Questão 1 *Considera que é suficiente e adequada a informação utilizada na proposta de PDIRT-E 2017 sobre a evolução prevista da produção?*

APREN:

O PDIRT-E limita-se a seguir, de acordo com a legislação vigente, a evolução da Oferta conforme previsão inscrita no RMSA-E 2016.

Contudo, a cenarização do RMSA-E 2016 é extremamente limitada pelas seguintes principais ordem de razões:

- Considera uma agressiva desclassificação, até 2025, das duas centrais térmicas a carvão e da central a Gás Natural da Turbogás, sem avaliar o impacte destas desclassificações no balanço técnico económico dos fluxos de interligação e os seus reflexos no preço da energia em Portugal.
- Considera que a evolução das centrais Solares PV fica estagnada a partir de 2022, condição que, num exercício de planeamento e de cenarização a longo prazo, não é a mais adequada, nem compatível com as orientações solicitadas a Portugal pela CE para 2030, no âmbito do pacote “Clean Energy”.
- Considera a entrada em serviço do aproveitamento hídrico do Alto Tâmega, mas não elabora qualquer outro cenário futuro sobre o reforço da capacidade hídrica de bombagem no Continente, nem do hipotético armazenamento químico em baterias.
- Considera uma limitada penetração de veículos elétricos, de apenas 2% da frota até 2027, o que está em total contradição com as políticas nacionais e europeias, que apontam para uma taxa de penetração da ordem de 1/3 em 2040.

Pelas razões apontadas teria sido fundamental que o PDIRT-E tivesse estabelecido, embora de forma indicativa, outras cenarizações de Oferta, mais consentâneas com um exercício de planeamento a longo prazo.

Os reforços de Rede que o ORT identifica como necessários para integrar mais Solar PV na região sul de Portugal Continental, casos dos eixos Falagueira/Estremoz e Estremoz/Divor e Divor/Pegões a 400kV e da linha F.Alentejo/Ourique/Tavira a 400 kV, constituem projetos fundamentais para que Portugal consiga integrar renováveis, de modo a desenvolver uma trajetória custo-eficaz para o País.

De facto, considerando que a irradiação Solar no Sul é cerca de 10% superior à que se verifica no centro e norte do território continental, pode concluir-se que a instalação de potência Solar no Sul terá um impacte positivo no custo total de produção, que contrabalança com uma eventual necessidade de reforço complementar e diferencial das redes. **É, pois, fundamental que a regulação do setor estabeleça os sinais económicos corretos.**

A produção de eletricidade solar, ou de qualquer outra fonte renovável, instalada no território do continente é, e será sempre, produção elétrica nacional. Como a REDE é um sistema nacional e europeu onde todos (salvo casos pontuais de instalações isoladas) os produtores estão ligados e fazem as suas ofertas no mercado diário de energia e de serviços de sistema. Os produtores serão chamados a produzir, desde que as suas ofertas sejam competitivas, sendo que a sua energia será sempre injetada na REDE, independentemente de estar instalada nas nossas casas, na rede de distribuição ou na rede de transporte, e irá circular para onde houver necessidade de consumo. Quer isto dizer que, analisado à escala da RNT, é praticamente indiferente a instalação de produção ser do tipo A ou B, estar instalada nas habitações ou nas instalações designadas de "auto-consumo", ou em pequenas e médias centrais distribuídas ao longo do território.

Em termos de fronteira com Espanha, a energia produzida internamente será sempre exportada se for competitiva e ultrapassar pontualmente as necessidades de consumo nacional. Pelo contrário o País, ou seja, os consumidores, terá de importar eletricidade se a sua produção for menos competitiva.

Em síntese, o que é fundamental é que o País construa instalações de produção de eletricidade nos locais e nas condições que sejam mais competitivas, que dotem o País de adequado grau segurança de abastecimento e de auto-suficiência, tendo presente que o contributo e a composição das restantes redes europeias, também podem proporcionar serviços de abastecimento e de segurança elétrico e que constituem um parceiro comercial e técnico de extrema importância com os quais devemos contar e obter ganhos de escala.

Questão 2

Considera que a proposta de PDIRT-E analisa devidamente a evolução previsível da produção descentralizada ligada às redes de distribuição e o impacto que esta evolução tem na necessidade de reforços da RNT para escoar a produção não absorvida pela carga natural da RND?

APREN:

Para efeitos de esforço de investimento do PDIRT-E é necessário ter presente que o facto da nova produção ter uma tendência de evolução com maior percentagem de geração distribuída

ou mais concentrada, só irá afetar marginalmente os investimentos da RNT, pois entre todos os indutores de investimento (segurança, mercado, integração de geração, remodelações, etc) o principal tipo de investimento afetado é a potência de transformação na fronteira "transporte-distribuição" que, por sua vez, representa uma pequena parte do esforço total de investimento na RNT.

Para além disso, não existe uma orientação clara de qual a produção descentralizada e embebida na rede de Distribuição que o Governo pretende ter no País no futuro, nem muito menos onde essa produção se irá instalar, pelo que qualquer cenarização feita para efeitos de PDIRT-E seria muito volátil e pouco sustentada. Acresce que o ORT tem oportunidade de fazer uma revisão, a cada dois anos, das necessidades de reforço de transformação nas suas subestações adaptando-as à evolução da potência requerida pelo ORD para satisfazer as cargas da sua rede.

