



UNIVERSIDADE D
COIMBRA

Guilherme Luís Medeiros Roque

**FERRAMENTAS DE DIAGNÓSTICO PARA ANÁLISE DA
PRODUÇÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS NOS
EDIFÍCIOS DO CAMPUS UNIVERSITÁRIO**

**Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de
Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor
Humberto Manuel Matos Jorge e apresentada ao Departamento de Engenharia
Eletrotécnica e de Computadores.**

Maio de 2020

Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra

FERRAMENTAS DE DIAGNÓSTICO PARA ANÁLISE DA PRODUÇÃO DE INSTALAÇÕES FOTOVOLTAICAS NOS EDIFÍCIOS DO CAMPUS UNIVERSITÁRIO

Guilherme Luís Medeiros Roque

Dissertação no âmbito do Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores, na especialização de Energia, orientada pelo Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge e apresentada ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores.

Coimbra, Maio de 2020

1 2 9 0



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE
COIMBRA

“Para ser grande, sê inteiro: nada

Teu exagera ou exclui.

Sê todo em cada coisa.”

“Odes”, Ricardo Reis

Agradecimentos

Como é suposto na elaboração de um trabalho de investigação desta natureza, pude contar com o apoio e o incentivo de um conjunto de pessoas, todas elas muito importantes, e cujas contribuições foram fundamentais para a concretização do mesmo. Assim, a todos os que, direta ou indiretamente, contribuíram para que tal fosse possível, quero expressar os meus mais sinceros agradecimentos, em particular:

Ao meu orientador, Professor Doutor Humberto Manuel Matos Jorge, por toda a ajuda e conhecimento prestados, mas acima de tudo, pela paciência a mim dedicada, ao longo desta fase final de formação. Sem a sua ajuda, tudo teria sido mais difícil.

A todos os meus amigos de longa data e colegas de curso, que me acompanharam ao longo do meu percurso académico e cujas amizades, apoio e sentimentos de entreaajuda foram fundamentais para ultrapassar momentos menos fáceis.

Aos “Bolotugas”, pelas experiências e vivências partilhadas em Itália, sempre com muita cumplicidade, e cujo legado ficou imortalizado na tatuagem das *Due Torri*, em Bolonha, no decorrer do programa Erasmus.

A quatro singulares e excepcionais amigos que me acompanharam nas minhas (des)aventuras, podendo eu sempre contar com a sua amizade e lealdade, pela vida fora.

Aos meus pais, irmã e avós, que incondicionalmente me apoiaram, acarinharam, e me deram alento para ultrapassar todos os obstáculos que foram surgindo ao longo da minha vida, por serem uma presença assídua em todas as fases importantes da minha vida e, acima de tudo, por continuarem a acreditar em mim.

Ao Titó e à “vovó” Fina que, se ainda estivessem entre nós, partilhariam com certeza o regozijo que sinto ao finalizar esta última etapa da minha formação académica, assim como, sentiriam imenso orgulho de mim.

Resumo

Devido à excessiva exploração das fontes de combustíveis fósseis e ao crescente consumo energético a nível mundial, tem-se verificado um aumento significativo da instalação de sistemas de produção de eletricidade a partir de fontes de energia renovável, nomeadamente painéis solares fotovoltaicos. Portugal, pela sua excelente localização geográfica e condições climatéricas privilegiadas, tem vindo a apostar cada vez mais nesta tecnologia, com o aumento da instalação de sistemas de produção fotovoltaica, tanto em edifícios residenciais como empresariais.

Os sistemas fotovoltaicos para autoconsumo necessitam de uma monitorização e controlo regular, uma vez que podem surgir problemas de funcionamento que, se não forem detetados prontamente, originarão perdas de produção e os correspondentes prejuízos económicos, por deteção e resolução tardia dos problemas.

Neste contexto, foi elaborada a presente dissertação com o objetivo principal de criar e desenvolver ferramentas de diagnóstico, através da análise de dados de produção recolhidos e de indicadores definidos e calculados, que possam ser utilizadas para identificar possíveis problemas ocorridos na instalação fotovoltaica do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, sendo esta objeto de estudo desta dissertação. Pretende-se ainda, com as ferramentas criadas, estimar os valores expectáveis de produção fotovoltaica e também os prejuízos económicos associados às eventuais perdas de produção prolongadas existentes na instalação fotovoltaica.

Os resultados e conclusões que são apresentados nesta dissertação foram obtidos após o desenvolvimento de um modelo de análise que contém ferramentas de diagnóstico.

Palavras-chave: Energias Renováveis, Solar Fotovoltaica, Autoconsumo, Modelo de Análise, Ferramentas de Diagnóstico.

Abstract

Due to the excessive exploitation of fossil fuel sources and the growing worldwide energy consumption, there has been a significant increase in the installation of electricity generation systems from renewable energy sources, namely photovoltaic solar panels. Portugal, due to its excellent geographical location and privileged weather conditions, has been investing more and more in this technology, with the increase in the installation of photovoltaic production systems, both in residential and industrial buildings.

Photovoltaic systems for self-consumption require regular monitoring and control since operating problems may arise which, if not promptly detected, will lead to production losses and the corresponding economic losses, due to late detection and resolution of problems.

In this context, this dissertation was elaborated with the main objective of creating and developing diagnostic tools, through the analysis of collected production data and defined and calculated indicators, which can be used to identify possible problems that occurred in the photovoltaic installation from the Department of Electrical and Computer Engineering of the Faculty of Sciences and Technology of the University of Coimbra, which is the object of study of this dissertation. It is also intended, with the tools created, to estimate the expected values of photovoltaic production and the economic losses associated with the eventual prolonged production losses existing in the photovoltaic installation.

The results and conclusions that are presented in this dissertation were obtained after the development of an analysis model that contains diagnostic tools.

Keywords: Renewable Energies, Solar Photovoltaic, Self-consumption, Analysis Model, Diagnostic Tools.

Índice

Agradecimentos	v
Resumo	vii
Abstract	ix
Índice	xi
Lista de Figuras	xv
Lista de Tabelas	xxi
Lista de Símbolos e Abreviaturas	xxv
1 Introdução	1
1.1 Motivação	1
1.2 Objetivos	1
1.3 Estrutura da Dissertação	2
2 Enquadramento Teórico	3
2.1 Fontes Renováveis para Produção de Energia Elétrica	3
2.2 Produção Elétrica em Portugal	4
2.3 Energia Solar	7
2.3.1 Composição de um Sistema Fotovoltaico	8
2.3.2 Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica	9
2.4 Regulamentação em Portugal	10
2.4.1 Legislação no período de 2007 a 2014	10
2.4.2 Legislação Atual	13
3 Descrição do Campus Universitário	17
3.1 Universidade de Coimbra	17
3.2 Apresentação dos Sistemas Fotovoltaicos	18
3.3 Características da Instalação Fotovoltaica do DEEC	19
3.3.1 Módulos Fotovoltaicos	21

3.3.2	Inversores	22
4	Apresentação do Modelo Desenvolvido	25
4.1	Composição do Modelo	25
4.2	Apresentação dos Dados	26
4.2.1	Dados Técnicos	26
4.2.2	Compra	27
4.2.3	Produção	27
4.2.4	Autoconsumo	28
4.2.5	Consumo	29
4.3	Definição dos Indicadores	30
4.3.1	Contribuição	30
4.3.2	Relação	31
4.3.3	Rendimento	32
4.4	Caracterização da Área de Diagnóstico	33
4.4.1	Primeiro Diagnóstico	33
4.4.2	Segundo Diagnóstico	34
4.4.3	Terceiro Diagnóstico	34
4.4.4	Quarto Diagnóstico	34
4.4.5	Quinto Diagnóstico	37
4.4.6	Sexto Diagnóstico	39
5	Análise dos Resultados obtidos	41
5.1	Dados	41
5.1.1	Compra	41
5.1.2	Produção	42
5.1.3	Autoconsumo e Injeção	45
5.1.4	Consumo	45
5.2	Indicadores	46
5.2.1	Contribuição	46
5.2.2	Relação	47
5.2.3	Rendimento	48
5.3	Área de Diagnóstico	49

5.3.1	Primeiro Diagnóstico	49
5.3.2	Segundo Diagnóstico	50
5.3.3	Terceiro Diagnóstico	51
5.3.4	Quarto Diagnóstico	52
5.3.5	Quinto Diagnóstico	53
5.3.6	Sexto Diagnóstico	54
6	Conclusões e Trabalho Futuro	55
6.1	Concretização dos Objetivos	55
6.2	Propostas para Trabalho Futuro	57
	Referências Bibliográficas	59
	Apêndice A Características técnicas dos Módulos Fotovoltaicos	65
	Apêndice B Características técnicas dos Inversores	67
	Apêndice C Dados mensais e anuais de Compra	69
	Apêndice D Dados mensais e anuais de Produção	73
	Apêndice E Dados mensais e anuais de Autoconsumo e Injeção	77
	Apêndice F Dados mensais e anuais de Consumo	81
	Apêndice G Dados mensais e anuais dos vários Indicadores	85
G.1	Indicador “Contribuição”	85
G.2	Indicador “Relação”	89
G.3	Indicador “Rendimento”	93
	Apêndice H Dados mensais e anuais dos vários Diagnósticos	97
H.1	Primeiro Diagnóstico	97
H.2	Segundo Diagnóstico	101
H.3	Terceiro Diagnóstico	105
H.4	Quarto Diagnóstico	107
H.5	Quinto Diagnóstico	109
H.6	Sexto Diagnóstico	113

Lista de Figuras

2.1	Repartição da Produção Elétrica em Portugal em 2019 (em %) [6] . . .	5
2.2	Distribuição da capacidade instalada por FER (em MW) [8]	6
2.3	Evolução da capacidade instalada da Tecnologia Solar Fotovoltaica em Portugal nos últimos dez anos (em MW) [13]	8
2.4	Princípio de funcionamento de um Sistema <i>On-Grid</i> [15]	10
2.5	Esquema do processo de ligação da UPAC à RESP [24]	13
3.1	Vista aérea do DEEC (fonte: Facebook)	19
3.2	Identificação das diferentes áreas do sistema fotovoltaico do DEEC . .	20
3.3	Módulo policristalino <i>AXITEC AC-270P</i> [36]	22
3.4	Inversor <i>SMA Tripower</i> [37]	22
4.1	Interface do modelo desenvolvido	25
4.2	Folha de cálculo “Dados técnicos”	26
4.3	Representação dos valores de compra referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019	27
4.4	Representação dos valores de produção referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019	27
4.5	Representação dos valores de consumo, injeção e autoconsumo refe- rentes aos anos de 2017, 2018 e 2019	29
4.6	Representação dos valores de consumo referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019	29
4.7	Interface secundária, referente ao atalho “Indicadores”	30
4.8	Representação dos valores de contribuição referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019	31
4.9	Representação dos valores de relação referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019	31
4.10	Representação dos valores de rendimento referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019	32
4.11	Apresentação dos vários diagnósticos disponíveis para o utilizador . .	33

4.12	Exemplo de apresentação das mensagens de estado para cada grupo inversor, inclusive do sistema PV	37
4.13	Legenda dos códigos atribuídos pelos períodos horários	40
4.14	Tarifário dos códigos próprios para os diferentes períodos horários	40
5.1	Gráfico dos valores de produção mensais do grupo inversor Sul, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)	42
5.2	Gráfico dos valores de produção mensais do grupo inversor Nascente, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)	43
5.3	Gráfico dos valores de produção mensais do grupo inversor Poente, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)	44
5.4	Gráfico mensal com representação diária de energia para o mês de setembro de 2017 (em MWh)	50
A.1	Curva característica do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]	65
A.2	Dados técnicos do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]	65
A.3	Valores limite do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]	65
A.4	Coefficientes de temperatura do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]	66
A.5	Estrutura do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]	66
B.1	Curva característica do inversor 25000TL [37]	67
B.2	Acessórios utilizados nos inversores 20000TL e 25000TL [37]	67
B.3	Dados técnicos de entrada (DC) e de saída (AC) dos inversores 20000TL e 25000TL [37]	67
B.4	Eficiência e configuração dos dispositivos de proteção dos inversores 20000TL e 25000TL [37]	68
B.5	Dados gerais dos inversores 20000TL e 25000TL [37]	68
B.6	Outras características, funções e acessórios dos inversores 20000TL e 25000TL [37]	68
C.1	Gráfico dos valores de compra mensais em 2017 (em kWh)	69
C.2	Gráfico dos valores de compra mensais em 2018 (em kWh)	70
C.3	Gráfico dos valores de compra mensais em 2019 (em kWh)	71
C.4	Gráfico dos valores de compra anuais, referente aos anos de 2017 a 2019 (em MWh)	72

D.1	Gráfico dos valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2017 (em kWh)	73
D.2	Gráfico dos valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2018 (em kWh)	74
D.3	Gráfico dos valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2019 (em kWh)	75
D.4	Gráfico dos valores de produção mensais do sistema PV, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)	76
D.5	Gráfico dos valores de produção anuais de cada grupo inversor, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)	76
E.1	Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção mensais em 2017 (em kWh)	77
E.2	Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção mensais em 2018 (em kWh)	78
E.3	Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção mensais em 2019 (em kWh)	79
E.4	Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção anuais, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)	80
F.1	Gráfico dos valores de consumo mensais em 2017 (em kWh)	81
F.2	Gráfico dos valores de consumo mensais em 2018 (em kWh)	82
F.3	Gráfico dos valores de consumo mensais em 2019 (em kWh)	83
F.4	Gráfico dos valores de consumo anuais, referente aos anos de 2017 a 2019 (em MWh)	84
G.1	Gráfico das contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2017 (em %)	85
G.2	Gráfico das contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2018 (em %)	86
G.3	Gráfico das contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2019 (em %)	87
G.4	Gráfico das contribuições anuais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2017 (em %)	88

G.5	Gráfico das contribuições anuais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2018 (em %)	88
G.6	Gráfico das contribuições anuais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2019 (em %)	88
G.7	Gráfico das relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2017	89
G.8	Gráfico das relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2018	90
G.9	Gráfico das relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2019	91
G.10	Gráfico das relações anuais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2017	92
G.11	Gráfico das relações anuais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2018	92
G.12	Gráfico das relações anuais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2019	92
G.13	Gráfico dos rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2017 (em %)	93
G.14	Gráfico dos rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2018 (em %)	94
G.15	Gráfico dos rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2019 (em %)	95
G.16	Gráfico dos rendimentos anuais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2017 (em %)	96
G.17	Gráfico dos rendimentos anuais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2018 (em %)	96
G.18	Gráfico dos rendimentos anuais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2019 (em %)	96
H.1	Gráfico dos valores mensais do primeiro diagnóstico em 2017 (em MWh)	97
H.2	Gráfico dos valores mensais do primeiro diagnóstico em 2018 (em MWh)	98
H.3	Gráfico dos valores mensais do primeiro diagnóstico em 2019 (em MWh)	99

H.4	Gráfico dos valores anuais do primeiro diagnóstico, referente aos anos de 2017 a 2019 (em MWh)	100
H.5	Gráfico dos valores mensais do segundo diagnóstico em 2017 (em %) .	101
H.6	Gráfico dos valores mensais do segundo diagnóstico em 2018 (em %) .	102
H.7	Gráfico dos valores mensais do segundo diagnóstico em 2019 (em %) .	103
H.8	Gráfico dos valores anuais do segundo diagnóstico, referente aos anos de 2017 a 2019 (em %)	104
H.9	Mensagens de estado do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, para o ano de 2017	107
H.10	Mensagens de estado do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, para o ano de 2018	107
H.11	Mensagens de estado do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, para o ano de 2019	108
H.12	Gráfico dos valores mensais do quinto diagnóstico em 2017 (em kWh)	109
H.13	Gráfico dos valores mensais do quinto diagnóstico em 2018 (em kWh)	110
H.14	Gráfico dos valores mensais do quinto diagnóstico em 2019 (em kWh)	111
H.15	Gráfico dos valores anuais do quinto diagnóstico, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)	112
H.16	Apresentação da repartição dos valores do sexto diagnóstico para o ano de 2017 (em €, s/ IVA)	113
H.17	Apresentação da repartição dos valores do sexto diagnóstico para o ano de 2018 (em €, s/ IVA)	113
H.18	Apresentação da repartição dos valores do sexto diagnóstico para o ano de 2019 (em €, s/ IVA)	113

Lista de Tabelas

2.1	Controlo prévio de UPAC [26]	15
3.1	Dados dos sistemas PV instalados no Pólo II [31]	18
3.2	Dados técnicos do sistema PV instalado no DEEC [33]	21
5.1	Valores de compra anuais realizados pelo DEEC (em MWh)	41
5.2	Valores de produção anuais de cada grupo inversor e do sistema PV (em kWh)	43
5.3	Valores de autoconsumo e injeção anuais (em kWh)	45
5.4	Valores de consumo anuais efetuados pelo DEEC (em MWh)	46
5.5	Valores anuais das contribuições relativas de cada grupo inversor no sistema PV (em %)	47
5.6	Valores anuais das relações de cada grupo inversor com a Produção Sul	47
5.7	Rendimentos específicos anuais de cada grupo inversor e do sistema PV (em % e em horas)	48
5.8	Valores anuais de compra, produção e consumo (em MWh)	50
5.9	Relação dos valores de compra e autoconsumo com os valores de consumo (em %)	51
5.10	Relação dos valores de autoconsumo com os de produção (em %) . . .	52
5.11	Valores anuais de produção real, expectável e perdas de produção (em kWh)	53
5.12	Valores anuais de custos evitados real, estimado e perdas económicas (em €, c/ IVA)	54
C.1	Valores de compra mensais em 2017 (em kWh)	69
C.2	Valores de compra mensais em 2018 (em kWh)	70
C.3	Valores de compra mensais em 2019 (em kWh)	71
D.1	Valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2017 (em kWh)	73
D.2	Valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2018 (em kWh)	74

D.3	Valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2019 (em kWh)	75
E.1	Valores de autoconsumo e injeção mensais em 2017 (em kWh)	77
E.2	Valores de autoconsumo e injeção mensais em 2018 (em kWh)	78
E.3	Valores de autoconsumo e injeção mensais em 2019 (em kWh)	79
F.1	Valores de consumo mensais em 2017 (em kWh)	81
F.2	Valores de consumo mensais em 2018 (em kWh)	82
F.3	Valores de consumo mensais em 2019 (em kWh)	83
G.1	Contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2017 (em %)	85
G.2	Contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2018 (em %)	86
G.3	Contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2019 (em %)	87
G.4	Relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2017	89
G.5	Relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2018	90
G.6	Relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2019	91
G.7	Rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2017 (em %)	93
G.8	Rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2018 (em %)	94
G.9	Rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2019 (em %)	95
H.1	Valores mensais do primeiro diagnóstico em 2017 (em MWh)	97
H.2	Valores mensais do primeiro diagnóstico em 2018 (em MWh)	98
H.3	Valores mensais do primeiro diagnóstico em 2019 (em MWh)	99
H.4	Valores mensais do segundo diagnóstico em 2017 (em %)	101
H.5	Valores mensais do segundo diagnóstico em 2018 (em %)	102
H.6	Valores mensais do segundo diagnóstico em 2019 (em %)	103
H.7	Valores mensais do terceiro diagnóstico em 2017 (em %)	105
H.8	Valores mensais do terceiro diagnóstico em 2018 (em %)	105
H.9	Valores mensais do terceiro diagnóstico em 2019 (em %)	106

H.10 Valores mensais do quinto diagnóstico em 2017 (em kWh)	109
H.11 Valores mensais do quinto diagnóstico em 2018 (em kWh)	110
H.12 Valores mensais do quinto diagnóstico em 2019 (em kWh)	111

Lista de Símbolos e Abreviaturas

Lista de Abreviaturas

AC	<i>Alternating Current</i> (Corrente Elétrica Alternada)
APA	Agência Portuguesa do Ambiente
APESF	Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico
APREN	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
C	Cheias
CER	Comunidade de Energia Renovável
CFB	Consumo Final Bruto
CO₂	Dióxido de Carbono
CUR	Comercializador de Último Recurso
DC	<i>Direct Current</i> (Corrente Elétrica Contínua)
DCT	Departamento de Ciências da Terra
DEC	Departamento de Engenharia Civil
DEI	Departamento de Engenharia Informática
DEM	Departamento de Engenharia Mecânica
DEQ	Departamento de Engenharia Química
DEEC	Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores
DL	Decreto-Lei
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
EDP	Energias de Portugal
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
GEE	Gases com Efeito de Estufa
FCTUC	Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra
FER	Fontes de Energia Renovável
FIT	<i>Feed-in Tariff</i>
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i>
ISR	Instituto de Sistemas e Robótica
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
IT	Instituto de Telecomunicações

OMIE	Operador do Mercado Ibérico de Energia
P	Ponta
PV	<i>Photovoltaic</i> (Fotovoltaico)
REN	Redes Energéticas Nacionais
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SERUP	Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SSO	Su-sudoeste
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições de Teste Estandarizadas)
SV	Super Vazio
UC	Universidade de Coimbra
UE	União Europeia
UP	Unidade de Produção
UPAC	Unidades de Produção para Autoconsumo
UPP	Unidades de Pequena Produção
VN	Vazio Normal

Lista de Unidades

kW	Quilowatt
kWh	Quilowatt-hora
kWp	Quilowatt-pico
m²	Metro quadrado
MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
TWh	Terawatt-hora
V	Volt
Wp	Watt-pico

Lista de Símbolos

€	Euro
%	Percentagem

1 Introdução

Neste capítulo são apresentados tanto a motivação como os objetivos que levaram à elaboração deste trabalho escrito. Além disso, apresenta-se ainda uma breve descrição da estrutura geral adotada.

1.1 Motivação

Após a deteção tardia da existência de uma anomalia na instalação fotovoltaica do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC) da Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra (FCTUC), que provocou grandes perdas de produção de energia elétrica, pensou-se em definir uma estratégia com vista a implementar um sistema de monitorização e controlo. Esta visava analisar e avaliar continuamente os dados de produção fotovoltaica, de forma a evitar perdas de produção prolongadas, associadas a problemas existentes na instalação fotovoltaica.

É neste contexto que surge a motivação para a elaboração desta dissertação e cujo princípio fundamental assenta na necessidade da criação e do desenvolvimento de ferramentas de diagnóstico que possibilitem uma monitorização regular, rigorosa e eficaz, de um sistema de controlo associado à produção de energia elétrica.

1.2 Objetivos

Como foi referido anteriormente, a elaboração desta dissertação teve como principal objetivo criar e desenvolver ferramentas de diagnóstico que possam ser usadas para identificar possíveis problemas que possam ocorrer no objeto de estudo, através da análise de dados de produção recolhidos e de indicadores definidos e calculados.

Com estas, pretende-se estimar quais os valores expectáveis de produção fotovoltaica e também os prejuízos económicos obtidos, associados às perdas de produção prolongadas existentes na instalação fotovoltaica.

1.3 Estrutura da Dissertação

A presente dissertação encontra-se organizada e dividida em seis capítulos. No primeiro capítulo é apresentado o motivo que levou ao desenvolvimento da mesma e ainda definidos os objetivos que se pretendem alcançar.

No capítulo 2, é feita uma breve revisão de conceitos e é abordado o panorama das energias renováveis em Portugal, em particular da energia solar fotovoltaica cujas principais características desta tecnologia são enunciadas. Para além disso, é ainda abordada a evolução da legislação portuguesa ao longo desta última década e meia e de que forma a mesma, atualmente, regula todas as instalações de sistemas de produção fotovoltaica. Já no capítulo 3 são apresentadas as características do local onde o objeto de estudo desta dissertação se encontra, além da descrição pormenorizada deste.

Ultrapassada uma abordagem mais geral e teórica nos primeiros capítulos deste trabalho, pretende-se ao longo dos restantes uma ótica mais específica e prática do objeto de estudo. Assim, ao longo do capítulo 4 é feita a descrição de um modelo desenvolvido que incorpora as ferramentas de diagnóstico criadas, tendo sido aplicado ao objeto de estudo, sendo que no capítulo 5 é apresentada a análise efetuada aos resultados obtidos com esse mesmo modelo. Por último, o capítulo 6 refere-se às conclusões retiradas, sendo ainda apontadas algumas sugestões para trabalho futuro.

2 Enquadramento Teórico

Este capítulo está dividido em quatro secções, sendo inicialmente feita uma breve revisão de alguns conceitos e termos na secção 2.1. Após isso, é realizada uma análise da situação das energias renováveis em Portugal, bem como da tecnologia solar nas secções 2.2 e 2.3, respetivamente. Por fim, na secção 2.4, é abordada a legislação portuguesa referente ao setor fotovoltaico, onde é analisado o seu desenvolvimento ao longo desta última década e meia.

2.1 Fontes Renováveis para Produção de Energia Elétrica

Nos últimos anos, tem havido uma crescente preocupação relativamente ao estado atual do planeta. Por exemplo, têm-se verificado profundas alterações no setor energético, nomeadamente uma maior aposta nas fontes de energia provenientes de recursos naturais, que se renovam de forma natural e regular, de um modo sustentável, a fim de serem usadas para gerar eletricidade ou calor [1].

As relações existentes entre o ambiente e o setor energético são particularmente significativas. A produção e o consumo de energia são responsáveis, de forma direta e indireta, por alguns dos principais impactos negativos que existem sobre o ambiente. Entre estes, sobressaem os problemas associados às emissões de gases com efeito de estufa (GEE) para a atmosfera [2].

As fontes de energia existentes e disponíveis no planeta são diversas, sendo a classificação de dois tipos [3]:

- Fontes de Energia Não Renovável;
- Fontes de Energia Renovável (FER).

O consumo energético excessivo a partir de Fontes de Energia Não Renovável provoca um forte impacto negativo no meio ambiente. Torna-se então necessário inverter esta tendência, com um consumo regrado, mas eficiente dos mesmos e, ao mesmo tempo, o aumento gradual da exploração de outras fontes de energia alternativas [3].

As principais Fontes de Energia Não Renovável são [3]:

- Petróleo, sendo a principal fonte de energia existente a nível mundial;
- Carvão;
- Gás Natural.

As FER provêm de recursos naturais que são aproveitados e usados ao longo do tempo, sem haver a possibilidade de esgotamento dessas mesmas fontes, sendo que a reposição a curto ou médio prazo é feita de uma forma espontânea ou por intervenção humana. Por serem uma alternativa benéfica para o ambiente e por contribuírem para um menor aquecimento do planeta, as FER têm tido uma importância crescente, contribuindo já para uma parte considerável da produção de energia mundial [3].

As principais FER são [4]:

- Biomassa – utilização de matéria orgânica de origem vegetal ou animal;
- Eólica – aproveitamento do vento;
- Geotérmica – obtenção de energia proveniente do interior do planeta;
- Hídrica – aproveitamento do fluxo da água;
- Ondas e Marés – aproveitamento da ação das ondas e marés;
- Solar – aproveitamento do Sol como fonte natural.

2.2 Produção Elétrica em Portugal

Apesar dos esforços realizados na exploração do grande potencial associado às energias renováveis, Portugal depende ainda do estrangeiro no que diz respeito à produção de energia elétrica. Dado que o país dispõe de escassos recursos energéticos de origem fóssil, a sua importação tem ainda um peso substancial a nível económico e ambiental, sendo fundamental reduzir cada vez mais esse valor [2].

Atualmente, a produção doméstica de energia primária em Portugal, baseia-se maioritariamente em FER, diminuindo assim a necessidade de importar combustíveis fósseis, tornando o país menos dependente do estrangeiro em termos energéticos e reduzindo a emissão de GEE para a atmosfera [1].

Em 2019, segundo os dados fornecidos pela Redes Energéticas Nacionais (REN) e respetivo estudo por parte da Associação Portuguesa de Energias Renováveis (APREN), houve uma produção total de energia elétrica em Portugal de 48,8 TWh, sendo que a taxa de contribuição das FER foi de 56,1% do mix energético de produção (Figura 2.1), produzindo então 27,4 TWh. O restante valor de 21,4 TWh foi produzido em centrais térmicas que usam combustíveis fósseis, que corresponde a 43,9% do mix energético [5].

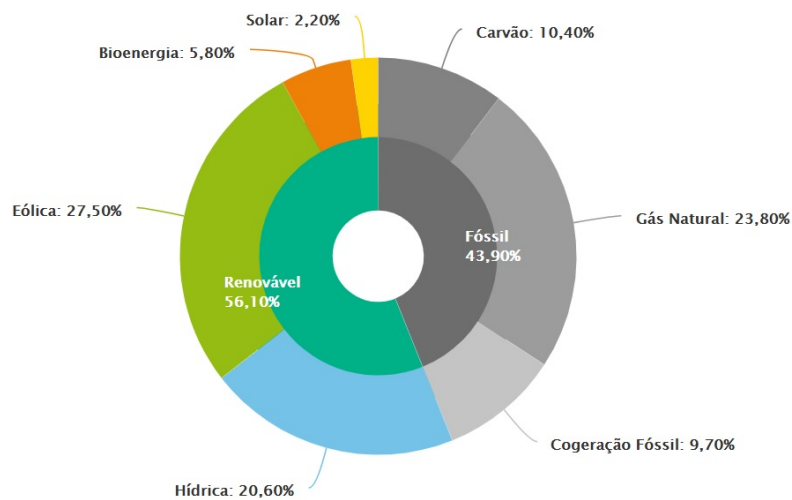


Figura 2.1: Repartição da Produção Elétrica em Portugal em 2019 (em %) [6]

No que se refere à repartição por tecnologia, a energia renovável que mais contribuiu para o mix energético de produção foi a Eólica, com 27,5%, contrariamente à Solar, que só contribuiu com 2,2% para o mix energético (Figura 2.1).

Comparativamente ao ano de 2018, e apesar do aumento de 5,6% da representatividade renovável no mix energético, a eletricidade renovável registada foi 6,5% inferior ao período homólogo, onde a produção total de energia elétrica foi de 29,3 TWh [5].

Esta quebra de produção, segundo a mesma fonte, deveu-se principalmente a “*um pior índice de produtividade hidroelétrica*”, onde a energia Hídrica foi responsável por 20,6% do mix energético de produção elétrica [5]. Este fator demonstra que a energia proveniente das FER apresenta uma grande dependência das condições meteorológicas, sendo a variabilidade da produção elétrica uma das suas características.

