

ANEXO
AO DOCUMENTO “REVISÃO DO REGULAMENTO TARIFÁRIO DO
SETOR ELÉTRICO – DOCUMENTO JUSTIFICATIVO”

“ESTUDO SOBRE A VIABILIDADE DA INTRODUÇÃO DE OPÇÕES
TARIFÁRIAS DO TIPO TARIFAS DINÂMICAS NA EDA –
RELATÓRIO SUMÁRIO”

DNV -GL

Junho 2014

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º
1400-113 Lisboa
Tel.: 21 303 32 00
Fax: 21 303 32 01
e-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

Estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas na EDA – Relatório sumário

Lisboa, 06 de Março de 2014



Título do Relatório: Estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas na EDA

Cliente: Electricidade dos Açores, SA
Data de Publicação: 06 de Março de 2014

KEMA Lda
DNV GL Energy
Energy Advisory
Alameda dos Oceanos Lote
4.24.01A 2º-B
1990-502 Sacavém
Tel: +351 21 894 51 99

Redação:

Revisão:

Aprovação:

Tiago Câmara

Rosária Nunes
Miguel Morgado
Pedro Almeida
Alexandra Neves

Santiago Blanco



Índice

1	ENQUADRAMENTO DO ESTUDO.....	1
2	METODOLOGIA.....	2
2.1	Estrutura do modelo	2
2.2	Custos e benefícios não considerados	3
2.3	Custos e benefícios considerados	4
2.4	Dados de entrada	5
3	CENÁRIOS CONSIDERADOS.....	9
4	RESULTADOS DA ANÁLISE	9
4.1	S. Miguel	10
4.2	Terceira	16
4.3	Flores e Faial	17
5	CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS.....	19
6	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	20

Lista de Figuras

Figura 1: Estrutura da análise de custo-benefício	3
Figura 2: Estrutura de custos prospetivos para a implementação de tarifas dinâmicas	8
Figura 3: Evolução dos <i>cash flows</i> por tipo de benefício/custo em S. Miguel (Cenário 1) em regime <i>opt-out</i>	11
Figura 4: Peso relativo dos benefícios e dos custos em S. Miguel (Cenário 1) em regime <i>opt-out</i>	11
Figura 5: Evolução dos <i>cash flows</i> por tipo de benefício/custo em S. Miguel (Cenário 2) em regime <i>opt-out</i>	12
Figura 6: Evolução dos <i>cash flows</i> por tipo de benefício/custo em S. Miguel (Cenário 3) em regime <i>opt-out</i>	13
Figura 7: Redução da ponta do consumo (kW/consumidor) em S. Miguel (verão)	14
Figura 8: Quantificação da energia “transferida” por tipo de consumidor em S. Miguel (verão).....	14
Figura 9: Redução da fatura por tipo de consumidor (% fatura original) em S. Miguel (verão)	15
Figura 10: Diagrama de tornado para S. Miguel (Cenário 1) em regime <i>opt out</i>	16
Figura 11: Evolução dos <i>cash flows</i> por tipo de benefício/custo na Terceira (Cenário 1) em regime <i>opt-out</i>	17
Figura 12: Evolução dos <i>cash flows</i> por tipo de benefício/custo no Faial (Cenário 1) em regime <i>opt out</i>	18



Lista de Acrónimos

<i>AMI</i>	<i>Advanced Metering Infrastructure</i>
BTE	Baixa Tensão Especial
BTN	Baixa Tensão Normal
<i>Capex</i>	<i>Capital Expenditures</i>
CCMP	Custo de Capital Médio Ponderado
<i>CPP</i>	<i>Critical Peak Pricing</i>
<i>CRM</i>	<i>Customer Relationship Management</i>
<i>DE</i>	<i>Daily price elasticity</i>
EDA	Electricidade dos Açores, SA
<i>EDMS</i>	<i>Energy Data Management System</i>
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<i>IDS</i>	<i>Intrusion Detection System</i>
<i>IVR</i>	<i>Interactive Voice Response</i>
<i>MDMS</i>	<i>Metering Data Management System</i>
MT	Média Tensão
O&M	Operação e Manutenção
<i>Opex</i>	<i>Operational Expenditures</i>
RAA	Região Autónoma dos Açores
<i>RTP</i>	<i>Real Time Pricing</i>
<i>SE</i>	<i>Substitution Price Elasticity</i>
T&D	Transmissão e Distribuição
TI	Tecnologias de Informação
TIC	Tecnologias de Informação e Comunicação
<i>ToU</i>	<i>Time of Use</i>
VAL	Valor Atualizado Líquido

1 ENQUADRAMENTO DO ESTUDO

De acordo com o Regulamento Tarifário (Julho 2011) e com vista à introdução de opções tarifárias dinâmicas, ao nível das tarifas de Acesso às Redes, a concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA) deve enviar à Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) 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 neste âmbito.

A ERSE cria assim um quadro regulamentar que se constitui como o primeiro passo para a inovação na tarifa de acesso às redes, criando opções tarifárias que conduzem à participação ativa dos utilizadores. No médio a longo prazo estes utilizadores poderão optar por tarifários do tipo *Critical Peak Pricing (CPP)*. A flexibilidade introduzida por tarifas do tipo *CPP* permite que a procura, motivada por fortes sinais de preço aplicados em circunstâncias críticas designadamente de redes ou de geração, acompanhe as variações da oferta. Assim, a introdução de tarifas do tipo *CPP* nas tarifas de Acesso às Redes, tem como objectivos:

- Proporcionar aos operadores de rede um mecanismo alternativo para minimizar os custos de uso das redes na medida em que permite reduções da procura nas situações de maior ponta possibilitando o adiamento de novos investimentos;
- Permitir a minimização dos impactos da variabilidade da produção designadamente com origem em energias renováveis em termos de segurança na operação do sistema elétrico.

A Electricidade dos Açores, SA (EDA) solicitou à KEMA Lda. a realização de um estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas na EDA. Este estudo foi estruturado de acordo com as seguintes fases:

- **Fase 1:** *benchmark* sobre Tarifas Dinâmicas;
- **Fase 2:** aplicação das Tarifas Dinâmicas na EDA; e
- **Fase 3:** análise de custo-benefício das tarifas dinâmicas na EDA.

A análise de custo-benefício foi realizada para 4 ilhas da RAA, nomeadamente S. Miguel, Terceira, Flores e Faial. As ilhas seleccionadas são representativas do maior universo possível de clientes da EDA e são as que têm maior relevância das energias renováveis no *mix* energético das várias ilhas.

Na quantificação dos custos e benefícios foram considerados os seguintes cenários:

- **Cenário 1:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* apenas para os consumidores MT e BTE;
- **Cenário 2:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* a todos os tipos de consumidores (MT, BTE e BTN) e os benefícios associados à introdução de *advanced metering infrastructure (AMI)* (e.g. benefícios associados à eliminação de custos de leitura, controlo de fraude, melhoria da qualidade de serviço, etc.) não são considerados;
- **Cenário 3:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* a todos os tipos de consumidores (MT, BTE e BTN) e quer os custos quer os benefícios associados à introdução de *AMI* não são considerados.

O presente relatório constitui um sumário dos principais resultados do estudo desenvolvido pela KEMA Lda. e encontra-se dividido em 6 capítulos. O **capítulo 2** explica a metodologia abordada neste estudo. São também explicados os itens de custo e benefício considerados na análise, bem como os dados de entrada aplicados na modelização. No **capítulo 3** descrevem-se os cenários que foram estudados. De

seguida, no **capítulo 4** são definidos e apresentados os resultados mais relevantes. No **capítulo 5** sintetizam-se as principais conclusões do estudo e sugerem-se estudos futuros. Por fim, no **capítulo 6** são indicadas algumas referências bibliográficas que foram importantes para a realização deste estudo.

2 METODOLOGIA

O estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas na EDA foi estruturado em 3 grandes fases:

- *Benchmark* sobre Tarifas Dinâmicas;
- Aplicação das Tarifas Dinâmicas na EDA;
- Análise de custo-benefício das tarifas dinâmicas na EDA.

A primeira fase do estudo consistiu numa análise de *benchmarking* sobre tarifas dinâmicas no setor elétrico. Existem vários tipos de tarifas dinâmicas, por exemplo, tarifas *Time of Use (ToU)*, *Real Time Pricing (RTP)*, *Critical Peak Pricing (CPP)*. Nesta fase foram apresentadas várias situações da experiência internacional em que as tarifas dinâmicas foram implementadas. As situações da experiência internacional foram divididas em projetos-piloto e implementações em grande escala.

A segunda fase do estudo consistiu na análise da situação particular da EDA relativamente à caracterização da produção, transmissão e distribuição; à informação existente sobre os consumidores e respetivos hábitos de consumo, assim como a caracterização do parque de contadores instalado e o atual enquadramento regulatório.

