



Desenvolvimento de um modelo de gestão de uma central de cogeração

ADELINA FILIPA DOS REIS BRANDÃO

novembro de 2019

Mestrado em Engenharia Química

Desenvolvimento de um modelo de gestão de uma central de cogeração



Adelina Filipa dos Reis Brandão

Orientadores:

Doutor Christopher Silva Alves De Sá (ISEP)

Mestre Luís Miguel Domingos Peixoto Braga (RAR - Refinarias de Açúcar Reunidas S.A.)

Dissertação Submetida como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Química, ramo opcional Energia e Biorrefinaria

Outubro de 2019

NOTA:

Os valores apresentados neste relatório foram propositadamente alterados, a pedido da entidade industrial, pelo que não refletem a exploração real da central de cogeração em estudo, estando garantido o racional subjacente à dissertação.

Agradecimentos

Este é o culminar de mais uma etapa, uma prova de superação que muito me orgulha. O meu percurso académico e profissional, indiscutivelmente, ficará sempre marcado por duas grandes referências: ISEP e RAR Açúcar.

Começo por agradecer a uma pessoa muito especial para mim, eng. Luís Braga, pela amizade, confiança e oportunidade que me dá de crescer profissionalmente todos os dias. Ao Sr. José Manuel e ao Vítor Camões obrigada por estes dois anos, pela amizade que temos. À comunidade RAR Açúcar, a todos os meus amigos estagiários, e à direção de Energia e Projetos, obrigada pela equipa que somos.

Ao ISEP, ao Departamento de Engenharia Química, e em especial ao doutor Christopher Sá, obrigada por serem uma referência de engenharia e ensino. A toda a família ISEP, em especial à Rute Sousa, obrigada por tudo.

Aos meus pais, irmã e afilhado, por todo o amor, e por me ensinarem todos os dias o significado desta palavra. Ao meu namorado, obrigada pela paciência, incentivo e preocupação.

A todos quantos se cruzam comigo e deixam a sua marca, amigos e familiares.

Resumo

A energia é considerada um vetor estratégico na RAR Açúcar, sendo a cogeração um instrumento fundamental para a redução dos consumos associados ao processo de refinação de Açúcar.

O presente trabalho tem como objetivo a construção de um modelo de gestão de uma central de cogeração com uma turbina a gás em regime de autoconsumo com participação no mercado energético. A exposição de uma cogeração integrada neste contexto comercial está indexada a fatores externos, tais como os preços unitários dos combustíveis (gás natural - GN, fuelóleo ou *Brent*), o valor da conversão cambial €/USD ou o preço de venda da eletricidade produzida (€/kWh). Esta exposição de risco faz com que a exploração tenha de ser programada com muito detalhe, antecipando as movimentações dos mercados financeiros.

O modelo de gestão da central de cogeração resulta de um balanço ponderado entre todos os custos e proveitos inerentes à operação da instalação, a saber: custo de GN, valorização de energia elétrica em autoconsumo e de venda, valorização de fuelóleo equivalente, licenças de emissão e custos de manutenção da máquina.

A operação da central de cogeração neste regime está fortemente dependente do custo dos combustíveis de base, podendo apresentar um lucro anual variável de 9447 € a 1156438 €. Para as cotações atuais de GN e fuelóleo (0,34 €/(N)m³ e 361 €/t), a melhor estimativa de lucro anual varia entre 266615 € e 419762 €.

Além do rendimento económico variável, também as condições de operação o são, podendo a central laborar apenas em períodos de horas de ponta a 4 MW, ou durante todos os períodos horários a 5 MW. A apresentação destes resultados na Refinaria implicou que fosse tomada a decisão, em conjunto com a equipa de gestão de energia da RAR Açúcar, de manter o regime de laboração da turbina a 4 MW em períodos de ponta e cheias. Para as cotações atuais de fuelóleo e de GN o nível de alerta para o *breakeven* do projeto ocorre para a cotação de 36 €/MWh de preço de energia elétrica.

Em suma, este trabalho proporcionou a criação de uma ferramenta de análise do desempenho da unidade de cogeração em estudo, baseado na experimentação real e com base na análise dos mercados, que a empresa adotou e é utilizada diariamente com sucesso.

Palavras-chaves: Cogeração, Turbina a gás, Autoconsumo, Gestão, Eficiência, Lucro

Abstract

Energy is considered a strategic department in RAR Açúcar and cogeneration is a fundamental instrument for reducing the consumption associated with the sugar refining process.

The present work main target is to create a management model for a self-consumption gas turbine with participation in the energy market. The exposure of integrated cogeneration in this commercial context is indexed to external factors such as unit fuel prices (natural gas, fuel oil or Brent), value of exchange rate €/USD or selling price of electricity produced (€/kWh). This risk exposure means that exploration must be programmed in detail, anticipating financial market movements. The cogeneration plant management model results from a balance between all costs and the income of the facility operation, namely: natural gas price, electric energy self-consumption valuation and sale valuation, equivalent fuel oil valuation, emission allowances and machine maintenance costs.

The operation of the plant under this scheme is strongly dependent on base fuels prices and may have an annual variable profit of € 9447 to € 1156438 for the same electricity price. For current conditions, the best annual profit estimation is from € 266615 to € 419762. Beyond the variable economic performance and the operating conditions, the plant can only work at 4 MW during peak hours, or at 5 MW during all periods. RAR Açúcar's energy management team decided that the turbine's working regime should be at 4 MW during peak hours. So, for the current fuel oil and natural gas prices, between 350 and 400 €/t and 0.350 €/(N) m³, the *breakeven* alert level occurs at 36 €/MWh of electric power price.

In conclusion, this work provided the creation of a performance analysis tool for the cogeneration unit under study, based on real tests and on market analysis. The company adopted this analysis tool with success and use it daily.

Keywords: Cogeneration, Gas Turbine, Self-consumption, Energy management, Energy efficiency, Energy saving

Índice

1	Introdução.....	1
1.1	Enquadramento e objetivos.....	1
1.2	Entidade acolhedora: RAR-Refinarias de Açúcar Reunidas S.A	1
1.3	Organização da dissertação.....	3
2	Revisão bibliográfica.....	5
2.1	Conceito de cogeração numa unidade industrial	5
2.2	Tecnologias de Cogeração	7
2.2.1	Turbina a gás	8
2.3	Cogeração em Portugal	9
2.4	Regime regulatório e remuneratório da cogeração em Portugal.....	11
2.4.1	Evolução da legislação de Cogeração em Portugal.....	11
2.4.2	A cogeração no atual contexto regulatório.....	12
3	Central de Energia da RAR Açúcar	15
3.1	Evolução histórica na produção de energia	15
3.2	Caracterização das unidades de cogeração da RAR	16
3.3	Passagem para o regime de autoconsumo.....	18
4	Variáveis de exploração de uma central de cogeração em autoconsumo	23
4.1	Identificação das variáveis de exploração da central de cogeração.....	23
4.1.1	Gás Natural.....	24
4.1.2	Eletricidade.....	26
4.1.3	Fuelóleo Equivalente.....	28
4.1.4	Emissões de gases com efeito de estufa	29
4.2	Interligação das variáveis de exploração da central de cogeração.....	30
5	Modelo de gestão de uma central de cogeração em autoconsumo com participação no mercado.....	33
5.1	Criação de mapas-tipo	33

5.2	Inputs/Outputs do modelo e metodologia de cálculo.....	35
5.2.1	Resultado de exploração.....	35
5.2.2	Determinação do Custo de GN.....	36
5.2.3	Determinação do Proveito em Energia de Autoconsumo	36
5.2.4	Determinação do Proveito da Venda de Energia	40
5.2.5	Determinação do Proveito de Fuelóleo Evitado.....	41
5.3	Exemplo de cálculo de um Resultado de Exploração	43
6	Análise de rentabilidade do projeto.....	51
6.1	Exposição de risco da operação da central de cogeração	51
6.2	Análise de sensibilidade da central de cogeração	56
6.3	Atuais limites de rentabilidade da central de cogeração	58
6.4	Perda de exploração em 2019	62
7	Conclusões e Sugestões para Trabalho Futuro.....	67
	Referências bibliográficas	71
	Anexo A	73

Índice de Figuras

Figura 1- Edifício administrativo: RAR Açúcar.....	2
Figura 2- Armazém de rama da cana de açúcar.....	2
Figura 3-Central convencional vs central de cogeração [1].	6
Figura 4- Secções principais da turbina a gás (adaptado) [5].....	9
Figura 5- Evolução da potência instalada, em MW, de cogeração entre 2005 e 2017, em Portugal (adaptado)[1].	10
Figura 6- Caminhos de transição para o atual regime de cogeração em Portugal [8]. ...	14
Figura 7- Representação da central de cogeração da RCOG no período de 2013 a 2017.	16
Figura 8- Central de cogeração da RAR Cogeração.....	17
Figura 9- Linha temporal dos procedimentos de passagem para autoconsumo, entre dezembro de 2017 e dezembro de 2018.	19
Figura 10-Representação das centrais de cogeração da RARA e RCOG a partir de 2018.	20
Figura 11- Central de Cogeração da RAR Açúcar.	21
Figura 12- Variáveis de exploração da central de cogeração RARA.	23
Figura 13- Evolução do custo unitário de gás natural entre 2014 e 2018.	26
Figura 14- Evolução do valor de energia elétrica OMIE de 2014 a 2018 (adaptado) [9].	27
Figura 15-Evolução do custo unitário de fuelóleo n°4 entre 2014 e 2018.....	29
Figura 16- Interligação das variáveis de exploração da central com o regime de operação da mesma.	30
Figura 17-Relação de custo unitário de fuelóleo e gás natural de janeiro a setembro de 2019.	49
Figura 18- Evolução histórica do custo de fuelóleo (€/t) e gás natural (€/ (N) m3) de 2014 a 2019.	52
Figura 19- Evolução diária do preço de energia elétrica OMIE em abril de 2019 (adaptado) [9].	54
Figura 20- Histórico de energia elétrica OMIE entre 2014 e 2019 (adaptado) [9].	55

Figura 21- Evolução das cotações em OMIP para YR-20 e YR-21, de janeiro a agosto de 2019 (adaptado) [10].	56
Figura 22- Análise de sensibilidade do projeto: Operação da máquina.	57
Figura 23- Estudo de rentabilidade do projeto: Limites de operação da central	60

Índice de Tabelas

Tabela 1-Registo das variáveis de desempenho para o dia 1 de abril de 2019.....	34
Tabela 2- Custos e Proveitos do Resultado de exploração da central de cogeração-.....	36
Tabela 3- Input e Output do cálculo de GN	36
Tabela 4- Inputs e Output do cálculo do Proveito Energia de Autoconsumo.	37
Tabela 5- Input e Output do cálculo das Tarifas de Acesso às Redes.....	37
Tabela 6- Input e Output do cálculo do termo de Energia	38
Tabela 7- Input e Output do cálculo do Proveito de Venda de Energia	41
Tabela 8- Input e Output do cálculo do Proveito de Fuelóleo Equivalente.....	42
Tabela 9-Custo de GN do dia 1 de abril de 2019.	43
Tabela 10-Valorização da Energia Elétrica em Autoconsumo: Termo de energia do dia 1 de abril de 2019.	45
Tabela 11- Valorização da energia elétrica em autoconsumo: Termo de tarifas de acesso do dia 1 de abril de 2019.	45
Tabela 12-Valorização da energia elétrica em autoconsumo do dia 1 de abril de 2019.	46
Tabela 13-Proveito diário de venda de energia elétrica no dia 1 de abril de 2019.....	47
Tabela 14-Valorização do fuelóleo equivalente do dia 1 de abril de 2019.	48
Tabela 15- Resultado de energia do dia 1 de abril de 2019.....	50
Tabela 16- Análise de rentabilidade do projeto Turbina Centrax para iguais cotações de combustíveis, valores de custo de GN em €/m ³ (N), custo de fuel em €/t e resultados anuais em €.	60
Tabela 17- Análise de rentabilidade do projeto Turbina Centrax para cotações distintas de combustíveis, valores de custo de gás natural em €/m ³ (N), custo de fuel em €/t e resultados anuais em €.	61
Tabela 18- Breakeven do projeto.....	62
Tabela 19- Perda de exploração turbina Centrax.....	63
Tabela 20- Valores de mercado para a determinação da "perda de exploração (1)" e "perda de exploração (2)"	64

Nomenclatura

C	Período de horas de cheia
C/LE	Com licenças de emissão
CAV	Contributo audiovisual
CUR	Comercializador de Último Recurso
DGEG	Direção geral de energia e geologia
DIEN	Divisão das instalações elétricas do Norte
DL	Decreto-Lei
ERSE	Entidade reguladora dos serviços energéticos
GN	Gás Natural
IEC	Imposto especial de Consumo
IVA	Imposto sobre valor acrescentado
ISP	Imposto sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos
kPI	Indicador Chave de performance
LE	Licenças de emissão
MIBEL	Mercado Ibérico de Eletricidade
MT	Média Tensão
OMIE	Operador do mercado ibérico de energia Entidade responsável pela gestão da bolsa de futuros da eletricidade para Portugal e Espanha
OMIP	
ORD	Operadores de rede de distribuição
P	Período de horas de Ponta
PC	Período de horas de Ponta e Cheias
PCI	Poder calorífico inferior
PCS	Poder calorífico superior
PCVSV	Período de horas de Ponta, Cheias, Vazio e Super Vazio
RAR	RAR Açúcar
RCOG	RAR Cogeração
S/LE	Sem licenças de emissão
SEN	Serviço elétrico nacional
SV	Período de horas de Super Vazio
TOS	Taxa ocupação de subsolos
V	Período de horas de vazio
VSV	Período de horas de Vazio e Super Vazio

1 Introdução

1.1 Enquadramento e objetivos

Após o término da Licenciatura em Engenharia Química pelo Instituto Superior de Engenharia do Porto em julho de 2017, surgiu a oportunidade de integrar a equipa da RAR – Refinarias de Açúcar Reunidas, S.A, no departamento de Manutenção e Energia. Tendo, em setembro de 2017, ingressado no Mestrado em Engenharia Química pelo mesmo instituto, surgiu agora, no âmbito da disciplina anual de Dissertação/Estágio, a possibilidade de dissertar sobre o tema do **Desenvolvimento de um modelo de gestão de uma central de cogeração.**

Este trabalho, desenvolvido na RAR, tem como objetivo a construção de um modelo de gestão de uma central de cogeração em regime de autoconsumo com participação no mercado energético.

A exposição de uma cogeração integrada neste contexto comercial obriga a um grande cuidado na forma como se a opera. A exposição a fatores externos tais como os preços unitários dos combustíveis (gás natural - GN, fuelóleo ou *Brent*), o valor da conversão cambial €/USD ou o preço de venda da eletricidade produzida (€/kWh). Esta exposição de risco faz com que a exploração tenha de ser programada com muito detalhe, antecipando as movimentações dos mercados financeiros.

É necessário para o efeito a modelação do negócio por via dos custos e da eficiência da máquina e, desta forma, é urgente relacionar todos os fatores determinantes tendo sempre em vista a otimização do funcionamento para que a atividade seja sustentada.

1.2 Entidade acolhedora: RAR-Refinarias de Açúcar Reunidas S.A

A indústria de refinação de açúcar da zona norte até à década de 60 era composta por dezenas de pequenas refinarias de dimensão reduzida e equipamento rudimentar o que impossibilitava a produção de açúcar em quantidade e qualidade reconhecíveis.

Fundada em 1962, a RAR Açúcar nasce da fusão e concentração de nove pequenas refinarias já existentes, tendo passado a comercializar essa produção até ao arranque da nova refinaria. Em 1963, iniciou-se a construção das suas instalações na, agora

denominada, zona industrial do Porto. Em 1967, a RAR iniciou a laboração na nova refinaria, projetada para concentrar a atividade produtiva dos diferentes núcleos num só, o que naturalmente impulsionou a capacidade produtiva e incrementou ganhos de eficiência assinaláveis devido aos sucessivos investimentos em tecnologia, ficando assim com uma capacidade de produção instalada de 25000 t/ano. Nesse mesmo ano as vendas da RAR atingiram cerca de 22000 t, correspondendo a 11,8% do total das vendas no País. Em 1973, com a aquisição da Refinaria Angola, a RAR Açúcar torna-se um operador de referência nacional com cerca de 45% do mercado nacional.

Em 1991 procedeu-se ao fecho da Refinaria de Matosinhos (antigas instalações da Refinaria Angola) e concentrou toda a atividade na Refinaria do Porto, onde ainda hoje permanece. Na Figura 1, apresenta-se uma vista da RAR Açúcar.



Figura 1- Edifício administrativo: RAR Açúcar

A RAR Açúcar é uma organização que se dedica-se à refinação e comercialização de açúcar e a sua matéria-prima é a rama da cana-de-açúcar produzida em países tropicais e subtropicais da Ásia, África e América Central e do Sul. Recebida no Porto de Leixões, a rama é transportada até aos armazéns da RAR Açúcar em camiões onde é armazenada a granel, como se exemplifica na Figura 2.



Figura 2- Armazém de rama da cana de açúcar.

Para que a rama se transforme em cristais de açúcar puros é necessário proceder à sua refinação. Este processo inclui várias etapas como Afinação, Carbonatação,

Descoloração, Evaporação, Cristalização, Secagem e Classificação. Após o processo de refinação obtém-se um açúcar de elevada qualidade que, depois de acondicionado, chega ao mercado no formato bem familiar para todos. A RAR Açúcar apresenta uma vasta gama de produtos, desde açúcar branco de 1 kg até *sticks* ou açúcar mascavado.

Detendo hoje uma capacidade produtiva instalada de 160000 t/ano, a qualidade e segurança alimentar dos seus produtos, a par da eficiência do seu desempenho ambiental, sempre foram os seus focos e, desta forma, investiu nos seus Sistemas de Gestão da Qualidade, Segurança Alimentar e Ambiental certificados de acordo com os referenciais NP EN ISO 9001, NP EN ISO 22000, IFS – *International Food Standard* e NP EN ISO 14001. De mencionar que a RAR Açúcar foi a primeira empresa ibérica do seu setor de atividade a obter a Certificação IFS.

Assim, a RAR Açúcar integra o grupo RAR que durante as décadas de 70 e 80 expandiu a sua atividade económica a outras áreas de negócio. O grupo RAR é constituído atualmente pelas empresas: Acembex, Centrar, Colep, RAR Imobiliária, Vitacress e, claro está, RAR Açúcar.

1.3 Organização da dissertação

A presente dissertação encontra-se dividida em 6 Capítulos.

No Capítulo 1 é realizado um breve enquadramento ao trabalho realizado, assim como identificados os principais objetivos do mesmo. De forma sumária é apresentada ainda a entidade acolhedora do presente estudo.

No Capítulo 2 é apresentado o conceito de cogeração e as suas potencialidades em ambiente industrial, assim como as tecnologias disponíveis com especial foco para a turbina a gás, tecnologia em estudo. Neste Capítulo pode ainda ser encontrado um sumário do estado de arte da cogeração em Portugal, com um enquadramento histórico da atividade. Por último, apresenta-se uma revisão aos enquadramentos regulatórios e remuneratórios da cogeração em Portugal.

No Capítulo 3 detalha-se a central de energia da RAR Açúcar com foco para a evolução histórica na produção de energia. Ainda no decorrer deste Capítulo são caracterizadas as unidades de cogeração da RAR. Por último, referem-se todos os procedimentos e alterações necessárias à passagem para o regime de autoconsumo.

