

# Proposta de Implementação de Projetos Piloto na Ilha da Madeira

---

Julho de 2016

## Índice

1. Âmbito e objetivos.....	2
2. Estrutura tarifária em vigor na RAM .....	5
3. Proposta de novas opções/períodos tarifários .....	5
4. Clientes envolvidos nos projetos piloto .....	11
5. Justificação .....	13
6. Estimativa do impacto nos diagramas de cargas.....	16

## 1. Âmbito e objetivos

No âmbito da revisão regulamentar realizada em 2011, foi aprovada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, em julho desse ano, uma nova versão do Regulamento Tarifário que, para além de outras alterações em relação ao articulado até então em vigor, estabeleceu diversas obrigações aos operadores de redes relativas à introdução de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas. Em particular, o número 19 do artigo 157 da versão do Regulamento Tarifário publicada em julho de 2011 estabeleceu que “Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias”.

No âmbito da consulta pública que decorreu tendo em vista a revisão regulamentar realizada em 2014 e que deu origem à publicação de uma nova versão do Regulamento Tarifário em dezembro de 2014 foram disponibilizados pela ERSE diversos estudos bem como informação complementar sobre este tema. Nestes estudos são referidos diversos pontos que devem merecer atenção antes da introdução formal de opções tarifárias associadas a tarifas dinâmicas. Entre esses pontos destacam-se:

- ser aconselhável a realização de projetos-piloto de forma a testar diversas soluções e optar pelas mais adequadas;
- ser importante a seleção dos consumidores alvo e a divulgação de informação relativa a estas novas opções tarifárias;
- ser necessário analisar e clarificar o relacionamento entre as empresas distribuidoras e os comercializadores;
- ser necessário identificar e quantificar custos / investimentos adicionais relativos, por exemplo, a novos sistemas de informação, contagem e faturação;
- a introdução destas novas opções tarifárias não deve traduzir um risco regulatório adicional para a atividade de distribuição de energia elétrica devendo assegurar-se a recuperação dos custos associados a esta atividade.

Por outro lado, estes estudos enumeram diversas motivações gerais para a aplicação de tarifas dinâmicas e diversos benefícios potenciais nomeadamente para as redes de distribuição. Entre eles conta-se a possibilidade de diferir investimentos em equipamentos de rede, redução de perdas e a melhoria da qualidade de serviço.

Tendo em conta estas preocupações, a ERSE divulgou em julho de 2014 o Documento Justificativo da Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico bem como a respetiva proposta regulamentar que foi colocada em consulta pública. Depois, em dezembro de 2014, a ERSE publicou o novo articulado do Regulamento Tarifário e documentos complementares, indicando no número 1 do artigo 58 que “cabe à ERSE a aprovação das regras para a implementação de projetos piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE a apresentar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM” estabelecendo o número 3 desse artigo que “na sequência da aprovação de projetos piloto de tarifas dinâmicas, ..., a ERSE pode aprovar tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE”.

Por outro lado, num dos documentos complementares ao Regulamento Tarifário, a ERSE estabelece que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 31 de outubro de 2015 um Plano para a implementação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, especificando o número 1 do artigo 3 desse documento que esse Plano deverá “conter informação fundamentada sobre as seguintes matérias (...) Tipologia de tarifa dinâmica, Número de períodos críticos por ano, Duração dos períodos críticos, Antecedência de notificação, Tipo de notificação, Níveis de preços, Natureza de obrigação, Critério de desencadeamento, Participação dos comercializadores, Clientes elegíveis”. O número 2 do artigo 3 desse documento complementar especifica ainda que esse Plano deve incluir uma análise benefício-custo preliminar. Finalmente, em julho de 2015 a ERSE entendeu adiar a data limite para a submissão do Plano para Implementação de Tarifas Dinâmicas de 31 de outubro de 2015 para 30 de junho de 2016.



Neste sentido, em julho de 2016 a EEM apresentou à ERSE o relatório elaborado pelo INESC TEC, intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na ilha da Madeira*”. O relatório conclui que:

**“...Em termos gerais, estima-se que os benefícios que se poderão obter da adoção de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais em MT e BTE na Ilha da Madeira ascendam a 413 541 € ao longo do período analisado, sendo que este montante se refere a diferimentos na entrada em serviço de transformadores mas especialmente de diversas linhas de transporte a 60 e a 30 kV. Os custos de implementação ao longo do período analisado ascendem a 1 814 000 €, pelo que a Análise de Benefício Custo realizada conduz a um valor negativo de 1 400 458 €.”**

Face aos resultados obtidos, a EEM apresenta no ponto 3 deste documento opções tarifárias alternativas à implementação de tarifas dinâmicas que se poderão revelar, nesta fase, mais adequadas e eficazes para promover um maior alisamento do diagrama de cargas, o reforço da utilização de energias renováveis, a redução dos custos de produção, e a redução das perdas e dos custos de investimento em equipamentos de rede.

## 2. Estrutura tarifária em vigor na RAM

Tendo em conta os Artigos 33.º, 34.º e 35.º do Regulamento Tarifário (Dezembro 2014), a estrutura tarifária em vigor na RAM inclui:

- i. três níveis de tensão, designadamente MT, BTE e BTN;
- ii. períodos trimestrais para a MT;
- iii. diferenciação entre hora legal de verão e de inverno;
- iv. quatro períodos horários para a MT e BTE (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio);
- v. ciclo diário e um ciclo diário opcional para a MT e BTE;
- vi. três períodos horários para a BTN (horas de ponta, horas cheias, horas de vazio);
- vii. tarifas de energia para a BTN com opções simples, bi-horária e tri-horária;
- viii. inexistência da opção de ciclo semanal.

## 3. Proposta de novas opções/períodos tarifários

Tendo em conta a estrutura tarifária atualmente em vigor na RAM referida de forma resumida no ponto 2 deste documento bem como as conclusões obtidas através do relatório elaborado pelo INESC TEC, intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira*”, e considerando os perfis de consumo nos níveis de tensão MT, BTE e BTN e as tecnologias de produção existentes na Ilha da Madeira, propõe-se a introdução de novas opções tarifárias em BTN, por um lado, e em MT e BTE, por outro, tal como se enumera em seguida:

**BTN** – incluir um período de super vazio bem como o ciclo semanal. Em regime permanente, e se esta opção tarifária vier a ser aprovada pela ERSE, o valor da tarifa do período de horas de ponta a aplicar aos clientes aderentes a esta nova opção deverá sofrer uma elevação em relação ao valor atual de modo que, por essa via, se possa compensar a redução de proveitos devida à transferência de consumos para o super vazio;

**MT e BTE** – incluir um período de super ponta, especialmente nos meses de verão a localizar preferencialmente entre o final da manhã e o início da tarde. Em regime permanente, e se a introdução deste período horário vier a ser aprovado pela ERSE, a neutralidade desta medida do ponto de vista dos proveitos da EEM poderá ser assegurada reduzindo o valor da tarifa a aplicar no período de horas de ponta aos clientes aderentes face ao valor atual.

Em regime permanente, isto é, após a realização dos projetos piloto e se estas opções tarifárias vierem a ser aprovadas pela ERSE, fica garantida a neutralidade destas medidas nos proveitos da EEM não havendo qualquer tipo de subsidiação cruzada entre consumidores de diferentes níveis de tensão, tal como estabelece o artigo 5º do Regulamento Tarifário.

Deverão ainda ser adequados os períodos horários de acordo com os níveis de consumo em cada nível de tensão. A este respeito, as Figuras 2.4 e 2.5 (página 24) do documento intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira*” contendo a distribuição temporal das horas de maior consumo em MT pelos meses do ano e pelas horas do dia permite verificar que as horas de maior consumo em MT se localizam nos meses de verão. Assim, conforme o Gráfico 1 estas horas situam-se nos períodos de final da manhã e início da tarde. Desta forma, esses períodos, ou pelo menos parte deles, deveriam passar a ser incluídos no período de super ponta já referido.

Por seu lado, as Figuras 2.6 e 2.7 (página 25) do documento intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira*” contendo a distribuição temporal das horas de maior consumo em BTE pelos meses do ano e pelas horas do dia permite verificar que as horas de maior consumo em BTE se localizam igualmente nos meses de verão. Assim, o Gráfico 2 indica igualmente que estas horas se situam nos períodos de final da manhã e início da tarde pelo que, de novo, seria vantajoso considerar um período de super ponta que incluísse estas horas em BTE e nos meses de verão.

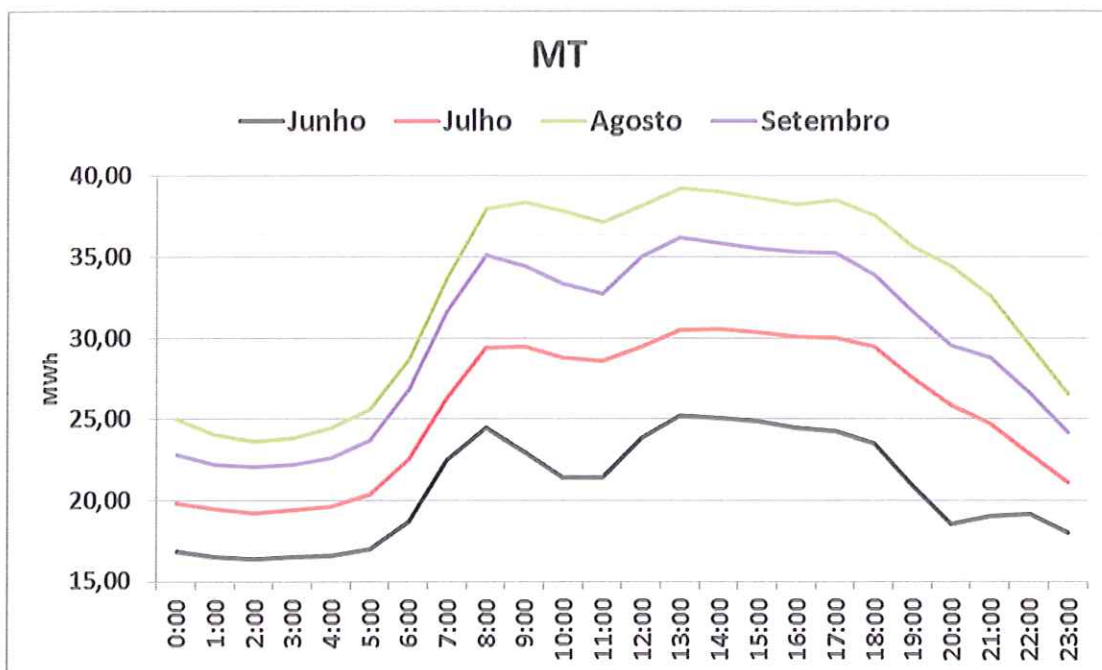


Gráfico 1 – Perfis de consumo MT – Ilha da Madeira, meses de verão de 2015

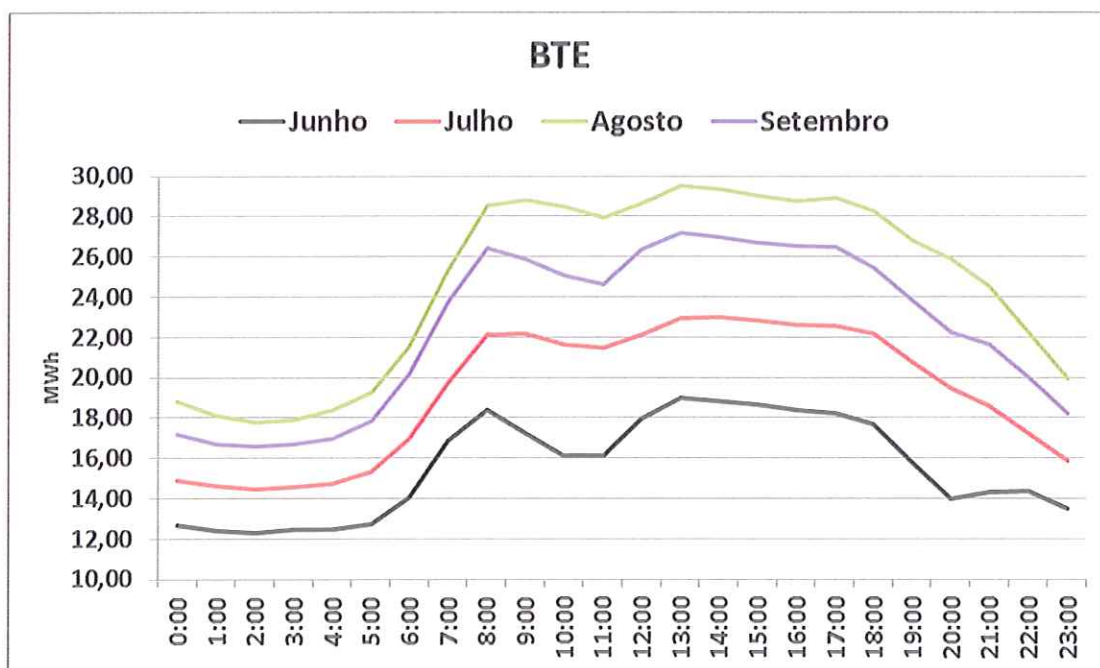


Gráfico 2 – Perfis de consumo BTE – Ilha da Madeira, meses de verão de 2015

Em contrapartida, as Figuras 2.8 e 2.9 (página 26) do documento intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira*” indicam que em BTN os períodos de maior



consumo se localizam nos meses de inverno. Assim, os Gráficos 3, 4, 5 e 6 permitem verificar que em BTN os períodos de maior consumo localizados nos meses de inverno se situam ao final da tarde e início da noite nos dias de semana. Desta forma, neste nível de tensão as horas de ponta deverão incluir estes períodos horários sendo igualmente importante testar a introdução de um período de super vazio de modo a induzir uma transferência de consumos mais intensa para o período noturno. Dada a forte redução de consumos aos fins de semana, sugere-se ainda a introdução do ciclo semanal em BTN de modo a induzir transferências de consumos para os fins de semana. Estas duas medidas promoveriam assim o alisamento do diagrama de carga em BTN.

