

Estratégia Nacional para o Hidrogénio

Contributos da AP2H2 no quadro da discussão pública promovida pelo Governo

1. Preâmbulo

O Hidrogénio (H₂) está hoje em Portugal na Agenda política, energética e mediática. No espaço de um ano Portugal muda radicalmente o seu posicionamento face ao H₂: de um País que marginaliza o contributo do H₂ para os objectivos da descarbonização da sociedade (RNC aprovado em RCM¹ de 2019) para ambicionar ser um dos principais players europeus neste novo vector energético, pretensão a que a proposta de estratégia agora em debate público dá forma.

- Saudamos positivamente a mudança,
- Aderimos aos objectivos enunciadas,
- Consideramos viáveis as metas assumidas no horizonte temporal de 2050,

A proposta de EN-H2 é um novo quadro de referência adequado e necessário a uma dinâmica da economia nacional que viabilize o seu desenvolvimento sustentado. Faz-nos confiar na forma como o País se alinha com a UE e encara a recuperação da economia: *a descarbonização via electrificação renovável será um pilar estruturante da retoma económica que se impõe*. O paradigma energético altera-se, dispensando o contributo dos combustíveis fósseis, substituídos pelo recurso ao H₂ renovável, assegurando por esta via a resiliência da rede eléctrica, a mobilidade sustentável e a satisfação das necessidades energéticas da indústria.

É um novo cenário que se desenha, com o reconhecimento do contributo inestimável do H₂ renovável para que o objectivo de controle das alterações climáticas possa ser atingido no limiar de 2050.

2. Temas a aprofundar

A posição da AP2H2 é pois globalmente favorável à proposta de estratégia em discussão, sem prejuízo de nos questionarmos face a algumas opções /soluções apresentadas, que, na nossa opinião, carecem de ser aprofundadas e desenvolvidas.

Na avaliação mais global da proposta, algumas das questões que nos suscita decorrem:

- Da forma como o faseamento temporal até 2050 é apresentado;
- Da reduzida visibilidade dos mecanismos financeiros disponíveis associáveis a cada fase;
- Do modelo de gestão a implementar que deverá conduzir ao envolvimento transparente dos diferentes grupos de players.

Numa análise mais na especialidade são várias as temáticas que carecem de um trabalho e estudo mais detalhado, dando solidez ao plano e estratégia apresentada.

¹ Aguardamos a revisão para breve do RNC, compatibilizando-o com o quadro orientador do PNEC e da Estratégia para o Hidrogénio agora apresentada

São exemplos:

- A opção pela produção centralizada do H₂,
- O “blend” de H₂ com o GN, até 20% em volume, com o transporte de H₂ na rede de GN,
- O contributo do H₂ para a gestão da sazonalidade e intermitência das fontes renováveis,
- O potencial de produção de bio Metano,
- A produção de combustíveis sintéticos com captura de CO₂,
- A gestão dos custos de emissão de CO₂ e seu impacte na competitividade do H₂,
- As oportunidades de especialização da indústria nacional,
- A visão minimalista da mobilidade a H₂,
- A criação do Laboratório colaborativo,
- A constituição de Regiões piloto do H₂.

3. O faseamento da estratégia e mecanismos de financiamento associados

Tendo em consideração a realidade do sector em Portugal (e na EU), consideramos que a segmentação da estratégia proposta pode permitir uma melhor visibilidade dos objectivos a atingir, propondo-se que a mesma se desenvolva em 3 fases:

- **Período de 2020/25, de apoio à experimentação e divulgação das tecnologias,**
- **Período 2025/ 30 de promoção de iniciativas pré comerciais,**
- **Pós 2030 – fase de desenvolvimento de mercado.**

Os objectivos e metas para cada uns destes períodos devem estar bem definidos, assim como o quadro de apoio financeiro específico às iniciativas empresariais associadas a cada uma das fases.

Os instrumentos financeiros disponíveis serão variáveis em cada uma destas fases, em que se prevê na fase inicial um envolvimento mais relevante dos incentivos criando condições de maior equilíbrio e competitividade com as tecnologias dominantes no mercado, para numa segunda fase se prever um roll-up das iniciativas empresariais em que as tecnologias do H₂ compitam directamente com as tecnologias alternativas.