A terceira fase consistiu numa análise de custo/ benefício da utilização de tarifas dinâmicas (do tipo *CPP*) aplicadas ao caso particular da EDA. Esta fase tem por base a experiência internacional com os diferentes tipos de tarifas dinâmicas existentes (analisados na fase 1) e a análise/avaliação das ilhas dos Açores (realizada durante a fase 2). As secções seguintes apresentam a estrutura do modelo de custo/ benefício adotado, os itens de custo e benefício considerados na análise e os dados de entrada aplicados na modelização.

2.1 Estrutura do modelo

A estrutura do modelo de custo/ benefício adoptado é ilustrado na figura abaixo, começando com o modelo básico de dados de entrada e, de seguida, identificando como estes influenciam os resultados do modelo.

No modelo proposto pela KEMA Lda. considera-se que os impactos da introdução de *CPP* são influenciados fundamentalmente pelas seguintes variáveis:

- **Variáveis financeiras:** Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP); taxa de inflação anual;
- **Variáveis de carácter operacional:** Custo marginal de capacidade; perdas de produção; reserva girante; custo marginal de energia; custo marginal de Transmissão e Distribuição (T&D); perdas de T&D; preços de licenças CO₂; custos de Tecnologias de Informação (TI); *AMI* e correspondentes custos de sistemas de TI;

- **Variáveis relacionadas com o CPP:** número de dias críticos; elasticidade-preço da procura; perfis dos consumidores; número de clientes participantes na opção de tipo CPP; esquema *opt-in/opt-out*.

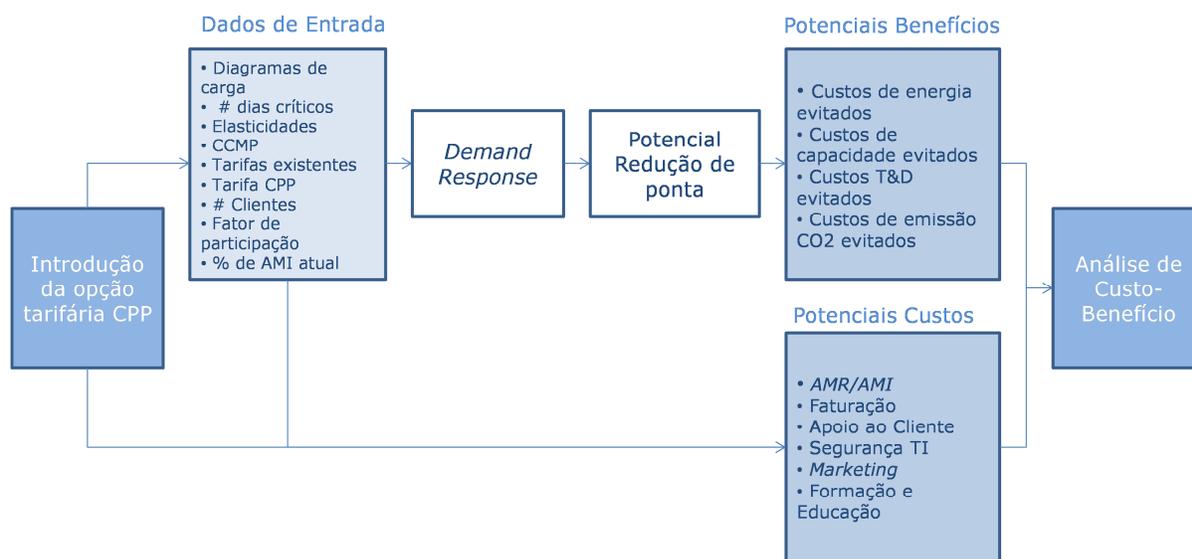


Figura 1: Estrutura da análise de custo-benefício

Quanto ao intervalo temporal utilizado no modelo assume-se um período de 30 anos, com início em 2015, ano de introdução da opção CPP. O cálculo do Valor Atualizado Líquido (VAL) é aplicado por forma a valorizar no presente pagamentos futuros realizados ao longo do período em causa, capturando assim potenciais custos e benefícios. Refira-se que o período de estudo cobrirá os anos de vida útil dos ativos / investimentos.

2.2 Custos e benefícios não considerados

A introdução de tarifas dinâmicas envolve uma série de custos e benefícios que são difíceis de quantificar devido a um elevado grau de incerteza associada ao item de custo / benefício específico ou porque não são suficientemente relevantes para justificar a sua quantificação. Os seguintes fatores não foram quantificados na análise:

- **Benefícios operacionais da introdução de AMI:** os benefícios operacionais na rede elétrica associados à introdução de AMI e.g. eliminação de custos de leitura, redução dos tempos de interrupção, redução de perdas comerciais e fraude, realização de operações remotas (e.g. alteração da potência contratada). Estes benefícios não foram considerados por não estarem diretamente relacionados com a introdução de tarifas dinâmicas e, conseqüentemente, estarem fora do âmbito do trabalho. De referir que o estudo anterior efetuado pela KEMA Lda para a ERSE ("Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural", de Maio de 2012) mostrou que a análise custo-benefício da introdução de contadores inteligentes em Portugal continental obteve benefícios superiores aos custos.

- **Custo da “inconveniência”:** a inconveniência de não utilizar um certo aparelho elétrico a uma dada hora em prol da redução da fatura mensal. Este item não foi considerado na análise devido ao nível de incerteza na sua quantificação e à necessidade de investigação adicional.
- **Benefício de facilitar a utilização de veículos elétricos:** a introdução de *CPP* conduziria a tarifas mais baixas quando os custos do sistema fossem mais baixos o que poderia reduzir os custos de recarregar os veículos elétricos. Não foi quantificado devido ao nível de incerteza associada a este benefício.
- **Impacto das diferentes estações do ano nas elasticidades-preço:** alguns estudos indicam que as estações do ano têm impacto nas elasticidades-preço. Não foi considerado devido ao elevado grau de incerteza relativamente à elasticidade da procura e necessidade de investigação adicional.
- **Impacto das *enabling technologies*¹ nas elasticidades-preço:** estudos empíricos mostram que a existência de *enabling technologies* aumenta os impactos das tarifas dinâmicas. Não foi considerado devido ao elevado grau de incerteza relativamente à elasticidade da procura.
- **Impacto da aprendizagem e da experiência nas elasticidades-preço:** alguns estudos mostram que a aprendizagem e a experiência têm impacto nas elasticidade-preço. Não foi considerado devido ao elevado grau de incerteza relativamente à elasticidade da procura e necessidade de maior evidência empírica sobre o tema.
- **Impacto do nível de preços na elasticidade-preço:** há estudos recentes que mostram que o próprio nível de preços tem influência nas elasticidade-preço. Isto significa que a reação dos consumidores a uma alteração de preços, por exemplo, de 0,20 €/kWh para 0,40€/kWh não seria a mesma a uma alteração de preços de 0,40 €/kWh para 0,80€/kWh. Não foi considerado devido ao elevado grau de incerteza relativamente à elasticidade da procura e necessidade de investigação adicional.

2.3 Custos e benefícios considerados

A análise de custo-benefício da introdução de tarifas dinâmicas teve em conta os seguintes itens de custos:

- **Advanced Metering:** para os consumidores que não possuem sistemas de telecontagem é necessário incorrer em custos com a introdução de *AMI* (e.g. custos de instalação de contadores inteligentes, custos de comunicações relacionadas com a telecontagem, *upgrade* do sistema *Metering Data Management System (MDMS)*). De notar que no caso do Cenário 3 (acima descrito) este item de custo não é considerado. O Cenário 3 assume uma situação em que os clientes da BTN já têm sistemas de contagem inteligentes e, por isso, os custos associados à introdução de *AMI* não são considerados na análise.
- **Segurança de TI e proteção de dados:** custos necessários para aumentar o nível de proteção e privacidade de dados e proteção da infraestrutura (e.g. revisão do plano de segurança, implementação de sistemas *Intrusion Detection System (IDS)*);

¹ *Enabling technologies* são dispositivos (e.g. *in-home displays, smart thermostat*) que permitem aos consumidores gerir ativamente a sua procura.

- **Atendimento ao cliente:** suporte a clientes para lidarem com o tarifário *CPP* (e.g. adição de novos canais de comunicação na plataforma de *contact center*, integração entre o *Interactive Voice Response (IVR)* e a plataforma *Customer Relationship Management (CRM)*);
- **Faturação:** custos com a gestão do tarifário *CPP*, tais como o processamento e emissão de faturas. Com a adoção de uma tarifa de tipo *CPP* o volume de dados ou o detalhe da informação produzida será maior, implicando uma adaptação ou *upgrade* do sistema (e.g. implementação de um *Energy Data Management System (EDMS)*, fatura com maior nível de análise);
- **Marketing:** custos associados com campanhas de informação e a divulgação da introdução das novas opções tarifárias de tipo *CPP* (e.g. publicidade, *direct mail*, eventos);
- **Formação e educação:** custos com a formação dos colaboradores e sensibilização pública para os clientes (e.g. sessões públicas de esclarecimento, sessões técnicas internas).