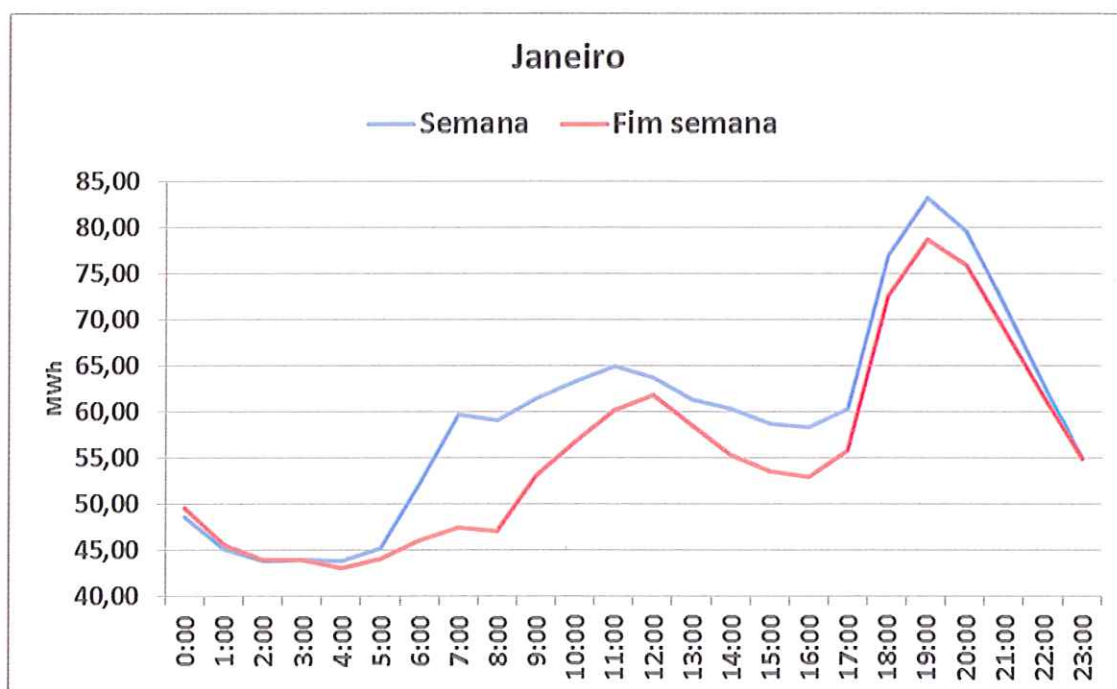


Gráfico 3 – Perfis de consumo BTN – Ilha da Madeira, mês de janeiro de 2015



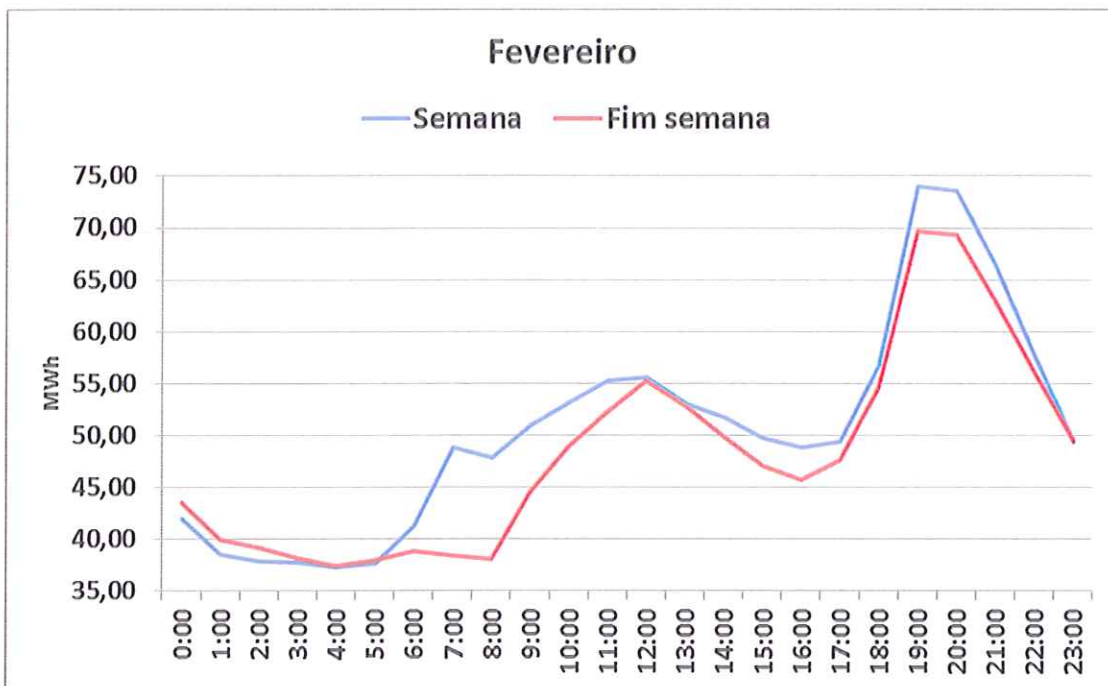


Gráfico 4 – Perfis de consumo BTN – Ilha da Madeira, mês de fevereiro de 2015

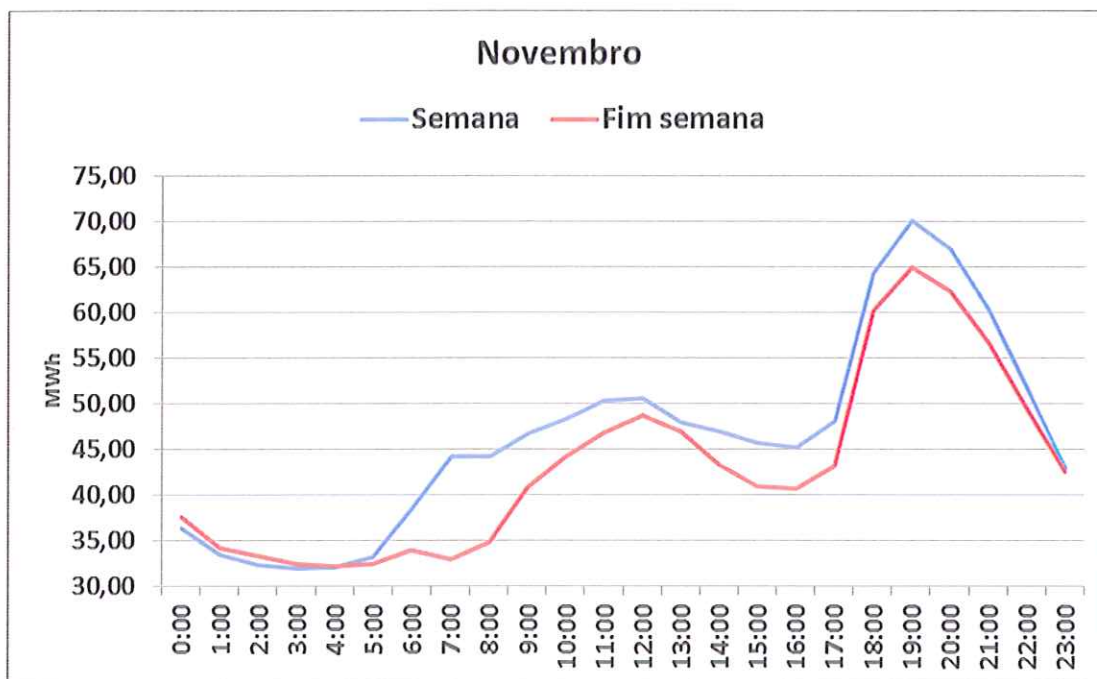
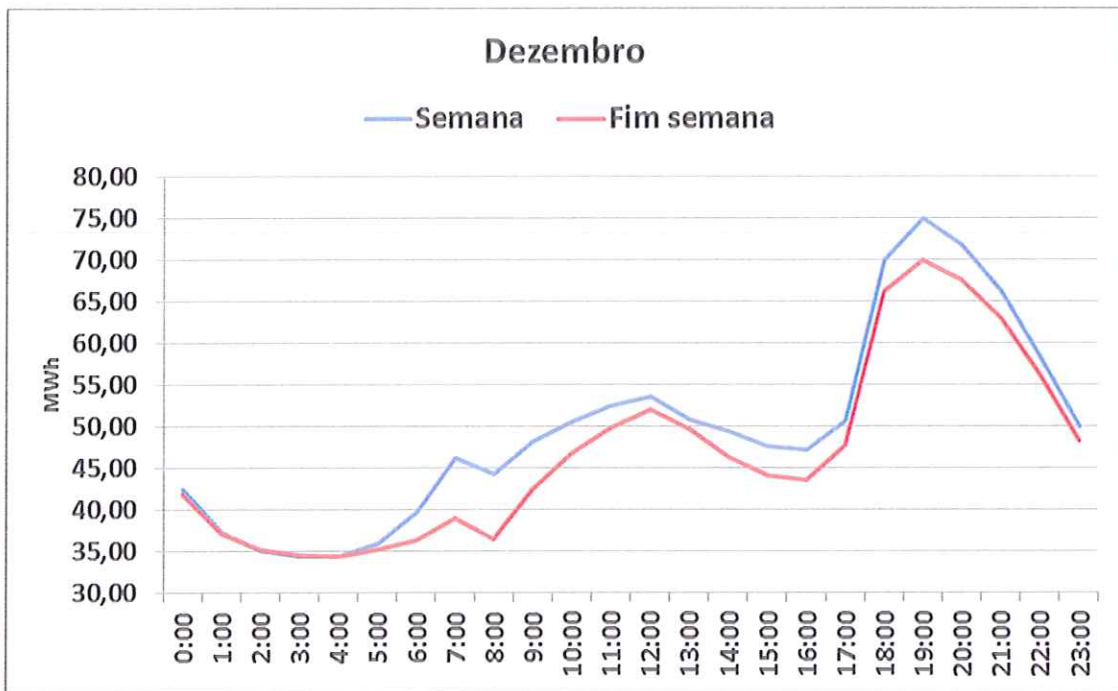


Gráfico 5 – Perfis de consumo BTN – Ilha da Madeira, mês de novembro de 2015



**Gráfico 6 – Perfis de consumo BTN – Ilha da Madeira, mês de dezembro de 2015**

A adoção destas novas opções tarifárias permitiria transmitir sinais mais fortes aos consumidores dos diferentes níveis de tensão, devidamente sintonizados tendo em conta os perfis de consumo, de forma a promover uma maior alisamento do diagrama de cargas da Ilha da Madeira.

#### 4. Clientes envolvidos nos projetos piloto

Tendo em conta os novos períodos tarifários referidos no ponto 3 deste documento, propõe-se implementar durante o ano de 2017 dois projetos pilotos sendo um deles direcionado para o nível de tensão de BTN e o outro para os clientes alimentados em MT e BTE. Com estes projetos piloto pretende-se obter informação sobre o comportamento ao longo do ano dos consumidores envolvidos e a sua reação aos sinais transmitidos por via tarifária. A partir dos resultados obtidos será então possível extrapolar para o universo dos clientes da EEM de modo a estimar de uma forma mais robusta o impacto que estes novos períodos e opções tarifários poderão ter nos custos de produção, na penetração de renováveis, nas perdas e nos investimentos em equipamentos de rede.

Os dois projetos piloto referidos são caracterizados em seguida:

- P1 - Clientes em BTN – 50 clientes em cujas instalações devem ser instalados contadores e modems que permitam a aquisição dos dados necessários ao projeto piloto, sendo o custo estimado por cliente de 150€;
- P2 - Clientes em BTE – 50 clientes em cujas instalações devem ser instalados contadores e modems que permitam a aquisição dos dados necessários ao projeto piloto, sendo o custo estimado por cliente de 150€;
- Clientes em MT – 30 clientes, os clientes em MT estão dotados de telecontagem com contagem de 15 em 15 min. A implementação deste programa não implica custos adicionais.

Para além destes aspetos, apresentam-se em seguida alguns elementos adicionais sobre a configuração destes projetos piloto:

- Forma de adesão – voluntária, formalizada através de documento a assinar pelos clientes envolvidos e pela EEM, especificando as condições contratuais, as regras de faturação e prémio envolvido;
- Faturação e prémio – faturação mensal com consumos reais, utilizando os períodos tarifários previstos atualmente no Regulamento Tarifário e as tarifas

reguladas (Fatura\_1). No final de cada mês será calculado o valor da fatura considerando as opções e os períodos tarifários que se agora se propõem (Fatura\_2). Se o valor de Fatura\_1 - Fatura\_2 for positivo, será emitida uma nota de crédito a favor do consumidor no montante de Fatura\_1 – Fatura\_2 a título de prémio de participação no projeto e que será considerada no mês seguinte. Se a diferença indicada for negativa a nota de crédito terá um valor nulo. Garante-se assim que os clientes envolvidos não verão a sua fatura acrescida por aplicação das novas opções tarifárias em relação ao que já pagaram com as regras atualmente em vigor. No sentido de adotar uma postura pedagógica e de procurar induzir alterações dos padrões de consumo dos clientes será enviada uma comunicação aos clientes se o valor das suas notas de crédito corresponder a valores não positivos. Por outro lado, e no sentido de precaver situações em que as diferenças referidas sejam positivas e elevadas, poderá ser instituído pela ERSE um limite máximo para o prémio referido, eventualmente indexado ao valor da potência contratada de cada cliente. No sentido ainda de não afetar a remuneração regulada da EEM em relação às atividades reguladas de transporte e de distribuição, propõe-se ainda que após finalizar o ano em que os projetos piloto são implementados, isto é no início de 2018, seja avaliado o valor total atribuído aos consumidores participantes a título de prémio e que esse valor seja incorporado na regulação tarifária a realizar no final do ano de 2018 e referente ao ano de 2019 como ajustamentos interanuais.



## 5. Justificação

### **Deslocação dos consumos para o vazio – BTN - super vazio e ciclo semanal**

De acordo com elementos constantes da Tabela 2.1 (páginas 21 e 22) do documento intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira*” pode concluir-se que um número elevado de horas de maior consumo no ano 2015 ocorreram em dezembro, janeiro e fevereiro. Esta situação pode igualmente ser verificada nas Figuras 2.2 e 2.3 (página 23) em que se apresenta a distribuição das horas de maior consumo pelos meses do ano bem como pelas horas do dia.

Esta localização temporal dos consumos mais elevados é fortemente influenciada pelos consumos em BTN tal como se pode depreender pela análise das Figuras 2.8 e 2.9 (página 26) do mesmo documento contendo a distribuição das horas de consumo mais elevado em BTN pelos meses do ano e pelas horas do dia, respetivamente.

Esta localização temporal de consumos em BTN tem vindo a constituir-se num padrão nos anos mais recentes pelo que a utilização de tarifas dinâmicas ou de uma super ponta em MT não contribuiria para atenuar a ocorrência de horas de consumo muito elevado nos meses de inverno, uma vez que estes consumos elevados são fortemente dependentes dos consumos em BTN. Nestas condições seria importante adotar medidas especificamente direccionadas para BTN, onde se concentra mais de metade do consumo da Ilha da Madeira (2015). Uma destas medidas poderia resultar da introdução de um período de super vazio. Pretende-se assim contribuir para preencher mais o vazio do diagrama de carga, assegurando por outro lado que a energia transferida para esse período tem origem nos atuais períodos de ponta de BTN.

Por outro lado, seria igualmente importante a disponibilização de um ciclo semanal para BTN para melhor adequar as tarifas aos custos marginais de produção e para induzir transferências de consumos para o fim de semana e assim utilizar os grupos térmicos de uma forma mais eficiente. Por outro lado, na Ilha da Madeira a utilização de instalações de produção eólica nos períodos de vazio ou em dias de menor consumo tem-se deparado com algumas condicionantes relacionadas com condições de exploração do sistema, nomeadamente com o controlo de tensão e potência reativa. A criação de condições que permitam transferir consumos para os fins de semana poderá assim



contribuir para incrementar a produção renovável, nomeadamente por via eólica, na Ilha da Madeira uma vez que poderia contribuir para ultrapassar algumas dessas condicionantes.

Adicionalmente, é igualmente importante conferir igual tratamento a todos os clientes quer no Continente quer nas Regiões Autónomas, disponibilizando não apenas o ciclo diário em BTN mas igualmente o ciclo semanal. Com esta medida pretende-se contribuir para traduzir de forma mais completa a igualdade de tratamento e de oportunidades estabelecida nas alíneas a) e b) do artigo 5º do Regulamento Tarifário.

Impacto nos proveitos regulados – por um lado, a deslocação de consumos para um eventual super vazio poderá reduzir os proveitos obtidos pela EEM por via da redução do consumo nos períodos de ponta, facto que poderá ser colmatado com o respetivo aumento da tarifa neste período horário, procurando-se atingir um efeito neutro. Durante a realização do projeto piloto designado por P1, referido anteriormente, o impacto desta medida nos proveitos regulados não será significativo dado que o número de clientes envolvidos será reduzido. Em todo o caso, e tendo em conta os resultados obtidos, será possível aferir a viabilidade desta opção tarifária e conduzir um exercício de extrapolação de modo a estimar o valor desse impacto se esta opção tarifária vier a ser disponibilizada de forma mais generalizada.