No Capítulo 4 apresentam-se as quatro variáveis que constituem o modelo desenvolvido a saber: gás natural, eletricidade, fuelóleo equivalente e emissões de gases com efeito de estufa e a forma como elas se interligam na exploração da central.

No Capítulo 5 detalham-se as variáveis de exploração que levam à construção modelo de gestão desenvolvido nesta dissertação, neste capítulo são apresentados todos os *inputs* e *outputs* do modelo e da metodologia de cálculo.

No Capítulo 6 realiza-se a análise de rentabilidade do projeto com base na análise histórica das flutuações dos mercados financeiros. Por um lado, apresenta-se uma análise de sensibilidade do projeto global no que respeita aos limiares de proveito do mesmo, por outro, apresentam-se as perdas de exploração por paragem operacional da máquina.

2 Revisão bibliográfica

No presente Capítulo começa-se por realizar uma abordagem integrada aos conceitos de cogeração e geração de calor e eletricidade de forma convencional. No que às tecnologias de cogeração diz respeito, é dado especial foco à Turbina a gás uma vez que é o objeto de estudo. Pela motivação já exposta, termina-se o Capítulo 2 com o enquadramento histórico e os desafios da cogeração em Portugal, bem como a aplicação do seu regime regulatório e remuneratório.

2.1 Conceito de cogeração numa unidade industrial

O conceito de cogeração surge, sempre e naturalmente, associado à produção de energia elétrica com elevada eficiência a partir da queima de um combustível, seja este de natureza fóssil ou renovável.

A elevada eficiência associada à cogeração reside no facto de a partir de um combustível, como seja exemplo o gás natural, o fuelóleo, o biogás, a biomassa etc., haja produção simultânea de energia térmica e elétrica. Assente desta premissa, a cogeração pode ser simplesmente definida como a produção simultânea de calor e eletricidade a partir de uma só fonte de energia primária. Quando comparada com um processo convencional de produção de energia, a cogeração apresenta um maior rendimento global a partir da mesma base de combustível, sendo este na ordem dos 80% balanceados com os 56% em centrais convencionais como se representa na Figura 3 [1].

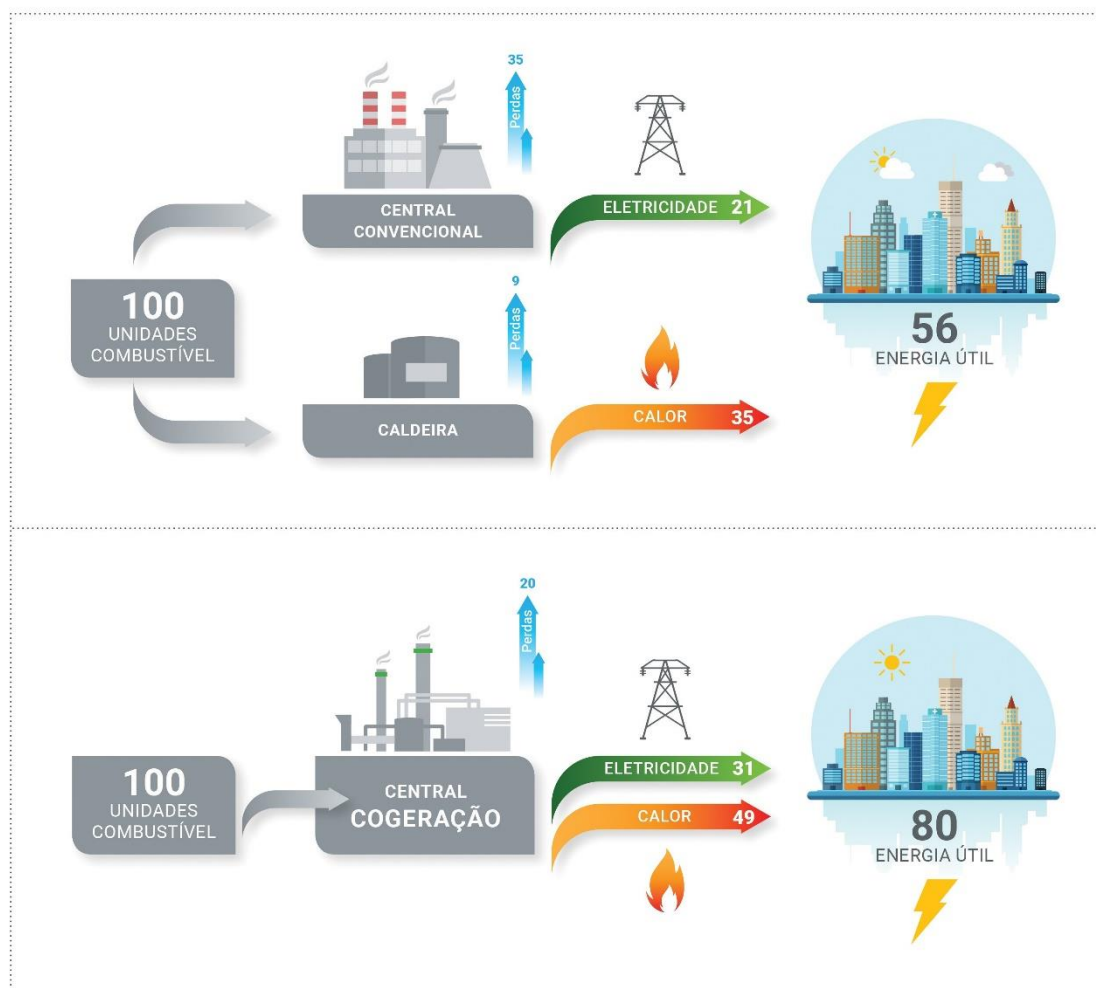


Figura 3-Central convencional vs central de cogeração [1].

Uma central de cogeração é uma solução técnica viável para indústrias cujo processo necessite de energia térmica, o que permite que esta solução se torne economicamente vantajosa. A instalação destas unidades é comum em indústrias químicas e petroquímicas, de refinação, pasta e papel, têxtil, cerâmicas, entre outras, uma vez que estas apresentam grandes necessidades térmicas. O aproveitamento da energia térmica gerada pode ser realizado de diversas formas, seja em vapor, água ou ar quente [1]. Além das utilizações referidas, a potência térmica gerada pode ser ainda convertida em frio através de *chillers* de absorção.

Ambientalmente, é clara a vantagem de aproveitamento do calor útil gerado no processo de cogeração pois evita o consumo adicional de combustível para a produção equivalente da mesma quantidade de energia térmica. Com este processo há uma diminuição das emissões de gases com efeito de estufa associada à produção das duas

formas de energia útil - calor e eletricidade. A cogeração apresenta-se assim como a forma menos poluente para a obtenção simultânea de energia térmica e elétrica.

2.2 Tecnologias de Cogeração

O mercado atual disponibiliza inúmeras tecnologias aplicáveis a sistemas de cogeração sendo que estas se distinguem essencialmente em duas vertentes: tipo de máquina térmica e combustível utilizado.

Na literatura é comum classificar as instalações cogedoras de acordo com o tipo de tecnologia empregue, frequentemente dividem-se em duas grandes classes: convencionais ou emergentes. Assim, as turbinas a gás, a vapor e os motores alternativos ou de combustão interna são representados pelo ciclo de Otto (ignição por explosão) ou pelo ciclo Diesel (ignição por compressão) e são classificados como tecnologias convencionais. Por outro lado, dentro das tecnologias emergentes encontram-se as microturbinas e as pilhas de combustível [2]. No caso em estudo, a tecnologia utilizada na central de cogeração é a turbina a gás.

As grandes centrais termoelétricas convencionais baseiam-se no ciclo de *Rankine*, sendo usual que o fluido de trabalho seja a água e que, no decorrer do ciclo termodinâmico, esta vá alterando a sua fase. No caso em estudo e nos motores, independentemente do ciclo de base, o fluido de trabalho é um gás que à medida que o ciclo avança, a sua composição é modificada. No início do ciclo, o referido fluido é apenas ar sendo que com o decorrer das transformações termodinâmicas vai-lhe sendo adicionado combustível, o que leva à formação de uma mistura de ar-combustível, sendo este processo de combustão interna [3].

Há ainda dois conceitos de elevada relevância que se prendem com a temperatura a que é fornecido o calor para a produção de energia elétrica, assim os sistemas classificam-se como sendo de ciclo superior (*topping cycle*) ou inferior (*bottoming cycle*) [4]. No ciclo superior em primeiro lugar produz-se energia elétrica e só depois há lugar à produção de energia térmica por recuperação do calor proveniente da combustão. São exemplos de ciclos superiores as turbinas a gás, os motores alternativos, os ciclos combinados, turbinas de contrapressão, geradores de vapor e pilhas de combustível. Por outro lado, num ciclo inferior há lugar à recuperação de calor proveniente do processo

industrial que depois será usado para a produção de energia elétrica, aqui os equipamentos mais usados são as caldeiras de recuperação.

2.2.1 Turbina a gás

Ultimamente constata-se uma crescente procura por geradores para a produção de energia elétrica. Se em centrais elétricas este facto pode ser justificado pela satisfação das pontas dos diagramas de carga, no seio industrial procura-se através destas tecnologias assegurar a produção de base.

As turbinas a gás apresentam inúmeras vantagens das quais se enumeram as seguintes [3]:

- Arranque rápido e rápida tomada de carga;
- Resposta rápida às variações de carga;
- Possibilidade de operação com vários combustíveis;
- Custo inicial baixo;
- Impacte ambiental reduzido: baixa emissão de gases pela chaminé;
- Baixas emissões de NO_x , CO e SO_2 quando utilizam gás natural como combustível;
- Projeto e obra de construção civil de baixo custo;

Uma turbina a gás pode ser dividida em três secções chave: uma secção de entrada de ar para o compressor, uma câmara de combustão e uma turbina de expansão associada à secção dos gases de escape como se representa esquematicamente na Figura 4. A turbina necessita assim de um sistema de arranque para colocar o compressor em funcionamento, assim que este alcança uma dada velocidade dá início à aspiração do ar atmosférico, comprimindo-o e enviando-o para a câmara de combustão. Aí dá-se a mistura do ar comprimido com o combustível de trabalho, seja ele líquido ou gasoso, e a elevada energia resultante dá origem a gases quentes que se expandem através da turbina produzindo energia mecânica. Parte dessa energia produzida é utilizada para o acionamento do compressor enquanto a remanescente é usada no acionamento do gerador para a produção de energia elétrica [3].

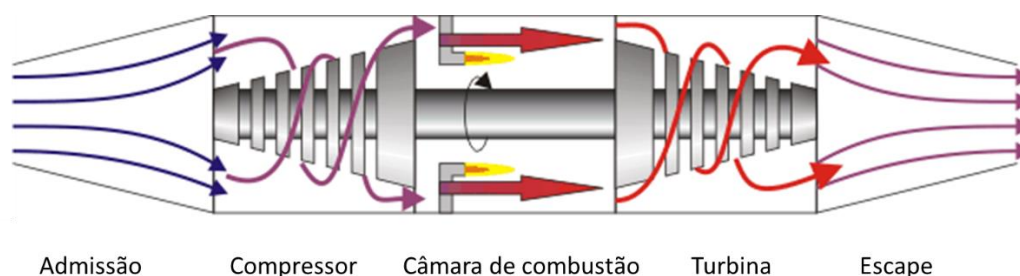


Figura 4- Secções principais da turbina a gás (adaptado) [5].

O ciclo termodinâmico utilizado para a modelação de uma turbina a gás é o ciclo de *Brayton*, que consiste numa compressão isentrópica seguida de uma transformação de fornecimento de calor com o aumento de temperatura, depois uma expansão isentrópica e, finalmente, um processo de rejeição de calor a pressão constante [3].

Apesar das vantagens já apresentadas, esta tecnologia apresenta como desvantagem o facto de [3]:

- Possuir rendimentos reduzidos para cargas parciais;
- Apresentar menor eficiência em processos cujas necessidades térmicas são baixas;
- Possuir um tempo de vida útil menor do que o que se verifica noutras tecnologias;
- Elevada sensibilidade a elevadas temperaturas o que origina uma redução na potência útil de saída.

2.3 Cogeração em Portugal

As primeiras cogerações em Portugal remontam à primeira metade do século XX e eram baseadas em caldeiras e máquinas a vapor. As unidades industriais dos primórdios desta tecnologia eram as que possuíam consumos significativos de calor/vapor, tais como sejam exemplo: indústrias açucareiras, refinarias de petróleo, indústria papelreira ou têxtil...). Com a evolução da tecnologia, as máquinas a vapor foram sendo substituídas por turbinas de contrapressão que acionavam alternadores. Em 1988, com a publicação do Decreto-Lei (D:L.) nº189/88 que regulava o novo regime aplicável a pequenos produtores de eletricidade a partir de combustíveis renováveis e à produção combinada de calor e eletricidade, houve um acréscimo de investimento neste setor. A maioria das

indústrias onde os investimentos nesta área se afiguravam viáveis do ponto de vista técnico e económico foram-se equipando de sistemas de cogeração, com projetos de motores Diesel e consumo de fuelóleo. Com novas publicações legislativas como o D.L. 186/95 de 27 de julho ou o D.L. 538/99 de 13 de dezembro, os projetos de cogeração tiveram de se mostrar eficientes, tendo-se assim com a introdução de gás natural conseguido aumentar a panóplia de tecnologia começando muitas instalações a utilizar os motores Otto e as turbinas a gás natural [6].

No final da primeira década de 2000, com a publicação do D.L. nº 23/2010 de 25 de Março, assiste-se a um ponto de viragem na cogeração em Portugal que é agravado em 2015 com a publicação do D.L. nº 68-A/2015, conforme se verifica pela diminuição da potência instalada na Figura 5 [1].

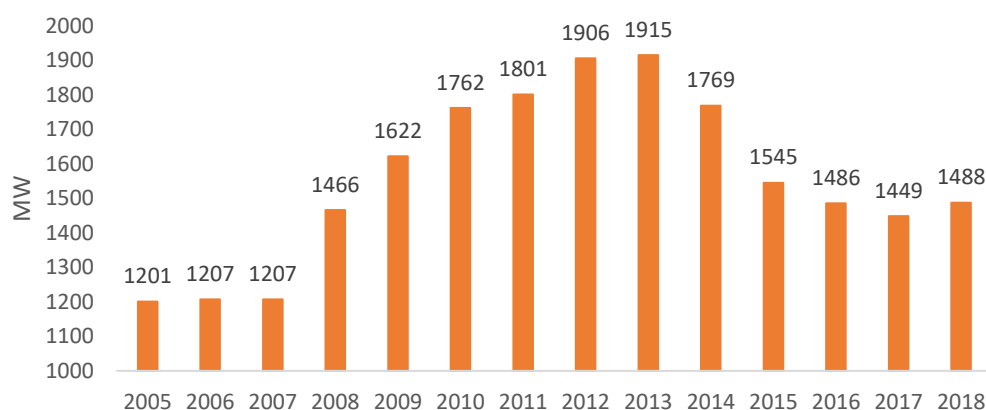


Figura 5- Evolução da potência instalada, em MW, de cogeração entre 2005 e 2017, em Portugal (adaptado)[1].

Em 2013 a potência instalada em cogeração era de 1915 MW, potência máxima no período considerado de 2005 a 2018. Desde então verifica-se uma tendência decrescente neste setor. Esta tendência foi contrariada pelo ligeiro aumento de potência instalada verificado em 2018, segundo os relatórios de informação semestral. O ano de 2018, terminou com uma potência instalada em cogeração de 1488 MW, o que representa um aumento de 39 MW face ao ano anterior [6].

As tecnologias de cogeração mais utilizadas em Portugal são a turbina a gás natural e o motor a gás natural, representando 46% e 20% das tecnologias aplicáveis, segundo dados de 2016 [1]. A seleção da tecnologia a aplicar em cada processo, depende essencialmente do consumo térmico da instalação e da disponibilidade de combustíveis,

uma vez que existem diferenças significativas entre os rendimentos térmicos e elétricos de cada tecnologia.

2.4 Regime regulatório e remuneratório da cogeração em Portugal

No presente Capítulo pretende-se realizar uma abordagem à legislação nacional no que à tutela da atividade de cogeração respeita. Pela aplicabilidade e impacto direto do enquadramento legislativo na central de cogeração, irão dar-se conta das principais publicações que a este tema dizem respeito.

2.4.1 Evolução da legislação de Cogeração em Portugal

Os primeiros sistemas de cogeração a serem instalados em Portugal, remontam os anos 30. Em 1982, foi regulada a qualidade de produtor independente com a possibilidade de estabelecer o paralelo com a Rede Elétrica Nacional, foram ainda definidas as condições para a valorização dos excedentes de energia elétrica entregues à Rede.

Anos mais tarde, em 1988, houve a publicação do D.L. nº189/88 de 27 de maio que criou um regime especial para a produção de energia elétrica com recursos renováveis ou em cogeração, este regime tinha como objetivos agilizar e dar transparência aos processos por forma a motivar e atrair os agentes económicos.

Até aos anos 90, as principais unidades fabris dos mais variados setores industriais como químico, têxtil, papel ou alimentar, com consumos significativos de energia térmica na forma de calor ou vapor, foram-se equipando de sistemas de cogeração, com a tecnologia do ciclo Diesel a dominar e uma potência instalada de aproximadamente 350 MW, segundo dados da COGEN Portugal [7].

A publicação do primeiro diploma aplicado de forma específica à atividade em cogeração dá-se em 1995, com o D.L. nº186/95.

Em 1997, a comercialização de gás natural trouxe, além de melhorias significativas nas respostas aos primeiros repto ambientais, novas oportunidade às instalações de cogeração abrindo portas a novas tecnologias e gamas mais alargadas de potência.

A publicação do D.L. nº 538/99 de 1999, veio impor critérios de eficiência dos projetos de cogeração, valorizando esta alternativa de produção de energia.

Desta forma, na primeira década de 2000 que ficou marcada pelo aumento das imposições ambientais, assistiu-se à conversão de algumas centrais de cogeração alimentadas a fuelóleo para gás natural. Em 2001, com a publicação do D.L. n.º 313/2001 deixaram de existir restrições quanto ao consumo da energia elétrica produzida e o cogrador passou a poder vender toda a energia produzida à Rede. Este regime, denominado frequentemente como regime de venda total, foi regulamentado através da Portaria 399/2002.

Entre 2002 e 2010, viveu-se um período de estabilidade deste setor no que respeita a publicações reguladoras, no entanto em 2010 assistiu-se ao ponto de viragem da cogeração em Portugal. A publicação do D.L. n.º 23/2010 que fora complementado com a publicação da portaria n.º 140/2012, tiveram implicações diretas quer nos novos investimentos em cogeração, quer na continuidade da exploração das centrais já existentes.

Em 2015, a publicação do D.L. n.º 68-A/2015 introduziu novas alterações ao regime regulatório. Os principais impactos desta publicação são ao nível dos novos investimentos do setor, uma vez que esta publicação reforça o cenário de instabilidade regulatória, já para as unidades existentes os seus efeitos são pouco vincados. De referir que, uma vez que o Governo tem optado por não atribuir tarifas reguladas, a modalidade especial do D.L. n.º 68-A/2015 não tem aplicação.

Segundo dados da COGEN Portugal, desde 2012 encerraram cerca de 40 unidades de cogeração o que corresponde a 230 MW de potência instalada (cerca de 20% da total) e um aumento da importação de combustíveis e emissões de CO₂ de 140000 t/ano [7]. Em dezembro de 2018, segundo a mesma fonte, existiam 10 centrais de cogeração a operar em regime de autoconsumo, 5 novas centrais de cogeração em processo de licenciamento em regime de autoconsumo e 1 central de cogeração a operar em regime de venda em mercado.