Embora possa existir este tipo de situações, que são consideradas como uma das grandes desvantagens associada à energia renovável, é importante mencionar que as FER são uma maneira ecológica, económica e sustentável de obter a energia necessária para alimentar a sociedade. Tendo em conta a taxa de contribuição das FER na produção total de energia eléctrica em Portugal, conforme é ilustrado na Figura 2.1, é inevitável afirmar que, no futuro, a energia renovável irá ter um papel fundamental na mudança de paradigma económico e social no país, existindo por isso um compromisso em acelerar o processo da transição energética, com o objetivo de atingir a neutralidade carbónica em 2050 [7].

De acordo com o estudo “Impacto da Energia Renovável”, desenvolvido em 2019 pela Deloitte, em colaboração com a APREN, o setor renovável deverá ser alvo de um crescimento de capacidade instalada em novos e existentes centros produtores de eletricidade renovável para mais do dobro do valor registado em 2015 [8]. Em 2030, estima-se que as FER serão responsáveis por mais de 28.000 MW instalados [8], sendo a energia Solar responsável pela maior contribuição, seguida da Eólica e Hídrica, devido ao expectável crescimento da capacidade instalada que a solar fotovoltaica irá ter, de mais de 8.600 MW (Figura 2.2).

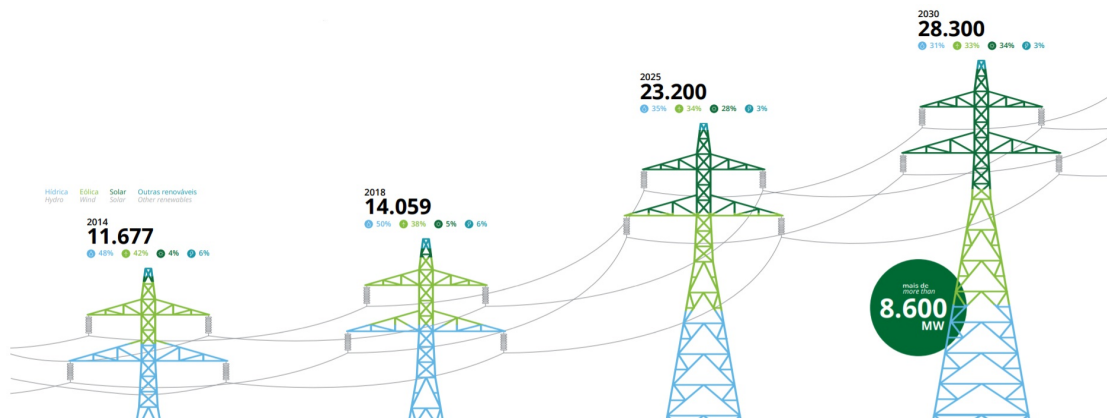


Figura 2.2: Distribuição da capacidade instalada por FER (em MW) [8]

Segundo a mesma fonte, a taxa de contribuição das FER irá ser superior a 80% no mix energético de produção de eletricidade em Portugal [8], o que permite afirmar que a aposta nas energias renováveis vai certamente ter um impacto significativo no ambiente, tornando-o mais sustentável e mais autónomo do ponto de vista energético, assim como no desenvolvimento económico do país, consequência das novas dinâmicas industriais associadas aos novos recursos energéticos.

2.3 Energia Solar

A produção de eletricidade usando como fonte natural o Sol, não envolve nenhum tipo de combustível e está disponível de forma gratuita, sendo considerada uma FER limpa e sustentável, com grande margem de progressão no futuro. As tecnologias solares usadas são [4]:

- Painéis solares térmicos;
- Painéis solares fotovoltaicos.

No primeiro caso, o uso de espelhos concentra a luz solar para aquecer um fluido, gerando posteriormente um vapor que faz rodar as pás de uma turbina, criando um movimento de rotação do eixo do gerador, produzindo desta forma eletricidade [9].

No segundo caso, parte da radiação solar quando incide na superfície de um módulo fotovoltaico, composto por células fotovoltaicas, é convertida diretamente em energia elétrica, através do chamado “efeito fotovoltaico” [10]. Quando atingidas pela luz solar, as moléculas são excitadas de tal forma que os elétrons presentes nos átomos de Silício ficam altamente energizados, resultando num movimento que origina uma corrente elétrica contínua (DC) [11].

O facto de as energias renováveis serem consideradas “intermitentes”, implica a necessidade de haver um armazenamento de energia associado a ela, acarretando um custo adicional. As limitações geográficas também é um ponto a considerar, visto que para instalar um dado sistema de energia solar, é necessário encontrar um local que reúna as condições adequadas para uma rentabilidade económica aceitável [12].

Os custos da tecnologia solar têm vindo a descer, o que está a tornar esta tecnologia de produção numa das principais FER a participar no futuro mix global de geração de eletricidade. Além disso, a energia solar é uma ótima opção para os proprietários reduzirem a sua pegada ambiental e, ao mesmo tempo, os seus custos com a energia [12].

Em Portugal, apesar da tecnologia solar ter ainda uma contribuição baixa no mix de produção energética renovável nacional, é importante assinalar que esta teve um considerável aumento de 46,7% face ao período homólogo de 2018 [5].

É então indiscutível que se tem observado um forte investimento neste tipo de tecnologia em Portugal (Figura 2.3), principalmente devido às características únicas que este possui, tais como a excelente localização geográfica e a elevada exposição solar. Estes aspetos fazem com que Portugal possua um enorme potencial de aproveitamento no que diz respeito à obtenção de energia proveniente do Sol, através da tecnologia fotovoltaica.

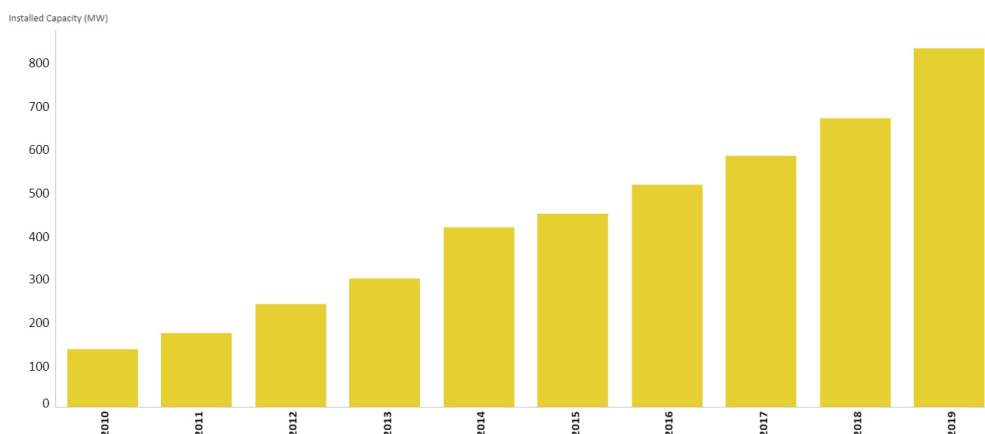


Figura 2.3: Evolução da capacidade instalada da Tecnologia Solar Fotovoltaica em Portugal nos últimos dez anos (em MW) [13]

2.3.1 Composição de um Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico (PV) é um conjunto composto por vários elementos, dependendo do tipo de sistema que vai ser configurado, que é capaz de gerar energia elétrica através da radiação solar. Esses elementos são [14, 15]:

- Painéis solares;
- Inversores;
- Contadores de energia bidirecionais;
- Baterias.

Os painéis solares, tal como já foi mencionado anteriormente, são responsáveis pela transformação da energia solar em eletricidade e são dimensionados de acordo com a energia que é necessária. No caso dos inversores, estes convertem a corrente DC, que deriva dos painéis solares, em corrente elétrica alternada (AC). São também fundamentais para garantir o sincronismo do sistema com a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), que constitui o conjunto de instalações de serviço público destinadas

ao transporte e distribuição de eletricidade [16], incorporando ainda funções de segurança elétrica e de monitorização [14, 15].

Em relação aos contadores de energia bidirecionais, estes têm a função de medir a entrada e a saída de energia. Dessa forma, têm a capacidade de contabilizar a energia que foi produzida em excesso pelo sistema PV, que poderá ser injetada para a RESP, mas também a energia que é consumida a partir da RESP. Por último, as baterias desempenham a simples função de armazenar a energia elétrica em excesso que flui dos painéis solares, para depois ser utilizada nos períodos de baixa ou de não produção [14, 15].

2.3.2 Sistemas de Energia Solar Fotovoltaica

Dependendo da configuração do sistema, podemos distinguir dois tipos básicos de instalação de sistemas PV [14]:

- Sistemas Solares Isolados (*Off-Grid*);
- Sistemas Solares Ligados à Rede (*On-Grid*).

No primeiro caso, não há qualquer tipo de ligação com a RESP. Este tipo de instalação é ideal para áreas remotas, afastadas da rede urbana e com difícil acesso à RESP, sendo que o seu princípio de funcionamento se baseia na captura da energia proveniente do Sol através dos painéis solares, transformando-a em corrente DC, sendo depois armazenada em baterias. O inversor permite que a energia das baterias seja transformada em corrente AC, pronta para ser consumida da maneira tradicional, principalmente à noite ou quando há períodos de baixa radiação solar [15].

No segundo caso, como o próprio nome indica, existe uma ligação com a RESP, sendo que este tipo de instalação não possui baterias para armazenamento de energia, tornando o custo de configuração mais económico. O sistema *On-Grid* é ideal para áreas urbanas que consomem energia durante o dia, nomeadamente áreas residenciais. No entanto, também pode satisfazer a procura de energia em áreas industriais e comerciais de elevado consumo. Ao aproveitar a energia proveniente do Sol, permite reduzir o consumo de energia elétrica proveniente da RESP à qual está ligada, fazendo uso desta última apenas quando existe défice de energia (Figura 2.4).

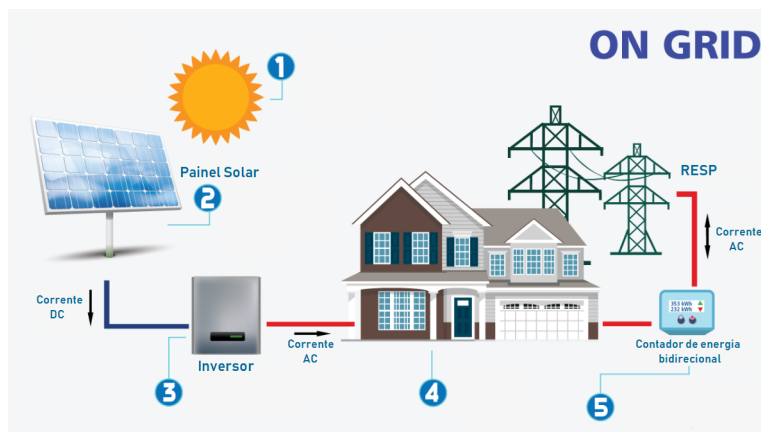


Figura 2.4: Princípio de funcionamento de um Sistema *On-Grid* [15]

Este tipo de sistema também pode ser designado por sistema fotovoltaico de autoconsumo, uma vez que a energia diária produzida pode colmatar as necessidades de consumo durante o dia, sendo possível alimentar uma moradia inteira, por exemplo. Quando o sistema produzir mais energia do que aquela que é necessária para a instalação, esse excesso de energia pode ser injetado na RESP, ou, se o consumidor tiver adquirido baterias de armazenamento de energia, o excedente de energia elétrica servirá para carregar as baterias [15].

2.4 Regulamentação em Portugal

O período compreendido entre 2007 e 2014 foi considerado a fase de transição no uso das energias renováveis [17], uma vez que foram criadas bases e metas para a sua afirmação num mercado altamente competitivo. Atualmente, torna-se crucial criar e apoiar iniciativas de instalação de sistemas solares fotovoltaicos economicamente viáveis, sem apoio à produção.

2.4.1 Legislação no período de 2007 a 2014

O primeiro conjunto legislativo que visava enquadrar a produção descentralizada de energia com recurso a FER em Portugal, estando particularmente focado na energia solar fotovoltaica, foi publicado no ano de 2007, o Decreto-Lei (DL) n.º 363/2007 de 2 de novembro [18], e tinha como objetivo “*estabelecer um regime jurídico simplificado aplicável à produção de eletricidade por intermédio de unidades de pequena potência*”, designadas por unidades de microprodução.

Quatro anos mais tarde, em 2011, foi publicado o DL n.º 34/2011 de 8 de março [19], sendo responsável por “*definir um regime para a produção descentralizada de eletricidade – a miniprodução – que complemente o regime da microprodução*”. Este novo conceito abrange tecnologias de produção cuja potência de ligação à RESP seja igual, ou inferior, a 250kW.

Em 2013, entrou em vigor o DL n.º 25/2013 de 19 de fevereiro [20], o qual, veio iniciar “*um processo de revisão dos regimes jurídicos da microprodução e miniprodução*”, tendo em vista adotar soluções que ultrapassem as dificuldades práticas e operacionais, no que diz respeito ao entendimento entre os produtores, os comercializadores e o Comercializador de Último Recurso (CUR) no processo de aquisição de energia gerada pelas unidades de micro e miniprodução em regime bonificado.

Com o objetivo de acelerar o investimento em tecnologias de energias renováveis em Portugal, em particular a energia solar fotovoltaica, foi adotado um mecanismo de suporte designado por *Feed-in Tariff* (FIT). Este era baseado na utilização de tarifas específicas de venda à rede de eletricidade [21], sendo estas muito atrativas devido à elevada remuneração associada, que estimulava assim a injeção de toda a energia elétrica produzida por centrais de micro e miniprodução.

No entanto, durante esse período, essas tarifas foram decrescendo de valor, devido à diminuição dos preços de custo associados à aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos, mas também por serem tarifas que apenas protegiam os chamados consumidores/produtores (*prosumers*), isto é, todos aqueles que consomem energia elétrica, mas que também produzem e injetam energia na rede elétrica.

Foi então que surgiu, em 2014, a maior alteração legislativa referente aos sistemas fotovoltaicos em Portugal, através da promulgação do DL n.º 153/2014 de 20 de outubro [22], complementada pelas portarias n.º 14/2015 de 23 de janeiro, e n.º 60-E/2015 de 2 de março. Este documento, que marcou o ponto de viragem da indústria solar fotovoltaica em Portugal, aplica-se a ambos os regimes de produção distribuída descentralizada, isto é, procede à aprovação do “*regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, destinada ao autoconsumo na instalação de utilização associada à respetiva unidade produtora*”, com ou sem ligação à RESP e também do “*regime jurídico aplicável à produção de eletricidade, vendida na sua totalidade*

à RESP, por intermédio de instalações de pequena potência, a partir de recursos renováveis”.

Posto tudo isto, os dois regimes de produção distribuída estabelecidos por esta nova legislação são [22]:

- UPAC – Unidades de Produção para Autoconsumo;
- UPP – Unidades de Pequena Produção.

As principais características técnicas aplicadas ao regime de produção com UPAC são [22, 23]:

- Produção de energia elétrica, com ou sem ligação com a RESP;
- Injeção da energia elétrica, preferencialmente, na instalação de consumo;
- Eventuais excedentes de energia elétrica podem ser armazenados ou injetados na RESP, quando aplicável;
- Contagem obrigatória da produção de energia elétrica e da injeção de energia excedente na RESP, para uma UPAC ligada à RESP com potência instalada superior a 1,5kW;
- Potência de ligação menor ou igual a 100% da potência contratada na instalação de consumo;
- Potência instalada menor ou igual a 200% da potência de ligação;
- Uma unidade de produção (UP) por cada instalação elétrica de consumo.

No que diz respeito ao processo de licenciamento de UPAC com a RESP, é importante referir a existência do Manual de Ligações à RESP [24], elaborado pela Energias de Portugal Distribuição (EDP Distribuição), que dá a conhecer conceitos do domínio técnico e regulamentar, mas também os principais procedimentos e requisitos para uma adequada ligação de instalações de serviço particular à RESP.

O processo de ligação inicia-se então, numa primeira fase, com o pedido de registo da UPAC no Sistema Eletrónico de Registo de Unidades de Produção (SERUP), contendo informações necessárias relativas ao promotor (entidade interessada em obter registo para a produção de eletricidade), à UPAC e à instalação de consumo associada à UPAC.

Numa segunda fase, procede-se à aceitação do pedido, sendo que a instalação da UPAC deve ser executada por uma entidade instaladora certificada, assegurando que esta se encontra devidamente instalada. Depois disso, o promotor deve solicitar a realização de uma inspeção à Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG).

Numa última fase, depois da emissão do relatório de inspeção concluir que está tudo em conformidade, é celebrado um contrato de venda de energia com o CUR, representado pela SU Eletricidade, sendo depois feita a respetiva ligação à instalação de consumo, efetuada pela EDP Distribuição (Figura 2.5).



Figura 2.5: Esquema do processo de ligação da UPAC à RESP [24]

2.4.2 Legislação Atual

Com a legislação anterior, qualquer entidade particular podia instalar painéis solares fotovoltaicos para produzir a sua própria eletricidade, podendo consumir uma parte e vender o que não necessitasse à RESP, caso cumprisse todos os requisitos legais. Porém, a forma como a legislação enquadró as regras de autoconsumo dificultou outras formas de investimento em energia solar descentralizada. Na prática, apenas era permitido que cada instalação de produção estivesse associada a um ponto de consumo, sendo impossível que a mesma instalação pudesse servir um conjunto de consumidores distintos [25].

Assim sendo, em 2019, foi aprovado em Conselho de Ministros, e publicado posteriormente, o DL n.º 162/2019 de 25 de outubro [26], que “*aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável*”, revogando o anterior regime jurídico, o DL n.º 153/2014 de 20 de outubro [22]. Deste modo, consegue-se uma aproximação às políticas europeias estabelecidas, harmonizando-as comparativamente

às políticas portuguesas, com o propósito de incentivar a redução da dependência energética do país em combustíveis fósseis, reforçando a exploração em energias renováveis.

Neste novo regime, pretende-se, de um modo geral, facilitar o investimento em instalações de produção e promover uma rápida transição energética para FER, criando-se também uma complementaridade com o Sistema Elétrico Nacional (SEN).

Este novo diploma introduz a definição de três novas modalidades de autoconsumo de energia renovável, definindo os seus direitos, deveres e condições de acesso [26]:

- Autoconsumo Individual;
- Autoconsumo Coletivo;
- Comunidade de Energia Renovável (CER).

O primeiro refere-se ao consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, através de uma UP, podendo ainda armazenar ou vender eletricidade com origem na sua própria produção renovável. O segundo consiste num grupo de pelo menos dois autoconsumidores individuais organizados, que partilham a mesma UP de energia, onde a produção associada é repartida pelo mesmo. Por fim, o último representa uma pessoa coletiva que detém e desenvolve projetos de energia renovável, constituída de forma voluntária por membros, sócios ou acionistas, localizados na proximidade dos referidos projetos. O objetivo principal é a criação de uma UPAC onde todos os constituintes inseridos dentro dessa pessoa coletiva poderão definir a percentagem da energia elétrica que cada um poderá autoconsumir, obtendo-se assim benefícios ambientais, económicos e sociais para todos [27].

Na legislação anterior, o DL n.º 153/2014 de 20 de outubro [22], todas as instalações até 1,5kW estavam sujeitas a fazer uma comunicação prévia à DGEG. Acima desse valor, era obrigatório efetuar um registo e obter o respetivo certificado de exploração. Conforme estabelecido no *Artigo 3.º – Condições de exercício* do DL n.º 162/2019 de 25 de outubro [26], essa comunicação à DGEG é alargada até aos 30kW e apenas as instalações acima de 30kW e até 1MW é que necessitam obrigatoriamente de cumprir os requisitos acima mencionados. Assim, pretende-se facilitar a ligação de instalações de autoconsumo de maior dimensão, tornando o processo de licenciamento mais simples.

Na Tabela 2.1 encontram-se resumidas as condições de acesso e de exercício da atividade de produção de energia para autoconsumo.

Tabela 2.1: Controlo prévio de UPAC [26]

Potência	Sem venda à RESP	Com venda à RESP
$P \leq 350\text{W}$	Isenção de controlo prévio	Registo prévio e certificado
$350 < P \leq 30\text{kW}$	Mera comunicação prévia	de exploração
$30\text{kW} < P \leq 1\text{MW}$	Registo prévio e certificado de exploração	
$P > 1\text{MW}$	Licença de produção e licença de exploração	

Para além da informação já apresentada, existem outros artigos importantes, inseridos dentro do DL n.º 162/2019 de 25 de outubro [26], que importa referir, os quais são apresentados de seguida. Estes estão relacionados com procedimentos jurídicos que devem ser tidos em conta aquando da instalação de uma UPAC, tais como condições legais e regulamentos a aplicar:

- Em primeiro lugar, o *Artigo 13.º – Regulamentos específicos* [26] indica que os regulamentos técnicos de suporte, elaborados pela DGEG, devem ser publicados até ao final do ano de 2020, sendo fundamentais para a aplicação prática do DL. Estes devem incluir todas as regras de carácter técnico (aplicáveis a instalações elétricas), todas as regras técnicas específicas relativas a UPAC (esquemas de ligação e proteções associadas), bem como todos os procedimentos associados às ações de inspeção, certificação e aprovação de UPAC. A não-publicação destes regulamentos poderá inviabilizar, do ponto de vista técnico e financeiro, diversos projetos de autoconsumo.
- Em relação ao *Artigo 16.º – Contagem e disponibilidade de dados* [26], a partir de agora, passa a ser obrigatório as unidades de autoconsumo coletivo terem telecontagem, isto é, um contador inteligente que comunique em tempo real com o operador da RESP os dados de produção e de consumo. Esta obrigação abrange também o autoconsumo individual, caso a instalação de utilização associada à UPAC se encontre ligada à RESP e a potência instalada seja superior a 4 kW.

- No que diz respeito ao *Artigo 23.º – Inspeção periódica* [26], encontram-se sujeitas a inspeções periódicas todas as UPAC com potência instalada superior a 20,7 kW, sendo realizadas a cada 10 anos, quando a potência instalada da UPAC seja inferior a 1 MW, ou a cada 8 anos, para os restantes casos.
- Por último, no *Artigo 29.º – Norma transitória* [26], as instalações de autoconsumo já em operação ao abrigo do DL n.º 153/2014 de 20 de outubro [22], passam a reger-se pelo regime estabelecido no DL n.º 162/2019 de 25 de outubro [26], mas não perdem os direitos assegurados, nomeadamente os contratos celebrados com o CUR, mantendo-se válidos até ao termo do referido contrato ou até ao final de 2025, consoante a data que ocorra primeiro.

Em síntese, este diploma pretende facilitar a participação ativa na transição energética de empresas e de cidadãos interessados em investir em recursos energéticos renováveis, aumentando assim o consumo de energia a partir de FER, não esquecendo todos os contornos legislativos a ele associados. Assim, contribui-se para a sustentabilidade ambiental e económica do país, dando-se um salto qualitativo no que se adivinha ser o futuro, a autossuficiência energética.

Nota: Como o foco desta dissertação são os grandes edifícios, onde a geração de energia elétrica é obtida a partir de sistemas PV, foi analisado somente o regime de produção distribuída com base em UPAC.

3 Descrição do Campus Universitário

Este capítulo está dividido em três secções, sendo inicialmente feita uma breve exposição da instituição onde se encontra o campus universitário na secção 3.1. Segue-se na secção 3.2 a apresentação das características técnicas dos sistemas fotovoltaicos, instalados nos diversos edifícios do campus universitário. Por fim, na secção 3.3, são referidas algumas características do local onde a instalação do objeto de estudo se encontra e a descrição pormenorizada do mesmo.

3.1 Universidade de Coimbra

Ao longo dos seus sete séculos de existência, a Universidade foi-se dispersando por Coimbra (UC), tendo sido ampliada no século XX com a construção do Pólo II, dedicado às engenharias e tecnologias e, já neste século, com a criação do Pólo III, dedicado às ciências da saúde. Atualmente, a UC conta com oito Faculdades distintas – Letras, Direito, Medicina, Ciências e Tecnologia, Farmácia, Economia, Psicologia e Ciências da Educação, Ciências do Desporto e Educação Física [28].

O Pólo II, também apelidado como o “Pólo das Engenharias”, foi construído na colina da Boavista, junto ao Rio Mondego, no ano de 1992. Instalado numa zona da cidade conhecida como Pinhal de Marrocos, e com uma área similar ao Pólo I, situado na Alta Universitária, este engloba seis departamentos da FCTUC, bem como a sede desta [29]:

- Departamento de Ciências da Terra (DCT);
- Departamento de Engenharia Civil (DEC);
- Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (DEEC);
- Departamento de Engenharia Informática (DEI);
- Departamento de Engenharia Mecânica (DEM);
- Departamento de Engenharia Química (DEQ).

3.2 Apresentação dos Sistemas Fotovoltaicos

Com o objetivo de reduzir consideravelmente a pegada de carbono e ambicionando ser a primeira universidade portuguesa a atingir em 2030 a neutralidade carbónica, a UC assumiu um papel de liderança e iniciou assim um projeto em 2012, apoiado financeiramente pelo Banco Santander Portugal e, no caso particular da instalação fotovoltaica no edifício do DEEC, objeto de estudo deste trabalho, com financiamento de um dos institutos de investigação nele sediado, o Instituto de Sistemas e Robótica (ISR). Este projeto consiste na instalação de um sistema de produção de energia “verde”, com cerca de 1800 painéis fotovoltaicos, funcionando nas coberturas dos diversos edifícios do Pólo II da FCTUC [30].

Após a conclusão do projeto em outubro de 2019, todo o campus universitário passou a ver satisfeitas parte das suas necessidades de eletricidade pela produção fotovoltaica nele instalada, tornando assim este campus da UC mais sustentável. Estima-se que a produção fotovoltaica contribua com uma redução anual de 182 toneladas nas emissões de CO₂ e que represente um benefício económico pela redução estimada da compra de energia elétrica, resultante de uma produção de 678 MWh/ano, correspondendo a cerca de 90 mil euros [31].

Os dados específicos de cada sistema fotovoltaico são apresentados na Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Dados dos sistemas PV instalados no Pólo II [31]

Edifício	Data de instalação	Potência instalada
DCT	dezembro de 2012	50kW
DEM	dezembro de 2012	100kW
DEI	julho de 2016	60kW
DEEC	fevereiro de 2017	70kW
DEC	outubro de 2019	100kW
DEQ	outubro de 2019	50kW
Total	-	430 kW

3.3 Características da Instalação Fotovoltaica do DEEC

O local onde se encontra a instalação fotovoltaica, e que consiste no objeto de estudo desta dissertação, é o Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores (Figura 3.1), situado no Pólo II da UC. Este edifício entrou em funcionamento no ano letivo de 1996/1997 e é composto por 9 pisos, com uma área total de cerca de 10.000 m² e um consumo de eletricidade de aproximadamente 520 MWh/ano [32].



Figura 3.1: Vista aérea do DEEC (fonte: Facebook)

O sistema de produção fotovoltaica entrou em funcionamento no dia 14 de fevereiro de 2017, tendo sido projetado pela empresa *Ecowatt* e financiado pelo ISR, servindo os seguintes propósitos [33]:

- Reduzir os custos com a compra de energia elétrica para o DEEC através da energia produzida;
- Promover efeitos pedagógicos através da sua utilização, como objeto de estudo;
- Reduzir o impacto ambiental provocado pelo consumo de eletricidade no DEEC.

O sistema fotovoltaico está instalado no DEEC, nas duas principais fachadas, estando uma orientada a sul e a outra orientada a su-sudoeste (SSO), na cobertura de dois pisos úteis (3.º e 4.º) [33].

Na Figura 3.2 está representada a divisão do sistema fotovoltaico em três áreas distintas de instalação dos módulos fotovoltaicos do sistema, tendo em consideração o impacto do sombreamento nas zonas envolventes e questões estéticas, representando assim uma área total de 760 m² [33].

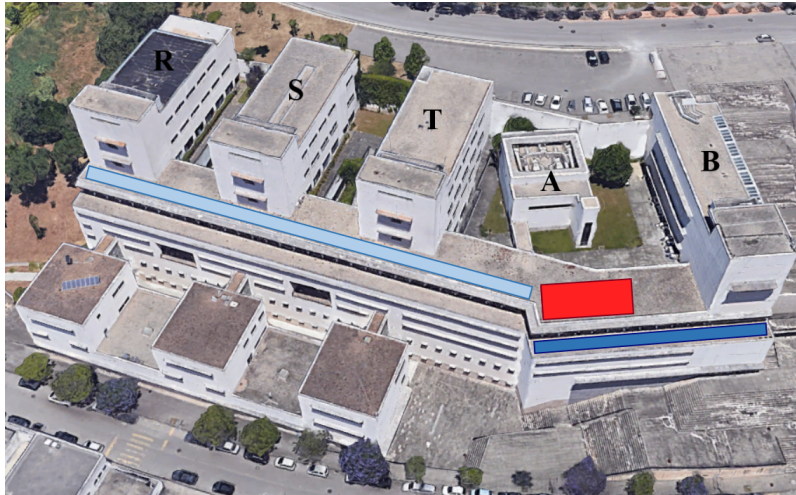


Figura 3.2: Identificação das diferentes áreas do sistema fotovoltaico do DEEC

Relativamente à cobertura do 3.º piso, esta apenas tem interesse pela sua fachada virada a sul, cuja área retangular é de 148 m² (corresponde à área azul-escura na Figura 3.2). Esta área, designada por área Sul, é crucial pois beneficia de maior exposição solar durante o dia, pelo que foram colocados 76 módulos de 270 Wp, o que perfaz um total de 20,52 kWp [33, 34].

Quanto à cobertura do 4.º piso, esta apresenta duas zonas diferentes: uma área retangular extensa com orientação a SSO, com 360 m² (correspondente à área azul-clara na Figura 3.2) e uma outra área retangular com orientação a sul, com 252 m² (correspondente à área vermelha na Figura 3.2) [33].

Na área a azul-clara, foram instalados três filas de módulos fotovoltaicos com uma redução da inclinação para 13°, por forma a evitar sombreamento sobre as filas adjacentes, devido à reduzida largura para a colocação de 3 filas. Mesmo assim, esta redução provoca um ligeiro sombreamento no pico do Inverno ao final da tarde, sendo que esse efeito não deve afetar mais do que uma fila de células por cada módulo, pelo que o efeito de potência reduzida é residual, podendo ser ignorado. Assim, foram colocados 162 módulos de 270 Wp, perfazendo uma potência total de 43,74 kWp [33, 34]. Esta área passou a designar-se por área Poente.