Em regime permanente, e no sentido de trazer ganhos para o sistema, assinala-se que parte desse aumento de consumo no período de super vazio poderá ser alimentado por renováveis, nomeadamente por produção eólica. Seria então possível obter reduções de custos de produção pela menor utilização de grupos térmicos (bem como reduzir o número arranques e paragens e o conseqüente desgaste) nos períodos de ponta, bem como uma maior utilização de renováveis nos períodos de vazio e super vazio. Nesta altura, e tendo em conta a redução do preço do petróleo, esta redução de custos poderá não ser visível, mas se se admitir que esta redução de preços é conjuntural, então a prazo os ganhos em termos de custos de produção poderão ser significativos. Uma medida deste tipo seria igualmente vantajosa em termos ambientais tendo em conta as emissões evitadas, por via do aumento da utilização de renováveis.

## **Criação de um período de super ponta em MT e BTE**

Os consumos nestes níveis de tensão representam cerca de metade do consumo total da ilha da Madeira e, nos anos mais recentes, têm determinado as pontas anuais que têm ocorrido em julho e agosto entre o final da manhã e o início da tarde. Esta situação pode ser confirmada pela análise das Figuras 2.4 e 2.5 (página 24) contendo a distribuição temporal das horas de maior consumo em MT pelos meses do ano e pelas horas do dia e das Figuras 2.6 e 2.7 (página 25) contendo informação semelhante referente ao nível de BTE e inseridas no documento intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira*”.

Admite-se que esta tendência se possa manter ou mesmo reforçar nos próximos anos devido ao incremento da atividade turística, que se verifica ser consideravelmente mais intensa de junho a setembro. Um período de super ponta localizado nomeadamente nos meses de verão nos períodos do final da manhã até ao início da tarde pode contribuir para reduzir os níveis de utilização de equipamentos de rede, desde que as horas de super ponta sejam adequadamente escolhidas, nomeadamente, nos meses de verão dentro do período horário das 12:00 às 16:00. De novo, a consulta das Figuras 2.5 para o nível de MT e 2.7 para BTE já referidas anteriormente fornecem informação sobre a localização horária das horas de maior consumo nestes níveis de tensão.

Impacto nos proveitos regulados – o preço da tarifa no período de super ponta deverá ser bastante mais elevado que o preço no atual período de ponta. Apesar de algum consumo se poder deslocar do período de super ponta para períodos laterais, continuará a haver consumo no período de super ponta podendo, por esta via, promover-se o acréscimo dos proveitos obtidos pela EEM. Durante a realização do projeto piloto designado por P2 e referido anteriormente este impacto será reduzido dado o pequeno número de clientes envolvidos. Em regime permanente, e no sentido de promover a neutralidade desta medida do ponto de vista dos proveitos obtidos pela EEM, o preço da tarifa no período de ponta deverá ser reduzido, estimando-se que esta redução face aos valores atuais não seja muito elevada. Em todo o caso, os resultados obtidos com a implementação deste projeto piloto poderão ser utilizados para melhor avaliar o valor desta redução de modo a assegurar a neutralidade da medida do ponto de vista dos proveitos obtidos pela EEM.

## 6. Estimativa do impacto nos diagramas de cargas

### Dia 17 de agosto de 2015 – impacto da criação de um período de super ponta em MT e BTE

De acordo com o estudo realizado para identificação das horas mais carregadas por nível de tensão e que deu origem, entre outras, às Figuras 2.4, 2.5 (para o nível de MT) e 2.6 e 2.7 (para BTE) constantes no documento intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira*”, no dia 17 de Agosto ocorreram 3 das 100 horas de maior consumo do ano de 2015 nos níveis de tensão MT e BTE (horas 13, 14, 15). Assim, admitiu-se que 5% do consumo em MT e em BTE ocorrido nesse dia nas horas 13, 14 e 15 foi transferido de igual modo para as 3 horas anteriores à hora 13 (horas 10, 11 e 12) e para as 3 horas posteriores à hora 15 (horas 16, 17 e 18). Os Gráficos 7 e 8 apresentam para MT e BTE, respetivamente, os diagramas de carga originais e os diagramas de carga que teriam ocorrido nesse dia se estas transferências de consumos se tivessem verificado. É assim possível ilustrar o impacto que a criação de um período de super ponta poderia ter nos diagramas de consumos em MT e BTE, nomeadamente ao promover um maior alisamento dos diagramas de carga.



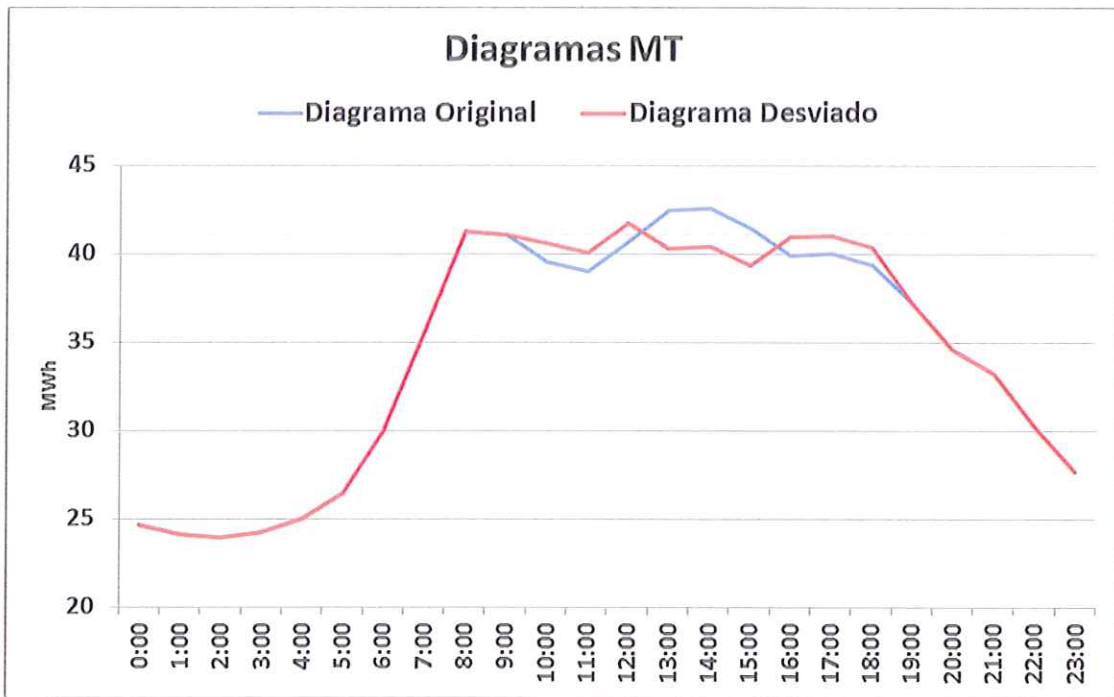


Gráfico 7 – Diagrama de cargas do dia 17 de agosto de 2015 - MT

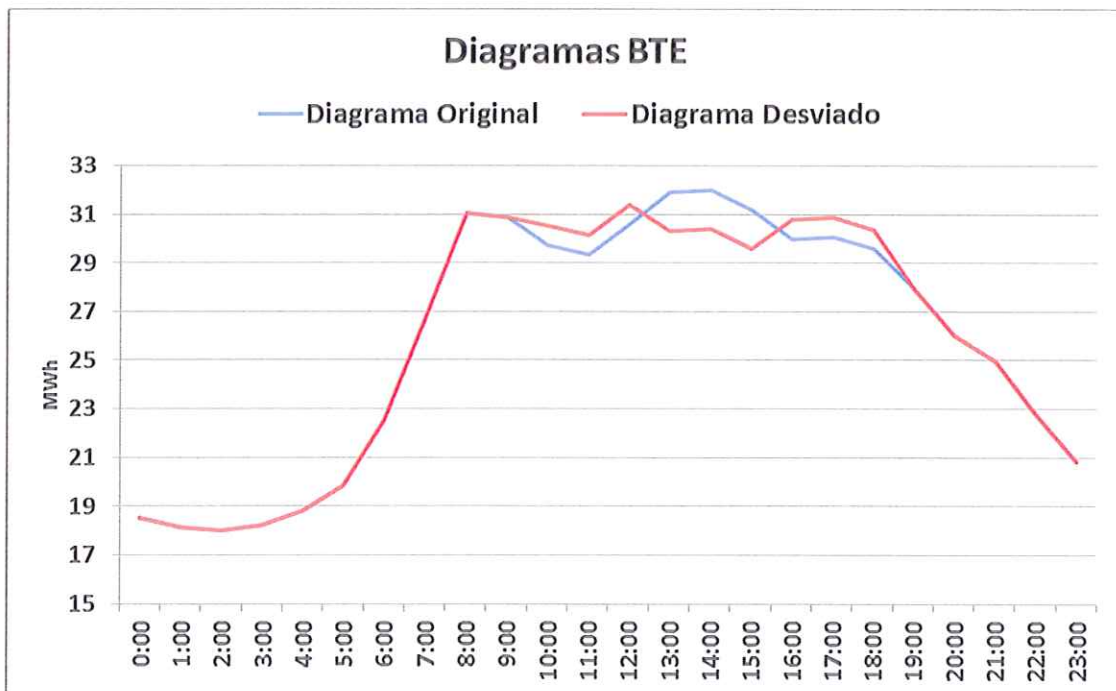
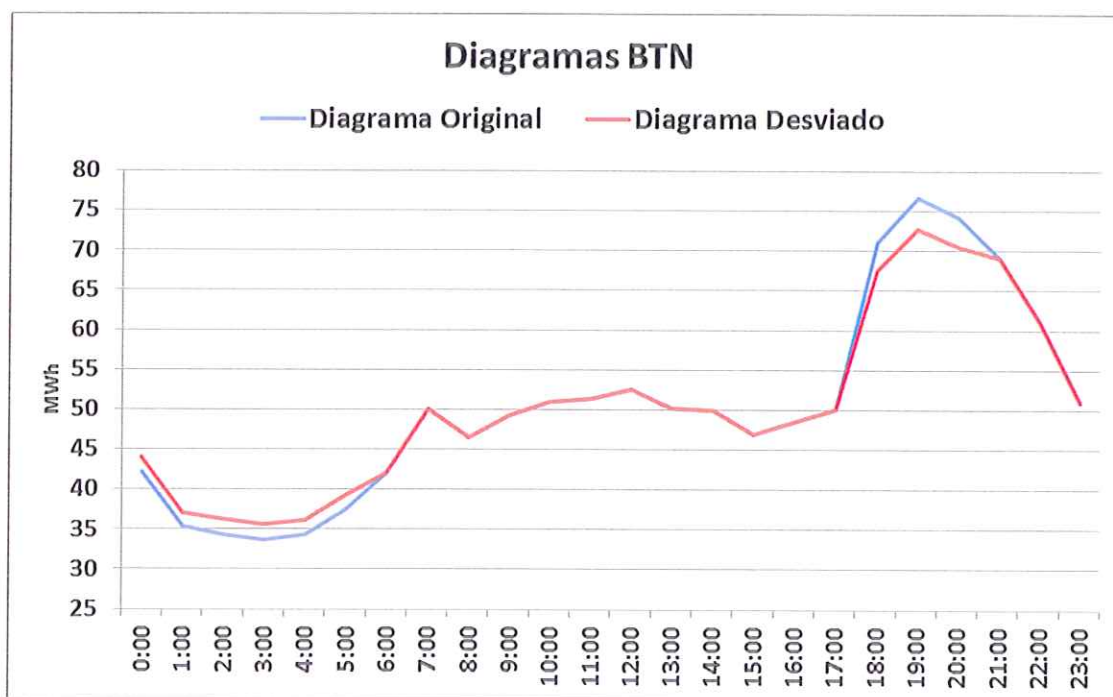


Gráfico 8 – Diagrama de cargas do dia 17 de agosto de 2015 - BTE

Dia 17 de dezembro de 2015 – impacto da criação de um período de super vazio em BTN

De acordo com os elementos constantes da Tabela 2.1 (páginas 21 e 22) do documento intitulado “*Estudo de Benefício Custo relativo à implementação de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na ilha da Madeira*”, no dia 17 de dezembro de 2015 ocorreram 3 das 100 horas de maior consumo do ano de 2015 (horas 18, 19 e 20), sendo este comportamento fortemente influenciado pelo consumo em BTN. Assim, admitiu-se que 5% do consumo em BTN ocorrido nesse dia nas horas 18, 19 e 20 foi transferido para as horas de vazio e de super vazio, concretamente para o período entre as 00 e as 6 h. O Gráfico 9 apresenta o diagrama de carga original para BTN para o dia em análise e o diagrama de carga que teria ocorrido se estas transferências de consumos se tivessem verificado. É assim possível ilustrar o impacto que a criação de um período de super vazio poderia ter no diagrama de consumo em BTN, nomeadamente ao promover um maior alisamento dos diagramas de carga.



**Gráfico 9 – Diagrama de cargas do dia 17 de dezembro de 2015 - BTN**





# ESTUDO DE BENEFÍCIO CUSTO RELATIVO À IMPLEMENTAÇÃO DE TARIFAS DINÂMICAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT E BTE NA ILHA DA MADEIRA

---

**Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC**

VERSÃO 1.0

João Tomé Saraiva

José Nuno Marques Fidalgo

Rui Barbosa Pinto

Junho de 2016



# Sumário Executivo

---

Este documento corresponde ao relatório de referente à Tarefa T1 prevista no contrato de consultoria técnica estabelecido entre a EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A. e o INESC TEC para preparar e acompanhar a implementação de projetos piloto relacionados com o estabelecimento de tarifas dinâmicas no acesso às redes em MT e BTE na Ilha da Madeira.

Este relatório apresenta os resultados da Análise de Benefício Custo relativo à implementação de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais em MT e BTE na Ilha da Madeira.

Nestas condições, no Capítulo 1 é realizado o enquadramento do trabalho realizado sendo ainda apresentada uma descrição breve de metodologias disponíveis para implementar este tipo de opções tarifárias e de experiências internacionais a este nível.

No Capítulo 2 é apresentado o estudo de identificação de horas críticas que corresponde a um aspeto importante para viabilizar a implementação das opções dinâmicas. Em seguida, os Capítulos 3, 4 e 5 descrevem e apresentam os resultados obtidos em relação a diversos aspetos incluídos na Análise de Benefício Custo, nomeadamente nos custos de produção e na contratação de reservas, nas perdas nas redes de transmissão e distribuição e na possibilidade de diferir investimentos em ativos de rede.

Por seu lado, o Capítulo 6 enumera e quantifica os custos inerentes à implementação destas opções tarifárias, tal como foram estimados pela EEM, e o Capítulo 7 apresenta os resultados globais obtidos para a Análise de Benefício Custo realizada.

Em termos gerais, estima-se que os benefícios que se poderão obter da adoção de tarifas dinâmicas de venda a clientes finais em MT e BTE na Ilha da Madeira ascendam a 413 541 € ao longo do período analisado, sendo que este montante se refere a diferimentos na entrada em serviço de transformadores mas especialmente de diversas linhas de transporte a 60 e a 30 kV. Os custos de implementação ao longo do período analisado ascendem a 1 814 000 €, pelo que a Análise de Benefício Custo realizada conduz a um valor negativo de 1 400 458 €.