2.4.2 A cogeração no atual contexto regulatório

O D.L. n.º 23/2010, republicado pelo D.L. 68-A/2015 inclui duas modalidades: Especial e Geral, dentro desta última, as Submodalidades A e B. A aplicabilidade da Modalidade Especial não está disponível dada a inexistência de regulamentação correspondente [8].

A submodalidade A está disponível para:

Potencia de ligação < 20 MW

Autoconsumo + Venda ao CUR (Comercializador de Último Recurso)

Pagamento da compensação

A submodalidade B está disponível para:

Venda total ou parcial em regime de mercado

Pagamento da compensação (autoconsumo)

Paga UGS sobre as vendas a terceiros

Considera-se que a cogeração opera em modo de autoconsumo quando a energia elétrica produzida, para além da utilizada nos serviços auxiliares se destina ao abastecimento de uma unidade de utilização associada, e a energia térmica se destine ao próprio cogrador ou seja fornecida a terceiros.

A submodalidade B permite a participação em mercados organizados ou contratos bilaterais. Na submodalidade A, o preço de compra pelo CUR depende do preço do mercado e é definido pela Portaria 173/2016. O preço de venda de eletricidade ao CUR depende diretamente da média mensal do preço diário do OMIE do próprio mês, correspondendo à média aritmética simples nas horas de ponta e cheia e multiplicada por um fator de 0,85 nas horas de vazio e super vazio. Desta forma, o cogrador apenas saberá no final do mês qual o preço da energia que entregou ao CUR antecipadamente. O prazo máximo de contrato é de 10 anos, prorrogável por períodos de 5 anos, no entanto, o CUR pode opor-se à prorrogação. O pagamento da compensação pela operação em regime de autoconsumo é determinado pela ERSE, somente quando se atingir 5% da potência instalada do SEN de cogeração a operar em autoconsumo, ou seja cerca de 1000 MW.

O caminho e prazos para a transição para o regime atual das centrais de cogeração existentes é muito diversificado e depende da data de início de exploração da central em questão, conforme se demonstra na Figura 6. No final dos períodos de vigência dos regimes anteriores, as instalações de cogeração transitam para a Modalidade Geral do regime remuneratório do D.L. 68-A/2015 desde que comprovem a obtenção de uma Poupança de Energia Primária. Assim, neste contexto as centrais existentes podem aceder ao regime de autoconsumo na Submodalidade A, uma vez que, ainda que estivesse

regulamentada, não era possível aceder à Modalidade Especial sem a atribuição de um novo ponto de receção.

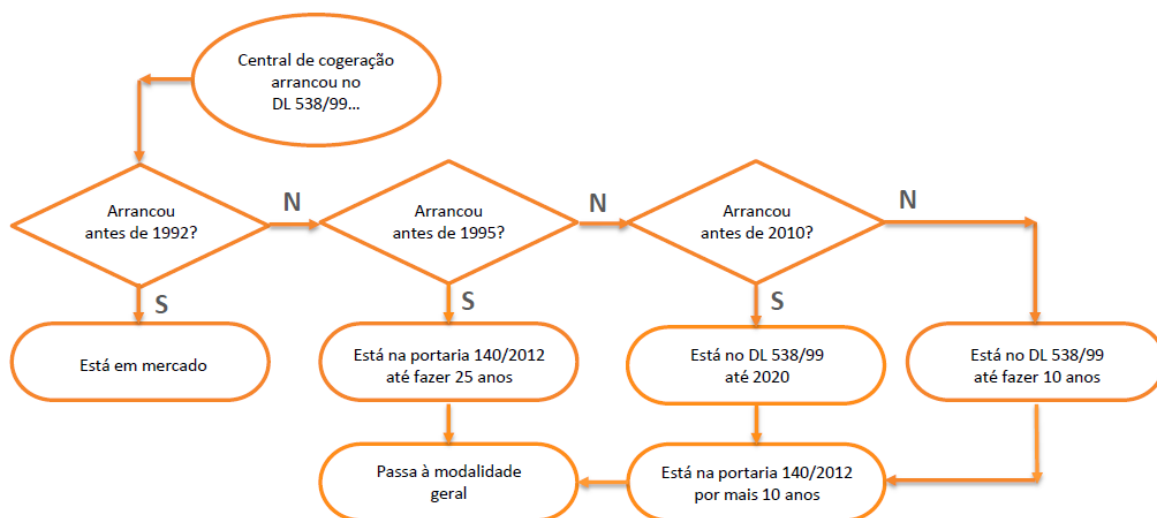


Figura 6- Caminhos de transição para o atual regime de cogeração em Portugal [8].

3 Central de Energia da RAR Açúcar

O objetivo fulcral deste Capítulo é a exposição histórica da evolução e contextualização energética da RAR.

A RAR Açúcar preocupada com a temática energética desde os primórdios, realizou a sua primeira auditoria energética em 1988. Ao longo dos tempos criou uma unidade independente de produção de energia elétrica e térmica constituindo, assim, a RAR Cogeração. Com a evolução da legislação energética e a aplicação da mesma às unidades cogedoras, a Energia assumiu novamente um papel de relevo na organização.

Em finais de 2017, fruto da transição legal para o regime de autoconsumo houve a necessidade de rever o paradigma energético da organização e, assim, adaptar a gestão de energia à nova realidade de autoconsumo industrial, como se dará conta no final deste Capítulo.

3.1 Evolução histórica na produção de energia

A RAR Açúcar (RARA), fundada em 1962, realizou a primeira auditoria energética em 1988. Este é um facto relevador da primazia dada pela organização em temas energéticos e pró-eficiência energética.

Em 1991, começou a produção de energia elétrica com a aquisição de duas turbinas a vapor, denominadas por *Rateau* e *Breguet*. Neste ano a energia elétrica gerada era totalmente consumida e somente no ano seguinte, 1992, é que os excedentes começaram a ser vendidos à rede. De destacar ainda que em 1993 a RAR iniciou a documentação individualizada da produção de energia por equipamento, o que possibilitou à época uma maior e melhor gestão.

Desde os primórdios e até 1997 que o combustível energético utilizado na RAR era exclusivamente fuelóleo pesado, nesse mesmo ano foi introduzido gás natural (GN). Foi também em 1997 que se adquiriram dois motores a gás natural *JENBACHER* de 2 MW e que se licenciou a central a gás natural.

Ainda em 1997, mas no seu final, constituiu-se a RAR- Cogeração Unipessoal, Lda (RCOG). Esta empresa tem como principal objetivo o fornecimento de vapor à refinaria, sendo que após a sua constituição, a RAR Açúcar passou a adquirir toda a energia elétrica

necessária às empresas produtoras e a energia produzida pela cogeração passou a ser vendida à rede na sua totalidade.

Devido à falta de eficiência dos equipamentos já obsoletos e a estratégias de negócio bem definidas, de acordo com os enquadramentos legais energéticos, a RAR foi substituindo ao longo dos tempos os geradores que possuía. Assim, nos anos 2000, há que realçar mais dois investimentos realizados na produção de energia elétrica e térmica: em 2004 a aquisição de uma turbina a vapor, denominada por turbina KKK, e em 2013 a aquisição de uma turbina a gás, Centrax, que será objeto de estudo neste documento. A aquisição desta turbina de 5 MW implicou a substituição dos motores a gás existentes.

3.2 Caracterização das unidades de cogeração da RAR

Até 2018, a RAR Açúcar não possuía capacidade para produção de energia elétrica e térmica, pelo que a central de cogeração existente era propriedade da RAR Cogeração. No período compreendido entre 2013 e 2017, a central de cogeração podia ser representada pelo esquema da Figura 7.

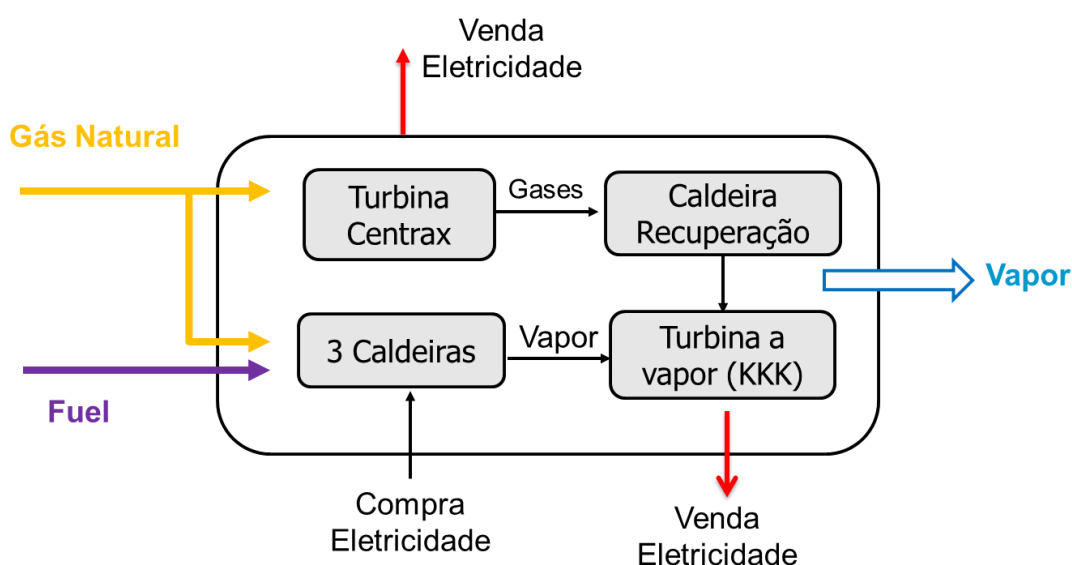


Figura 7- Representação da central de cogeração da RCOG no período de 2013 a 2017.

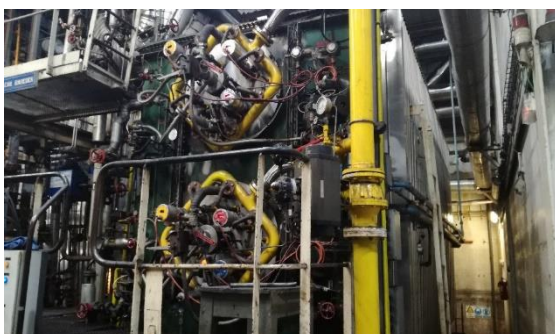
A instalação de cogeração da RCOG era constituída por três geradores de vapor sobreaquecido, que alimentavam um turbo-grupo em contrapressão (turbina KKK), como se demonstra na Figura 8, e uma turbina a gás com uma caldeira recuperadora.



Caldeira nº1



Caldeira nº2



Caldeira nº3



Turbina KKK

Figura 8- Central de cogeração da RAR Cogeração.

O vapor de água a 24 bar(g) sobreaquecido a 340°C é expandido numa turbina a vapor funcionando em contrapressão. Da expansão do vapor resulta energia elétrica e vapor de baixa pressão a 1 bar(g) e 150°C, que é utilizado no processo produtivo da RAR Açúcar. O processo produtivo consome ainda vapor a média pressão (3 bar(g) e 215°C) a partir de um posto de redução e atemperação montado em *bypass* ao grupo turbogerador de vapor.

A água de alimentação aos geradores de vapor sobreaquecido, que se encontra à temperatura média de 110°C, é proveniente do desgasificador localizado no exterior da central.

A energia térmica produzida pela central de cogeração é consumida no processo de refinação de açúcar. Este processo sequencial consiste na separação de impurezas existentes na matéria-prima (rama da cana-de-açúcar) através da utilização de vapor. O vapor é consumido nas etapas de evaporação e cristalização do fabrico de açúcar. Na evaporação, o licor é concentrado fazendo evaporar a água da solução de açúcar e da dissolução de produtos intermédios. Na cristalização obtém-se os cristais de açúcar que são separados do licor através de um processo de centrifugação.

De um modo genérico, a central de cogeração dispõe de dois combustíveis distintos, duas turbinas e quatro caldeiras cuja produção de vapor era fornecida exclusivamente à refinaria da RAR Açúcar. No que respeita à energia elétrica, a energia gerada pelas duas turbinas era inteiramente vendida à rede, estando as mesmas abrangidas por um enquadramento legislativo que lhes permitia o acesso a tarifas de venda bonificadas; quanto à compra, a organização adquiria toda energia necessária aos seus consumos.

Como combustíveis, o *mix* energético da central era composto por Fuelóleo pesado (fuel) e gás natural. Em 2014, foi realizado um investimento avultado na aquisição de queimadores mistos que possibilitaram a queima simultânea dos 2 combustíveis em duas das três caldeiras existentes, esta medida contribuiu para a independência energética da organização. O gás natural era ainda o combustível utilizado para a geração de energia elétrica na turbina Centrax, que devido à elevada potência térmica dos gases resultantes da combustão a aproveita para a produção de vapor, numa caldeira de recuperação com capacidade de produção de 9 t/h.

O vapor produzido pelas três caldeiras, duas delas com capacidade de produção de 28 t/h de vapor e a terceira de 8 t/h, era turbinado numa turbina a vapor para geração de energia elétrica que era na sua totalidade vendida à rede. De referir o facto de também toda a produção de energia elétrica da turbina Centrax ser vendida à rede.

3.3 Passagem para o regime de autoconsumo

A Central de cogeração a GN, em dezembro de 2013, sofreu uma alteração significativa, com a troca dos dois grupos geradores existentes por uma nova turbina a GN. Esta central estava licenciada ao abrigo da Portaria 140/2012. Em dezembro de 2017 terminou o período de abrangência dos 240 meses referidos na aplicabilidade desta portaria. De modo a rentabilizar o investimento realizado em 2013, a organização optou pelo funcionamento em autoconsumo com entrega (venda) da energia não consumida ao CUR, de acordo com a alínea a) do ponto 1, do artigo 4ºB do D.L. 68-A/2015, de 30 de abril. A passagem para regime de autoconsumo da turbina a gás natural teve um impacto significativo naquilo que é a gestão de energia da RAR Açúcar. O projeto da passagem da turbina a gás para regime de autoconsumo pode dividir-se, em linha temporal, em três grandes fases. A primeira, em dezembro de 2017, foi a análise do projeto no que respeitava à projeção de exploração, tendo por base uma análise de sensibilidade capaz

de refletir no risco a influência das variáveis indexadas ao mercado externo. A segunda fase, representada na Figura 9, consistiu na execução dos procedimentos necessários à transição para regime de autoconsumo e o início de exploração da central neste novo regime.



Figura 9- Linha temporal dos procedimentos de passagem para autoconsumo, entre dezembro de 2017 e dezembro de 2018.

Para um melhor entendimento dos procedimentos necessários para efetuar esta alteração segue-se uma descrição do que foi realizado:

1. Aquisição pela RAR Refinarias de Açúcar Reunidas, S.A. da central de cogeração a G.N. e alteração da sua titularidade.
2. Pedido à EDP das condições de ligação, de modo a ser permitida a valorização da energia não consumida no processo.
3. Elaboração do processo de licenciamento da central de cogeração em Autoconsumo.
4. Obtenção da licença de produção.
5. Envio para a EDP DISTRIBUICAO, D-DCM-APR, Área de Produtores, os elementos necessários para a realização:
 - Ensaio à proteção interligação
 - Verificação dos contadores
 - Preparação da documentação necessária para o início da valorização da energia (auto de ligação, contrato de venda de energia).
6. Vistoria da instalação pela DIEN.
7. Obtenção da licença de exploração.
8. Assinatura do Auto de ligação.
9. Assinatura do contrato de venda de energia com a EDP Serviço Universal-outubro 2018

Este processo, desde o 1º passo até o início da sua exploração da central no novo regime, implicou um período de 8 meses, revelador da dimensão e complexidade dos procedimentos a efetuar. O regime remuneratório aplicável é o que decorre da Submodalidade A1, conforme a alínea a) do nº 1, artigo 4º-B, D.L. n.º 23/2010, de 25 de março, alterado e republicado pelo D.L. n.º 68-A/2015, de 30 de abril, sendo o excedente de energia entregue à rede remunerado nos termos dos artigos 27º e 28º, Portaria n.º 173/2016, de 21 de junho.

A par com os procedimentos inerentes às legislações aplicáveis, a transição para o regime de autoconsumo implicou como referido no ponto 1, a alteração da titularidade da turbina, o que fez com que a central de cogeração sofresse alterações à apresentada na Figura 7. Deste modo, atualmente existem duas centrais de cogeração independentes como se representa no esquema da Figura 10.

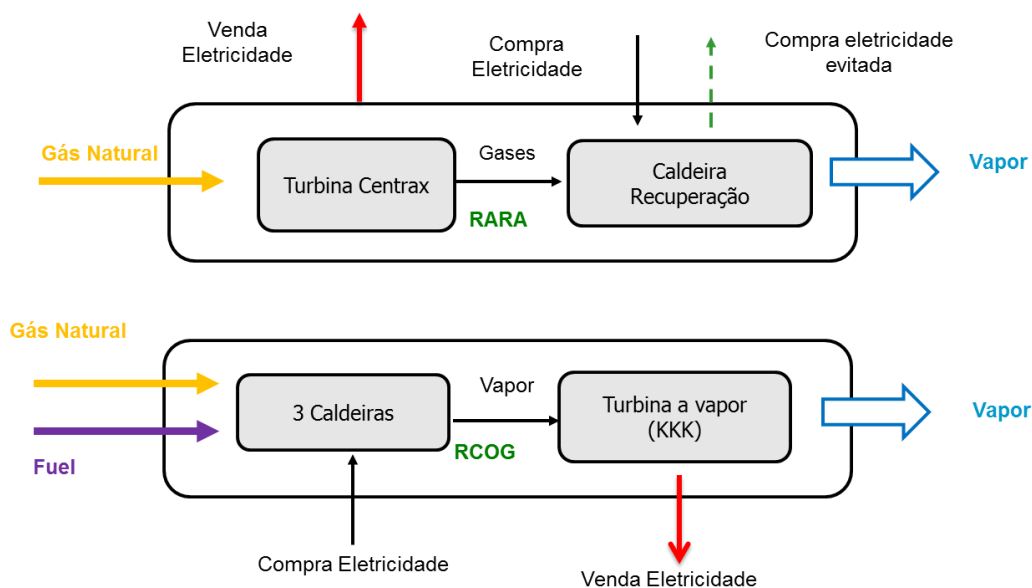


Figura 10-Representação das centrais de cogeração da RARA e RCOG a partir de 2018.

O presente trabalho irá incidir sobre a central de cogeração da RAR Açúcar (RARA) representada na Figura 11.



Turbina Centrax

Caldeira Recuperadora

Figura 11- Central de Cogeração da RAR Açúcar.

A alteração da titularidade da central a gás natural da RAR Cogeração para a RAR Açúcar obrigou a uma revisão do método de cálculo da componente energética das duas empresas. Nesta revisão está implícita a compreensão da nova abordagem energética, a criação de novos mapas e a valorização económica de acordo com as alterações realizadas. A exploração da central a gás no novo regime implicou o desenvolvimento de um modelo de gestão a curto prazo que possibilitasse a perceção da influência dos mercados financeiros na gestão do dia-a-dia da central, este modelo será detalhado no Capítulo 5.

4 Variáveis de exploração de uma central de cogeração em autoconsumo

O objetivo deste Capítulo é identificar as principais variáveis de exploração da central de cogeração numa vertente prática, demonstrando a sua importância para a construção de um modelo de gestão, assim como a sua variação histórica apontando para uma exposição de risco diretamente relacionável com as flutuações dos mercados financeiros.

