FCTUC DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA CIVIL
FACULDADE DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE COIMBRA

Estudo Económico sobre Mini Geração de Energia

Dissertação apresentada para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Civil na Especialidade de Construções

Autor
Sérgio Henrique Carreira Vaz Correia
Orientador
Professor Fernando José Telmo Dias Pereira

Coimbra. Janeiro,2012

"Não é o avaro que se torna rico, mas o que aplica o seu dinheiro em investimento frutífero."

John Maynard Keynes

Agradecimentos

O meu primeiro agradecimento é endereçado ao meu orientador, Professor Fernando José Telmo Dias Pereira pela disponibilidade, empenho e pela forma construtiva com que criticou o decorrer do trabalho subjacente à elaboração desta dissertação.

Aos meus Pais, ao meu irmão e à Sara por todo o apoio dado ao longo do meu percurso académico e por sempre me terem conseguido transmitir motivação.

Ao Departamento de Engenharia Civil da Universidade de Coimbra pelo excelente contributo para a minha formação académica.

A todos os meus colegas que me acompanharam ao longo destes anos e mais proximamente aos meus colegas do perfil de mestrado.

À empresa JoãoToméSaraiva - Sociedade de Construções, Lda por toda a compreensão, flexibilidade e ajuda prestada durante este ultimo semestre.

Ao Eng. Nuno Mota e ao Eng. Alexandre Gonçalves o meu obrigado pelo material disponibilizado e pela ajuda.

Ao Eng. Marco Santos pela simpatia e por toda a disponibilidade.

A todos os meus amigos o meu muito obrigado.

Resumo

A mini geração, ou miniprodução, de energia consiste na produção de eletricidade, em escalões de potência de 5,75kW a 250kW para venda à rede elétrica de serviço público (RESP), através de utilização de recursos renováveis. A presente dissertação surge da necessidade de analisar o ainda recente Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de Março, com o objetivo de, através de um caso prático, analisar um sistema de produção de energia, comparar o seu desempenho no âmbito de um dos três diferentes escalões de potência de ligação à rede contemplados no novo diploma, assim como as condições de acesso à atividade.

Pretende-se efetuar um estudo de viabilidade económica, tendo-se em conta o valor do investimento e o período de retorno do mesmo, pois é este o critério mais relevante para um investidor de um sistema deste tipo.

Abstract

The mini production of energy aims the production of electricity for sale to the grid utility (RESP), through the use of renewable resources. This document arises from the need to further analyze the recent Decree-Law No. 34/2011 of 8 March with the objective of, through a practical case, consider a system of energy production, compare their performance under one of three different levels of power grid connection included in the new Decree-Law, as well as the access conditions to the activity. It is intended to make an economic viability study, taking into account the value of investment and payback period, because this is the more relevant criterion to an investor of this kind of system.

1. INTRODUÇÃO 1

2. A MINIPRODUÇÃO 3

2.1. ENQUADRAMENTO LEGAL 3

2.1.1. Decreto-Lei 34/2011 de 8 de Março 4

2.1.2. Portaria 278/2011 de 29 de Abril 6

2.1.3. Portaria nº 285/2011 de 28 de Outubro 6

2.2. SOFTWARE PVSYST 6

3. COMPONENTES DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO 8

3.1. MÓDULO FOTOVOLTAICO. 9

3.1.1. Silício Monocristalino 10

3.1.2. Silício Policristalino 10

3.1.3. Silício Amorfo 10

3.2. INVERSOR 11

3.3. VERIFICAÇÕES E ENSAIOS PARA COLOCAÇÃO EM SERVIÇO 11

4. CASO PRÁTICO 13

4.1. DESCRIÇÃO 13

4.2. POTÊNCIA A INSTALAR 14

4.3. COLETORES FOTOVOLTAICOS 14

4.4. INVERSOR 16

4.5. INVESTIMENTO INICIAL 16

4.6. TAXAS 18

4.6.1. Inflação 18

4.6.2. IVA 19

4.7. GANHOS ENERGÉTICOS E ECONÓMICOS 19

4.8. CUSTOS DE MANUTENÇÃO E EXPLORAÇÃO 24

4.9. FINANCIAMENTO 25

5. ANÁLISE FINANCEIRA 26

5.1. RECURSO A CRÉDITO DE 30.000€ 27

5.2. RECURSO A CRÉDITO DE 60.000€ 28

5.3. PREVISÃO ANO 2012 31

5.4. PREVISÃO 25 ANOS - 2011 36

5.5. PREVISÃO 25 ANOS – 2012 38

5.6. DEPÓSITO A PRAZO *VS.* INVESTIMENTO MINIPRODUÇÃO 40

5.7. VALORES ATUALIZADOS 41

6. CONCLUSÃO 47

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS 49

8. ANEXOS 52

Abreviaturas

Banco Central Europeu	BCE
Direção Geral de Energia e Geologia	DGEG
Eletricidade de Portugal	EDP
Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos	ERSE
Fundo Monetário Internacional	FMI
Imposto de Valor Acrescentado	IVA
Instituto Nacional de Estatística	INE
Maximum Power Point	MPP
Organização dos Países Exportadores de Petróleo	OPEP
Rede Elétrica de Serviço Publico	RESP
Secretaria de Estado da Energia e Inovação	SEEI
Standard Test Conditions	STC
Taxa Anual Efetiva	TAE

Índice de Figuras

FIGURA 3.1 – SISTEMA FOTOVOLTAICO [3] 8
FIGURA 3.2 – PARTÍCULA DE SILÍCIO [4] 9
FIGURA 4.1 – LOCAL DE INSTALAÇÃO [5] 13
FIGURA 4.2 – COLETORES FOTOVOLTAICOS [7] 15
FIGURA 4.3 – EVOLUÇÃO DA TAXA DE INFLAÇÃO [9] 19
FIGURA 4.4 – ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO 20
FIGURA 4.5 – ESTIMATIVA DE RENDIMENTOS MENSAIS- ANO 1 21
FIGURA 4.6 – ESTIMATIVA DE RENDIMENTOS MENSAIS- ANO 15 21
FIGURA 4.7 – COMPARATIVO ENTRE A PREVISÃO 1 E PREVISÃO 2 23
FIGURA 5.1 – COMPARATIVO ENTRE SITUAÇÃO A E SITUAÇÃO B1 28
FIGURA 5.2 – COMPARATIVO ENTRE SITUAÇÃO A E SITUAÇÃO B2 29
FIGURA 5.3 – COMPARATIVO RENDIMENTOS 2012 34
FIGURA 5.4 – PROJEÇÃO SITUAÇÃO A – 25 ANOS 36
FIGURA 5.5 – PROJEÇÃO SITUAÇÃO B1 – 25 ANOS 37
FIGURA 5.6 – PROJEÇÃO SITUAÇÃO B2 – 25 ANOS 37
FIGURA 5.7 – PROJEÇÃO SITUAÇÃO A - 25 ANOS 38
FIGURA 5.8 – PROJEÇÃO SITUAÇÃO B1 - 25 ANOS 39
FIGURA 5.9 – PROJEÇÃO SITUAÇÃO B2 - 25 ANOS 39
FIGURA 5.10 – TAXAS DE JURO DE CERTIFICADOS DO TESOURO [13] 43

Índice de Tabelas

TABELA 4.1 – ESPECIFICAÇÕES DOS COLETORES [6] 15
TABELA 4.2 – TAXAS (PORTARIA 178/2011) 17
TABELA 4.3 –*CASHFLOW* PREVISÃO OTIMISTA 22
TABELA 4.4 – CASHFLOW PREVISÃO REALISTA 23
TABELA 5.1 – SITUAÇÃO B – CRÉDITO BANCÁRIO 26
TABELA 5.2 – SÍNTESE DAS SITUAÇÕES ANALISADAS 30
TABELA 5.3 – PREVISÃO REALISTA – ANO 2012 32
TABELA 5.4 – SITUAÇÃO B1 – ANO 2012 33
TABELA 5.5 – SITUAÇÃO B2 – ANO 2012 33
TABELA 5.6 – CONSUMOS NA UNIDADE DE INSTALAÇÃO 35
TABELA 5.7 – SÍNTESE ANO 2012 40
TABELA 5.8 – SIMULAÇÃO DE CRÉDITO 41
TABELA 5.9 – VAL FLUXOS POSITIVOS ANO 2011 44
TABELA 5.10 – VAL FLUXOS POSITIVOS ANO 2012 45
TABELA 5.11 – VAL ANO 2011 46
TABELA 5.12 – VAL ANO 2012 46

1. Introdução

A produção de energia com recurso a energias renováveis, é hoje mais que nunca um tema na ordem do dia.

Os estudos dos impactes ambientais formalizados nas últimas décadas têm levado tendencialmente a um estudo mais aprofundado da possibilidade de aproveitamento das energias renováveis, em detrimento das não renováveis.

Os combustíveis fósseis foram originados por milhares de anos de acumulação de matéria orgânica, proveniente da decomposição de animais e plantas, que acumularam os seus resíduos nas reservas existentes nos dias de hoje. O longo período de tempo necessário para a acumulação de reservas leva a que lhes seja dado o nome de energias não renováveis.

O facto do uso deste tipo de energias ser limitado, constitui o primeiro entrave e a primeira oportunidade para o Homem parar e pensar num outro tipo de soluções. O segundo entrave é o facto de o uso deste tipo de energias estar diretamente associado com a libertação de Co_2 e consequentemente com uma forte contribuição para o chamado efeito de estufa.

O recurso a energias inesgotáveis tornou-se então um constante objeto de estudo, de forma a otimizar tecnologias e recursos pois a dependência da sociedade moderna de energia é algo incontestável.

Segundo dados da Agência Internacional de Energia, a evolução do sector energético, caminha no sentido de encontrar soluções políticas e tecnológicas que consigam, em primeiro lugar, diminuir a produção de Co_2 e redução do aquecimento global e também reduzir a dependência de combustíveis fósseis, de forma que se consiga atingir um equilíbrio energético sustentável.

Segundo sondagens do Eurostat para o ano de 2008, a dependência energética de Portugal era de 80,9%, sabe-se também que o crescimento do PIB foi inferior ao crescimento da taxa de consumo anual de energia, assim sendo é notória a má gestão que fazemos dos recursos energéticos.

Em Março de 2011, no Plano Nacional de Reformas, foram definidas metas no que concerne ao estabelecimento de limites de crescimento

fora do Comércio Europeu de Licenças de Emissão. Tendo como base o ano de 2005, ficou definido que, até ao ano de 2020, não poderia ser excedido o limite de +1% de emissões.

No mesmo plano, delinearam-se também objetivos para a produção de energias renováveis, sendo apontadas as metas de 23,1% de quota global de uso de energias provenientes de fontes renováveis até 2014 e de 31% no consumo final bruto de energia até 2020

Surgiu ainda a 8 de Março de 2011 O Decreto-Lei 34/2011 que passa a regulamentar as instalações de Miniprodução ou Mini Geração de Energia Elétrica. O D.L 34/2011 de 8 de Março, define todos os aspetos necessários ao licenciamento de uma instalação deste género, condições de acesso, tarifas, quotas e produção, entre outros aspetos.

Nos próximos anos prevê-se, em Portugal, um decréscimo nas tarifas pagas aos produtores. Espera-se, no entanto, que o constante evoluir da tecnologia e o aperfeiçoamento dos materiais contribuam para um maior rendimento dos painéis e para um aumento da produção das energias renováveis. Só assim se poderá atingir um desenvolvimento sustentável do sector e alcançar as metas definidas.

No futuro, a competitividade dos sistemas fotovoltaicos deverá aumentar de forma a que estes e outros sistemas de produção de eletricidade com recurso a energia renovável se tornem numa primeira opção e se situem na linha da frente das prioridades, mesmo na fase de projeto e construção de edifícios, através de uma arquitetura integrada de forma a que se possa tirar o máximo proveito económico das mesmas.

2. A Miniprodução

A Miniprodução é a produção de energia em pequena escala para posterior venda à rede, pressupondo certos limites mínimos de consumo e potência contratada. A produção de energia pode ser feita recorrendo a várias tecnologias, tendo sempre como pano de fundo o aproveitamento de recursos naturais renováveis.

Os tipos de energia primária para a Miniprodução são:

- Energia Solar
- Energia Eólica
- Energia Hídrica
- Biogás
- Biomassa

Este tipo de produção engloba diversos escalões de potência, vários tipos de remuneração e quotas a atribuir, os quais se encontram regulamentados no Decreto-Lei 34/2011 de 8 de Março.

2.1. Enquadramento Legal

- Decreto-Lei 34/2011, de 8 de Março, estabelece todos os parâmetros jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade em instalações de pequena potência, designadas por unidades de Miniprodução.

- Portaria 178/2011, de 29 de Abril, estabelece os valores a cobrar em pedidos de registo, reinspecção e averbamento de alterações de registo, com e sem emissão de certificado para a unidade de Miniprodução.

- Portaria nº 285/2011, de 28 de Outubro, estabelece a percentagem anual de redução da tarifa aplicável a unidades de Miniprodução.

-Despacho de procedimento de registos do SEEI de 21 de Abril de 2011, define os elementos necessários ao pedido de registo de Miniprodução, assim como os critérios de aceitação ou de recusa do registo e atribuição da potência á rede.

- Despacho de registos de interesse público do SEEI, de 21 de Abril de 2011, define os registos de interesse público para atividade de

Miniprodução, que pretendem assegurar o disposto no D.L. nº 34/2011, de 8 de Março.

- Despacho nº 1/MINIP/2011 do DGEG, estabelece a programação da alocação anual da quota de potência a atribuir no regime remuneratório bonificado, bem como a sua distribuição pelos escalões I,II e III.

2.1.1.Decreto-Lei 34/2011 de 8 de Março

O Decreto-Lei 34/2011, de 8 de Março, surge da necessidade da criação de um regime jurídico relativo à Miniprodução, enquadrado num cenário Nacional e Mundial tendencialmente virado para o aproveitamento de energias renováveis e crescente redução de emissões de Co_2.

Definem-se em primeiro lugar quais os critérios de acesso para o estabelecimento do sistema, e impõe-se a anterior celebração de um contrato com o comercializador de eletricidade, para que se possa beneficiar deste regime. A potência máxima autorizada a produzir no sistema não pode exceder 50% da potência contratada para consumo com o comercializador.

A previsão de consumo anual no local de instalação tem terá que ser igual ou superior a 50% da potência contratada, para o mesmo período. A partir do segundo ano inclusive, considera-se o consumo do ano anterior.

A instalação do sistema tem obrigatoriamente de ser no local onde o consumo é contratado, embora se preveja a possibilidade de entidades terceiras explorarem o sistema mediante celebração de contrato de exploração do titular do consumo com a entidade exploradora.

Importa também definir a potência abrangida por este regime, sendo a potência máxima de produção para injeção na rede de 250 kWh, com recurso a uma tecnologia apenas.

Existem três escalões de potência, que determinam os valores máximos que uma unidade pode injetar na rede:

- Escalão I, potência abaixo de $20kW$
- Escalão II, potência abaixo de $100kW$
- Escalão III, potência abaixo de $250kW$

A remuneração pela eletricidade injetada na RESP é feita através de dois regimes, regime geral e regime bonificado. No primeiro, a tarifa é definida segundo as condições de mercado e a contratação é feita ao fornecedor que ofereça o melhor desconto na tarifa. O segundo é apenas acessível a potências inferiores a $20kW$ e vigora durante 15 anos. O regime bonificado, tem por base uma tarifa de referência, embora esta tarifa seja regulada pela ERSE e possa ser sujeita a alterações, como veremos mais à frente, em conformidade com o D/L nº 34/2011, de 8 de Março e descrito no artigo 13º. Existe um limite de $50MW$ para alocar anualmente no regime bonificado, o acesso compreende ainda uma auditoria energética e fiscalização anual a 1% das instalações de forma aleatória."A tarifa é fixada em 250€ MW/h, sucessivamente reduzido anualmente em 7%".[1]

Nos termos do artigo 2º, do mesmo diploma legislativo, a potência de injeção num posto de transformação, tem de ser inferior a 20% da totalidade da sua potência.

O licenciamento para a Miniprodução é feito na plataforma SRMINI,[2] através do registo do produtor para atribuição de potência, tendo por base a potencia contratada, como acima referido. Seguem-se a instalação do sistema, a inspeção para verificação da sua conformidade é emitido o certificado de exploração, tornando-se finalmente definitivo o registo.

O registo, reinspecção e averbamento de sistemas de Miniprodução estão sujeitos ao pagamento de taxas, como descrito no artigo 26º. Os montantes das taxas são definidos na Portaria nº 278/2011, de 29 de Abril.

A contagem de dados será de livre consulta ao comercializador e ao operador da rede, feita através de um contador bidirecional para que as contagens de produção e consumo funcionem de forma autónoma. A eletricidade produzida pode ser vendida a várias entidades, mediante a tarifa oferecida em relação à tarifa de referência.

2.1.2. Portaria 278/2011 de 29 de Abril

Conforme previsto no 1º do artigo 26º, o valor das taxas a cobrar é definido na presente portaria, sendo as seguintes:

Pedidos de registo:

Escalão I – 500€

Escalão II – 1000€

Escalão III – 2000€

Os pedidos de reinspecção são transversais, em valor, aos três escalões e comportam o custo de 350€. Os custos de averbamento de alterações com ou sem emissão de certificado, são respetivamente de 350€ e de 150€, Acrescidos de IVA à taxa legal em vigor para qualquer dos 3 escalões.

2.1.3. Portaria nº 285/2011 de 28 de Outubro

A presente portaria surgiu da necessidade do cumprimento do memorando de entendimento entre o Governo Português e o FMI, BCE e a Comissão Europeia, sendo que segundo o disposto no artigo 1º vai reduzir os valores nº 6, do artigo 11º do Decreto-Lei 34/2011, de 8 de Março, assim sendo a tarifa de referência para o regime bonificado, será de 215€ MW/h e a redução anual passará a 14%. As novas tarifas terão efeito a partir do início de 2012.

2.2. Software Pvsyst

O software PVSYST é um software usado para o dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Permite fazer o estudo prévio, o estudo na fase de projeto final e ainda numa fase pós-construtiva a monitorização através dos dados enviados pelo sistema. A gama de simulações do mesmo é bastante ampla e vai desde os sistemas autónomos a sistemas de ligação à rede. O programa recorre a uma vasta base de dados, que permite através da consulta de dados meteorológicos uma forte otimização dos sistemas através da escolha de uma correta orientação de forma a calcular a máxima exposição e o mínimo sombreamento.

O software é *user-friendly* e as suas potencialidades de cálculo estão tanto a montante, no cálculo dos consumos no local de instalação como a jusante através do cálculo dos aproveitamentos proporcionados pelo sistema, com uma aproximação bastante fidedigna.

Após a escolha da potência, o programa dimensiona automaticamente os coletores e o inversor no caso de um sistema ligado à rede, possuindo ainda uma base de dados com características e modelos de componentes.