Em contrapartida os seguintes potenciais benefícios foram quantificados:

- **Custos de energia evitados:** a introdução de *CPP* pode levar a uma redução e/ou transferência de consumo por parte dos consumidores o que origina por conseguinte uma redução e/ou transferência na geração necessária para manter o equilíbrio do sistema. Os custos de energia podem assim ser reduzidos já que o consumo é menor ou moveu-se para períodos em que o custo marginal da geração é inferior;
- **Custos de capacidade evitados:** a introdução de *CPP* poderá levar a uma redução da procura de energia em períodos fora de vazio e, consequentemente, a redução da necessidade de centrais a operar nos períodos de ponta e cheia cujo custo marginal de geração é superior às centrais de base;
- **Custos de T&D diferidos:** custos evitados com o reforço e melhoria das redes de T&D para acomodar o consumo nos períodos de ponta e cheia;
- **Redução de emissões CO₂:** a redução e/ou transferência de consumo dos períodos de ponta e cheias para os períodos de vazio normal e super vazio poderá reduzir a necessidade da operação de centrais mais poluentes (com elevadas emissões de CO₂).

2.4 Dados de entrada

2.4.1 Dados de entrada: gerais e relacionados com o *CPP*

A análise de custo-benefício da introdução das tarifas dinâmicas na RAA implicou a consideração de uma série de dados de entrada. Nesta secção descreve-se de forma sucinta os dados de entrada mais relevantes (gerais e relacionados especificamente com a opção *CPP*).

Fator de participação

Na quantificação dos benefícios associados à introdução da opção tarifária do tipo *CPP* foi necessário definir o fator de participação dos consumidores. Uma opção tarifária pode obedecer a um esquema *opt-out* ou a um esquema *opt-in*. Num esquema *opt-out* os consumidores são inicialmente incorporados na nova opção tarifária, tendo todavia a possibilidade de sair. Assume-se um nível inicial de participação dos consumidores (na análise considerou-se 90%) e à medida que alguns decidem sair a percentagem

de participação vai-se reduzindo (na análise assumiu-se um mínimo de participação de 75%). Um esquema *opt-in*, pelo contrário, parte do pressuposto que os consumidores estão fora da nova opção tarifária, mas têm a possibilidade de aderir. Neste caso, assumiu-se um fator de participação inicial relativamente baixo (na análise é de 10%) e à medida que mais consumidores decidem aderir o fator aumenta (na análise o máximo de participação é de 60%). Note-se que os valores adotados para o fator de participação são baseados em estudos e experiência internacional.

Elasticidade preço da procura de eletricidade

Na análise foram considerados dois tipos de elasticidade: *elasticity of substitution (ES)* e *daily price elasticity (DE)* (adiante serão designadas, respetivamente, por elasticidade de substituição e elasticidade de preço). A elasticidade de substituição indica a variação percentual do rácio das quantidades procuradas em períodos fora de vazio/quantidades procuradas em períodos de vazio face a uma variação percentual do rácio do preço em períodos de fora vazio/ preço em períodos de vazio, *ceteris paribus*.

$$ES = \frac{d \left[\frac{Q^P}{Q^O} \right]}{\left[\frac{Q^P}{Q^O} \right]} \div \frac{d \left[\frac{P^O}{P^P} \right]}{\left[\frac{P^O}{P^P} \right]}$$

em que:

Q^P quantidade procurada de energia elétrica em períodos fora de vazio;

Q^O quantidade procurada de energia elétrica em períodos de vazio;

P^P preço da energia elétrica em períodos fora de vazio;

P^O preço da energia elétrica em períodos de vazio.

A elasticidade de substituição pretende refletir o efeito de transferência de eletricidade dos períodos de fora de vazio (cheia e ponta) para os períodos de vazio (super vazio e vazio normal).

A elasticidade de preço indica a variação percentual das quantidades diárias procuradas face a uma variação percentual dos preços de eletricidade diários, *ceteris paribus*.

$$DE = \frac{dQ}{Q} \div \frac{dP}{P}$$

em que:

Q quantidade procurada de energia elétrica;

P preço da energia elétrica.

A elasticidade de preço pretende refletir o efeito da redução de consumo associada à introdução de uma nova opção tarifária.

Uma vez que não existiam estudos de elasticidade preço nos Açores à data da realização deste estudo, os valores assumidos para as elasticidades foram baseados em projetos-piloto realizados a nível internacional.

Perfis de consumo

Os diagramas de carga utilizados foram desenvolvidos com base nos perfis de produção anuais para as diferentes ilhas (dados fornecidos pela EDA) e nos perfis de consumo das diferentes categorias de clientes. Tendo em conta que os tarifários utilizados atualmente na RAA inserem-se na categoria de *ToU*



com um, dois, três ou quatro períodos tarifários diários; e que são diferenciados pelos períodos do inverno e verão, os diagramas de carga foram determinados de forma a refletir os diferentes tipos de clientes e as estações do ano.

Determinação dos dias críticos

O número de dias críticos foi determinado através do estudo e análise dos dados de produção que foram disponibilizados pela EDA. Os eventos críticos são definidos como os momentos de maior ponta de consumo anual com uma baixa frequência de ocorrência. O número de dias críticos selecionados teve em conta o número de dias críticos normalmente identificados em estudos e projetos-piloto internacionais.

Determinação das tarifas *all-in* e de *CPP*

Na RAA existem várias opções tarifárias aplicadas aos diferentes tipos de clientes como indicado nos seguintes parágrafos:

- Clientes MT: tarifas *ToU* com quatro períodos (ponta, cheia, vazio normal e super vazio) diferenciando entre os períodos de verão e inverno;
- Clientes BTE: tarifas *ToU* com quatro períodos (ponta, cheia, vazio normal e super vazio) mas sem diferenciação entre os períodos do verão e inverno;
- Clientes BTN: dispõem de várias opções tarifárias incluindo a tarifa simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária.

As tarifas atualmente em vigor na RAA são constituídas por diferentes variáveis tarifárias: termo tarifário fixo; termo de potência da tarifa contratada; termo de potência das horas de ponta; termo de energia ativa e termo de energia reativa. Para efeitos de simplificação todas as variáveis tarifárias foram convertidas numa única variável expressa em €/kWh a que designamos tarifa *all-in*.

Na análise efetuada a nova opção tarifária foi considerada em combinação com a atual estrutura *ToU* para cada categoria de clientes, ou seja, para além de uma tarifa a aplicar aos períodos de ponta, cheia, vazio normal e super vazio considerou-se uma tarifa para o período crítico. O preço da energia a aplicar ao período crítico deverá ser várias vezes superior ao preço da tarifa *all-in* de forma a transmitir aos consumidores sinais de preço mais fortes. Na análise de custo-benefício assumiu-se que a tarifa *CPP* é sete vezes superior à tarifa *all-in* e este valor foi baseado na experiência internacional. As tarifas para os restantes períodos horários (ponta, cheia, vazio normal e super vazio) foram determinadas de forma a assegurar a neutralidade tarifária para cada tipo de cliente, ou seja, um cliente médio de um certo nível de tensão que não altere o seu perfil de consumo pagaria o mesmo antes e depois da introdução da nova opção tarifária.

2.4.2 Dados de entrada: relacionados com os custos e os benefícios

A figura abaixo mostra os vários itens de custo considerados bem como os respetivos sub-itens.

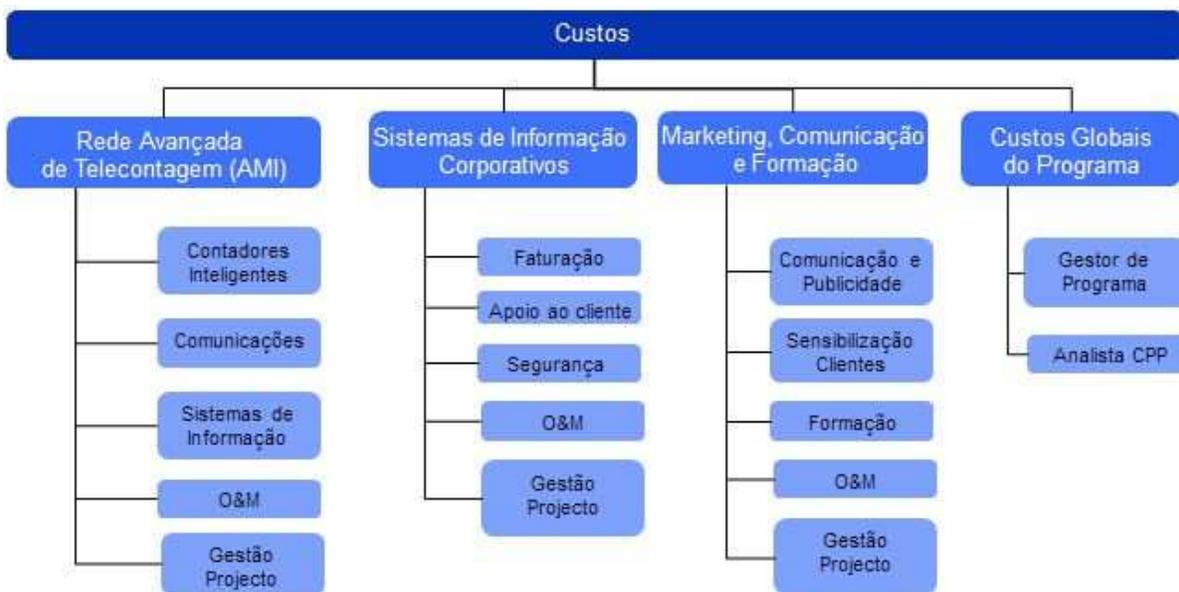


Figura 2: Estrutura de custos prospectivos para a implementação de tarifas dinâmicas

Em relação aos dados de entrada relacionados com os custos foram considerados diferentes itens associados aos sistemas IT nomeadamente custos com a faturação; custos associados com o atendimento ao cliente; custos de O&M e custos com a gestão do projeto.