Na área a vermelho, foi usada a mesma estrutura para a área Poente, por um lado por motivos estéticos, e por outro para permitir a mesma densidade de energia. Porém, a torre a nascente desta zona (torre B) causa um sombreamento significativo sobre a área nas primeiras horas do dia. Por esse motivo, foram colocados 54 módulos de 270 Wp na extremidade poente da área, e o mais próximo da fachada a sul, com o objetivo de explorar a área menos sombreada da zona, totalizando 14,58 kWp [33, 34]. Devido à sua localização, esta área passou a designar-se por área Nascente.

A Tabela 3.2 apresenta o resumo da distribuição dos módulos fotovoltaicos do sistema instalado pelas diferentes áreas do DEEC.

Tabela 3.2: Dados técnicos do sistema PV instalado no DEEC [33]

Área	N.º de painéis fotovoltaicos	Potência instalada
Sul	76	20,52 kWp
Nascente	54	14,58 kWp
Poente	162	43,74 kWp
Total	292	78,84 kWp

A potência do módulo fotovoltaico em Wp corresponde à potência de pico detetada sob condições de teste standardizadas (STC), isto é, são condições criadas em laboratório, sob as quais se medem as características elétricas específicas de um módulo fotovoltaico. As condições de teste devem corresponder a condições ambientais ideais durante o funcionamento de um módulo fotovoltaico instalado [35].

Por sua vez, a potência do sistema fotovoltaico em kWp corresponde à potência nominal máxima que pode ser produzida, sendo o resultado da soma da potência de pico de todos os módulos fotovoltaicos instalados [35].

3.3.1 Módulos Fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos instalados são do fabricante alemão *AXITEC* [33], cuja eficiência energética é elevada, 90% nos primeiros 15 anos de utilização, com um decréscimo de desempenho ao longo do tempo, nunca superior às restantes marcas concorrentes no mercado [36].

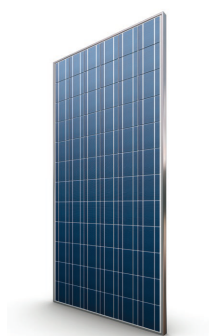


Figura 3.3: Módulo policristalino *AXITEC AC-270P* [36]

Como a especificidade deste elemento não adiciona importância no foco principal desta dissertação, todas as características técnicas sobre este equipamento são apresentadas no apêndice A.

3.3.2 Inversores

O sistema fotovoltaico do DEEC dispõe de inversores do fabricante alemão *SMA Solar Technology* [33], que apresentam uma eficiência máxima na ordem dos 98,4% para uma tensão superior a 400V e incorporam ainda um dispositivo de proteção que proporciona uma maior robustez e fiabilidade ao sistema fotovoltaico, salvaguardando os equipamentos de uma possível sobretensão que possa surgir no sistema [37].



Figura 3.4: Inversor *SMA Tripower* [37]

Após a realização de todos os cálculos, simulações e resultados por parte da *Ecowatt*, foram instalados três inversores com as seguintes características [33]:

- Dois inversores com uma potência nominal de saída de 25 kW (*SMA Tripower 25000TL*), cada um atingindo uma potência, de pico, 29,16 kWp;
- Um inversor com uma potência nominal de saída de 20 kW (*SMA Tripower 20000TL*), atingindo uma potência, de pico, de 20,52 kWp.

Todas as demais características técnicas dos inversores instalados, incluindo a respetiva curva característica, são apresentadas no apêndice B.

Em suma, os três inversores totalizam uma potência nominal de saída de 70 kW, sendo que a capacidade fotovoltaica instalada, em Wp, perfaz um total de 78,84 kWp, o que permite fazer uma estimativa de produção de 116 MWh/ano de energia elétrica, representando 21% do consumo total de eletricidade no edifício, onde cerca de 6 MWh/ano são injetados na RESP e os restantes 110 MWh/ano são usados para autoconsumo [34].

Relativamente à configuração de cada inversor, esta foi feita de acordo com a localização das áreas do sistema fotovoltaico, anteriormente identificadas na Figura 3.2. Assim sendo, a configuração efetuada foi a seguinte:

- na área Sul, fica inserido o inversor de 20 kW, estando associados 76 módulos, num total de 20,52 kWp;
- na área Nascente, fica inserido um inversor de 25 kW, com 108 módulos associados (sendo que 54 provêm da área Poente), o que perfaz um total de 29,16 kWp;
- na área Poente, fica inserido o outro inversor de 25 kW, igualmente com 108 módulos associados, totalizando 29,16 kWp.

Para facilitar a leitura desta dissertação, doravante as três áreas serão designadas de grupo inversor Sul, Nascente e Poente.

Nota: Todos os equipamentos acima descritos foram propostos pela empresa *Ecowatt* para a instalação do sistema de produção fotovoltaica.

4 Apresentação do Modelo Desenvolvido

Este capítulo está dividido em quatro secções, sendo inicialmente apresentado o modelo de análise desenvolvido que conduziu à concretização dos objetivos deste trabalho. Ao longo do mesmo, são ainda abordadas as diferentes funcionalidades do modelo e como estas foram conseguidas.

4.1 Composição do Modelo

Para a realização da análise do objeto de estudo, foi necessário desenvolver um modelo intuitivo, utilizando a aplicação informática *Microsoft Excel*, que incorporasse ferramentas de diagnóstico criadas e desenvolvidas através da análise de dados de produção recolhidos nos três anos de funcionamento (2017, 2018 e 2019) e de indicadores definidos e calculados, com o principal objetivo de identificarem possíveis problemas existentes no sistema de produção fotovoltaica.

Este modelo apresenta uma interface simples, conforme ilustrado na Figura 4.1, que dispõe de atalhos que direcionam o utilizador para diversas folhas de cálculo, que contêm todos os dados recolhidos que vão ser analisados e também os indicadores que vão ser obtidos. A interface apresenta ainda, de uma forma ilustrativa, o estado do sistema PV que permite a obtenção de informação sobre o mesmo, a partir de uma data escolhida pelo utilizador.

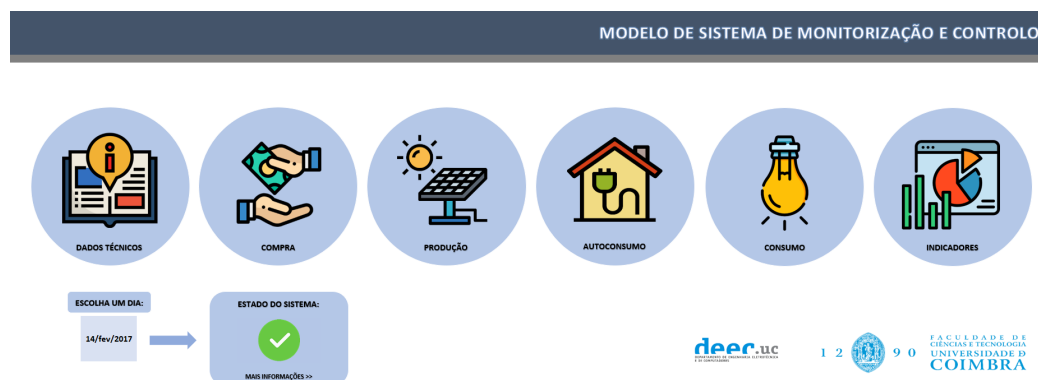


Figura 4.1: Interface do modelo desenvolvido

4.2 Apresentação dos Dados

Os atalhos da interface que direcionam o utilizador para várias folhas de cálculo, cujos dados são imprescindíveis para definir e calcular indicadores, são os seguintes:

- Dados Técnicos;
- Compra;
- Produção;
- Autoconsumo;
- Consumo.

Nas folhas de cálculo “Compra”, “Produção”, “Autoconsumo” e “Consumo”, os dados são apresentados em períodos de contagem de 15 minutos, em kW. Em seguida, é feita a conversão dos valores obtidos para kWh, sendo depois desagregados em tabelas de quatro formas diferentes: horária, diária, mensal e anual.

4.2.1 Dados Técnicos

Nesta folha de cálculo é feita uma especificação pormenorizada do sistema de produção fotovoltaica em questão, para que o utilizador tenha as informações mais significativas do mesmo (Figura 4.2). Alguns desses elementos discriminados vão ser necessários para obter indicadores, como será demonstrado mais adiante.

Dados técnicos do Sistema PV			
N.º total de módulos fotovoltaicos:	292	N.º de inversores:	3
Área Sul:	76	Grupo Sul:	1
Área Nascente:	54	Grupo Nascente:	1
Área Poente:	162	Grupo Poente:	1
Potência de cada módulo fotovoltaico (Wp):	270	N.º total de módulos associados:	292
Potência nominal de saída total (kW):	79	Grupo Sul:	76
Área Sul:	20	Grupo Nascente:	108
Área Nascente:	25	Grupo Poente:	108
Área Poente:	25	Potência de pico total dos inversores (kWp):	78,84
Potência de pico total (kWp):	78,84	Grupo Sul:	20,52
Área Sul:	20,52	Grupo Nascente:	29,16
Área Nascente:	14,58	Grupo Poente:	29,16
Área Poente:	42,74	Dimensão de cada módulo fotovoltaico (m):	1,64x0,99
Área total associada (m²):	760	Área total associada aos inversores (m²):	760
Área Sul:	148	Grupo Sul:	148
Área Nascente:	252	Grupo Nascente:	372
Área Poente:	360	Grupo Poente:	240






Figura 4.2: Folha de cálculo “Dados técnicos”

4.2.2 Compra

Nesta outra folha de cálculo, intitulada “Compra”, e tendo como exemplo a Figura 4.3, são apresentados os valores de compra de energia à RESP, em períodos de contagem de 15 minutos, em kW e kWh.

Compra realizada pelo DEEC								
HORÁRIO								
2017			2018			2019		
Data	Hora	Compra [kW]	Data	Hora	Compra [kW]	Data	Hora	Compra [kW]
1/jan	0:15	39	1/jan	0:15	36	1/jan	0:15	36
1/jan	0:30	40	1/jan	0:30	37	1/jan	0:30	37
1/jan	0:45	39	1/jan	0:45	35	1/jan	0:45	37
1/jan	1:00	39	1/jan	1:00	37	1/jan	1:00	37
1/jan	1:15	38	1/jan	1:15	36	1/jan	1:15	36
1/jan	1:30	38	1/jan	1:30	35	1/jan	1:30	36
1/jan	1:45	40	1/jan	1:45	36	1/jan	1:45	37
1/jan	2:00	39	1/jan	2:00	37	1/jan	2:00	36
...

Figura 4.3: Representação dos valores de compra referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019

4.2.3 Produção

A recolha dos dados de produção fotovoltaica foi efetuada através de uma plataforma *web*, designada por *Sunny Portal*, à qual o sistema de produção fotovoltaica do DEEC está ligado. Esta possui várias funções, entre elas a visualização dos valores de produção fotovoltaica dos três grupos inversores, em tempo real [35].

Na folha de cálculo “Produção”, dentro das tabelas, temos os dados referenciados da produção fotovoltaica de cada um dos grupos inversores (Sul, Nascente e Poente) e do sistema PV, que equivale à soma dos valores obtidos pelos três grupos inversores (Figura 4.4).

Produção do Sistema PV																		
HORÁRIO																		
2017				2018				2019										
Data	Hora	Grupo Sul [kW]	Grupo Nascente [kW]	Grupo Poente [kW]	Sistema [kW]	Data	Hora	Grupo Sul [kW]	Grupo Nascente [kW]	Grupo Poente [kW]	Sistema [kW]	Data	Hora	Grupo Sul [kW]	Grupo Nascente [kW]	Grupo Poente [kW]	Sistema [kW]	
...
1/mar	12:00	2,812	5,795	4,464	12,892	1/mar	12:00	1,527	3,223	2,427	7,177	1/mar	12:00	5,810	0,000	8,545	14,355	
1/mar	12:15	3,116	6,827	5,227	15,170	1/mar	12:15	1,433	2,962	2,197	6,592	1/mar	12:15	6,821	0,000	10,388	17,209	
1/mar	12:30	2,920	6,176	4,756	13,852	1/mar	12:30	0,788	1,699	1,283	3,770	1/mar	12:30	7,489	0,000	12,321	19,810	
1/mar	12:45	2,948	6,504	4,932	14,384	1/mar	12:45	0,660	1,441	1,065	3,166	1/mar	12:45	10,613	0,000	15,404	26,017	
1/mar	13:00	3,547	7,650	5,934	17,131	1/mar	13:00	0,744	1,555	1,183	3,482	1/mar	13:00	8,467	0,000	12,210	20,677	
1/mar	13:15	3,885	8,210	6,337	18,432	1/mar	13:15	1,832	3,972	2,988	8,792	1/mar	13:15	10,051	0,000	14,635	24,686	
1/mar	13:30	3,045	6,494	4,882	14,421	1/mar	13:30	1,935	4,158	3,147	9,240	1/mar	13:30	11,014	0,000	15,859	26,873	
...

Figura 4.4: Representação dos valores de produção referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019

4.2.4 Autoconsumo

Na folha de cálculo “Autoconsumo” são efetuadas operações numéricas, a partir dos valores anteriormente registados nas folhas de cálculo “Compra” e “Produção”, a fim de obter outros dados importantes. Assim, foi possível obter os valores de:

- Consumo;
- Injeção;
- Autoconsumo.

A obtenção dos valores de consumo, injeção e autoconsumo foi feita tendo em conta o seguinte algoritmo:

Procedimento

Se (valor de compra for positivo) então

consumo = valor de compra + valor de produção

injeção = 0

Se (valor de compra for mantido nulo) então

consumo = anterior valor de consumo

injeção = valor de produção - valor de consumo

Caso contrário

consumo = valor de produção

injeção = 0

Fim Se

Fim Se

autoconsumo = valor de produção - valor de injeção

Fim Procedimento

É importante salientar que a segunda condição fixa um certo valor de consumo constante e contínuo, o que permite obter de forma aproximada os valores de injeção, ou seja, os dados de energia elétrica excedente que é injetada na RESP.

Em síntese, num regime de produção com UPAC, a energia elétrica produzida é usada para autoconsumo, sempre que a produção é inferior às necessidades de energia da instalação de consumo, caso contrário, quando a produção é superior às necessidades de energia, o excesso de energia elétrica produzido é injetado na RESP.

Tal como nas folhas de cálculos anteriores, todos os dados de consumo, injeção e autoconsumo são apresentados com a mesma configuração, conforme ilustra a Figura 4.5.

Autoconsumo do Sistema PV																				
HORÁRIO																				
2017						2018						2019								
Data	Hora	Compra 2017 [kW]	Produção 2017 [kW]	Consumo 2017 [kW]	Injeção 2017 [kW]	Autoconsumo 2017 [kW]	Data	Hora	Compra 2018 [kW]	Produção 2018 [kW]	Consumo 2018 [kW]	Injeção 2018 [kW]	Autoconsumo 2018 [kW]	Data	Hora	Compra 2019 [kW]	Produção 2019 [kW]	Consumo 2019 [kW]	Injeção 2019 [kW]	Autoconsumo 2019 [kW]
...
1/mar	12:00	110,000	12,892	122,892	0,000	12,892	1/mar	12:00	147,000	7,177	154,177	0,000	7,177	1/mar	12:00	95,000	14,355	109,355	0,000	14,355
1/mar	12:15	102,000	15,170	117,170	0,000	15,170	1/mar	12:15	143,000	6,592	149,592	0,000	6,592	1/mar	12:15	90,000	17,209	107,209	0,000	17,209
1/mar	12:30	101,000	13,852	114,852	0,000	13,852	1/mar	12:30	140,000	3,770	143,770	0,000	3,770	1/mar	12:30	84,000	19,810	103,810	0,000	19,810
1/mar	12:45	100,000	14,384	114,384	0,000	14,384	1/mar	12:45	145,000	3,166	148,166	0,000	3,166	1/mar	12:45	77,000	26,017	103,017	0,000	26,017
1/mar	13:00	99,000	17,131	116,131	0,000	17,131	1/mar	13:00	141,000	3,482	144,482	0,000	3,482	1/mar	13:00	79,000	20,677	99,677	0,000	20,677
1/mar	13:15	88,000	18,432	106,432	0,000	18,432	1/mar	13:15	126,000	8,792	134,792	0,000	8,792	1/mar	13:15	70,000	24,686	94,686	0,000	24,686
1/mar	13:30	99,000	14,421	113,421	0,000	14,421	1/mar	13:30	122,000	9,240	131,240	0,000	9,240	1/mar	13:30	58,000	26,873	84,873	0,000	26,873
...

Figura 4.5: Representação dos valores de consumo, injeção e autoconsumo referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019

4.2.5 Consumo

Embora os valores de consumo tenham sido calculados na folha de cálculo “Autoconsumo”, foi necessário, no entanto, criar uma nova folha de cálculo que englobasse todos os valores respeitante ao cálculo efetuado para o consumo (Figura 4.6).

Consumo efetuado pelo DEEC											
HORÁRIO											
2017				2018				2019			
Data	Hora	Consumo [kW]		Data	Hora	Consumo [kW]		Data	Hora	Consumo [kW]	
1/jan	0:15	39	39	1/jan	0:15	36	36	1/jan	0:15	36	36
1/jan	0:30	40	40	1/jan	0:30	37	37	1/jan	0:30	37	37
1/jan	0:45	39	39	1/jan	0:45	35	35	1/jan	0:45	37	37
1/jan	1:00	39	39	1/jan	1:00	37	37	1/jan	1:00	37	37
1/jan	1:15	38	38	1/jan	1:15	36	36	1/jan	1:15	36	36
1/jan	1:30	38	38	1/jan	1:30	35	35	1/jan	1:30	36	36
1/jan	1:45	40	40	1/jan	1:45	36	36	1/jan	1:45	37	37
1/jan	2:00	39	39	1/jan	2:00	37	37	1/jan	2:00	36	36
...

Figura 4.6: Representação dos valores de consumo referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019

4.3 Definição dos Indicadores

O último atalho da interface ainda não mencionado anteriormente intitula-se “Indicadores”, uma vez que se trata de um atalho diferente dos outros referidos inicialmente. Este encaminha o utilizador para uma interface secundária (Figura 4.7), onde são apresentados os atalhos referentes aos indicadores que foram definidos e calculados, dispondo cada um a sua respetiva folha de cálculo, tendo a mesma configuração que as folhas de cálculo referidas anteriormente.

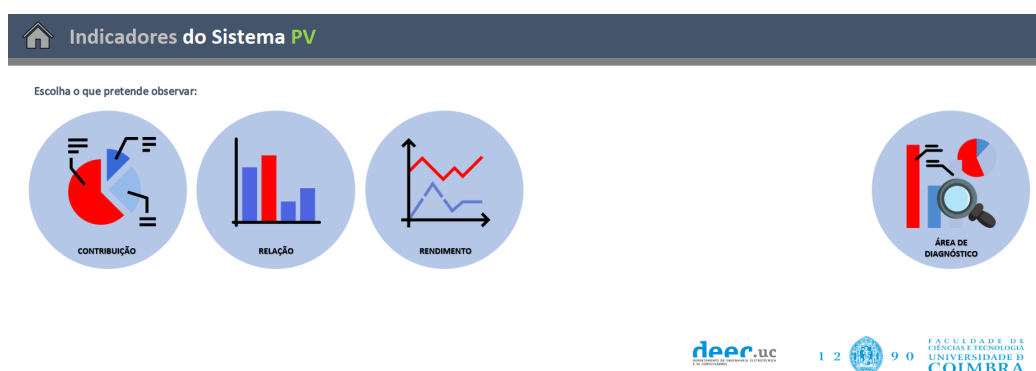


Figura 4.7: Interface secundária, referente ao atalho “Indicadores”

Os indicadores apresentados são os seguintes:

- Contribuição;
- Relação;
- Rendimento.

4.3.1 Contribuição

Este indicador, como o próprio nome indica, dá informações sobre o cálculo das contribuições relativas de cada um dos grupos inversores (Sul, Nascente e Poente) no sistema PV.

Para se obter os valores de contribuição, foi necessário considerar os dados de produção fotovoltaica de cada um dos grupos inversores e da sua soma. O cálculo a realizar consistiu em dividir todos os dados de produção de cada grupo inversor pelo correspondente valor total de produção fotovoltaica do sistema PV, sendo que os resultados são apresentados em valor percentual (%), com uma casa decimal (Figura 4.8).

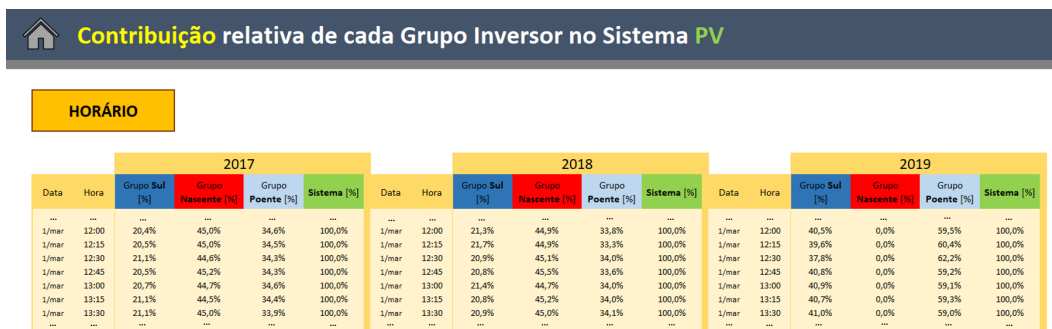


Figura 4.8: Representação dos valores de contribuição referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019

4.3.2 Relação

Após uma breve análise aos dados recolhidos da produção fotovoltaica durante os três anos de funcionamento do sistema PV, verificou-se que o grupo inversor Sul é aquele que produz menos energia elétrica e, ao mesmo tempo, o que apresentou menor ocorrência de problemas de produção, durante os três anos de funcionamento, comparativamente aos outros dois grupos inversores do sistema PV.

Decorrente desta situação, foi idealizado um indicador em que o grupo inversor Sul fosse tido como referência em relação aos outros dois grupos inversores. Desta forma, os valores de relação obtiveram-se da seguinte maneira: dividiu-se os dados de produção de cada um dos três grupos inversores pelos dados de produção do grupo inversor de referência, o grupo inversor Sul. Os resultados obtidos são apresentados com duas casas decimais (Figura 4.9).

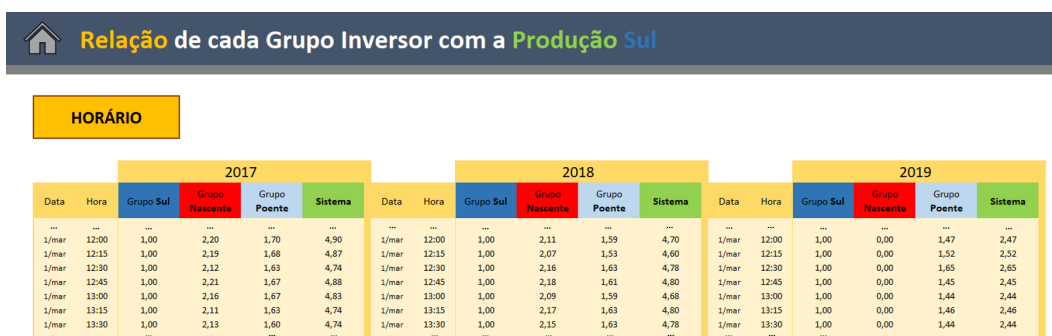


Figura 4.9: Representação dos valores de relação referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019

4.3.3 Rendimento

Uma das métricas de desempenho mais comumente usadas em sistemas fotovoltaicos em todo o mundo é o chamado rendimento específico, ou simplesmente rendimento.

O rendimento específico do sistema é um valor indicativo que descreve a eficiência de um sistema PV, independentemente do seu tamanho. Este é calculado com base na produção de energia elétrica anual, dividindo esta pela potência de pico do respetivo sistema PV [35].

Embora os valores típicos possam variar de 1 000 até mais de 2 000 horas por ano, o valor real do rendimento específico é influenciado por vários fatores, incluindo:

- Quantidade de luz solar (ou irradiância) no local de instalação;
- Temperatura ambiente;
- Ensombramento;
- Ângulo de inclinação e azimutal dos módulos fotovoltaicos;
- Potência dos módulos e inversores.

Os valores de rendimento que se pretendem obter são facilmente conseguidos, tendo em consideração alguns dos dados especificados na folha de cálculo “Dados Técnicos”. Para tal, bastou dividir a produção de energia elétrica de cada grupo inversor pela respetiva potência de pico associado a cada um. Os resultados são apresentados em valor percentual (%), com uma casa decimal (Figura 4.10).

Rendimento específico do Sistema PV																		
HORÁRIO																		
2017					2018					2019								
Data	Hora	Grupo Sul [%]	Grupo Nascente [%]	Grupo Poente [%]	Sistema [%]	Data	Hora	Grupo Sul [%]	Grupo Nascente [%]	Grupo Poente [%]	Sistema [%]	Data	Hora	Grupo Sul [%]	Grupo Nascente [%]	Grupo Poente [%]	Sistema [%]	
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
1/mar	12:00	12,8%	19,9%	15,3%	16,4%	1/mar	12:00	7,4%	11,1%	8,3%	9,1%	1/mar	12:00	28,3%	0,0%	29,3%	18,2%	
1/mar	12:15	15,2%	23,4%	17,9%	19,2%	1/mar	12:15	7,0%	10,2%	7,5%	8,4%	1/mar	12:15	33,2%	0,0%	35,6%	21,8%	
1/mar	12:30	14,2%	21,2%	16,3%	17,6%	1/mar	12:30	3,8%	5,8%	4,4%	4,8%	1/mar	12:30	36,5%	0,0%	42,3%	25,1%	
1/mar	12:45	14,4%	22,3%	16,9%	18,2%	1/mar	12:45	3,2%	4,9%	3,7%	4,0%	1/mar	12:45	51,7%	0,0%	52,8%	33,0%	
1/mar	13:00	17,3%	26,2%	20,3%	21,7%	1/mar	13:00	3,6%	5,3%	4,1%	4,4%	1/mar	13:00	41,3%	0,0%	41,9%	26,2%	
1/mar	13:15	18,9%	28,2%	21,7%	23,4%	1/mar	13:15	8,9%	13,8%	10,2%	11,2%	1/mar	13:15	49,0%	0,0%	50,2%	31,3%	
1/mar	13:30	14,8%	22,9%	16,7%	18,3%	1/mar	13:30	9,4%	14,3%	10,8%	11,7%	1/mar	13:30	53,7%	0,0%	54,4%	34,1%	
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

Figura 4.10: Representação dos valores de rendimento referentes aos anos de 2017, 2018 e 2019

4.4 Caracterização da Área de Diagnóstico

Na interface secundária, onde se apresentam os atalhos dos indicadores já referidos, encontra-se do lado direito um outro designado por “Área de Diagnóstico”, ainda não mencionado.

Neste, o utilizador é encaminhado para uma nova folha de cálculo, onde são apresentadas várias ferramentas que pode escolher, sendo que cada uma delas corresponde a um diagnóstico diferente, e onde poderá observar melhor os cálculos e a análise feita em cada um (Figura 4.11).



Figura 4.11: Apresentação dos vários diagnósticos disponíveis para o utilizador

Todas as ferramentas de diagnóstico existentes nesta folha de cálculo foram desenvolvidas tendo em consideração os dados e indicadores obtidos anteriormente.

4.4.1 Primeiro Diagnóstico

No primeiro diagnóstico, foi feita uma comparação dos valores de compra de energia efetuada pelo DEEC, com a finalidade de observar a redução na compra com a produção fotovoltaica proveniente do sistema PV instalado.

No entanto, ao somar os valores de compra de energia com a produção de energia do sistema PV e comparando-os com os valores de consumo de energia, é possível observar-se graficamente quando é que houve injeção de energia elétrica na RESP, sendo este o objetivo essencial deste diagnóstico.

4.4.2 Segundo Diagnóstico

Relativamente ao segundo diagnóstico, foi feita a relação dos valores de compra de energia à RESP e dos valores de autoconsumo com os valores de consumo de energia. Esta última relação fornece informações sobre os níveis de autossuficiência garantidos pela produção fotovoltaica proveniente do sistema PV. Os resultados obtidos são apresentados em valor percentual (%), com uma casa decimal.

Este diagnóstico permite medir qual a percentagem da energia total consumida que provém do sistema PV, verificando se os valores reais obtidos conferem com o valor médio anual projetado inicialmente em cerca de 21% [34].

4.4.3 Terceiro Diagnóstico

Já no terceiro diagnóstico, foi efetuada uma nova relação, incidindo nos valores de autoconsumo e nos valores de produção de energia fotovoltaica, obtendo-se assim as quotas de autoconsumo sobre a produção fotovoltaica, isto é, as percentagens da energia proveniente do sistema PV que é, de facto, consumida. Os resultados obtidos são apresentados em valor percentual (%), com uma casa decimal.

4.4.4 Quarto Diagnóstico

O quarto diagnóstico consiste num método para averiguar problemas que estejam relacionados com os grupos inversores Sul, Nascente e Poente do sistema PV e, ao mesmo tempo, apresentar mensagens de estado diárias ao utilizador, com base na conjugação dos dados dos indicadores “Relação” e “Contribuição”, obtendo assim informações mais exatas e precisas.

É relevante referir que neste método o indicador “Rendimento” também foi estudado e conjugado juntamente com os outros indicadores, porém os resultados obtidos não foram os esperados, uma vez que surgiram mais problemas do que era suposto. Estas ocorrências são justificadas pelo facto de que o indicador “Rendimento” ser afetado por diversos fatores que influenciam os valores reais de rendimento específico, conforme foi anteriormente explicado na subsecção 4.3.3. “Rendimento”. Por esse motivo, o método aplicado só utiliza os dados dos indicadores “Relação” e “Contribuição”.

Inicialmente, são calculados os desvios dos dados do indicador “Relação”, referentes aos grupos inversores Nascente e Poente, através do seguinte cálculo:

Procedimento

desvio = valor relativo da variação da relação grupo inversor/grupo Sul com o valor da média deslizando desta relação nos últimos dez dias

Fim Procedimento

Relativamente aos desvios dos dados do indicador “Contribuição”, referentes aos grupos inversores Sul, Nascente e Poente, foi feito o seguinte cálculo:

Procedimento

desvio = valor relativo da contribuição grupo inversor com o valor da média deslizando desta contribuição nos últimos dez dias

Fim Procedimento

Seguidamente, foi definido um conjunto de valores de tolerância, onde o utilizador pode escolher o valor que pretende usar, sendo o valor máximo previamente definido de 25%. O valor da tolerância que for escolhido pelo utilizador vai influenciar as mensagens de estado que existirem em cada grupo inversor do sistema PV, tendo sido definidas três mensagens de estado possíveis:

- “ERRO!” – o grupo inversor teve uma produção nula;
- “PROBLEMA” – o grupo inversor teve um desvio maior do que o valor de tolerância escolhido;
- “OK” – o grupo inversor funcionou corretamente, o desvio que ocorreu é inferior ao valor de tolerância escolhido.