O programa permite contudo ser calibrado pelo utilizador, do ajuste de certos parâmetros, de forma a personalizar o cálculo, alterando as perdas do sistema entre outros, de modo a que o cálculo feito seja mais pessimista, de forma a salvaguardar eventuais prejuízos provenientes de fatores que possam não ser facilmente previstos pelo programa.

3. Componentes de um Sistema Fotovoltaico

O objetivo de sistema fotovoltaico é a captação de energia solar para posterior transformação em energia elétrica.

A energia solar incide nas células fotovoltaicas e origina a excitação de partículas carregadas eletricamente que produzem corrente elétrica, essa corrente elétrica contínua (DC) é posteriormente transformada em alternada (AC) para poder ser injetada na rede.

Um sistema deste tipo é composto por vários componentes a seguir descritos.

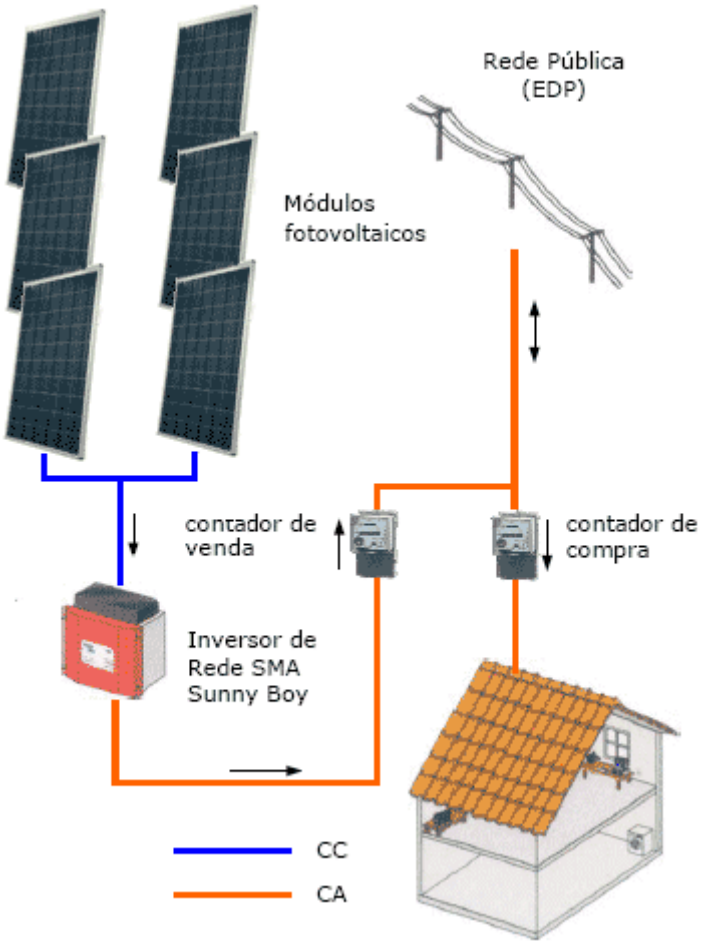


Figura 3.1 – Sistema Fotovoltaico [3]

3.1. Módulo Fotovoltaico.

Pode dizer-se que é a unidade principal destes sistemas, pois é destes que depende a capacidade produtiva do sistema. Ou seja, a quantidade de energia captada depende diretamente do tipo de módulo ou painel e não de qualquer outro componente do sistema.

Um módulo fotovoltaico é formado por células fotovoltaicas, colocadas entre um encapsulamento e um material transparente.

O principal material empregado nas células é o silício, na Figura 3.1, material descoberto em 1787 por Antoine Lavoisier, embora só tenha sido isolado mais tarde por Jöns Jacob Berzelius.

Figura 3.2 – Partícula de Silício [4]

O silício é obtido a partir do quartzito, com um processo de extração complexo e dispendioso, principal razão para o seu elevado preço de venda. O principal motivo do uso deste material é a sua propriedade foto absorvente.

O processo de construção dos contactos vem também agravar o preço final dos módulos, uma vez que tem que se minimizar a área de

ligação entre as células, para que não diminua excessivamente a absorção. O contacto deve assegurar uma correta transmissão de corrente recorrendo a uma grelha com vapor metálico, que devido à temperatura pode difundir-se pelo silício, o que não é conveniente, acarretando assim cuidados e custos subjacentes acrescidos. Deve ainda ser colocado um revestimento transparente à luz incidente e ao mesmo tempo anti refletor para evitar as perdas por radiação.

As células de silício têm um tempo de vida útil de 20 a 30 anos.

As células fotovoltaicas podem ser de vários tipos, sendo os principais: Silício Monocristalino, Silício Policristalino e Silício Amorfo.

3.1.1.Silício Monocristalino

Este tipo de silício corresponde a cerca de 50% de mercado, embora seja o mais dispendioso devido à grande quantidade de energia necessária ao seu fabrico. Têm níveis de eficácia que se situam entre os 15% e os 18%, valores bastante próximos aos obtidos por via teórica. O estudo do silício monocristalino ou cristalino é constante, o que tem permitido melhoramentos significativos no seu desempenho.

3.1.2.Silício Policristalino

O silício policristalino tem valores de produção bastante abaixo do silício cristalino e é efetuada através da fundição de silício em bruto, arrefecimento e solidificação em blocos. A estrutura formada não é num único cristal mas policristalina, daí o nome. A eficácia deste tipo de silício, ronda teoricamente os 12% e representa neste momento um quota de cerca de 30% no mercado.

3.1.3.Silício Amorfo

O silício amorfo não é estruturalmente cristalino. Teoricamente isso constituiria um entrave ao seu uso em painéis fotovoltaico No entanto revelou-se útil neste tipo de aplicações recorrendo à injeção de hidrogénio, resultando uma mistura dos átomos H com Si. A sua absorção solar é mais eficaz, o que o pode tornar mais esbelto,

esbelteza essa que pode representar uma diminuição de espessura de cem vezes. A sua quota de mercado é de 5-10% e a sua eficiência é de 7%. Existem novas tecnologias no mercado, para as quais este tipo de células constitui uma importante mais-valia, mas esse tema será abordado mais adiante.

3.2. Inversor

O Inversor é o dispositivo eletrónico encarregue de transformar a corrente continua (DC) em corrente alternada (AC), padrão esse utilizado em praticamente todos os dispositivos elétricos. Este elemento é de grande importância, uma vez que a potencia injetada na rede, depende diretamente da capacidade deste. O inversor é dimensionado para funcionar em MPP, *Maximum Power Point*, cujo variação das condições meteorológicas obriga a um ajuste da tensão de entrada.

3.3. Verificações e Ensaios para Colocação em Serviço

-Ligação á rede elétrica

Após a montagem do aparelho de medição é efetuada a ligação à rede elétrica e a ligação ao barramento DC que permite ao inversor funcionar. Devem ser efetuados testes padrão para verificar o correto funcionamento deste.

-Verificação dos coletores

Aquando a ligação do gerador, deve ser medida a tensão elétrica por fileira de coletor, de forma a assegurar que o funcionamento da parte recetora do sistema está a cumprir os requisitos.

-Medições

Devem fazer-se vários testes, através do isolamento do descarregador de sobretensões e posterior curto-circuito do lado DC, de forma a medir a corrente entre um condutor e ligação equipotencial.

Devem ainda ser efetuadas medições ao circuito aberto, corrente de curto circuito, eventuais diferenças de tensão nas fileiras entre outras, devidamente descritas em brochuras técnicas da especialidade.

As falhas deste tipo de sistemas são, na sua maioria, parciais e têm como causas físicas:

- Mau isolamento dos condutores.
- Sombreamento.
- Módulos ou suportes defeituosos

Podem eventualmente haver problemas do material e/ou de projeto, tais como:

- Inversor mal dimensionado;
- Deficiente dissipação de calor nos díodos;
- Isolamento inadequado;
- Descarregadores de tensão mal dimensionados;

4. Caso Prático

4.1. Descrição

O presente caso refere-se à instalação de um sistema de Mini Produção na cidade de Pinhel. A instalação será realizada na cobertura de uma oficina e ocupará uma área total de cerca de $183m^2$. A localização do local de consumo onde será instalado o sistema de Miniprodução é especificado na Figura 4.1.

Figura 4.1 – Local de Instalação [5]

A análise será feita com base no Decreto-Lei nº 34/2011, sendo feita avaliação do investimento inicial e do valor monetário correspondente à energia introduzida na rede elétrica e a comparação entre eles. O objetivo passa por determinar com exatidão qual o período de retorno deste mesmo investimento, assim como os lucros gerados nos anos seguintes.

Foram tidos em conta no dimensionamento:

- Orientação dos painéis
- Inclinação dos painéis
- Localização geográfica

- Amplitude térmica
- Sombreamento
- Características técnicas dos coletores
- Características técnicas do inversor
- Tipo de financiamento

Para o cálculo da potência anual gerada, recorreu-se ao *software* PVSYST v5.20.

4.2. Potência a instalar

O primeiro parâmetro a analisar é a potência contratada pelo dono de obra no local onde o sistema será instalado, para que se possa determinar a potência de produção máxima autorizada. O Decreto-Lei 34/2011, determina nestes casos que a produção pode ser no máximo 50% da potência contratada.

Verificou-se através da consulta das faturas em anexo que a potência contratada era de 49,80kW, o que impunha que a potência máxima não excedesse o seguinte valor:

$$P_{PVmáx} = 0{,}5 \times 49.80 = 24.9kW$$

4.3. Coletores fotovoltaicos

A escolha dos coletores é um fator chave no dimensionamento de um sistema de produção, pois depende destes a maior percentagem no custo final do sistema.

Para a escolha foi definido *à priori* um *"Performance Ratio"*- PR> 80%, isto é, garante-se ao dono de obra que a eficácia será nunca inferior a 80% e que as performances do sistema gerarão eletricidade e lucros adjacentes dentro desse intervalo. Após consultados diversos fabricantes, mantendo sempre o compromisso de fiabilidade que nos garantisse o cumprimento dos nossos objetivos, optou-se por coletor do tipo "MPrime 230W" em silício policristalino com as especificações principais expostas na Tabela 4.1, sendo que o folheto do produto se encontra em anexo. Vão para o efeito ser colocados 114 módulos que ocupam uma área total de $183m^2$de painel.

Tabela 4.1 – Especificações dos coletores [6]

Especificações Técnicas	
Dimensões	1.639 x 982 x 35mm
Peso	20kg
Células Solares	Multicristalino 60, células de 6polegadas
Proteção Frontal	Temperado e texturado com espessura de 4mm
Encapsulante	EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
Proteção Posterior	PPE (Polyester Polyester Primer)
Moldura	Alumínio Anodizado prata
Díodos	3 Díodos Bypass (16A)
Caixas de Junção	IP65W/ 3 Díodos Bypass
Cabo	2 Cabos de 1m com Conectores Tyco

Figura 4.2 – Coletores Fotovoltaicos [7]

O fornecedor garante que a degradação do produto é linear e que o desempenho ao fim de 25 anos é igual ou superior a 80,7%.

4.4. Inversor

Foram escolhidos dois inversores com potência de 12kW cada, partindo do pressuposto que a potência do inversor deve ser 90 a 95% da Potência Máxima [1]:

$$P_{Inversor} = 24kW$$

O Inversor é que vai injetar a eletricidade e a sua capacidade é dependente da potência, sendo sobredimensionado para que se consiga ter uma introdução efetiva na rede de 50% da potência contratada.

Os cabos de ligação escolhidos foram $50m\ 3 \times 16mm$. As perdas associadas em STC *"Standard Test Conditions"* são de 1.1%.

4.5. Investimento Inicial

A determinação do preço do investimento inicial do sistema foi feita com base num estudo de mercado para as potências supra citadas.

Sendo a presente análise é feita na ótica do utilizador final e tendo em consideração o disposto na na portaria nº 178/2011 de 29 de Abril, o valor engloba a cobrança das taxas mencionadas na Tabela 4.2, relativamente a:

Tabela 4.2 – Taxas (Portaria 178/2011)

Taxas	Quantia
Pedido de registo de unidade do Escalão II	1.000 €
Pedido de reinspecção	350€
Pedido de averbamento de alterações do registo com emissão de certificado	300€
Pedido de averbamento de alterações do registo sem emissão de certificado	150€
TOTAL	1.850,00 €

A este valor acresce ainda a taxa normal do IVA, de 23%.

O preço proposto engloba o material listado abaixo e respetiva instalação:

- Inversor
- Estrutura fixa
- Conectores
- Cabo Solar
- Proteção AC
- Proteção DC
- Contador + Modem + Antena
- Cabo AC
- Portinhola
- Cabo Terra

A tarifa é fixada em $0{,}2498€/kWh$, segundo as condições de mercado e será fixa durante o período de 15 anos da atividade de produção.

O preço final do sistema "chave na mão" será de 92.675,50€, incluído preço de instalação e taxas inerentes ao contrato, com IVA incluído:

$$C_{Investimento} = (80000 \times 1{,}13 + 1850 \times 1{,}23) = 92.675{,}50€$$

A este valor acrescem trabalhos de construção civil não presentes na proposta.

4.6. Taxas

4.6.1. Inflação

A inflação traduz a evolução do preço relativo a um conjunto de bens e serviços. Esse aumento de preços, conduz necessariamente a uma redução do poder de compra e, consequentemente, a uma desvalorização do dinheiro. A taxa de inflação não tem evoluído de uma forma uniforme ao longo dos últimos anos como se verifica na Figura 3.2.

As previsões do Banco de Portugal apontam para 2012 uma inflação de 2,4% [8], representando uma queda de 1,1% em relação ao valor de 3,5% de 2011.

No estudo a seguir apresentado ter-se-á em conta uma previsão da taxa de inflação de forma a torna-lo o mais fiável possível, embora, devido à volatilidade dos mercados esta previsão seja com elevado grau de incerteza. A evolução da taxa de inflação pode ser visualizada na figura 4.3.

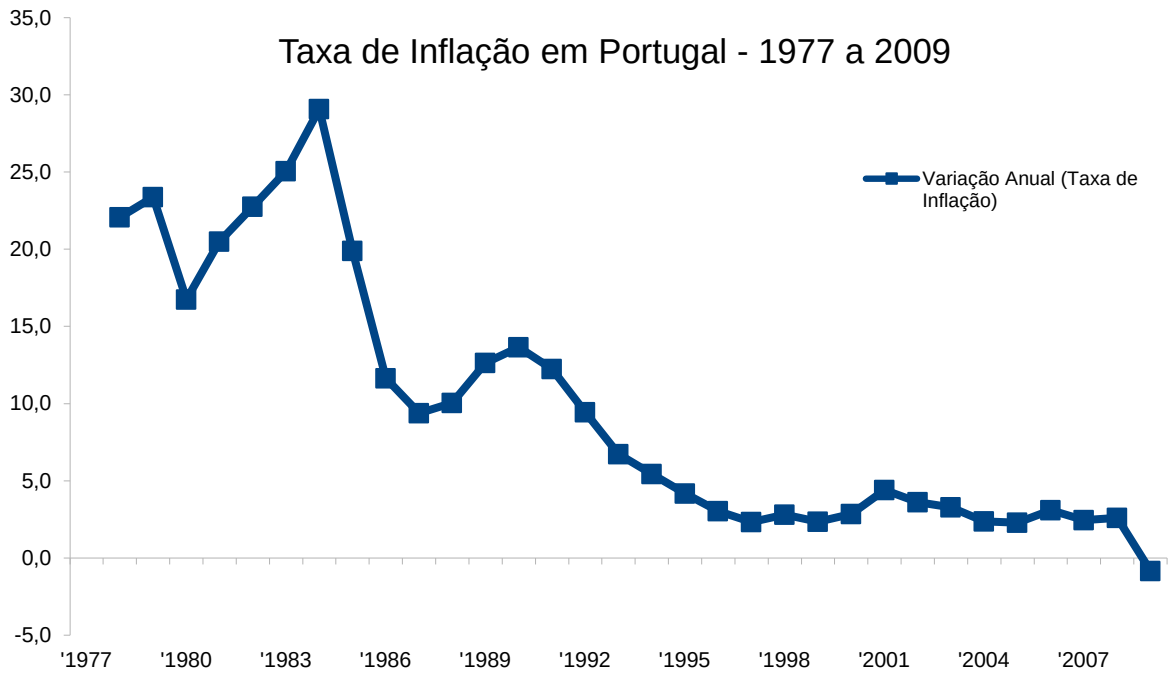


Figura 4.3 – Evolução da taxa de Inflação [9]

4.6.2.IVA

O IVA é o Imposto sobre o Valor Acrescentado que incide entre bens transacionáveis e despesas de consumo, o seu diploma base é o Código do IVA (CIVA).

Segundo a ultima alteração introduzida ao artigo 18º do código do IVA existem 3 taxas:

- Taxa Normal - 23%
- Taxa Intermédia – 13%
- Taxa Reduzida – 6%

4.7. Ganhos Energéticos e Económicos

Através do recurso ao software PVSYST 5.30 consegue obter-se a produção mensal do sistema solar fotovoltaico dimensionado.

A estimativa para a produção, no primeiro ano, pode ser traduzida pela Figura 4.4:

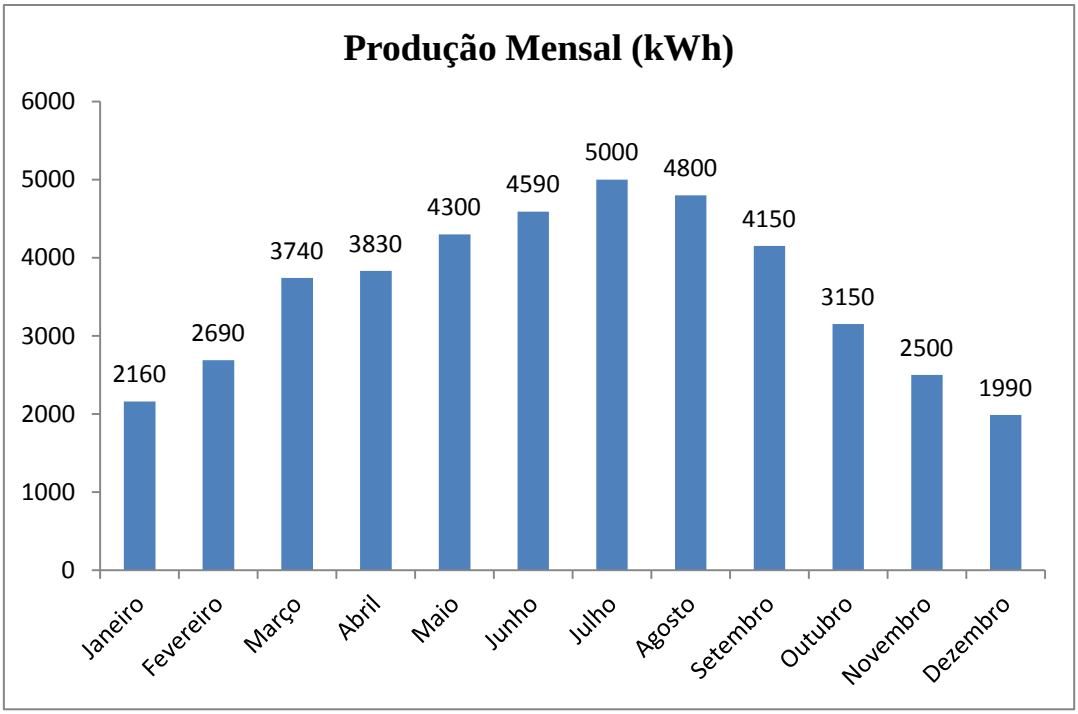


Figura 4.4 – Estimativa de produção

Sabemos então que teremos uma produção que rondará os $42.9\,MWh/ano$ e que o rendimento anual será de cerca de $10716€/ano$.