Finalmente, o Capítulo 8 apresenta as conclusões mais relevantes que foram obtidas.



# Executive Summary

---

This document corresponds to the report associated to the Task T1 as mentioned in the consultancy contract established between EEM - Electricidade da Madeira, S.A. and INESC TEC in order to prepare and follow up the implementation of pilot programs related with the implementation of dynamic tariffs in the final end user tariffs in MV and LV for larger consumers, SLV, in Madeira Island.

This report presents the results that were obtained in the Cost Benefit Analysis, CBA, regarding the implementation of dynamic tariffs in the end user tariffs in MV and SLV in Madeira Island.

Under these conditions, Chapter 1 describes the framework in which this work developed and it also includes a brief description of the methodologies available in the literature to implement these tariff options as well as some international experiences in this field.

Chapter 2 presents the study that was developed to identify the critical hours in terms of the demand in S. Miguel Island as this is an important step to enable the implementation of tariff tariffs. Next, Chapter 3, 4 and 5 describe the adopted approaches and the results obtained for several items included in the CBA analysis, namely the impact in generation costs and in contracting reserve services, the impact in network losses and the impact in the possible deferral of investments in network assets (lines and transformers).

Then, Chapter 6 enumerates and quantifies the costs associated with the implementation of these tariff options, as estimated and reported by EEM - Electricidade da Madeira S.A., and Chapter 7 presents the global results of the CBA analysis.

In general, we estimate that the benefits that can be obtained from the adoption of Dynamic Tariffs in Final end user tariffs of Madeira Island will correspond to 413 541 € along the period under analysis. It is important to mention that this amount is almost exclusively associated to the deferral of the commissioning date of some transformers but especially of several transmission lines at 60 and 30 kV. The implementation costs along the analysed period correspond to 1 814 000 €. Accordingly, the Cost Benefit Analysis leads to a negative global value of 1 400 458 €.

Finally, Chapter 8 presents the main conclusions suggested by the developed work.





# Índice

---

Sumário Executivo .....	3
Executive Summary.....	5
Índice .....	7
Lista de figuras.....	8
Lista de tabelas .....	9
Capítulo 1 .....	10
Enquadramento e Conceitos Gerais .....	10
1.1 Enquadramento.....	10
1.2. Conceitos gerais e experiências internacionais.....	12
1.3. Descrição geral da Análise de Benefício Custo realizada .....	16
Capítulo 2 .....	19
Identificação das Horas Críticas e Evolução do Consumo no Período 2015 - 2030 .....	19
Capítulo 3 .....	27
Impacto das Tarifas Dinâmicas nos Custos de Produção e na Contratação de Reservas ....	27
Capítulo 4 .....	29
Impacto das Tarifas Dinâmicas nas Perdas nas Redes .....	29
Capítulo 5 .....	31
Impacto das Tarifas Dinâmicas no Diferimento de Investimentos.....	31
5.1. Abordagem I: níveis de utilização dos equipamentos .....	31
5.2. Abordagem II: custos incrementais .....	33
Capítulo 6 .....	35
Custos de Implementação das Tarifas Dinâmicas .....	35
Capítulo 7 .....	37
Análise de Benefício Custo .....	37
Capítulo 8 .....	38
Conclusões .....	38
Bibliografia.....	39

## Lista de figuras

---

Figura 2.1 - Taxa de variação homóloga do consumo para o período 2015-2030.....	19
Figura 2.2 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.....	22
Figura 2.3 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.....	22
Figura 2.4 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT. ....	23
Figura 2.5 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT. ....	23
Figura 2.6 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BTE. ....	24
Figura 2.7 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BTE. ....	24
Figura 2.8 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BTN. ....	25
Figura 2.9 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BTN. ....	25
Figura 3.1 - Comparação de consumo sem e com introdução de tarifas dinâmicas para o dia 6 de janeiro de 2015 para as horas críticas 18, 19 e 20.....	27
Figura 5.1 - Evolução de investimentos para cenários com e sem introdução de tarifas dinâmicas 2015-2030.....	33

## Lista de tabelas

---

Tabela 2.1 - Identificação de horas de maior consumo na Ilha da Madeira no ano de 2015. ..	20
Tabela 4.1 - Benefícios resultantes da redução de perdas nas redes por introdução de tarifas dinâmicas. ....	30
Tabela 5.1 - Custos e benefícios provenientes do diferimento de investimentos por introdução de tarifas dinâmicas. ....	32
Tabela 5.2 - Custos incrementais das redes de transporte e de distribuição, por unidade de energia, em cada período horário, para 100 horas de ponta - ERSE.....	34
Tabela 6.1 - Custos de Implementação de tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira. ....	35
Tabela 6.2 - Custos de implementação durante o projeto piloto na Ilha da Madeira. ....	36
Tabela 7.1 - Análise Benefício Custo para o período 2015-2030. ....	37

# Capítulo 1

---

## Enquadramento e Conceitos Gerais

### 1.1 Enquadramento

Este documento resulta de uma solicitação da EEM - Empresa de Electricidade da Madeira S.A. ao INESC Tec para o desenvolvimento de um estudo sobre a implementação das tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira. De acordo com o contrato de consultoria técnica estabelecido entre as duas partes, este trabalho inclui diversas fases sendo a primeira a realização de uma Análise de Benefício Custo, CBA, relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas nas tarifas de venda a clientes finais em MT e BTE na Ilha a Madeira. Nestas condições, este documento corresponde ao *deliverable* D1 previsto no final da Tarefa T1 considerada nesse contrato.

A título de enquadramento do trabalho realizado, assinala-se que no âmbito da revisão regulamentar realizada em 2011, foi aprovada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, ERSE, em julho desse ano, uma nova versão do Regulamento Tarifário que, para além de outras alterações em relação ao articulado até então em vigor, estabeleceu diversas obrigações aos operadores de redes relativas à introdução de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas. Em particular, o número 19 do artigo 157 da versão do Regulamento Tarifário publicada em julho de 2011 estabeleceu que “Com vista à introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas, ao nível das tarifas de acesso às redes, a concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até final de 2012 estudos sobre a viabilidade da introdução deste tipo de opções tarifárias, a definição das variáveis necessárias ao desenho destas opções tarifárias, bem como outras matérias relevantes para a introdução deste tipo de opções tarifárias”.

Tendo em conta estas obrigações, as entidades concessionárias da RND, do transporte e distribuição da RAA e a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM submeteram à ERSE estudos preliminares identificando os tipos de tarifas dinâmicas mais usuais na literatura, descrevendo diversas experiências que têm sido realizadas a nível internacional, elencando vantagens, inconvenientes e dificuldades associadas à implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas e apresentando, para o caso da entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, resultados preliminares da análise de benefício-custo conduzida na RAM.

Estes estudos, bem como outra documentação complementar, foram disponibilizados pela ERSE no âmbito da consulta pública que decorreu tendo em vista a revisão regulamentar realizada em 2014 e que deu origem à publicação de uma nova versão do Regulamento Tarifário em dezembro de 2014. Em qualquer dos estudos referidos anteriormente são



referidos diversos pontos que devem merecer atenção antes da introdução formal de opções tarifárias associadas a tarifas dinâmicas. Entre esses pontos destacam-se:

- ser aconselhável a realização de projetos-piloto de forma a testar diversas soluções e optar pelas mais adequadas;
- ser importante a seleção dos consumidores alvo e a divulgação de informação relativa a estas novas opções tarifárias;
- ser necessário analisar e clarificar o relacionamento entre as empresas distribuidoras e os comercializadores;
- ser necessário identificar e quantificar custos / investimentos adicionais relativos, por exemplo, a novos sistemas de informação, contagem e faturação;
- a introdução destas novas opções tarifárias não deve traduzir um risco regulatório adicional para a atividade de distribuição de energia elétrica devendo assegurar-se a recuperação dos custos associados a esta atividade.

Por outro lado, ambos os estudos enumeram diversas motivações gerais para a aplicação de tarifas dinâmicas e diversos benefícios potenciais nomeadamente para as redes de distribuição. Entre eles conta-se a possibilidade de diferir investimentos em equipamentos de rede, a redução de perdas e a melhoria da qualidade de serviço.

Tendo em conta estas preocupações, a ERSE divulgou em julho de 2014 o Documento Justificativo da Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico bem como a respetiva proposta regulamentar que foi colocada em consulta pública. Depois, em dezembro de 2014, a ERSE publicou o novo articulado do Regulamento Tarifário e documentos complementares, indicando no número 1 do artigo 58 que “cabe à ERSE a aprovação das regras para a implementação de projetos-piloto de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE a apresentar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM” estabelecendo o número 3 desse artigo que “na sequência da aprovação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas ... a ERSE pode aprovar Tarifas Dinâmicas de Venda Clientes Finais em MT e BTE”.

Por outro lado, num dos documentos complementares ao Regulamento Tarifário, a ERSE estabelece que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE até 31 de outubro um Plano para a implementação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, especificando o número 1 do artigo 3 desse documento que esse Plano deverá “conter informação fundamentada sobre as seguintes matérias (...) Tipologia de tarifa dinâmica, Número de períodos críticos por ano, Duração dos períodos críticos, Antecedência de notificação, Tipo de notificação, Níveis de preços, Natureza de obrigação, Critério de desencadeamento, Participação dos comercializadores, Clientes elegíveis”. O número 2 do artigo 3 desse documento complementar especifica ainda que esse Plano deve incluir uma análise benefício-custo preliminar. Finalmente, em julho de 2015 a ERSE entendeu adiar a data limite para a submissão do Plano para Implementação de Tarifas Dinâmicas de 31 de outubro de 2015 para 30 de junho de 2016.



Tendo em conta estes aspetos, foi o INESC TEC contactado pela EEM - Empresa de Eletricidade da Madeira S.A. para preparar a Análise de Benefício Custo referida, para colaborar com a EEM na preparação do documento a submeter à aprovação da ERSE contendo as regras para a implementação dos projetos piloto e, finalmente, para acompanhar a realização desses projetos piloto e produzir o relatório final. Nestas condições, este documento corresponde ao *deliverable* D1 previsto para o final da Tarefa T1 correspondente aos resultados da Análise Benefício Custo referida.

## 1.2. Conceitos gerais e experiências internacionais

### Conceitos gerais

O sector elétrico Português iniciou o seu processo de reestruturação em 1995 com a publicação de um novo enquadramento legal e regulamentar que viria depois a ser aprofundado com a publicação de nova legislação em 2006. No âmbito da legislação publicada em 1995 foi criada a ERSE que, após um período inicial de instalação, iniciou a sua atividade em 1997. Em 1998 foi publicada a primeira versão do Regulamento Tarifários estabelecendo a estrutura tarifária para Portugal continental para o primeiro período regulatório de 1999 - 2001. A estrutura fundamental do sistema tarifário em vigor em Portugal continental viria posteriormente a ser estendida aos arquipélagos dos Açores e da Madeira. Este sistema tarifário tem natureza aditiva baseando-se na existência de um conjunto de tarifas elementares por atividade de cuja adição resultam as Tarifas de Acesso e as Tarifas de Venda Clientes Finais. De entre as tarifas elementares podem referir-se a Tarifa de Energia (TEN), a Tarifa do Uso da Rede de Transporte, TUTN, a Tarifa de Uso da Rede de Distribuição (TUDN), a Tarifa de Uso Global do Sistema (TUGS) e a Tarifa de Comercialização (TCom). As tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Uso Global do Sistema dão origem à Tarifa de Acesso às Redes e a soma desta com as Tarifas de Energia e de Comercialização permitem obter a Tarifa de Venda a Clientes Finais.

As Tarifas de Acesso às Redes são pagas tendo em conta quatro termos: potência contratada, energia ativa, energia reativa e potência média em horas de ponta. Por seu lado, a energia ativa é tarifada tendo em conta quatro períodos horários - pontas, cheias, vazio e super vazio.

Desde 1998, os termos relacionados com a potência (potência contratada e potência média em horas de ponta) têm sido usados para recuperar os custos de redes, isto é, as remunerações reguladas das empresas prestadoras dos serviços de rede, com a justificação de que estas variáveis e preços estão mais diretamente relacionados com custos de investimento em equipamentos de rede. O período de horas de ponta inclui atualmente 980 horas ao longo do ano e em cada mês a energia consumida em horas de ponta é adicionada e dividida pelo número de horas de ponta nesse mês de modo a obter a potência média em horas de ponta

respetiva, que é finalmente multiplicada pelo preço respetivo.

No entanto, a ERSE considera que o número atual de horas de ponta, 980 como foi referido, é excessivo e que os custos de investimento em equipamentos de rede são justificados em grande medida pela carga num número muito mais reduzido de horas. Por outro lado, o aumento da produção distribuída ligada a redes de distribuição origina eventualmente um desacerto entre os períodos de ponta previstos na regulamentação e os períodos em que as redes apresentam níveis de utilização mais elevados, ou se se pretender, entre os períodos de consumos mais elevados e os períodos em que as redes apresentam trânsitos mais elevados.

Tendo em conta estas preocupações e considerando que no futuro próximo assistiremos ao aumento da produção distribuída bem como ao previsível aumento do número de veículos elétricos, a ERSE determinou que os operadores de rede preparassem planos tendo em vista estudar a introdução de opções dinâmicas nas tarifas aplicáveis no setor elétrico (tarifas de acesso no continente e de venda a clientes finais nas Ilhas de S. Miguel e da Madeira). Assim, a versão atual do Regulamento Tarifário estabelece que os operadores de rede devem submeter à ERSE até junho de 2016 planos para implementar projetos piloto bem como os resultados de Análises de Benefício Custo relativas à introdução destas opções tarifárias. Apesar da responsabilidade da realização destes estudos e da preparação destes documentos ter sido cometida aos operadores de rede, pretende a ERSE que as Análises de Benefício Custo já referidas tenham um carácter holístico e abordem os benefícios que a globalidade dos sistemas elétricos do continente e das Ilhas de S. Miguel e da Madeira poderão eventualmente obter com a introdução destas opções tarifárias.

### Metodologias disponíveis na literatura

As referências iniciais a tarifas dinâmicas datam dos anos 90 do século passado. Neste âmbito, em [2] é indicado que *“real time pricing, spot pricing and 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”*. Esta publicação menciona ainda que os mercados de eletricidade que se tinham começado a desenvolver nesse período tinham essencialmente uma estrutura assimétrica, dada a reduzida elasticidade da procura e que esse era um dos principais problemas que impediam uma maior competição. Nestas condições, a adoção de mecanismos que permitam promover uma maior flexibilidade da procura podem contribuir para melhor equilibrar as relações entre agentes produtores e a procura.

Nos anos mais recentes, o nível cada vez mais acentuado de produção ligada às redes de distribuição, o esperado aumento do número de veículos elétricos e o alargamento do número de *smart meters* instalados em instalações finais justifica o interesse renovado por este tópico.

Em geral, As Tarifas Dinâmicas [3] correspondem a opções tarifárias em que algumas variáveis (tais como o preço, e o período de aplicação) se alteram de uma forma mais frequente e de uma forma que não é inteiramente definida ou conhecida quando as tarifas



são publicadas, se comparadas com as tarifas tradicionais. Desta forma, é importante distinguir Tarifas Dinâmicas no sentido em que este termo é utilizado neste documento e Tarifas *Time of Use* (ToU) [4]. As Tarifas ToU são utilizadas em diversos países e correspondem a tarifas estáticas no sentido em que, apesar de incorporarem variações ao longo do dia, da semana, ou do ano, as regras em termos de preços e de períodos de aplicação são inteiramente definidas *a priori*. De forma diferente, nas Tarifas Dinâmicas ou Tarifas ToU Dinâmicas apenas se encontram definidas com antecedência as regras gerais de aplicação e, em seguida, o agente responsável pela sua gestão pode declarar que o preço sofre uma elevação e que essa elevação será aplicável num determinado número de horas declaradas como críticas.