Para se obterem esses estados, cada grupo inversor teve um algoritmo diferente. Deste modo, para o grupo inversor Sul, usou-se o seguinte algoritmo de atribuição de estado:

Procedimento

Se (Sul tiver produção nula) então

estado = “ERRO!”

Se [(desvio da relação **Nascente/Sul** > tolerância escolhida pelo utilizador) **E** (desvio da relação **Poente/Sul** > tolerância escolhida pelo utilizador) **E** (desvio da contribuição **Sul** ≤ tolerância escolhida pelo utilizador)] então

estado = “PROBLEMA”

Caso contrário

estado = “OK”

Fim Se

Fim Se

Fim Procedimento

Em relação ao grupo inversor Nascente e Poente, o algoritmo de atribuição de estado foi o seguinte:

Procedimento

Se (grupo inversor tiver produção nula) então

estado = “ERRO!”

Se [(relação **grupo inversor/grupo Sul** < 1) **OU** (desvio da relação **grupo inversor/grupo Sul** < tolerância escolhida pelo utilizador) **E** (desvio da contribuição **grupo inversor** ≤ tolerância escolhida pelo utilizador)] então

estado = “PROBLEMA”

Caso contrário

estado = “OK”

Fim Se

Fim Se

Fim Procedimento

Por fim, para se obterem as mensagens de estado do sistema PV, basta conjugar as mensagens de estados que forem apresentadas em cada um dos três grupos inversores, conforme é ilustrado na Figura 4.12.

Data	Estado Sul	Estado Nascente	Estado Poente	Estado Sistema
...
1/mar	OK	OK	OK	OK
2/mar	OK	OK	OK	OK
3/mar	OK	OK	OK	OK
4/mar	PROBLEMA	OK	OK	PROBLEMA
5/mar	ERRO!	OK	OK	ERRO!
6/mar	OK	OK	OK	OK
7/mar	OK	OK	OK	OK
...

Figura 4.12: Exemplo de apresentação das mensagens de estado para cada grupo inversor, inclusive do sistema PV

4.4.5 Quinto Diagnóstico

Em relação ao quinto diagnóstico, este consiste num método em que foi possível obter os valores expectáveis de produção fotovoltaica e as consequentes perdas de produção, tendo em conta os dados do indicador “Relação”, considerando que não haveria qualquer tipo de problema associado à produção fotovoltaica nos grupos inversores Sul, Nascente e Poente do sistema PV.

Assim, num primeiro momento, com as informações obtidas com o diagnóstico anterior, foi possível averiguar quando é que houve ocorrência de problemas de produção nos três grupos inversores do sistema PV. Em seguida, com os dados do indicador “Relação”, foram calculados os valores das relações expectáveis dos grupos inversores Nascente e Poente, tendo em consideração as mensagens de estado obtidas com o diagnóstico anterior.

Posto isto, os valores das relações expectáveis para os grupos inversores Nascente e Poente foram calculados de acordo com o seguinte algoritmo:

Procedimento

Se [(estado grupo inversor = “PROBLEMA” ou “ERRO!”) OU (estado grupo Sul = “PROBLEMA” ou “ERRO!”)] então

relação expectável = valor da média deslizante expectável da relação grupo inversor/grupo Sul nos últimos dez dias

Caso contrário

relação expectável = valor da relação real do grupo inversor/grupo Sul

Fim Se

Fim Procedimento

Por fim, com todos os valores da relação expectável obtidos e, considerando ainda os dados de produção fotovoltaica reais de cada grupo inversor, estimou-se os valores de produção fotovoltaica expectáveis para cada um. Deste modo, para o grupo inversor Sul, usou-se o seguinte algoritmo:

Procedimento

Se (estado Sul = “OK”) então

produção expectável = valor da produção real Sul

Caso contrário

produção expectável = média do valor entre a divisão da produção real Nascente com a relação expectável Nascente/Sul e a divisão da produção real Poente com a relação expectável Poente/Sul

Fim Se

Fim Procedimento

Em relação aos grupos inversores Nascente e Poente, o algoritmo usado foi o seguinte:

Procedimento

Se (estado grupo inversor = “OK”) então

produção expectável = valor da produção real grupo inversor

Caso contrário

produção expectável = multiplicação da produção real **Sul** com a relação expectável do **grupo inversor/grupo Sul**

Fim Se

Fim Procedimento

Depois de se obterem todos os valores de produção fotovoltaica expectáveis de cada grupo inversor, fez-se a soma das produções expectáveis de cada um para se obter a produção expectável do sistema PV. Por último, o cálculo dos valores de perda de produção foram conseguidos calculando a diferença entre a produção expectável e a produção real do sistema PV, sendo que os resultados são apresentados em kWh.

4.4.6 Sexto Diagnóstico

No sexto e último diagnóstico, pretendeu-se obter os valores de custo evitado com a instalação do sistema de produção fotovoltaica, através dos valores económicos referentes aos dados de autoconsumo. Foi ainda possível fazer uma estimativa das perdas económicas, associadas aos problemas tidos com o sistema PV, utilizando os dados de produção expectáveis do sistema PV, obtidos no diagnóstico anterior.

O método aplicado começou com a criação de uma nova folha de cálculo, onde se inseriram os dados horários de autoconsumo, desagregando-os depois pelos quatro períodos horários, sendo eles: Super Vazio (SV), Vazio Normal (VN), Ponta (P) e Cheias (C). Desse modo, conseguiu-se uma maior precisão nos valores de custo evitado que foram posteriormente calculados.

Para determinar os valores de custo evitado, foi preciso estabelecer códigos próprios para cada período horário, tanto para o inverno como para o verão, que foram atribuídos a cada intervalo de quinze minutos, resolução temporal dos dados da produção em análise (Figura 4.13).

Inverno (Trimestres I e IV)		Verão (Trimestres II e III)	
11	SV	21	SV
12	VN	22	VN
13	P	23	P
14	C	24	C

Figura 4.13: Legenda dos códigos atribuídos pelos períodos horários

Foi ainda necessário definir os preços de compra de energia à RESP para cada período horário, consoante a época do ano, sendo esses valores apresentados na figura seguinte:

	Inverno - Trimestres I e IV (€/kWh)				Verão - Trimestres II e III (€/kWh)			
	11 - Super Vazio (SV)	12 - Vazio Normal (VN)	13 - Ponta (P)	14 - Cheio (C)	21 - Super Vazio (SV)	22 - Vazio Normal (VN)	23 - Ponta (P)	24 - Cheio (C)
Energia do comercializador	0,05788	0,06472	0,07765	0,07137	0,05788	0,06472	0,07765	0,07137
Energia das redes	0,01360	0,01430	0,04990	0,03870	0,01360	0,01430	0,04990	0,03870
Potência em horas de ponta			0,05315				0,08859	
Totais	0,07148	0,07902	0,18070	0,11007	0,07148	0,07902	0,21614	0,11007

Figura 4.14: Tarifário dos códigos próprios para os diferentes períodos horários

Fazendo agora a ligação com a folha de cálculo “Área de Diagnóstico”, foram criadas tabelas anuais com a repartição dos valores de autoconsumo pelos diferentes períodos horários, as diferentes tarifas associadas e também os custos totais e médios, sem e com imposto sobre o valor acrescentado (IVA), consoante a época do ano. A repartição dos valores de autoconsumo foram obtidos através dos códigos próprios estabelecidos anteriormente, consoante a época do ano, para cada intervalo de quinze minutos.

Por fim, foram obtidos os valores de custo evitado totais e médios, sem e com IVA, e as perdas económicas calculadas, usando os dados de produção expectáveis do sistema PV obtidos no diagnóstico anterior.

5 Análise dos Resultados obtidos

Neste capítulo, dividido em três secções, é feita a análise completa de todos os resultados obtidos com o modelo apresentado no capítulo anterior e as conclusões que se podem retirar desses resultados.

5.1 Dados

Nesta secção far-se-á exclusivamente a análise mensal e anual dos dados recolhidos, essenciais para os indicadores definidos e obtidos igualmente no capítulo anterior.

5.1.1 Compra

Analisando os dados de compra mensais¹, referente aos anos de 2017 a 2019, constatou-se que, de um modo geral, os maiores valores de compra verificados foram nos meses compreendidos entre novembro e abril, correspondente ao período de inverno, em contrapartida os de menor valor de compra foram entre maio e outubro, correspondente ao período de verão.

Os dados anuais¹, conforme apresentados na Tabela 5.1, mostram que em 2018 houve um aumento de 12,6% e em 2019 verificou-se uma redução de 6,2% na compra de energia elétrica.

Tabela 5.1: Valores de compra anuais realizados pelo DEEC (em MWh)

Data	Compra
2017	395,0
2018	444,8
2019	417,1
Média	419,0

¹Todos os dados mensais e os restantes dados anuais da folha de cálculo “Compra” são apresentados no apêndice C.

5.1.2 Produção

Analisando e comparando os dados de produção mensais² de cada grupo inversor, referentes aos anos de 2017 a 2019, verificou-se que o grupo inversor Nascente foi o que apresentou maiores valores de produção de energia, enquanto que o grupo inversor Sul foi o que apresentou menores valores de produção.

Observou-se também que, de um modo geral, os meses mais produtivos estão compreendidos entre abril e setembro, correspondente ao período de verão, resultado de uma maior exposição solar e melhores condições climáticas, enquanto que os meses menos produtivos estão compreendidos entre outubro e março, correspondente ao período de inverno, com menor exposição solar e agravamento das condições climáticas.

Antes de começar a análise individual de cada grupo inversor, é importante mencionar novamente que o sistema de produção fotovoltaica instalado no DEEC apenas entrou em funcionamento no dia 14 de fevereiro de 2017, sendo que o mês de janeiro desse mesmo ano não entra para a análise dos dados de produção.

Começando pelo grupo inversor Sul, ao analisar a informação gráfica apresentada na Figura 5.1, a baixa produção registada no mês de agosto de 2017 é justificada pelo facto do funcionamento do grupo inversor Sul ter sido premeditadamente desligado grande parte do mês devido aos baixos consumos que se registavam no DEEC, evitando assim a injeção de energia elétrica excedente na RESP.

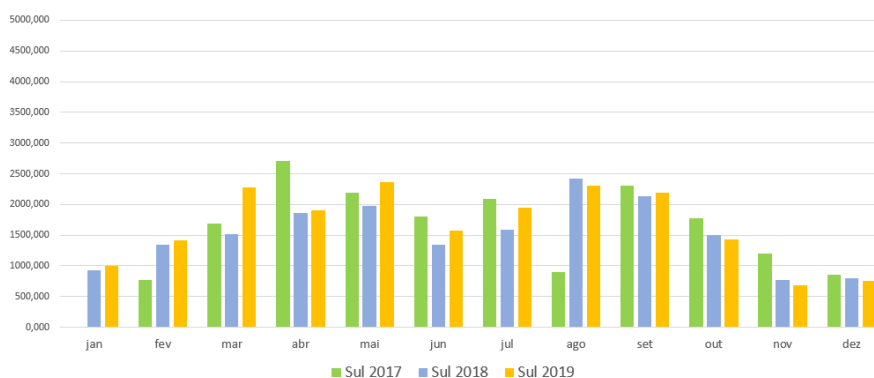


Figura 5.1: Gráfico dos valores de produção mensais do grupo inversor Sul, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)

²Todos os dados mensais e os restantes dados anuais da folha de cálculo “Produção” são apresentados no apêndice D.

Os dados anuais² do grupo inversor Sul, apresentados na Tabela 5.2, mostram que em 2018 houve uma redução de 0,6% e em 2019 verificou-se um aumento de 9,2% na produção de energia elétrica.

Tabela 5.2: Valores de produção anuais de cada grupo inversor e do sistema PV (em kWh)

Data	Sul	Nascente	Poente	Sistema PV
2017	18 291,9	30 933,3	27 428,3	76 653,5
2018	18 179,7	20 667,5	23 820,4	62 667,6
2019	19 858,9	24 034,7	29 858,3	73 751,9
Média	18 776,8	25 211,8	27 035,7	71 024,3

Analisando a informação gráfica do grupo inversor Nascente, ilustrada na Figura 5.2, observou-se que, de maio de 2018 a maio de 2019, o grupo inversor Nascente teve quebras acentuadas nos valores de produção. Tal situação prende-se com o facto de, nesse período de tempo, o grupo inversor Nascente ter tido um problema num dos módulos fotovoltaicos, tendo sido apenas detetado no mês de fevereiro de 2019 e resolvido no mês de maio de 2019, que afetou o funcionamento de um conjunto de módulos fotovoltaicos, originando as tais quebras de produção.

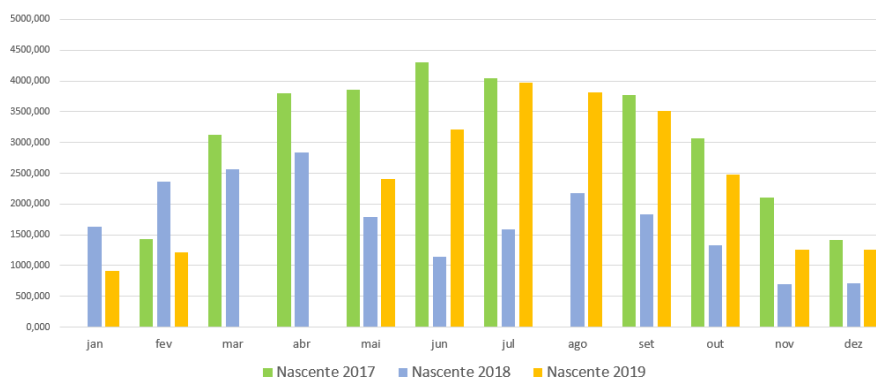


Figura 5.2: Gráfico dos valores de produção mensais do grupo inversor Nascente, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)

Os dados anuais² do grupo inversor Nascente, também eles apresentados na Tabela 5.2, mostram que em 2018 houve uma redução de 33,2% e em 2019 verificou-se um aumento de 16,3% na produção de energia elétrica.

Analisando agora a informação gráfica do grupo inversor Poente, apresentada na Figura 5.3, a baixa produção registada no mês de agosto de 2017 é justificada pelo facto do funcionamento do grupo inversor Poente ter sido premeditadamente desligado durante grande parte do mês devido aos baixos consumos que se registavam no DEEC, tal como o grupo inversor Sul, evitando assim a injeção de energia eléctrica excedente na RESP.

Observou-se também que, de julho a agosto de 2018, o grupo inversor Poente registou baixos valores de produção. Esta situação deveu-se ao facto de ter sido removido um fusível deste grupo inversor para ceder ao grupo inversor Nascente, com o propósito de substituir um fusível queimado. O grupo inversor Poente ficou desligado enquanto se aguardava a reposição do fusível.

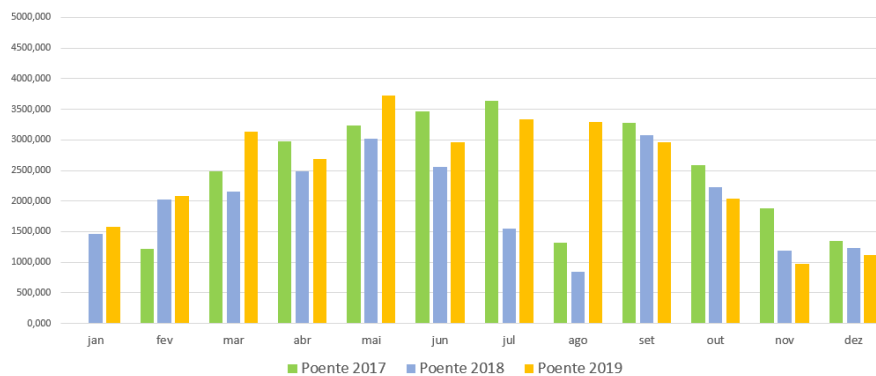


Figura 5.3: Gráfico dos valores de produção mensais do grupo inversor Poente, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)

Os dados anuais² do grupo inversor Poente, apresentados na Tabela 5.2, mostram que em 2018 houve uma redução de 13,1% e em 2019 verificou-se um aumento de 25,3% na produção de energia eléctrica.

Por fim, analisando agora os dados anuais² do sistema PV, também eles apresentados na Tabela 5.2, estes comprovam que em 2018 houve uma redução de 18,2% e em 2019 verificou-se um aumento de 17,7% na produção de energia eléctrica.

5.1.3 Autoconsumo e Injeção

Analisando os dados de autoconsumo e injeção mensais³, referentes aos anos de 2017 a 2019, constatou-se que, de um modo geral, os maiores valores de autoconsumo verificados foram nos meses compreendidos entre abril e setembro, enquanto que os de menor valor foram nos meses compreendidos entre outubro e março.

Em relação aos valores de injeção, estes foram nulos nos meses compreendidos entre novembro e março, enquanto que nos meses compreendidos entre abril e outubro os valores apresentados eram muito baixos ou, até mesmo em alguns casos, nulos, comparativamente com os valores de autoconsumo.

Os dados anuais³ são apresentados na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Valores de autoconsumo e injeção anuais (em kWh)

Data	Autoconsumo	Injeção
2017	75 318,2	1 335,3
2018	62 465,7	202,0
2019	73 088,6	663,3
Média	70 290,8	733,5

5.1.4 Consumo

Por fim, analisando os dados de consumo mensais⁴, referentes aos anos de 2017 a 2019, constatou-se que, na sua maioria, os maiores valores de consumo verificados foram nos meses compreendidos entre novembro e abril, correspondente ao período de inverno, enquanto que os de menor valor foram nos meses compreendidos entre maio e outubro, correspondente ao período de verão.

Os dados anuais⁴, conforme apresentados na Tabela 5.4, mostram que em 2018 houve um aumento de 7,8% e em 2019 verificou-se uma redução de 3,4% no consumo de energia elétrica.

³Todos os dados mensais e os restantes dados anuais da folha de cálculo “Autoconsumo” são apresentados no apêndice E.

⁴Todos os dados mensais e os restantes dados anuais da folha de cálculo “Consumo” são apresentados no apêndice F.

Tabela 5.4: Valores de consumo anuais efetuados pelo DEEC (em MWh)

Data	Consumo
2017	470,5
2018	507,3
2019	490,2
Média	489,3

5.2 Indicadores

Nesta secção far-se-á exclusivamente a análise mensal e anual dos indicadores, fundamentais para as ferramentas de diagnóstico idealizadas no capítulo anterior.

5.2.1 Contribuição

Analisando e comparando os dados mensais⁵ das contribuições relativas de cada grupo inversor no sistema PV, referente aos anos de 2017 a 2019, verificou-se que o grupo inversor Nascente foi o que apresentou maiores taxas de contribuição, enquanto que o grupo inversor Sul, como era expectável, foi o que apresentou menores taxas de contribuição.

Contudo, de maio de 2018 a maio de 2019, observou-se que o grupo inversor Nascente passou a ter menores taxas de contribuição comparativamente aos outros dois grupos inversores do sistema PV. Tal situação está relacionada com o facto de, nesse período de tempo, o grupo inversor Nascente ter apresentado anomalias não imediatamente detetadas que resultaram em menores valores de produção, conforme já observado anteriormente, influenciando também os dados das contribuições relativas dos grupos inversores Sul e Poente.

Os dados anuais⁵, conforme apresentados na Tabela 5.5, comprovam a situação acima descrita.

⁵Todos os dados mensais e os restantes dados anuais do indicador “Contribuição” são apresentados no apêndice G.

Tabela 5.5: Valores anuais das contribuições relativas de cada grupo inversor no sistema PV (em %)

Data	Sul	Nascente	Poente
2017	23,9%	40,4%	35,8%
2018	29,0%	33,0%	38,0%
2019	26,9%	32,6%	40,5%
Média	26,6%	35,3%	38,1%

5.2.2 Relação

Analisando e comparando os dados mensais⁶ das relações de cada grupo inversor com a Produção Sul, referentes aos anos de 2017 a 2019, verificou-se que o grupo inversor Nascente, como era expectável, foi o que apresentou maiores valores nas relações obtidas, seguido pelo grupo inversor Poente.

Contudo, de maio de 2018 a maio de 2019, observou-se que o grupo inversor Nascente passou a ter menores valores de relação, inclusive abaixo dos valores de relação de referência do grupo inversor Sul, devido à situação já exposta.

Os dados anuais⁶, conforme apresentados na Tabela 5.6, comprovam a situação já exposta.

Tabela 5.6: Valores anuais das relações de cada grupo inversor com a Produção Sul

Data	Sul	Nascente	Poente
2017	1,00	1,87	1,54
2018	1,00	1,19	1,41
2019	1,00	1,32	1,50
Média	1,00	1,44	1,48

⁶Todos os dados mensais e os restantes dados anuais do indicador “Relação” são apresentados no apêndice G.

5.2.3 Rendimento

Por fim, analisando e comparando os dados mensais⁷ dos rendimentos específicos de cada grupo inversor, referentes aos anos de 2017 a 2019, verificou-se que o grupo inversor Nascente, em estado normal de funcionamento, foi o que apresentou maiores valores de rendimento, seguido pelo grupo inversor Poente e, por último, pelo grupo inversor Sul.

Verificou-se ainda com os dados mensais que, de agosto de 2019 até ao final desse ano, os valores de rendimento do grupo inversor Sul e do grupo inversor Poente foram semelhantes entre si, situação que indicava que algo podia passar-se com o grupo inversor Poente. Comparando depois os valores de produção na subsecção 5.1.2. “Produção”, em períodos homólogos, constatou-se que essa situação ocorreu devido ao facto de o grupo inversor Poente ter registado valores de produção mais baixos que os correspondentes ao seu estado normal de funcionamento.

Os dados anuais⁷ são apresentados na Tabela 5.7, em valor percentual (%) e em número de horas por ano.

Tabela 5.7: Rendimentos específicos anuais de cada grupo inversor e do sistema PV (em % e em horas)

Data	Sul		Nascente		Poente		Sistema PV	
2017	12,6%	1 014	15,5%	1 206	13,3%	1 070	13,3%	1 106
2018	10,1%	886	8,1%	709	9,4%	817	9,1%	795
2019	11,0%	968	9,4%	824	11,7%	1024	10,7%	935
Média	11,2%	956	11,0%	913	11,4%	970	11,0%	945

É importante referir que os valores do número de horas por ano para 2017 foram retificados, uma vez que o sistema de produção fotovoltaico do DEEC só entrou em funcionamento no dia 14 de fevereiro de 2017.

⁷Todos os dados mensais e os restantes dados anuais do indicador “Rendimento” são apresentados no apêndice G.

5.3 Área de Diagnóstico

Nesta secção far-se-á exclusivamente a análise dos seis diagnósticos criados e desenvolvidos no capítulo anterior, de modo a concretizar os objetivos principais propostos neste trabalho, sendo eles os seguintes:

1. Análise da Compra e da Produção, no Consumo de energia;
2. Relação do Consumo de energia, com a Compra e o Autoconsumo;
3. Relação da Produção de energia com o Autoconsumo;
4. Método para a averiguação de problemas relacionados com os grupos inversores (Sul, Nascente e Poente), com base nos dados de Relação e Contribuição;
5. Método para o cálculo dos valores da Produção expectável e das perdas de Produção, com base nos dados de Relação;
6. Método para o cálculo dos valores de custo evitado com o sistema PV e possíveis perdas económicas.

5.3.1 Primeiro Diagnóstico

Inicialmente, analisando os dados mensais⁸ do primeiro diagnóstico, referentes aos anos de 2017 a 2019, onde foi feita uma comparação dos valores de compra de energia efetuada pelo DEEC, com a finalidade de observar a redução na compra com a produção fotovoltaica proveniente do sistema PV instalado, constatou-se que, de um modo geral, as maiores reduções de compra foram nos meses compreendidos entre abril e setembro, devido a uma maior produção de energia elétrica por parte do sistema PV, enquanto que os de menor valor foram nos meses compreendidos entre outubro e março, justificados pela diminuição da produção do sistema PV.

Os dados anuais⁸, conforme apresentados na Tabela 5.8, mostram que em 2018 o valor de compra aumentou devido à diminuição da produção e ao aumento do consumo, enquanto que em 2019, verificou-se uma redução no valor de compra devido ao aumento da produção e à diminuição do consumo.

⁸Todos os dados mensais e os restantes dados anuais do primeiro diagnóstico são apresentados no apêndice H.

Tabela 5.8: Valores anuais de compra, produção e consumo (em MWh)

Data	Compra	Produção	Consumo
2017	395,1	76,7	470,5
2018	444,8	62,7	507,3
2019	417,1	73,8	490,2
Média	419,0	71,0	489,3

Além disso, sendo o objetivo essencial deste diagnóstico observar-se graficamente quando é que houve injeção de energia elétrica na RESP, ao serem analisados os gráficos diários, referentes aos anos de 2017 a 2019, verificou-se que nos dias em que ocorreu essa situação, esta deu-se principalmente aos fins de semana, justificada pelo facto do consumo no edifício do DEEC ser menor, conforme se pode observar na Figura 5.4.

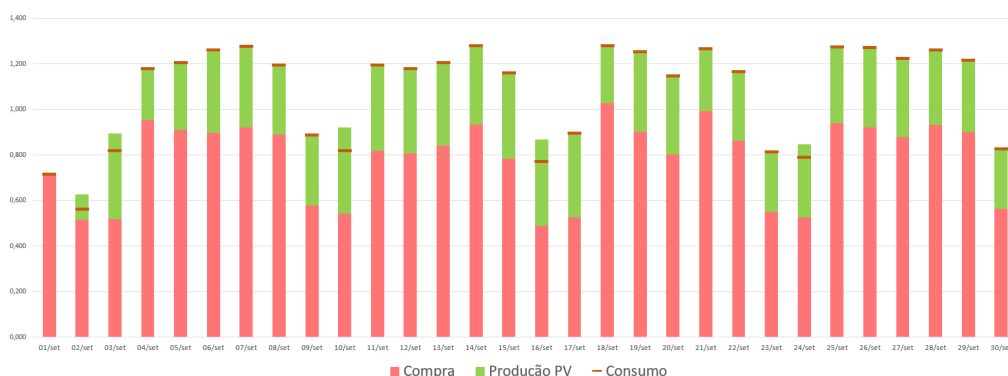


Figura 5.4: Gráfico mensal com representação diária de energia para o mês de setembro de 2017 (em MWh)

5.3.2 Segundo Diagnóstico

Analisando os dados mensais⁹ do segundo diagnóstico, referente aos anos de 2017 a 2019, onde foi feita a relação dos valores de compra de energia à RESP e dos valores de autoconsumo com os valores de consumo de energia, constatou-se que, nesta última relação, de um modo geral, os maiores valores dos níveis de autossuficiência foram nos meses compreendidos entre maio e setembro, enquanto que os de menor

⁹Todos os dados mensais e os restantes dados anuais do segundo diagnóstico são apresentados no apêndice H.

valor foram, como expectável, nos meses compreendidos entre outubro e abril.

Porém, os dados anuais⁹ desta última relação, conforme apresentados na Tabela 5.9, mostram que a percentagem da energia total consumida que provém do sistema PV em 2017 foi de 16,0%, em 2018 foi de 12,3% e, por último, em 2019, foi de 14,9%, comprovando que os valores obtidos estão distantes do valor médio anual projetado inicialmente, correspondente a 21% [34].

Tabela 5.9: Relação dos valores de compra e autoconsumo com os valores de consumo (em %)

Data	Relação Compra	Relação Autoconsumo
2017	84,0%	16,0%
2018	87,7%	12,3%
2019	85,1%	14,9%
Média	85,6%	14,4%

5.3.3 Terceiro Diagnóstico

Analisando os dados mensais¹⁰ do terceiro diagnóstico, referentes aos anos de 2017 a 2019, onde foi feita a relação dos valores de autoconsumo com os valores de produção de energia fotovoltaica, verificou-se que, num modo geral, as quotas de autoconsumo sobre a produção fotovoltaica, isto é, as percentagens da energia proveniente do sistema PV que é, de facto, consumida, são muito próximas de 100%. Isto significa que quase toda a energia elétrica que é produzida pelo sistema PV instalado no DEEC é utilizada para autoconsumo, o que faz com que os valores da energia elétrica que é injetada na RESP sejam praticamente nulos, cenário que pode ser confirmado e observado na subsecção 5.1.3. “Autoconsumo”.

Os dados anuais¹⁰ desta relação, conforme apresentados na Tabela 5.10, confirmam a situação acima descrita.

¹⁰Todos os dados mensais do terceiro diagnóstico são apresentados no apêndice H.

Tabela 5.10: Relação dos valores de autoconsumo com os de produção (em %)

Data	Relação Autoconsumo
2017	98,3%
2018	99,7%
2019	99,1%
Média	99,0%

5.3.4 Quarto Diagnóstico

Analisando as mensagens de estado diárias¹¹ de cada grupo inversor, referentes aos anos de 2017 a 2019, foi possível averiguar que, de facto, existiram problemas de produção fotovoltaica no sistema PV instalado no DEEC, tendo sido registados, com exatidão, os dias em que ocorreram anomalias na produção fotovoltaica do sistema PV.

Deste modo, foi então possível confirmar que o grupo inversor Sul apresentou menor ocorrência de problemas de produção, durante o período de funcionamento, comparativamente aos outros dois grupos inversores do sistema PV, como foi referido na subsecção 4.3.2. “Relação”.

Contudo, não se pode dizer o mesmo em relação ao grupo inversor Nascente, visto que este apresentou maior ocorrência de problemas de produção, em comparação com os outros dois grupos inversores do sistema PV. Tal como já foi mencionado anteriormente, em particular na subsecção 5.1.2. “Produção”, o grupo inversor Nascente teve quebras acentuadas nos valores de produção elétrica devido a um problema que foi tardiamente detetado no mês de fevereiro de 2019 e resolvido no mês de maio desse mesmo ano. Até ao final do ano de 2019, não se registou mais nenhum problema significativo neste grupo inversor.