No entanto, isto será a situação ótima, partindo de dois pressupostos:

- As perdas nas cablagens são as estimadas e constantes no tempo.
- Não existe perda de rendimento dos painéis.

No entanto, convém ter em conta esses dois fatores, com recurso a vistorias periódicas que assegurem que as dissipações de energia até ao contador de saída se mantém dentro do previsto e que toda e qualquer degradação do material é detetada em tempo útil. A resolução de qualquer problema técnico deve ter atuação imediata para que se garanta uma produção contínua e otimizada. Relativamente ao segundo pressuposto, sabe-se que todos os painéis têm uma degradação associada que é controlada e garantida, para os painéis escolhidos, pelo fabricante como estando abaixo de 0,68% a partir do segundo ano e tendo comportamento linear. Sabe-se também que a perda no primeiro ano é superior aos restantes e ronda os 3%, com base nestes valores, consegue-se estimar de forma simples a perda anual de produtividade e dessa forma prever de forma mais realista os rendimentos adjacentes. Deve-se também ter em conta que os painéis devem manter-se limpos e livres de detritos de origem animal ou

outra. Convém referir que em dias de céu nublado a produção tem quebras de 50 a 70%, comparativamente com os dias de céu limpo.

Nas Figuras 4.5 e 4.6 apresentam-se as estimativas para o ano 1 e para o ano 15 respetivamente, na projeção mais pessimista e de forma não linear.

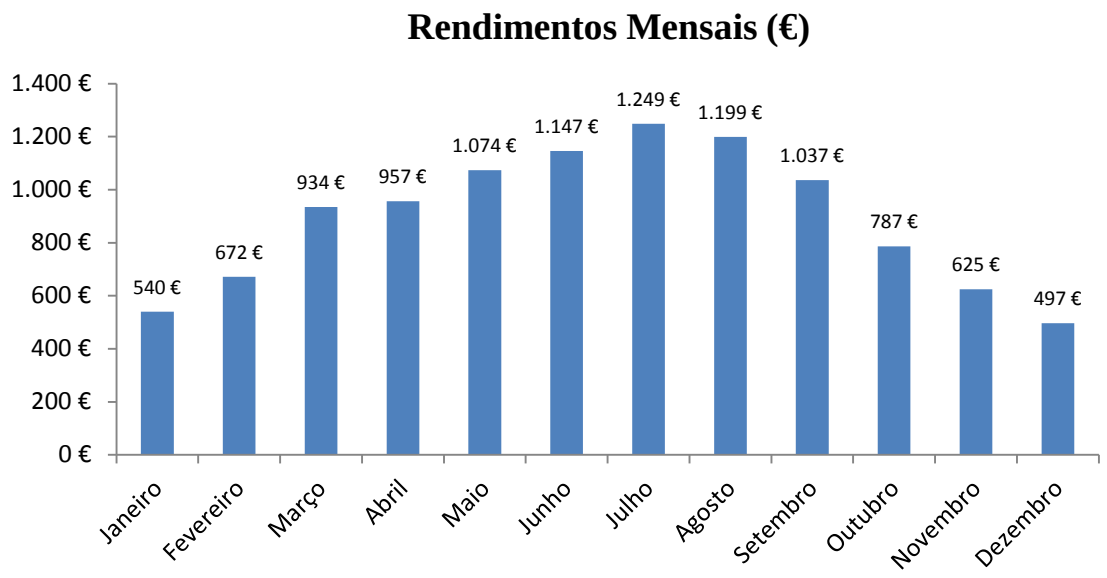


Figura 4.5 – Estimativa de Rendimentos Mensais- Ano 1

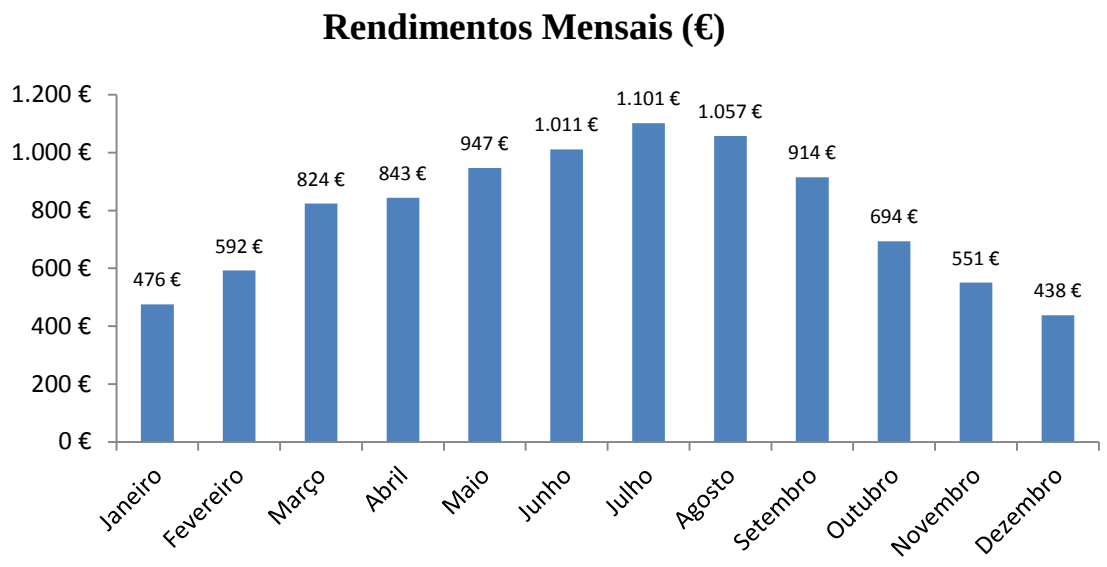


Figura 4.6 – Estimativa de Rendimentos Mensais- Ano 15

Assim sendo podemos traçar um linha de tendência tendo por base os aspetos supracitados para que haja uma maior perceção das quebras devido a perdas de produtividade dos materiais.

Tendo em conta o ano final do projeto, as tabelas seguintes apresentam e evidenciam as diferenças dos fluxos de tesouraria, *cashflow*, entre uma previsão otimista, sem perdas de rendimento, e uma previsão realista, com perdas de rendimento.

As Tabelas 3.3, 3.4 e a Figura 4.6 espelham claramente as diferenças obtidas caso se considere o desgaste do sistema. Compete ao investidor introduzir o número de variáveis necessárias, de modo que a projeção seja o mais realista e possível, minimizando eventuais derrapagens nos gastos ou nos lucros, provenientes de variáveis que não haviam sido previstas.

Tabela 4.3 –*Cashflow* Previsão Otimista

Previsão 1				
Rendimento €	Ano	nº Ano	*Cashflow*	Eficiência
-92.675,5€	2011	0	-92.675,5€	100%
10.716 €	2012	1	-81.959 €	100%
10.716 €	2013	2	-71.243 €	100%
10.716 €	2014	3	-60.526 €	100%
10.716 €	2015	4	-49.810€	100%
10.716 €	2016	5	-39.093 €	100%
10.716 €	2017	6	-28.377 €	100%
10.716 €	2018	7	-17.661 €	100%
10.716 €	2019	8	-6.944 €	100%
10.716 €	2020	9	3.772 €	100%
10.716 €	2021	10	14.489 €	100%
10.716 €	2022	11	25.205 €	100%
10.716 €	2023	12	35.922€	100%
10.716 €	2024	13	46.638 €	100%
10.716 €	2025	14	57.354 €	100%
10.716 €	2026	15	69.071 €	100%

Tabela 4.4 – Cashflow Previsão Realista

Previsão 2				
Rendimento €	Ano	nº Ano	*Cashflow*	Eficiência
-92.090,5€	2011	0	-92.675,5€	100%
10.716 €	2012	1	-81.959 €	97%
10.395 €	2013	2	-71.564 €	96%
10.324 €	2014	3	-61.240 €	96%
10.277 €	2015	4	-50.963€	95%
10.184 €	2016	5	-40.779 €	94%
10.115 €	2017	6	-30.664 €	94%
10.046 €	2018	7	-20.617 €	93%
9.978 €	2019	8	-10.639 €	92%
9.910 €	2020	9	729 €	92%
9.843 €	2021	10	9.113 €	91%
9.776 €	2022	11	18.889 €	91%
9.709 €	2023	12	28.598€	90%
9.643 €	2024	13	38.242 €	89%
9.578 €	2025	14	47.819 €	89%
9.448 €	2026	15	57.267 €	88%

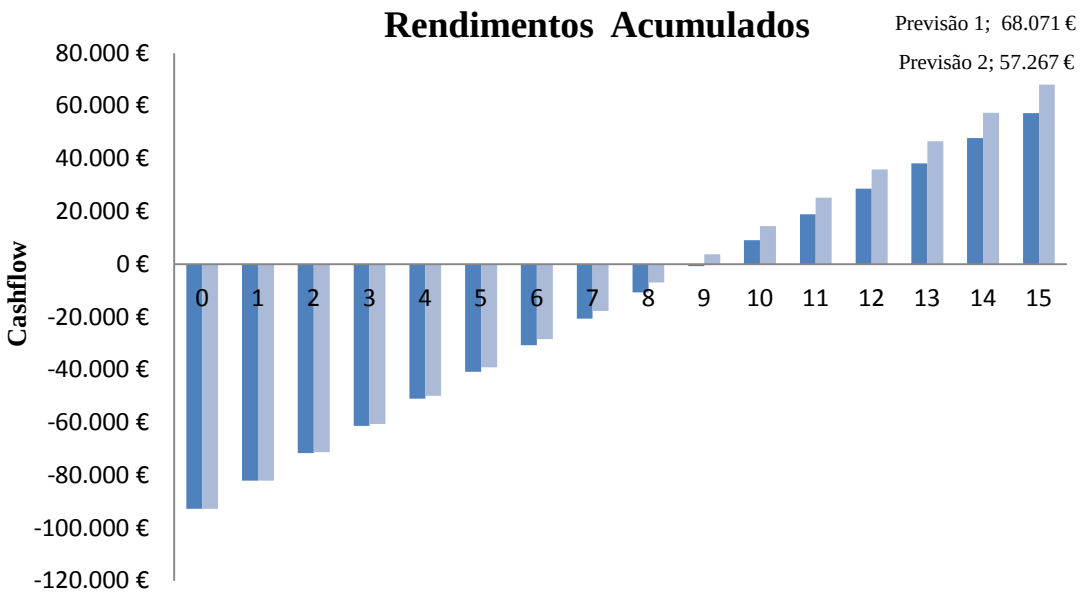


Figura 4.7 – Comparativo entre a Previsão 1 e Previsão 2

Da análise dos dados expostos acima, tendo em conta unicamente o investimento no sistema, salientam-se dois aspetos importantes:

O tempo de amortização, ou *payback*, aumenta cerca de 5 meses para a previsão mais realista, ou seja em vez de 8 anos e 8 meses, precisar-se-iam de 9 anos e 1 mês, para as mesmas condições ambientais, sendo a única variável adicional a degradação dos painéis.

No respeitante ao lucro, registar-se-ia uma diferença de 10.804€ ao fim de 15 anos, o que é bastante significativo tendo em conta o valor total do lucro. Entende-se portanto que este parâmetro não deverá ser ignorado e análise feita doravante, será com base na Previsão 2 pois representa a análise mais realista.

4.8. Custos de Manutenção e Exploração

Neste tipo de painéis, a manutenção é realizada por técnicos especializados, com frequência anual ou bianual. Não deve no entanto ser descurada por parte do proprietário uma manutenção e limpeza mais regular de forma a manter o funcionamento dos mesmos dentro dos padrões. No presente caso de estudo, será considerado um custo de manutenção a rondar os 2% do custo global do investimento. Este valor foi obtido por consulta de várias empresas que operam no ramo e para a dimensão e localização do sistema este valor é coerente.

$$C_{manutenção} = 1{,}13 \times (80000 \times 0{,}02) = 1.808€$$

Diluindo este custo ao total dos 15 anos e distribuindo o custo anual por meses, obtém-se um custo mensal de:

$$C_{manutenção} = \frac{1808€}{12 \times 15} \approx 10€/mês$$

Conclui-se então que para o caso atual a manutenção é de baixo valor, No entanto em locais muito expostos a poeiras e detritos este valor aumenta. Este valor será adicionado ao custo total do investimento.

4.9. Financiamento

No contexto atual, não existe qualquer financiamento ou subsídio por parte de entidades estatais. Pode no entanto beneficiar-se de uma tarifa fixa durante 15 anos e também da Taxa Intermédia de IVA, mas apenas para instalações até ao final de 2011.

Existem no entanto linhas de crédito em bancos nacionais para este tipo de investimento.

Através de uma pesquisa mais aprofundada encontramos condições de financiamento e condições de pagamento em modalidades diversas.

Escolhendo uma entidade bancária aleatoriamente, as condições são as seguintes [10]:

- Financiamento a 100% incluindo despesas de licenciamento e instalação
- Até 120 meses de financiamento
- Montante de financiamento até 600.000€
- Juros calculados sobre montante em divida
- Prazos de 1 a 10 anos.

Analisar-se-ão mais à frente várias soluções de financiamento para o caso de estudo de modo que se consiga fazer uma análise crítica das várias situações.

5. Análise Financeira

No panorama económico atual, torna-se pertinente analisar várias situações de financiamento de forma a obter a melhor relação custo benefício e assim tirar o maior proveito do investimento.

Assim sendo e tentando enquadrar ao máximo o presente estudo com a situação real, ter-se-ão em linha de conta 2 situações distintas.

- Situação A - O cliente pagar o investimento a pronto pagamento.
- Situação B - O cliente pedir financiamento específico a uma entidade bancária.

Para a hipótese de se pedir financiamento, Situação B, fez-se a simulação junto a uma instituição bancária para duas situações distintas:

- Situação B1 - Financiamento de 30.000€
- Situação B2 - Financiamento de 60.000€

Os montantes escolhidos foram os acima indicados pois ponderam-se situações de financiamento de 1/3 e 2/3 do valor do investimento aproximadamente.

O prazo de pagamento escolhido foi de 10 anos e os valores encontram-se na Tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Situação B – Crédito Bancário

Simulação Contrato de Crédito		
Montante Empréstimo	30.000,00 €	60.000,00 €
Prazo Operação	10 anos	10 anos
Periodicidade	Mensal Fixo	Mensal Fixo
Prestação	336,69 €	673,78 €
Prémio Anual Seguro	130,20 €	260,40 €
TAE	7,037%	7,763%

5.1. Recurso a Crédito de 30.000€

Para a Situação B1, recorrendo a uma entidade bancária para obter financiamento de 1/3 do investimento global obtém-se o seguinte:

$$C_{juros} = 336{,}69€ \times 12 \times 10 - 30.000€ = 10.402{,}80€$$

O que acarretará um acréscimo mensal nos primeiros 10 anos de:

$$\frac{10.402{,}80€}{120} = 86{,}69€/mês$$

Adjacente ao pedido de financiamento, está a subscrição de um seguro anual. Para o presente caso tem um valor total de:

$$C_{seguro} = 130{,}20€ \times 10 = 1302€$$

Para analisarmos qual vai ser o peso do juro no período de amortização e no lucro final, vão somar-se todos os custos atrás calculados e ainda as taxas (Tabela 3.2):

$$C_{juros} + C_{seguro} + C_{taxas} + C_{Investimento} + C_{Manutenção} = 106.188{,}30€$$

Na Figura 5.1, mostra-se o comparativo entre a Situação A e a Situação B1,aplicando a ambas a equação acima e analisa-se em termos práticos qual será a redução nos fluxos de tesouraria inerente ao pedido de financiamento.

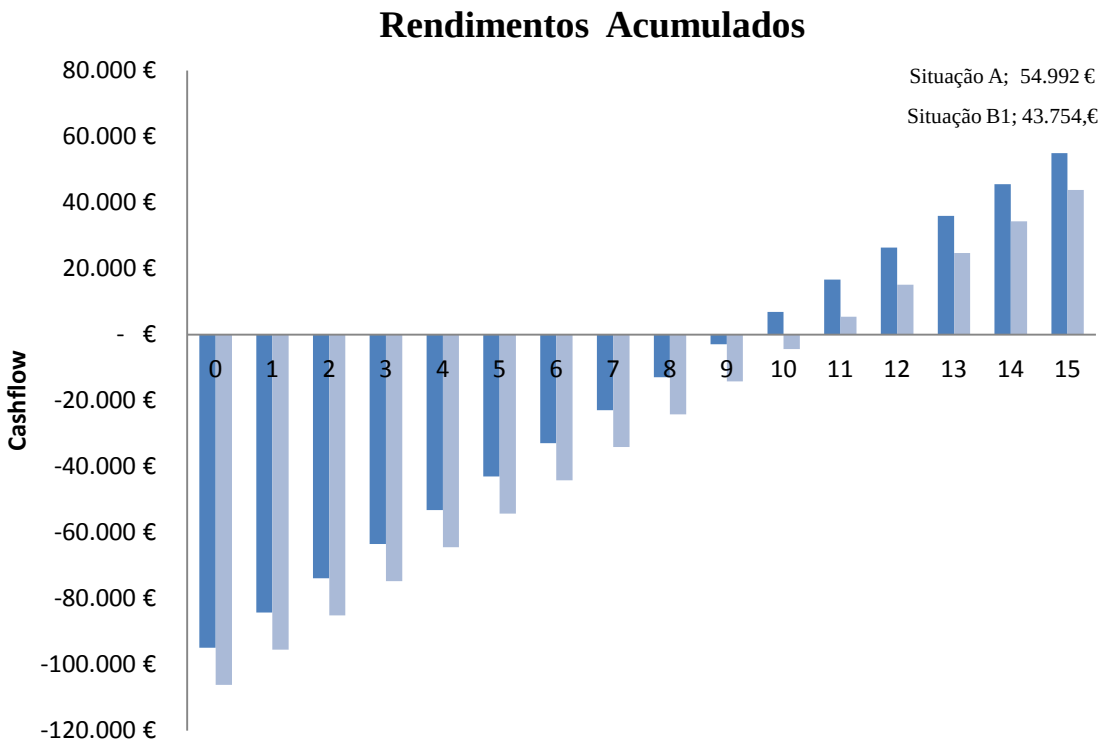


Figura 5.1 – Comparativo entre Situação A e Situação B1

5.2. Recurso a Crédito de 60.000€

Para a segunda hipótese, Situação B2, recorrendo a uma entidade bancária para obter financiamento de 2/3 do investimento global obtém-se o seguinte:

$$C_{juros} = 673{,}78€ \times 12 \times 10 - 60.000€ = 20.853{,}60€$$

O que acarretará um acréscimo mensal nos primeiros 10 anos de:

$$\frac{20.853{,}60€}{120} = 173{,}78€/mês$$

Adjacente ao pedido de financiamento, está a subscrição de um seguro. Para o presente caso tem um valor total de:

$$C_{seguro} = 260{,}40€ \times 10 = 2640€$$

Para analisarmos qual vai ser o peso do juro no período de amortização e no lucro final, vão somar-se todos os custos atrás calculados:

$$C_{juros} + C_{seguro} + C_{taxas} + C_{Investimento} + C_{Manutenção} = 117.941{,}10€$$

Apresenta-se, analogamente à Situação B1, a comparação entra a Situação A e a Situação B2 na Figura 5.2.