A fase pós-2030 será a fase já de mercado em que se espera que haja uma maturidade suficiente destas tecnologias para elas poderem demonstrar os seus méritos num quadro económico aberto e competitivo.

A AP2H2 está disponível para colaborar no desenho dos objectivos e mecanismos associados a cada fase, nomeadamente no que se refere à primeira fase de divulgação, experimentação e teste das tecnologias do H₂. Para tal propomos para o período 2020/25 algumas iniciativas que sejam o “boost” dinamizador da mudança e transição ambicionadas:

- **IH2- Iniciativa Hidrogénio** – proposta de modelo de gestão institucional, réplica a nível nacional da experiência de sucesso que é a FCH-JU, com envolvimento dos diversos players do sector (em Anexo a proposta apresentada no Webinar de 3 de Julho pela Vinci Energies e que pode constituir uma base de trabalho);

- **H2Mobile** – para ajudar a ultrapassar as limitações e condicionantes iniciais da mobilidade a H₂;
- **H₂Clean Fuel**: petroquímica piloto de metanação de 100.000 ton/ano de CO₂ provenientes da indústria em combustíveis sintéticos – metano, metanol, DME, Diesel;
- **H2 indústria**: promoção de polos industriais de especialização nacional na economia do H₂;
- **Regiões piloto de Hidrogénio**: o H₂ nos planos intermunicipais de adaptação às alterações climáticas.

Relativamente a cada uma das iniciativas identificadas a AP2H2 está disponível e interessada em colaborar com a SEEnergia no respectivo desenho e regulamentação.

4. Notas na especialidade

a) A opção pela produção centralizada do Hidrogénio

A narrativa em que se baseia a estratégia apresentada assenta numa opção pela produção centralizada de H₂ com a progressiva substituição do Gás Natural (fig 27, pag 67 do documento). Tomamos como referência para esta afirmação o cenário base do roteiro elaborado pela DGEG², que disponibilizou o quadro de dados que serviu de base ao referido gráfico):

Produção H ₂ (energia na saída do eletrolisador)									
		2025		2030		2035		2040	
via gaseificação	TWh	-	0%	0,48	5%	0,60	3%	0,72	2%
via electrólise dispersa	TWh	0,04	1%	0,08	1%	0,20	1%	0,31	1%
via electrólise centralizada	TWh	2,99	99%	10,02	95%	18,22	96%	30,06	97%
<i>T. de energia consumida na produção de H2</i>	<i>TWh</i>	3,03	100%	10,59	100%	19,02	100%	31,10	100%

Esta opção é clara na estratégia tal como apresentada, e concordante com as opções de armazenamento e de distribuição do H₂ na rede de GN, em que o polo de Sines terá um contributo dominante.

Sem prejuízo de outras ressalvas que a opção nos merece, considera-se que a mesma pode ter validade no período pós 2040, com a desactivação das redes de GN. Na fase inicial, nomeadamente no período até 2025/2030, quer no fornecimento de H₂ para a mobilidade quer nas aplicações industriais ou em soluções de metanação com captura de CO₂ este cenário de produção centralizado é desadequado e necessita de revisão e de ser reajustado a uma visão mais realista de desenvolvimento expectável do mercado.

Como se sabe o H₂ tem elevados custos energéticos de transporte, pelo que no que se refere à mobilidade as soluções a implementar devem estar planeadas e adequadas à rede de HRS que progressivamente se venha a desenhar. Igualmente no caso das opções de sequestro de CO₂ com metanação a produção de H₂ deve ser num quadro de proximidade com o centro emissor de CO₂. Em conclusão, parece desadequada nesta fase inicial do processo afirmar a opção pela

² Sugere-se a simplificação dos diferentes cenários, tomando-se o cenário base? como referência. Os restantes têm interesse histórico ou correspondem simplesmente a análises de sensibilidade.

produção centralizada.

b) Injecção na rede de gás

A injecção na rede de gás é a utilização preferencial para o H₂ produzido, representando 75% do consumo final em 2025 e 52% em 2030 (excepto exportação). Esta injecção na rede de gás é considerada quer na rede primária, quer na rede de distribuição, prevendo-se que o blend de H₂ possa atingir 20% em volume, cumprindo as especificações relativas ao poder calorífico do GN distribuído.