Para os consumidores que não possuem sistemas de telecontagem seria necessário incorrer em custos com a introdução de *AMI* para possibilitar a recolha e o processamento de dados associados aos fluxos de energia elétrica necessários para as liquidações dos relacionamentos comerciais entre as várias entidades. Os custos relacionados com a *AMI* incluem para além dos custos dos contadores inteligentes, custos com as comunicações, custos de Operação e Manutenção (O&M) e custos com a gestão de projeto.

Para além dos itens de custos já mencionados, foram considerados custos com a realização de campanhas de marketing e sensibilização aos consumidores, assim como, custos com a formação dos colaboradores da EDA. Foram também contabilizados os custos associados com a supervisão e coordenação da introdução da opção tarifária de tipo *CPP*.

Relativamente à quantificação dos benefícios os dados de entrada utilizados incluíram:

- Custo marginal de capacidade;
- Custo marginal de energia (das centrais térmicas e das centrais renováveis);
- Custo marginal de T&D;
- Percentagens de perdas na produção;
- Percentagens de perdas nas redes de T&D;
- Reserva girante;

- Preço típico das licenças de CO₂.

A maioria dos dados de entrada, associados quer aos custos quer aos benefícios, foi fornecida pela EDA; quando tal não foi possível, foram assumidos pressupostos baseados em experiência nacional e internacional.

3 CENÁRIOS CONSIDERADOS

Tendo em conta o sistema de telecontagem atualmente existente nas ilhas dos Açores seria possível introduzir novas opções tarifárias do tipo *CPP* para os clientes da BTE e MT sem incorrer em custos avultados para capacitação destas infraestruturas. O mesmo não se verifica para os clientes BTN, os quais possuem apenas contadores convencionais e não está implementada a arquitetura de comunicações que torne viável a telecontagem.

Tendo em conta estas considerações, foram considerados os seguintes cenários para a análise de custo-benefício:

- **Cenário 1:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* apenas aos consumidores MT e BTE;
- **Cenário 2:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* a todo o universo de consumidores (MT, BTE e BTN) e os benefícios associados à introdução de *AMI* não são considerados. Neste cenário consideram-se os custos de implementação dos sistemas *AMI* para os clientes BTN, no entanto, os benefícios operacionais associados não são quantificados (e.g. benefícios associados à eliminação de custos de leitura, melhoria da qualidade de serviço, etc.). Com este cenário pretende-se avaliar se os benefícios associados à introdução de uma opção tarifária de tipo *CPP* são suficientes para justificar a introdução de contadores inteligentes na BTN;
- **Cenário 3:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* a todo o universo de consumidores (MT, BTE e BTN) e quer os custos quer os benefícios associados à introdução de *AMI* não são considerados. Este cenário assume uma situação em que os clientes da BTN já têm sistemas de contagem inteligentes e, por isso, os custos e benefícios associados à introdução de *AMI* não são considerados na análise. Esta situação assume que a decisão de introduzir contadores inteligentes seria anterior à decisão de introduzir novas opções tarifárias de tipo *CPP* para a BTN.²

4 RESULTADOS DA ANÁLISE

No estudo da introdução de tarifas de tipo *CPP* na RAA foram incluídos os seguintes tipos de resultados:

- **Cash flows por tipo de benefício/custo e por tipo de cliente:** são apresentados os *cash flows* associados à introdução de tarifas *CPP* por tipo de cliente e por categoria de benefício/custo. Estes resultados distinguem o tipo de cenário considerado e o fator de participação dos consumidores (esquema *opt-in* ou *opt-out*);

² A título exemplificativo refira-se que o estudo anterior efetuado pela KEMA Lda para a ERSE ("Estudo sobre contadores inteligentes de eletricidade e de gás natural", de Maio de 2012) mostrou que a análise custo-benefício da introdução de contadores inteligentes em Portugal continental obteve benefícios superiores aos custos.

- **Impacto na ponta do consumo:** apresenta-se a redução percentual de ponta do consumo por consumidor, quando um tarifário *CPP* é adotado;
- **Impacto nas energias renováveis:** é determinado através da quantificação dos custos de energia evitados relacionados com a quantidade de energia que é “transferida” de centrais térmicas e “substituída” por energia produzida em centrais de produção renovável;
- **Impacto na fatura dos consumidores:** é determinada a percentagem de redução na fatura de um consumidor médio através da diferença entre a fatura de um consumidor antes da introdução de *CPP* e a fatura do consumidor depois da introdução de *CPP*.

Os resultados acima mencionados são complementados com uma análise de sensibilidade aos principais parâmetros. Na análise de sensibilidade aplicou-se o método de Monte Carlo para lidar com a incerteza associada às variáveis do estudo e diagramas Tornado para verificar a variação de cada categoria. Nos capítulos seguintes apresentam-se alguns dos resultados obtidos para as ilhas consideradas.

4.1 S. Miguel

A Figura 3 mostra os *cash flows* por tipo de benefício/ custo quando a nova opção tarifária é aplicada apenas ao segmento de consumidores onde a telecontagem já existe (i.e. MT e BTE). Neste caso, obtém-se um VAL de cerca de 2 milhões €. Como se pode observar na figura o montante de custos/benefícios é superior nos primeiros anos e depois decresce ao longo do tempo devido ao fator de participação dos consumidores (neste caso o esquema *opt-out*).

As poupanças em capacidade e de T&D são as que dominam os benefícios (Figura 4), enquanto os custos com TI e sistemas de comunicação (O&M) são a categoria com um maior peso no lado dos custos.

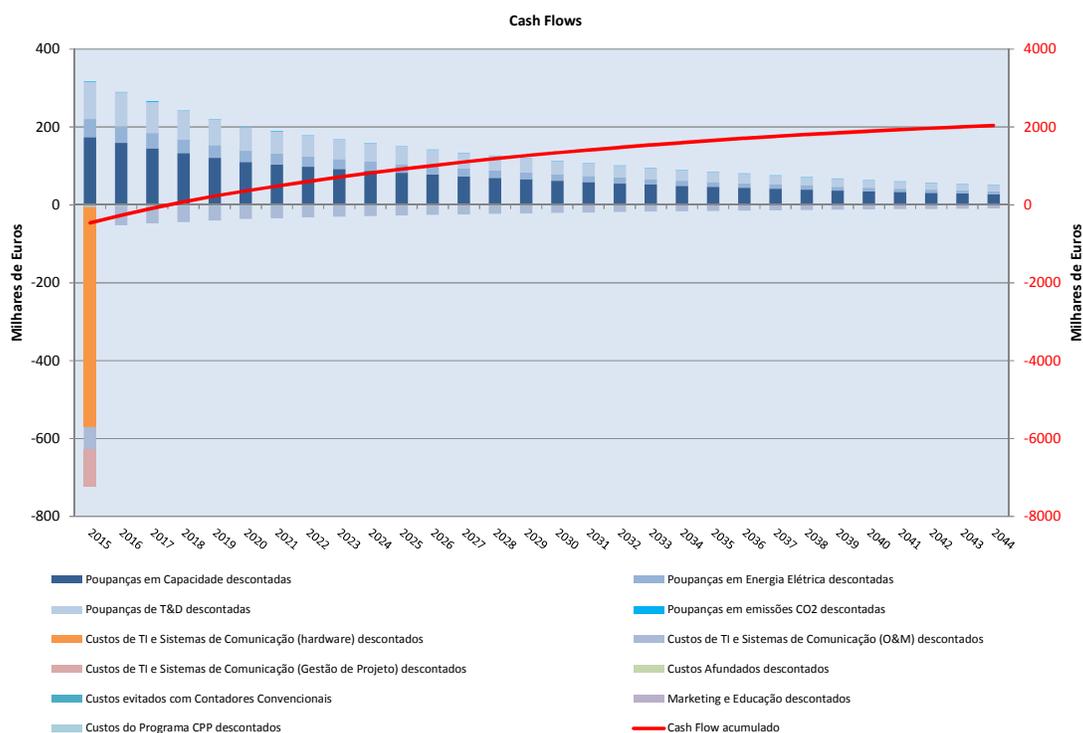


Figura 3: Evolução dos *cash flows* por tipo de benefício/custo em S. Miguel (Cenário 1) em regime *opt-out*