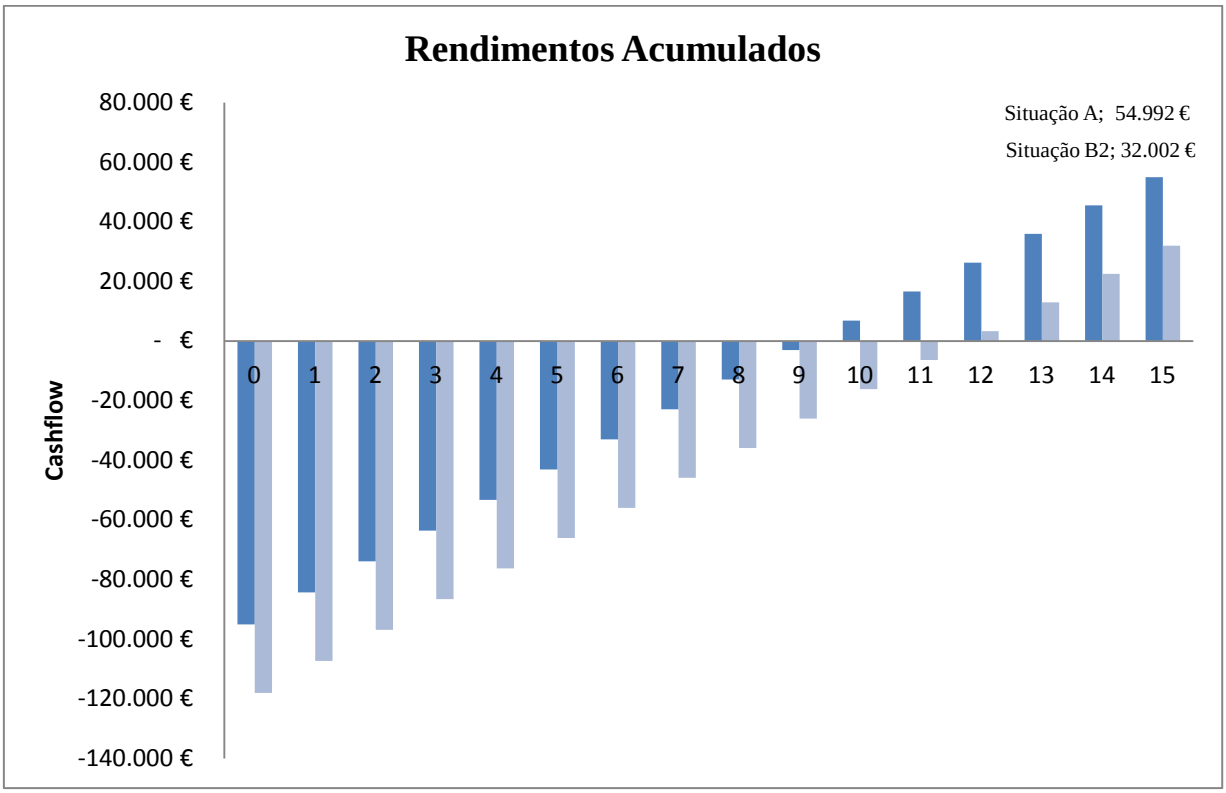


Figura 5.2 – Comparativo entre Situação A e Situação B2

As diferenças são notórias, o aumento do C_{Total} devido aos juros tem implicação direta no período de amortização e uma redução apreciável nos lucros.

Sendo esta a perspetiva mais provável devido à atual conjuntura económica que o País atravessa, verifica-se que o investimento continua a ser rentável. Não obstante a ponderação de todos os fatores envolvidos no investimento e custos adjacentes é essencial, de modo que a previsão não seja extrapolada e não conduza a falsas expectativas. A Tabela 5.2 traduz uma síntese das 3 situações e uma comparação relativa das duas situações mais desfavoráveis com aquela que conduz a uma menor *Payback Period* e a um *Cashflow* mais elevado.

Tabela 5.2 – Síntese das situações analisadas

Pagamento	***Payback Period* [Anos]**	**Percentagem**	***Cashflow* -15 Anos**	**Percentagem**
Situação A	9,31	-	54.992 €	-
Situação B1	10,45	12%	43.755 €	-20%
Situação B2	11,66	25%	32.002 €	-42%

O período em que a taxa de referência vigora é de 15 anos. Contudo a vida útil de um painel fotovoltaico é de 25 anos. Uma vez que para a instalação de um sistema durante o ano de 2011, o *payback* é sempre inferior a 15 anos, é uma mais-valia o sistema continuar ativo mais dez anos, uma vez que todo o rendimento obtido será lucro.

O cálculo da tarifa é feita segundo condições de mercado, para o preço de venda da EDP, devido ao facto de a ERSE deixar de regular as tarifas de eletricidade e gás natural, esta liberalização impõe que seja o consumidor a determinar qual a entidade fornecedora, das várias disponíveis no mercado. Como tal, introduz-se um elevado grau de incerteza nos preços que serão fixados e consequentemente não se consegue precisar qual a taxa, $€/kWh$, a pagar pelo comprador da eletricidade produzida pelo sistema.

Assim sendo, mais à frente estender-se-á o estudo a 25 anos e adota-se para valor da taxa que vigora para o proprietário da unidade de Miniprodução, sendo esta estimativa meramente indicativa e com um grau de incerteza elevado.

5.3. Previsão Ano 2012

Existem inúmeros fatores que nos levam a aprofundar um pouco mais o caso em estudo e analisar a hipótese de o dono de obra decidir a instalação apenas daqui a alguns meses, já no ano de 2012.

Os cortes orçamentais propostos para o próximo ano, contemplam também a Micro e Miniprodução. A portaria nº285/2011 introduz alterações cruciais nos tarifários atribuídos à atividade.

Os pontos principais são a redução da tarifa para 215€/MWh, com redução anual de 14%. Perante isto e uma vez que as diferenças são significativas, importa analisar estes aspetos tendo em conta os mesmos parâmetros estudados acima, tempo necessário para amortização e lucros.

Convém também ter em conta as atualizações devidas a taxas. As previsões indicam que o valor da taxa de inflação se situará nos 2,4%. [8] Assim sendo, o valor do investimento inicial para 2012 será afetado da inflação e da taxa normal de IVA, em vez da taxa intermédia, pois foi aprovada a subida do escalão da taxa para equipamentos de aproveitamento solar no Orçamento de Estado para 2012.

Os valores dos custos iniciais e de manutenção, seriam então calculados da seguinte forma:

$$C_{Investimento} = 80000 \times 1{,}23 \times 1{,}024 + 1850 \times 1{,}23 = 103.037{,}10€$$

$$C_{manutenção} = 1{,}23 \times (80000 \times 1{,}024 \times 0{,}02) = 2015{,}23€$$

Na tabela 5.3 apresentam-se os fluxos de tesouraria obtidos para uma instalação em 2012, tendo em conta dois parâmetros que aumentam o custo inicial, inflação e IVA e ainda a redução da tarifa que reduz o acumulado anual. O impacto destas diferenças será analisado mais adiante.

Tabela 5.3 – Previsão Realista – Ano 2012

Situação A - 2012				
Rendimento	Ano	nº Ano	*Cashflow*	Eficiência
- 103.037,10 €	2012	0	- 103.037€	100%
9.224 €	2013	1	- 93.813€	97%
8.947 €	2014	2	- 84.866€	96%
8.886 €	2015	3	- 75.980 €	96%
8.845 €	2016	4	- 67.135€	95%
8.766 €	2017	5	- 58.370€	94%
8.706 €	2018	6	- 49.664€	94%
8.647 €	2019	7	- 41.017€	93%
8.588 €	2020	8	- 32.429€	92%
8.530 €	2021	9	- 23.900€	92%
8.472 €	2022	10	- 15.428€	91%
8.414 €	2023	11	- 7.014€	91%
8.357 €	2024	12	1.341€	90%
8.300 €	2025	13	9.641€	89%
8.243 €	2026	14	17.885€	89%
8.132 €	2027	15	26.016€	88%

Para a mesma produção de energia e tendo em conta os mesmos padrões, Previsão 2, em 2011 e 2012 a redução é bastante acentuada.

$$1 - \left(\frac{26.019{,}99€}{57.267{,}35€}\right) \times 100 = -44\%$$

Continua a existir lucro, no entanto a tendência tem vindo a ser uma redução acentuada nas tarifas, agravada da subida do IVA. Poder-se-á estender a análise a 25 anos, uma vez que é esse o tempo de vida dos coletores, assim sendo, uma vez que mesmo para as hipóteses mais desfavoráveis o sistema está amortizado ao fim de 15 anos, prolongar-se-á a permanência da unidade de Miniprodução por mais 10 anos.

Nas tabelas 5.4 e 5.5, apresentar-se-ão também as tabelas com os resultados relativos a B1 e B2 para que possa haver uma maior perceção das reduções que ocorrerão.

Tabela 5.4 – Situação B1 – Ano 2012

Situação B1 - 2012				
Rendimento	Ano	nº Ano	Cashflow	Eficiência
-116.331,63 €	2012	0	-116.331 €	100%
9.224 €	2013	1	-107.108€	97%
8.947 €	2014	2	-98.161€	96%
8.886 €	2015	3	-89.275€	96%
8.845 €	2016	4	-80.430€	95%
8.766 €	2017	5	-71.664€	94%
8.706 €	2018	6	-62.958€	94%
8.647 €	2019	7	-54.312€	93%
8.588 €	2020	8	-45.724€	92%
8.530 €	2021	9	-37.194€	92%
8.472 €	2022	10	-28.723€	91%
8.414 €	2023	11	-20.309€	91%
8.357 €	2024	12	-11.952€	90%
8.300 €	2025	13	-3.652€	89%
8.243 €	2026	14	4.590€	89%
8.132 €	2027	15	12.722€	88%

Tabela 5.5 – Situação B2 – Ano 2012

Situação B2 - 2012				
Rendimento	Ano	nº Ano	Cashflow	Eficiência
-128.084,43 €	2012	0	-128.084€	100%
9.224 €	2013	1	-118.860€	97%
8.947 €	2014	2	-109.914€	96%
8.886 €	2015	3	-101.028€	96%
8.845 €	2016	4	-92.183€	95%
8.766 €	2017	5	-83.417€	94%
8.706 €	2018	6	-74.711€	94%
8.647 €	2019	7	-66.064€	93%
8.588 €	2020	8	-57.476€	92%
8.530 €	2021	9	-48.947€	92%
8.472 €	2022	10	-40.475€	91%
8.414 €	2023	11	-32.062€	91%
8.357 €	2024	12	-23.705€	90%
8.300 €	2025	13	-15.405€	89%
8.243 €	2026	14	-7.162€	89%
8.132 €	2027	15	969€	88%

Da análise da tabela acima pode tirar-se a ilação que o cash-flow reduz-se acentuadamente de 2011 para 2012, embora até para a situação mais desfavorável o *payback* esteja garantido dentro dos 15 anos de horizonte de projeto. Na Figura 5.3 apresenta-se a síntese relativamente às 3 opções de financiamento para 2012.

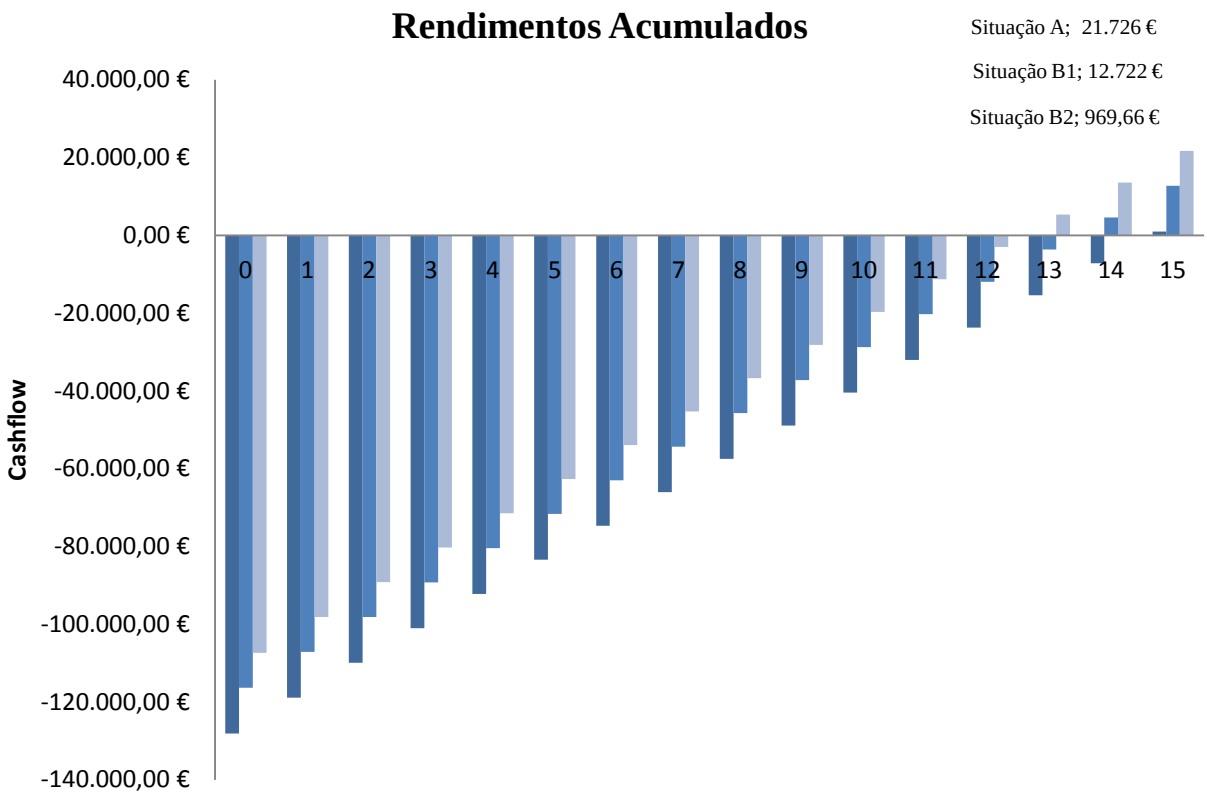


Figura 5.3 – Comparativo Rendimentos 2012

As tarifas no final dos 15 anos do contrato, vão enfrentar uma descida, aproximando-se por norma da tarifa que é paga pelo dono de obra no contador de consumo.

Relativamente à unidade de instalação, analisando uma fatura de consumo de eletricidade na unidade de Miniprodução, obtém-se os valores da tabela 5.5:

Tabela 5.6 – Consumos na unidade de instalação

Eletricidade	Quantidade[kWh]	Preço
Ativa vazio normal	126	0,0650 €
Ativa super vazio	85	0,0604 €
Ativa ponta	800	0,1847 €
Ativa cheias	2312	0,0988 €
Reativa consumo fora vazio	227	0,0212 €

Fazendo uma média ponderada obtemos um valor de 0,14€,. Consideremos então esse valor como taxa em função dos valores de mercado, admitindo também um valor de inflação de 2%. Em estudos deste tipo existem parâmetros não quantificáveis pelo investidor. Fazem-se então estimativas o mais aproximadas possíveis de modo a conseguir-se fazer uma previsão. Refere-se, no entanto, que esta projeção tem um elevado grau de incerteza.

Tendo em conta estes dois pressupostos, obter-se-ia uma taxa de:

$$Taxa = 0{,}14 \times (1{,}02)^{15} = 0{,}19€$$

De seguida, proceder-se-á a uma projeção a 25 anos para uma posterior análise de resultados.

5.4. Previsão 25 Anos - 2011

As figuras 5.4, 5.5 e 5.6 refletem as projeções até ao ano 2036.