A injecção de H₂ na rede de gás está normalmente associada a necessidades de armazenamento de energias renováveis não despacháveis (sazonalidade e gestão das intermitências), tornando marginal o valor da EE utilizada na sua produção. A produção de H₂ em instalações dedicadas para este objectivo suscita bastantes reservas em termos de competitividade e interesse económico, face aos custos actuais do GN.

A informação disponibilizada não permite quantificar a energia a armazenar por essa via que valide os objectivos apresentados. O custo do H₂ neste quadro será essencialmente um custo CAPEX, que vai ser fortemente influenciado pelo nº de horas de operação dos electrolisadores.

A modelação horária da rede face à alteração progressiva prevista do sistema electro produtor permitirá fazer a validação mais rigorosa do objectivo pretendido e da sua valia económica. Sabemos que o INESC Tec está a trabalhar nessa modelação até 2040, o que poderá ajudar a validar os objectivos enunciados. Só com essa modelação será viável avaliar a racionalidade económica dos objectivos propostos no roteiro, sem prejuízo de projectos piloto e de demonstração que validem a tecnologia e permitam avaliar a solução numa aplicação mais generalizada.

c) O potencial de produção a partir de Biometano

Conforme se pode verificar no quadro anteriormente reproduzido o contributo do biometano na produção esperada de H₂ é marginal (5% em 2030, 2% em 2040).

Estes objectivos estão desfasados do discurso político em que a utilização do biometano parece constituir uma forte aposta a explorar. Na discussão (Webinar) efectuada sobre o Roteiro elaborado pela DGEG a conclusão é que falta informação sobre o potencial efectivo da produção de H₂ renovável por essa via. A informação existente é escassa e está muito segmentada.

A realização de um estudo detalhado e consistente de avaliação deste potencial parece ser uma medida necessária e prioritária, que possibilite eventualmente uma revisão dos objectivos definidos actualmente.

Por outro lado, joga-se haver condições para até 2025 estar operacional uma instalação de demonstração de gaseificação, projecto esse do maior interesse para desenvolvimentos futuros e a contemplar nas iniciativas a promover nesta fase.

Refira-se ainda que seria igualmente importante projetos pilotos de produção de H₂ e metano por gasificação térmica de biomassa residual, nomeadamente, florestal, situação que permitiria, entre outros aspetos, contribuir para uma mudança da paisagem do interior do país e minimizar os fogos de grande dimensão que todos os anos nos assolam.

d) A Captura de CO₂/ produção de combustíveis sintéticos/ Hidrogénio na indústria.

A utilização de H₂ para a produção de combustíveis sintéticos não é contemplada nas aplicações do H₂ (ver quadro Anexo), apesar do interesse que essa aplicação está a suscitar no sector, como esta discussão pública tem vindo a demonstrar.

A revisão do roteiro e da estratégia deve quantificar os objectivos de produção/consumo de H₂ associados a esta aplicação nomeadamente em ligação com a captura e metanação de CO₂.

O potencial de combustível resultante da metanação de CO₂ é muito relevante, conforme o quadro seguinte apresenta:

A metanação de um milhão de ton de CO₂ permite a produção de cerca de 700 kton de Metanol ou de mais de 350 kton de Metano (20% do GN consumido em aplicações não energéticas)

O consumo de H₂ associado a esta metanação é de 138 kton no caso do metanol e de 184 kton se a via a explorar for a produção de metano. É de salientar a natureza exotérmica destas reacções de metanação com produção significativa de energia térmica (cerca de 1 TWh no caso do metano). Outro “subproduto” deste processo numa ótica industrial é a produção do O₂ da electrólise (entre 500 e 700 kton) susceptível de ser valorizado no processo de combustão em aplicações industriais ou nos processo industriais directos que utilizam o O₂ como matéria prima (caso p. ex. da indústria de celulose no branqueamento da pasta)

A visão integrada deste processo, compreendendo a captura do CO₂ do processo industrial / combustão de GN, com aproveitamento da energia térmica libertada e do O₂ associado à produção de H₂, permite considerar um ciclo virtuoso de um processo neutro em emissões de CO₂ em algumas aplicações industriais., com o impacto decorrente em termos dos objectivos ambientais.