A adoção de Tarifas Dinâmicas ou Tarifas ToU Dinâmicas apresenta diversas barreiras e desafios podendo ser igualmente identificadas diversas vantagens. Em relação às barreiras e dificuldades, é importante mencionar que a procura é tradicionalmente muito inelástica não apenas no que se refere ao seu valor total mas também em relação à sua localização no tempo. Assim, torna-se claro que esta reduzida elasticidade ao longo do tempo é devida a hábitos de consumo e a formas de estruturação da vida em sociedade longamente estabelecidos que poderão ser eventualmente alterados através de elevações de preços em períodos específicos. Contudo, em diversas situações, por exemplo relacionadas com processos industriais, não é fácil nem será eventualmente possível reduzir ou transferir consumos de uma hora para horas adjacentes. Estas dificuldades estarão relacionadas com os processos industriais em si mesmos e com os custos inerentes a alterações desse tipo. Como resultado, o impacto da adoção de Tarifas Dinâmicas na procura será tendencialmente modesto mas poderá, em qualquer caso, introduzir alguma flexibilidade adicional na operação dos sistemas elétricos que convirá não desprezar e avaliar [5, 6, 7, 8].

Por outro lado, a implementação destas opções tarifárias requer a instalação de equipamentos de medição mais avançados bem como de comunicações entre o DSO e os consumidores envolvidos de forma que estes possam ter conhecimento com algumas horas de avanço que se aproxima um período crítico. A internet poderá providenciar esta ligação e em relação aos equipamentos de medição é usual que em diversos países Europeus os consumidores em MAT, AT e MT (e em muitos casos também algumas classes de consumidores em BT) tenham instalados equipamentos de medida dotados de telecontagem. A instalação progressiva de *smart meters* na BT permitirá assim alargar de forma progressiva o âmbito de aplicação das tarifas dinâmicas a novas e mais numerosas classes de consumidores.

De entre as vantagens resultantes da aplicação de Tarifas Dinâmicas, podem referir-se a possível redução de custos de produção nos períodos de ponta, ou o impacto na função de Benefício Social quando existam mercados de eletricidade organizados em *pool*, a possível redução do nível e custo das perdas em equipamentos de rede, a possível redução do custo de contratação de reservas e o possível diferimento de investimentos em novos equipamentos de rede ou no reforço dos existentes.

Os principais tipos de Tarifas Dinâmicas referidos na literatura são os seguintes:

- *Real Time Pricing*, RTP - neste caso, as tarifas estão usualmente relacionadas com custos de produção e variam de forma horária ou em intervalos de tempo mais curtos, nomeadamente de modo a refletir variações dos custos de produção ou dos preços de

mercado. Este é o mecanismo mais complexo de tarifas dinâmica porque requer que os preços sejam comunicados aos clientes com algumas horas de antecedência e que estes tenham capacidade para reagir a esses preços e possam adaptar os seus comportamentos refletindo alterações nos custos de produção ou nos preços de mercado;

- *Critical Peak Pricing*, CPP - nesta opção os preços são incrementados de forma significativa (de duas a cinco vezes, por exemplo) como resposta a eventos particulares relacionados, por exemplo, com períodos de ponta dos consumos, condições extremas de operação das redes ou eventos de natureza atmosférica. Neste caso, os consumidores têm conhecimento das regras de aplicação do programa, das condições que poderão originar a declaração de um evento ou período crítico, do fator multiplicativo que poderá afetar o preço, do número máximo de horas consecutivas de aplicação dessa elevação de preços e do número máximo de eventos críticos que será possível declarar por ano. Se comparadas com Tarifas ToU Estáticas, a implementação de Tarifas Dinâmicas acarreta custos mais elevados dado ser necessário desenvolver sistemas de previsão que permitam antecipar os eventos críticos, adaptar sistemas tarifários e de comunicação com os clientes envolvidos;
- *Critical Peak Rebate*, CPR - neste caso, as tarifas não sofrem incrementos mas, ao contrário, os consumidores recebem um bônus ou um desconto se for verificada uma condição previamente estabelecida e acordada. Esta condição poderá corresponder a uma redução da procura em relação a um nível de referência que poderá estar associado ao nível médio de consumo num conjunto de dias anteriores. Este mecanismo revela-se mais protetor dos consumidores porque o aumento de preços previstos no CPP não é agora considerado;
- *Direct Load Control*, DLC - neste mecanismo a alimentação de algumas cargas de alguns consumidores é diretamente controlada pelo DSO que tem, em caso de necessidade e de acordo com condições acordadas, a possibilidade de cortar a alimentação dessas cargas se for prevista a ocorrência de um evento crítico. Este mecanismo aproxima-se portanto dos contratos de interruptibilidade que já existem em diversos países e, apesar de apresentar uma natureza diferente do CPP ou do CPR, o DLC pode ser encarado como uma situação limite de uma opção dinâmica.

## Experiências Internacionais

A aplicação de Tarifas Dinâmicas não se encontra de forma alguma generalizada no mundo e, pelo contrário, as experiências com a sua implementação que são conhecidas são bastante limitadas. De uma forma mais generalizada, há muitos países em que os consumidores podem optar por Tarifas ToU Estáticas. Esta é a situação atualmente existente em Portugal em que os consumidores em BT podem escolher tarifas bi ou tri e os consumidores em MAT, AT e MT são sujeitos a tarifas tetra horárias. Desta forma, as tarifas refletem de forma mais próxima os custos marginais de produção ou os preços médios de mercados nos períodos correspondentes.

Em relação a Tarifas Dinâmicas ou Tarifas ToU Dinâmicas, há algumas experiências conduzidas por empresas nos EUA bem como programas ou opções específicas disponíveis em



Espanha e França. Assim, nos EUA a *Gulf Power Company* dispõe do programa “*Energy Select*”, que inclui Tarifas ToU Estáticas e Tarifas de tipo CPP. As tarifas de tipo CPP incluem quatro preços de energia (de nível reduzido para crítico) e os consumidores conhecem os períodos de aplicação de três deles. No entanto, a empresa pode declarar um período crítico com algumas horas de antecedência durante o qual o preço da energia é mais de dez vezes mais elevado em relação ao período reduzido. Estes períodos correspondem usualmente a tardes de dias de Verão ou manhãs de dias de Inverno e cada um destes eventos não pode ter mais de 1 a 2 horas de duração.

Por seu lado, a *Southern California Edison* dispõe dos programas intitulados “*Save Power Days*” e “*Summer Discount Plan*”. O primeiro destes programas é de tipo CPR e os consumidores são notificados por sms ou email que está declarado um período crítico para o próximo dia. Estes eventos estão limitados a 15 horas por ano, cada um deles com a duração máxima de 4 horas e os consumidores envolvidos recebem uma quantia por kWh de consumo que seja reduzido nesses períodos em relação ao valor médio de consumos nos mesmos períodos nos cinco dias anteriores. O “*Summer Discount Plan*” é de tipo DLC e neste âmbito a empresa pode desligar os aparelhos de ar condicionado dos consumidores envolvidos durante algumas horas num número máximo de dias por ano.

Em Espanha, foi aprovado em abril de 2014 um novo mecanismo tarifário baseado num esquema de tipo RTP. Neste sentido, a agência reguladora pretende refletir nas tarifas os preços de Mercado e os custos de contratação de serviços auxiliares relativos a reservas contratados pelo TSO Espanhol no dia anterior.

Finalmente, em França no âmbito do programa TEMPO os consumidores finais envolvidos, em geral de pequena dimensão, são informados em cada dia do nível de preços a aplicar no dia seguinte. Esta informação é codificada usando três cores: azul para dias de preços mais reduzidos, branco para dias com preço de nível intermédio e vermelhos para preços mais elevados. Depois, em cada dia e qualquer que seja a cor aplicável, há dois períodos tarifários, ponta e fora de ponta, com diferentes níveis de preços. De acordo com [9], o preço da energia no período de ponta de um dia de cor vermelha pode ser cinco vezes mais elevado que o preço no mesmo período de um dia de cor azul.

### 1.3. Descrição geral da Análise de Benefício

#### Custo realizada

A Análise de Benefício Custo incidiu sobre diversos aspetos que serão referidos brevemente em seguida. Por um lado, a adoção de Tarifas Dinâmicas, por exemplo de tipo CPP, e a possibilidade de induzir transferências de carga de horas de consumo mais elevado para horas laterais poderá reduzir os custos de produção em horas de ponta. Assim, pretendeu-se estimar os custos de produção numa situação de referência na ausência das Tarifas Dinâmicas e admitindo que os consumos evoluirão de acordo com estimativas fornecidas pela EEM S.A. Em seguida, os custos de produção foram de novo avaliados admitindo que 5% do consumo em MT e BTE se poderia deslocar para horas laterais. A diferença dos custos assim obtidos e

projetados ao longo do horizonte de 2016 a 2030 permitirá então avaliar o benefício decorrente da utilização de Tarifas Dinâmicas a este nível.

Outro benefício potencial decorrente da utilização de Tarifas Dinâmicas está associado à possível redução das perdas em equipamentos de rede. Neste sentido, foram utilizados dados históricos de consumo em BTE e em MT bem como os consumos projetados para estes níveis de tensão ao longo do período de 2015 a 2030. Estes valores foram depois utilizados em conjunto com os Coeficientes de Ajustamento para Perdas aprovados pela ERSE para a Ilha da Madeira de modo a estimar as perdas por nível de tensão numa situação de referência. Esta situação de referência foi de novo comparada com a que resultaria se 5% do consumo em MT e BTE estivesse sujeito a opções dinâmicas e, por essa via, fosse induzido a transferir esse consumo para horas laterais. A comparação do valor económico das perdas nas duas situações permitirá assim estimar o benefício que será possível obter por esta via.

Em relação aos ganhos decorrentes de possíveis diferimentos de investimentos em novos equipamentos de rede ou em seus reforços, foram adotadas duas metodologias distintas. Na primeira delas assumiu-se que esses investimentos são realizados para garantir o abastecimento dos consumos nos períodos de ponta pelo que esses níveis de consumos são utilizados como referência para despoletar necessidades de investimento. Neste sentido, como as Tarifas Dinâmicas podem permitir reduzir as pontas de consumo, será possível obter algum ganho decorrente de diferimentos de investimentos. Assim, tendo por base Fatores de Utilização dos equipamentos de rede (quocientes entre o valor máximo do trânsito de energia em cada equipamento e a sua capacidade) estimados para o período 2015 - 2030 foi possível estimar as necessidades de investimento em novos transformadores e linhas assumindo que a decisão de investimento era tomada quando esse Fator de Utilização atingia 75% e que o novo equipamento entraria em exploração 3 anos depois. As necessidades de investimento em novos equipamentos ou reforço de equipamentos já existentes foram depois recalculadas admitindo a existência de Tarifas Dinâmicas e que, devido à sua adoção, seria possível reduzir os consumos em MT e BTE em 5%. Em ambos os casos, foi calculado o *Net Present Value*, NPV, no período de 2015 a 2030 usando a taxa de atualização de 6,34 % correspondente à taxa de remuneração dos ativos adotada pela ERSE para efeitos de regulação tarifária. A diferença entre os custos de investimento estimados nas duas situações permite então obter os ganhos que a este nível poderão ser obtidos pela adoção das Tarifas Dinâmicas.

A segunda metodologia utiliza Custos Incrementais de Redes de Transporte e de Distribuição, por unidade de energia, em cada período horário, de acordo com [10] e disponibilizados pela ERSE. Tendo em conta a metodologia adotada pela ERSE para calcular estes custos incrementais, o produto desses valores por nível de tensão e período horário por reduções de consumo que se possam obter nesses níveis de tensão e períodos horários permitem obter custos evitados em investimentos em equipamentos de rede. Assim, tendo em conta a evolução dos consumos prevista para o período 2015 - 2030 foi estimada a alteração dos consumos em MT e BTE e foram estimados os custos evitados em cada ano, tendo esses valores anuais sido transferidos para o ano inicial utilizando a taxa de atualização já referida.

Finalmente, e no que se refere a benefícios, procurou-se ainda estimar possíveis ganhos decorrentes da contratação de reservas. Como foi já referido, os valores de reservas a



contratar poderão, ainda que parcialmente, depender da potência de ponta estimada para cada hora do próximo dia pelo que a redução da potência de ponta em algumas horas por via das Tarifas Dinâmicas, poderá permitir obter alguns ganhos.

A adoção de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas implica também diversos custos tendo a EEM S.A. fornecido estimativas para diversos itens de custos. Alguns desses custos ocorrerão no ano inicial como forma de preparação para a implementação dos projetos piloto enquanto outros serão diluídos ao longo do horizonte em análise. Mais uma vez, os diversos custos foram referidos ao ano inicial utilizando a taxa de atualização de 6,34% de forma a obter o valor atualizado dos custos.

Todos estes elementos foram finalmente utilizados para produzir a Análise de Benefício Custo que tem vindo a ser referida. Assim, o Capítulo 2 começará por apresentar os resultados obtidos com a análise dos consumos que foi efetuada e que pretende identificar as horas críticas do ponto de vista de consumos mais elevados. Em seguida, o Capítulo 3 detalhará o estudo realizado para estimar o impacto nos custos de produção e na contratação de reservas e o Capítulo 4 abordará o impacto nas perdas nos equipamentos de rede. Por sua vez, o Capítulo 5 abordará o impacto das Tarifas Dinâmicas no diferimento de investimentos em equipamentos de rede, tendo em conta as duas abordagens descritas anteriormente, e o Capítulo 6 inclui a enumeração dos custos de implementação, tendo em conta os custos associados à implementação dos projetos piloto e os custos que se admite poderem ocorrer em regime permanente. Finalmente, os valores de benefícios e custos identificados nos Capítulos 3, 4, 5 e 6 serão agregados no Capítulo 7 de modo a produzir o valor final da Análise de Benefício Custo e o Capítulo 8 apresentará as conclusões finais.

## Capítulo 2

### Identificação das Horas Críticas e Evolução do Consumo no Período 2015 - 2030

Neste capítulo são apresentados os resultados do estudo das horas críticas do ano 2015 para a Ilha da Madeira. Este tipo de estudo torna-se importante uma vez que será sobre estes eventos extremos que mecanismos como as tarifas dinâmicas poderão atuar, sendo também sobre estas condições extremas de operação da rede que o ORD deverá planejar investimentos de modo a garantir a segurança de abastecimento e a qualidade de serviço. A identificação das horas críticas servirá também como base para a restante análise do impacto de tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira, pois esta informação será usada para criar o cenário base de consumos em relação ao qual, em algumas horas, serão considerados deslocamentos de consumo induzidos pela aplicação das tarifas dinâmicas. Ainda sobre os cenários em estudo importa referir que o estudo realizado se baseia na comparação de dois cenários. O primeiro, cenário base, resulta da utilização do nível de consumo em 2015, evoluindo este consumo anualmente tendo em conta a previsão de evolução da taxa de variação homóloga do consumo fornecida pela EEM e apresentada na Figura 2.1.



Figura 2.1 - Taxa de variação homóloga do consumo para o período 2015-2030.