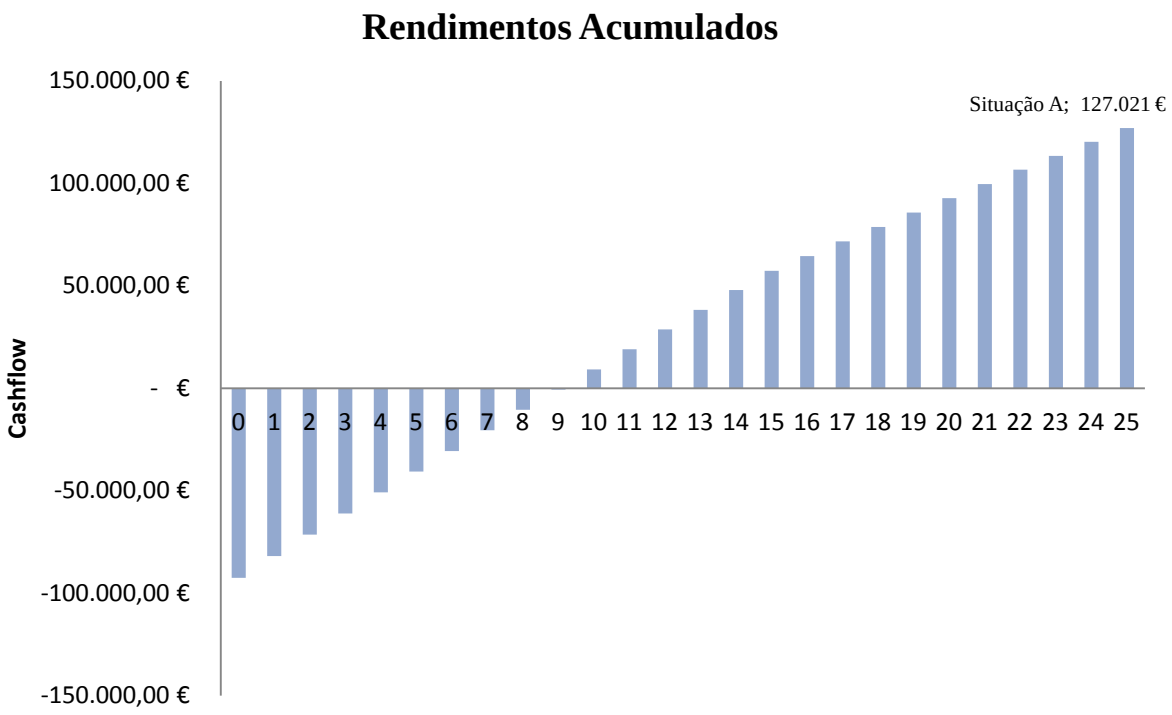


Figura 5.4 – Projeção Situação A – 25 Anos

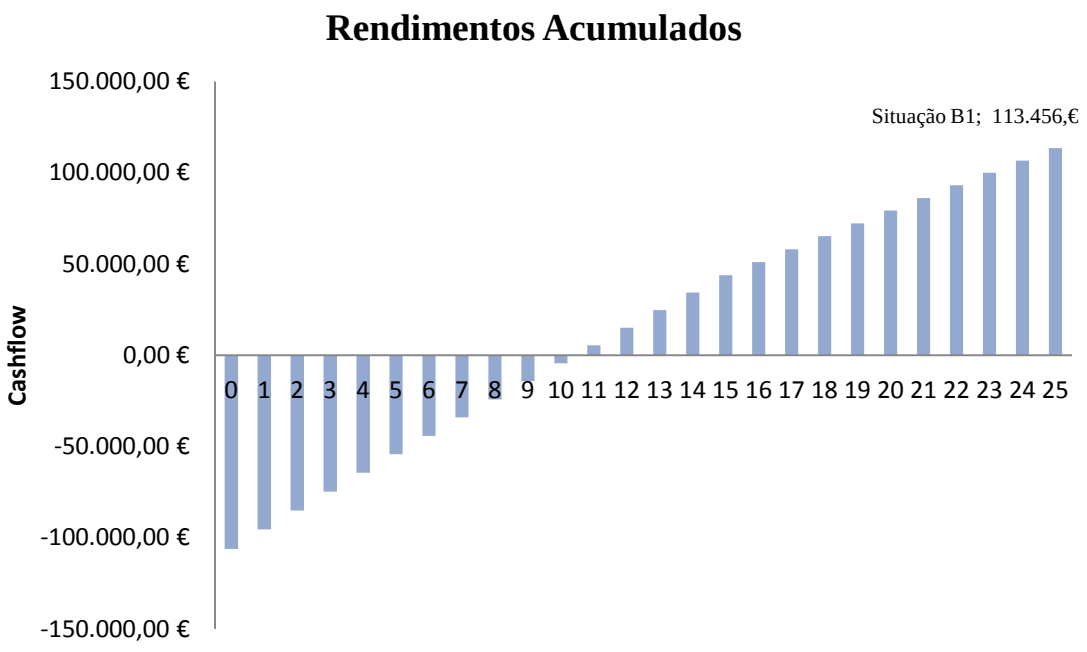


Figura 5.5 – Projeção Situação B1 – 25 Anos

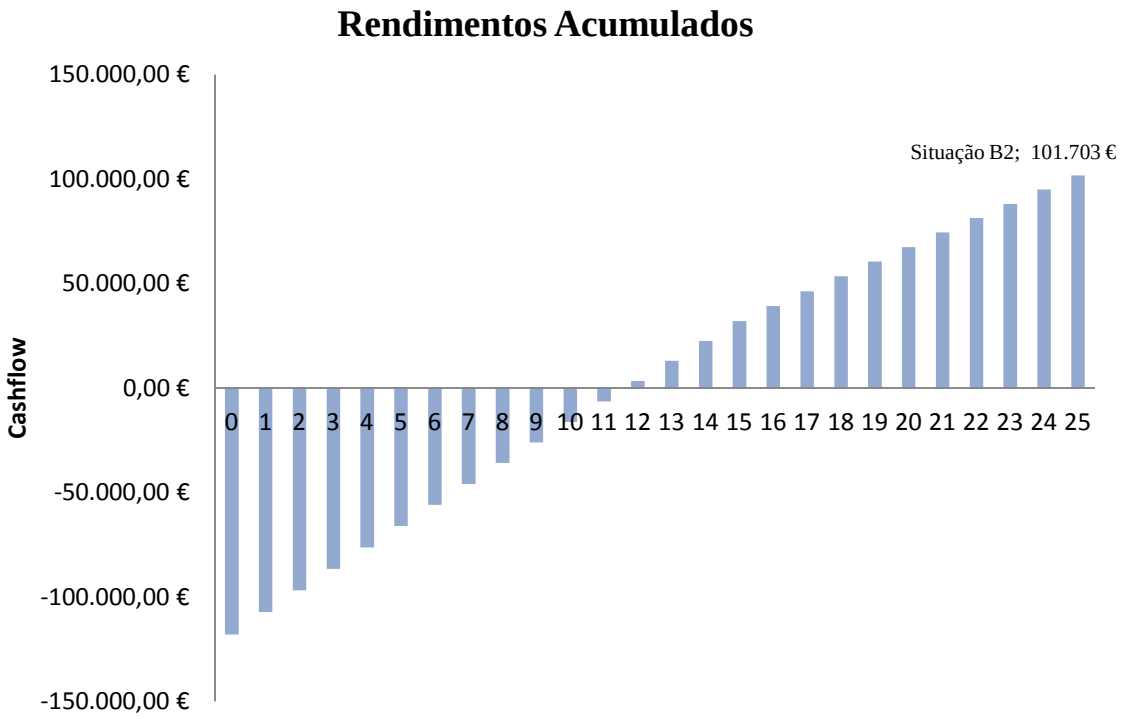


Figura 5.6 – Projeção Situação B2 – 25 Anos

5.5. Previsão 25 Anos – 2012

As figuras 5.7, 5.8 e 5.9 refletem as projeções até ao ano 2037.

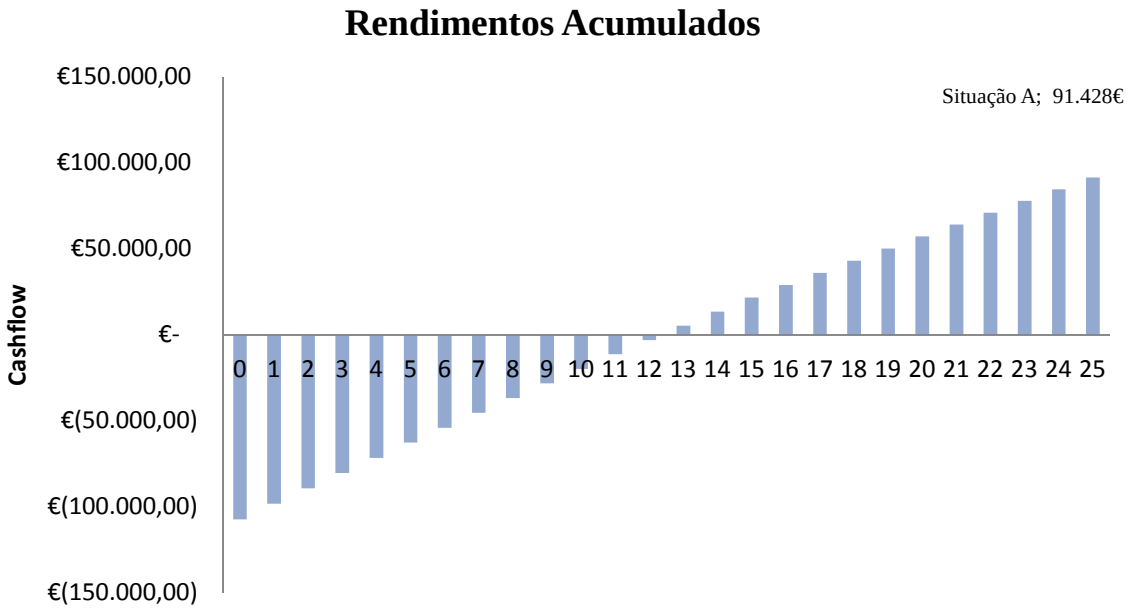


Figura 5.7 – Projeção Situação A - 25 anos

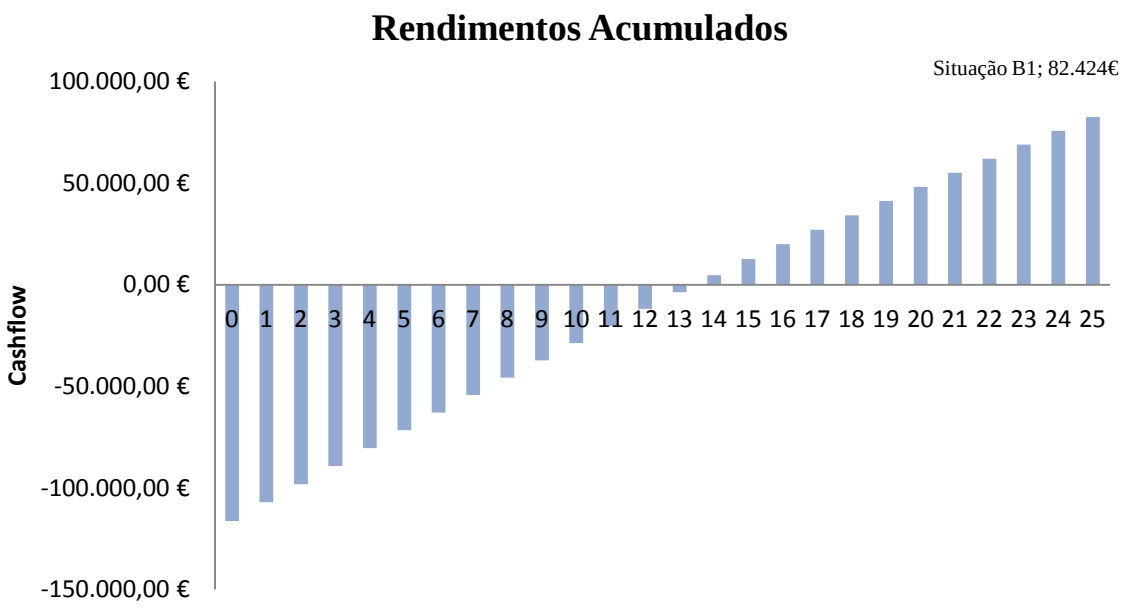


Figura 5.8 – Projeção Situação B1 - 25 anos

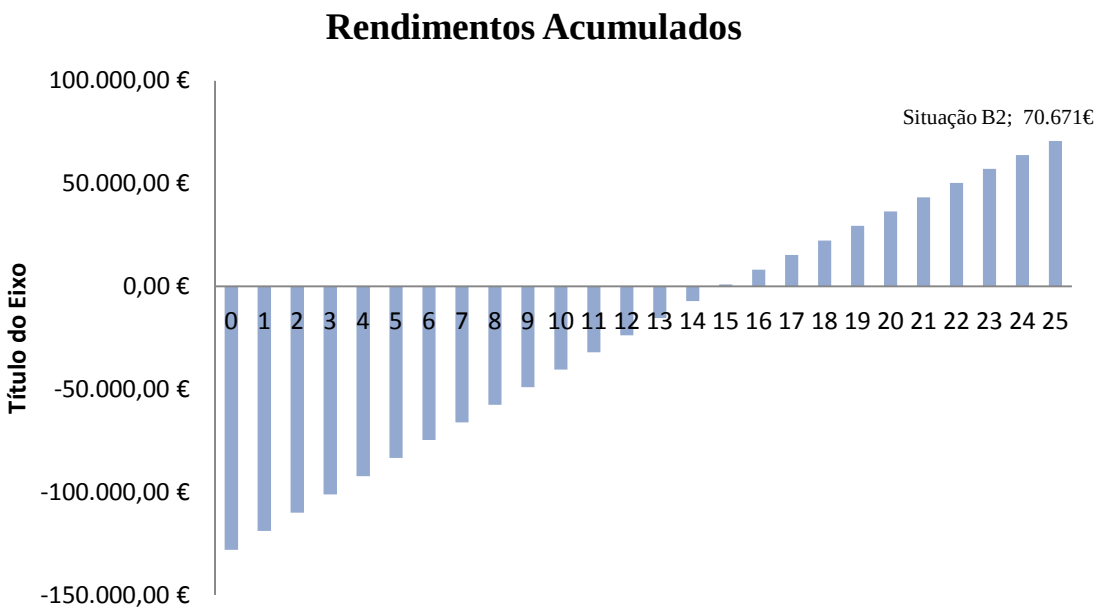


Figura 5.9 – Projeção Situação B2 - 25 anos

Os períodos de *payback*, investimento inicial e lucros obtidos neste período estão expostos na Tabela 5.6.

Tabela 5.7 – Síntese Ano 2012

	Custo Investimento	Payback -Anos	Lucro- 25 Anos
Situação A	107.327,83 €	12,355	91.428,25 €
Situação B1	116.331,63 €	13,443	82.424,45 €
Situação B2	128.084,43 €	14,881	70.671,65 €

5.6. Depósito a Prazo *vs.* Investimento Miniprodução

Os juros pagos funcionam como um aluguer ao dono do capital e esses mesmos juros representam o valor do dinheiro no tempo.

Como tal, convém analisar-se quais seriam os proventos para o investidor caso o dinheiro fosse depositado a prazo a render juros a 25 anos. Após um estudo dos valores de mercado junto de algumas instituições bancárias, chegou-se a um valor máximo de taxa de juro de 4%. No passado o valor seria provavelmente maior.

Contudo, o Banco de Portugal estabeleceu um limite superior para os juros dos depósitos a prazo, com o objetivo de reduzir o rácio crédito/depósitos para um nível de 120% até 2014. [11] [12] Como tal e com base em consulta de mercado solicitou-se uma simulação para juros a 4%.

Os valores obtidos foram são os da tabela5.8:

Tabela 5.8 – Simulação de Crédito

Depósito a Prazo 25 Anos			
Capital	30.000,00 €	60.000,00 €	90.000,00 €
Prazo (Dias)	9125	9125	9125
Taxa Juro Bruto	4%	4%	4%
Juro Bruto	30.000,00 €	60.000,00 €	90.000,00 €
Juro Líquido	23.550,00 €	47.100,00 €	70.650,00 €
Retenção	0,86%	0,86%	0,86%
Taxa Líquida	3,14%	3,14%	3,14%

5.7. Valores Atualizados

O dinheiro apresenta valores diferentes em diferentes épocas temporais. *(Coutinho)* Para que o caso de estudo possa ter o maior grau de fiabilidade possível temos de considerar o maior número possível de variáveis, para que, na pele do investidor, se possam ter mais certezas que duvidas e assim se diminua o risco.

Um fator que não pode de forma alguma ser desvalorizado é a perda de valor da moeda. Uma determinada quantia investida no presente pode gerar lucros no futuro. Esse mesmo lucro posterior não possui o mesmo valor que um lucro presente proveniente de um investimento passado.

Como tal, compete-nos assegurar que os lucros calculados acima sejam transpostos para o ano 0, ano do Investimento Inicial. Só assim se terá a verdadeira dimensão do lucro gerado e se conseguirá alcançar com algum rigor, a premissa alvo de qualquer investidor:

CUSTOS <PROVEITOS

Para fazer a atualização dos fluxos de tesouraria, *cash-flow*, calcular-se-á o Valor Atualizado Líquido (VAL).

O VAL pressupõe que o dinheiro desvaloriza proporcionalmente ao tempo, depende dos fluxos gerados e do custo de oportunidade de capital *(Coutinho)*.O custo de oportunidade de capital é o valor associado a uma melhor alternativa não escolhida, ou seja, a escolha de uma opção invalida automaticamente todas as outras, os maiores benefícios de uma opção não escolhida representam um custo na opção escolhida .

O cálculo do VAL é feito da seguinte forma:

$$VAL = \sum_{j=0}^{n} \frac{f_j}{(1+i)^j}$$

Sendo:

f_j- Fluxos de tesouraria num determinado período j;

i- Taxa de Atualização

O cálculo da Taxa de Atualização é de complexa determinação uma vez que a maior ou menor viabilidade de um projeto a médio/longo prazo, tem relação direta com a taxa estipulada. O valor desta taxa está relacionado com o lucro obtido se o nosso dinheiro fosse investido num investimento de baixo risco, ou seja o custo de oportunidade deve ser o de um investimento com risco nulo ou o mais aproximado disso possível.

A situação tida como mais favorável relativamente a ativos financeiros de baixo risco são as Obrigações do Tesouro do estado Português. As Obrigações do Tesouro são títulos que o Estado Português emite devido á sua necessidade de se financiar nos mercados.

Existe a hipótese de investimento através dos Certificados do Tesouro, cujo valor nominal é 1Euro e podem ser adquiridos em número mínimo mil certificados e num máximo de um milhão. O investimento pode ser de 1, 5 e 10 anos e as taxas de juro para esses casos estão na Figura 5.8.

Certificados do Tesouro
Treasury Certificates

Informação de Taxas de Juro (Taxas Anuais Brutas)
Information of Interest Rates (Gross Annual Rate)

Ano / Year	Mês / Month ⓧ	10º Ano / Year	5º Ano / Year	1º Ano / Year
2012	Jan	7,10	6,80	1,95
2011	Dez/Dec	7,10	6,80	2,00
	Nov	7,10	6,80	2,10
	Out/Oct	7,10	6,80	2,05
	Set/Sep	7,10	6,80	2,05
	Ago/Aug	7,10	6,80	2,15
	Jul	7,10	6,80	2,10
	Jun/Jun	7,10	6,80	2,10
	Mai/May	7,10	6,80	2,10
	Abr/Apr	7,10	6,80	1,95
	Mar	7,10	6,80	1,70
	Fev/Feb	6,65	5,80	1,55
	Jan	6,40	5,35	1,50
2010	Dez/Dec	6,50	5,40	1,50
	Nov	5,65	4,30	1,50
	Out/Oct	6,10	4,85	1,40
	Set/Sep	5,15	3,85	1,40
	Ago/Aug	5,35	4,30	1,40
	Jul	5,50	4,45	1,25

Figura 5.10 – Taxas de Juro de Certificados do Tesouro [13]

No caso de estudo considera-se uma taxa de atualização a rondar os 6%, pois será um valor próximo do que se obteria no presente se o dinheiro investido fosse colocado num depósito a prazo, reflete o custo de oportunidade de capital. O valor foi assim escolhido pois, sendo o depósito a prazo a 25 anos, aproxima melhor que os Certificados do Tesouro a 10 anos a taxa de juro de um investimento em ativos. A taxa considerada foi com base nos 4% do depósito a prazo mais 2% de taxa de risco, tendo como base a incerteza nos valores de mercado a médio prazo.

Mesmo na hipótese mais desfavorável, pedido de crédito no valor de 60.000€ e instalação em 2012, o *payback* era atingido antes dos 15 anos. Assim sendo, atualizar-se-ão os valores a 25 anos, pois todo o fluxo gerado nos 10 anos remanescentes seriam sempre proveitos.

Os fluxos positivos atualizados para 2011 e 2012 estão nas Tabelas 5.8 e 5.9 respetivamente.