Potencial Metanação 1.000 Kton CO ₂						
	H2 kton	Fuel Sint Kton	Fuel Sint TWh	W _t GWh	O ₂ kton	Electr (GW)
Metanol	138	728	4,0	566	545	1,4
Metano	184	364	5,1	1058	727	1,8
Metano	21,3%	GN consumido s/Centraís Ciclo Combinado de EE				

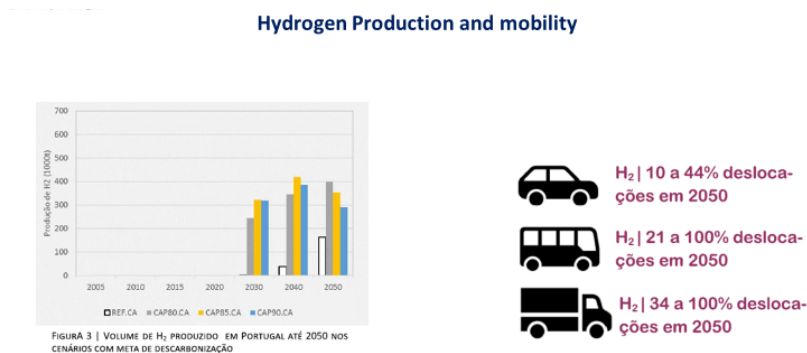
A racionalidade económica desta solução vai estar muito dependente da gestão que se venha a efectuar sobre os custos de emissão do CO₂, bem como da valorização económica que seja atribuída ao O₂ produzido na electrólise.

Parece, pois, evidente o interesse de contemplar a produção/ utilização de H₂ nessa cadeia de valor de captura e metanação de CO₂. A nossa proposta é considerar uma unidade piloto de metanação de 100.000 ton de CO₂ no horizonte temporal de 2025 com o objectivo de em 2030 se proceder à captura e metanação de 1 milhão de ton de CO₂, a que corresponderá uma capacidade instalada de electrolisadores entre 1,4 e 1,8 GW (Metanol ou Metano), adicional ao investimento previsto para Sines.

e) A mobilidade a Hidrogénio

Os objectivos traçados para a mobilidade a H₂ são modestos, ficando muito aquém do potencial que o H₂ pode representar na mobilidade para os objectivos de redução das emissões de CO₂ (tab. 9, pag 55/56 da proposta de EN-H2).

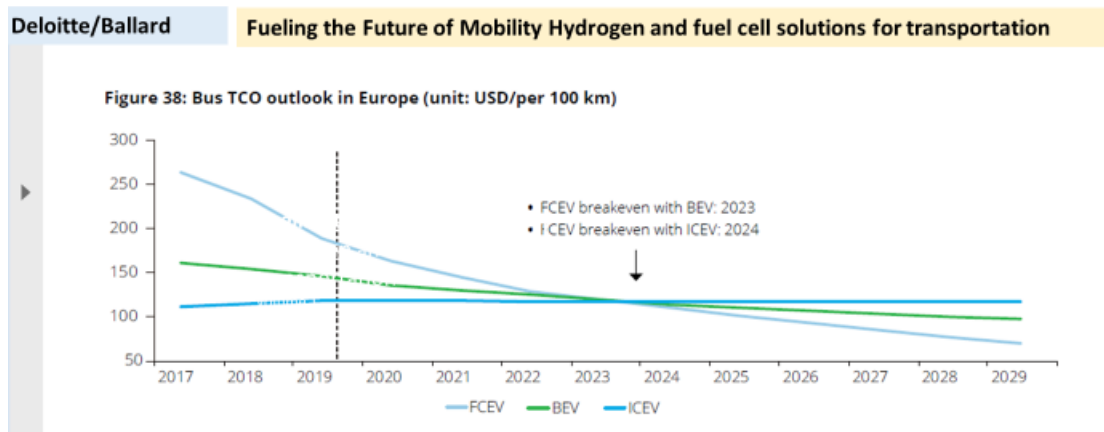
Recuperamos aqui as conclusões do estudo que o CENSE elaborou para a AP2H2 relativamente à penetração do H₂ no basket energético.



Conforme os cenários de redução considerados a produção de H₂ poderia representar 325 kton em 2030 e 523 kton em 2050. A mobilidade a H₂ pode atingir 100% do transporte de passageiros e de carga, com a penetração nos veículos ligeiros de passageiros partilhada com os veículos a baterias.

Segundo um estudo actual da Deloitte espera-se que os H₂Bus atinjam o breakeven com os autocarros a Diesel e os eléctricos em 2023/2024. Justifica-se um estudo paramétrico actualizado contemplando diferentes cenários de evolução de custos.