Através deste diagnóstico, foi possível identificar, com rigor, o dia em que o problema ocorreu no grupo inversor Nascente, sendo esse dia 28 de abril de 2018. Com a existência de um diagnóstico deste tipo, em funcionamento contínuo, teria

¹¹Todas as mensagens de estado diárias obtidas com o quarto diagnóstico são apresentadas no apêndice H.

sido possível detetar este problema mais cedo e, assim, evitar as perdas de produção elétrica que se registaram.

Relativamente ao grupo inversor Poente, para além de terem sido confirmadas todas as incidências mencionadas na subsecção 5.1.2. “Produção”, com este diagnóstico, registou-se, entre 22 de novembro de 2019 até ao final desse mesmo ano, algumas mensagens de estado com problemas associados, acontecimentos esses que foram inesperados.

5.3.5 Quinto Diagnóstico

Analisando os dados mensais¹² do quinto diagnóstico, referentes aos anos de 2017 a 2019, onde foram obtidos os valores expectáveis estimados de produção fotovoltaica e as consequentes perdas de produção, considerando que não teria havido qualquer tipo de problema associado à produção fotovoltaica nos três grupos inversores do sistema PV, constatou-se que, de um modo geral, houve realmente perdas significativas de produção, principalmente devido à interrupção premeditada dos três grupos inversores em agosto de 2017, circunstância devidamente explicada na subsecção 5.1.2. “Produção”, e à situação que ocorreu com o grupo inversor Nascente entre maio de 2018 a maio de 2019, também ela explicada na subsecção 5.1.2. “Produção”.

Os dados anuais¹², conforme apresentados na Tabela 5.11, mostram que em 2017 registou-se uma perda de produção de 14,1%, em 2018 houve uma perda de 16,9% e, por último, em 2019, verificou-se uma perda de 12,6%.

Tabela 5.11: Valores anuais de produção real, expectável e perdas de produção (em kWh)

Data	Produção Real	Produção Expectável	Perdas de Produção
2017	76 653,5	89 257,9	12 604,4
2018	62 667,6	75 403,9	12 736,3
2019	73 751,9	84 391,7	10 639,8
Média	71 024,3	83 017,9	11 993,5

¹²Todos os dados mensais e os restantes dados anuais do quinto diagnóstico são apresentados no apêndice H.

5.3.6 Sexto Diagnóstico

Analisando, por fim, os dados anuais¹³ do sexto e último diagnóstico, referentes ao período de funcionamento, onde foi feito o cálculo dos valores de custo evitado com a instalação do sistema de produção fotovoltaica e ainda das perdas económicas associadas aos problemas tidos com o sistema PV, registaram-se em 2017, 2018 e 2019 poupanças obtidas no valor de 11 242,27 €, 9 281,32 € e 10 793,16 €, respetivamente (todos os valores c/IVA).

Em termos percentuais, relativamente à poupança real, verificou-se uma descida de 17,4% em 2018 e em 2019 verificou-se um aumento de 16,3% no valor da poupança obtida com a instalação do sistema de produção fotovoltaica.

Consultando agora os valores de poupança expectáveis apresentados na Tabela 5.12, e comparando-os com os valores de poupança reais, estimou-se que em 2017 houve uma perda económica no valor de 2 077,81 € (c/ IVA), cerca de 15,6% do valor de custo evitado expectável calculado. Já em 2018, houve uma diminuição no valor da perda económica estimada para 1 939,84 € (c/ IVA), cerca de 17,3% do valor de custo evitado expectável. Finalmente, em 2019, a perda económica estimada foi no valor de 1 702,97 € (c/ IVA), cerca de 13,6% do valor de custo evitado expectável.

Tabela 5.12: Valores anuais de custos evitados real, estimado e perdas económicas (em €, c/ IVA)

Data	Poupança Real	Poupança Expectável	Perdas Económicas
2017	11 242,27	13 320,08	2 077,81
2018	9 281,32	11 221,17	1 939,84
2019	10 793,16	12 496,13	1 702,97
Média	10 037,23	12 345,79	1 906,87

¹³Os restantes dados anuais do sexto diagnóstico são apresentados no apêndice H.

6 Conclusões e Trabalho Futuro

Neste último capítulo, são apresentadas uma apreciação global, as conclusões resultantes do trabalho de pesquisa desenvolvido, ao longo destes meses, e uma análise aos objetivos pretendidos. São apresentadas ainda algumas sugestões de trabalho a implementar num futuro próximo.

6.1 Concretização dos Objetivos

No início desta dissertação, foi definido como objetivo principal a criação e desenvolvimento de ferramentas de diagnóstico que pudessem ser usadas para identificar possíveis problemas que ocorressem na instalação fotovoltaica, através da análise de dados de produção recolhidos e de indicadores definidos e calculados. Foi ainda definido como objetivos secundários, usando essas mesmas ferramentas, estimar quais os valores expectáveis das perdas de produção fotovoltaica, considerando que não houvesse qualquer tipo de problema associado à instalação fotovoltaica, e também calcular os prejuízos económicos, associados às perdas de produção prolongadas detetadas na instalação fotovoltaica.

Nesse sentido, foi desenvolvido, com a aplicação informática *Microsoft Excel*, um modelo intuitivo que incorporasse essas ferramentas de diagnóstico criadas e desenvolvidas, tendo sido a instalação fotovoltaica do DEEC da FCTUC, objeto de estudo deste trabalho. A análise efetuada abrangeu um período de tempo desde o dia em que o sistema de produção fotovoltaica entrou em funcionamento, a saber dia 14 de fevereiro de 2017, até ao final do ano de 2019.

Verificou-se que o modelo desenvolvido, com as ferramentas de diagnóstico incorporadas, identificou alguns problemas existentes nos três grupos inversores do sistema de produção fotovoltaica, durante o período de funcionamento. Assim, foi possível descobrir, com rigor, o dia exato em que o problema descrito na subsecção 5.1.2. “Produção” ocorreu no grupo inversor Nascente, sendo esse dia 28 de abril de 2018. Como este problema foi tardiamente detetado, em fevereiro de 2019, e só foi resolvido três meses depois, originou grandes perdas de produção de energia elétrica. Se este

modelo já estivesse em funcionamento, teria sido detetado o problema muito próximo da sua ocorrência e, conseqüentemente, ter-se-ia evitado as perdas de produção de energia registadas.

Mais ainda, foi possível registar, entre 22 de novembro de 2019 até ao final desse mesmo ano, algumas ocorrências inesperadas, associadas ao grupo inversor Poente. Estas foram prontamente comunicadas à empresa *Ecowatt*, que desenvolveu uma recolha de informações mais pormenorizada, para identificar a origem das anomalias assinaladas pelo modelo. Descobriu-se então que, numa das fileiras dos módulos fotovoltaicos ligados ao grupo inversor Poente, havia um módulo fotovoltaico com o vidro partido, permitindo assim a entrada de humidade e originando, por consequência, perdas de produção de energia eléctrica existentes neste grupo inversor.

Com este modelo, foi ainda possível estimar os valores expectáveis das perdas de produção fotovoltaica, considerando que não teria havido qualquer tipo de problema associado aos três grupos inversores do sistema PV, e também os prejuízos económicos obtidos, associados às perdas de produção prolongadas existentes no sistema PV no período de tempo analisado. Assim:

- para a produção expectável fotovoltaica, estimou-se uma produção aproximada de 249,1 MWh, muito diferente do valor que foi obtido para a produção real fotovoltaica, que foi cerca de 213,1 MWh;
- para as perdas de produção, ao subtrair o valor da produção expectável com o valor real de produção de energia eléctrica, obtiveram-se perdas estimadas no valor de 36,0 MWh, correspondendo a perdas de 14,5%;
- para o custo expectável evitado, estimou-se um custo evitado aproximado de 37 037 €, valor diferente daquele que foi obtido para o custo real evitado, que foi cerca de 31 317 €;
- por fim, para os prejuízos económicos, ao subtrair o valor do custo expectável evitado com o valor real de custo evitado, obtiveram-se prejuízos calculados no valor de 5 720 €, correspondendo a perdas de 15,4%.

Conclui-se então, de um modo geral, que o modelo desenvolvido concretiza os objetivos definidos para este trabalho.

6.2 Propostas para Trabalho Futuro

Relativamente a um possível trabalho a desenvolver no futuro, uma das propostas a considerar passaria pela implementação do modelo apresentado nesta dissertação. Este seria desenvolvido numa plataforma *web* criada para o efeito, incorporando um sistema de monitorização e controlo contínuo e automatizado, com base nos indicadores e diagnósticos apresentados no modelo desenvolvido, de forma a identificar problemas que possam existir na instalação fotovoltaica, emitindo mensagens de alerta automáticas para o gestor do sistema.

Sugere-se ainda que esta plataforma *web* seja adotada e alargada a todo o campus universitário, centralizando a recolha dos dados de produção dos sistemas de produção fotovoltaica instalados nos diversos edifícios do Pólo II. Deste modo, seria possível efetuar uma análise comparativa entre os seis sistemas fotovoltaicos instalados, de forma a estabelecer as relações de produção de energia elétrica existentes entre eles.

Por último, sugere-se igualmente que a plataforma *web* acima referenciada apresente uma *dashboard*, isto é, um painel visual que indique um conjunto de informações, de forma clara e objetiva, facilitando a leitura dos dados ao seu utilizador. Esta plataforma *web*, além de apresentar mensagens de alerta, poderia produzir relatórios periódicos com informações sobre os dados de produção e indicadores que fossem pertinentes para uma rápida análise do desempenho geral do sistema de produção fotovoltaica. Esta funcionalidade permitiria produzir quer informação agregada sobre o funcionamento dos vários sistemas fotovoltaicos para a gestão central da Unidade Orgânica quer informação específica de cada um dos sistemas para os respetivos Departamentos do campus universitário.

Referências Bibliográficas

- [1] **APA**, “*Energia e Clima: Energia Renováveis*”, 2019.
<https://rea.apambiente.pt/content/energias-renov%C3%A1veis/>
Acedido em 23/10/2019.
- [2] **APA**, “*Energia e Clima: Produção e Consumo de Energia*”, 2019.
<https://rea.apambiente.pt/content/produ%C3%A7%C3%A3o-e-consumo-de-energia>
Acedido em 30/10/2019.
- [3] **Portal Energia**, “*Fontes de energia – Tudo sobre energias renováveis*”, 2019.
<https://www.portal-energia.com/fontes-de-energia/>
Acedido em 23/10/2019.
- [4] **APREN**, “*Energias Renováveis: o que são?*”, 2019.
<https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/o-que-sao/>
Acedido em 23/10/2019.
- [5] **APREN**, “*Boletim Eletricidade Renovável – dezembro*”, 2020, pp. 1-3.
<https://www.apren.pt/contents/publicationsreportcarditems/boletim-energias-renovaveis-dezembro-2019-vf.pdf>
Acedido em 10/01/2020.
- [6] **APREN**, “*Energias Renováveis: produção*”, 2020.
<https://www.apren.pt/pt/energias-renovaveis/producao/>
Acedido em 10/01/2020.

- [7] **Observatório da Energia**, “*Energia em Números – Edição 2019*”, 2019, p.52.
https://www.observatoriodaenergia.pt/wp-content/uploads/2019/08/Energia_em_Numeros_edicao_2019_atualizado.pdf
Acedido em 30/10/2019.
- [8] **Deloitte**, “*Impacto da Energia Renovável*”, 2019.
<https://www.apren.pt/contents/documents/brochura-digital-apren.pdf>
Acedido em 30/10/2019.
- [9] **IRENA**, “*Solar Energy*”, 2018.
<https://www.irena.org/solar/>
Acedido em 15/11/2019.
- [10] **APREN**, “*Eletricidade Renovável em Portugal – Uma mão cheia de factos*”, 2019.
<https://www.apren.pt/contents/files/a-card-apren-2019-versao-web.pdf>
Acedido em 30/10/2019.
- [11] **F. Husain, A. A., W. Hasan, W. Z., Shafie, S., Hamidon, M. N. & Pandey, S. S.** – *A review of transparent solar photovoltaic technologies*. Renewable and Sustainable Energy Reviews: Volume 94, p. 779-791, 2018.
DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.031>
- [12] **Energysage**, “*Renewable energy explained: overview and types*”, 2019.
<https://www.energysage.com/about-clean-energy/>
Acedido em 15/11/2019.
- [13] **IRENA**, “*Statistics Time Series*”, 2020.
<https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series/>
Acedido em 30/04/2020.

- [14] **Jäger, K., Isabella, O., Smets, A., van Swaaij, R. & Zeman, M.** – *Solar Energy: Fundamentals, Technology and Systems*. Cambridge: UIT Cambridge LTD, pp. 219-224, 2016. ISBN 9781906860738
- [15] **HG Ingeniería y Construciones**, “*Sabías Que Existen Varios Tipos De Instalación De Energía Solar Fotovoltaica?*”, 2018.
<https://www.hgingeneria.com.co/tipos-de-instalacion-de-energia-solar-fotovoltaica/>
Acedido em 28/11/2019.
- [16] **ERSE**, “*Glossário – Rede Elétrica de Serviço Público*”, 2017.
<http://www.erse.pt/pt/glossario/Paginas/glossario.aspx?folder=b51060cf-c9fe-42b2-8272-5ad8e7fe08d9/>
Acedido em 28/11/2019.
- [17] **Gomes, C. A., Franco, R. & Calado, D.** – *Energias Renováveis em Portugal: Evolução e perspectivas*. e-Pública: Revista Eletrónica de Direito Público, pp. 365-398, 2014. ISSN 2183-184X
- [18] **Diário da República n.º 121/2007** – *Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de novembro*. Ministério da Economia e Inovação, pp. 7978-7984.
- [19] **Diário da República n.º 47/2011** – *Decreto-Lei n.º 34/2011, de 8 de março*. Ministério da Economia, da Inovação e do Desenvolvimento, pp. 1316-1325.
- [20] **Diário da República n.º 35/2013** – *Decreto-Lei n.º 25/2013, de 19 de fevereiro*. Ministério da Economia e do Emprego, pp. 1037-1058.
- [21] **Ponce de Leão, T.** – “*Atividade de produção descentralizada de energia elétrica – que futuro?*”. Revista Renováveis Magazine n.º 19, p. 38, 2014. ISSN 1647-6255
- [22] **Diário da República n.º 202/2014** – *Decreto-Lei n.º 153/2014, de 20 de outubro*. Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia, pp. 5298-5311.

- [23] **FF Solar**, “*Autoconsumo vs. Pequena Produção*”, 2017.
https://www.ffiolar.com/pdf/UPAC_vs_UPP20170622_pt.pdf
Acedido em 11/12/2019.
- [24] **EDP Distribuição** – *Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público*, pp. 11-15, 2018.
- [25] **Noctula**, “*Governo aprova decreto-lei que promove o Autoconsumo de Energia Renovável*”, 2019.
<https://noctula.pt/governo-aprova-decreto-lei-que-promove-o-autoconsumo-de-energia-renovavel/>
Acedido em 16/12/2019.
- [26] **Diário da República n.º 206/2019** – *Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro*. Presidência do Conselho de Ministros, pp. 45-62.
- [27] **APESF** – “*Evolução da legislação do solar fotovoltaico em Portugal (2007-2019)*”. Revista Renováveis Magazine n.º 39, p. 23, 2019. ISSN 1647-6255
- [28] **UC**, “*História da Universidade*”, 2018.
<https://www.uc.pt/sobrenos/historia/>
Acedido em 23/12/2019.
- [29] **Center of Portugal**, “*Universidade de Coimbra: Pólo II*”, 2019.
<https://www.centerofportugal.com/pt/poi/universidade-de-coimbra-polo-ii/>
Acedido em 23/12/2019.
- [30] **Notícias UC**, “*FCTUC conclui instalação de sistemas de sistemas de energia solar fotovoltaica em todos os edifícios do Pólo II*”, 2019.
<http://noticias.uc.pt/universo-uc/fctuc-conclui-instalacao-de-sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-em-todos-os-edificios-do-polo-ii/>
Acedido em 23/12/2019.

- [31] **UC**, “*Conferência – Um percurso para a sustentabilidade*”, Departamento de Engenharia Civil, Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade de Coimbra, 22 de outubro de 2019.
- [32] **Fonseca, P., Moura, P., Jorge, H. & de Almeida, A.** – “*Sustainability in university campus: options for achieving nearly zero energy goals*”, International Journal of Sustainability in Higher Education, Volume 19, Number 4, pp. 790-816, 2018.
- DOI: <https://doi.org/10.1108/IJSHE-09-2017-0145>
- [33] **Ecowatt**, “*Sistema PV de auto-consumo – Proposta de solução global*”, Relatório técnico, 2016.
- [34] **ISR**, “*Relatório auto-consumo do DEEC*”, Relatório técnico, 2016.
- [35] **SMA Solar Technology**, “*Manual de utilização – Sistemas Webconnect no Sunny Portal*”, Manual técnico, Versão 1.3, 2014.
- <https://files.sma.de/downloads/SPortalWebcon-BA-pt-13.pdf>
- [36] **AXITEC**, “*Technical characteristics – AC-270P*”, Manual técnico, 2016.
- https://www.axitecsolar.com/data/solarpanels_documents/DB_60zlg_poly_power_MiA_EN.pdf
- [37] **SMA Solar Technology**, “*Technical characteristics – Sunny Tripower 15000TL, 20000TL, 25000TL*”, Manual técnico, 2016.
- <https://files.sma.de/downloads/STP15-25TL-30-DS-en-40.pdf>

Apêndice A Características técnicas dos Módulos Fotovoltaicos

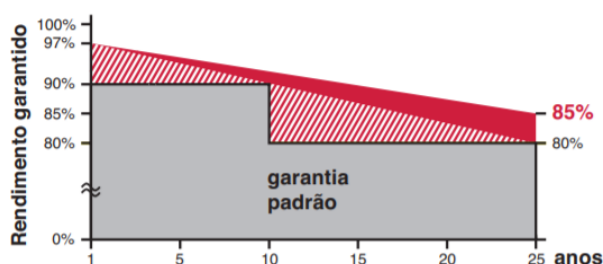


Figura A.1: Curva característica do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]

Dados elétricos (em condições de teste padrão (STC) irradiância 1.000 W/m² com espectro AM 1,5 e temperatura da célula de 25°C)

Tipo	Potência nominal P _{mp}	Tensão nominal U _{mp}	Corrente nominal I _{mp}	Corrente de curto-circuito I _{sc}	Tensão de circuito aberto U _{oc}	Eficiência de módulo
AC-260P/156-60S	260 Wp	30,92 V	8,43 A	9,01 A	38,00 V	16,0 %
AC-265P/156-60S	265 Wp	30,98 V	8,60 A	9,20 A	38,16 V	16,2 %
AC-270P/156-60S	270 Wp	31,12 V	8,71 A	9,25 A	38,21 V	16,6 %
AC-275P/156-60S	275 Wp	31,25 V	8,83 A	9,32 A	38,29 V	16,9 %
AC-280P/156-60S	280 Wp	31,48 V	8,90 A	9,37 A	38,61 V	17,2 %

Figura A.2: Dados técnicos do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]

Valor limite

Tensão do sistema	1000 VDC
NOCT (nominal operating cell temperature)*	45°C +/-2K
Máxima de carga	5400 N/m ²
Corrente reversa	16,0 A
Temperatura de operação permitida	-40°C até +85°C

(Não podem ser aplicadas ao módulo tensões externas maiores que U_{oc})

*NOCT, irradiância 800 W/m²; AM 1.5; velocidade de vento 1 m/s

Figura A.3: Valores limite do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]

Coefficiente de temperatura		
Tensão Uoc		-0,30 %/K
Corrente Isc		0,04 %/K
Potência Pmpp		-0,42 %/K

Comportamento com luz fraca (Exemplo AC-260P/156-60S)		
I-U Característica	Corrente	Tensão
200 W/m ²	1,70 A	30,10 V
400 W/m ²	3,42 A	30,15 V
600 W/m ²	5,41 A	30,52 V
800 W/m ²	6,82 A	30,86 V
1000 W/m ²	8,43 A	30,92 V

Embalagem	
Módulos Solares por pallet	30x unidades
Módulos Solares por Container (40'HC)	840x unidades

Figura A.4: Coeficientes de temperatura do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]

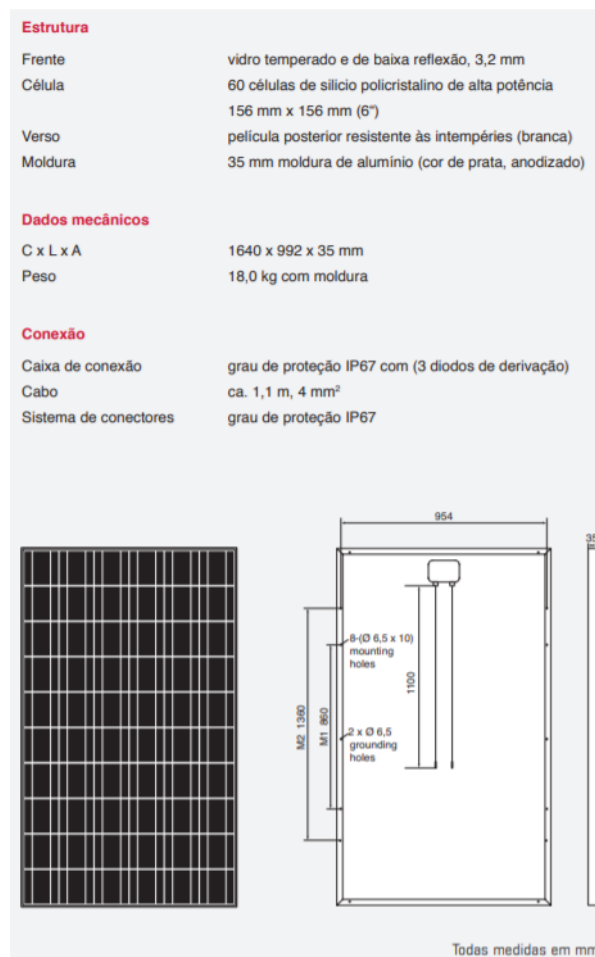


Figura A.5: Estrutura do módulo fotovoltaico AXITEC AC-270P [36]

Apêndice B Características técnicas dos Inversores

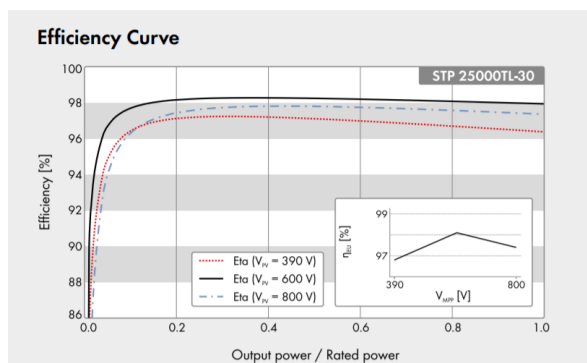


Figura B.1: Curva característica do inversor 25000TL [37]

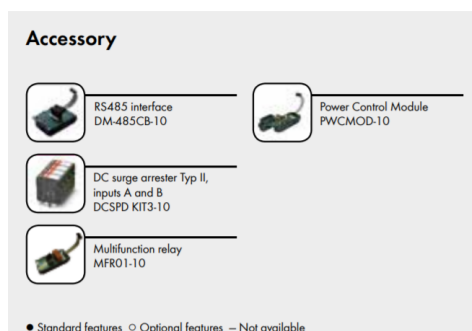


Figura B.2: Acessórios utilizados nos inversores 20000TL e 25000TL [37]

Technical Data	Sunny Tripower 20000TL	Sunny Tripower 25000TL
Input (DC)		
Max. generator power	36000 Wp	45000 Wp
DC rated power	20440 W	25550 W
Max. input voltage	1000 V	1000 V
MPP voltage range / rated input voltage	320 V to 800 V / 600 V	390 V to 800 V / 600 V
Min. input voltage / start input voltage	150 V / 188 V	150 V / 188 V
Max. input current input A / input B	33 A / 33 A	33 A / 33 A
Number of independent MPP inputs / strings per MPP input	2 / A:3; B:3	2 / A:3; B:3
Output (AC)		
Rated power (at 230 V, 50 Hz)	20000 W	25000 W
Max. AC apparent power	20000 VA	25000 VA
AC nominal voltage	3 / N / PE; 220 V / 380 V 3 / N / PE; 230 V / 400 V 3 / N / PE; 240 V / 415 V	
AC voltage range	180 V to 280 V	
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 65 Hz	
Rated power frequency / rated grid voltage	50 Hz / 230 V	
Max. output current / Rated output current	29 A / 29 A	36.2 A / 36.2 A
Power factor at rated power / Adjustable displacement power factor	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
THD	≤ 3%	
Feed-in phases / connection phases	3 / 3	

Figura B.3: Dados técnicos de entrada (DC) e de saída (AC) dos inversores 20000TL e 25000TL [37]

Efficiency		
Max. efficiency / European Efficiency	98.4% / 98.0%	98.3% / 98.1%
Protective devices		
DC-side disconnection device	●	
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	
DC surge arrester (Type II) can be integrated	○	
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / -	
All-pole sensitive residual-current monitoring unit	●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (according to IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	

Figura B.4: Eficiência e configuração dos dispositivos de proteção dos inversores 20000TL e 25000TL [37]

General data	
Dimensions (W / H / D)	661 / 682 / 264 mm (26.0 / 26.9 / 10.4 inch)
Weight	61 kg (134.48 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Noise emission (typical)	51 dB(A)
Self-consumption (at night)	1 W
Topology / cooling concept	Transformerless / Opticool
Degree of protection (as per IEC 60529)	IP65
Climatic category (according to IEC 60721-3-4)	4K4H
Maximum permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%

Figura B.5: Dados gerais dos inversores 20000TL e 25000TL [37]

Features / function / Accessories	
DC connection / AC connection	SUNCLIX / spring-cage terminal
Display	○
Interface: RS485, Speedwire/Webconnect	○ / ●
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus	● / ●
Multifunction relay / Power Control Module	○ / ○
OptiTrac Global Peak / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●
Off-Grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●
Guarantee: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○
Certificates and permits (more available on request)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012, CE, CEI 0-16, CEI 0-21, DEWA 2.0, EN 50438:2013*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, MEA 2013, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2013, PPC, RD 1699/413, RD 661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TOR D4, TR 3.2.2, UTE C15-712-1, VDE 0126-1-1, VDE-AR-N 4105, VFR 2014
* Does not apply to all national appendices of EN 50438	

Figura B.6: Outras características, funções e acessórios dos inversores 20000TL e 25000TL [37]

Apêndice C Dados mensais e anuais de Compra

Tabela C.1: Valores de compra mensais em 2017 (em kWh)

Data	Compra
jan	57 913
fev	44 488
mar	39 263
abr	24 192
mai	25 926
jun	26 702
jul	25 552
ago	20 135
set	23 422
out	27 229
nov	34 801
dez	45 402
Total	395 024

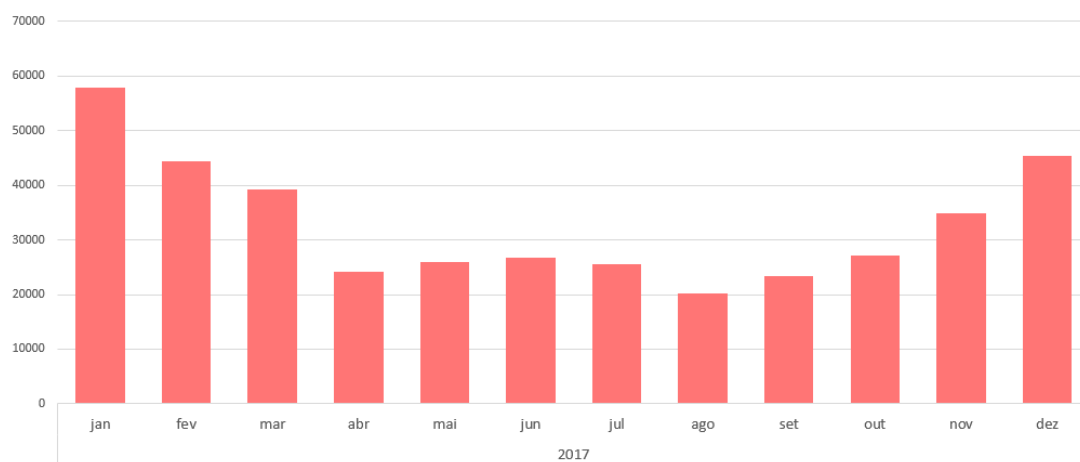


Figura C.1: Gráfico dos valores de compra mensais em 2017 (em kWh)

Tabela C.2: Valores de compra mensais em 2018 (em kWh)

Data	Compra
jan	53 680
fev	48 641
mar	48 892
abr	37 163
mai	28 611
jun	28 315
jul	28 291
ago	25 200
set	26 729
out	30 676
nov	43 422
dez	45 207
Total	444 825

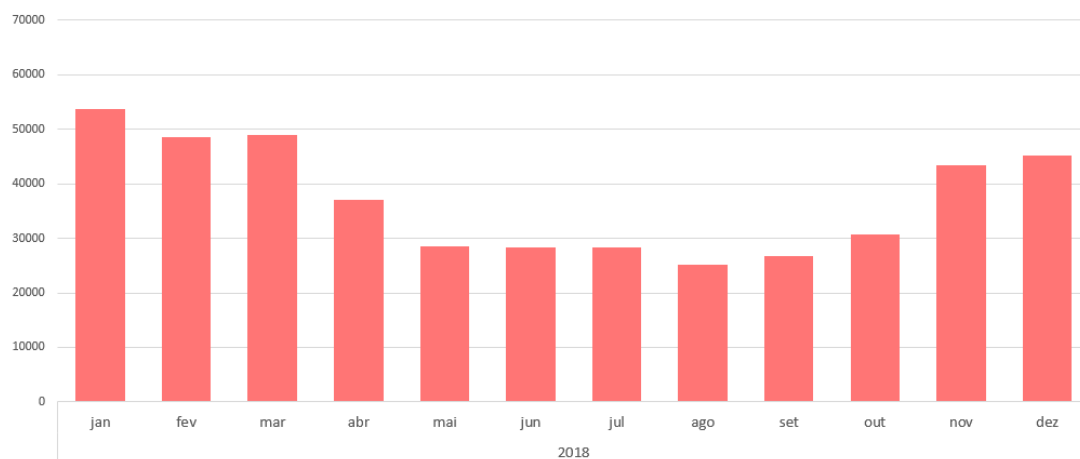


Figura C.2: Gráfico dos valores de compra mensais em 2018 (em kWh)