Tabela 5.9 – VAL fluxos positivos Ano 2011

Fluxos Atualizados	
Ano	Atualização
2012	10.304 €
2013	9.611 €
2014	9.178 €
2015	8.785 €
2016	8.371 €
2017	7.994 €
2018	7.634 €
2019	7.291 €
2020	6.963 €
2021	6.649 €
2022	6.350 €
2023	6.064 €
2024	5.792 €
2025	5.531 €
2026	5.246 €
2027	3.837 €
2028	3.664 €
2029	3.499 €
2030	3.342 €
2031	3.191 €
2032	3.048 €
2033	2.911 €
2034	2.780 €
2035	2.655 €
2036	2.535 €
TOTAL	143.224 €

Tabela 5.10 – VAL fluxos positivos Ano 2012

Fluxos Atualizados	
Ano	Atualização
2013	8.701 €
2014	7.963 €
2015	7.461 €
2016	7.006 €
2017	6.550 €
2018	6.137 €
2019	5.751 €
2020	5.388 €
2021	5.049 €
2022	4.730 €
2023	4.432 €
2024	4.153 €
2025	3.891 €
2026	3.646 €
2027	3.393 €
2028	2.829 €
2029	2.651 €
2030	2.484 €
2031	2.327 €
2032	2.180 €
2033	2.043 €
2034	1.914 €
2035	1.794 €
2036	1.681 €
2037	1.575 €
TOTAL	105.728 €

Assim sendo, obter-se-iam os seguintes valores atualizados, para os investimentos a 25 ano

Tabela 5.11 – VAL Ano 2011

Tipo	Situação A	Situação B1	Situação B2
VAL	50.600,16€	37.035,70 €	25.282,90 €

Tabela 5.12 – VAL Ano 2012

Tipo	Situação A	Situação B1	Situação B2
VAL	-1.589,83€	-10.603,630€	-22.356,43€

Da breve análise dos dados acima e com base nas variáveis definidas no presente estudo, verifica-se que o investimento apenas é rentável para a instalação em 2011, sendo que para 2012 não tem interesse. Os fatores que motivam o desinteresse do investimento durante o ano de 2012 e para as condições presentes são essencialmente, o facto de os equipamentos passarem a ser taxados à taxa normal de IVA e à redução da tarifa de referência.

6. Conclusão

O presente estudo no âmbito da dissertação de Mestrado, visou o estudo profundo de todo o *cluster* das energias renováveis, a nível de divulgação, sistemas, legislação e financiamento. O principal intuito deste trabalho foi a análise aprofundada, na ótica do investidor, da rentabilidade de um sistema de produção de energia elétrica, no presente caso através de aproveitamento solar por painéis fotovoltaicos. Os critérios de análise foram o período de amortização, *payback* e os fluxos de tesouraria acumulados, *cash-flow*.

Para as simulações efetuadas, conclui-se que no tempo de contrato de 15 anos, mesmo na pior das situações o investimento é amortizado. No entanto, a atual conjuntura económica leva a muitas dúvidas e poucas certezas a médio prazo. Com todas as considerações tomadas ao longo do trabalho, conclui-se que o investimento, se instalado no presente ano de 2012, tem baixa probabilidade de ser rentável relativamente a um depósito a prazo por exemplo. Cabe analisar quais serão os fatores que maior peso terão tanto a montante, no custo inicial, como a jusante nos proveitos obtidos no final do período de vida útil dos painéis. A indústria do fotovoltaico é uma indústria numa fase recente de maturação e como tal o preço dos equipamentos é ainda bastante elevado e com uma eficiência que pode ser considerada baixa. A tecnologia caminha no sentido de promover uma maior diversidade de produtos, alternativas arquitetonicamente integradas, com maior flexibilidade a nível de escolhas que permitem uma melhor integração estética e um rendimento maior para que o uso de energias renováveis possa fazer parte do nosso dia-a-dia. Deveria haver da parte do legislador também uma maior flexibilidade no que concerne á simplificação e desburocratização da instalação dos sistemas de forma a que se criassem plataformas simplificadas que permitissem o acesso com menos restrições e acima de tudo com menos obrigações de consumo, que privilegiem nitidamente o produtor em prol do comercializador.

Com as variáveis tomadas como prioritárias nesta dissertação o investimento instalado no presente conduz-nos a um valor atualizado líquido negativo ao final de 25 anos, indicando assim que este não teria interesse. Não obstante, convém fazer uma ressalva ao grau de

incerteza neste tipo de estudos em fatores tão simples como a estimativa de uma taxa de inflação, a consideração da taxa de atualização do investimento e todos os outros valores que foram estimados. No entanto a exploração de energias renováveis é um tema emergente e como tal merece a nossa atenção e talvez mereça mais do que isso, mereça que se possa acreditar que o investimento pode tornar-se rentável, como o é noutros países como a vizinha Espanha devido a uma maior liberalização da produção. Convém referir outros fatores como a extinção da ERSE, Entidade Reguladora para os Serviços Energéticos que conduzirá a uma total liberalização dos comercializadores o que poderá levar a um aumento generalizado dos preços, aumentando os gastos do lado do consumo, mas por outro lado poderá também ser um fator positivo do lado do produtor uma vez que provavelmente a tarifa paga depois dos 15 anos subiria, uma vez que se aproximará da de consumo, gerando assim fluxos de tesouraria mais elevados. As recentes crises que se tem feito sentir no Médio Oriente poderão também ter efeito direto no preço da energia. As tensões geopolíticas vividas por alguns países membros da OPEP, Organização dos Países Exportadores de Petróleo, como a recente crise do programa nuclear iraniano poderão levar os países ocidentais a ter de procurar alternativas ao fornecimento de petróleo devido à ameaça de fecho do estreito de Ormuz. O aumento do preço da eletricidade seria assim inevitável uma vez que esta é obtida através de derivados do petróleo. O investimento pode ter maior rentabilidade devido a uma procura global pelas energias alternativas devido aos milhões de toneladas de combustíveis fósseis consumidos essencialmente pelos novos países emergentes, fomentando assim o desenvolvimento das tecnologias. O futuro passará por este tipo de investimentos e é importante que Portugal saiba torna-lo numa aposta ganhadora, de forma a evoluir no sentido de criar condições para o aumento da produção, para que esta se torne indubitavelmente rentável e contribua também para o desenvolvimento do país.

7. Referências Bibliográficas

Livro

Roriz J., Rosendo J., Lourenço F., Calhau K. (2010) "Energia Solar em Edifícios", Edições Orion

Abecassis, Fernando; Cabral, Nuno (2000), "Análise Económica e Financeira de Projectos", 4ª Edição, Edição da Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, Portugal

Rodrigues, João M. Coutinho, "Gestão de Empreendimentos a Componente de Gestão em Engenharia", Edição da IDTec, Lda.

Relatório Técnico

IEA International Energy Agency (IEA), (2010) "PVPS anual report 2010 Implementing Agreement on Photovoltaic Power Systems."

Castro, Rui M.G. (2008), "Introdução à Energia Fotovoltaica.", DEEC/Área Cientifica de Energia, Instituto Superior Técnico

"PORTUGAL 2020, Programa Nacional de Reformas"

Site de Internet

http://www.renovaveisnahora.pt

http://dre.pt/

http://www.energiasrenovaveis.com

http://www.erse.pt/pt/Paginas/home.aspx

http://www.dgge.pt/

http://www.edpsu.pt

http://homeenergy.com.pt/minigeracao/perguntas-e-respostas

http://economico.sapo.pt/noticias/os-precos-da-electricidade-para-2012-e-para-2013_129239.html

http://www.mprimesolar.com/

http://www.martifersolar.com/

http://www.pvsyst.com

http://www.enat.pt/

http://novaenergia.net/forum/

http://www.greenpro.de/

http://www.erec.org/

http://www.iea.org/

http://www.ceeeta.pt/energia

http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/

http://www.montepio.pt

http://economico.sapo.pt/noticias/analise-do-orcamento-do-estado-para-2012_129391.html

http://www.portugal.gov.pt/pt/GC19/Governo/OE2012/Pages/OE2012.aspx

http://estatisticasenumeros.economiafinancas.com/

http://economiafinancas.com/tag/taxa-de-inflacao-2012/

http://www.bportugal.pt/

http://info.portaldasfinancas.gov.pt/pt/informacao_fiscal/codigos_tributarios/civa_rep/index_iva.htm

http://www.climatizacao.pt/noticias/20outubro_2011.aspx

http://economico.sapo.pt/noticias/tudo-sobre-os-novos-certificados-do-tesouro_92310.html

Legislação

Decreto-Lei nº 34/2011 de 8de Março

Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado

Portaria 187/2011, de 19 Abril

Portaria 285/2011, de 28 de Outubro

[1] Decreto-Lei nº 34/2011 de 8de Março

[2] www.renovaveisnahora.pt

[3]www.construcaosustentavel.blogspot.com

[4] www.urdanetacmcleprl7.wikispaces.com

[5] http://maps.google.pt/

[6]http://www.mprimesolar.com/module/mprime_ficha_modulo_pt_080811.pdf

[7]http://eeref.engr.oregonstate.edu

[8] Banco de Portugal

[9]Dados trabalhados pelo Banco de Portugal com base em dados do INE

[10]www.montepio.pt

[11]http://www.bportugal.pt/pt-PT/OBancoeoEurosistema/ComunicadoseNotasdeInformacao/Paginas/combp20110930.aspx

[12] http://www.bportugal.pt/pt-PT/OBancoeoEurosistema/ComunicadoseNotasdeInformacao/Paginas/combp20111026.aspx

[13] Instituto de Gestão da Tesouraria e do Crédito Público IP

8. Anexos

Anexo A –

edp

serviço universal

www.edpsu.pt

apoio comercial
808 505 000 (dias úteis, das 8 às 20h - custo chamada local)

EDP Distribuição
avarias eléctricas
800 506 506 (24h - chamada grátis)

Electricidade

Cód. Ident. Local - 0 025 825 794

Valor a pagar	€ 555,55
Data limite de pagamento	2011-01-24
Período de facturação	2010-11-23 a 2010-12-24

Descrição da Instalação - BTE
Tarifa Contratada - BTE-Médias UT,Tetra-Horário
Ciclo Horário - semanal sem feriados

Potência Contratada - 49,80 kW
Conta Contrato - 290000057959
Contrato - 9003235660
Zona da Qualidade de Serviço - Electricidade - C

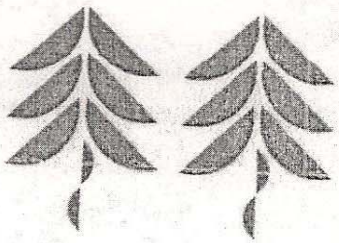
Cód. Ponto Entrega - PT 0002 000 025 825 794 BV

Evite o uso do ar condicionado e outros sistemas de climatização. Isole eficazmente portas, janelas, paredes, tecto e pavimento.

Diminua as viagens de trabalho. Tente substituí-las por teleconferências ou video-conferências.

Instale detectores de presença que activem a iluminação apenas quando existem pessoas no local.

Tenha um Feliz Natal e viva 2011
com uma energia renovada.



edp
serviço universal

eco.edp

EDPUSE1-108/09/92215
PROCESSADO POR COMPUTADOR - C
EDP Serviço Universal
TRATE ESTE DOCUMENTO - VALIDO COMO RECIBO APÓS BOA COBRANÇA
Sede Social: Rua Camilo Castelo Branco, 43 1050-044 Lisboa
Capital Social 700.000.000,00 Matrícula NIPC 504 746 044

Leituras/Consumos

Período de leitura: 2010-11-23 a 2010-12-24

Equipa de contagem: Activa nº: 1013442923 Reactiva nº: 2030478527

Elementos medidos	Leitura inicial	Leitura final	Factor Multipl.	Consumo Registado
En. Activa vazio normal (kWh)	79639,0	79744,0	2,00000	210,00
En. Activa ponta (kWh)	45926,0	46326,0	2,00000	800,00
En. Activa cheias (kWh)	146364,0	147520,0	2,00000	2312,00
En. Reactiva cons. fora vazio (kvarh)	365897,0	366633,0	2,00000	1472,00
Potência tomada (kW)	0,0	20,2	2,00000	40,40

Informações de Instalação

Pot. Máx. admissível (kVA)	49,00
Pot. Requisitada (kVA)	49,00
Pot. Tomada em 08-2010 (kW)	49,80
Factor de potência	0,90
Total En. Activa no período (kWh)	3.322,00

Emissão de CO2 associado ao consumo de energia desta factura: 917,17 kg

Detalhe da Factura

Ref° 108006927215

Factura nº 10409607742 de 24 de Dezembro de 2010

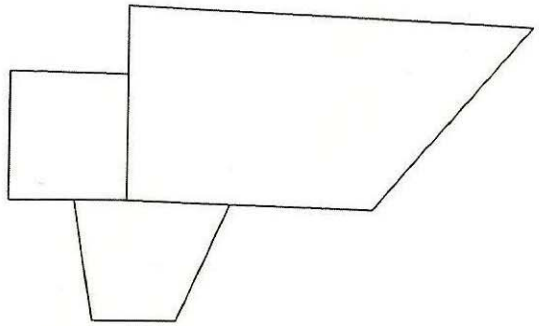
Electricidade	Data inicial	Data final	Qtd.	Preço(€)	Valor(€)	IVA(%)
En. Activa vazio normal (kWh)	2010-11-23	2010-12-24	126	0,0650	8,19	6
En. Activa super vazio (kWh)	2010-11-23	2010-12-24	84	0,0604	5,07	6
En. Activa ponta (kWh)	2010-11-23	2010-12-24	800	0,1847	147,76	6
En. Activa cheias (kWh)	2010-11-23	2010-12-24	2312	0,0988	228,43	6
En. Reactiva cons. fora vazio (kvarh)	2010-11-23	2010-12-24	227	0,0212	4,81	6
Potência contratada 49,80 kW (dias)			32	0,0156	24,86	6
Potência horas de ponta 6,67 kW (dias)			32	0,3587	76,56	6
Termo tarifário fixo (dias)			32	0,8230	26,34	6
Taxa Exploração DGEG			1	0,3500	0,35	6
IVA (6% de € 522,37)					31,34	
Total*					**553,71**	

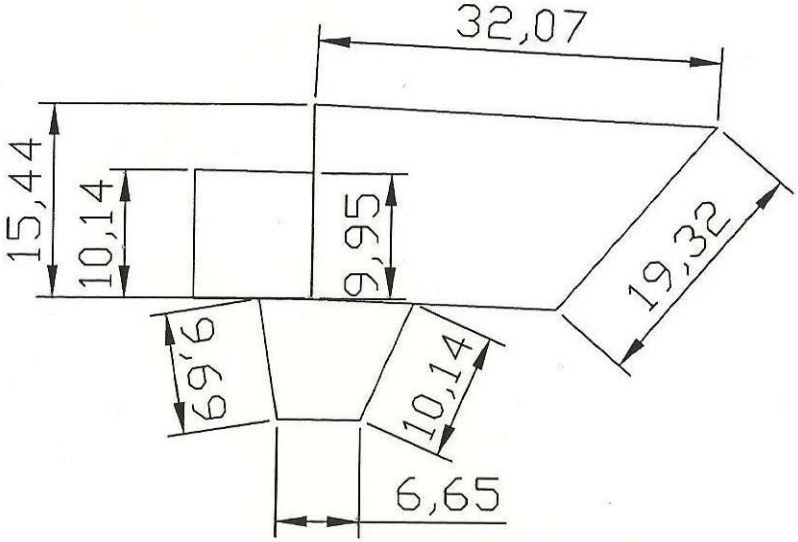
Outros Débitos / Créditos

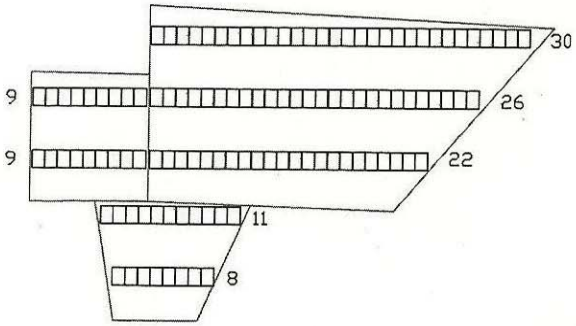
Contribuição áudio-visual (Nota de Débito n.º 00235852296)	1	1,74	6
IVA (6% de € 1,74)		0,10	
Total		**1,84**	

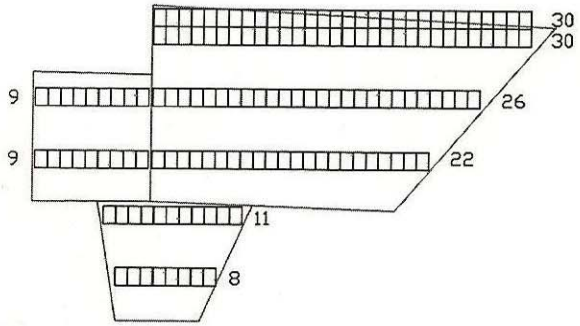
Total facturado 555,55

*O valor indicado inclui os custos relativos ao uso das redes e os custos de interesse económico geral que decorrem de medidas de política energética, no valor de € 237,70 (Valor independente do comercializador de energia eléctrica).