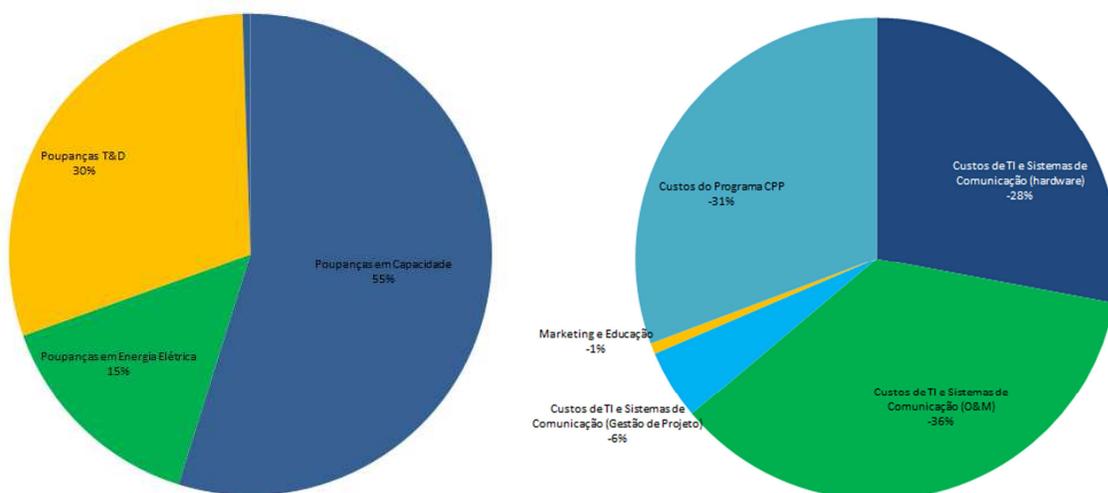


Figura 4: Peso relativo dos benefícios e dos custos em S. Miguel (Cenário 1) em regime *opt-out*

Mesmo quando se adota um fator de participação *opt-in* e são considerados apenas os segmentos de clientes MT e BTE, o VAL mantém-se positivo (708.000 €). A importância dos benefícios e custos é

semelhante ao da Figura 3, embora, os custos/benefícios se encontrem mais distribuídos ao longo do período em análise devido ao fator de participação assumido.

A Figura 5 apresenta a evolução dos *cash flows* por tipo de benefício/custo em S. Miguel para o Cenário 2. Neste cenário, os itens de custo relacionados com a AMI i.e. custos de aquisição e instalação dos contadores inteligentes, custos com as comunicações, custos O&M e os custos com a gestão deste projeto foram considerados na análise, a qual considera que o *roll-out* de contadores inteligentes se inicia em 2015 e tem uma duração de 6 anos (2015-2020). Quando ocorrem avarias ou os contadores convencionais atingem o final da sua vida útil, estes contadores serão substituídos por contadores inteligentes. Para o caso de novos clientes também se assume a instalação de um contador inteligente.

Para este cenário o VAL atingiu um valor de aproximadamente 10,4 milhões € negativos, o que indica que a introdução de uma opção tarifária de tipo CPP por si só não justifica a introdução de contadores inteligentes na BTN.

De modo semelhante ao caso anterior, as poupanças em capacidade e de T&D dominam os itens de benefícios. Em relação aos custos, a categoria AMI nas suas vertentes de *Capex* e *Opex* é dominante.

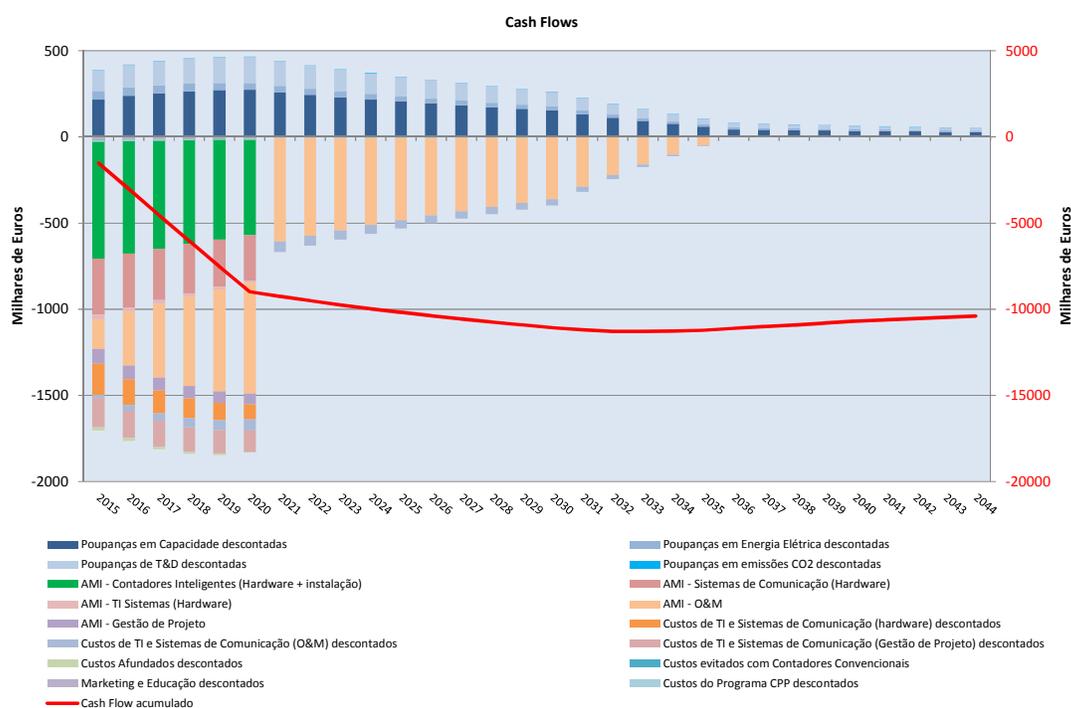


Figura 5: Evolução dos *cash flows* por tipo de benefício/custo em S. Miguel (Cenário 2) em regime *opt-out*

A Figura 6 apresenta a evolução dos *cash flows* por tipo de benefício/custo em S. Miguel para o Cenário 3 (i.e. assumindo que a BTN já possui sistemas inteligentes de telecontagem instalados). Neste caso, verifica-se que o VAL atinge um valor próximo de 2,88 milhões € para o período em análise. O *payback period*, ou período de retorno do investimento, é de 8 anos.

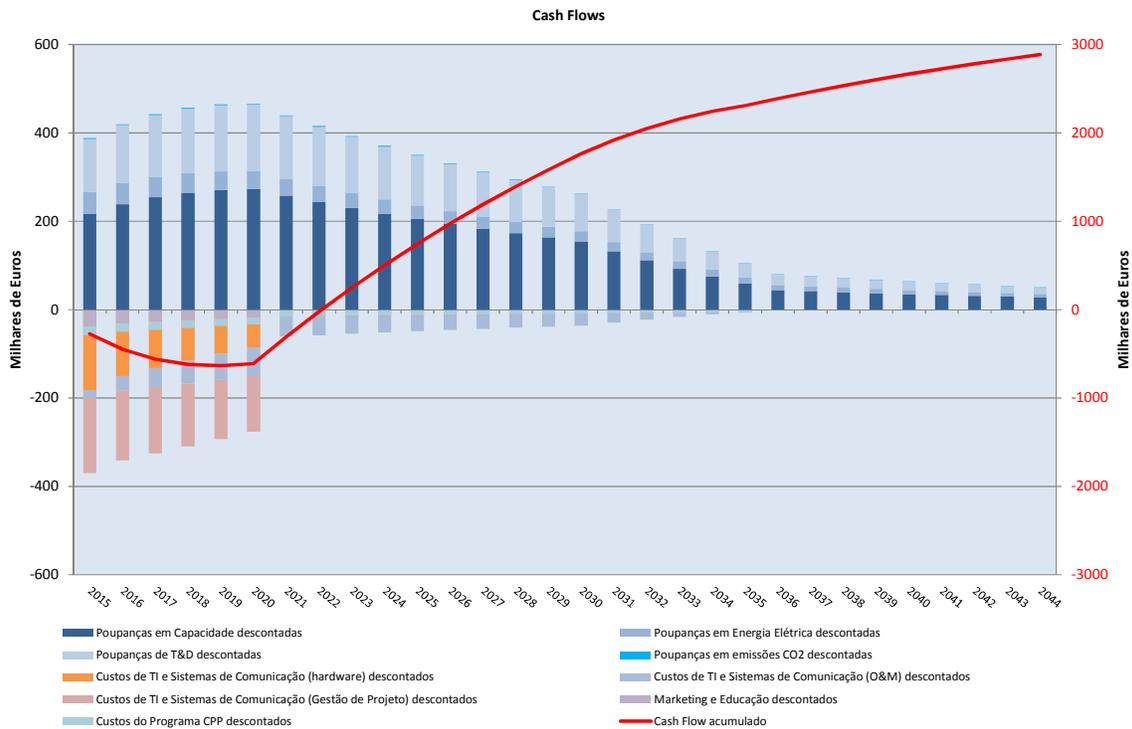


Figura 6: Evolução dos cash flows por tipo de benefício/custo em S. Miguel (Cenário 3) em regime *opt out*