Ao longo deste capítulo serão identificadas as horas de maior consumo relativas aos consumos em MT, aos consumos em BT (BTE + BTN) e também para os consumos apenas em BTE. Desta forma, será possível identificar padrões específicos por nível de tensão ou classe de consumos, tanto no que diz respeito aos meses com mais horas críticas como na localização horária das 100 horas mais carregadas ao longo dos dias. Deste modo, a Tabela 2.1 identifica as 100 horas de maior consumo no ano 2015 para a Ilha da Madeira.



Tabela 2.1 - Identificação de horas de maior consumo na Ilha da Madeira no ano de 2015.

Dia	Hora	Número de horas
2 de janeiro	18, 19	2
3 de janeiro	19	1
5 de janeiro	18, 19, 20	3
6 de janeiro	18, 19, 20	3
7 de janeiro	19	1
8 de janeiro	19	1
9 de janeiro	19	1
13 de janeiro	19	1
15 de janeiro	19	1
20 de janeiro	19	1
21 de janeiro	19	1
22 de janeiro	19	1
2 de fevereiro	19	1
4 de fevereiro	19	1
5 de fevereiro	19	1
6 de fevereiro	19	1
9 de fevereiro	19, 20	2
10 de fevereiro	19, 20	2
11 de fevereiro	19	1
12 de fevereiro	19	1
23 de julho	10, 11	2
24 de julho	10, 11	2
27 de julho	10	1
28 de julho	10, 11, 13	3
29 de julho	10, 11, 13	3
30 de julho	10	1
13 de agosto	20	1
31 de agosto	20	1
10 de setembro	19	1
16 de setembro	19	1
21 de setembro	19	1
22 de setembro	19	1
23 de setembro	19	1
24 de setembro	19	1
25 de setembro	19	1
28 de setembro	19	1
29 de setembro	19	1
30 de setembro	19	1
1 de outubro	19	1
5 de outubro	19	1

6 de outubro	19	1
7 de outubro	19	1
15 de outubro	19	1
4 de novembro	19	1
11 de novembro	19	1
18 de novembro	19	1
25 de novembro	19	1
2 de dezembro	19	1
3 de dezembro	19	1
7 de dezembro	19	1
9 de dezembro	18, 19	2
10 de dezembro	19	1
11 de dezembro	19	1
14 de dezembro	18, 19, 20	3
15 de dezembro	18, 19, 20	3
16 de dezembro	18, 19, 20	3
17 de dezembro	18, 19, 20	3
18 de dezembro	19	1
19 de dezembro	19	1
21 de dezembro	19	1
22 de dezembro	18, 19, 20	3
23 de dezembro	18, 19, 20	3
24 de dezembro	18, 19	2
28 de dezembro	18, 19, 20	3
29 de dezembro	19, 20	2
30 de dezembro	18, 19, 20	3
31 de dezembro	18, 19	2

A implementação de mecanismos assentes em tarifas dinâmicas pressupõe o deslocamento de consumo em horas identificadas como críticas para horas laterais. Esses deslocamentos deverão ser simulados para um máximo de duas ou três horas de afastamento em relação à hora crítica detetada de modo que os resultados das simulações possam ser próximos do que realmente poderá ocorrer.

Pela análise da Tabela 2.1 pode verificar-se que no ano 2015 o número máximo de horas críticas consecutivas num mesmo dia é de 3 horas. Este valor está em linha com a duração máxima de eventos críticos na implementação de tarifas dinâmicas identificada na literatura, situando entre as 3 a 4 horas consecutivas.

No sentido de aprofundar o estudo do comportamento da procura na Ilha da Madeira as figuras que se seguem procuram detalhar e evidenciar diferenças entre os consumos globais e aqueles que se referem a cada nível de tensão ou classe de consumidores.

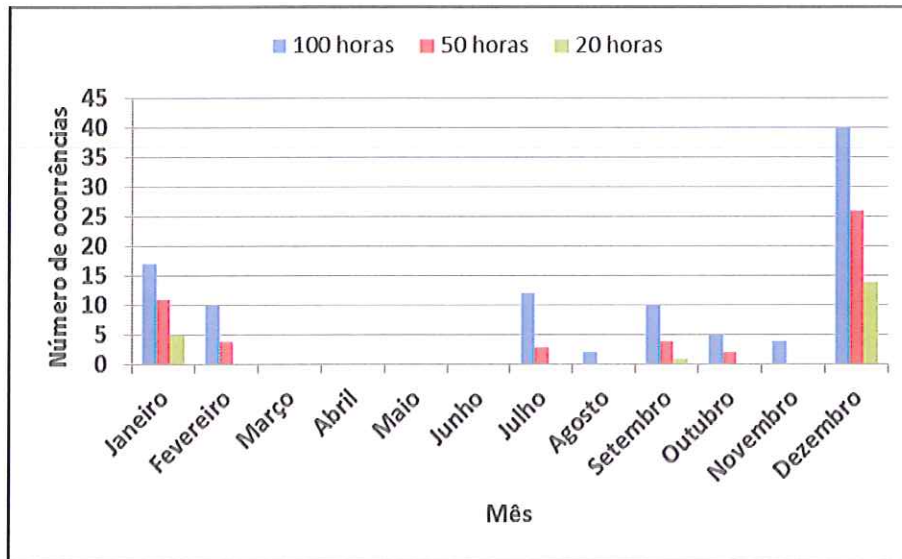


Figura 2.2 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.

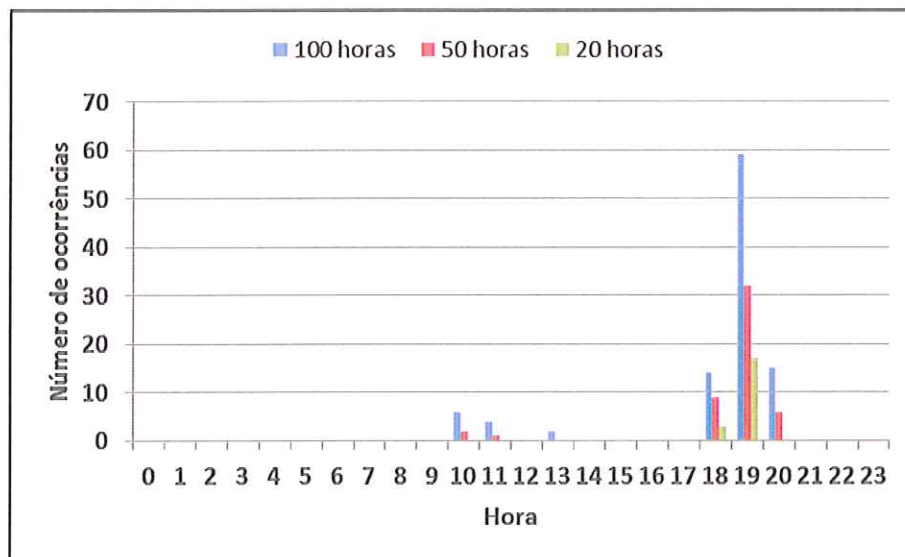


Figura 2.3 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o consumo global.

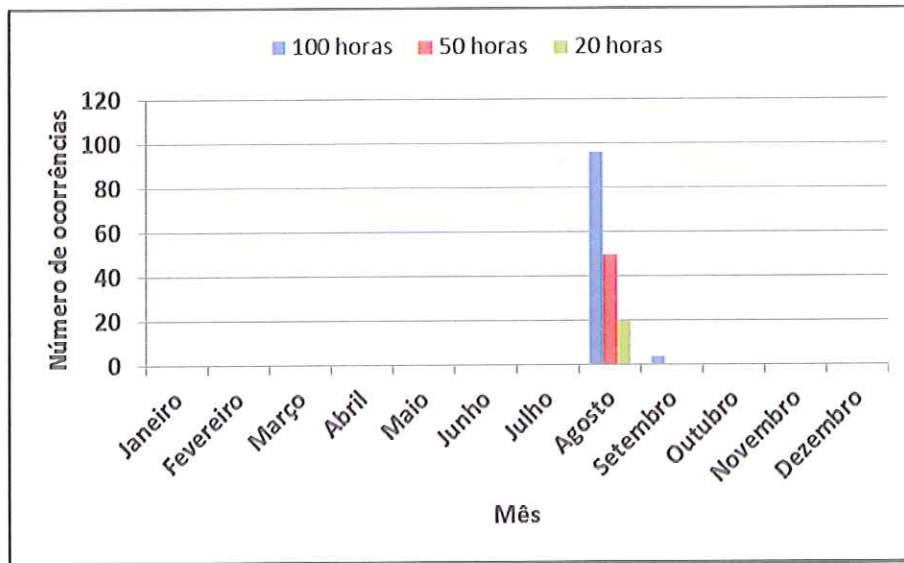


Figura 2.4 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT.

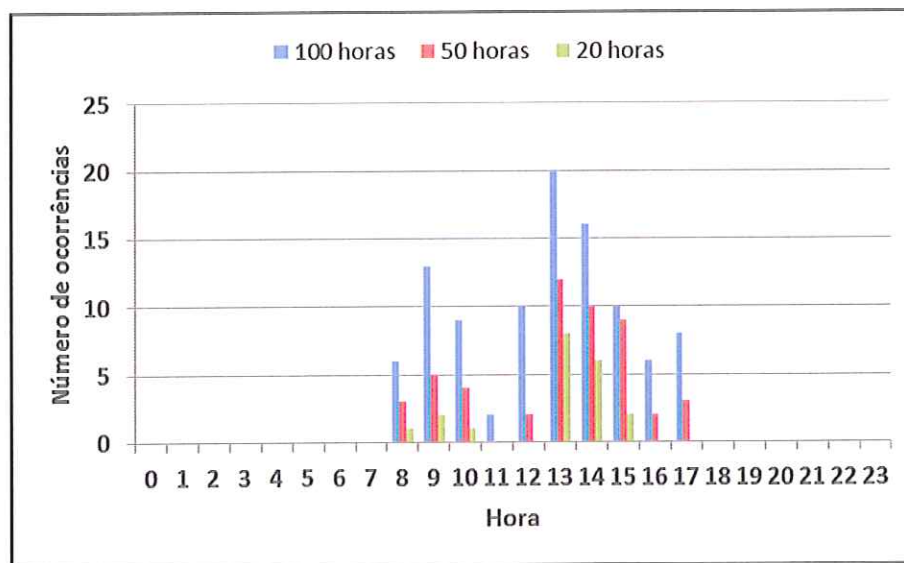


Figura 2.5 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão MT.



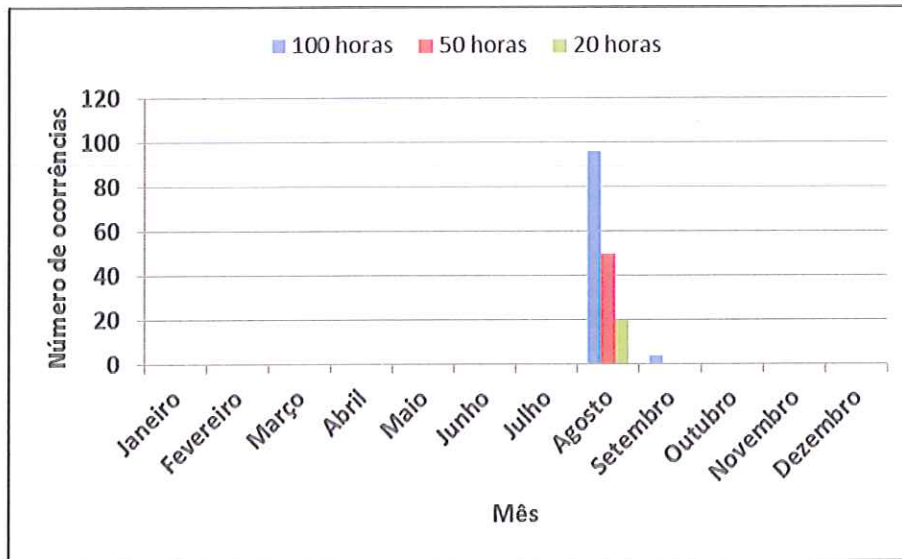


Figura 2.6 - Distribuio mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BTE.

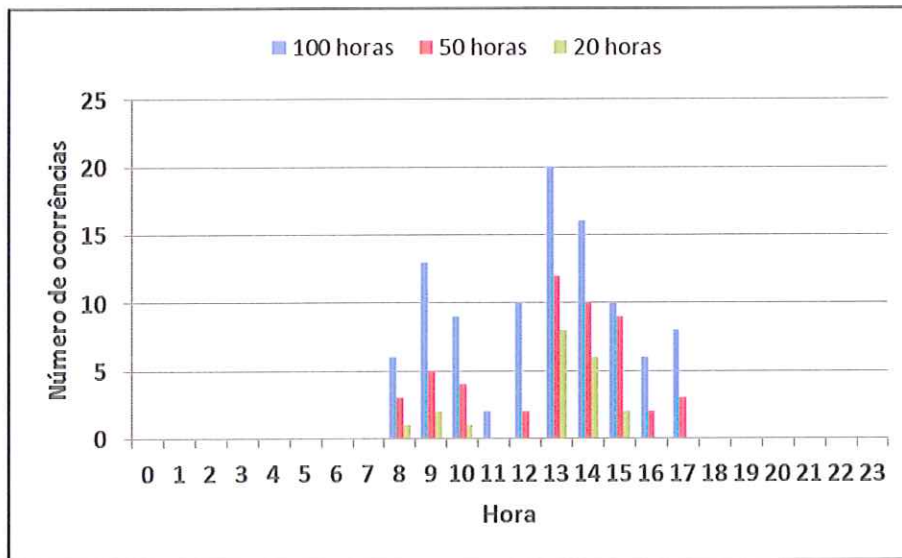


Figura 2.7 - Distribuio horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BTE.

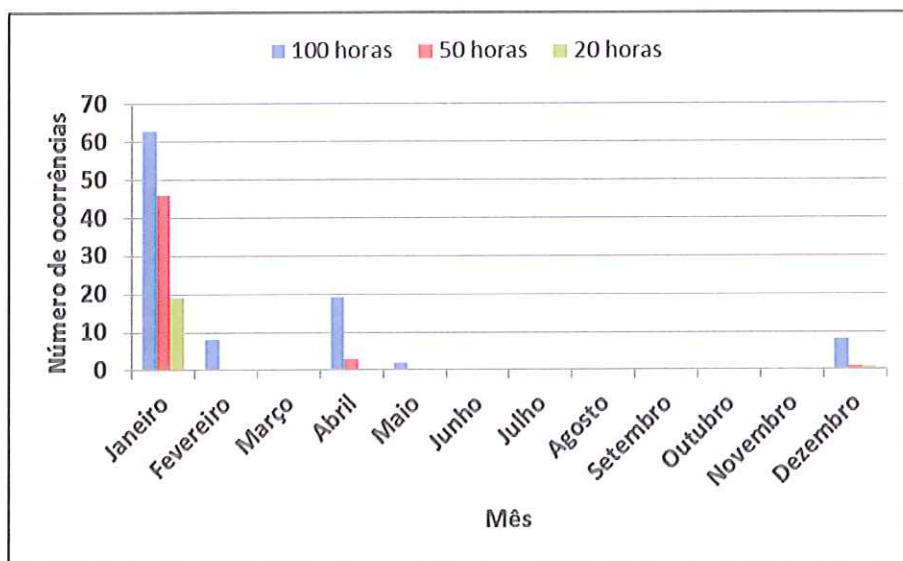


Figura 2.8 - Distribuição mensal das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para nível de tensão BTN.