32,07
15,44
10,14
9,95
19,32
9,69
10,14
6,65


30
9
26
9
22
11
8


30
30
9
26
9
22
11
8

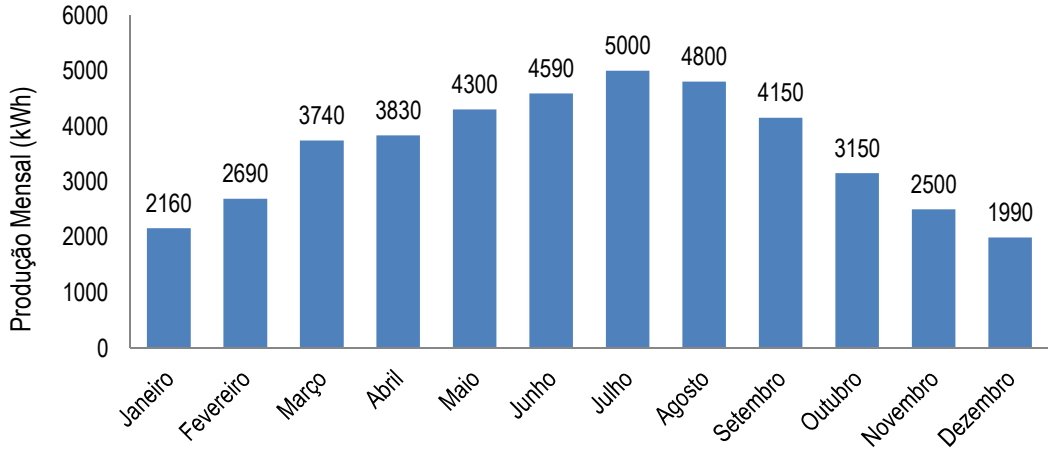
Proposta Preliminar

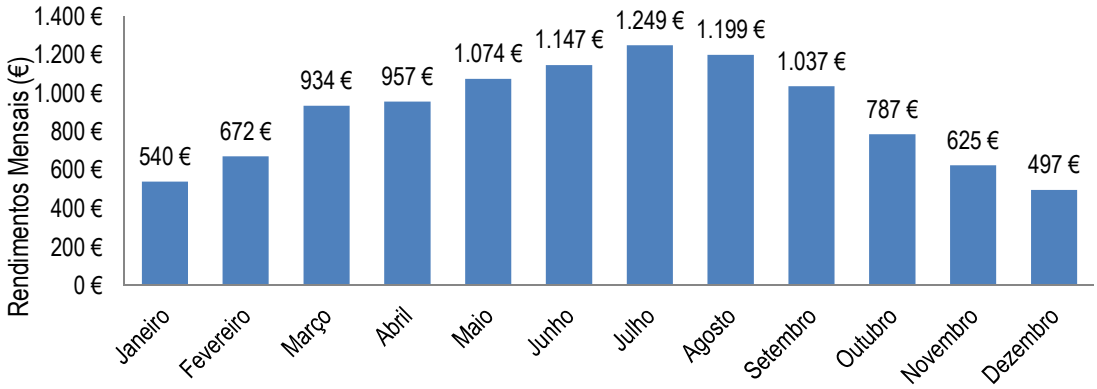
Minigeração			
Entrada de Dados			
Zona de instalação		Potência a Instalar (kW)	27,5 kW
Sistema de Montagem	Estrutura Fixa	Potência contratada Mínima	49,5 kVA
		Consumo Anual Mínimo (kWh)	21450

Descrição do Equipamento

SMA Sunny TriPower
Estrutura Fixa
Conectores
Cabo solar
Protecção AC
Protecção DC
Contador + Modem+ Antena
Cabo AC
Portinhola
Cabo terra

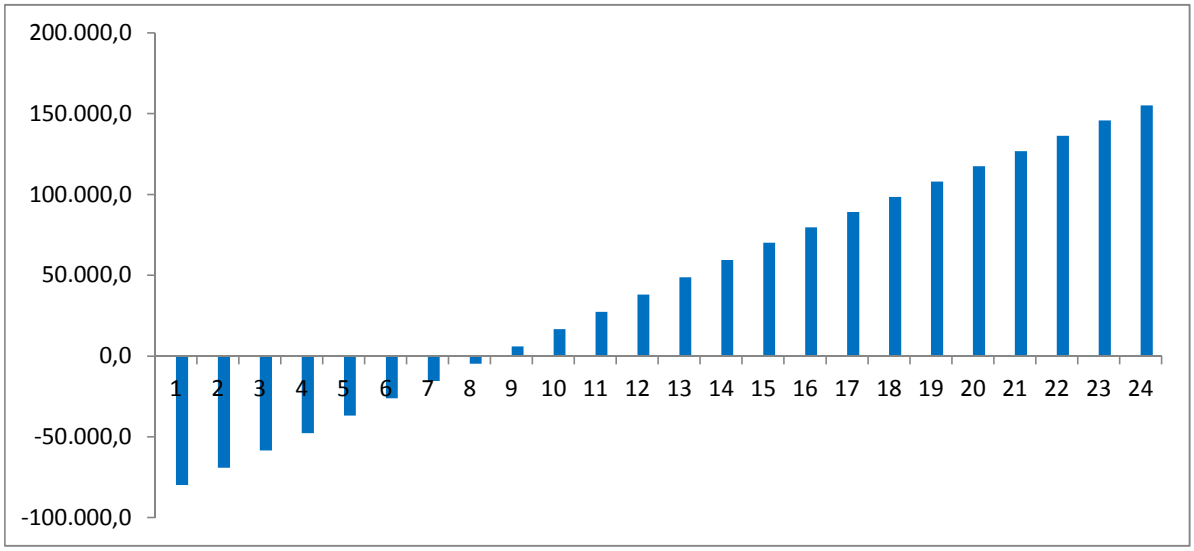
Estimativa de Produção





Tarifa (€/kWh) 0,2498

NOTA: Valores considerando os módulos orientados a Sul e com a inclinação ideal. Não está contemplada a degradação dos módulos



Ano	Produção (kWh/ano)	Rendimento Anual (€/ano)	Retorno do Investimento
1	42.900	10.716	8,4

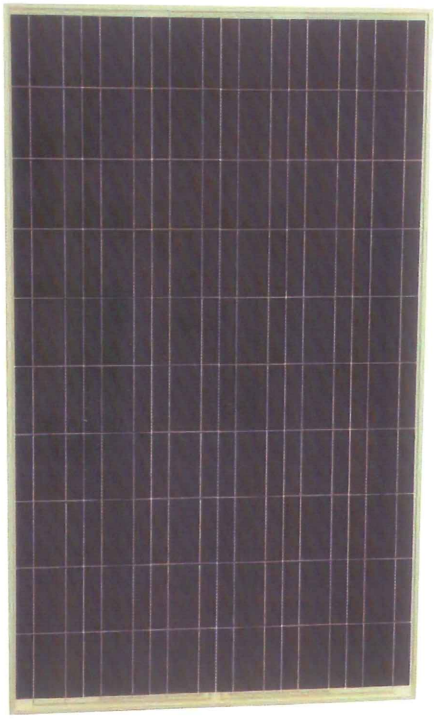
Custos do sistema Chave na mão	
Custos de montagem (Kit Fotovoltaico)	Incluido
Custo do Sistema	80.000 €
Custo do Sistema com IVA (13%)	**90.400 €**
Rentabilização do negócio ao final de 15 anos	**70.346 €**
Rentabilização do negócio ao final de 25 anos	**164.726 €**

*Exclusões: Pagamento das licenças de Licenciamento e despesas com a rubricação do contrato de venda de energia.
Preparação de terreno e outros trabalhos de construção Civil não presentes na proposta.Custos Inerentes à Certificação Energética

***Proposta não vinculativa, sujeita a alterações após visita técnica.**

Mprime
Your PV partner

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 210 - 240 W



A EMPRESA

A MPrime é especializada na distribuição de módulos fotovoltaicos, kits e componentes. Focamo-nos na flexibilidade, excelência no atendimento e numa contínua inovação tecnológica, a fim de proporcionar aos nossos clientes de todo o mundo o melhor portfolio, serviço e garantias.
Em 2010 a MPrime apoiou a distribuição de 45 MW na Europa, Austrália e África, em todos os tipos de instalações: microgeração, parques solares em solo, coberturas e em sistemas integrados de construção.

PONTOS FORTES DOS MÓDULOS MPRIME

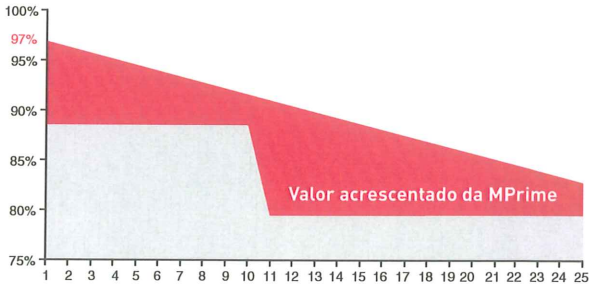
- Eficiência e bom desempenho, com garantia linear
- Potência positiva até mais 4,99 Watts
- Vidro com 4 milímetros de espessura, que o torna apropriado para um clima de granizo e neve, e uma textura de superfície interna que aumenta a absorção da radiação solar
- Produzidos numa fábrica com uma capacidade de produção de 50 MW, expansível até 100 MW, totalmente automatizada e robotizada, o que permite um alto nível de qualidade no produto final

GARANTIA

A MPrime assegura garantias de primeira classe nos seus módulos:

- 25 anos de garantia linear de desempenho: redução anual máxima de 0,68%, após o segundo ano. 25º ano: 80,7%. De acordo com as condições aplicáveis, a garantia MPrime entra em vigor no momento da compra e pode ser consultada no Certificado de Garantia do módulo
- Garantia do Produto: 10 anos

BENEFÍCIOS DA GARANTIA LINEAR



Garantia linear de desempenho MPrime
Galeria standard de desempenho

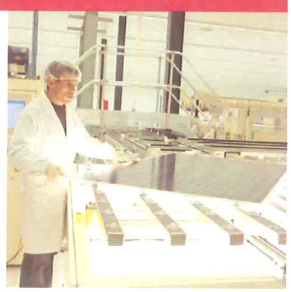
CERTIFICAÇÃO

- Certificado segundo a norma IEC 61215
- Testes de Segurança IEC 61730.1, IEC 61730.2, IEC 61701 (Corrosão de Nevoeiro Salino)
- Testes de amónia IEC 62716
- Testados sob quantidades elevadas de neve 5400 Pa
- UL 1703 pela CSA
- Licença Kitemark KM 574853, pelo Grupo BSI
- PV Cycle
- Inspecção Periódica TÜV

ATENÇÃO: Leia as instruções de segurança e de instalação antes de utilizar o produto.

NOTA: As especificações incluídas neste documento estão sujeitas a alterações sem aviso prévio por parte da empresa. Em caso de conflitos/problemas que possam surgir devido a erros de interpretação, as condições que prevalecem são as descritas na versão original (inglês).

APPROVED PRODUCT



08/08/2011

Mprime
Your PV partner

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS 210 - 240 W

ESPECIFICAÇÕES ELÉCTRICAS *

Potência Máxima (Wp)	P_{MAX}	210	215	220	225	230	235	240
Variação positiva da potência	P_{NOM}	[P_{NOM}-0 ; P_{NOM}+4,99W]						
Corrente em MPP (A)	I_{MPP}	7,60	7,72	7,88	7,98	8,12	8,15	8,21
Tensão em MPP (V)	V_{MPP} / U_{MPP}	27,64	27,84	27,91	28,20	28,33	28,82	29,24
Tensão de Circuito Aberto (V)	V_{OC} / U_{OC}	36,21	36,28	36,55	36,95	37,19	37,44	37,80
Corrente de Curto Circuito (A)	I_{SC}	8,03	8,17	8,23	8,37	8,39	8,41	8,58
Eficiência do Módulo	n (%)	13,1	13,5	13,8	14,1	14,4	14,7	15,1
Tensão Máxima do Sistema	V_{SYST}	1.000 V						
Valor máximo de fusível de string	A	12 A						
NOCT		48 °C +/-3°C						
Coeficientes de Temperatura:								
Potência	γ(Pmax)	-0,45%/°C						
Tensão	β(Voc)	-0,324% /°C						
Corrente	α(Isc)	0,076%/°C						

* Valores em condições de teste padrão STC (massa de ar AM 1,5, 1.000 W, irradiância/m², temperatura da célula de 25°C)

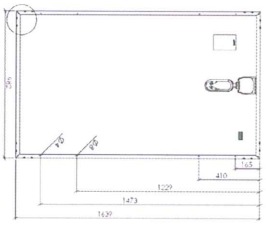
Tolerância máxima de potência: ±3%

ESPECIFICAÇÕES MECÂNICAS

Dimensões	1.639 x 982 x 35 mm
Peso	20 kg
Células Solares	Multicristalino 60, células de 6 polegadas
Protecção Frontal	Temperado e texturado com espessura de 4 mm
Encapsulante	EVA (Ethylene Vinyl Acetate)
Protecção Posterior	PPE (Polyester Polyester Primer)
Moldura	Alumínio anodizado prata
Díodos	3 Díodos Bypass (16A)
Caixas de Junção	IP 65 W/ 3 Díodos Bypass
Cabo	2 Cabos de 1m com Conectores Tyco

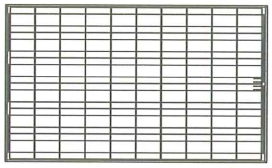
DIMENSÕES (todos os valores estão em mm)

Vista Posterior



Vista Lateral

Vista Frontal



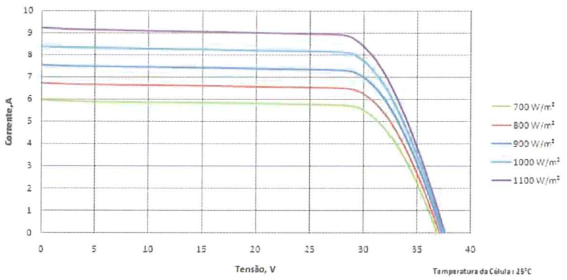
Secção Transversal da Moldura

EMBALAGEM

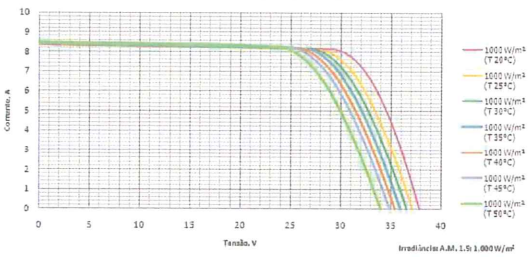
Módulos por palete	35 módulos
Módulos por contentor de 40 pés	525 módulos

CURVAS I-V

I-V Curva I-V em diferentes níveis de Irradiância



Curva I-V em diferentes temperaturas



MPRIME SOLAR SOLUTIONS, S.A. ZONA INDUSTRIAL, APARTADO 17 / 3684-001 OLIVEIRA DE FRADES, PORTUGAL
TEL. +351 232 767 700 FAX. +351 232 767 750 E. INFO.PT@MPRIMESOLAR.COM WWW.MPRIMESOLAR.COM

2x12000tl-mprime230p-114

Grid-Connected System: Simulation parameters

Project : **Mini-JG-24.45Wn-Pinhel_Project**

Geographical Site	**Pinhel**		**Country**	**Portugal**
Situation	Latitude	40.8°N	Longitude	7.0°W
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude	628 m
	Albedo	0.20		

Meteo data : Pinhel from PVGIS, Synthetic Hourly data

Simulation variant : **2x12000TL-mprime230p-x114**

Simulation date 08/11/11 01h24

Simulation parameters

Collector Plane Orientation	Tilt	30°	Azimuth	0°
Horizon	Free Horizon			
Near Shadings	Linear shadings			

PV Array Characteristics

PV module	Si-poly	Model	**MTS 230P**		
		Manufacturer	Martifer Solar		
Number of PV modules		In series	19 modules	In parallel	6 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	114	Unit Nom. Power	230 Wp
Array global power		Nominal (STC)	**26 kWp**	At operating cond.	23 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	490 V	I mpp	47 A
Total area		Module area	**183 m²**		

Inverter	Model	**Sunny Tripower12000 TL**		
	Manufacturer	SMA		
Characteristics	Operating Voltage	150-800 V	Unit Nom. Power	12.0 kW AC
Inverter pack	Number of Inverter	2 units	Total Power	24.0 kW AC

PV Array loss factors

Thermal Loss factor	Uc (const)	26.7 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
=> Nominal Oper. Coll. Temp. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Wind velocity = 1m/s.)			NOCT	47 °C
Wiring Ohmic Loss	Global array res.	49 mOhm	Loss Fraction	0.4 % at STC
Array Soiling Losses			Loss Fraction	0.7 %
Module Quality Loss			Loss Fraction	0.8 %
Module Mismatch Losses			Loss Fraction	1.0 % at MPP
Incidence effect, ASHRAE parametrization	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	bo Parameter	0.05

System loss factors

Wiring Ohmic Loss	Wires	50 m 3x16 mm²	Loss Fraction	1.1 % at STC

User's needs : Unlimited load (grid)

2x12000tl-mprime230p-114

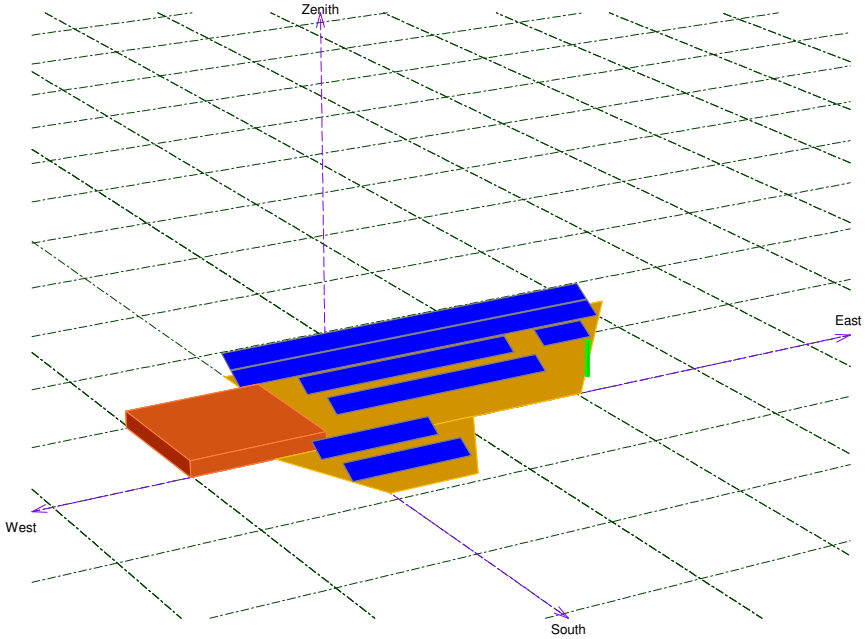
Grid-Connected System: Near shading definition

Project : **Mini-JG-24.45Wn-Pinhel_Project**

Simulation variant : **2x12000TL-mprime230p-x114**

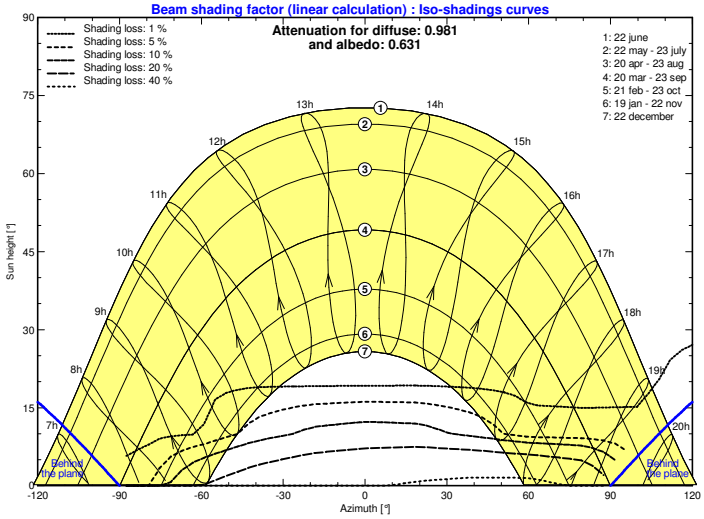
Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	MTS 230P	Pnom	230 Wp
PV Array	Nb. of modules	114	Pnom total	**26 kWp**
Inverter	Model	Sunny Tripower12000 TL	Pnom	12 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	**24 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Mini-JG-24.45Wn-Pinhel_Project: PVarrays