4.1 Identificação das variáveis de exploração da central de cogeração

A central de cogeração RARA é constituída por uma turbina a gás natural, Turbina Centrax, com uma potência de 5 MW, tendo agregada uma caldeira de recuperação com uma capacidade de produção de 9 t/h de vapor. Afeta à exploração da central em regime de autoconsumo existem várias variáveis indexadas ao mercado externo, mas que também dependem da exploração intrínseca da central como se demonstra na Figura 12.

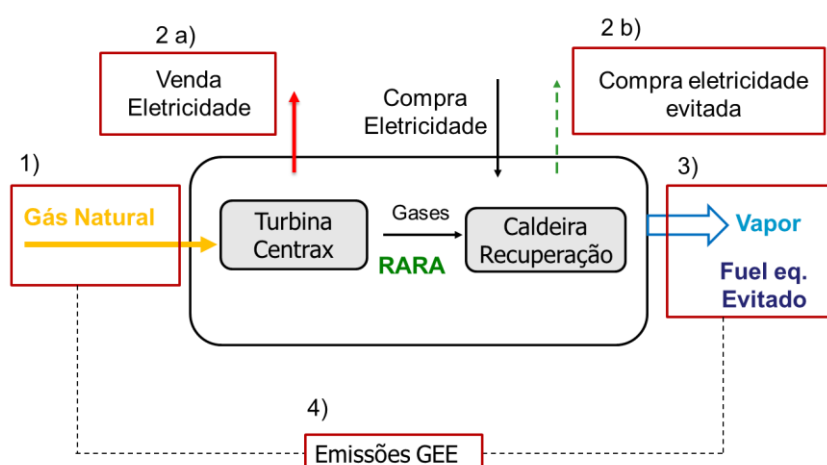


Figura 12- Variáveis de exploração da central de cogeração RARA.

De destacar perante a observação da Figura 12 as 4 variáveis principais: **Gás natural, eletricidade, fuelóleo equivalente evitado** e emissões de gases com efeito de estufa (**GEE**).

4.1.1 Gás Natural

O gás natural (GN) é o combustível utilizado na central de cogeração em estudo para o acionamento da turbina a gás. Por se tratar do primeiro custo direto da exploração da central a sua análise deve ser tratada com especial atenção. Durante a operação da máquina verificam-se flutuações no consumo específico desse gás (m³ de GN/kWh produzido), que carecem de um estudo independente. Estes valores dependem de fatores como sejam: a potência de trabalho, o plano de trabalho (arranques e/ou paragens) ou as variações de potência da máquina ao longo de um dia de exploração, relacionável com a temperatura do ar exterior.

É de salientar que, em relação ao consumo de GN, este é convertido para metros cúbicos em condições normais ((N)m³), correspondentes a uma temperatura de 273,15 K (0°C) e a uma pressão de 101325 Pa (1,01325 bar). Este volume, às condições normais, é depois convertido em kWh (normalmente na base do Poder Calorífico Superior - PCS).

Decorrente do contrato comercial assumido pela RAR Açúcar com a entidade comercializadora GALP Gás Natural, o preço de fornecimento do gás segue a seguinte fórmula:

$$\text{Preço de GN} = \text{Preço de Energia (A)} + \text{Custos da Capacidade de Entrada (B)} + \text{Tarifa de acesso às Redes (C)} \\ + \text{TOS (D)} + \text{ISP (E)}$$

O modelo de custo do GN está 100% indexado na fórmula de brent (6.0.3) sem fixação de volume e custo para o presente ano de 2019. Assim, a parcela correspondente ao termo de energia é calculada pela seguinte expressão:

$$\text{Preço de energia brent} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \frac{(\alpha \times \text{Brent}(6.0.3) + \text{P01})}{T_c} + \text{P02}$$

Em que para 2019:

P01 componente fixa no valor de 0,0049120 USD/kWh

P02- componente fixa no valor de 0,0028650 €/kWh;

α - Componente fixa no valor de 0,0002900

O **Brent (6.0.3)** é um valor resultante de uma média aritmética simples, arredondada à sexta casa decimal, do preço do Brent *Dated* mensal dos 6 meses imediatamente precedentes ao trimestre de aplicação. O Brent *Dated* (\$/bbl) é o preço médio do Brent *Dated* publicado mensalmente no “Price Average Supplement” do “Platts Oilgram Price Report”, sob o título “International Spot Crude Assessments - Mean Dated Brent” com a designação “Brent (*Dated*)”.

TC é a média aritmética simples da taxa de câmbio diária, EUR/USD, publicada pelo Banco Central Europeu para cada dia útil do mês de consumo, arredondada à quarta casa decimal.

Além do termo de energia do qual depende a quantidade de GN consumida no mês em apuro, o **termo de capacidade de entrada (B)** assume real relevância uma vez que é definido no início de contrato e deve corresponder, na medida do possível, ao máximo consumo diário de GN, em kWh. Sempre que na vigência do contrato se verificam alterações nos Custos da Capacidade de Entrada, as mesmas serão repercutidas de forma imediata no Preço.

As **Tarifas de Acesso às Redes (C)** correspondem ao somatório do Termo Tarifário Fixo, da capacidade Utilizada e da Energia (vazio e fora de vazio) atualmente em vigor, de acordo com o publicado na Diretiva No 5/2018 da Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos, de 1 de junho.

O valor unitário das **Taxas de Ocupação de Subsolos (D)** - TOS é definido de acordo com a metodologia aprovada pela ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos), na Diretiva no 10/2013, de 15 de junho de 2013, para a repercussão do valor das TOS que cada Município, por decisão própria, aplica aos Operadores de Rede de Distribuição (ORD). Esta TOS, a aplicar, tem uma componente variável que incide sobre o consumo de gás natural e uma componente fixa, que incide sobre o número de dias do mês de consumo. A TOS será faturada mensalmente, de acordo com as seguintes componentes:

- Termo Variável - aplicado aos kWh fornecidos;
- Termo Fixo – valor fixo mensal (EUR/Mês) ou valor dia aplicável ao número de dias de fornecimento do mês/período em faturação (EUR/dia).

O Gás Natural, de acordo com a Lei no 66-B/2012, de 31 dezembro (Lei do OE/2013) está sujeito a cobrança de Imposto sobre os Produtos Petrolíferos e Energéticos (ISP) (E). Acresce-se que desde 2015 que a cobrança de ISP é acompanhada da Cobrança de uma taxa sobre as emissões de Carbono. A publicação em Diário da República n.º 248/2016, Série I, a Lei n.º 42/2016, atualizou os valores da Taxa de Imposto Sobre Produtos Petrolíferos (ISP) e a Portaria n.º 384/2017, publicada a 28 de dezembro de 2017 no Diário da República n.º 248, Série I atualizou o valor relativo ao adicionamento sobre as emissões de CO₂. A RAR Açúcar está isenta do pagamento deste imposto.

Pela análise da Figura 13, depreende-se que o custo unitário de gás natural tomou valores elevados até dezembro de 2014, começando aí uma tendência de descida até julho de 2016, desde aí verifica-se uma subida de custo. Os picos de custo existentes no final de 2017 e em 2018, dizem respeito a meses em que o termo de capacidade de entrada não estava ajustado ao consumo real de GN para os meses em questão.

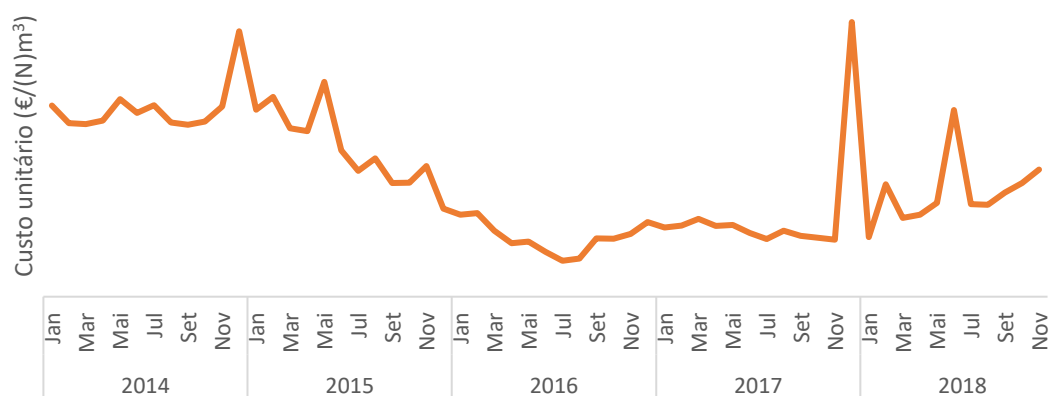


Figura 13- Evolução do custo unitário de gás natural entre 2014 e 2018.

4.1.2 Eletricidade

A eletricidade no projeto apresenta-se como um dos fatores chave na exploração da unidade de cogeração, dividindo-se em duas componentes com diferentes particularidades: a venda e a compra.

Da análise da variável de venda sobressai a forma distinta como a eletricidade é valorizada de acordo com os períodos horários, tendo cada um deles impacto na fatura mensal. A venda da energia elétrica produzida é remunerada de forma distinta em períodos de vazio e fora de vazio, sendo que nos primeiros incorre de uma depreciação

de 15% face ao valor médio mensal de eletricidade do OMIE de preço Português (polo espanhol do MIBEL- Mercado Ibérico de Eletricidade) para o mês de referência da produção de energia.

Na Figura 14 apresenta-se a evolução do valor de energia elétrica OMIE de 2014 a 2018.

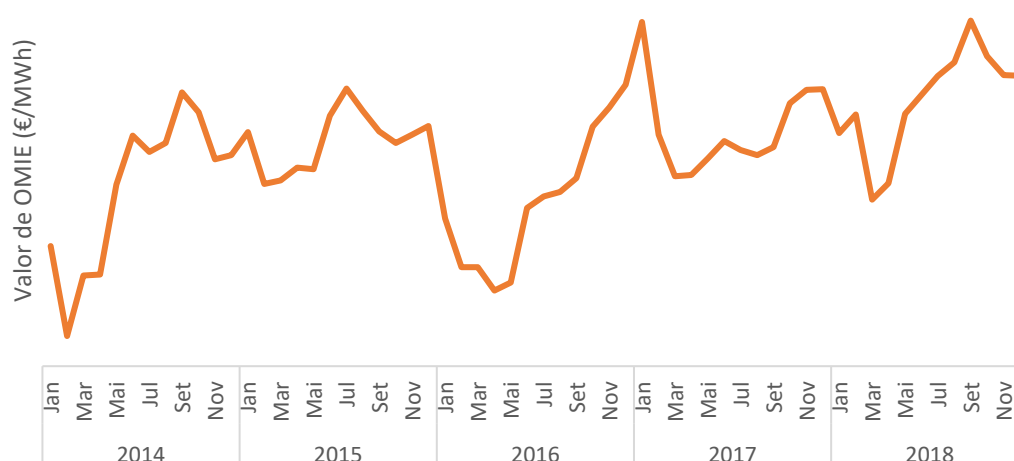


Figura 14- Evolução do valor de energia elétrica OMIE de 2014 a 2018 (adaptado) [9].

Na perspetiva de compra de eletricidade, importa analisar a fatura elétrica de forma a perceber quais são os custos de energia e as taxas aplicadas. É fundamental a compreensão detalhada de qual a fórmula de custo aplicada pelo comercializador de eletricidade, a fim de conhecer todas as variáveis implicadas na sua formulação. Com a análise detalhada da fatura energética é possível perceber quais os custos que serão evitados em regime de autoconsumo e projetar a redução de custo em faturas posteriores.

De um modo geral, o custo de eletricidade numa fatura de energia elétrica pode ser dividido em 3 parcelas: a Tarifa de Acesso às Redes, a Energia e as Taxas e Impostos.

A Tarifa de Acesso às Redes relaciona-se com o preço da utilização de infraestruturas desde a produção ao consumo no ponto final. Esta tarifa é regulada e aprovada pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). **A parcela de Energia** é definida pelo comercializador e inclui a Tarifa de Energia (aquisição de energia no mercado ibérico de eletricidade, MIBEL) e a Tarifa de Comercialização, constituída pela margem do comercializador. **As Taxas e Impostos** são pagos ao Estado Português e incluem o Imposto Especial de Consumo (IEC) e o Imposto sobre o Valor Acrescentado

(IVA). Adicionalmente, é cobrada a Taxa de Exploração para a Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e, em alguns casos, é cobrada a Contribuição Audiovisual (CAV).

A informação e parcelas incluídas numa fatura de eletricidade diferem consoante os diferentes níveis de tensão relativas à distribuição de energia elétrica, no caso da RAR Açúcar o ponto de consumo é de média tensão (MT). Os custos de energia elétrica variam ainda consoante as horas do dia e a utilização, bem como no período de verão e inverno.

Do ponto de vista do autoconsumo, deve-se efetuar uma análise distinta identificando em primeira instância as rubricas de faturação que se traduzem em maiores custos, para assim evitá-las neste regime.

O conhecimento do perfil de funcionamento da instalação é essencial, uma vez que, não obstante a demais fatores, é preferencial trabalhar em períodos tarifários mais dispendiosos, podendo continuar a adquirir energia em períodos tarifários mais económicos como sejam os períodos das horas de vazio.

A gestão de contratos de energia da RAR Açúcar está sob a alçada de uma empresa também pertencente ao grupo RAR que negocia diversos tipos de fornecimentos, onde está incluída a eletricidade. Desta forma, o grupo RAR adquire energia de forma estratégica, suportando-se também em pareceres externos.

Em termos de aquisição de eletricidade existem três estratégias a saber: **preço fixo, compra em mercado diário OMIE ou compra de energia em OMIP** (Entidade responsável pela gestão da bolsa de futuros de eletricidade para Portugal e Espanha).

4.1.3 Fuelóleo Equivalente

O fuelóleo equivalente traduz-se pela conversão em combustível primário da energia térmica gerada pela caldeira recuperadora, que é um custo evitado, uma vez que recuperar o calor significa não só economizar energia, mas também reduzir as emissões de CO₂.

Como já referido, até à transição para regime de autoconsumo, a RAR Açúcar não possuía capacidade de produção de vapor, sendo que este era exclusivamente proveniente da RAR Cogeração. Atualmente a RAR Açúcar adquiriu capacidade produtiva de energia térmica à custa do vapor produzido na caldeira de recuperação.

A cotação do fuelóleo pesado, principal combustível de base para a geração de vapor na RAR, decorre de uma variação de custo semanal indexado à cotação HIGH CIF

NWE e à taxa de câmbio aplicada €/USD. Não existe relação provada de custo entre o *brent* e a cotação semanal de fuelóleo, uma vez que a fórmula de preço do fuelóleo se relaciona com uma referência distinta e está sujeita a variáveis exógenas, como sejam por exemplo as condicionantes de mercado ou *stocks* e níveis de refinação de petróleo bruto.

O custo evitado pela produção de vapor tem de ser tratado sobre ponderação de fuelóleo equivalente uma vez que para a produção de vapor das caldeiras são utilizados três combustíveis, fuelóleos pesados nº3 e nº4 e gás natural, reduzindo-se a um denominador comum as três formas de energia, escolhendo por referência a base de consumo da empresa.

Pela análise do custo unitário de fuelóleo da Figura 15 é notória uma tendência de subida de custo desde janeiro de 2017. Pela análise do tempo de referência, entre 2014 e 2018, verifica-se que o custo do fuelóleo não segue uma linha tendencial tendo-se registado mínimos históricos, à escala em estudo, no mês dezembro 15 e máximos em julho de 14. Pela análise macro da tendência, verificou-se que o custo de fuelóleo oscila entre valores de 0,20 €/kg e 0,50 €/kg.

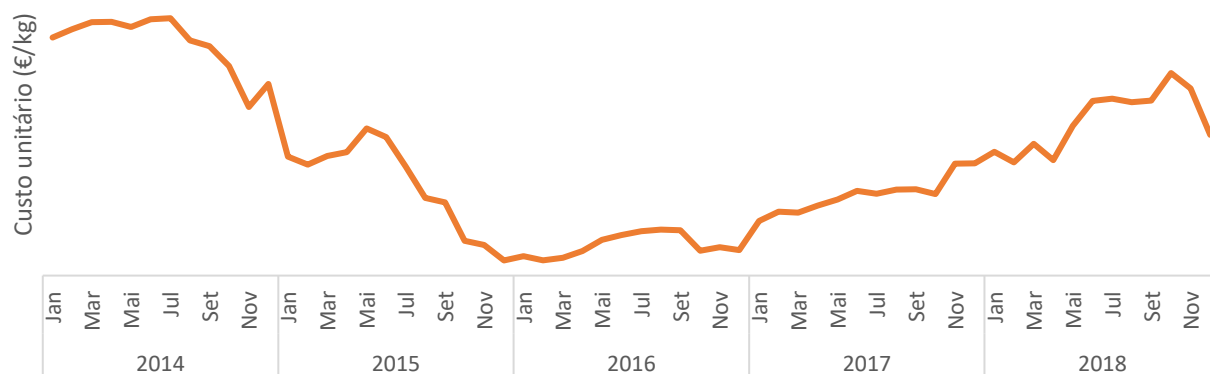


Figura 15-Evolução do custo unitário de fuelóleo nº4 entre 2014 e 2018.

4.1.4 Emissões de gases com efeito de estufa

As emissões de gases com efeito de estufa (GEE) podem ser encaradas como uma variável secundária, uma vez que não têm implicação direta no modelo de gestão da central. Dependendo das regras aplicáveis ao mercado das licenças de emissão, esta pode ser uma variável omissa na gestão da central.

Devido a um processo de atribuição de licenças de emissão que se encontra a decorrer, esta variável será analisada apenas na análise de rentabilidade do projeto no Capítulo 6, onde se evidenciará a exposição do sistema ao custo unitário das licenças de emissão (€/t CO₂).

Salienta-se o facto que esta é uma análise puramente económica, uma vez que é inegável o valor ambiental desta unidade, na medida em que a produção térmica corresponde a uma quantidade importante de toneladas (t) de CO₂ que não são enviadas para a atmosfera. Ou seja, se o vapor produzido secundariamente por esta instalação fosse produzido numa central a fuel/gás natural corresponderia a uma emissão de CO₂.

4.2 Interligação das variáveis de exploração da central de cogeração

Dada a complexidade das variáveis apresentadas e a forma como as mesmas têm consequências diretas na operação da central, bem como as implicações de cada uma das variáveis, é possível destacar aspetos fulcrais da operação pela representação esquemática da Figura 16.

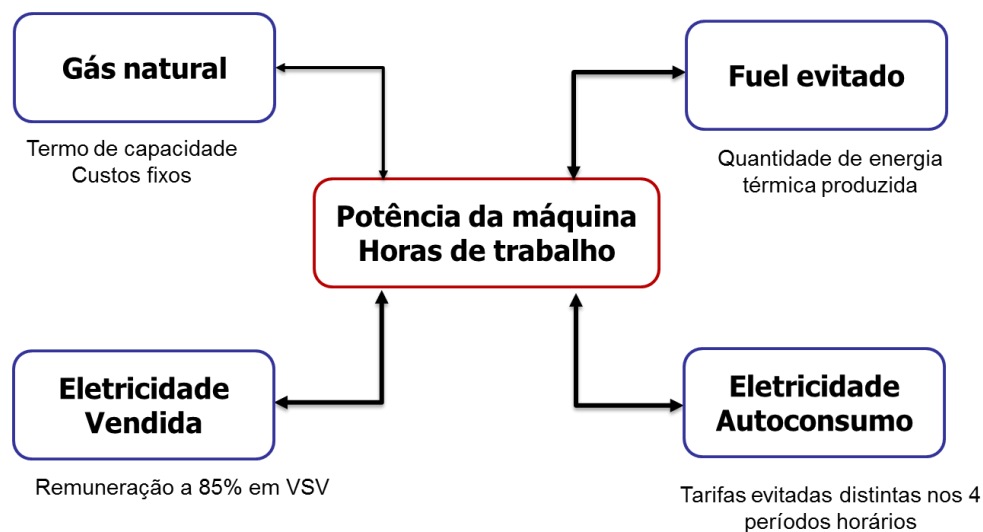


Figura 16- Interligação das variáveis de exploração da central com o regime de operação da mesma.

