eficiente.
	Implementação de Tarifa super ponta	5.000 €	* €	
	Implementação de Tarifa dinâmica (preços fixos mas dias de aplicação dinâmicos)	5.000€	* €	
	Alterações na faturação do acesso às redes	5.000 €	* €	
Modelos de previsão e de análise dos dados para gerir a tarifa dinâmica	Monitorização de consumo	20.000 €	0 €	Investimento para desenvolvimento
	Previsão de consumo e produção ligada à RND	35.000 €	0 €	Investimento para desenvolvimento
	Previsão de pontas	10.000 €	0 €	Investimento para desenvolvimento
	Integração em sistemas e ativação do sinal	55.000 €	2.800.000 €	Manutenção do sistema
Total		176.000€	2.800.000 €	

Bibliografia

- [1] Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council on energy efficiency, Official Journal of the European Union, 25 de Abril de 2012.
- [2] A. K. David, Y. Z. Li, “Effect of Inter- Temporal Factors on the Real Time Pricing of Electricity”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 8, no. 1, pp. 44 - 52, Fevereiro de 1993.
- [3] A. K. David, Y. C. Lee, “Dynamic Tariffs: Theory of Utility-consumer Interaction”, IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 4, no. 3, pp. 904 - 911, Agosto de 1989.
- [4] J. Rawlins, C. O’Connor, L. Fidao, “Time-of-Use Pricing”, Carbon Trust, preparado para a Superintendência para Regulação Económica e ANEEL, Abril de 2012.
- [5] M. Parsa Moghaddam, A. Abdollahi, M. Rashidinejad, “Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets”, ELSEVIER, 24 de Março de 2011.
- [6] Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, “ Introdução de tarifas dinâmicas no acesso às redes” preparado pela EDP Distribuição, Junho de 2014.
- [7] A. Faruqi, D. Harris, R.Hledik, “Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU’s smart grid investment”, Energy Policy, Vol. 38, no. 10, Outubro de 2010.
- [8] N. O’Connell, P. Pinson, H. Madsen, M. O’Malley, “Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review”, ELSEVIER, 5 de Agosto de 2014.
- [9] Smart Energy Demand Coalition, “Mapping Demand Response in Europe Today”, Abril de 2014.
- [10] Gulf Power, “Energy select - Prices effective January 1, 2015”.
- [11] Gulf Power, “Case Studies 1 - Pre-AMI Roots”, 2012-2013.
- [12] Southern California EDISON, “Save Power vs Summer Discount Plan”. Disponível em: <http://sce.tumblr.com/post/97841986876/save-power-days-vs-summer-discount-plan>. Acesso em 18/02/2015.
- [13] Freeman, Sullivan & CO, “Southern California Edison’s 2012 Demand Response - Load Impact Evaluations Portfolio Summary”, preparado para a Southern California Edison, 1 de Abril de 2013.
- [14] Ministerio de Industria, Energía Y Turismo, “Real Decreto 216/2014”, 29 de Março de 2014.
- [15] Red Eléctrica de Espanã - e.sios. Disponível em: <http://www.esios.ree.es/pypc/>. Acesso em 18/02/2015.
- [16] Électricité de France, “Option TEMPO prices”, Disponível em: <http://residential.edf.com/energy-at-home/offers/electricity/tarif-bleu-56121.html>. Acesso em 18/02/2015.
- [17] Électricité de France, “Option TEMPO history colour prices”, Disponível em: <https://particuliers.edf.com/gestion-de-mon-contrat/options-tarifaires/option-tempo/l-historique-52426.html>. Acesso em 18/02/2015.



- [18] International Energy Agency, “Task 15 - Case study - TEMPO electricity tariff - France. Disponível em: <http://www.ieadsm.org/ViewArticle.aspx?id=12>. Acesso em 18/02/2015.
- [19] A. Faruqui, S. Sergici, “Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments”, Springer, 31 de Agosto de 2010.
- [20] Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento do Sistema Elétrico Nacional 2015-2030, Direção Geral de Energia e geologia, versão preliminar e confidencial.
- [21] Perfis de perdas em 2014 para clientes ligados em MAT e para as redes de BT, MT, AT e rede de transporte a montante, ERSE.