Tabela C.3: Valores de compra mensais em 2019 (em kWh)

Data	Compra
jan	55 864
fev	44 086
mar	37 137
abr	34 874
mai	27 832
jun	24 435
jul	24 956
ago	21 105
set	25 313
out	31 128
nov	44 730
dez	45 596
Total	417 054

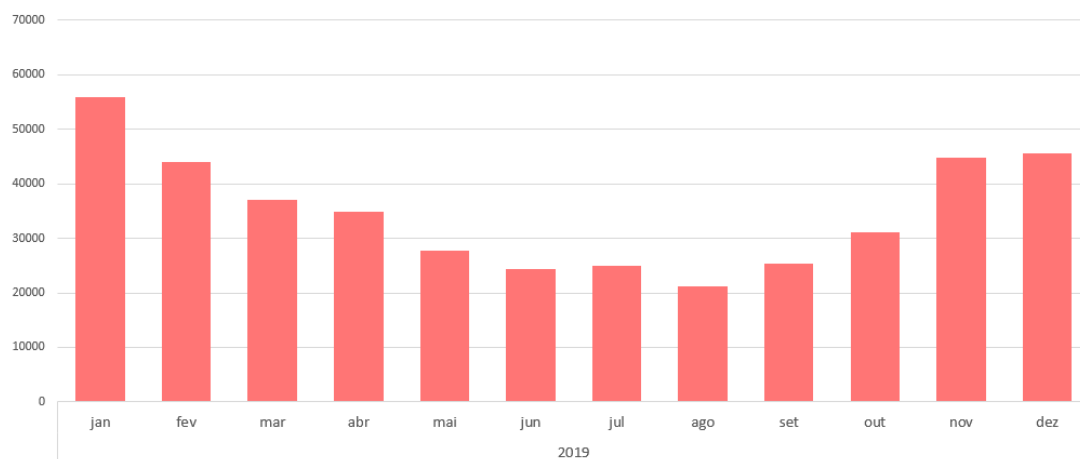


Figura C.3: Gráfico dos valores de compra mensais em 2019 (em kWh)

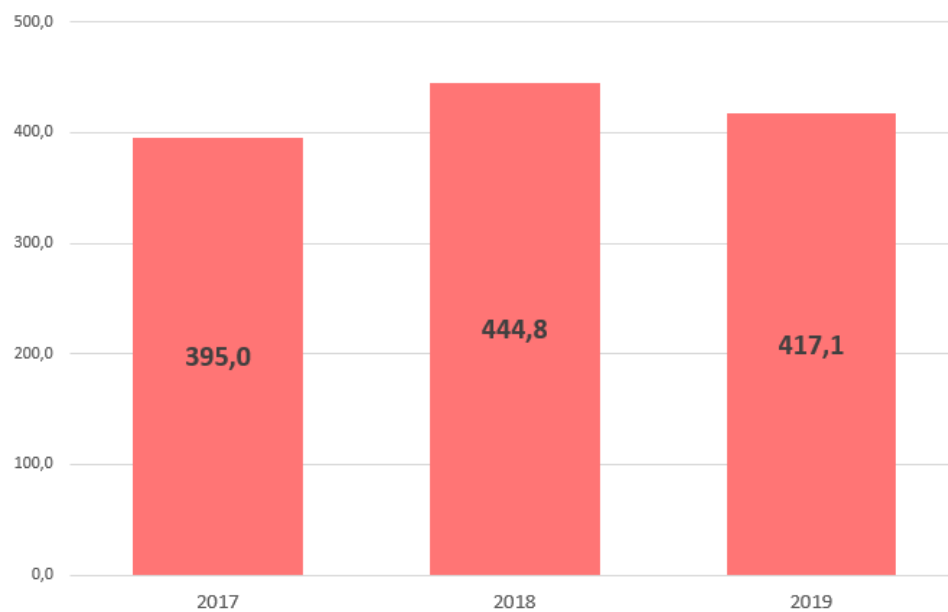


Figura C.4: Gráfico dos valores de compra anuais, referente aos anos de 2017 a 2019 (em MWh)

Apêndice D Dados mensais e anuais de Produção

Tabela D.1: Valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2017 (em kWh)

Data	Sul	Nascente	Poente	Sistema PV
jan	-	-	-	-
fev	773,4	1 436,9	1 213,7	3 424,1
mar	1 688,2	3 118,3	2 480,7	7 287,2
abr	2 703,2	3 805,7	2 981,3	9 490,3
mai	2 187,6	3 862,4	3 235,3	9 285,3
jun	1 806,0	4 304,5	3 466,7	9 577,3
jul	2 095,4	4 049,0	3 641,7	9 786,1
ago	894,0	-	1 312,7	2 206,7
set	2 310,5	3 771,8	3 282,1	9 364,5
out	1 780,3	3 061,6	2 585,1	7 427,0
nov	1 193,4	2 100,7	1 884,8	5 178,9
dez	860,0	1 422,3	1 344,0	3 626,2
Total	18 291,9	30 933,3	27 428,3	76 653,5

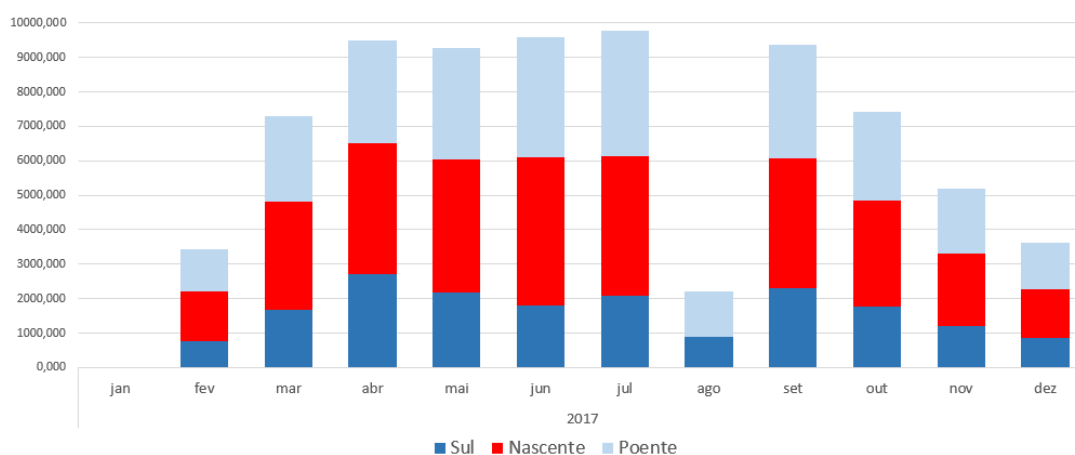


Figura D.1: Gráfico dos valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2017 (em kWh)

Tabela D.2: Valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2018 (em kWh)

Data	Sul	Nascente	Poente	Sistema PV
jan	931,7	1 631,6	1 468,2	4 031,4
fev	1 343,2	2 364,9	2 028,7	5 736,8
mar	1 513,1	2 560,1	2 152,0	6 225,1
abr	1 867,3	2 837,9	2 483,1	7 188,4
mai	1 981,7	1 788,9	3 018,0	6 788,6
jun	1 339,5	1 148,3	2 558,6	5 046,3
jul	1 592,5	1 583,9	1 547,1	4 723,5
ago	2 418,9	2 173,3	842,6	5 434,8
set	2 130,6	1 838,0	3 073,9	7 042,4
out	1 501,5	1 324,3	2 227,7	5 053,5
nov	762,1	701,5	1 194,6	2 658,2
dez	797,6	714,9	1 226,0	2 738,5
Total	18 179,7	20 667,5	23 820,4	62 667,6

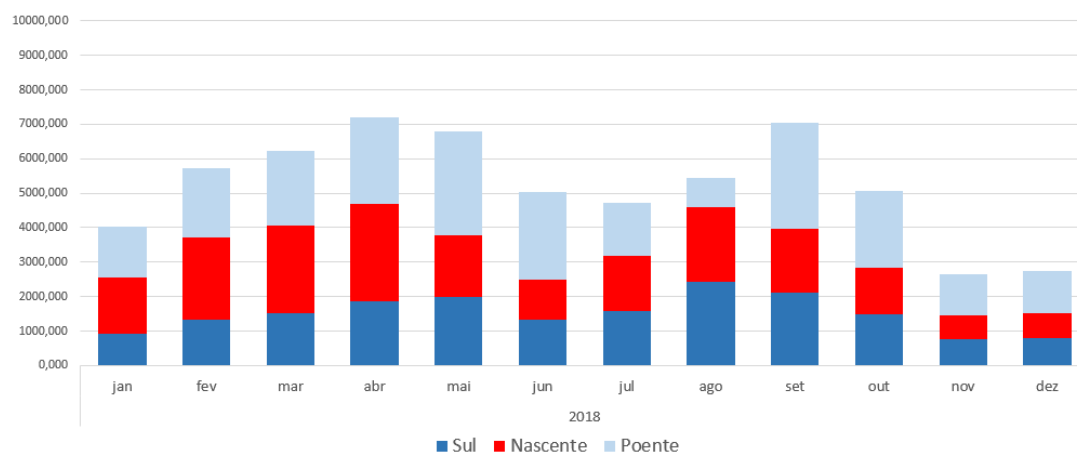


Figura D.2: Gráfico dos valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2018 (em kWh)

Tabela D.3: Valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2019 (em kWh)

Data	Sul	Nascente	Poente	Sistema PV
jan	1 000,5	906,6	1 584,3	3 491,4
fev	1 408,7	1 216,2	2 081,3	4 706,2
mar	2 274,2	0,0	3 134,9	5 409,2
abr	1 905,7	0,0	2 682,4	4 588,1
mai	2 363,3	2 403,4	3 724,9	8 491,6
jun	1 572,8	3 214,0	2 953,8	7 740,6
jul	1 950,3	3 972,1	3 329,9	9 252,3
ago	2 305,2	3 809,6	3 287,9	9 402,7
set	2 198,4	3 510,0	2 964,6	8 673,0
out	1 434,8	2 485,7	2 037,3	5 957,8
nov	683,2	1 255,5	966,4	2 905,0
dez	761,8	1 261,5	1 110,6	3 133,9
Total	19 858,9	24 034,7	29 858,3	73 751,9

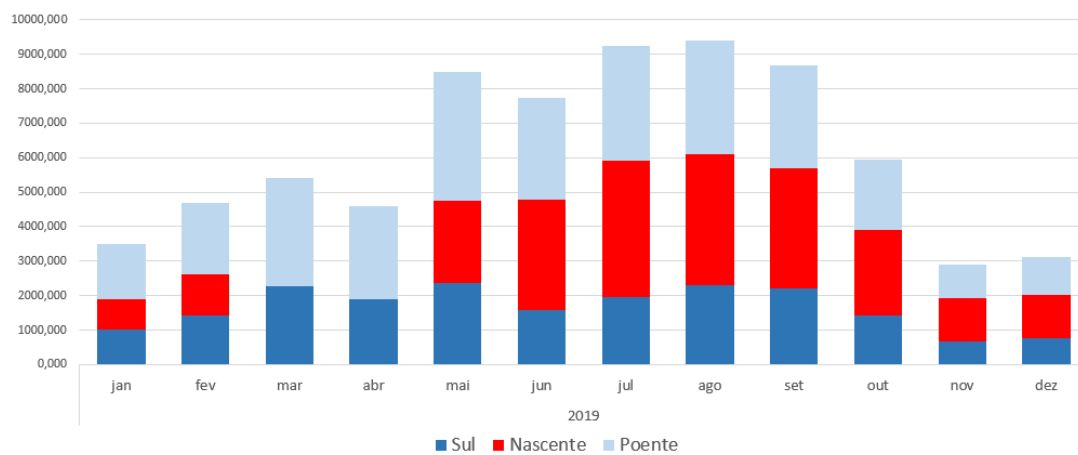


Figura D.3: Gráfico dos valores de produção mensais de cada grupo inversor e do sistema PV em 2019 (em kWh)

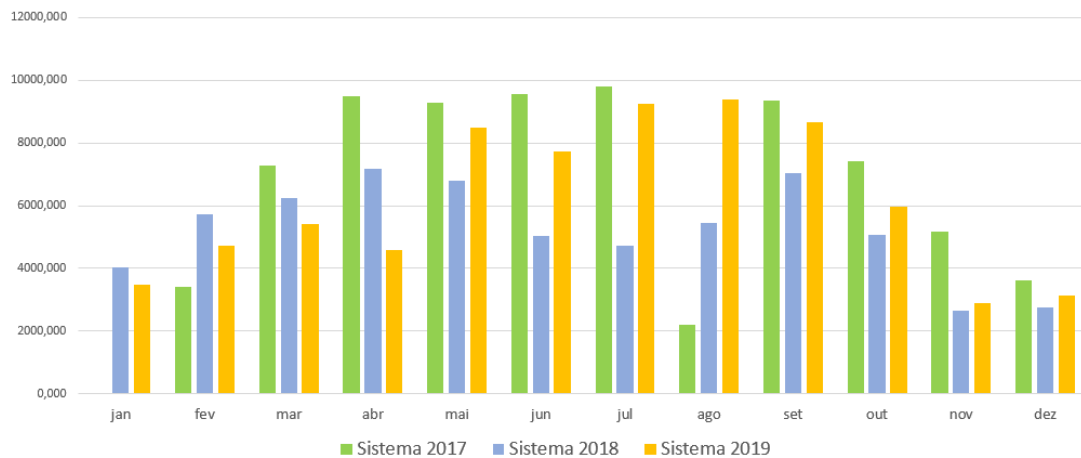


Figura D.4: Gráfico dos valores de produção mensais do sistema PV, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)

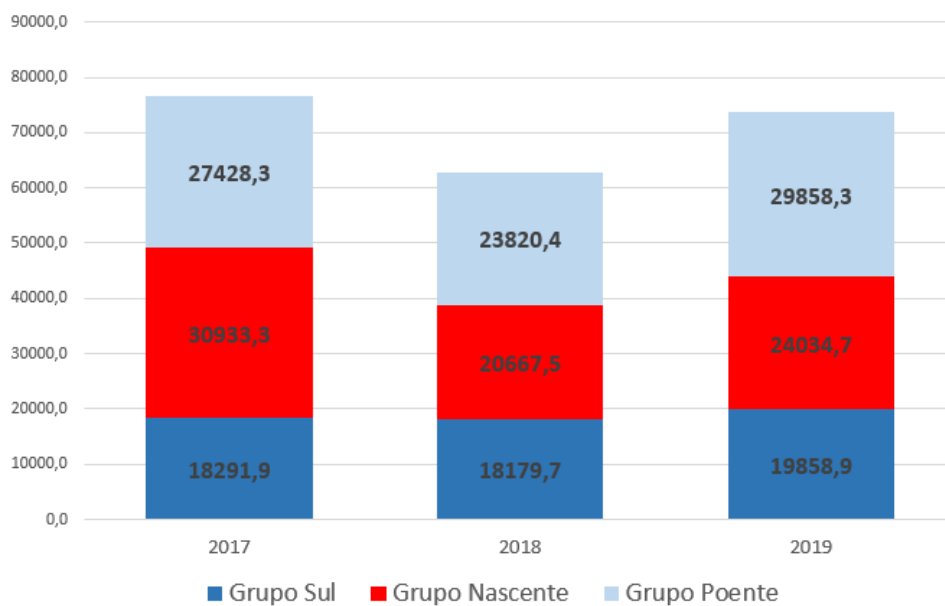


Figura D.5: Gráfico dos valores de produção anuais de cada grupo investidor, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)

Apêndice E Dados mensais e anuais de Autoconsumo e Injeção

Tabela E.1: Valores de autoconsumo e injeção mensais em 2017 (em kWh)

Data	Autoconsumo	Injeção
jan	-	-
fev	3 386,6	37,4
mar	7 287,2	0,0
abr	9 422,1	68,2
mai	9 175,6	109,8
jun	9 376,1	201,2
jul	9 425,6	360,5
ago	2 189,9	16,8
set	8 964,4	400,1
out	7 334,3	92,7
nov	5 130,2	48,7
dez	3 626,2	0,0
Total	75 318,2	1 335,3

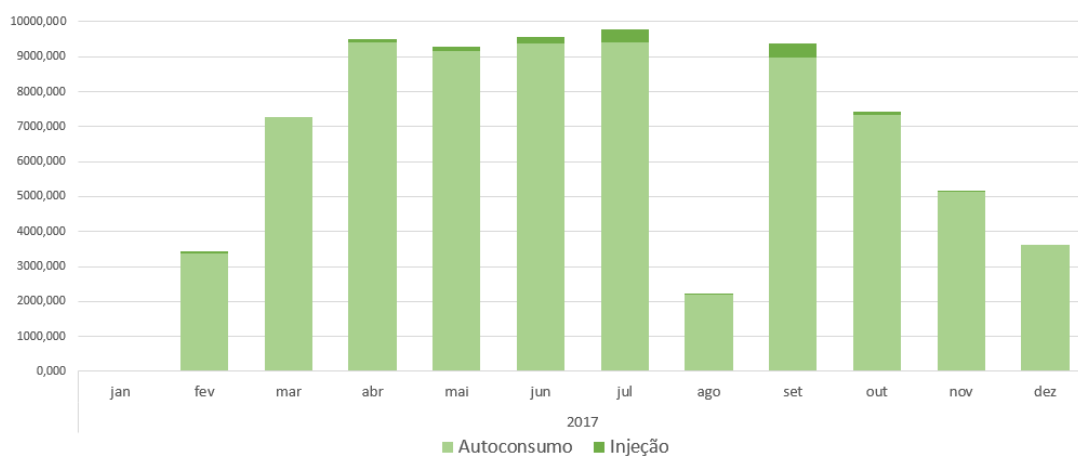


Figura E.1: Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção mensais em 2017 (em kWh)

Tabela E.2: Valores de autoconsumo e injeção mensais em 2018 (em kWh)

Data	Autoconsumo	Injeção
jan	4 031,4	0,0
fev	5 736,8	0,0
mar	6 225,1	0,0
abr	7 157,8	30,6
mai	6 687,3	101,3
jun	5 036,8	9,5
jul	4 723,5	0,0
ago	5 417,9	16,9
set	7 011,1	31,3
out	5 041,2	12,4
nov	2 658,2	0,0
dez	2 738,5	0,0
Total	62 465,7	202,0

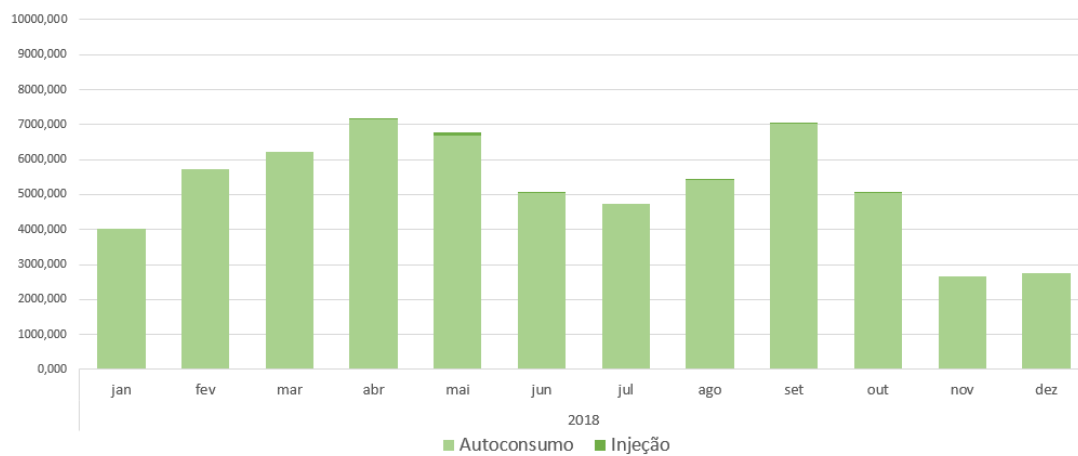


Figura E.2: Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção mensais em 2018 (em kWh)

Tabela E.3: Valores de autoconsumo e injeção mensais em 2019 (em kWh)

Data	Autoconsumo	Injeção
jan	3 491,4	0,0
fev	4 706,2	0,0
mar	5 409,2	0,0
abr	4 588,1	0,0
mai	8 300,7	191,0
jun	7 635,6	105,0
jul	9 128,4	123,9
ago	9 227,0	175,8
set	8 613,8	59,2
out	5 949,3	8,5
nov	2 905,0	0,0
dez	3 133,9	0,0
Total	73 088,6	663,3

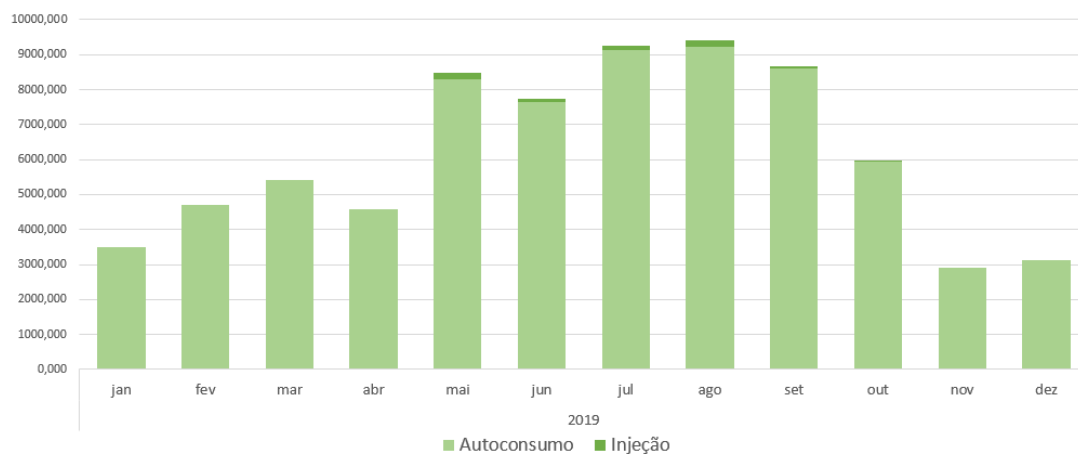


Figura E.3: Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção mensais em 2019 (em kWh)

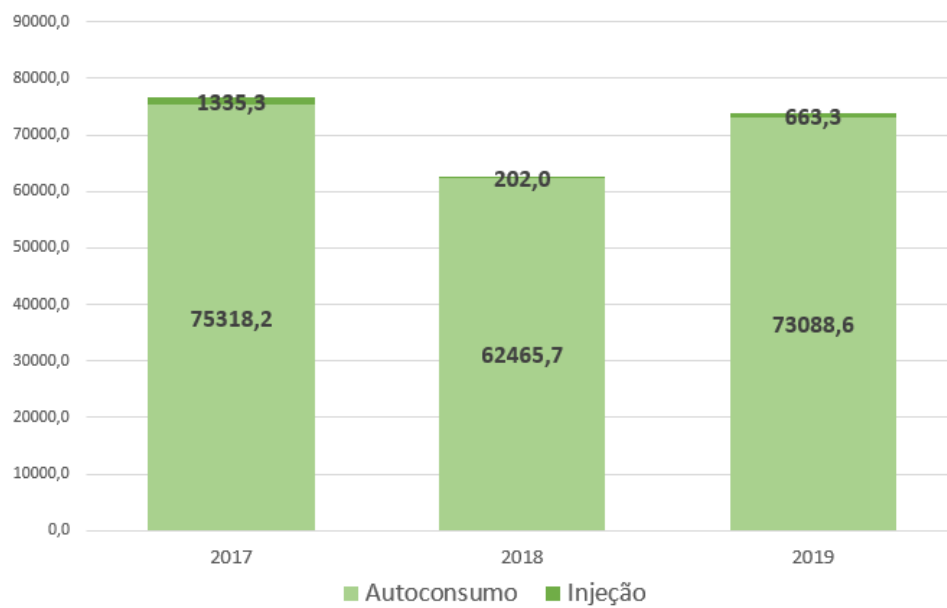


Figura E.4: Gráfico dos valores de autoconsumo e injeção anuais, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)

Apêndice F Dados mensais e anuais de Consumo

Tabela F.1: Valores de consumo mensais em 2017 (em kWh)

Data	Consumo
jan	57 913,0
fev	47 874,4
mar	46 550,8
abr	33 620,0
mai	35 124,3
jun	36 082,5
jul	34 980,6
ago	22 329,6
set	32 418,4
out	34 608,9
nov	39 931,6
dez	49 028,5
Total	470 462,7

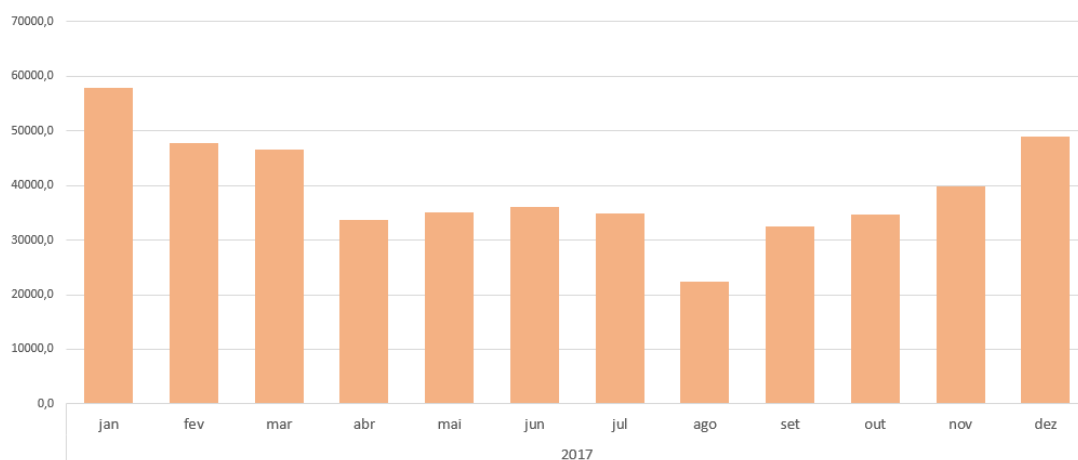


Figura F.1: Gráfico dos valores de consumo mensais em 2017 (em kWh)

Tabela F.2: Valores de consumo mensais em 2018 (em kWh)

Data	Consumo
jan	57 710,9
fev	54 377,3
mar	55 116,9
abr	44 321,4
mai	35 299,0
jun	33 350,3
jul	33 014,8
ago	30 617,8
set	33 737,0
out	35 718,8
nov	46 079,9
dez	47 945,8
Total	507 289,9

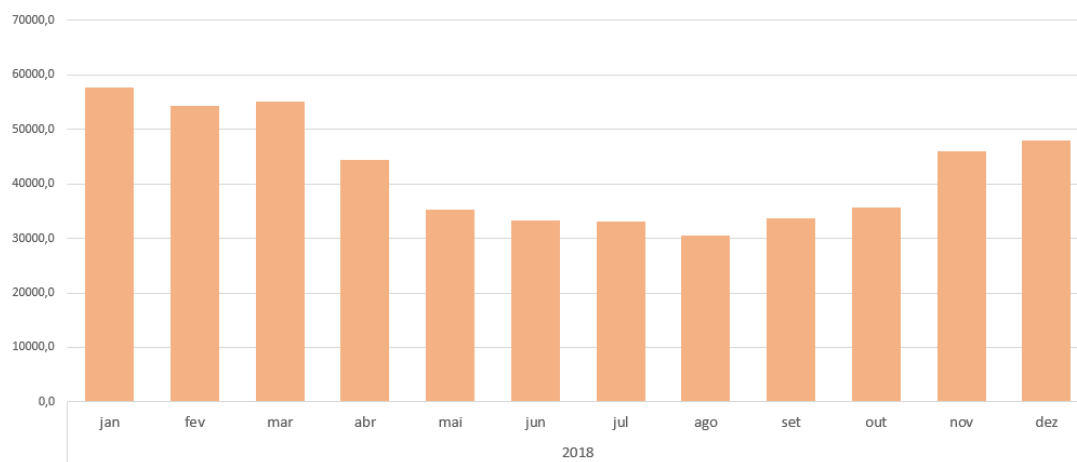


Figura F.2: Gráfico dos valores de consumo mensais em 2018 (em kWh)

Tabela F.3: Valores de consumo mensais em 2019 (em kWh)

Data	Consumo
jan	59 355,4
fev	48 792,0
mar	42 546,4
abr	39 461,6
mai	36 132,5
jun	32 079,4
jul	34 097,1
ago	30 337,6
set	33 942,2
out	37 084,6
nov	47 634,8
dez	48 729,7
Total	490 193,2

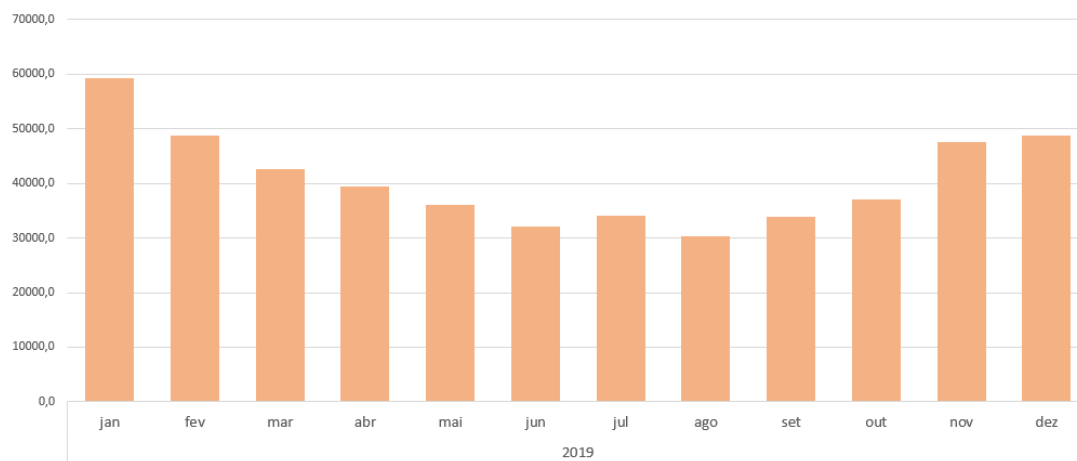


Figura F.3: Gráfico dos valores de consumo mensais em 2019 (em kWh)