A interligação dos fatores externos com as condições de operação da central, designadamente a sua potência de trabalho e horas de trabalho, fazem com que a exploração tenha que ser programada com muito detalhe, antecipando as movimentações dos mercados financeiros. Se por um lado a exploração desta central implica um estudo

de previsão de mercados, por outro implica um acompanhamento diário da laboração, a fim de acompanhar essas flutuações.

Para uma gestão eficiente, que se traduza numa exploração viável e sustentável do ponto de vista económico e de eficiência da máquina, é necessário proceder à elaboração de um modelo de gestão, que seja composto pela vertente de acompanhamento a curto prazo, mas também por uma vertente de previsão. O modelo de previsão permitirá à organização estimar os proveitos da central, assim como realizar a gestão a longo prazo.

A partir do momento em que a central está inserida num enquadramento regulamentar de reduzida margem de exploração a utilização da ferramenta desenvolvida neste trabalho possibilita à RAR a gestão da operação do dia-a-dia e também a previsão de médio/longo prazo permitindo a gestão contratual dos abastecimentos, escalonamento da produção de vapor e o planeamento previsional do ano seguinte.

5 Modelo de gestão de uma central de cogeração em autoconsumo com participação no mercado

O desenvolvimento de **um modelo de gestão da central de cogeração a gás natural** da RAR Açúcar é o principal objetivo desta dissertação. Neste Capítulo demonstra-se um modelo matemático, ajustado à realidade da operação e que reflete aquilo que são as variáveis do processo. Com o desenvolvimento deste modelo pretende-se uma gestão eficaz da central tanto em períodos próximos como futuros, contribuindo assim para uma melhor previsão do plano energético.

Este modelo de gestão resulta de um balanço ponderado entre todos os custos e proveitos inerentes à operação da instalação. Desta forma criou-se um modelo de acompanhamento mensal, que origina o mapa de desempenho, substituindo algumas variáveis estimadas por resultados reais aferidos, de que são exemplo o custo unitário de GN e o preço de venda da energia elétrica.

Ao longo deste Capítulo todos os valores apresentados dizem respeito à operação da central de cogeração a GN no mês de abril de 2019.

5.1 Criação de mapas-tipo

Depois de identificadas as variáveis de exploração da central tornou-se necessário a criação de ferramentas que permitam quantificá-las e avaliá-las. Assim, desenvolveu-se um modelo de contabilidade energética que consistiu na criação de mapas-tipo, rigorosamente preenchidos e analisados.

O primeiro mapa-tipo criado diz respeito à recolha de dados chave que permite a avaliação do desempenho diário da máquina e a criação de indicadores de monitorização. Os dados são recolhidos em momentos definidos e digitados numa folha de cálculo, que por sua vez são inseridos no modelo. A recolha dos dados de base é da responsabilidade da equipa de fogueiros de turno que regista as seguintes leituras:

1. Volume de gás natural corrigido, em $(N)m^3$;
2. Produção de energia elétrica da turbina, em kWh;
3. Venda de energia elétrica, em kWh;
4. Vapor produzido e recuperação térmica, em MWh;

O registo das leituras acima referido ocorre às 7h e às 24h, momentos que marcam a fronteira entre os períodos tarifários de vazio (das 0h às 7h) e de fora do vazio (das 7h às 24h). De referir que os registos 2 e 3 ocorrem para os quatro períodos horários distintos como se exemplifica na Tabela 1. De notar que, os contadores de gás natural, vapor, recuperação térmica e energia elétrica, são cumulativos.

Tabela 1-Registo das variáveis de desempenho para o dia 1 de abril de 2019.

Gás Natural	Inicial	2645029				
	Final	2667268				
	Consumo ((N)m³)	22 239,00				
Vapor	Inicial	139027				
	Final	139133				
	Produção (MWh)	106,00				
Recuperação térmica	Inicial	13798617				
	Final	13812915				
	Produção (kWh)	14298				
			Eletricidade			
			V	P	C	SV
Produção da turbina	Inicial		83,73	2573,55	5228,67	0,00
	Final		83,73	2587,81	5281,27	0,00
	Produção (MWh)	66,86	0,00	14,26	52,60	0,00
Venda de energia RARA	Inicial		6926,15	15559,54	52573,65	6420,26
	Final		6926,15	15570,03	52607,40	6420,26
	Produção (MWh)	44,24	0,00	10,49	33,75	0,00

A inserção destes dados na base do modelo de gestão, permite em primeira instância ter acesso à quantidade de energia autoconsumida, em kWh, pela diferença entre a Produção da turbina e a Venda de energia RARA, assim como aos principais indicadores de desempenho (kPIs).

5.2 Inputs/Outputs do modelo e metodologia de cálculo

O modelo matemático de gestão de uma central de cogeração a operar em regime de autoconsumo com participação no mercado energético obriga a um desenvolvimento de cálculo detalhado, que seja um aliado no momento da tomada de decisão. Desta forma, nesta secção, serão abordadas as equações fulcrais para a aplicação do modelo desenvolvido.

5.2.1 Resultado de exploração

O resultado de exploração, na base temporal definida no critério de aplicabilidade do modelo, resulta de um balanço entre todos os custos e proveitos inerentes à exploração de energia deduzidos do custo de manutenção. Este balanço encontra-se traduzido, matematicamente, pelas Equações 1 e 2.

$$\text{Resultado Energia} = \sum \text{Custos} - \sum \text{Proveitos} \quad (1)$$

$$\text{Resultado Exploração} = \text{Resultado Energia} - \text{Custo de Manutenção} \quad (2)$$

O custo de manutenção é aferido com base num índice que o relaciona com a energia produzida. Desta forma, considera-se que são gastos, em manutenção, 6,70 €/MWh de energia produzida. Este índice reflete os custos históricos de manutenção da máquina de acordo com os registos internos da empresa.

$$\text{Custo de Manutenção (€)} = 0,0067 \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \times \text{Quantidade de energia produzida (kWh)} \quad (3)$$

Na Tabela 2, são explicitados os custos e proveitos referenciados nas expressões 1 e 2, que servem de base para o modelo desenvolvido.

Tabela 2- Custos e Proveitos do Resultado de exploração da central de cogeração-.

-	Custo de Gás Natural
+	Proveito Energia de Autoconsumo
+	Proveito Venda de Energia
+	Proveito Fuelóleo Equivalente
Resultado de Energia	
-	Custo de Manutenção
Resultado de Exploração	

5.2.2 Determinação do Custo de GN

O custo de GN é o primeiro custo direto da exploração da central de cogeração em estudo. Na Tabela 3 apresentam-se os *intups* e *outputs* da determinação matemática deste valor.

Tabela 3- Input e Output do cálculo de GN

<i>Input</i>	<i>Output</i>
Consumo GN N(m ³)	Custo Total GN (€)
Custo Unitário (€/N)m ³)	

O consumo de GN é uma variável medida e o seu valor é determinado pela aplicação do custo unitário ao consumo efetivo, conforme se apresenta na Equação 4.

$$\text{Custo Total GN(€)} = \text{Consumo GN N(m}^3\text{)} \times \text{Custo Unitário} \left(\frac{\text{€}}{\text{N(m}^3\text{)}} \right) \quad (4)$$

5.2.3 Determinação do Proveito em Energia de Autoconsumo

O proveito em energia de autoconsumo traduz-se por um custo evitado na faturação da energia. Desta forma, em regime de autoconsumo são evitadas duas grandes rúbricas da fatura: **Tarifas de acesso à rede** e **Termo de energia**. As primeiras são reguladas e aprovadas pela ERSE e constituem um *input* a este cálculo (ver Tabela 4). Estas tarifas são distintas mediante o período no qual ocorram os consumos energéticos, isto é, Verão ou Inverno. Quer as tarifas de acesso à rede quer as perdas de energia, também publicadas pela ERSE, assumem valores distintos para períodos de ponta (P), cheias (C), vazio (V) e super-vazio (SV).

Tabela 4- *Inputs* e *Output* do cálculo do Proveito Energia de Autoconsumo.

	<i>Input</i>		<i>Output</i>
	Verão	Inverno	
1- Tarifas de acesso à rede	P, C, V, SV	P, C, V, SV	Proveito em Autoconsumo (€)
	Potência em Horas de Ponta		
	Nº horas de Ponta	Nº horas de Ponta	
	Dias úteis Mensais		
	Dias Mensais		
2- Termo de Energia	Fee OMIE		
	Fee OMIP		
	Preço de Energia OMIE		
	Preço de Energia OMIP		
	Perdas em P, C, V, SV		

1 - Cálculo das Tarifas (Evitadas) de Acesso à Rede

As tarifas de acesso à rede, publicadas pela ERSE para o ano de 2019, encontram-se na Tabela 5, assim como o valor da Tarifa relativa à Potência em horas de ponta. Do ponto de vista de autoconsumo, todos os *inputs* são considerados *savings*, uma vez que se trata de um custo evitado.

Tabela 5- *Input* e *Output* do cálculo das Tarifas de Acesso às Redes

		<i>Input</i>		<i>Output</i>
		Verão	Inverno	
Tarifas de Energia Ativa (€/kWh)	P	0,0496	0,0499	Tarifas evitadas de acesso à rede (€/kWh)
	C	0,0384	0,0387	
	V	0,0142	0,0143	
	SV	0,0137	0,0136	
Tarifa relativa à Potência de horas de Ponta (€/kWdia)		0,1949		
Nº horas de Ponta (h)		3	5	
Dias úteis Mensais		20		
Dias mensais Totais		30		

O valor da Tarifa relativa à Potência em horas de Ponta é faturado em €/kW.dia), no entanto, o modelo desenvolvido para a gestão da central assenta numa base de €/kWh, pelo que se procedeu à conversão de unidades que se mostra na Equação 5.

$$\left[\frac{\text{T.rel.Potência Horas de Ponta} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWdia}} \right) \times \frac{\text{Dias}}{\text{Mês}}}{\frac{\text{Nº Horas Ponta}}{\text{Dia}} \times \frac{\text{Dias Utéis}}{\text{Mês}}} \right] = \text{T. rel. Potência Horas de Ponta} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (5)$$

O cálculo das Tarifas (evitadas) de acesso à rede, em €/kWh, consiste na soma da tarifa de Energia Ativa, por exemplo em período de Ponta, e da Tarifa relativa à Potência em horas de Ponta conforme a Equação 6.

$$\text{Tarifa Acesso à Rede} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \text{Tarifa Energia Ativa em P} + \text{T. rel. Potência Horas de Ponta} \quad (6)$$

Para os restantes períodos horários C, V e SV, as Tarifas (evitadas) de Acesso à Rede são as próprias tarifas em Energia Ativa (Equação 7), cujos valores se encontram na Tabela 5.

$$\text{Tarifas Acesso à Rede em C, V, SV} = \text{Tarifa Energia Ativa em C, V, SV} \quad (7)$$

2- Cálculo do Termo de Energia

Na determinação do Termo de Energia consideraram-se diferentes *inputs*, por exemplo: os valores de OMIP (valores negociados para compra de energia) ou os valores de compra a preço fixo, como mostra a Tabela 6.

Tabela 6- *Input* e *Output* do cálculo do termo de Energia

<i>Input</i>		<i>Output</i>
Preço negociado de Compra de Energia (OMIP) €/MWh	OMIP ₁ = 1ª Fixação	Termo de Energia (€/kWh)
	OMIP ₂ = 2ª Fixação	
% Compra (OMIP)	% OMIP ₁ = 1ª Fixação	
	% OMIP ₂ = 2ª Fixação	
Preço Fixo negociado €/kWh	P	
	C	
	V	
	SV	
% Aquisição Energia a Preço Fixo	% Fixo	
Preço de Compra de Energia (OMIE) €/MWh		
Perdas de Energia na Rede em P, C, V, SV (ERSE)		
Fee OMIP		
Fee OMIE		

O Termo de Energia em cada período horário é calculado pela soma do Preço de compra de Energia a Preço Fixo com os valores de OMIP e de OMIE (Equação 8).

$$\text{Termo de Energia } (P, C, V, SV) \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \text{Preço Fixo} + \text{OMIP} + \text{OMIE} \quad (8)$$

A) Cálculo da Compra de Energia a Preço Fixo

O preço de Compra de Energia a Preço Fixo é contratado para cada período horário. A quantidade de energia comprada também é definida com o comercializador, desta forma, a RAR fixou em 20% das suas necessidades energéticas para cada período horário. O cálculo da compra de Energia a Preço Fixo é apresentado na Equação 9.

$$\text{Preço Fixo em } P, C, V, SV \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \text{Preço Fixo negociado} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \times \% \text{ Fixo} \quad (9)$$

B) Compra de Energia em Mercado de Futuros (OMIP)

A compra de energia em Mercados de Futuros é uma possibilidade para períodos futuros definidos. Na Equação 10 apresenta-se a fórmula de cálculo deste termo. Deve entender-se por OMIP₁ o valor negociado na primeira operação de mercado da RAR e o feeOMIP como a taxa do comercializador, desta forma os índices parcelares dizem respeito às ocorrências de fecho de valor em mercado.

$$\text{OMIP} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) =$$

$$\left[\frac{\text{OMIP}_1}{1000} \times (1 + \% \text{ Perdas } P, C, V, SV) + \text{FeeOMIP} \right] \times \% \text{OMIP}_1 + \left[\frac{\text{OMIP}_2}{1000} \times (1 + \% \text{ Perdas } P, C, V, SV) + \text{FeeOMIP} \right] \times \% \text{OMIP}_2 \quad (10)$$

C) Compra de Energia em Mercado Diário (OMIE)

O cálculo associada ao valor de OMIE, Equação 11, é em todo semelhante ao valor de OMIP, sendo distinta a taxa aplicada pelo comercializador de energia. Se não forem realizadas as operações A) e B), toda a energia é adquirida em mercado diário (C), ou seja, 100% variável. Sendo realizadas as operações A) e B), o remanescente da compra de energia é valorizado em OMIE, como se apresenta na Equação 12.

$$\text{OMIE} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \left[\frac{\text{Preço OMIE}}{1000} \times (1 + \% \text{ Perdas } P, C, V, SV) + \text{FeeOMIE} \right] \times \% \text{OMIE} \quad (11)$$

$$\%OMIE = 1 - \%Fixo - \%OMIP_1 - \%OMIP_2 \quad (12)$$

3 – Proveito em Energia de Autoconsumo

O proveito de energia de autoconsumo, distribuído pelos quatro períodos horários, é dado pela Equação 13.

$$\text{Proveito de Energia em Autoconsumo P, C, V, SV (€)} = \sum \left[\text{Preço Energia Autoconsumo} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \times \text{Energia Autoconsumida (kWh)} \right]_{P,C,V,SV} \quad (13)$$

O Preço da Energia em Autoconsumo obtém-se pela soma das Tarifas de Acesso à Rede e Termo de Energia conforme a Equação 14.

$$\text{Preço Energia Autoconsumo P, C, V, SV} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) = \text{T. Acesso à Rede} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) + \text{Termo de Energia} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (14)$$

A quantidade de energia autoconsumida, em cada período horário, é determinada por diferença entre a produção e a venda da energia elétrica nesse período, conforme a Equação 15.

$$\text{Energia Autoconsumida P, C, V, SV (kWh)} = \text{En. Produzida (kWh)} - \text{En. Vendida (kWh)} \quad (15)$$

5.2.4 Determinação do Proveito da Venda de Energia

O proveito da venda da energia elétrica produzida também depende do período horário no qual está a ser descarregada na rede elétrica, sendo a remuneração regulada de acordo com a Portaria 173/2016. Os *inputs* e o *output* de cálculo são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7- *Input* e *Output* do cálculo do Proveito de Venda de Energia

<i>Input</i>	<i>Output</i>
Energia Vendida em P, C, V, SV kWh	Proveito de Venda Energia (€)
Preço de energia OMIE (€/MWh)	

A venda de energia elétrica em períodos de P e C é valorizada a 100% do valor mensal de OMIE, enquanto que em períodos de V e SV incorre uma depreciação de 15% deste valor. A metodologia de cálculo é apresentada nas equações 16 a 18.

$$\text{Proveito de Energia vendida P,C (€)} = \text{Energia vendida em P,C (kWh)} \times \text{OMIE} \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right) \quad (16)$$

$$\text{Proveito de Energia vendida V,SV (€)} = \text{Energia vendida em V,SV} \times 0,85 \times \text{OMIE} \quad (17)$$

$$\text{Proveito da Venda Energia (€)} = \text{Eq. (16)} + \text{Eq. (17)} \quad (18)$$

5.2.5 Determinação do Proveito de Fuelóleo Evitado

O Proveito do Fuelóleo Evitado é um parâmetro que permite contabilizar o fuel que seria gasto para produzir a mesma energia térmica que a turbina produz, e que desta forma foi evitado em aquisição de energia primária. Os *inputs* para o cálculo do Fuelóleo Evitado encontram-se descritos na Tabela 8 e relacionam-se naturalmente com: quantidade de vapor produzido, poderes caloríficos inferiores dos combustíveis, composição percentual do *mix*-energético, rendimento da unidade de cogeração RCOG, e custos unitários.

Tabela 8- *Input* e *Output* do cálculo do Proveito de Fuelóleo Equivalente.

<i>Input</i>	<i>Output</i>
Vapor Produzido (kWh)	Proveito em Fuelóleo Evitado
Recuperação Térmica (kWh)	
PCI Fuel 4 (kJ/kg)	
PCI Fuel 3 (kJ/kg)	
PCI GN (kJ/((N)m ³))	
% Utilização Fuel 4	
% Utilização Fuel 3	
% Utilização GN	
ηCaldeiras	
Custo Fuel 4 (€/kg)	
Custo Fuel 3 (€/kg)	
Custo GN (€/((N)m ³))	

Na determinação deste Proveito Evitado foi necessário calcular as 3 formas de energia (GN, Fuel n° 3 e Fuel n° 4) equivalente, que têm por base os consumos em Fuel n° 4. Neste cálculo necessita-se do total da Energia Térmica Produzida e adicionou-se ao Vapor (Produzido) uma Recuperação Térmica também existente na fábrica, como se pode ver na Equação 19.

$$\text{Energia Térmica Produzida (kJ)} = [\text{Vapor Produzido (kWh)} + \text{Recuperação Térmica (kWh)}] \times 3600 \quad (19)$$

As 3 formas de energia (GN, Fuel n° 4 e Fuel n° 5) equivalente com base nos consumos de fuelóleo n°4 podem ser determinadas pelas Equações 20, 21 e 22.

$$\text{Fuel 4 equivalente (kg)} = \frac{\text{Energia Térmica Produzida (kJ)} \times \% \text{ Utilização Fuel 4}}{\text{PCI Fuel 4} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \times \eta \text{Caldeiras}} \quad (20)$$

$$\text{Fuel 3 equivalente (kg)} = \frac{\text{Energia Térmica Produzida (kJ)} \times \% \text{ Utilização Fuel 3}}{\text{PCI Fuel 4} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \times \eta \text{Caldeiras}} \quad (21)$$

$$\text{GN equivalente (kg)} = \frac{\text{Energia Térmica Produzida (kJ)} \times \% \text{ Utilização GN}}{\text{PCI Fuel 4} \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \times \eta \text{Caldeiras}} \quad (22)$$

Por forma a ser determinado o Proveito do Fuelóleo Evitado contabilizou-se as 3 formas de energia evitada conforme as Equações 23, 24, 25 e 26.

$$Fuel\ 4\ evitado\ (kg) = Fuel\ 4\ Equivalente\ (kg) \quad (23)$$

$$Fuel\ 3\ evitado\ (kg) = \frac{Fuel\ 3\ (kg) \times PCI\ Fuel\ 4\ \left(\frac{kJ}{kg}\right)}{PCI\ Fuel\ 3\ \left(\frac{kJ}{kg}\right)} \quad (24)$$

$$GN\ evitado\ (Nm^3) = \frac{GN\ equivalente \times PCI\ Fuel\ 4\ \left(\frac{kJ}{kg}\right)}{PCI\ GN\ \left(\frac{kJ}{Nm^3}\right)} \quad (25)$$

Proveito Fuelóleo Evitado (€) =

$$= Fuel\ 4\ evitado(kg) \times Custo\ Fuel\ 4\ \left(\frac{€}{kg}\right) + Fuel\ 3\ evitado(kg) \times Custo\ Fuel\ 3\ \left(\frac{€}{kg}\right) + GN\ evitado((Nm^3)) \times Custo\ GN\ \left(\frac{€}{(Nm^3)}\right) \quad (26)$$

5.3 Exemplo de cálculo de um Resultado de Exploração

Custo de GN

O cálculo do consumo de GN diário para a produção simultânea de energia elétrica e térmica é uma operação aritmética simples, resultado da diferença entre os volumes diários registados.