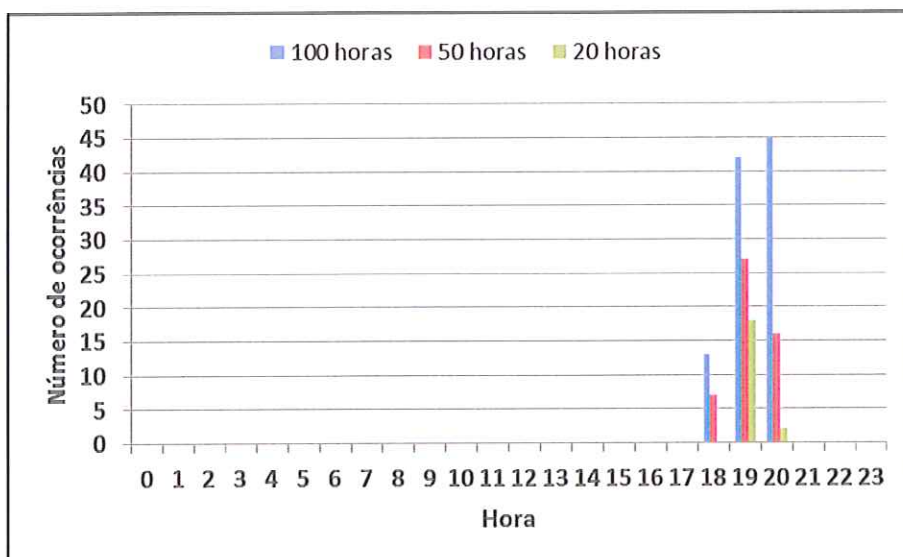


Figura 2.9 - Distribuição horária das 100, 50 e 20 horas mais carregadas no ano de 2015 para o nível de tensão BTN.

A implementação de tarifas dinâmicas na ilha da Madeira poderá incidir sobre consumos em MT e BTE. Pela análise das figuras anteriores pode verificar-se que as horas de maior consumo identificadas relativamente aos consumos globais (Figura 2.2 e Figura 2.3) não estão alinhadas com as que se referem apenas aos consumos em MT (

Figura 2.4 e Figura 2.5) e em BTE (Figura 2.6 e Figura 2.7). Por outro lado, assinala-se que as horas de consumo mais elevado em BTE e MT ocorrem nos meses de agosto enquanto em BTN essas horas ocorrem no mês de janeiro.

As Figuras anteriores indicam ainda que em BTN as horas de maior consumo se localizam no final do dia (horas 18, 19 e 20), enquanto em MT e BTE as horas de maior consumo estão mais distribuídas ao longo do dia, nomeadamente entre a hora 8 e a hora 17. Esta

diferenciação é claramente devida às diferentes atividades e tipos de consumos associados, sendo que em MT e BTE estarão mais diretamente relacionadas com atividades de tipo industrial e comercial em que os consumos serão mais elevados ao longo do dia. Por sua vez, em BTN estarão relacionadas com o típico pico de consumo doméstico que ocorre no final do dia.

A existência desta proximidade entre os padrões de consumo em MT e BTE sugere que a aplicação eventual de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas poderá contemplar um conjunto de regras gerais comuns a estes níveis de tensão. Por outro lado, a não concordância entre padrões de consumos identificados para MT e BTE e os identificados para o consumo global, sugere que a possível implementação de tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira não se verificará nas condições ideais, sendo plausível afirmar-se que a aplicação de tarifas dinâmicas na MT e BTE dificilmente poderá ajudar a resolver problemas na AT, apenas permitindo resolver problemas na rede MT.

## Capítulo 3

# Impacto das Tarifas Dinâmicas nos Custos de Produção e na Contratação de Reservas

Uma das vantagens decorrentes da adoção de Tarifas Dinâmicas está associada à possibilidade de transferir consumos de períodos de ponta para horas laterais reduzindo assim as necessidades de geração nesses períodos. De forma análoga, a redução de consumos em horas de ponta e a elevação dos consumos em horas laterais em que os consumos seriam mais reduzidos poderá igualmente trazer alguma vantagem em termos da contratação ou disponibilização de reservas.

A título de exemplo, a Figura 3.1 apresenta o diagrama de consumos da Ilha da Madeira referente ao dia 6 de janeiro de 2015. Assinala-se que este era um dos dias identificados no capítulo anterior como tendo horas de consumo mais elevado no ano de 2015 (ver Tabela 2.1), concretamente as horas 18, 19 e 20. Admitiu-se então que 5% do consumo em MT e BTE estaria sujeito a Tarifas Dinâmicas e, sendo declarado um evento crítico que abrangesse essas três horas, essa percentagem de consumo em MT e BTE seria deslocado para horas laterais. De forma a construir o novo diagrama de cargas admitiu-se então que esse consumo em MT e BTE seria deslocado das horas 18, 19 e 20 para as horas 15, 16 e 17 bem como para as horas 21, 22 e 23. Sendo deslocado aproximadamente 15% do consumo total em MT e BTE (5% em cada hora) do dia 6 de janeiro, admitiu-se então que os consumos existentes nas horas 15, 16 e 17, 21, 22 e 23 sofreriam aproximadamente incrementos de 2,5% do consumo em MT e BTE existente nas horas 18, 19 e 20. Nestas condições, a Figura 3.1 inclui a tracejado o novo diagrama de consumos na Ilha da Madeira.

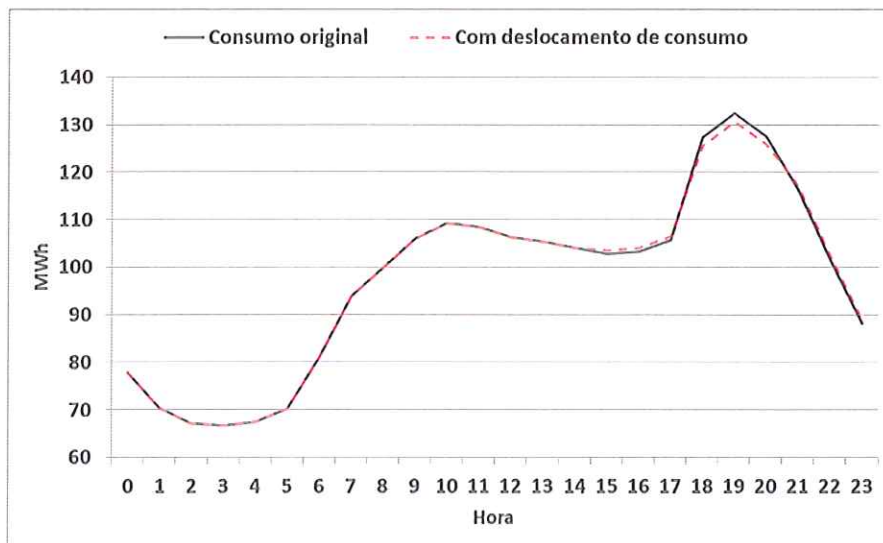


Figura 3.1 - Comparação de consumo sem e com introdução de tarifas dinâmicas para o dia 6 de janeiro de 2015 para as horas críticas 18, 19 e 20.



Para avaliar o impacto da adoção das Tarifas Dinâmicas seria então necessário conhecer curvas de custos de produção, nomeadamente dos grupos da Central da Vitória e da Central da AIE, sendo que na Central da Vitória existem grupos a gás natural e a fuelóleo. De acordo com a informação fornecida pela EEM, verifica-se que os consumos específicos dos grupos a fuelóleo são muito semelhantes e que, por outro lado, esses custos de produção não sofrem variações assinaláveis entre períodos de cheia e de vazio. Nestas condições, pode concluir-se que as curvas de custo de produção dos diversos grupos são muito aproximadamente lineares.

Tomando como exemplo o dia 6 de janeiro de 2015, o valor da potência na hora 19 é de 132.384 MWh no cenário sem tarifa dinâmica passando para 130.658 MWh se se admitir a existência de tarifas dinâmicas, isto é uma redução de 1.3 %.

Nestas condições, sendo as transferências de carga de horas críticas para horas laterais muito limitadas e sendo as curvas de custo de produção dos geradores térmicos aproximadamente lineares, admite-se que o custo total de produção se manterá inalterado.

Por outro lado, esta possível transferência de consumos não terá igualmente impactos significativos a nível da disponibilização de reservas dado o carácter linear das funções custo dos geradores térmicos. Se se admitir que essas reservas seriam disponibilizadas pelos aproveitamentos hídricos a conclusão seria análoga uma vez que o custo variável da água será aproximadamente nulo.

Nestas condições, conclui-se que o impacto de possíveis transferências de consumos induzidas pela adoção de Tarifas Dinâmicas no que se refere aos custos de produção e aos custos de disponibilização de reservas é desprezável.

Finalmente, uma outra vantagem que é atribuída à adoção de Tarifas Dinâmicas decorre do possível maior alisamento do diagrama de carga por preenchimento mais acentuado dos períodos de vazio. Se tal ocorrer, seria até possível investir em aproveitamentos de base com menores custos de produção, reduzindo-se então a utilização de centrais com custos mais elevados em períodos de ponta. No entanto, de acordo com a Tabela 2.1, assinala-se que os períodos de consumo mais elevado ocorrem nos meses de inverno ao final da tarde, sendo este comportamento fortemente influenciado pelos consumos em BTN. Admitindo que os períodos críticos que possam ser declarados têm uma duração máxima de 3 a 4 horas e que, por outro lado, podem ser utilizados em 15 a 20 dias por ano, não se afigura possível que a adoção de Tarifas Dinâmicas possa contribuir por si só para transferir consumos para períodos entre as 0 e as 8 horas da manhã. Nestas condições, fica igualmente prejudicada a possibilidade de induzir transferências de consumo de horas diurnas para horas noturnas ao longo de todo o ano de modo a, por exemplo, viabilizar a eventual instalação de grupos com baixos custos de produção destinados a alimentar a base do diagrama.

## Capítulo 4

---

### Impacto das Tarifas Dinâmicas nas Perdas nas Redes

Um dos possíveis benefícios da introdução de tarifas dinâmicas está relacionado com a potencial redução de perdas nas redes de transporte e distribuição. Neste capítulo, a metodologia adotada para avaliar esse impacto será apresentada assim como os resultados obtidos.

Com base nos dados de consumo do ano 2015 e considerando evolução da taxa de variação homóloga do consumo apresentada na Figura 2.1, foram estimados os consumos entre 2015 e 2030, dando assim origem ao cenário base. O cenário que considera a introdução de tarifas dinâmicas resulta dos dados de consumo de 2015 introduzindo o deslocamento de consumo nas horas identificadas com críticas para horas laterais. Após este deslocamento de consumo, foram de novo estimados os consumos entre 2016 e 2030 tendo em conta a taxa de variação homóloga já referida.

O deslocamento dos consumos depende da identificação prévia das horas mais carregadas do ano. Para além disso, as 150 horas mais carregadas do ano foram também elas identificadas de modo a que estivessem sinalizadas, com o objetivo de evitar deslocar consumo para horas já de si problemáticas para a operação das redes. Deste modo, a metodologia de deslocamento de consumo consiste em reduzir o consumo em MT e BTE em 5% nas horas identificadas como pertencendo às 100 mais carregadas e deslocar 2,5% desses consumos para a hora imediatamente anterior à hora crítica e os outros 2,5% para a hora imediatamente posterior. Caso as horas laterais façam parte das 150 horas mais carregadas o deslocamento é transferido para a hora mais próxima que não pertença a essa lista. Por fim, uma hora para a qual é deslocado consumo passa também ela a estar sinalizada como não estando disponível para receber deslocamento de consumos daí em diante.

O processo de avaliação do impacto de redução de perdas nas redes passa por, numa primeira instância, estimar as perdas para cada um dos cenários através dos Coeficientes de Ajustamento para Perdas estabelecidos para a Ilha da Madeira. Considerando as perdas em cada um dos dois cenários, é contabilizada a diferença entre os valores das perdas em cada ano. Essas diferenças são em seguida valorizadas utilizando um valor de referência indicado pela EEM de 0.10 €/kWh relacionado com a possível redução na produção na Central Térmica da Vitória e conseqüente redução no consumo de combustível. Importa salientar que o valor utilizado para estimar as perdas num nível de tensão, por exemplo em média tensão, considera o fluxo que efetivamente circula na rede de média tensão, i.e., a carga alimentada em média tensão adicionada ao valor da carga alimentada em baixa tensão e respetivas perdas. De referir também que os deslocamentos de consumo efetuados para o nível de baixa tensão foram considerados nos cálculos de perdas no nível de média tensão.

A Tabela 4.1 apresenta os valores anuais de proveitos durante o período de estudo considerado. Os valores apresentados consideram o ano 2015 como referência e são referidos para o ano inicial calculando o NPV, considerando uma taxa de atualização de 6,34%, estabelecida pela ERSE para efeitos de regulação tarifária. Por sua vez, o valor de referência fornecido pela EEM para valorização da redução de perdas foi atualizado com um taxa anual de 2.5%.

Tabela 4.1 - Benefícios resultantes da redução de perdas nas redes por introdução de tarifas dinâmicas.

	Proveitos
2015	55.86 €
2016	54.51 €
2017	53.20 €
2018	52.05 €
2019	50.92 €
2020	49.82 €
2021	48.74 €
2022	47.69 €
2023	46.65 €
2024	45.64 €
2025	44.66 €
2026	43.69 €
2027	42.74 €
2028	41.82 €
2029	40.91 €
2030	40.03 €
Total	758.93 €



## Capítulo 5

---

### Impacto das Tarifas Dinâmicas no Diferimento de Investimentos

Neste Capítulo são descritas as metodologias utilizadas para avaliar o impacto das tarifas dinâmicas no diferimento de investimentos e são apresentados os resultados obtidos. As duas metodologias utilizadas serão designadas por Abordagem I e Abordagem II.

#### 5.1. Abordagem I: níveis de utilização dos equipamentos

Na Abordagem I foram utilizados os níveis de utilização máximos anuais das linhas e transformadores para o ano de 2015 fornecidos pela EEM. A partir da situação base referente a 2015, o valor da ponta máxima anual responsável pelo nível máximo de utilização dos equipamentos evoluiu ao ritmo da taxa de variação homóloga do consumo indicada na Figura 2.1. Sempre que se atinge o nível de utilização de 75% de um equipamento considerou-se que será necessário substituir/reforçar esse equipamento. Essa intervenção apenas se tornará efetiva ao final de um período de tempo de 3 anos. Considerou-se ainda que sempre que se efetivasse uma substituição/reforço de um equipamento, a potência instalada corresponderia ao dobro da existente anteriormente à intervenção. Os equipamentos considerados foram as diversas subestações (transformadores de potência) e as linhas de transmissão nas redes de transporte e de distribuição. Os custos utilizados para estimar os investimentos necessários na substituição ou reforço de ativos de rede foram fornecidos pela EEM. Estes custos foram atualizados à taxa anual de 2.0%.

Para cada um dos dois cenários considerados (com e sem a introdução de tarifas dinâmicas) foram calculados os custos resultantes das intervenções de substituição/reforço necessárias durante o período de estudo. Devido ao deslocamento de consumos das horas mais carregadas é expectável que a ponta anual se reduza face ao cenário base, o que poderá levar a que determinados investimentos possam ser evitados, ou no mínimo, diferidos. A Tabela 5.1 apresenta os custos das intervenções em cada ano para os dois cenários em estudo.