A figura seguinte apresenta os resultados em termos de impacto na ponta do consumo³. A figura mostra que o segmento de BTN apresenta um maior potencial de redução da ponta de consumo quando comparado com o segmento de MT. Os resultados obtidos dependem sobretudo dos valores assumidos para as elasticidades de preço da procura e dos níveis de consumo de energia por consumidor (em períodos de fora de vazio e períodos de vazio). Provavelmente este resultado deve-se ao facto de a indústria, comércio e serviços existentes nos Açores terem pouca capacidade para transferir consumos para outros períodos horários (e.g. empresas de lacticínios, administração pública, hotéis, etc.).

³ Os valores apresentados referem-se apenas ao verão uma vez que para o caso de S. Miguel os dias críticos selecionados foram obtidos apenas para o verão. O mesmo não se verifica para as restantes ilhas objeto de estudo.

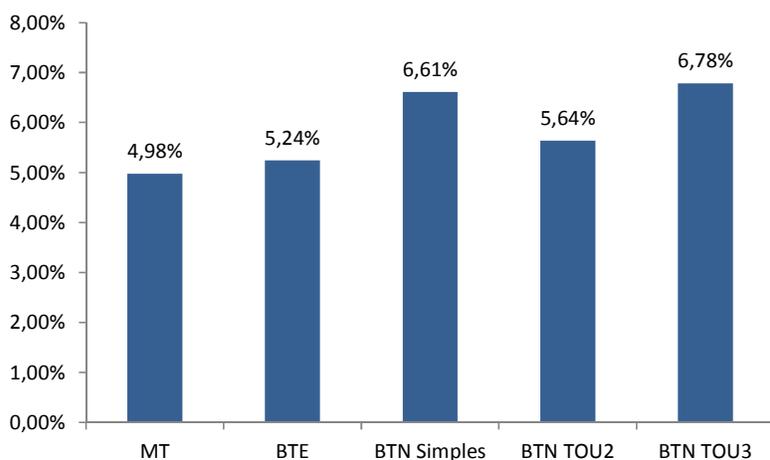


Figura 7: Redução da ponta do consumo (kW/consumidor) em S. Miguel (verão)

Na Figura 8 é apresentada a valorização (em Milhares de Euros) do montante de energia que é transferido dos períodos de fora de vazio, onde se assume que a energia é produzida em centrais térmicas, para os períodos de vazio, em que a energia é de origem renovável. Os resultados obtidos dependem dos valores definidos para as elasticidades, do consumo de energia por cliente e do número de consumidores por segmento.

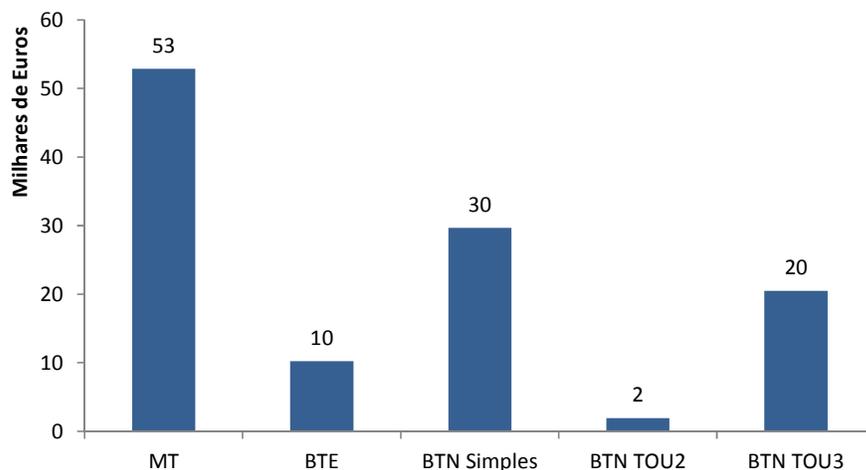


Figura 8: Quantificação da energia "transferida" por tipo de consumidor em S. Miguel (verão)

A figura seguinte mostra o impacto na fatura de um consumidor médio. Por exemplo, um consumidor médio da BTE poderá reduzir a sua fatura mensal em cerca de 1,3% (face à fatura antes da introdução da nova opção tarifária de CPP), assumindo que o consumidor reage a variações de preço.

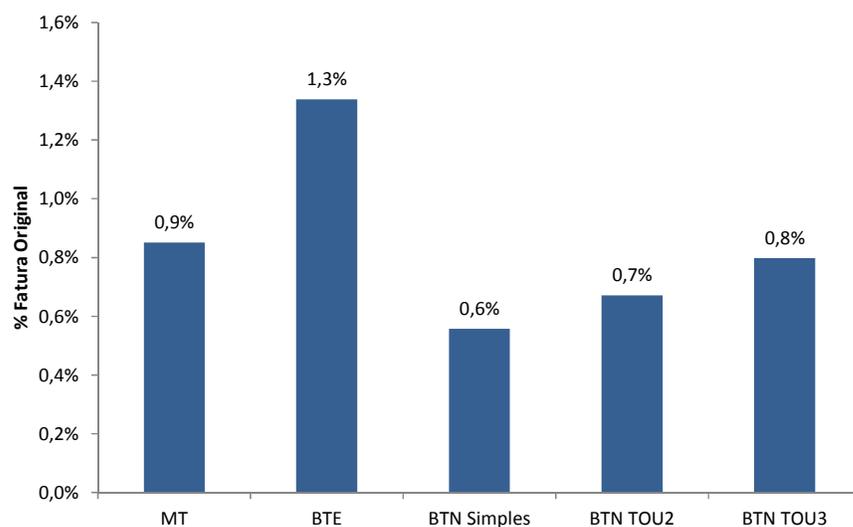


Figura 9: Redução da fatura por tipo de consumidor (% fatura original) em S. Miguel (verão)

A figura abaixo apresenta o diagrama Tornado para análise de sensibilidade. A figura refere-se ao Cenário 1 e o fator de participação baseia-se no esquema *opt-out*. Da observação do gráfico verifica-se que, por exemplo, quando os custos marginais de T&D variam em +/- 30 €/kW o impacto no VAL é de cerca de +/- 30%, assumindo que todos os outros parâmetros se mantêm constantes. Os parâmetros que mais contribuem para a variação do VAL incluem as elasticidades, o custo marginal de T&D, o custo marginal de capacidade e o CCMP.