Para o mapa de acompanhamento mensal, recorre-se ao custo unitário médio mensal do mês anterior. No final do mês, o mapa de acompanhamento origina o mapa de desempenho onde é reajustado este custo unitário ao valor real do presente mês. Assim, pela multiplicação do consumo de GN da instalação pelo seu custo unitário determina-se o custo diário, conforme o apresentado na Tabela 9.

Pelo consumo de GN da instalação e respetiva produção de energia elétrica, calcula-se um kPI de referência – kGN. Este indicador de desempenho quantifica o volume de GN necessário para gerar 1 kWh de energia, tendo como unidades (Nm^3) consumidos/kWh produzidos.

Tabela 9-Custo de GN do dia 1 de abril de 2019.

kGN	$(Nm^3)/kWh$ produzido	0,333
Custo unitário	€/((Nm ³))	0,345
Consumo GN	(Nm^3)	22239
Custo Total GN	€	7662,46

Proveito da Energia Elétrica Autoconsumida

A valorização da energia elétrica autoconsumida na instalação industrial da RAR Açúcar é diretamente relacionável com os procedimentos e *modus operandi* de como se processa a compra de energia elétrica. Deste modo, esta rubrica de balanço tem de levar em linha de conta o facto de a **RAR comprar energia a custo fixo** e/ou em **OMIP** e/ou em **OMIE**.

Para o ano de 2019, comprou-se 20% da energia a custo fixo em dezembro de 2018, deixando-se à data 80% variável em **OMIE**- Portugal, estando em aberto a possibilidade, a qualquer momento, de se fixar ou comprar em **OMIP**-Espanha.

No contrato de compra de energia elétrica estabelecido, existe a opção de indexar quantidades aos produtos de cobertura no **OMIP**-Espanha para fixação de um período (mês, trimestre ou ano) a partir de janeiro de 2019. Estas quantidades são indicadas pela RAR em percentagem (%) do consumo total energético, e é constante para o período pretendido. A percentagem remanescente de energia horária (energia consumida – energia contratada **OMIP**), caso seja diferente de zero, é valorizada ao preço do **OMIE**.

A energia correspondente à percentagem de consumo horário a negociar em **OMIP** é definida para o período (mês, trimestre ou ano) e é valorizada ao preço do **futuro fechado**, mas no caso de múltiplos fechos em **OMIP**, a energia correspondente é valorizada ao preço médio ponderado dos futuros fechados para as quantidades cobertas.

Os preços contratados pelos mecanismos referidos bem como fórmulas aplicáveis adjacentes não contemplam as Tarifas de Acesso às Redes, bem como não incluem o Custo com o Consumo/fornecimento de Energia Reativa.

A RAR, para o presente ano de **2019**, realizou as seguintes operações de indexação:

Quarter 1 (Q1): 20% a custo fixo, 80% compra em **OMIE**.

Quarter 2 (Q2): 20 % a custo fixo, 40% em OMIP a 53,10 €/MWh e 40% a 50,12 €/MWh

Quarter 3 (Q3): 20% a custo fixo, 80% em **OMIP** a 52,83 €/MWh

Quarter 4 (Q4): 20 % a custo fixo, 40% a 53,00 €/MWh e 40% em **OMIE**.

Na operação de 1 abril de 2019, a contratação de energia a considerar foram as do segundo trimestre do ano (**Quarter 2- Q2**). Desta forma, **20%** do total consumido foi valorizado a **Preço Fixo**, com valorização distinta nos vários períodos horários, e **40+40%**, indexados a **OMIP**-Espanha com 2 valorizações distintas (ver Tabela 10).

Tabela 10-Valorização da Energia Elétrica em Autoconsumo: Termo de energia do dia 1 de abril de 2019.

	P	C	V	SV	
Preço Fixo negociado (€/kWh)	0,07936	0,07306	0,05939	0,05461	
%Fixo	20				
Preço Fixo (€/kWh)	0,01587	0,01461	0,01188	0,01092	
OMIP ₁ – 1ª Fixação (€/kWh)	0,5310				
OMIP ₂ – 2ª Fixação (€/kWh)	0,5012				
Perdas	1,07918	1,07631	1,06014	1,05563	
Fee OMIP	0,0021				
%OMIP ₁	40				
%OMIP ₂	40				
OMIP (€/kWh)	0,02376	0,02370	0,02336	0,02326	1ª Fixação
	0,02248	0,02242	0,02209	0,02200	2ª Fixação
	0,04624	0,04612	0,04545	0,04526	Σ
Termo de Energia (€/kWh)	0,06211	0,06073	0,05733	0,05618	

O proveito da **Energia Elétrica Autoconsumida** da instalação contempla quer o **Termo de Energia** quer o termo associado às **Tarifas de Acesso à Rede**.

No modelo de gestão desenvolvido, distingue-se a tarifa relativa à potência em horas de ponta das demais tarifas de acesso às redes. A potência em horas de ponta é definida pelo quociente entre a energia ativa fornecida e o número de horas de ponta no intervalo de tempo da fatura, como se demonstra na Tabela 11, com um custo de 0,1949 €/kW.dia. As tarifas de acesso às redes são reguladas e aprovadas pela ERSE e distintas no período de verão e inverno.

Tabela 11- Valorização da energia elétrica em autoconsumo: Termo de tarifas de acesso do dia 1 de abril de 2019.

		Verão
Tarifas de Energia Ativa (€/kWh)	P	0,0496
	C	0,0384
	V	0,0142
	SV	0,0137
Tarifa relativa à Potência de horas de Ponta (€/kWdia)		0,1949
Tarifa relativa à Potência de horas de Ponta (€/kWh)		0,09745
Nº horas de Ponta (h)		3
Dias úteis Mensais		20
Dias mensais Totais		30
Tarifas (Evitadas) de Acesso à Rede (€/kWh)	P	0,1471
	C	0,0384
	V	0,0142
	SV	0,0137

A quantidade de **Energia Autoconsumida** resulta da diferença entre a **Energia Total Produzida**, em kWh, e a **Energia Vendida** para a rede nacional, em kWh. De acordo com a análise realizada aos diagramas da carga da refinaria, verifica-se que, em ritmo normal de laboração, o valor de Energia Autoconsumida possuiu um valor de **1600 kW**. Assim o **Proveito Energia Elétrica em Autoconsumo** resulta da multiplicação da quantidade de **Energia Autoconsumida** em cada período horário, em kWh, pelo valor unitário de **Compra de Energia Elétrica** aplicado aos diferentes períodos, em €/kWh.

Do somatório do custo de energia diário evitado e das tarifas evitadas surge o proveito diário da instalação em autoconsumo, como está demonstrado na Tabela 12.

Tabela 12-Valorização da energia elétrica em autoconsumo do dia 1 de abril de 2019.

	P	C	V	SV	
Energia Produzida (kWh)	14260	52600	0	0	
Energia Vendida (kWh)	10490	33750	0	0	
Energia de Autoconsumo (kWh)	3770	18850	0	0	
Preço Energia Autoconsumo (€/kWh)	0,2092	0,0991	0,0715	0,0699	
Proveito de Energia em Autoconsumo (€)	788,71	1868,58			2657,29

Proveito Venda de Energia Elétrica

A venda dos excedente de energia elétrica produzida é remunerada de forma distinta consoante o período horário (V, SV), sendo que no primeiro incorre de uma depreciação de 15% face ao valor médio mensal de OMIE-Portugal no mês de referência (mês de produção de energia).

Pela contabilização da Energia Vendida por período horário e Valor Unitário aplicável ao mês de referência, calcula-se o de venda de energia, cujo resultado para o dia 1 de abril se apresenta na Tabela 13.

Para cada hora do dia é publicado o valor de energia, €/MWh, sendo que a média mensal deriva da média aritmética simples dos dias, que por sua vez deriva da média horária. Por este motivo, o valor de venda mensal só é definido depois de publicados os valores do último dia do mês de referência. Para o mapa de acompanhamento mensal, considera-se uma média móvel deste valor, sendo atualizada todos os dias aquando da publicação diária de energia. Este é um fator que acresce o risco de operação, uma vez

que só no final do mês se tem acesso à tarifa remuneratória da energia, que vem sendo exportada desde o primeiro dia de exploração mensal. Esta incerteza não pode ser mitigada porque está sujeita às variações do mercado, apenas estando balizada na sua grandeza com a análise do histórico e das variações máximas obtidas durante um mês de trabalho. O risco diminui à medida que o mês avança pois o valor é cumulativo.

Para o mês de abril de 2019, o valor de OMIE para energia elétrica em Portugal foi de 50,65 €/MWh. Assim, no dia 1 de abril obteve-se um proveito de venda de 2240,76 €, conforme demonstrado na Tabela 13.

Tabela 13-Proveito diário de venda de energia elétrica no dia 1 de abril de 2019.

	P	C	V	SV	
Energia Vendida (kWh)	10490	33750	0	0	
OMIE (€/kWh)	0,05065				
Depreciação de OMIE- (Fator multiplicativo)	1	1	0,85	0,85	
Proveito da Venda de Energia (€)	531,32	1709,44			2240,76

Proveito de Fuelóleo equivalente

Um sistema de cogeração nunca pode ser analisado somente do ponto de vista da geração de energia elétrica, no caso em estudo a parte térmica tem um grande peso no balanço da operação. No mês de abril de 2019, a central de cogeração apresentou uma taxa de conversão de energia primária consumida em energia útil gerada de 71%, tendo 26% da energia consumida sido convertida em energia elétrica e 45% convertida em energia térmica. Estes números atestam a relevância da valorização desta variável para gestão técnica e económica da central, além de que atestam a pertinência da existência de sistemas de cogeração na medida em que não se dissipa esta energia para o ar, rios ou mar.

A instalação dispõe de uma caldeira de recuperação onde é aproveitada a energia térmica dos gases de combustão da turbina para a geração de vapor sobreaquecido a 24 bar e 400°C. Na zona terminal da mesma realiza-se o aquecimento de uma corrente de água em circuito fechado com o desgaseificador térmico da central, denominada por recuperação térmica, onde ambas as variáveis são medidas e registadas no mapa-tipo criado.

A geração de energia térmica neste sistema, mais concretamente a geração de vapor na caldeira de recuperação é um dos pontos fortes deste projeto, uma vez que para a refinaria representa um *backup* de vapor que garante a continuidade da operação.

Depois de apurada a energia térmica produzida, que resulta da soma de duas variáveis medidas (Vapor e Recup. Térmica), determina-se a quantidade de combustível evitado equivalente reduzindo-se a um denominador comum as três formas de energia, escolhendo por referência a base de consumo da empresa. Esta quantidade de combustível evitada tem ainda em consideração a percentagem de utilização de cada uma das três formas de energia, o rendimento térmico das caldeiras e o poder calorífico de cada um dos combustíveis.

Pela relação entre as diferentes quantidades e o seu custo unitário, determina-se o proveito em fuelóleo equivalente como demonstrado na Tabela 14.

Tabela 14-Valorização do fuelóleo equivalente do dia 1 de abril de 2019.

Vapor Produzido	kWh	106000
Recuperação Térmica	kWh	14298
Energia Térmica	kJ produzido	4,33E+08
PCI	PCI fuel 4 kJ/kg	40200
	PCI fuel 3 kJ/kg	42030
	PCI GN kJ/((N)m ³)	38500
Combustível equivalente	kg fuel 4eq	9241
	kg fuel 3 eq	1579
	kg GN eq	1432
Combustível evitado	kg fuel 4	9241
	kg fuel 3	1510
	(N)m ³ de GN	1495
Valores unitários	Fuel 4 (€/kg)	0,370
	Fuel 3 (€/kg)	0,380
	GN (€/((N)m ³))	0,340
Proveito do Combustível evitado	Fuel 4 (€)	3419,17
	Fuel 3 (€)	573,80
	GN (€)	508,30
Proveito Fuelóleo evitado (€)		4501,20

A valorização de fuelóleo equivalente, carece da criação de um modelo matemático capaz de refletir com clareza as implicações do sistema de cogeração vigente no que respeita ao seu *mix* energético. A unidade de cogeração da RAR Cogeração para a geração de vapor impõe uma utilização máxima de 10% de GN, sendo os restantes 90% relativos à queima de fuelóleo pesado, desagregando-se tipicamente em 70 % de consumo de fuel

nº 4 e 20% de fuel nº3. No dia 1 de abril de 2019, o mix energético apresentou um rácio de 75,5% de fuel nº4, 12,9% de fuel nº3 e 11,7% de GN.

As flutuações de custo destes combustíveis, representadas na Figura 17, traduzem-se em flutuações diretas na determinação dos proveitos de fuelóleo equivalente, assim como, em todo o balanço à operação, pelo que é imperativo fazer um acompanhamento destas tendências de mercado. Este acompanhamento faz com que a equipa de gestão de energia da RAR Açúcar procure sempre o ponto ótimo que vise a diminuição do custo dos seus combustíveis de base.

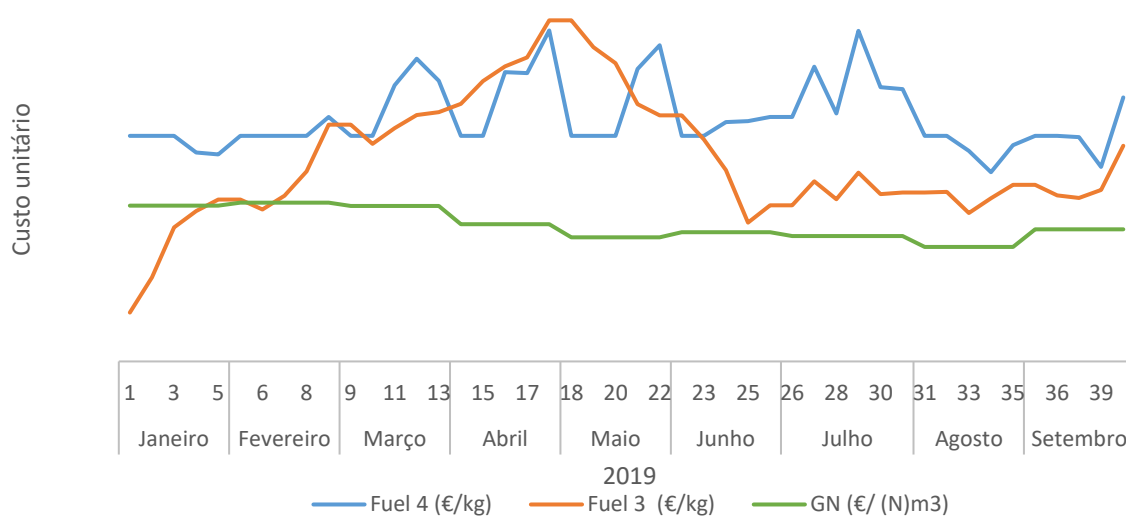


Figura 17-Relação de custo unitário de fuelóleo e gás natural de janeiro a setembro de 2019.

Em maio de 2019, na semana 21, ocorreu a renegociação da fórmula comercial aplicada ao custo de fuel 3, o que permitiu uma diminuição do seu custo final para a RAR, em Agosto a entidade comercial deste combustível atualizou novamente a fórmula de preço aplicável. Em setembro, na semana 36, a RAR avançou com uma contraproposta à fórmula aplicável que se traduz numa poupança aproximada de 10 €/t face às condições anteriores. Relativamente ao fuelóleo 4, em finais de 2018, realizou-se uma operação de fixação do custo a 370 €/t para cerca de 50% do volume de consumo deste combustível, a vigorar de janeiro a dezembro de 2019. Esta operação de janeiro a setembro de 2019, representa um *saving* para a organização de cerca de 39177 €.

Resultado de exploração

Depois de apurados todos os custos e proveitos inerentes à exploração da central a GN em autoconsumo com participação no mercado energético, torna-se possível aferir o resultado de exploração diário, que no exemplo apresentado se refere a 1 de abril de 2019 (ver Tabela 15).

Tabela 15- Resultado de energia do dia 1 de abril de 2019.

	Rúbrica	€
-	Custo de Gás Natural	7662,46
+	Proveito Energia de Autoconsumo	2657,29
+	Proveito Venda de Energia	2240,76
+	Proveito Fuelóleo Equivalente	4501,20
	Resultado de Energia	1736,79
-	Custo de Manutenção	447,96
	Resultado de Exploração	1288,83

6 Análise de rentabilidade do projeto

Depois de explicitadas as variáveis de exploração da central de cogeração em estudo é evidente a sua indexação aos mercados económicos externos e, portanto, a um risco de imprevisibilidade. Assim, o modelo de gestão além de permitir à organização a contabilização efetiva dessas variáveis na operação da turbina a gás, deve dotá-la de capacidade analítica para avaliar a exploração de risco. Deste modo, no Capítulo 6 serão desenvolvidas ferramentas que permitem à RAR Açúcar definir os limites do projeto e o seu *breakeven*. No final, apresenta-se um modelo de previsão de perdas de exploração por paragem do grupo gerador.

6.1 Exposição de risco da operação da central de cogeração

A RAR Cogeração adquiriu a turbina Centrax e realizou todo o investimento necessário em 2013. A central iniciou a operação em janeiro de 2014, tendo até dezembro de 2017 usufruído de uma tarifa de venda de eletricidade bonificada. No final do período bonificado, ainda não tinha havido lugar à recuperação do investimento, faltando recuperar parcialmente o valor inicial investido.

Por forma a rentabilizar esse investimento avançou-se com a operação da central em autoconsumo com a venda de excedentes valorizados em regime geral. A nova tipologia de funcionamento permite evitar a compra de eletricidade e vender os excedentes em mercado durante o período de laboração da turbina. Depois de realizados os procedimentos necessários de passagem para regime de autoconsumo referenciados em 3.3, a operação foi retomada em agosto de 2018, tendo atingido a maturação de exploração somente em outubro de 2018.