Mas haverá que criar as condições de aprendizagem para que nessa altura seja o mercado a poder ditar as suas regras. Não basta colocar nos concursos que estes estão abertos a soluções a H₂, com os eventuais sobrecustos a serem financiados de forma mais ou menos generosa pelos mecanismos financeiros do concurso. Como se tem verificado nos concursos que se abrem com essas características, as entidades visadas não vão optar pelas soluções de mobilidade a H₂ sem que haja uma experiência prévia.



A criação de um primeiro grupo percussor da mobilidade a H₂ defronta-se, pois, com a dificuldade inicial de um período de teste e avaliação das vantagens esperadas da solução, das implicações que pode trazer para o actual modelo de negócio (autonomias, rotas...), das novas exigências para a organização (bem como uma avaliação económica sustentada pela experiência adquirida do investimento a realizar).

Esta é a opinião transmitida por diferentes frotistas e que explica porque os concursos abertos pelo POSEUR não sejam incentivo suficiente para as empresas assumirem o risco associado aos custos de aprendizagem

São informações necessárias a um processo decisional de potencial renovação de frotas para que a mobilidade a H₂ possa vir a ser contemplada em planos futuros de investimento.

Os objectivos para 2025 e 2030 deverão neste quadro ser revistos e serem mais ambiciosos, associado a um programa de apoio inicial que responda às necessidades de experimentação e teste por parte das empresas.

f) Regiões Piloto de Hidrogénio

O envolvimento das autarquias e das Comunidades Intermunicipais na execução da estratégia deverá ser promovida, com acções e iniciativas especificamente dirigidas ao envolvimento e participação destas entidades.

Nomeadamente deve ser promovida a revisão dos planos intermunicipais de adaptação às alterações climáticas com a introdução do H₂, na visão de se criarem Regiões Piloto de H₂ à semelhança da iniciativa já lançada pela FCH-JU.

g) Laboratório colaborativo

É uma iniciativa que vemos com o maior interesse, numa lógica de potenciar as competências científicas e tecnológicas do País e que cobre já vários segmentos da cadeia de valor.

O mapeamento destas competências por cadeia de valor, com eventual identificação de lacunas, constitui uma tarefa que consideramos muito relevante.

Numa visão descentralizada e de desenvolvimento do interior será de contemplar uma participação significativa dos Institutos Politécnicos nas actividades do futuro laboratório colaborativo.

Uma referência ao contributo que pode dar a plataforma tecnológica que a AP2H2 criou com o INEGI (plataforma tecnológica H2SE) enquanto instrumento de promoção da interacção entre os diferentes players interessados no desenvolvimento de projectos relacionados com as tecnologias do H₂.

h) Cluster industrial

Os investimentos previstos são muito significativos. Maximizar o valor acrescentado nacional no quadro desses investimentos é uma obrigação que há que assumir. A proposta da AP2H2 nesta fase é a de sistematizar as oportunidades industriais que vão estar associadas às diferentes cadeias de valor, mapear as competências industriais já existentes e analisar a viabilidade de novas iniciativas quer por desenvolvimento empresarial nacional quer através

do IDE nos nós que se considerem críticos dessas cadeias.

É um trabalho a ser desenvolvido em parceria com o Ministério da Economia, envolvendo nomeadamente o IAPMEI em articulação com o AICEP (IDE). As oportunidades de criação de emprego e a as novas valências formativas a promover deverão ser igualmente contempladas nesta promoção do cluster industrial do H₂.

Caldas da Rainha, 6 de Julho de 2020



José João Campos Rodrigues
(Presidente da Direcção da AP2H2)

Anexo 1

Roteiro para o Hidrogénio em Portugal (DGEG* 2020)