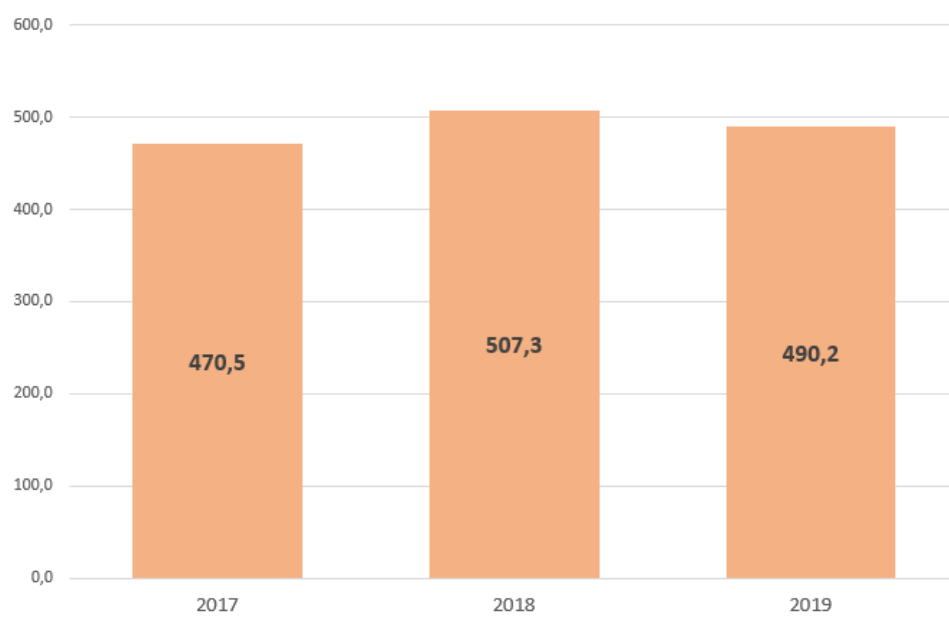


Figura F.4: Gráfico dos valores de consumo anuais, referente aos anos de 2017 a 2019 (em MWh)

Apêndice G Dados mensais e anuais dos vários Indicadores

G.1 Indicador “Contribuição”

Tabela G.1: Contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2017 (em %)

Data	Sul	Nascente	Poente
jan	-	-	-
fev	22,6%	42,0%	35,4%
mar	23,2%	42,8%	34,0%
abr	28,5%	40,1%	31,4%
mai	23,6%	41,6%	34,8%
jun	18,9%	44,9%	36,2%
jul	21,4%	41,4%	37,2%
ago	40,5%	-	59,5%
set	24,7%	40,3%	35,0%
out	24,0%	41,2%	34,8%
nov	23,0%	40,6%	36,4%
dez	23,7%	39,2%	37,1%
Ano	23,9%	40,4%	35,8%

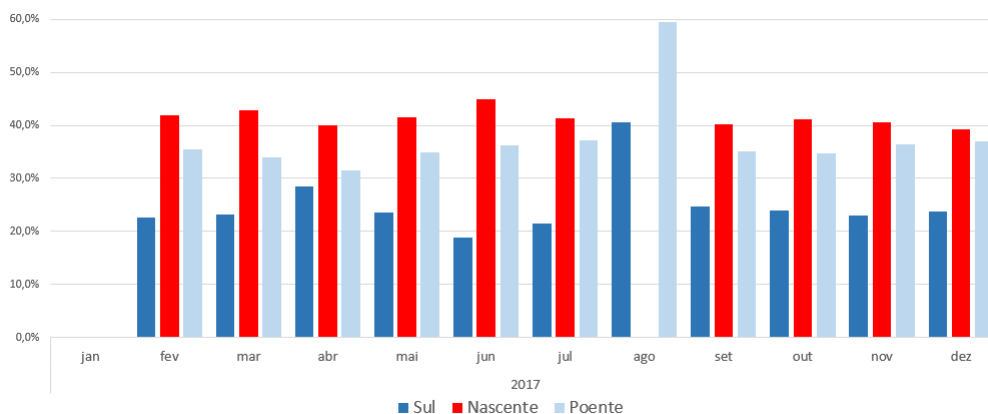


Figura G.1: Gráfico das contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2017 (em %)

Tabela G.2: Contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2018 (em %)

Data	Sul	Nascente	Poente
jan	23,1%	40,5%	36,4%
fev	23,4%	41,2%	35,4%
mar	24,3%	41,1%	34,6%
abr	26,0%	39,5%	34,5%
mai	29,2%	26,4%	44,5%
jun	26,5%	22,8%	50,7%
jul	33,7%	33,5%	32,8%
ago	44,5%	40,0%	15,5%
set	30,3%	26,1%	43,6%
out	29,7%	26,2%	44,1%
nov	28,7%	26,4%	44,9%
dez	29,1%	26,1%	44,8%
Ano	29,0%	33,0%	38,0%

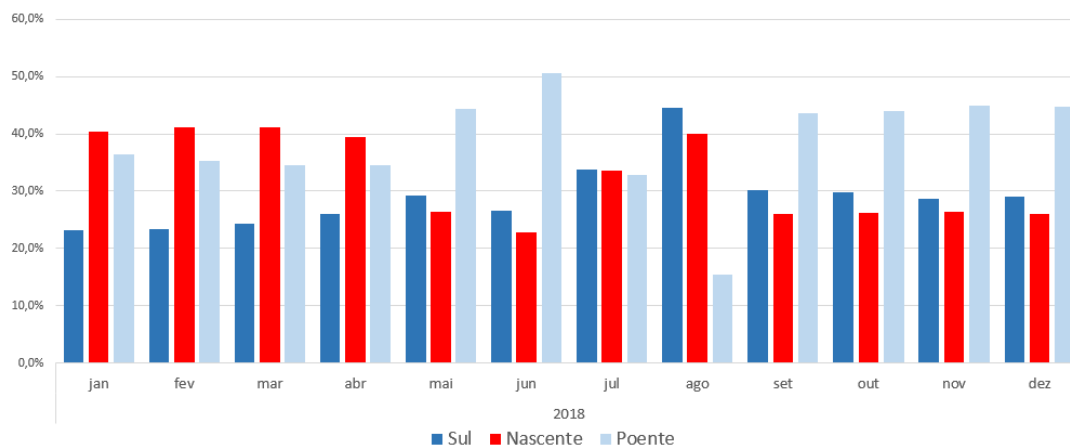


Figura G.2: Gráfico das contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2018 (em %)

Tabela G.3: Contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2019 (em %)

Data	Sul	Nascente	Poente
jan	28,7%	26,0%	45,4%
fev	29,9%	25,8%	44,2%
mar	42,0%	0,0%	58,0%
abr	41,5%	0,0%	58,5%
mai	27,8%	28,3%	43,9%
jun	20,3%	41,5%	38,2%
jul	21,1%	42,9%	36,0%
ago	24,5%	40,5%	35,0%
set	25,3%	40,5%	34,2%
out	24,1%	41,7%	34,2%
nov	23,5%	43,2%	33,3%
dez	24,3%	40,3%	35,4%
Ano	26,9%	32,6%	40,5%

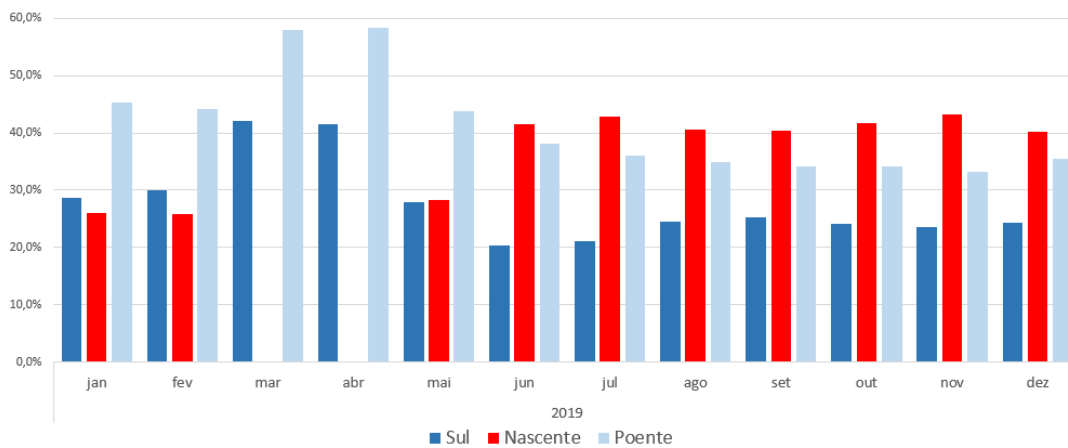


Figura G.3: Gráfico das contribuições mensais relativas de cada grupo inversor no sistema PV em 2019 (em %)

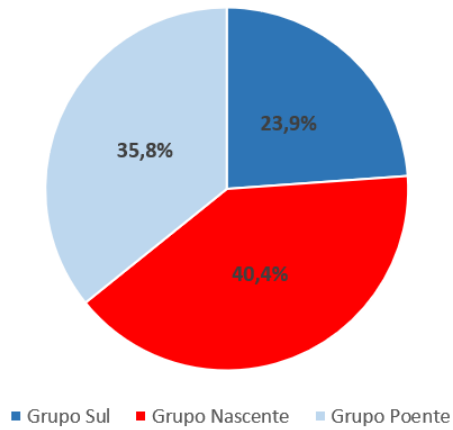


Figura G.4: Gráfico das contribuições anuais relativas de cada grupo investidor no sistema PV em 2017 (em %)

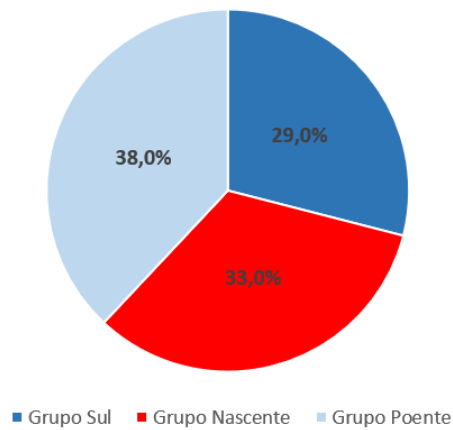


Figura G.5: Gráfico das contribuições anuais relativas de cada grupo investidor no sistema PV em 2018 (em %)

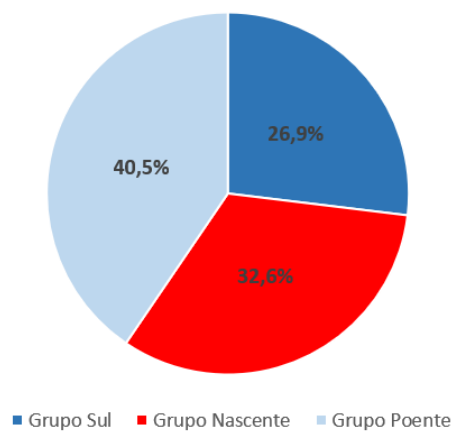


Figura G.6: Gráfico das contribuições anuais relativas de cada grupo investidor no sistema PV em 2019 (em %)

G.2 Indicador “Relação”

Tabela G.4: Relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2017

Data	Sul	Nascente	Poente
jan	-	-	-
fev	1,00	2,11	1,77
mar	1,00	1,90	1,49
abr	1,00	1,45	1,10
mai	1,00	1,80	1,50
jun	1,00	2,37	1,91
jul	1,00	2,18	1,74
ago	1,00	-	1,39
set	1,00	1,65	1,43
out	1,00	1,74	1,46
nov	1,00	1,80	1,58
dez	1,00	1,75	1,56
Ano	1,00	1,87	1,54

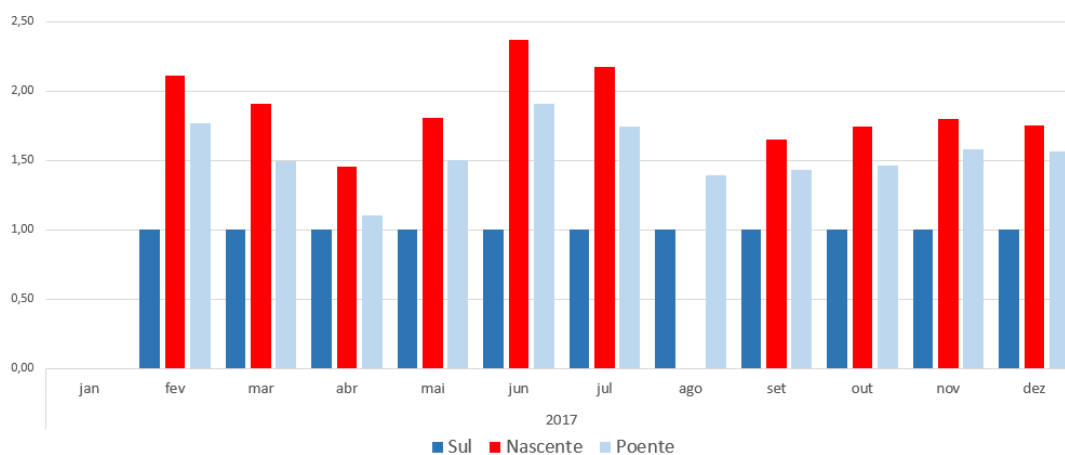


Figura G.7: Gráfico das relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2017

Tabela G.5: Relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2018

Data	Sul	Nascente	Poente
jan	1,00	1,81	1,57
fev	1,00	1,83	1,53
mar	1,00	1,79	1,46
abr	1,00	1,58	1,36
mai	1,00	0,96	1,56
jun	1,00	0,83	1,87
jul	1,00	0,99	1,11
ago	1,00	0,91	0,39
set	1,00	0,87	1,45
out	1,00	0,90	1,50
nov	1,00	0,94	1,59
dez	1,00	0,91	1,54
Ano	1,00	1,19	1,41

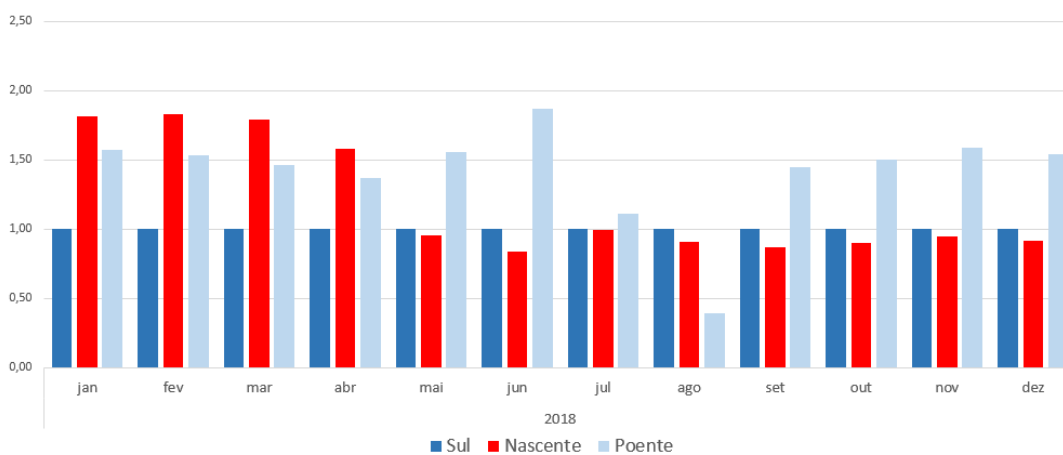


Figura G.8: Gráfico das relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2018

Tabela G.6: Relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2019

Data	Sul	Nascente	Poente
jan	1,00	0,92	1,59
fev	1,00	0,88	1,50
mar	1,00	0,00	1,40
abr	1,00	0,00	1,44
mai	1,00	1,05	1,60
jun	1,00	2,07	1,85
jul	1,00	2,06	1,72
ago	1,00	1,71	1,45
set	1,00	1,63	1,37
out	1,00	1,79	1,44
nov	1,00	1,90	1,36
dez	1,00	1,78	1,35
Ano	1,00	1,32	1,50

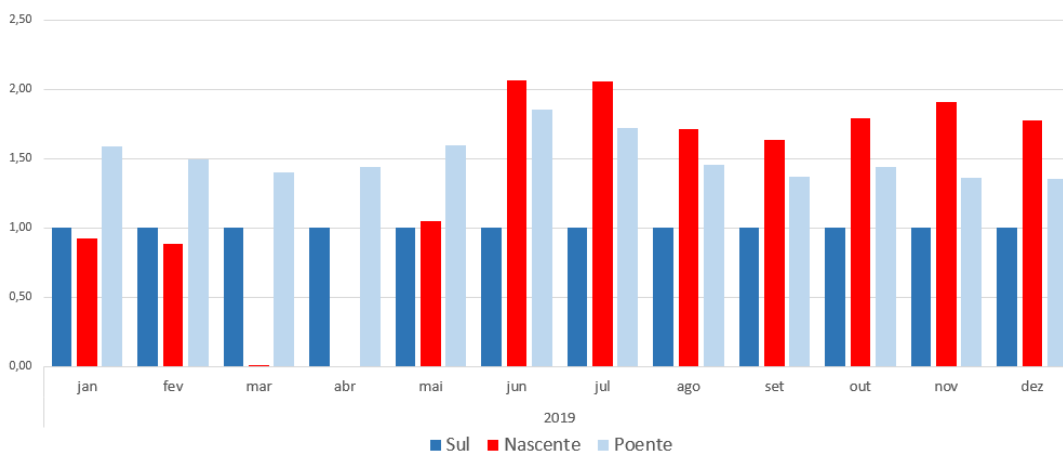


Figura G.9: Gráfico das relações mensais de cada grupo inversor com a Produção Sul em 2019

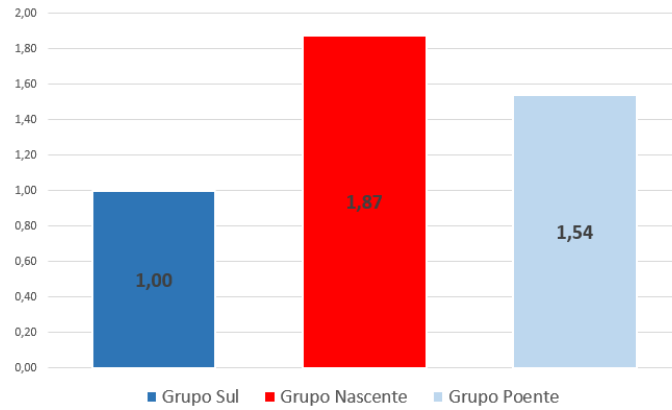


Figura G.10: Gráfico das relações anuais de cada grupo investidor com a Produção Sul em 2017

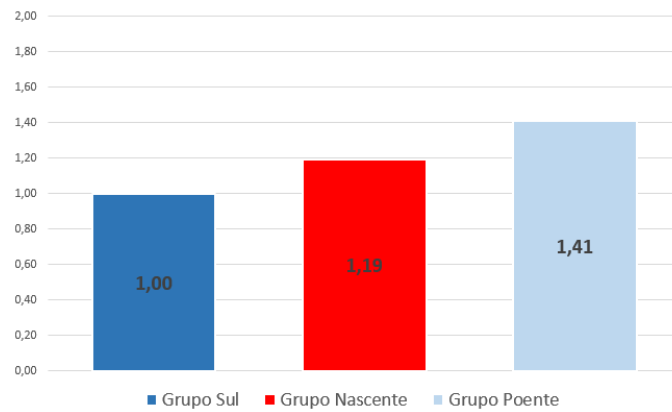


Figura G.11: Gráfico das relações anuais de cada grupo investidor com a Produção Sul em 2018

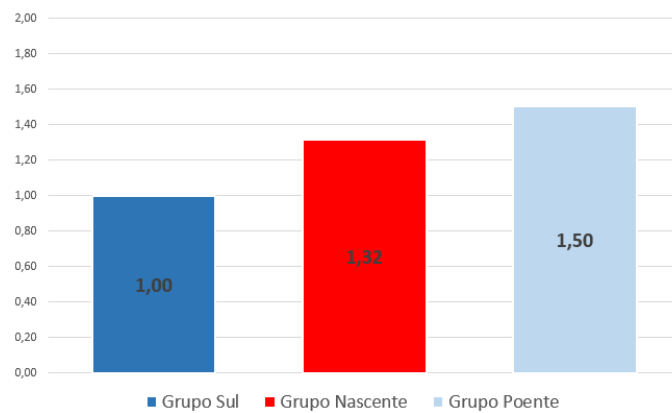


Figura G.12: Gráfico das relações anuais de cada grupo investidor com a Produção Sul em 2019

G.3 Indicador “Rendimento”

Tabela G.7: Rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2017 (em %)

Data	Sul	Nascente	Poente	Sistema PV
jan	-	-	-	-
fev	10,5%	13,7%	11,6%	12,1%
mar	11,1%	14,4%	11,4%	12,4%
abr	18,3%	18,1%	14,2%	16,7%
mai	14,3%	17,8%	14,9%	15,8%
jun	12,2%	20,5%	16,5%	16,9%
jul	13,7%	20,8%	16,8%	16,7%
ago	16,6%	-	17,1%	10,6%
set	16,5%	19,0%	16,5%	17,4%
out	11,7%	14,1%	11,9%	12,7%
nov	8,1%	10,0%	9,0%	9,1%
dez	5,6%	6,6%	6,2%	6,2%
Ano	12,6%	15,5%	13,3%	13,3%

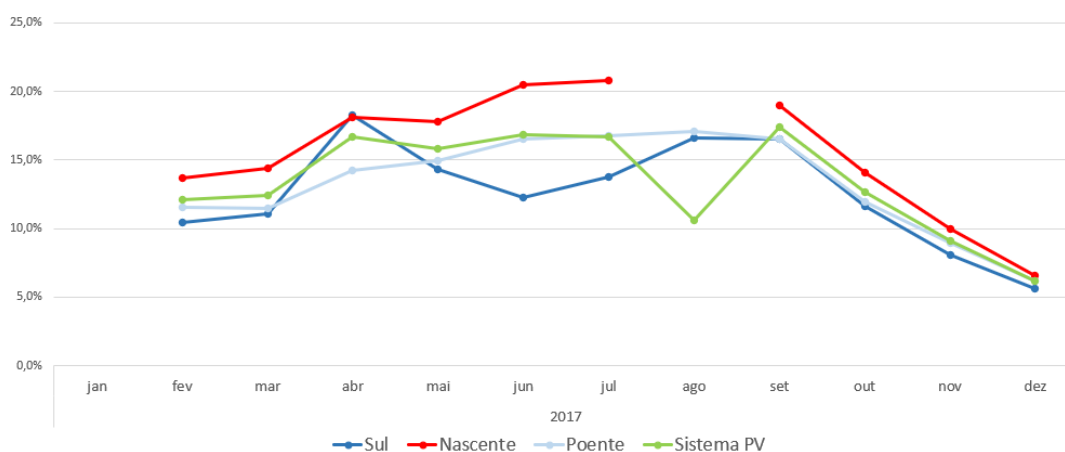


Figura G.13: Gráfico dos rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2017 (em %)

Tabela G.8: Rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2018 (em %)

Data	Sul	Nascente	Poente	Sistema PV
jan	6,1%	7,5%	6,8%	6,9%
fev	9,7%	12,1%	10,4%	10,8%
mar	9,9%	11,8%	9,9%	10,6%
abr	12,6%	13,5%	11,8%	12,7%
mai	13,0%	8,2%	13,9%	11,6%
jun	9,1%	5,5%	12,2%	8,9%
jul	10,4%	7,3%	7,1%	8,1%
ago	15,8%	10,0%	3,9%	9,3%
set	14,4%	8,8%	14,6%	12,4%
out	9,8%	6,1%	10,3%	8,6%
nov	5,2%	3,3%	5,7%	4,7%
dez	5,2%	3,3%	5,7%	4,7%
Ano	10,1%	8,1%	9,4%	9,1%

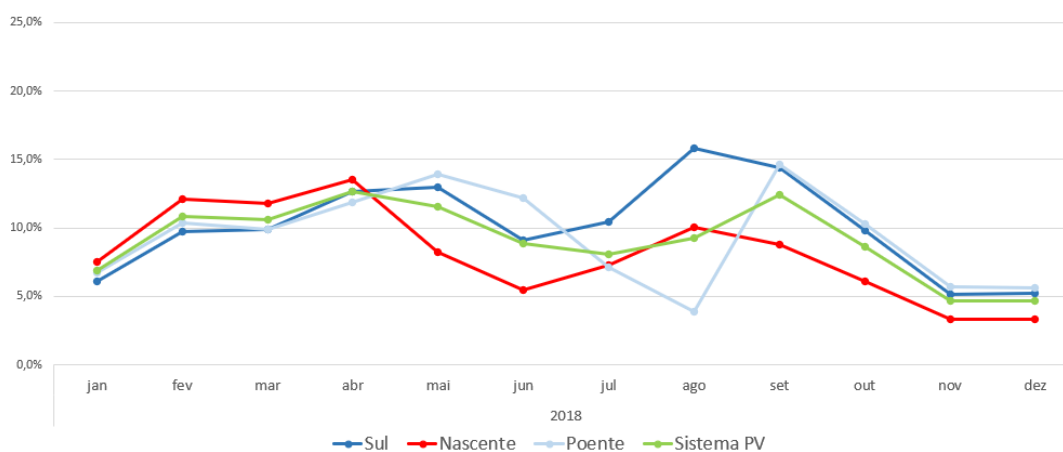


Figura G.14: Gráfico dos rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2018 (em %)

Tabela G.9: Rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2019 (em %)

Data	Sul	Nascente	Poente	Sistema PV
jan	6,6%	4,2%	7,3%	6,0%
fev	10,2%	6,2%	10,6%	8,9%
mar	14,9%	0,0%	14,4%	9,2%
abr	12,9%	0,0%	12,8%	8,1%
mai	15,5%	11,1%	17,2%	14,5%
jun	10,6%	15,3%	14,1%	13,6%
jul	12,8%	18,3%	15,3%	15,8%
ago	15,1%	17,6%	15,2%	16,0%
set	14,9%	16,7%	14,1%	15,3%
out	9,4%	11,5%	9,4%	10,2%
nov	4,6%	6,0%	4,6%	5,1%
dez	5,0%	5,8%	5,1%	5,3%
Ano	11,0%	9,4%	11,7%	10,7%

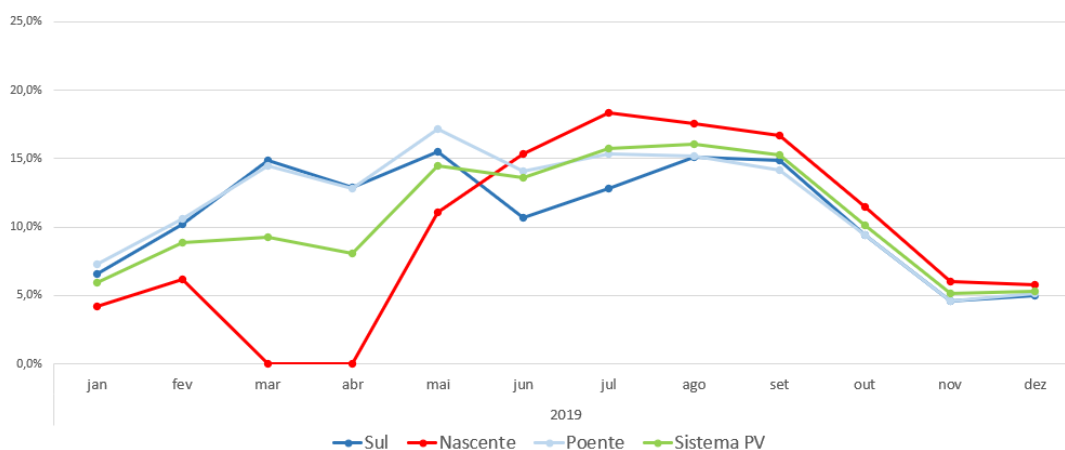


Figura G.15: Gráfico dos rendimentos mensais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2019 (em %)

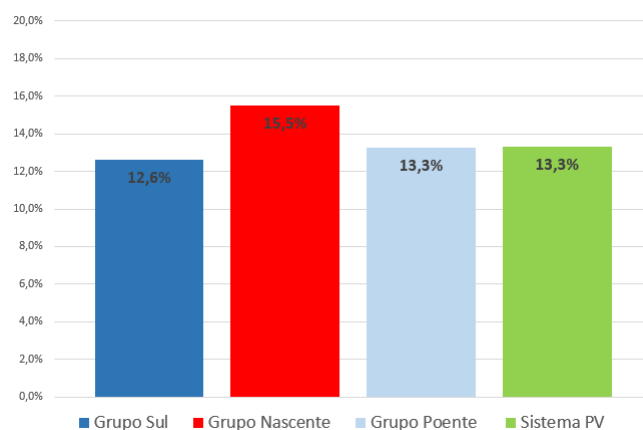


Figura G.16: Gráfico dos rendimentos anuais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2017 (em %)

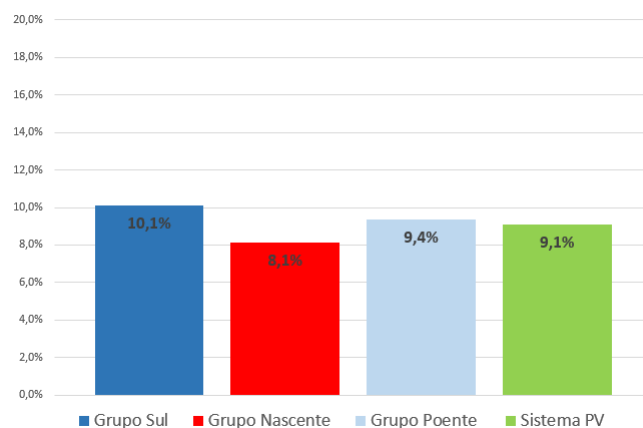


Figura G.17: Gráfico dos rendimentos anuais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2018 (em %)

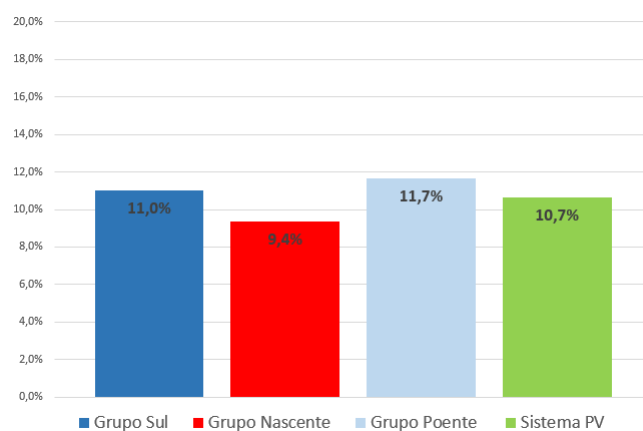


Figura G.18: Gráfico dos rendimentos anuais do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, em 2019 (em %)