A exposição de uma cogeração integrada neste contexto comercial obriga a um cuidado grande na forma como se opera. A exposição a fatores externos, tais como sejam os preços unitários dos combustíveis (GN, fuelóleo ou Brent), o valor da conversão cambial ou o preço de venda da eletricidade produzida fazem com que a exploração tenha que ser programada com muito detalhe, antecipando as movimentações dos mercados financeiros.

O comportamento histórico destas variáveis tem sido extremamente volátil e frequentemente imprevisível, como se demonstra na Figura 18, que representa o período compreendido entre fevereiro de 2014 e setembro de 2019.

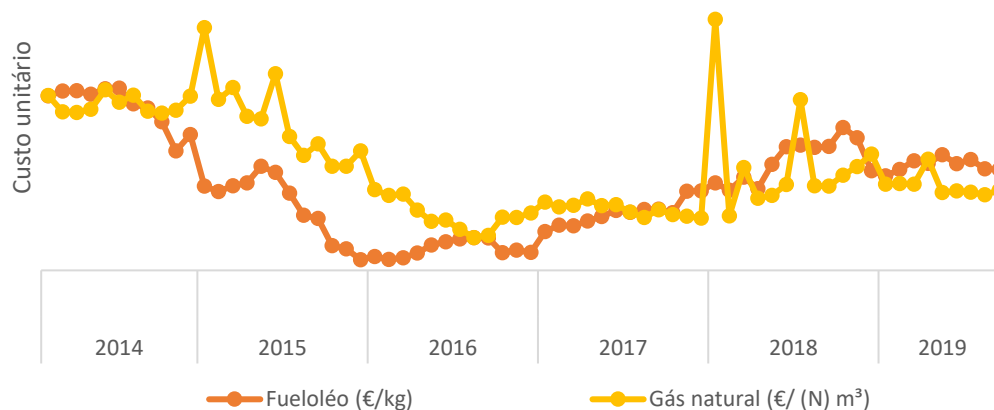


Figura 18- Evolução histórica do custo de fuelóleo (€/t) e gás natural (€/ (N) m³) de 2014 a 2019.

De forma a estudar os cenários mais prováveis de exploração da central, deve analisar-se com detalhe a evolução histórica das principais variáveis. No que respeita aos combustíveis primários, a análise temporal de aproximadamente 5 anos permite diluir no tempo as flutuações oriundas de fatores exógenos ao mercado de combustíveis, tais como fatores políticos e sociais com repercussões diretas neste mercado.

Uma vez que os dois combustíveis estão indexados a referências de mercado distintas, não é possível retirar uma “causa-efeito” de alguma flutuação motivada ou de algum intervalo de cotações de Brent. No período considerado, assiste-se a um ponto de viragem na tendência dos custos unitários em meados de 2017, momento a partir do qual o custo de fuelóleo está mais elevado do que o de GN.

A tendência de diminuição do custo unitário de GN é uma oportunidade deste projeto, uma vez que este é o principal custo direto de operação. Por outro lado, o projeto da turbina a gás é tanto melhor, do ponto de vista económico, quanto maior for o diferencial entre os custos unitários dos combustíveis em análise. O interesse neste diferencial de custo prende-se com o facto de, nesta tecnologia, haver um elevado rendimento térmico, sendo este valorizado a partir da base de consumo de referência da empresa, fuelóleo equivalente.

Depois de verificadas as tendências de custo dos combustíveis primários, interessa perceber, quais foram as recorrências mais frequentes e em que gama de preço variaram

os combustíveis referidos. Assim, pela análise dos dados representados na Figura 18, verifica-se que o custo de fuelóleo esteve abaixo de 0,25 €/kg 17,4% do tempo, entre 0,25 e 0,3 durante 21,7%, assim como, entre 0,35 e 0,40, estando entre 0,3 e 0,35 durante 14,5% e com maior incidência acima de 0,40 €/kg em cerca de 24,6% do período considerado. Atualmente o custo deste combustível situa-se entre 0,35 e 0,40 €/kg, estando neste intervalo desde o início do ano de 2019.

Já o custo unitário de GN no período em análise, nunca esteve abaixo de 0,25 €/ (N) m³, estando 23,2% do tempo entre 0,25 e 0,30, 13,0% entre 0,35 e 0,40 e com igual percentagem de 31,9 %, entre 0,30 e 0,35, mas também acima de 0,40 €/ (N) m³. Desde janeiro de 2019 que o custo de GN se encontra entre 0,30 e 0,35 €/ (N) m³, tendo havido somente um mês em que esteve acima. Este acontecimento em abril de 2019 não foi motivado por uma subida dos mercados de GN, mas sim por razões imputáveis à organização nomeadamente no que respeita à gestão da sua central de cogeração e continuidade de negócio de refinação de açúcar.

Assumindo o diferencial de capacidade calorífica existente entre os dois combustíveis referidos- PCI de fuelóleo 40200 kJ/kg e de GN 38500 kJ/(N)m³ (valores de referência de acordo com o despacho 17313/2008, podem comparar-se os seus custos unitários de forma direta. No presente ano verifica-se que o custo dos combustíveis se encontra em gamas distintas, corroborando a tendência de preços de fuelóleo superiores aos de GN.

Ao nível do preço de eletricidade em OMIE- mercado diário, referência para a venda no atual regime, verifica-se que os valores oscilam numa gama de 10 a 70€/MWh desde 2014. Este fator é de extrema importância uma vez que o cogrador não tem condições para decidir, em cada momento, se deve ou não optar por exportar a eletricidade excedente para o CUR. A incerteza aumenta uma vez que apenas se sabe, no final de cada mês, qual o preço da energia que entregou ao CUR antecipadamente.

Na Figura 19, apresenta-se a evolução diária do preço de energia de OMIE para o último mês de exploração desta central- Abril de 2019. Verifica-se que até meados de abril o custo final diário esteve sempre acima do valor de fecho mensal, no entanto nos dias 20 e 25 de abril registaram-se valores muito baixos de custo de energia, 35,23 €/MWh e 29,69 €/MWh, respetivamente, o que fez com que a média mensal se fechasse em 50,65 €/MWh.

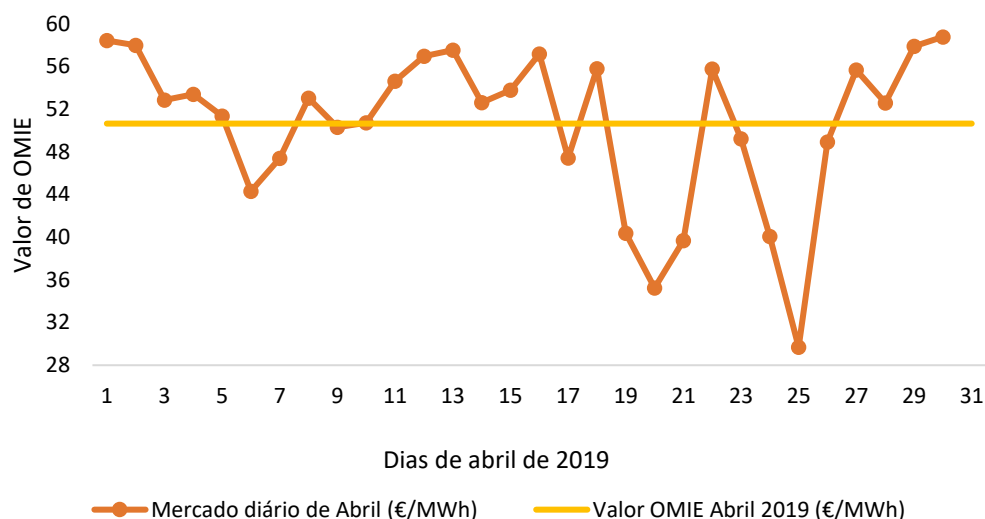


Figura 19- Evolução diária do preço de energia elétrica OMIE em abril de 2019 (adaptado) [9].

A segunda quinzena de abril registou preços diários um pouco mais baixos que os da primeira metade do mês, com a cotação diária a variar dentro de um intervalo entre 29 a 59 €/MWh, com uma média pouco acima dos 47 €/MWh nesta quinzena. Depois da queda de preços verificada na segunda quinzena, abril fechou com um preço médio pouco acima dos 50 €/MWh. Por detrás destas oscilações diárias os especialistas apontam para inconstância da produção eólica e para a baixa produção hidroelétrica sem perspectivas de melhoria. A produção solar continuou a aumentar em Espanha e deverá continuar a reforçar a sua importância, quer à custa do aumento da capacidade instalada, quer pelo facto de na estação do ano em questão ser expectável um aumento do número de horas de exposição solar.

Pela análise do histórico do preço de energia elétrica OMIE representado na Figura 20, verifica-se que na maior parte do tempo, 47,8% do tempo considerado o preço de eletricidade esteve acima de 50 €/MWh, estando 10,1% do tempo abaixo dos 30 €/MWh, 5,8% entre 30 e 40, e 36,2% entre 40 e 50 €/MWh. Desta forma, os preços de energia elétrica em mercado diário foram superiores a 40 €/MWh em 84% do período compreendido entre janeiro de 2014 e setembro de 2019.

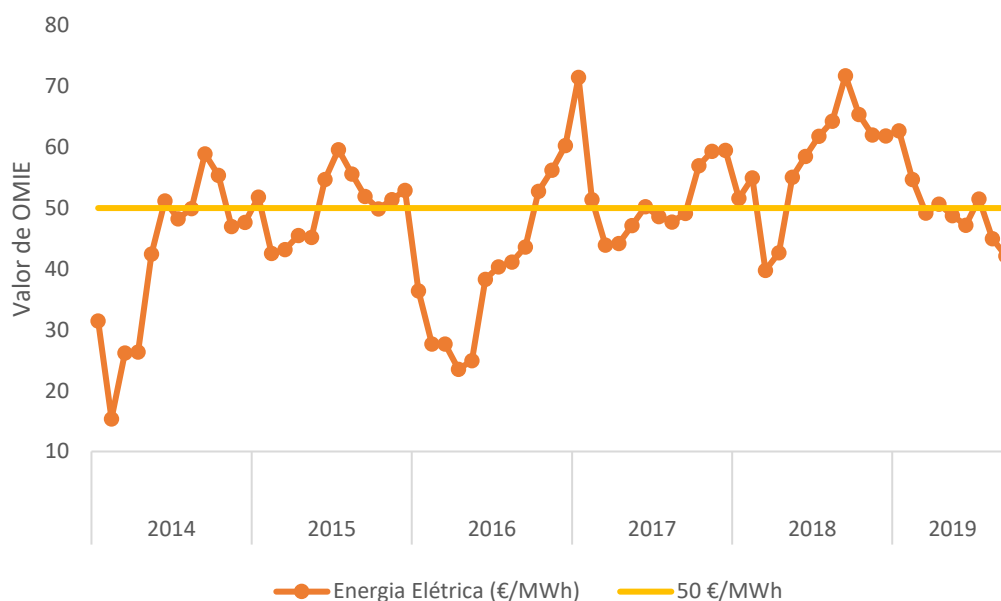


Figura 20- Histórico de energia elétrica OMIE entre 2014 e 2019 (adaptado) [9].

Quer para 2020 ou 2021 os preços seguem acima dos 50 €/MWh, como se verifica pela Figura 21, onde são apresentados os valores para a compra destes produtos em mercados futuros- OMIP. A tendência de preço é um sinal de que os produtores não sentem muita necessidade de serem agressivos nas suas coberturas. A condicionar essas subidas de preços continua a procura, que pelo menos no primeiro trimestre esteve bem abaixo do observado em igual período de 2018. Caso esta tendência se mantenha, diminui a possibilidade de os preços dispararem novamente para valores muito acima dos 60 €/MWh, como ocorrido de julho de 2018 a janeiro de 2019, período no qual os valores foram sempre superiores a 60 €/MWh. Entre janeiro e setembro de 2019 verificou-se uma queda de 20 €/MWh, tendo setembro fechado com um valor pouco acima dos 42 €/MWh (42,14).

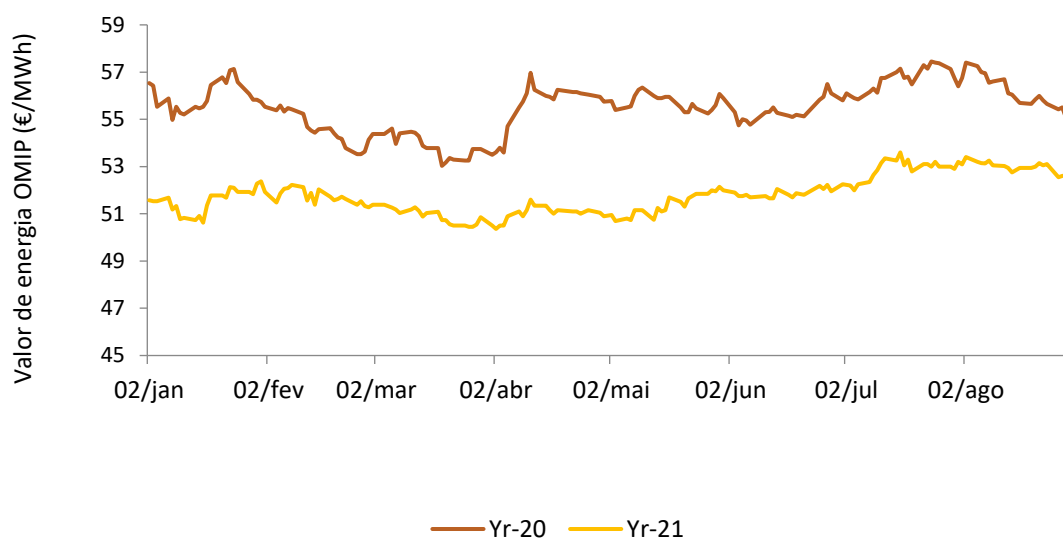


Figura 21- Evolução das cotações em OMIP para YR-20 e YR-21, de janeiro a agosto de 2019 (adaptado) [10].

6.2 Análise de sensibilidade da central de cogeração

Depois de analisadas as tendências de mercado no período compreendido entre 2014 e 2019, procurou-se através da modelação matemática desenvolvida para a gestão desta central de cogeração encontrar o ponto ótimo das condições de operação da máquina que maximizem o seu lucro económico.

Na análise realizada explora-se o resultado económico da central partindo-se da diferença entre o custo unitário de gás natural e de fuelóleo. Em todos os cenários consideram-se fixas as seguintes variáveis:

1. Valorização de energia elétrica de autoconsumo: Valores unitários aplicáveis ao Quarter 2 na RAR Açúcar.
2. Energia elétrica vendida valorizada a 50 €/MWh
3. Custo de energia deduzido do custo de manutenção, considerando-se um índice de 0,0067 €/MWh.
4. Todos os resultados excluem a aplicação de licenças de emissão.
5. Resultados anuais, considerando-se 6 meses em período de verão e 6 meses em período de inverno, operação durante 5 dias e 4 semanas por mês. Para efeitos de contabilização mensal, consideram-se meses com 31 dias e 21 dias úteis.

Esta análise foi realizada para três potências distintas da máquina, a saber: 3, 4 e 5 MW. Para cada uma delas, encontram-se no Anexo A, os índices de desempenho considerados. Na simulação da exploração da máquina a 3 MW os índices considerados foram os indicados pelo fabricante da turbina bem como da caldeira de recuperação, que constam nos seus projetos. Já para as potências de 4 e 5 MW consideram-se os índices reais da máquina. Para os índices médios de trabalho a 4 MW considerou-se o período entre outubro de 2018 e abril de 2019 e a 5 MW foram considerados os índices médios de desempenho de operação de 2014 a dezembro de 2017.

A análise de sensibilidade apresentada na Figura 22 é uma ferramenta fundamental que permite intuitivamente compreender os limites de rentabilidade do projeto por alteração das condições dos mercados de combustíveis.

Com base nas considerações assumidas verifica-se que a operação da central de cogeração, neste regime, está fortemente dependente do custo dos combustíveis de base, podendo apresentar um lucro variável anual de 9447 € a 1156438 €.

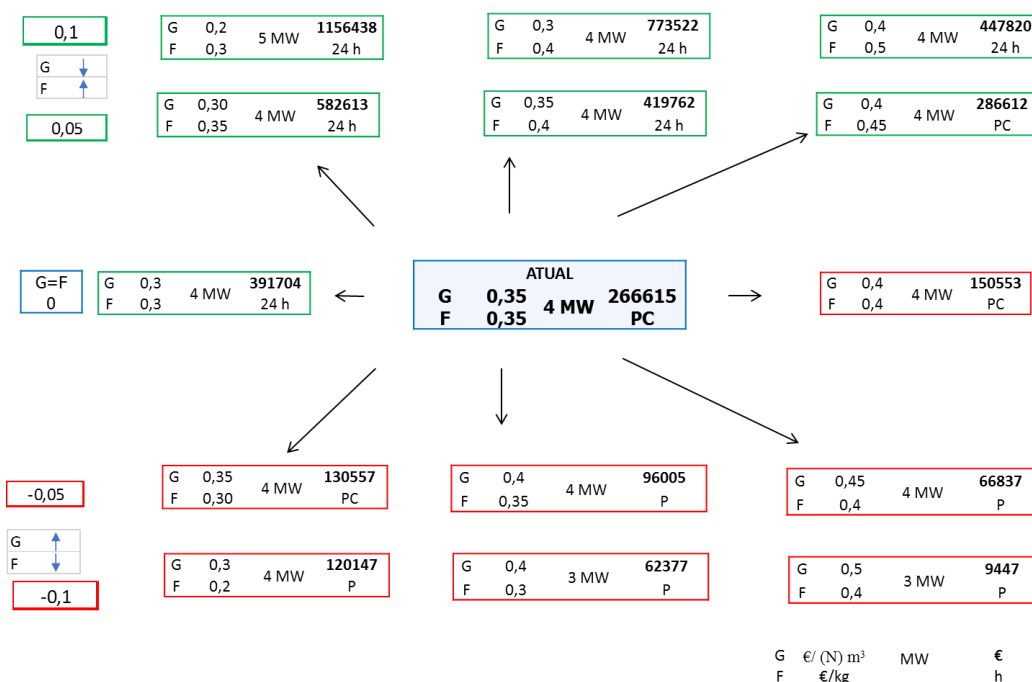


Figura 22- Análise de sensibilidade do projeto: Operação da máquina.

Para os atuais custos unitários de gás natural e fuelóleo ($0,34 \text{ €}/(\text{N})\text{m}^3$ e 361 €/t), a melhor estimativa de lucro anual da central varia entre 266615 € e 419762 € . Além do rendimento económico variável, também as condições de operação o são, podendo a central laborar apenas em períodos de horas de ponta a 4 MW, ou durante todos os períodos horários a 5 MW.

Nesta análise a influência do *gap* de custo dos combustíveis no resultado de exploração da central é evidente. Quando as cotações de GN são superiores às cotações de fuelóleo verifica-se que o resultado de exploração é tanto melhor quanto menor for este *gap*. Apenas para 1 dos 6 cenários apresentados nesta vertente se torna rentável laborar com a central em horas de ponta e cheias, sendo este o cenário em que o *gap* é de 0,05 para cotações de $0,35 \text{ €}/(\text{N}) \text{ m}^3$ e $0,30 \text{ €/kg}$ de fuelóleo.

À medida que se caminha para diferenciais positivos entre os custos de fuelóleo e GN, assiste-se a um aumento do lucro de exploração. O resultado anual é tanto melhor quanto maior for o *gap* e, para o mesmo diferencial, menores forem os custos dos combustíveis.