Tabela 5.1 - Custos e benefícios provenientes do diferimento de investimentos por introdução de tarifas dinâmicas.

	Cenário Original	Cenário Tarifas Dinâmicas
2015	0.00 €	0.00 €
2016	0.00 €	0.00 €
2017	0.00 €	0.00 €
2018	4 447 111.34 €	4 349 065.65 €
2019	288 642.00 €	94 044.20 €
2020	0.00 €	276 861.80 €
2021	764 932.71 €	0.00 €
2022	898 041.98 €	733 713.91 €
2023	2 509 342.93 €	1 862 010.39 €
2024	0.00 €	1 447 148.45 €
2025	978 272.36 €	0.00 €
2026	935 756.00 €	1 644 176.68 €
2027	441 730.38 €	662 272.48 €
2028	462 477.90 €	94 861.03 €
2029	46 873.62 €	352 613.51 €
2030	962 456.41 €	44 960.59 €
2031	1 013 406.30 €	1 474 994.38 €
2032	615 605.43 €	442 749.53 €
2033	118 087.33 €	590 481.04 €
Total	14 482 736.69 €	14 069 953.64 €
Proveito	412 783.05 €	

Os custos anuais de substituição/reforço em cada cenário foram transferidos para o ano inicial utilizando a taxa de atualização de 6,34% já referida. Os valores anuais assim obtidos foram adicionados dando origem aos custos totais incluídos na penúltima linha da Tabela anterior. Finalmente, o benefício decorrente da adoção de Tarifas Dinâmicas resulta da diferença entre os valores totais referentes aos dois cenários.

Pela análise da Tabela 5.1 é possível verificar que o benefício resultante é explicado pelo diferimento de investimentos comparando os dois cenários. Neste estudo, foi prolongado o plano em análise até ao ano 2033, uma vez que no ano 2030 se verifica a sinalização de necessidade de realizar um investimento que apenas entrará em serviço e será contabilizada após 3 anos. Nestas condições o proveito final ronda os 412 783 €.

A título de exemplo, no Cenário Original o custo de 4 447 111.34 € no ano 2018 está associado a necessidades de investimentos em reforço nas linhas de transporte e distribuição que vêm de seguida enumerados e identificados pela respetiva designação constante na documentação fornecida pela EEM: *PRZ3-FDB3*, *FDB3-CAV3*, *FDN3-LDF3*, *LRL3-CAV3*, *LRL3-CAV3* nas linhas AT e *C2/Lombo Doutor*, *C3/Vila*, *C5/Corticeiras*, *C6/Garachico*, *C3/Águas*, *Britadeira*, *Galeão 1*, *C4/Ponta do Sol*, *Gaula*, *Barreiros* e *Boa Ventura* para as linhas MT. No Cenário de Tarifas Dinâmicas a entrada em serviço do reforço da linha *C4/Ponta do Sol* é

diferida para 2019 de tal modo que o custo em 2018 se reduz para 4 349 065.65 € e em 2019 é de 94 044.20 €.

A finalizar, a Figura 5.1 apresenta a evolução do custo de investimento em substituição e reforço de equipamentos ao longo do período analisado nos dois cenários estudados, sem Tarifas Dinâmicas a azul e com Tarifas Dinâmicas a vermelho tracejado.

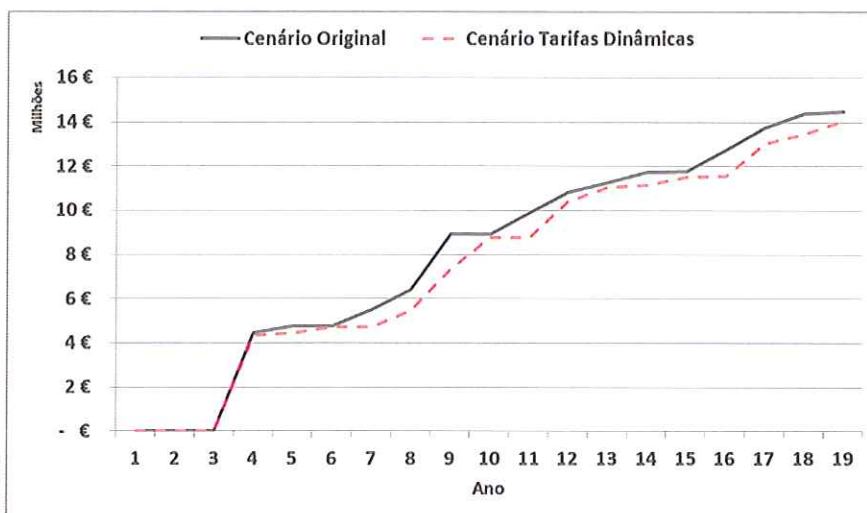


Figura 5.1 - Evolução de investimentos para cenários com e sem introdução de tarifas dinâmicas 2015-2030

## 5.2. Abordagem II: custos incrementais

A Abordagem II baseia-se na utilização de custos incrementais de capacidade das redes refletindo os custos adicionais devidos a acréscimos de procura das redes elétricas. Se, em vez de se utilizarem incrementos de consumo, nomeadamente nos períodos de consumo mais elevado, forem consideradas reduções de consumo nesses períodos induzidas pela utilização de Tarifas Dinâmicas será possível estimar custos evitados de investimento em ativos de rede por nível de tensão. Acresce que a utilização de Tarifas Dinâmicas poderá induzir reduções de consumos em períodos de ponta dando origem a custos evitados de investimento. Por sua vez, esses consumos são transferidos para horas laterais, eventualmente fora do período de ponta, dando origem a incrementos de custos. Desta forma, o benefício obtido em cada ano decorre da diferença entre custos evitados em períodos de ponta e incrementos de custos em períodos fora da ponta. Como se compreende, se a transferência de consumo induzida pela adoção de Tarifas Dinâmicas se realizar de uma hora de ponta para horas laterais igualmente de ponta, o custo evitado e os incrementos de custo serão iguais pelo que o benefício obtido nesse período será nulo.

A Tabela 5.2 apresenta os referidos custos incrementais utilizados nesta metodologia tal como se encontram reportados em [10] pela ERSE. Estes valores foram atualizados anualmente à taxa de 2.5% ao longo do período de 2015 a 2030 que foi analisado.

Tabela 5.2 - Custos incrementais das redes de transporte e de distribuição, por unidade de energia, em cada período horário, para 100 horas de ponta - ERSE.

		Custos incrementais (100 horas de ponta)	
		€/MWh	
Período horário		Períodos I e IV	Períodos II e III
MAT	Ponta	157.43	157.36
	Cheias	1.12	1.08
	Vazio normal	0.99	0.97
	Super vazio	0.83	0.89
AT	Ponta	176.14	176.07
	Cheias	1.02	0.98
	Vazio normal	0.77	0.75
	Super vazio	0.60	0.63
MT	Ponta	832.43	832.24
	Cheias	5.55	5.42
	Vazio normal	4.80	4.76
	Super vazio	4.28	4.38
BT	Ponta	1055.61	1055.23
	Cheias	18.86	18.61
	Vazio normal	17.48	17.38
	Super vazio	15.88	16.04

Como se pode verificar pela análise da Tabela 5.2 a valorização da redução de investimentos através dos custos incrementais discrimina o nível de tensão em que se verifica o deslocamento de consumo, assim como o período horário e trimestral desse deslocamento. Nestas condições, as diferenças de consumos entre os cenários sem e com introdução de tarifas dinâmicas em cada período horário e em cada nível de tensão foram multiplicadas pelos custos incrementais, dando origem a proveitos anuais. Os valores anuais foram então atualizados à taxa de 6,34 % e a soma de todos esses valores parcelares conduziu ao benefício total de 131 558,62 €.

A finalizar este capítulo deve referir-se que os valores obtidos pela utilização das Abordagens I e II são bastante diferentes, 412 783 € para a Abordagem I e 131 558, 62 € para a Abordagem II. Refira-se que a Abordagem I se baseia na utilização de custos de investimento muito detalhados fornecidos pela EEM enquanto a Abordagem II utiliza custos incrementais fornecidos pela ERSE e baseados em custos médios de investimento em todo o território nacional. Esta diferença de custos de investimento que se encontram na base das duas abordagens poderá constituir uma explicação para a diferença detetada. Em todo o caso, e tal como foi já realizado em estudos similares desenvolvidos para a EDP Distribuição SA e para a EDA SA, será utilizado o valor obtido pela Abordagem II para realizar a Análise de Custo Benefício final.



## Capítulo 6

### Custos de Implementação das Tarifas Dinâmicas

Os custos de implementação das tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira identificados pela EEM para o período entre 2015 e 2030 são apresentados na Tabela 6.1.

Tabela 6.1 - Custos de Implementação de tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira.

1. Configuração SAP		Custo k€
	<i>Business Function</i>	80
	Configuração de tarifas	50
	Novos <i>layouts</i> de faturas	
	Integração com BI	100
	Integração EDM/MDM/AMI	200
2. Configuração de Sistema AMI		1 000
3. Informação e Divulgação		
	Criação de campanhas publicitárias	100
4. Informação de Comunicação Regular		
	Criação de modelo de comunicação	200
	Adaptação do portal EEM	
5. Modelos de Previsão		
	(custos incluídos em 2.)	
6. Contadores		
	Equipamento para 1166 clientes BTE	84
<b>Total</b>		<b>1 814</b>

Por sua vez, os custos identificados pela EEM para aplicação de tarifas dinâmicas durante o período do projeto piloto são apresentados na Tabela 6.2.



Tabela 6.2 - Custos de implementação durante o projeto piloto na Ilha da Madeira.

1. Configuração SAP		Custo k€
	<i>Business Function</i>	40
	Configuração de tarifas	
	Integração com converge (AMR)	
2. Configuração de Sistema AMI		10
3. Informação e Divulgação		5
4. Informação de Comunicação Regular		
	Publicação de relatórios produzidos	10
5. Modelos de Previsão		
	Execução manual - folha de cálculo	50
<b>Total</b>		<b>115</b>

Combinando a informação incluída na Tabela 6.1 e na Tabela 6.2, o custo total identificado pela EEM, Empresa de Electricidade da Madeira S.A., relativo à implementação de tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira ascende a 1 814 000 € para o período 2015-2030, incluindo o valor de cerca de 115 000 € especificamente associado ao desenvolvimento dos projetos piloto.

# Capítulo 7

## Análise de Benefício Custo

Neste Capítulo será realizada a Análise Benefício Custo relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas na Ilha da Madeira, considerando o período de implementação 2015-2030. Esta análise baseia-se nas 100 horas mais carregadas do ano de 2015 e considera um nível de 5% do consumo em Média Tensão e BTE como estando disponível para ser deslocado nas horas identificadas como mais carregadas para horas laterais.

A Tabela 7.1 resume os valores estimados ao longo deste estudo no que respeita a benefícios e custos decorrentes da implementação de tarifas dinâmicas.

Tabela 7.1 - Análise Benefício Custo para o período 2015-2030.

Proveitos		Totais	
	<i>Custos de Produção e Contratação de Reservas</i>	0.00 €	413 541.93 €
	<i>Perdas nas Redes</i>	758.93 €	
	<i>Diferimento de Investimentos</i>	412 783.00 € <sup>1</sup>	
Custos		Totais	
		1 814 000.00 €	
		Diferencial	
		- 1 400 458.07 €	

Como se verifica pela análise dos resultados constantes na Tabela 7.1 é expectável que a implementação de opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas na tarifa de venda a clientes finais na Ilha da Madeira, considerando uma análise assente nas 100 horas mais carregadas do ano de 2015 e uma flexibilidade de 5% do consumo em MT e BTE, tenha um impacto económico negativo de cerca de 1 400 458 € durante o horizonte 2015-2030.

<sup>1</sup> Considerando os proveitos identificados pela abordagem 1: níveis de utilização dos equipamentos

## Capítulo 8

---

### Conclusões

Este documento reporta os resultados obtidos com a Análise de Benefício Custo relativa à implementação de opções tarifárias baseadas em Tarifas Dinâmicas nas Tarifas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE na Ilha da Madeira.

Esta análise decorre do estabelecido na revisão do Regulamento Tarifário realizada em 2014 que originou a publicação de um novo texto em dezembro desse ano estabelecendo-se no número 1 do artigo 58 que “cabe à ERSE a aprovação das regras para a implementação de projetos-piloto de Tarifas Dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE a apresentar pela entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM” estabelecendo o número 3 desse artigo que “na sequência da aprovação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas ... a ERSE pode aprovar Tarifas Dinâmicas de Venda Clientes Finais em MT e BTE”. Por outro lado, num dos documentos complementares ao Regulamento Tarifário, a ERSE estabelece que a entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM deve enviar à ERSE um Plano para a implementação de projetos-piloto de tarifas dinâmicas de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, especificando o número 1 do artigo 3 desse documento que esse Plano deverá incluir uma análise benefício-custo preliminar.

Nestas condições, este documento corresponde à Análise de Benefício Custo referida e no seu âmbito foram avaliados diversos possíveis benefícios decorrentes da adoção de tarifas dinâmicas na Ilha da Madeira, nomeadamente o seu impacto nos custos de produção e de contratação de reservas, na redução das perdas nas redes e no diferimento de investimentos. A análise realizada permitiu concluir que o benefício mais significativo decorria do possível adiamento da entrada em serviço de transformadores e no diferimento de investimento em linhas de transmissão de energia nas redes de transporte e distribuição, sendo negligenciáveis ou muito reduzidos os impactos nos custos de produção, no custo de contratação de reservas e nas perdas. Por outro lado, a EEM, Empresa de Electricidade da Madeira SA, forneceu estimativas relativas a custos de implementação referentes ao ano inicial e custos de exploração ao longo do horizonte em estudo. No seu conjunto, estes custos ultrapassam largamente os benefícios estimados em cerca de 1 400 458 €.

No Regulamento Tarifário aprovado em dezembro de 2014 poderá permitir aferir o grau de adesão dos consumidores em MT e BTE da Ilha da Madeira às opções tarifárias baseadas em tarifas dinâmicas, bem como validar algumas das conclusões que agora se apresentam. Em todo o caso, assinala-se que dificilmente poderão ser confirmados os benefícios decorrentes do diferimento de investimentos visto que esses ganhos se referem a anos posteriores a 2018 enquanto os projetos piloto referidos terão um horizonte temporal muito mais reduzido. A finalizar, assinala-se que o benefício total assume um valor negativo muito elevado, pelo que o eventual desenvolvimento dos projetos piloto e, em seguida, a implementação das novas opções tarifárias deverá ser ponderada de forma muito cuidada.

## 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, prepared to the Brazilian Regulatory Agency for the Electrical Energy, abril de 2012.
- [5] M. Parsa Moghaddam, A. Abdollahi, M. Rashidinejad, “Flexible demand response programs modeling in competitive electricity markets”, Applied Energy, vol. 88, issue 9, setembro de 2011.
- [6] A. Faruqui, 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, issue 10, outubro de 2010.
- [7] N. O’Connell, P. Pinson, H. Madsen, M. O’Malley, “Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 39, novembro de 2014.
- [8] Smart Energy Demand Coalition, “Mapping Demand Response in Europe Today”, available in <http://www.smartenergydemand.eu>, consultado em janeiro de 2016.
- [9] EDF, “Option TEMPO”, <http://residential.edf.com/energy-at-home/offers/electricity/tarif-bleu-56121.html>. Assess in January 2016.
- [10] ERSE, “Custos Incrementais das redes de transporte e de distribuição de eletricidade”, ERSE, Lisboa, Abril de 2015.