Apêndice H Dados mensais e anuais dos vários Diagnósticos

H.1 Primeiro Diagnóstico

Tabela H.1: Valores mensais do primeiro diagnóstico em 2017 (em MWh)

Data	Compra	Produção	Consumo
jan	57,9	-	57,9
fev	44,5	3,4	47,9
mar	39,3	7,3	46,6
abr	24,2	9,5	33,6
mai	25,9	9,3	35,1
jun	26,7	9,6	36,1
jul	25,6	9,8	35,0
ago	20,1	2,2	22,3
set	23,5	9,4	32,4
out	27,3	7,4	34,6
nov	34,8	5,2	39,9
dez	45,4	3,6	49,0
Total	395,1	76,7	470,5



Figura H.1: Gráfico dos valores mensais do primeiro diagnóstico em 2017 (em MWh)

Tabela H.2: Valores mensais do primeiro diagnóstico em 2018 (em MWh)

Data	Compra	Produção	Consumo
jan	53,7	4,0	57,7
fev	48,6	5,7	54,4
mar	48,9	6,2	55,1
abr	37,2	7,2	44,3
mai	28,6	6,8	35,3
jun	28,3	5,0	33,4
jul	28,3	4,7	33,0
ago	25,2	5,4	30,6
set	26,7	7,0	33,7
out	30,7	5,1	35,7
nov	43,4	2,7	46,1
dez	45,2	2,7	47,9
Total	444,8	62,7	507,3

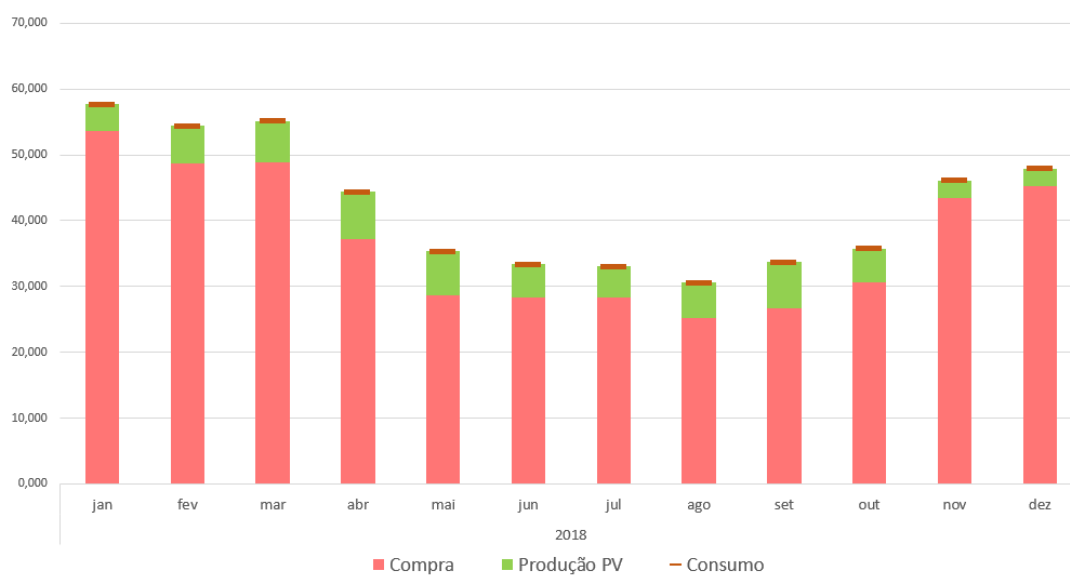


Figura H.2: Gráfico dos valores mensais do primeiro diagnóstico em 2018 (em MWh)

Tabela H.3: Valores mensais do primeiro diagnóstico em 2019 (em MWh)

Data	Compra	Produção	Consumo
jan	55,9	3,5	59,4
fev	44,1	4,7	48,8
mar	37,1	5,4	42,5
abr	34,9	4,6	39,5
mai	27,8	8,5	36,1
jun	24,4	7,7	32,1
jul	25,0	9,3	34,1
ago	21,1	9,4	30,3
set	25,3	8,7	33,9
out	31,1	6,0	37,1
nov	44,7	2,9	47,6
dez	45,6	3,1	48,7
Total	417,1	73,8	490,2

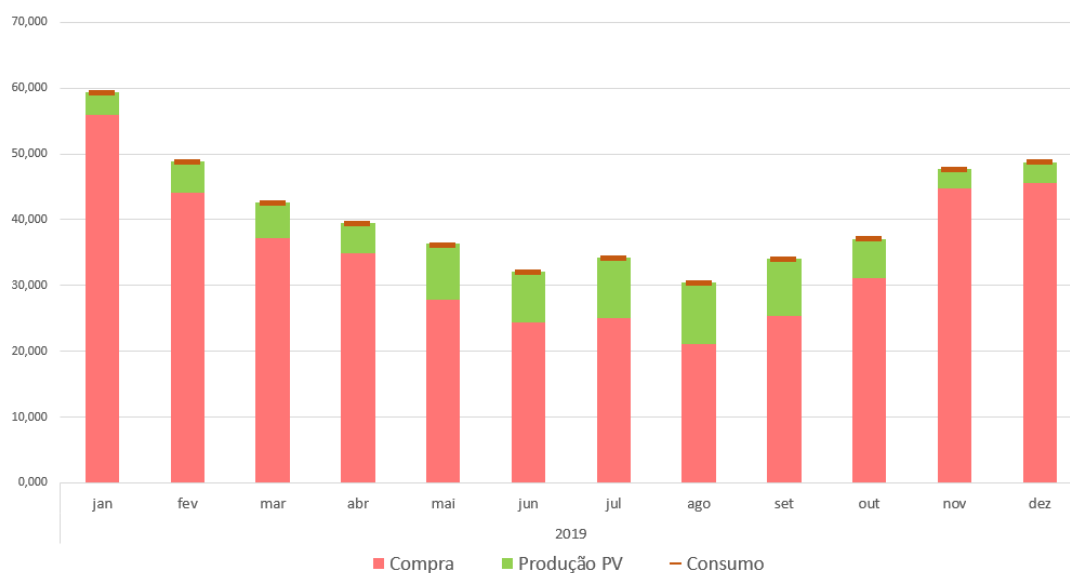


Figura H.3: Gráfico dos valores mensais do primeiro diagnóstico em 2019 (em MWh)

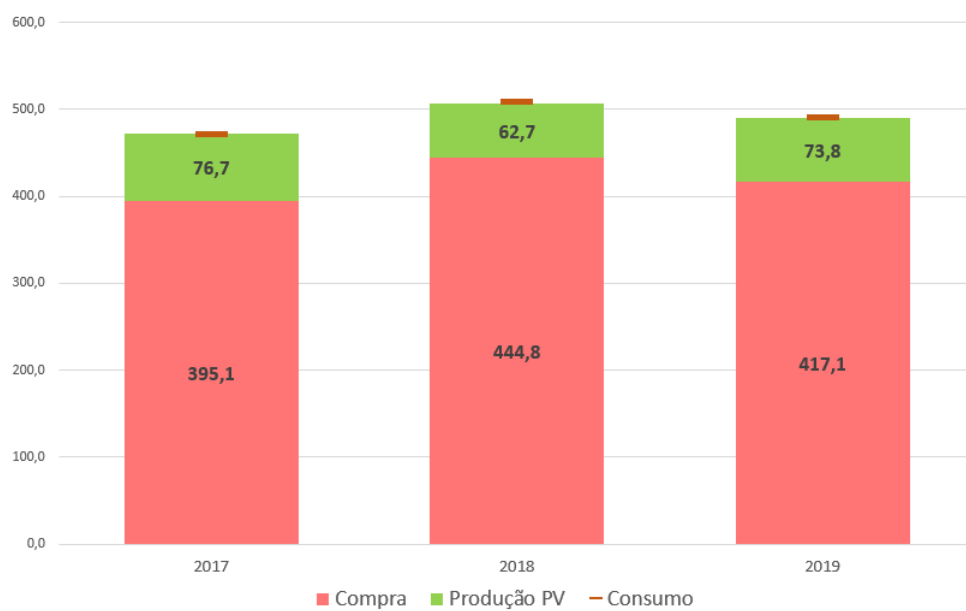


Figura H.4: Gráfico dos valores anuais do primeiro diagnóstico, referente aos anos de 2017 a 2019 (em MWh)

H.2 Segundo Diagnóstico

Tabela H.4: Valores mensais do segundo diagnóstico em 2017 (em %)

Data	Relação Consumo	Relação Autoconsumo
jan	100,0%	-
fev	92,9%	7,1%
mar	84,3%	15,7%
abr	72,0%	28,0%
mai	73,8%	26,1%
jun	74,0%	26,0%
jul	73,0%	26,9%
ago	90,2%	9,8%
set	72,2%	27,7%
out	78,7%	21,2%
nov	87,2%	12,8%
dez	92,6%	7,4%
Ano	84,0%	16,0%

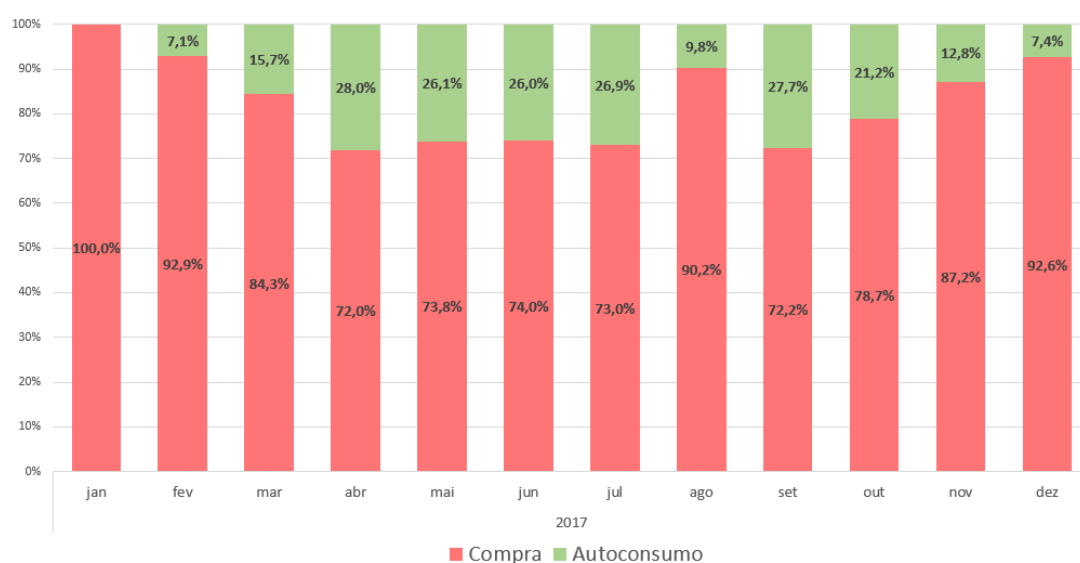


Figura H.5: Gráfico dos valores mensais do segundo diagnóstico em 2017 (em %)

Tabela H.5: Valores mensais do segundo diagnóstico em 2018 (em %)

Data	Relação Consumo	Relação Autoconsumo
jan	93,0%	7,0%
fev	89,4%	10,6%
mar	88,7%	11,3%
abr	83,8%	16,1%
mai	81,1%	18,9%
jun	84,9%	15,1%
jul	85,7%	14,3%
ago	82,3%	17,7%
set	79,2%	20,8%
out	85,9%	14,1%
nov	94,2%	5,8%
dez	94,3%	5,7%
Ano	87,7%	12,3%

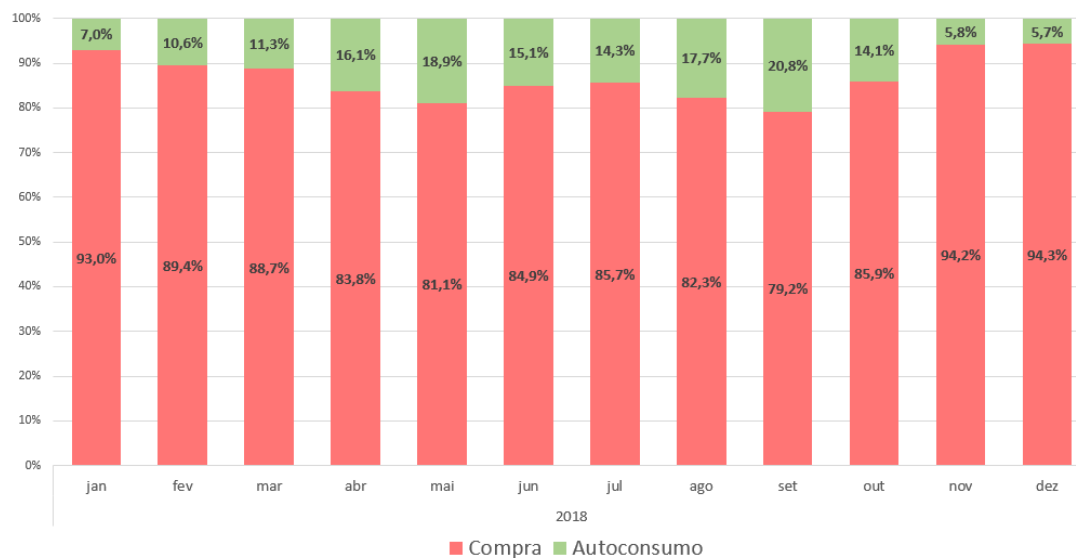


Figura H.6: Gráfico dos valores mensais do segundo diagnóstico em 2018 (em %)

Tabela H.6: Valores mensais do segundo diagnóstico em 2019 (em %)

Data	Relação Consumo	Relação Autoconsumo
jan	94,1%	5,9%
fev	90,4%	9,6%
mar	87,3%	12,7%
abr	88,4%	11,6%
mai	77,0%	23,0%
jun	76,2%	23,8%
jul	73,2%	26,8%
ago	69,6%	30,4%
set	74,6%	25,4%
out	83,9%	16,0%
nov	93,9%	6,1%
dez	93,6%	6,4%
Média	85,1%	14,9%

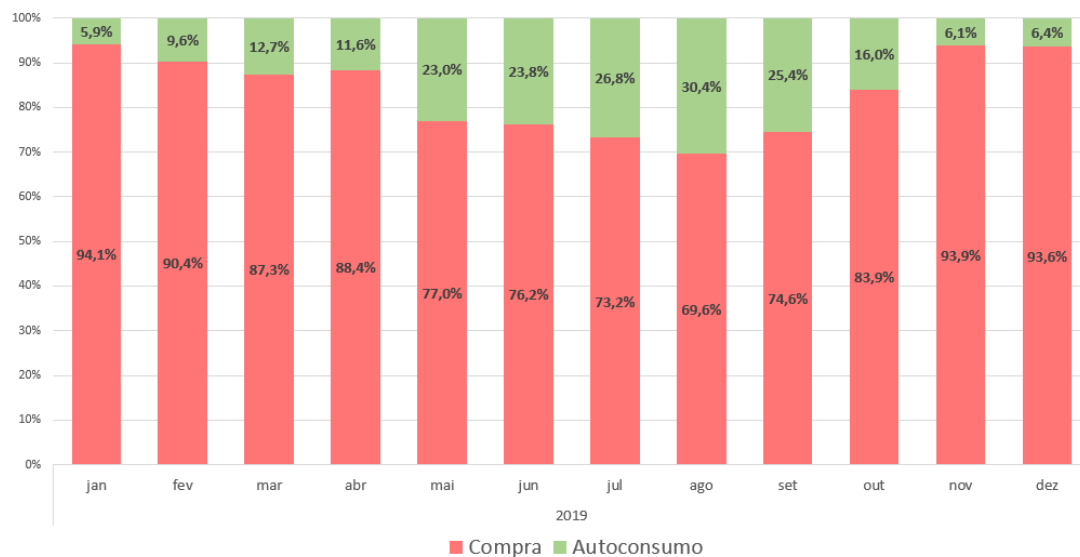


Figura H.7: Gráfico dos valores mensais do segundo diagnóstico em 2019 (em %)

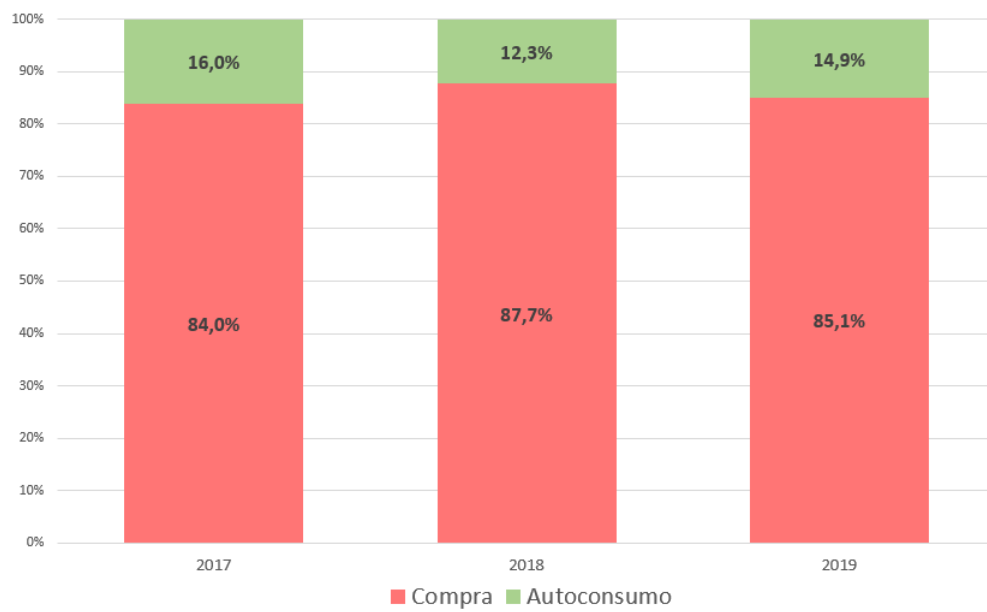


Figura H.8: Gráfico dos valores anuais do segundo diagnóstico, referente aos anos de 2017 a 2019 (em %)

H.3 Terceiro Diagnóstico

Tabela H.7: Valores mensais do terceiro diagnóstico em 2017 (em %)

Data	Quotas de Autoconsumo
jan	-
fev	98,9%
mar	100,0%
abr	99,3%
mai	98,8%
jun	97,9%
jul	96,3%
ago	99,2%
set	95,7%
out	98,8%
nov	99,1%
dez	100,0%
Ano	98,3%

Tabela H.8: Valores mensais do terceiro diagnóstico em 2018 (em %)

Data	Quotas de Autoconsumo
jan	100,0%
fev	100,0%
mar	100,0%
abr	99,6%
mai	98,5%
jun	99,8%
jul	100,0%
ago	99,7%
set	99,6%
out	99,8%
nov	100,0%
dez	100,0%
Ano	99,7%

Tabela H.9: Valores mensais do terceiro diagnóstico em 2019 (em %)

Data	Quotas de Autoconsumo
jan	100,0%
fev	100,0%
mar	100,0%
abr	100,0%
mai	97,8%
jun	98,6%
jul	98,7%
ago	98,1%
set	99,3%
out	99,9%
nov	100,0%
dez	100,0%
Ano	99,1%

H.4 Quarto Diagnóstico

Figura H.9: Mensagens de estado do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, para o ano de 2017

Figura H.10: Mensagens de estado do sistema PV, incluindo de cada grupo inversor, para o ano de 2018

H.5 Quinto Diagnóstico

Tabela H.10: Valores mensais do quinto diagnóstico em 2017 (em kWh)

Data	Produção Real	Produção Expectável	Perdas de Produção
jan	-	-	-
fev	3 424,1	3 466,1	42,1
mar	7 287,2	7 588,6	301,4
abr	9 490,3	10 769,4	1 279,1
mai	9 285,3	9 722,0	436,6
jun	9 577,3	9 577,3	0,0
jul	9 786,1	10 265,0	478,9
ago	2 206,7	11 849,9	9 643,2
set	9 364,5	9 747,8	383,3
out	7 427,0	7 466,8	39,8
nov	5 178,9	5 178,9	0,0
dez	3 626,2	3 626,2	0,0
Total	76 653,5	89 257,9	12 604,5

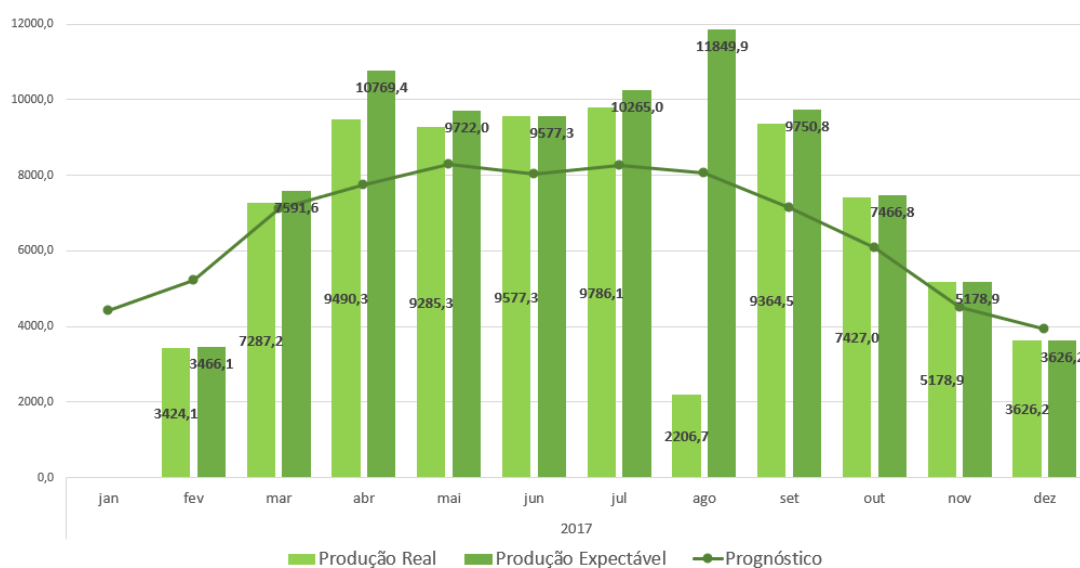


Figura H.12: Gráfico dos valores mensais do quinto diagnóstico em 2017 (em kWh)

Tabela H.11: Valores mensais do quinto diagnóstico em 2018 (em kWh)

Data	Produção Real	Produção Expectável	Perdas de Produção
jan	4 031,4	4 031,4	0,0
fev	5 736,8	5 736,8	0,0
mar	6 225,1	6 225,1	0,0
abr	7 188,4	7 484,4	296,0
mai	6 788,6	8 282,0	1 493,4
jun	5 046,3	5 565,4	519,1
jul	4 723,5	6 483,2	1 759,7
ago	5 434,8	10 517,8	5 083,0
set	7 042,4	8 568,5	1 526,2
out	5 053,5	6 100,2	1 046,6
nov	2 658,2	3 137,2	479,0
dez	2 738,5	3 271,9	533,4
Total	62 667,6	75 403,9	12 736,3

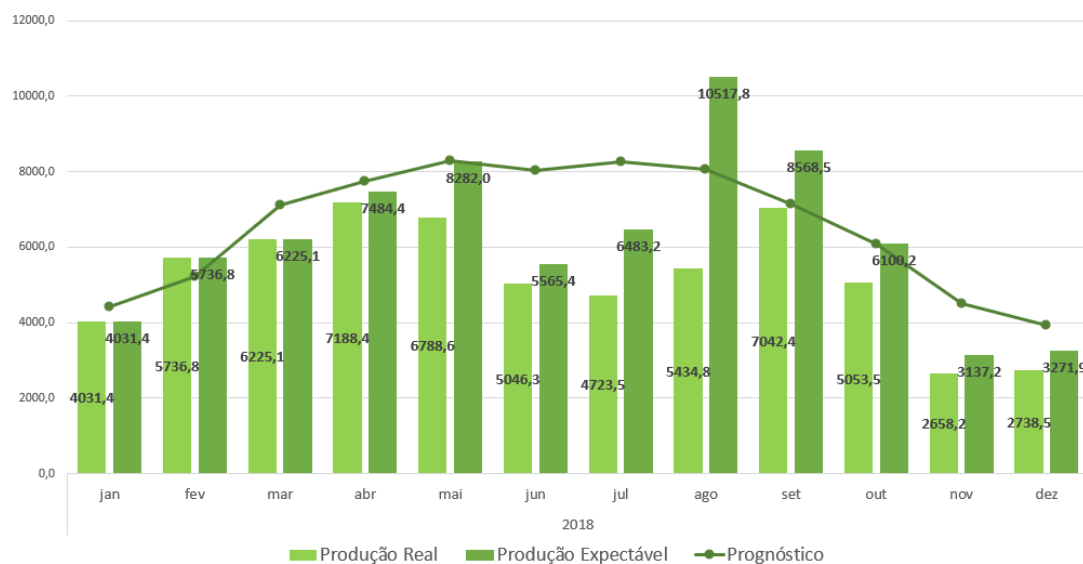


Figura H.13: Gráfico dos valores mensais do quinto diagnóstico em 2018 (em kWh)

Tabela H.12: Valores mensais do quinto diagnóstico em 2019 (em kWh)

Data	Produção Real	Produção Expectável	Perdas de Produção
jan	3 491,4	4 144,9	653,5
fev	4 706,2	5 706,8	1 000,5
mar	5 409,2	9 000,1	3 591,0
abr	4 588,1	7 597,2	3 009,1
mai	8 491,6	10 374,7	1 883,1
jun	7 740,6	7 991,3	250,7
jul	9 252,3	9 314,8	62,5
ago	9 402,7	9 494,7	91,9
set	8 673,0	8 673,0	0,0
out	5 957,8	5 973,1	15,3
nov	2 905,0	2 948,6	43,5
dez	3 133,9	3 172,5	38,6
Total	73 751,9	84 391,7	10 639,8

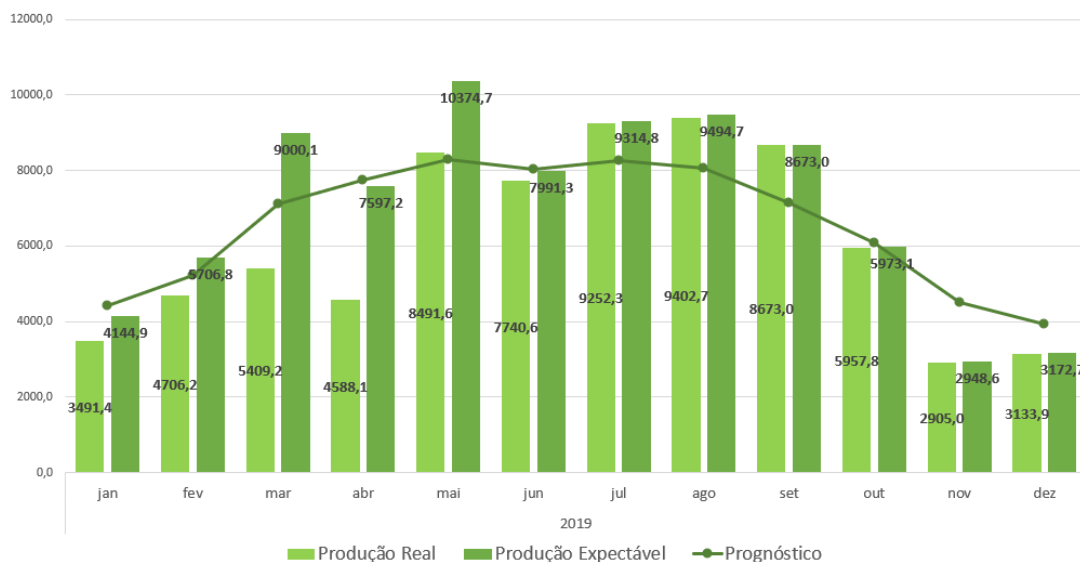


Figura H.14: Gráfico dos valores mensais do quinto diagnóstico em 2019 (em kWh)



Figura H.15: Gráfico dos valores anuais do quinto diagnóstico, referente aos anos de 2017 a 2019 (em kWh)

H.6 Sexto Diagnóstico

		Autoconsumo									
		Repartição (kWh)				Tarifas (€/kWh)				Custos	
	Total	SV	VN	P	C	SV	VN	P	C	Total	Médio
Inverno	18529,9	0,0	3751,0	4588,5	10190,4	0,07148	0,07902	0,18070	0,11007	2 247,21 €	0,1213 €
											s/ IVA
Verão	56788,3	0,0	10568,6	9148,1	37071,6	0,07148	0,07902	0,21614	0,11007	6 892,85 €	0,1214 €
											s/ IVA

Figura H.16: Apresentação da repartição dos valores do sexto diagnóstico para o ano de 2017 (em €, s/ IVA)

		Autoconsumo									
		Repartição (kWh)				Tarifas (€/kWh)				Custos	
	Total	SV	VN	P	C	SV	VN	P	C	Total	Médio
Inverno	19953,63	0,0	4059,2	5015,6	10878,8	0,07148	0,07902	0,18070	0,11007	2 424,52 €	0,1215 €
											s/ IVA
Verão	42512,04	0,0	9091,9	6828,4	26591,8	0,07148	0,07902	0,21614	0,11007	5 121,27 €	0,1205 €
											s/ IVA

Figura H.17: Apresentação da repartição dos valores do sexto diagnóstico para o ano de 2018 (em €, s/ IVA)

		Autoconsumo									
		Repartição (kWh)				Tarifas (€/kWh)				Custos	
	Total	SV	VN	P	C	SV	VN	P	C	Total	Médio
Inverno	19884,77	0,0	4115,5	4914,2	10855,1	0,07148	0,07902	0,18070	0,11007	2 408,03 €	0,1211 €
											s/ IVA
Verão	53203,82	0,0	11251,6	8109,1	33843,2	0,07148	0,07902	0,21614	0,11007	6 366,90 €	0,1197 €
											s/ IVA

Figura H.18: Apresentação da repartição dos valores do sexto diagnóstico para o ano de 2019 (em €, s/ IVA)