Pela análise da Figura 22 verifica-se que a laboração a 4 MW durante os períodos fora do vazio é o regime que maximiza o lucro efetivo da central. No melhor cenário futuro, ainda que hipotético, a central poderia laborar na potência máxima de 5 MW durante todos os períodos horários, para um *gap* de 0,1 e valores unitários de $0,20 \text{ €}/(\text{N}) \text{ m}^3$ de gás natural e $0,30 \text{ €/kg}$ de fuelóleo.

A apresentação destes resultados internamente, implicou a tomada de decisão do regime de laboração da central a gás, e em conjunto com a equipa de gestão de energia da RAR Açúcar, decidiu-se manter o regime de laboração a 4 MW em períodos de pontas e cheias. A laboração neste regime, pela análise de sensibilidade realizada, é a que mitiga com maior margem a exposição da central aos principais fatores de risco, estando assim a mesma preparada para neste regime absorver a com maior grau de confiança as flutuações dos mercados externos.

6.3 Atuais limites de rentabilidade da central de cogeração

Depois de definido o regime de laboração da central de cogeração tendo por base de decisão a análise de sensibilidade apresentada no 6.2, torna-se necessário definir as fronteiras e o *breakeven* do projeto. Para tal consideraram-se as seguintes premissas:

1. Índices de desempenho da máquina a 4 MW a operar em horas de ponta e cheias (17 h/dia);
2. Custo de compra de energia elétrica, 100% indexado em OMIE, com ponderação de tarifas em período de verão e inverno.
3. Resultados anuais, considerando-se 6 meses em período de verão e 6 meses em período de inverno, operação durante 5 dias e 4 semanas por mês. Para efeitos de contabilização mensal, consideram-se meses com 31 dias e 21 dias úteis.
4. Custo unitário de licenças de emissão: 26 €/t CO₂
5. O custo de manutenção considerado é de 0,0067 €/MWh, encontrando-se incluído em todos os resultados.

Nesta fase, e não tendo a organização definidas as regras aplicáveis à unidade de cogeração no que diz respeito ao comércio europeu de licenças de emissão, considera-se por zelo esta variável (emissões de gases com efeito de estufa) de forma independente. Para o momento atual, esta variável representa um lucro para a exploração, uma vez que na RAR Açúcar o consumo de GN isenta a aquisição de títulos de licenças de emissão.

A variável de emissões de gases com efeito de estufa neste projeto contabiliza a quantidade de CO₂ necessária para produzir igual capacidade térmica através da queima dos combustíveis de base da central de cogeração da RCOG.

Atendendo às flutuações históricas do período de controlo (2014-2019) apresentadas no tópico 6.1 e daquilo que são as expectativas atuais dos mercados futuros, desenvolveu-se um estudo de rentabilidade do projeto para diferentes cotações de GN, fuelóleo e eletricidade. Assim, para cada cotação de combustíveis, fez-se variar a cotação de energia elétrica como representado na Figura 23.

Para cotações de combustíveis de 0,40 €/N(m³) de GN e 400 €/t de fuelóleo, a instalação apresenta melhor resultado anual em laboração somente em períodos de pontas, para toda a gama de valores de eletricidade considerada. Neste ponto de exploração, admitindo a energia elétrica ao valor de 40 €/MWh, o resultado anual da operação é negativo, sem licenças de emissão, podendo chegar, com valor de energia de 50 €/MWh, a 369572 €.

Em todos os cenários calculados, o lucro de licenças de emissão é de 56111 € para laboração em períodos de horas de ponta e de 238474 € para pontas e cheias. Esta análise permite mais uma vez atestar o risco da operação da central de cogeração às flutuações das cotações externas, podendo esta ser uma operação que gera prejuízos ou, então, um lucro de 617495 €/ano, como o que é apresentado na Tabela 15.

Por outro lado e mantendo os limites estudados acima, o custo dos combustíveis pode seguir um rumo antagónico. De modo a prever este possível impacto na exploração anual da central realizaram-se estudos para 0,35 €/N(m³) de GN e 400 €/t de fuelóleo e 0,40 €/N(m³) de GN e 350 €/t de fuelóleo, apresentados na Tabela 17.

Tabela 17- Análise de rentabilidade do projeto Turbina Centrax para cotações distintas de combustíveis, valores de custo de gás natural em €/m³(N), custo de fuel em €/t e resultados anuais em €.

Venda eletricidade (€/MWh)		0,35 €/N(m ³) e 400 €/t		0,40 €/N(m ³) e 350 €/t	
		P	PC	P	PC
40	S/LE	152466	232170	54913	-182429
	C/LE	208577	470644	111024	56045
45	S/LE	172272	316274	74 720	-98325
	C/LE	228384	554748	130 831	140149
50	S/LE	192079	400378	94 526	-14221
	C/LE	248190	638852	150 638	224253

Assim, para 0,35 €/N (m³) de GN e 400 €/t de fuelóleo, a exploração poderá apresentar resultados entre 232170 €/ano e 400378 €/ano, sem licenças de emissão, enquanto que no segundo caso, a exploração não seria viável sem licenças de emissão, para qualquer que seja a cotação de eletricidade a variar entre 40 e 50 €/MWh (ver Tabela 16).

Por forma a determinar o *breakeven* do projeto, recorreu-se ao *Solver* (do Excel) para determinar os valores para os quais a exploração apresenta lucro nulo, o resultado encontra-se representado na Tabela 18. Os valores apresentados não correspondem aos resultados exatos, mas sim à aproximação às unidades.

Para as cotações atuais de fuelóleo e de GN, compreendidas entre 350 e 400 €/t e 0,350 €/(N)m³, o nível de alerta para o *breakeven* do projeto ocorre para a cotação de 36 €/MWh.

Tabela 18- *Breakeven* do projeto.

		Custo de fuelóleo (€/t)		
		300	350	400
Custo de gás natural (€/N)m ³	0,30	26 €/MWh	20 €/MWh	11 €/MWh
	0,35	41 €/MWh	36 €/MWh	29 €/MWh
	0,40	56 €/MWh	49 €/MWh	41 €/MWh

6.4 Perda de exploração em 2019

A RAR Açúcar programou para a segunda quinzena de abril de 2019 uma paragem produtiva, para realização de grandes investimentos em equipamentos fulcrais para a continuidade da refinação de açúcar. No decorrer da paragem, a turbina Centrax estaria igualmente parada, uma vez que não havia consumo de energia térmica por parte da refinaria. Assim, agendou-se a revisão anual da turbina para os dias 22 e 23 de abril.

No decorrer da inspeção verificou-se que a turbina não apresentava as condições de segurança mínimas para poder laborar e que está presentemente em análise a execução da manutenção da máquina ou a sua substituição por um novo grupo gerador. Atualmente a turbina está parada e sem perspetiva de retomar o funcionamento. Desta forma, surgiu a necessidade de estimar a perda de exploração relativa a este período de inatividade. Para tal, adaptou-se o modelo desenvolvido de gestão da central de cogeração para um cenário de previsão de perda de exploração onde se consideraram as seguintes premissas:

1. Calendário de refinação da fábrica e calendário civil anual.
2. Índices de desempenho da máquina a 4 MW a operar em horas de ponta e cheias (17 h);
3. Valores unitários de GN mensais, dependentes do consumo estimado pela simulação da fatura;

4. Valores unitários de fuelóleo, considerando um valor fixo para o ano de 2019 (370 €/t).
5. Venda de energia pelo valor dos mercados futuros à data da simulação;
6. Compra de energia para o terceiro trimestre conforme a contração de energia já assumida, e para o último trimestre, de 80% em mercado diário tendo por base a referencia de valor em mercado futuro à data da simulação;
7. Custos de manutenção: 0,0067 €/kWh produzido;

Este modelo permite numa primeira instância uma previsão de perda de exploração, com base nas melhores considerações de previsão das variáveis fulcrais. Os dados da simulação remontam às cotações de mercados futuros de energia elétrica do dia 20 de junho, assim constituiu-se a “perda de exploração (1)”, apresentada na Tabela 19.

O desenvolvimento desta ferramenta matemática permitiu ainda, mensalmente, atualizar as cotações de fuel, GN e energia elétrica para aferir com maior precisão a perda de exploração mensal estimada, “perda de exploração (2)”. O modelo de exploração desenvolvido, e apresentado no Capítulo 5, foi adotado para responder à necessidade de cálculo das perdas de exploração da máquina, correspondendo assim a uma utilização distinta daquele que foi o seu propósito de criação. A vertente de cálculo das perdas de exploração é algo adicional que se pode retirar da ferramenta matemática desenvolvida, sendo que os resultados apresentados na Tabela 19 resultam desta aplicação. No cálculo das perdas de exploração da turbina Centrax os custos de manutenção encontram-se deduzidos no valor do resultado económico do balanço de energia e não estão contempladas, economicamente, as licenças de emissão.

Tabela 19- Perda de exploração turbina Centrax

	Q3			Q4		
	jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Perda de exploração (1) (€)	37686	36678	37247	46319	42705	30094
Perda de exploração (2) (€)	48552	35968	29254			

A determinação da “perda de exploração (1)” para os dois últimos trimestres de 2019, foi realizada a 20 de junho de 2019, tendo por base os preços de energia elétrica

publicados em mercado futuro (OMIP) nesse mesmo dia para os meses compreendidos entre julho e dezembro, conforme apresentado na Tabela 20.

Tabela 20- Valores de mercado para a determinação da "perda de exploração (1)" e "perda de exploração (2)"

		Q3			Q4		
		jul/19	ago/19	set/19	out/19	nov/19	dez/19
Custo de GN (€/N)m ³)	(1)	0,3371	0,3343	0,3379	0,3371	0,3411	0,3488
	(2)	0,3248	0,3243	0,3312			
Custo de fuelóleo (€/t)	(1)	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00	370,00
	(2)	376,08	361,55	360,87			
Custo de energia (€/MWh)	(1)	49,90	49,40	52,41	56,16	58,21	58,88
	(2)	51,46	44,96	42,14			

Para aferir a perda de exploração (1) estimada considerou-se o plano de refinação da empresa para 2019 nos meses em questão, tendo-se previsto um regime de trabalho em períodos de pontas e cheias, ou seja, 17 horas diárias à potência de 4 MW.

No que respeita ao proveito em energia autoconsumida, neste cenário considerou-se o contrato de energia para o Q3, onde 20% do volume consumido é valorizado a custo fixo e 80% foi comprado em OMIP a 52,83 €/MWh. À data da simulação, a RAR ainda não tinha feito contratos de energia para o Q4, tendo-se considerado assim que neste trimestre 20% da energia é valorizada a custo fixo (fixação assumida para todo o ano 2019), e o volume remanescente (80%) foi valorizado com base na referência de custo de energia apresentado na Tabela 12, com as taxas aplicadas relativas a compras de energia elétrica em mercado diário (OMIE).

Relativamente ao custo dos combustíveis de base, para a simulação da fatura de GN na perda de exploração (1), considerou-se o Brent (6.0.3) no valor de 70,000 USD/bbl e a taxa de câmbio ao valor de 1,124 USD/€. A cotação de fuelóleo de referência para a perda de exploração (1) foi de 370,00 €, cotação à qual foi fechada a operação de fixação de custo de 500 t mensais no ano de 2019.

Assim, mensalmente mediante a atualização das cotações de combustíveis e energia elétrica, assim como do calendário real de refinação, é possível com maior precisão determinar a perda de exploração da central por via da paragem de produção da máquina.

Na Tabela 19, apresentam-se também os valores reais aferidos para o Q3 de 2019.

Desta forma é possível verificar que o custo de gás natural real é inferior ao estimado uma vez que neste *quarter* a cotação de Brent (6.0.3) foi de 66,014 USD/bbl e a

taxa de cambio ainda que com uma variação mensal, teve um valor médio de 1,112 USD/€.

Fruto das flutuações dos mercados de combustíveis verificou-se que o custo de fuelóleo em julho foi 6,08€/t acima do valor fixado, tendo a sua cotação baixado nos meses seguintes para valores próximos de 361 €/t, cerca de 9 €/t baixo de valor considerado no cálculo da perda exploração (1).

A tendência do mercado de energia elétrica foi semelhante à do mercado de combustíveis, tendo apresentado valores tendencialmente decrescentes. Em julho verificou-se uma valorização no valor de energia elétrica, relativamente ao valor considerado na estimativa 1, de 56 €/MWh, em agosto o mês fechou com menos 4,44 €/MWh do que o valor previsto em mercado futuro a 20 de junho para o produto de agosto. No entanto, a maior diferença ocorreu em setembro, mês no qual a cotação de energia elétrica em mercado diário fechou com o valor mais baixo de 2019, diferindo em 10,27 €/MWh abaixo do valor apontado em mercado futuro no dia de referência. O mercado de energia elétrica no *quarter* 3 foi bastante volátil, tendo o mês de julho fechado em 51,46 €/MWh e setembro com 42,14 €/MWh, 9,32 €/MWh abaixo.

As combinações de todos os fatores referidos acima resultam numa diferença global, entre a perda de exploração (1) e (2), de mais 2163 €. Esta diferença resulta da aplicação dos custos unitários reais do *quarter* 3, revelando assim que a perda de exploração real é superior à estimada a 20 de junho.

7 Conclusões e Sugestões para Trabalho Futuro

Este trabalho apresenta um carater inovador no panorama nacional do paradigma da cogeração caracterizando a operação de uma central com turbina a gás e, principalmente, fornecendo as ferramentas de cálculo necessárias à exploração da central estando esta enquadrada num regulamento de autoconsumo que é severamente distinto do cenário desenhado na análise inicial de projeto.

Estas alterações implicam a criação de modelos matemáticos de análise do desempenho económico da central de acordo com as necessidades técnicas de eletricidade e vapor da unidade de produção que lhe está adstrita. O modelo resulta de um balanço ponderado entre todos os custos e proveitos inerentes à operação da instalação, a saber: custo de gás natural (GN), valorização de energia elétrica em autoconsumo, valorização de energia elétrica de venda, valorização de fuelóleo equivalente, licenças de emissão e custos de manutenção da máquina.

As complexidades das relações entre os fatores descritos implicam uma necessidade de decomposição e análise individual de cada um dos vetores assinalados, principalmente porque os mesmos estão parcialmente influenciados por questões exógenas, tal como contextos políticos ou flutuações decorrentes das variações especulativas de mercado, espalhados pela legislação nacional.

Verifica-se que a operação da central de cogeração neste regime está fortemente dependente do custo dos combustíveis de base, podendo apresentar um resultado de exploração que evidencia um lucro variável anual de 9447 € a 1156438 €. Para as cotações atuais de custo de GN e fuelóleo (0,34 €/N)m³ e 361 €/t), a melhor estimativa de lucro anual varia entre 266615 € e 419762 €.

Além do rendimento económico variável, também as condições de operação são fatores determinantes no resultado da operação desta central de cogeração. A carga da máquina influencia a relação entre o autoconsumo e a exportação de eletricidade, o consumo específico de gás e o valor absoluto da produção de calor na caldeira de recuperação associada. Este contexto aumenta a complexidade da análise da exploração da máquina com cenários alternativos com várias variáveis de exploração com flutuações de acordo com o cenário pretendido de análise.

A complexidade da presente análise foi sendo peneirada por experimentação de vários regimes de funcionamento, tendo-se procedido a experimentação real sustentada

com tempo de laboração e repetição dos mesmos que garantissem a solidez dos resultados obtidos.

Após a realização destes ensaios verificou-se que a laboração pode variar em períodos de horas de ponta a 4 MW, ou durante todos os períodos horários a 5 MW. A apresentação destes resultados internamente na Refinaria implicou que fosse tomada a decisão, em conjunto com a equipa de gestão de energia da RAR Açúcar, de manter o regime de laboração da turbina a 4 MW em períodos de ponta e cheias, uma vez que neste regime consegue-se mitigar a exposição da central aos principais fatores de risco, estando assim a mesma preparada para, neste regime, absorver a com maior grau de confiança as flutuações dos mercados externos.

Assim, para as cotações atuais de fuelóleo e de GN, compreendidas entre 350 e 400 €/t e 0,350 €/(N)m³, o nível de alerta para o *breakeven* do projeto ocorre para a cotação de 36 €/MWh de preço de energia elétrica. Este é um resultado importantíssimo porque permite balizar a operação da máquina em termos de operação diária de acordo com a flutuação dos mercados de eletricidade, sendo um dos pilares da análise diária de operação da máquina e um garante da exploração com resultados positivos da mesma.

Para trabalhos futuros, sugere-se o aprofundamento do estudo do consumo específico da máquina, uma vez que durante a operação são evidentes flutuações neste parâmetro que carecem de um estudo independente, apesar de já ter sido verificado, com detalhe e ensaios, a importância do mesmo. Verificou-se a dependência da temperatura do ar exterior em termos de potência da máquina e também do seu consumo específico.

O consumo específico de GN depende de fatores como sejam: a potência e o plano de trabalho (arranques e/ou paragens), ou as variações de potência da máquina ao longo de um dia de exploração. Este valor tem um impacto preponderante do resultado de exploração da máquina, sendo que o modelo de gestão desenvolvido é bastante sensível a esta variável.

Desta forma foi proposta a realização das lavagens da máquina com desincrustante em cada paragem da máquina e a inspeção semestral do interior da caldeira de recuperação para garantir a sua limpeza e desobstrução dos circuitos de gases, por forma a garantir elevadas taxas de transferência de calor nos tubos alhetados que compõe o circuito de permuta térmica.

Em suma, este trabalho proporcionou a criação de uma ferramenta de análise do desempenho da unidade de cogeração com turbina a gás enquadrada no regime de

autoconsumo, baseado na experimentação real e com base na análise dos mercados, que a empresa adotou e é utilizada diariamente com sucesso.

Referências bibliográficas

[1] COGEN Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração).

<https://www.cogenportugal.com/eficiencia-energetica/>

(acedido a 9 de abril de 2019)

[2] Rui Castro, 2009, Introdução à Cogeração. Relatório técnico, Instituto Superior Técnico, Lisboa, Portugal,

http://www.marioloureiro.net/tecnica/cotrigeracao/Cogeracao_ed2p0.pdf

(acedido a 11 de abril de 2019)

[3] Norberto Tavares da Silva, 1995, Turbinas a vapor e a Gás, Edições CETOP, páginas 89-135.

[4] Energy Center

<https://energycenter.org/self-generation-incentive-program/business/technologies/chp>

(acedido a 11 de abril de 2019)

[5] Laplace

<http://laplace.us.es/wiki/index.php/Archivo:Turbina.png>

(acedido a 10 de abril de 2019).

[6] Miguel Gil Mata, 2018, As centrais de cogeração após o fim do atual enquadramento regulatório. Pontos críticos e caminhos de otimização, COGEN Portugal, Porto, 5 de dezembro 2018.

[7] COGEN Portugal (Associação Portuguesa para a Eficiência Energética e Promoção da Cogeração)- Boletim de Cogeração 2º Semestre de 2018.

[8] Rui Quintans dos Santos, 2018, As centrais de cogeração após o fim do atual enquadramento regulatório. Autoconsumo e venda em mercado para centrais novas e existentes, COGEN Portugal, Porto, 5 de dezembro 2018.

[9] OMIE

<http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf>

(acedido a 1 de outubro de 2019)

[10] OMIP

<https://www.omip.pt/pt-pt>

(acedido a 30 de agosto de 2019)

Anexo A

Na análise de sensibilidade do projeto apresentada em 6.1, consideram-se os seguintes índices de desempenho da máquina para as diferentes potências:

Potência	3 MW	4 MW	5 MW
<i>kGN</i>	0,35	0,33	0,325
<i>kvapor</i>	4300	6400	7400
<i>Krecuperação térmica</i>	600	600	600