		Produção H₂ (energia na saída do eletrolizador)								
		2025		2030		2035		2040		
<i>via gaseificação</i>		-	0%	0,48	5%	0,60	3%	0,72	2%	
	TWh									
<i>via electrólise dispersa</i>		0,04	1%	0,08	1%	0,20	1%	0,31	1%	
	TWh									
<i>via electrólise centralizada</i>		2,99	99%	10,02	95%	18,22	96%	30,06	97%	
	TWh									
Total de energia consumida na produção de H ₂		3,03	100%	10,59	100%	19,02	100%	31,10	100%	
	TWh									
Consumos intermédios de H₂										
<i>Pilhas de combustível para apoio ao SEN</i>		0,04	1%	0,08	1%	0,20	1%	0,31	1%	
	TWh									
<i>Metanação de biogás por via biológica</i>		0,06	2%	0,22	2%	0,29	2%	0,37	1%	
	TWh									
<i>Metanação catalítica de biomassa gaseificada</i>		0,10	3%	0,36	3%	0,45	2%	0,54	2%	
	TWh									
<i>Metanação catalítica de CO₂ de CCUS</i>		-	0%	0,39	4%	1,36	7%	3,89	12%	
	TWh									
Total de H ₂ em consumos intermédios		0,21	7%	1,05	10%	2,30	12%	5,11	16%	
	TWh									
Consumos finais de H₂										
<i>Veículos rodoviários de passageiros</i>		0,06	2%	0,42	4%	1,22	6%	2,18	7%	
	TWh									
<i>Veículos rodoviários de mercadorias</i>		0,05	2%	0,50	5%	1,33	7%	2,79	9%	
	TWh									
<i>Transportes ferroviários</i>		-	0%	0,01	0%	0,03	0%	0,05	0%	
	TWh									
<i>Transportes marítimos domésticos</i>		-	0%	0,05	0%	0,12	1%	0,19	1%	
	TWh									
<i>Transportes marítimos internacionais</i>		-	0%	0,45	4%	1,18	6%	1,95	6%	
	TWh									
<i>Injectado na rede de gás</i>		1,05	35%	2,48	23%	3,37	18%	4,48	14%	
	TWh									
<i>Consumo na indústria</i>		0,25	8%	0,87	8%	1,13	6%	1,41	5%	
	TWh									
Total de H ₂ em consumos finais		1,40	47%	4,78	45%	8,39	44%	13,06	4 ₂ %	
	TWh									
Trocas com o exterior de H₂										
<i>Importações</i>		-		-		-		-		
	TWh									
<i>Exportações</i>		1,43		4,76		8,35		12,96		
	TWh									

Anexo 2

Modelo de “Governance”

A implementação da estratégia nacional para o hidrogénio, para que seja feita com rigor, carece de um modelo de governo que inclua dois tipos de órgãos: um órgão consultivo permanente a quem competiria fazer o acompanhamento macro da estratégia e por um órgão executivo destinado a fazer o acompanhamento dos projetos concretos que solicitem financiamentos públicos.

O conselho consultivo deve ser constituído por representantes das empresas presentes nas várias atividades da cadeia de valor, das associações empresariais relevantes e ainda das instituições do sistema científico-tecnológico que igualmente estejam envolvidas em projetos com players do sector;

Competiria ao órgão consultivo a:

- a) Revisão formal anual da estratégia;
- b) Validação do nível de execução da estratégia e sugestão de alterações;
- c) Verificação periódica do atingimento das metas propostas;
- d) Análise e emissão de parecer (vinculativo em caso de veto) sobre os projetos propostos com candidaturas a financiamentos governamentais sobre a sua respetiva relevância para a estratégia;
- e) Sugestão ao governo de iniciativas de políticas publicas a criar no âmbito da estratégia;

Quanto ao órgão executivo, este tinha como missão a condução da estratégia, teria a natureza do “project office” com o objetivo de fazer o seguimento dos projetos para os quais tenha sido aprovado um financiamento público (nacional ou comunitário). Este órgão executivo deveria ser financiado por meios financeiros postos à disposição da estratégia e reportaria ao governo (representado pela tutela respetiva) e informaria periodicamente o conselho consultivo. Elaboraria um relatório periódico sobre o nível de execução (material e financeira) dos projetos. Deve ser um órgão leve e constituído essencialmente por um conjunto de “project officers” que seguiriam os projetos e se fariam assessorar por peritos dos vários temas relevantes para a análise dos projetos. Este modelo seria semelhante ao utilizado pela Comissão Europeia no seguimento dos projetos de investigação e desenvolvimento financiados por fundos europeus.

Para assegurar a independência deste órgão executivo, este reportaria perante o governo (através da tutela que segue a estratégia) e daria conhecimento das suas conclusões ao conselho consultivo numa base periódica através da emissão de relatórios e reuniões com periodicidade pelo menos trimestral.