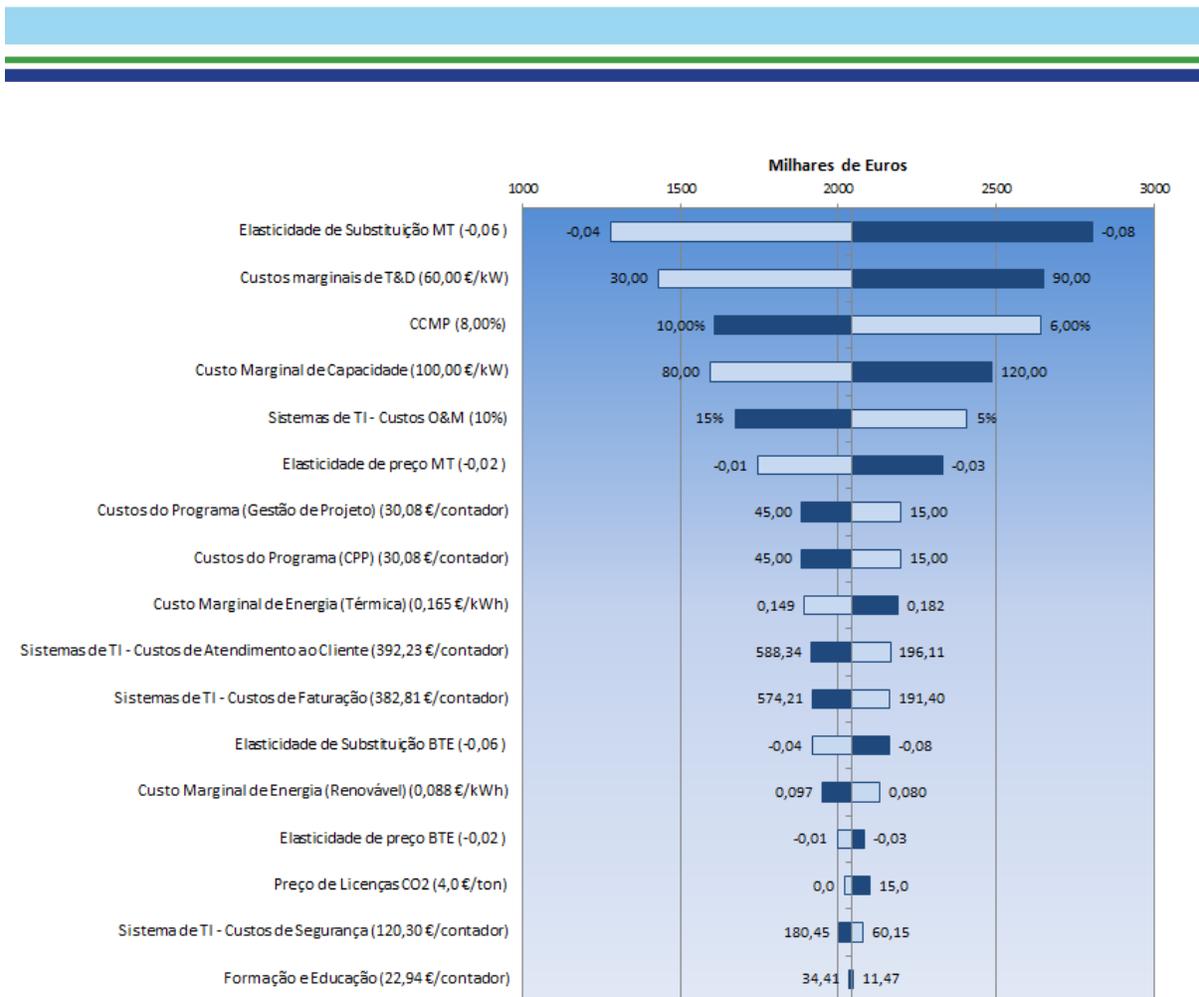


Figura 10: Diagrama de tornado para S. Miguel (Cenário 1) em regime *opt out*

4.2 Terceira

A figura seguinte apresenta a evolução dos *cash flows* na Terceira quando a análise é aplicada apenas ao segmento de consumidores onde a telecontagem já existe (Cenário 1). O VAL obtido atinge um valor de aproximadamente 1,1 milhões € negativos. Os itens de custo que mais contribuem para o valor negativo do VAL são sobretudo os custos de TI e sistemas de comunicação (O&M) e os custos globais do programa de *CPP*. Esta última categoria está relacionada com as despesas incorridas para supervisão dos vários projetos (direção do programa) e de análise e monitorização da nova opção tarifária (e.g. determinação e notificação dos dias críticos).

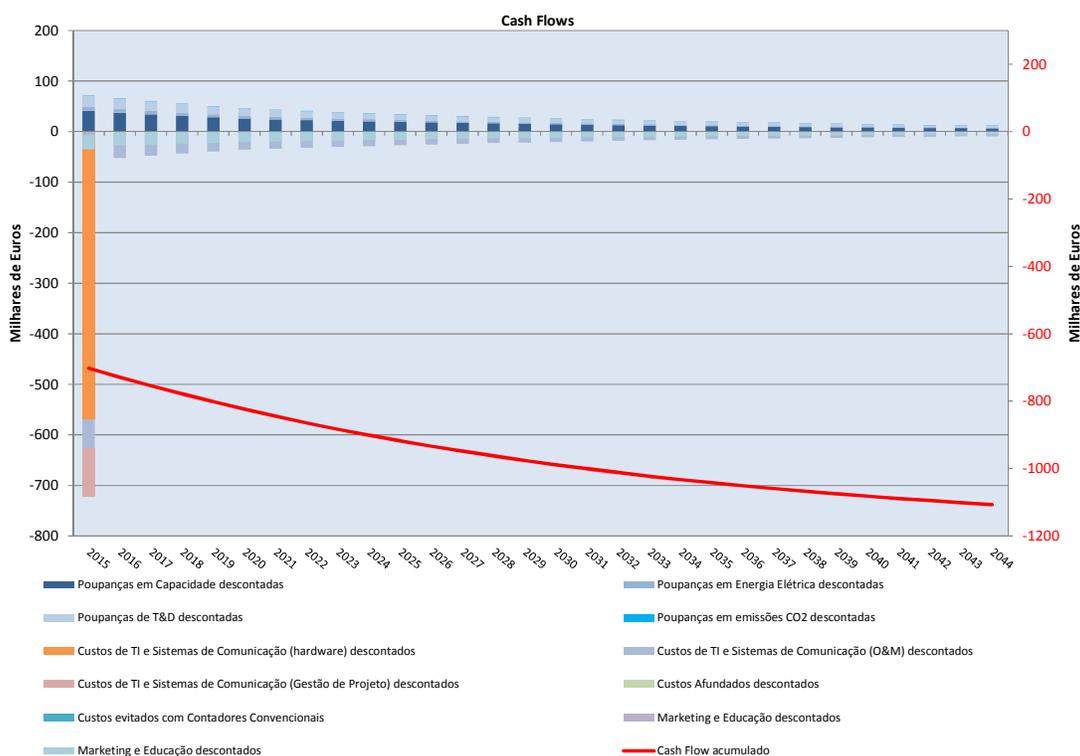


Figura 11: Evolução dos *cash flows* por tipo de benefício/custo na Terceira (Cenário 1) em regime *opt-out*

Quando todo o universo de clientes é incluído, o VAL mantém-se negativo quer no Cenário 2, quer no Cenário 3.

Relativamente ao impacto na ponta de consumo a redução percentual da ponta varia entre um mínimo de 1,11% (para a BTE, no inverno) e um máximo de 3,67% (para os consumidores da BTN simples, no verão).

Na ilha da Terceira os segmentos com maior potencial de transferência de energia dos períodos de fora de vazio para os períodos de vazio são os segmentos MT e BTN simples. O impacto nas energias renováveis tem uma expressão menor na ilha da Terceira em comparação com a ilha de S. Miguel como consequência do menor número de consumidores existentes na ilha. Os resultados do impacto na fatura são também relativamente mais baixos do que aqueles obtidos para o caso de S. Miguel.

4.3 Flores e Faial

As ilhas das Flores e do Faial são ilhas de menor dimensão (em termos de número de consumidores) quando comparadas com S. Miguel e Terceira. O tamanho da população e a estrutura de clientes são fatores que podem justificar resultados semelhantes ao nível da análise de custo-benefício.

No caso em que apenas os consumidores MT e BTE são considerados para a introdução de tarifas de tipo CPP a figura abaixo mostra que o VAL atinge aproximadamente 1,2 milhões € negativos para a ilha do Faial. No caso da ilha das Flores esse valor seria cerca de 1,6 milhões € negativos para o período em

análise. No caso em que não haja expansão da infraestrutura *AMI* os custos mais significativos prendem-se com os sistemas Tecnologias de Informação e Comunicação (TIC) e com a supervisão global do programa, independentemente da dimensão da ilha e à imagem do que sucede com as ilhas de maior dimensão (S. Miguel e Terceira).