2x12000tl-mprime230p-114

Grid-Connected System: Main results

Project : **Mini-JG-24.45Wn-Pinhel_Project**

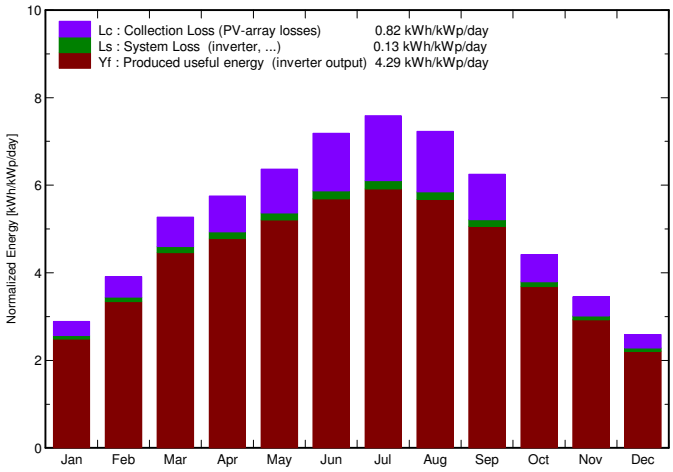
Simulation variant : **2x12000TL-mprime230p-x114**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	MTS 230P	Pnom	230 Wp
PV Array	Nb. of modules	114	Pnom total	**26 kWp**
Inverter	Model	Sunny Tripower12000 TL	Pnom	12 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	**24 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

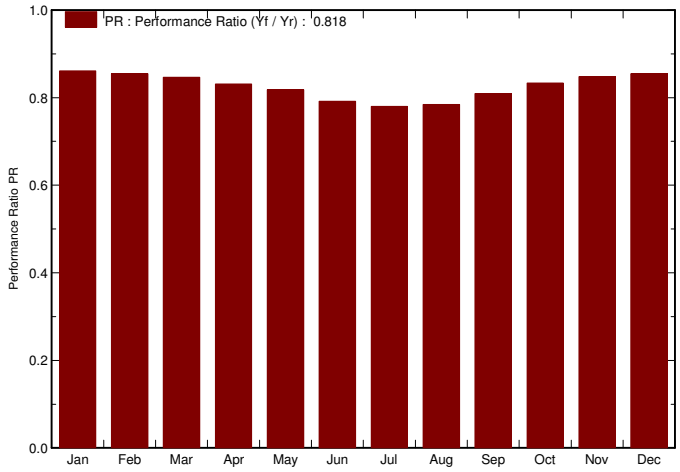
Main simulation results

System Production	**Produced Energy**	**41.1 MWh/year**	Specific prod.	1566 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR	82.3 %		

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 26 kWp



Performance Ratio PR



2x12000TL-mprime230p-x114

Balances and main results

	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	kWh	kWh	%	%
January	58.0	7.00	89.6	85.2	2087	2023	12.69	12.36
February	80.4	8.20	109.6	104.9	2530	2456	12.58	12.28
March	133.3	11.10	163.4	157.1	3736	3627	12.46	12.17
April	159.9	12.50	172.7	165.8	3883	3762	12.26	11.95
May	201.5	15.90	197.3	189.1	4360	4233	12.04	11.76
June	230.1	20.70	215.5	206.3	4618	4475	11.68	11.39
July	246.8	22.50	235.1	225.4	4965	4809	11.51	11.22
August	215.5	22.50	224.2	215.5	4755	4611	11.56	11.29
September	158.4	19.20	187.5	180.6	4100	3980	11.91	11.64
October	102.9	15.30	137.0	131.6	3084	2995	12.27	11.98
November	68.4	10.20	103.6	98.8	2372	2302	12.48	12.18
December	51.1	7.50	80.2	75.6	1854	1797	12.60	12.27
Year	1706.3	14.42	1915.8	1835.8	42343	41073	12.05	11.76

Legends:

GlobHor	Horizontal global irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
T Amb	Ambient Temperature	E_Grid	Energy injected into grid
GlobInc	Global incident in coll. plane	EffArrR	Effic. Eout array / rough area
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings	EffSysR	Effic. Eout system / rough area

2x12000tl-mprime230p-114

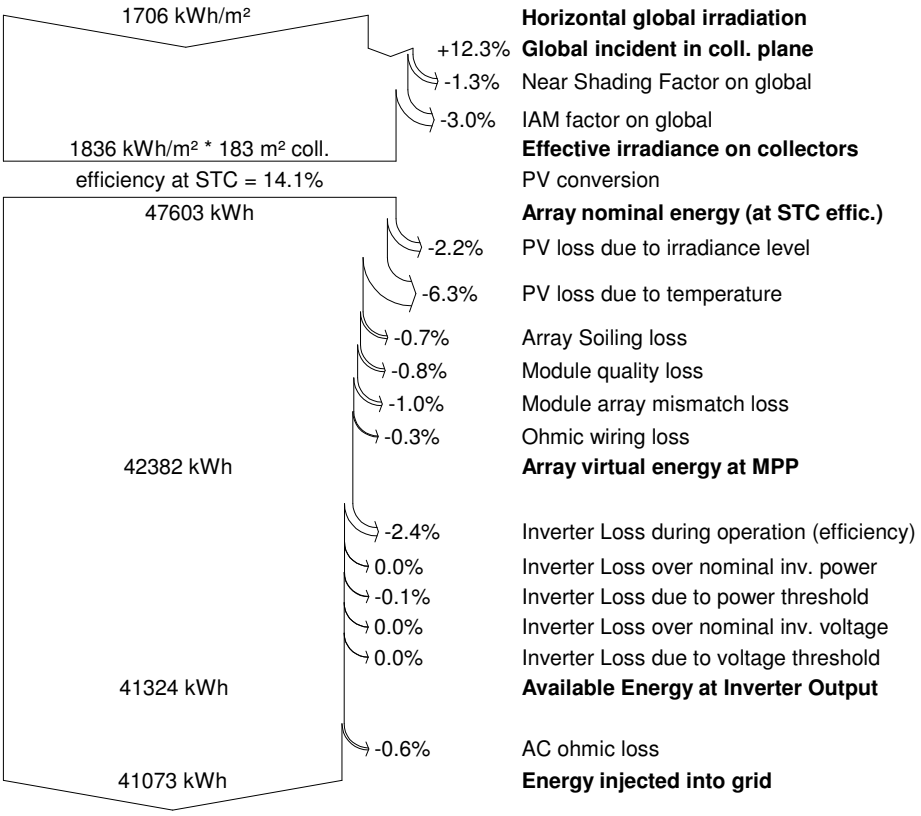
Grid-Connected System: Loss diagram

Project : **Mini-JG-24.45Wn-Pinhel_Project**

Simulation variant : **2x12000TL-mprime230p-x114**

Main system parameters	System type	**Grid-Connected**		
Near Shadings	Linear shadings			
PV Field Orientation	tilt	30°	azimuth	0°
PV modules	Model	MTS 230P	Pnom	230 Wp
PV Array	Nb. of modules	114	Pnom total	**26 kWp**
Inverter	Model	Sunny Tripower12000 TL	Pnom	12 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	2.0	Pnom total	**24 kW ac**
User's needs	Unlimited load (grid)			

Loss diagram over the whole year



Anexo B –

Linha de Crédito Energias Renováveis e Eficiência Energética – Modalidade Crédito ao Investimento

1. DEFINIÇÃO

Empréstimo de médio ou longo prazo destinado a financiar investimentos em soluções de eficiência energética, microprodução ou miniprodução de eletricidade. O capital financiado é concedido sob a forma de conta empréstimo a prazo sendo disponibilizado e reembolsado de acordo com as características de cada projeto.

A definição dos conceitos de eficiência energética, microprodução e miniprodução de eletricidade, é a seguinte:

· Eficiência energética: Processo que visa a racionalização dos consumos energéticos, através de um diagnóstico das condições de utilização de energia nas instalações, com vista à identificação de medidas de utilização racional de energia elétrica e oportunidades de melhoria do desempenho energético, realização dos investimentos e obtenção do certificado energético;

· Microprodução: produção de eletricidade por intermédio de instalações de baixa tensão e pequena potência, regulada pelo Decreto-Lei nº 118-A/2010 de 25 de outubro;

· Miniprodução: produção de eletricidade, a partir de energias renováveis, baseada em uma só tecnologia de produção, cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250kW, regulada pelo Decreto-Lei nº 34/2011 de 8 de março.

2. FINALIDADE

Financiar investimentos em:

· Soluções de eficiência energética;

· Microprodução ou miniprodução de eletricidade.

Dependendo da finalidade e das características do investimento, algumas operações poderão ser objeto de pedido de enquadramento na Linha de Crédito BEI/2010 ou no Protocolo Geral estabelecido com as Sociedades de Garantia Mútua, beneficiando das condições mais favoráveis previstas nestas Linhas Protocoladas.

3. DESTINATÁRIOS

Empresários em Nome Individual (ENI's), Empresas e Outras Pessoas Coletivas, nomeadamente Instituições Particulares de Solidariedade Social (IPSS).

4. CONDIÇÕES GERAIS:

4.1. Montante

Até ao valor máximo de 100% da totalidade do investimento (IVA, despesas de instalação e

licenciamentos aplicáveis incluídos).

4.1.1. Projetos de microprodução de eletricidade e/ou eficiência energética

Máximo: 60.000€

4.1.2. Projetos de miniprodução de eletricidade (pode ser acompanhado de eficiência energética)

Máximo: 600.000€

4.2. Prazo

Mínimo: 1 ano

Máximo: 10 anos

4.3. Taxa de Juro

As taxas de juro encontram-se definidas no Manual de Preçário, Preçário Montepio – Folheto de Taxas de Juro – Ponto 20 – Operações de Crédito.

Para coberturas de taxa de juro, a DFI – Departamento de Tesouraria deverá ser consultada.

4.4. Comissões

As comissões aplicáveis estão publicadas no Manual de Preçário, Preçário Montepio – Ponto 10 – Operações de Crédito.

As operações enquadradas na presente Linha de Crédito beneficiam de uma redução de 50%, sob o valor publicado em preçário, nas comissões de estudo de dossier e de contratação.

4.5. Cálculo e Pagamento de Juros

Os juros são calculados sobre o montante em dívida e pagos postecipadamente, com uma periodicidade mensal, trimestral ou semestral.

4.6. Período de utilização e Carência

Utilização:

Esta linha conta com uma parceria entre o Montepio e a YUNIT em que esta empresa disponibilizará aos clientes soluções de investimento chave-na-mão.

A utilização dos fundos é feita de acordo com o plano de pagamentos estabelecido com a YUNIT ou outra (s) entidade (s) fornecedora (s).

A libertação dos fundos em operações não cobertas pela parceria estabelecida com a YUNIT,

deverá ter lugar após apresentação da correspondente fatura.

Carência de capital: Até 24 meses.

4.7. Amortização/Reembolso

São utilizadas as condições de reembolso previstas no Manual de Crédito ao Investimento.

5. UTILIZAÇÃO/FUNCIONAMENTO

O capital concedido é disponibilizado de acordo com o plano de pagamentos estabelecido com a YUNIT ou outra entidade fornecedora. O reembolso pode assumir diferentes planos de amortização devendo ser ajustado à natureza do investimento e aos fluxos financeiros.

A utilização pelos clientes dos serviços prestados pela YUNIT neste âmbito, sem recurso a crédito, implica o pagamento na totalidade aquando da adjudicação da proposta, ou a prestação de caução de valor equivalente.

6. FORMALIZAÇÃO/CONTRATAÇÃO

Contrato formalizado por documento particular ou escritura pública, cuja minuta se encontra disponível na aplicação de Minutas de Contratos.

Anexos ao Contrato:

· Livrança em Branco subscrita pelo proponente e, sempre que aplicável, avalizada por terceiros.

7. GARANTIAS

Seguro específico e consignação de receitas com a venda da energia elétrica ao serviço da dívida.

Podem ainda ser exigidas quaisquer formas de garantia admitidas em direito. As mais usuais são as seguintes:

· Primeira hipoteca dos bens a financiar e/ou de bens imóveis do Cliente.

· Penhor de Depósitos a Prazo, de Títulos ou de outras aplicações financeiras.

Pode ainda ser exigida garantia pessoal, podendo tratar-se de aval ou de fiança.

O Aval, sempre que exista, será prestado da seguinte forma:

· Sociedades: a livrança deve ser avalizada pelos sócios da empresa e respetivos

cônjuges, se demonstrarem ter situação financeira/patrimonial relevante que possa mitigar o risco da operação.

· Empresários em nome individual (Pessoas Singulares): a livrança é subscrita pelo beneficiário e cônjuge e avalizada por terceiros.

A Fiança, sempre que exista, será prestada da seguinte forma:

· Sociedades: Fiança prestada pelos sócios da empresa e respetivos cônjuges se demonstrarem ter situação financeira/patrimonial relevante que possa mitigar o risco da operação.

· Empresários em nome individual (Pessoas Singulares): fiança prestada por terceiros.

8. FISCALIDADE

Incide imposto do selo:

· Sobre os juros e as comissões, à taxa de 4% (verbas 17.3.1 e 17.3.4 da TGIS);

· Sobre a utilização do crédito, à taxa de 0,04% por cada mês ou fração se o crédito for utilizado por prazo inferior a um ano; à taxa de 0,50% se for utilizado por prazo igual ou superior a um ano e à taxa de 0,60% se for utilizado por prazo igual ou superior a um cinco anos. (verba 17.1.1 a 17.1.3 da TGIS);

· Sobre a livrança se vier a ser acionada a convenção de preenchimento, à taxa de 0,5% sobre o respetivo valor (verba 23.2 da TGIS).

A constituição de garantias não estará sujeita a tributação se for efetuada acessória e simultaneamente com o contrato (verba 8 da TGIS).

9. PROCEDIMENTOS INFORMÁTICOS

No campo “Finalidade” da Proposta de Financiamento, deverá ser selecionada uma das seguintes opções:

Financ Energ Renov e Eficiência Energética: Eficiência Energética

Financ Energ Renov e Eficiência Energética: Microprodução/Eficiência Energética

Financ Energ Renov e Eficiência Energética: Miniprodução/Eficiência Energética

Montepio

SIMULAÇÃO DE PLANO DE EVOLUÇÃO DE CONTRATO DE CRÉDITO

CLIENTE: BALCÃO: 199 LINDA-A-VELHA

PRODUTO / SUBPRODUTO:
FINANCIAMENTO AO INVESTIMENTO - OUTROS SECTORES

MONT.EMPRÉSTIMO:	30.000,00	MOEDA:	EUR
CAPITAL DIFERIDO:	0,00	PERC. CAP. DIF.:	0,00%
MONT.RENDIMENTO:	0,00	ANO RENDIMENTO:	0
DIMENSÃO AGREGADO:	0	ESCALÃO BONIFICAÇÃO:	- 0,00%
PRAZO OPERAÇÃO:	10 ANOS	PRAZO UTILIZAÇÃO:	0
PRAZO CARÊNCIA:	0	PERIODICIDADE:	MENSAL FIXO
FACTOR CRESCIMENTO:	0,0000000	NºANOS PREST.CRESC.:	0
ASSOCIADO MG:	SIM	TAXA BONIFICAÇÃO:	0,0000000%
TAXA NOMINAL(SEM BONIFICAÇÃO):	6,0000000%	TAXA NOMINAL(COM BONIFICAÇÃO):	0,0000000%

ANO	CAPITAL EM DÍVIDA	BONIFICAÇÃO	PRESTAÇÃO CLIENTE	PRESTAÇÃO TOTAL	SEGURO VIDA(MENSAL)
1	30.000,00	0,00	336,69	336,69	0,00
2	27.768,64	0,00	336,69	336,69	0,00
3	25.393,99	0,00	336,69	336,69	0,00
4	22.866,85	0,00	336,69	336,69	0,00
5	20.177,40	0,00	336,69	336,69	0,00
6	17.315,26	0,00	336,69	336,69	0,00
7	14.269,29	0,00	336,69	336,69	0,00
8	11.027,75	0,00	336,69	336,69	0,00
9	7.578,05	0,00	336,69	336,69	0,00
10	3.906,84	0,00	336,69	336,69	0,00

NOTA: Nos termos da lei os juros poderão estar sujeitos a Imposto de Selo Op. Bancárias.

Taxa Anual Efectiva (TAE)
Aplicada ao contrato 7,7632000%

TAE - Taxa Anual Efectiva, nos termos do Dec.-Lei nº220/94

ESTA SIMULAÇÃO É MERAMENTE INDICATIVA, NÃO CONTEMPLANDO EVENTUAIS ALTERAÇÕES DE TAXAS OU DE BONIFICAÇÕES, NEM GARANTINDO POR SI SÓ A CONCESSÃO DO EMPRÉSTIMO NAS CONDIÇÕES APRESENTADAS.

OPERADOR: 6431-7 DATA DE EMISSÃO: 2011-11-30

Montepio

SIMULAÇÃO DE PLANO DE EVOLUÇÃO DE CONTRATO DE CRÉDITO

CLIENTE: BALCÃO: 199 LINDA-A-VELHA

PRODUTO / SUBPRODUTO:
FINANCIAMENTO AO INVESTIMENTO - OUTROS SECTORES

MONT.EMPRÉSTIMO: 60.000,00
CAPITAL DIFERIDO: 0,00
MONT.RENDIMENTO: 0,00
DIMENSÃO AGREGADO: 0
PRAZO OPERAÇÃO: 10 ANOS
PRAZO CARÊNCIA: 0
FACTOR CRESCIMENTO: 0,0000000
ASSOCIADO MG: SIM
TAXA NOMINAL(SEM BONIFICAÇÃO): 6,0000000%

MOEDA: EUR
PERC. CAP. DIF.: 0,00%
ANO RENDIMENTO: 0
ESCALÃO BONIFICAÇÃO: - 0,00%
PRAZO UTILIZAÇÃO: 0
PERIODICIDADE: MENSAL FIXO
NºANOS PREST.CRESC.: 0
TAXA BONIFICAÇÃO: 0,0000000%
TAXA NOMINAL(COM BONIFICAÇÃO): 0,0000000%

ANO	CAPITAL EM DÍVIDA	BONIFICAÇÃO	PRESTAÇÃO CLIENTE	PRESTAÇÃO TOTAL	SEGURO VIDA(MENSAL)
1	60.000,00	0,00	673,38	673,38	0,00
2	55.537,25	0,00	673,38	673,38	0,00
3	50.787,92	0,00	673,38	673,38	0,00
4	45.733,60	0,00	673,38	673,38	0,00
5	40.354,73	0,00	673,38	673,38	0,00
6	34.630,44	0,00	673,38	673,38	0,00
7	28.538,57	0,00	673,38	673,38	0,00
8	22.055,48	0,00	673,38	673,38	0,00
9	15.156,09	0,00	673,38	673,38	0,00
10	7.813,64	0,00	673,38	673,38	0,00

NOTA: Nos termos da lei os juros poderão estar sujeitos a Imposto de Selo Op. Bancárias.

Taxa Anual Efectiva (TAE)
Aplicada ao contrato 7,0372700%

TAE - Taxa Anual Efectiva, nos termos do Dec.-Lei nº220/94

ESTA SIMULAÇÃO É MERAMENTE INDICATIVA, NÃO CONTEMPLANDO EVENTUAIS ALTERAÇÕES DE TAXAS OU DE BONIFICAÇÕES, NEM GARANTINDO POR SI SÓ A CONCESSÃO DO EMPRÉSTIMO NAS CONDIÇÕES APRESENTADAS.

OPERADOR: 6431-7 DATA DE EMISSÃO: 2011-11-28