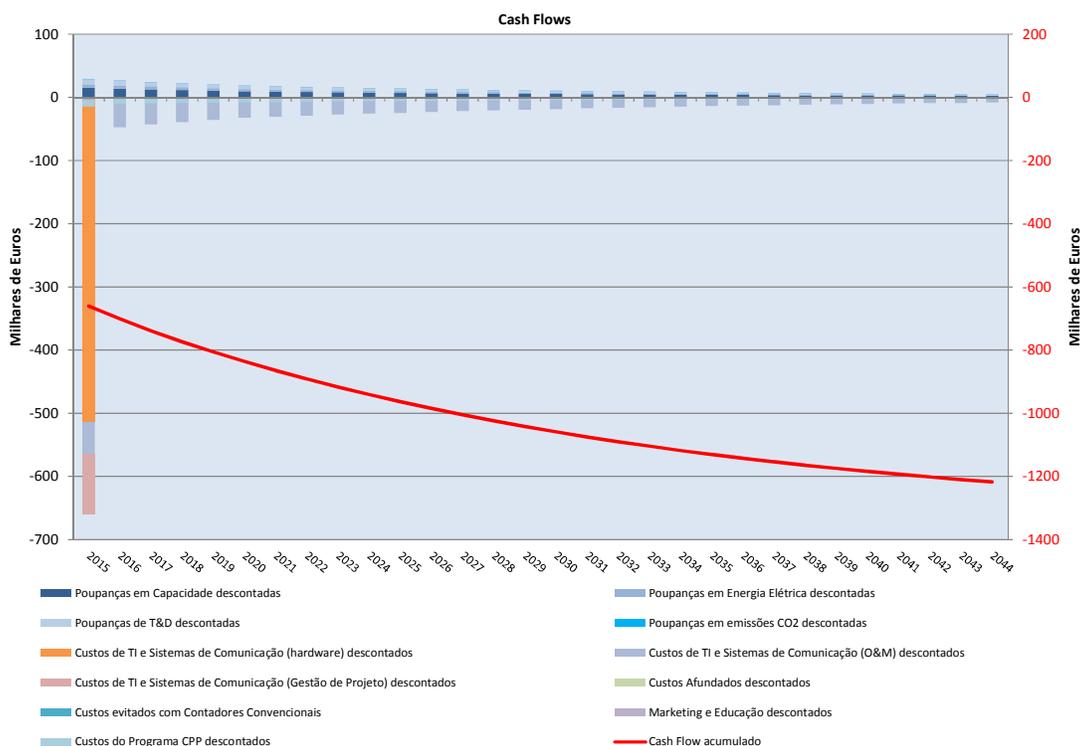


Figura 12: Evolução dos cash flows por tipo de benefício/custo no Faial (Cenário 1) em regime opt out

O resultado do VAL mantém-se negativo para o caso em que todos os tipos de consumidores são considerados na análise. Ao incluir a BTN o maior esforço prende-se com os custos da *AMI* pela seguinte ordem de grandeza:

- Custos de O&M,
- Instalação e colocação em serviço dos contadores inteligentes; e
- Sistemas de *head-end* e comunicação.

Os custos globais do programa continuam a ter um peso substancial em qualquer das ilhas, enquanto os custos de TIC continuam a ser mais relevantes nas ilhas de menor dimensão.

5 CONCLUSÕES E ESTUDOS FUTUROS

A EDA solicitou à KEMA Lda. a realização de um estudo sobre a viabilidade da introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas nos Açores. Este estudo foi estruturado de acordo com as seguintes fases:

- **Fase 1:** *benchmark* sobre Tarifas Dinâmicas;
- **Fase 2:** aplicação das Tarifas Dinâmicas na EDA; e
- **Fase 3:** análise de custo-benefício das tarifas dinâmicas na EDA.

A análise de custo-benefício foi realizada para 4 ilhas selecionadas da RAA: S. Miguel, Terceira, Flores e Faial. Na quantificação dos custos e benefícios foram considerados os seguintes cenários:

- **Cenário 1:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* apenas para os consumidores MT e BTE;
- **Cenário 2:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* a todos os tipos de consumidores (MT, BTE e BTN) e os benefícios associados à introdução de *AMI* (e.g. benefícios associados à eliminação de custos de leitura, controlo de fraude, melhoria da qualidade de serviço, etc.) não são considerados;
- **Cenário 3:** aplicação de tarifas de tipo *CPP* a todos os tipos de consumidores (MT, BTE e BTN) e quer os custos quer os benefícios associados à introdução de *AMI* não são considerados.

O presente relatório constitui um sumário dos principais resultados do estudo desenvolvido pela KEMA Lda.

S. Miguel é a única ilha (das 4 ilhas analisadas) onde os *cash flows* acumulados são positivos no Cenário 1. Os parâmetros que mais contribuem para a variação do VAL incluem as elasticidades preço da procura, o custo marginal de T&D, o custo marginal de capacidade e o CCMP. Quando todos os consumidores são considerados na análise os *cash flows* seriam positivos no Cenário 3.

Para as restantes 3 ilhas e em qualquer dos cenários estudados o VAL permanece sempre negativo. Na Terceira quando a análise é aplicada apenas ao segmento de consumidores onde a telecontagem já existe, o VAL obtido atinge um valor de cerca de 1,1 milhões € negativos. Quando todo o universo de clientes é incluído o VAL mantém-se negativo em ambos os Cenários 2 e 3. As ilhas das Flores e do Faial apresentam também resultados negativos ao nível da análise de custo-benefício uma vez que são ilhas relativamente pequenas e com um número reduzido de consumidores.

Para todas as ilhas, as poupanças em capacidade e em T&D são as que têm um maior peso no total dos benefícios. No caso do Cenário 1, os custos dos sistemas de TI e comunicação (O&M) correspondem a cerca de 36% dos custos totais incorridos (em S. Miguel e Terceira) e representam cerca de 42% dos custos totais incorridos (nas Flores e Faial).

Através do presente estudo foi possível identificar um conjunto de constrangimentos e oportunidades existentes no sistema elétrico da RAA, os quais deveriam merecer a atenção conjunta da EDA e da ERSE por forma a melhorar a caracterização do sistema local e avaliar o potencial de novas tecnologias ou a adoção de novas políticas.

Quanto às recomendações para futuros trabalhos, considera-se importante a realização de **estudos de elasticidade preço da procura** uma vez que não existem atualmente estudos nos Açores que investiguem a reação dos consumidores a alterações de preços da eletricidade. A análise de custo-benefício realizada beneficiaria igualmente do **uso de perfis de consumo típicos para os Açores** tal como já existe disponível no site da ERSE para o Continente. Além disso, uma vez que estimativas dos

custos (marginais ou incrementais) de T&D não se encontram disponíveis para os Açores devido a dificuldades em obter informação desagregada considera-se importante desenvolver estudos no sentido de obter tais estimativas.

Para o caso de S. Miguel, quando todo o tipo de consumidores são considerados na análise custo benefício, verificou-se que os *cash flows* seriam positivos no Cenário 3. Neste cenário assume-se que os consumidores da BTN já teriam contadores inteligentes instalados antes da decisão de introduzir tarifas de tipo *CPP*. A implementação de contadores inteligentes na BTN requer a realização de uma **análise custo-benefício que dê uma indicação global sobre o seu potencial valor nos Açores**.

Por último, recomenda-se que a introdução de opções tarifárias do tipo tarifas dinâmicas seja precedida da realização de **projetos-piloto** uma vez que estes constituem bons indicadores dos impactos em implementações em grande escala, quando são cuidadosamente definidos.

6 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (2011); "Revisão do Regulamento Tarifário do Sector Eléctrico – Documento justificativo", Maio 2011
- Edison Electric Institute (EEI) (2008); "Quantifying the Benefits of Dynamic Pricing in the Mass Market"; January 2008
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (2011a); "Proveitos permitidos das empresas reguladas do Sector Eléctrico em 2012"; Dezembro 2011
- Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (2011b); "Caracterização da procura de Energia Eléctrica em 2012"; Dezembro 2011
- Charles River Associates (CRA) (2005); "Impact Evaluation of the California Statewide Pricing Pilot"
- Faruqui, A., George, S., (2005), "Quantifying Consumer Response to Dynamic Pricing", *Electricity Journal*, 18 (4)
- Hledik, R.; Faruqui, A.; (2008), "Evaluating Alternative Dynamic Pricing Designs"; CRRRI 21st Annual Western Conference; The Brattle Group; June 2008
- Faruqui, A.; Sergici, S.; Akaba, L.; (2012); "Dynamic Pricing in a Moderate Climate: The Evidence from Connecticut"; The Brattle Group; March 2012
- Faruqui, A.; Sergici, S.; (2011), "Dynamic pricing of electricity in the mid-Atlantic region: econometric results from the Baltimore gas and electric company experiment"; *Journal of Regulatory Economics*; volume 40;pp 82–109; June 2011
- Summit Blue Consulting (2007), "Final report for the myPower pricing segments evaluation"; report submitted to LLC Public Service Electric and Gas Company; December 2007
- Connecticut Light & Power Company (CL&P); "CL&P AMI and Dynamic Pricing Deployment Cost Benefit Analysis"; Docket No. 05-10-03RE01 Compliance Order No.4

- 
- Faruqi, A.; Sergici, S.; (2009); "Household response to dynamic pricing of electricity – a survey of the experimental evidence"; January 2009
 - KEMA (2012); "Estudo sobre contadores inteligentes de electricidade e de gás natural"; Maio 2012; http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Paginas/40_1.aspx
 - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) (2011b); "Estrutura Tarifária do Sector Eléctrico em 2012", Dezembro 2011; [http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifas2012/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%20SE%202012%20\(FINAL-Dez2011\).pdf](http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifas2012/Documents/Estrutura%20Tarif%C3%A1ria%20SE%202012%20(FINAL-Dez2011).pdf)
 - Australian Energy Market Commission (AEMC) (2012); "Power of choice review – giving consumers options in the way they use electricity"; November 2012
 - Faruqi, A.; Lessem, N. (2012); "Managing the Benefits and Costs of Dynamic Pricing in Australia"; prepared for The Australian Energy Market Commission (AEMC); The Brattle Group; September 2012