Assim, a APREN considera adequada a abordagem apresentada no PDIRT-E, para a análise dos reforços de transformação nas subestações para escoar a produção embebida ou, alternativa e complementarmente, garantir alimentação das cargas na área de influência de cada subestação.

Questão 3

Tendo em conta que a evolução recente do consumo de eletricidade, da ponta síncrona do SEN (referencial do consumo) e da ponta de carga da RNT mostram alguma incerteza na sua evolução, quais as análises de sensibilidade à procura (consumo e pontas de carga) que considera mais relevantes para o exercício de planeamento da rede de transporte?

APREN:

O PDIRT-E avalia de forma correta as variáveis relevantes para efeitos de planeamento da rede de transporte, a saber:

- Situações de regime hidrológicos húmidos e secos
- Situações de alta, média e baixa eolicidade, coordenados de forma correta com o território vizinho de Espanha.
- Situação de vazio e ponta de carga, tomando em linha de conta, a nível nacional, a simultaneidade dos padrões de consumo de cada subestação.
- Regimes de forte importação e de forte exportação

Para além disso as análises desenvolvidas cruzam de forma coerente todas estas variáveis, permitindo abranger uma cenarização total de mais de 48 casos típicos anuais que se consideram adequados e suficientes para o planeamento da estrutura interligada da RNT.

Questão 4

Que outro tipo de informação consideraria ser mais adequado disponibilizar para uma melhor avaliação das previsões de consumo de eletricidade e da ponta síncrona de carga do SEN?

APREN: Considera-se que a informação disponibilizada pelo PDIRT-E é adequada e consistente.

Questão 5

Considera que operador da RNT deverá, desde já prever uma adequação do planeamento de médio e longo prazo da sua rede, para considerar estas novas características dos consumidores do futuro e antecipar o seu impacto?

APREN:

Atualmente o comportamento ativo dos consumidores não tem impacte expressivo na definição de investimentos na RNT.

Não obstante, o ORT deve continuar a monitorar a evolução desta tendência pois ele, se implementado em larga escala, irá ter uma influência importante em alguns investimentos da RNT, em particular nas subestações na fronteira Transporte-Distribuição.

Questão 6

Num modelo de utilização dos sistemas elétrico tendencialmente mais distribuído, ao invés de centralizado, e bidirecional, de que forma devem ser abordados os aspetos associados à segurança do abastecimento, qualidade de serviço e coordenação entre operadores de redes de transporte e de distribuição?

APREN:

A gestão e a segurança global de funcionamento do SEN é da responsabilidade do ORT. Para o efeito o ORT deverá monitorar de forma permanente e sistemática o comportamento dos "prosumers" e analisar estatisticamente os seus padrões de necessidades elétricas, entrando com estes dados nas suas análises globais.

Questão 7

Considera que a classificação dos projetos de investimento propostos em Projetos Base e Projetos Complementares é correta? Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017 ao nível dos projetos de investimento e respetivas análises de sensibilidade às datas de concretização dos mesmos são suficientes e adequadas?

APREN:

Considera-se que a classificação entre projetos Base e Complementares é adequada, pois facilita a análise por terceiros.

As análises de sensibilidade às suas datas de concretização são adequadas, embora se verifique que a larga maioria das datas de concretização esteja muito dependente de fatores externos.

Questão 8

Tendo em conta a evolução da procura, considera adequada a apresentação de cenários alternativos de procura para efeitos de apuramento de impactes tarifários?

APREN:
Sim, considera-se adequada a apresentação realizada sobre os cenários alternativos de procura para efeitos de apuramento de impactes tarifários.

Questão 9

De acordo com a análise de impactes apresentada, considera que a mesma é efetuada de forma clara e é suficiente em termos de pressupostos, designadamente de financiamento, para uma adequada perceção dos encargos adicionais com a rede de transporte a suportar no futuro?

APREN: Sim.

Questão 10

Considera que a análise e resultados da aplicação da metodologia MCB, é suficiente e adequada para fundamentar a necessidade dos Projetos Base e dos Projetos Complementares propostos?

APREN: Sim.

Questão 11

Em que medida a análise e metodologia MCB efetuada deveria permitir alocar custos em função dos benefícios que se espera poderem vir a ser recolhidos pelos diferentes grupos de agentes económicos que motivaram e que beneficiam desses investimentos (i.e serem separados os montantes de benefícios associados aos consumidores daqueles que irão beneficiar os produtores)?

APREN:
O método MCB analisa os projetos do sistema elétrico de forma holística em termos de economia nacional.

A complexidade de simulação é grande na medida que se ponderam de forma simultânea muitos cenários, com uma multiplicidade de inputs e de variações de valor consoante o desenvolvimento da rede, para vários horizontes temporais.

Querer desagregar os custos e benefícios pelos diversos agentes (produtores, consumidores, comercializadores, etc), tornar-se-ia uma tarefa ainda muito mais complexa e subjetiva a que acresce o facto de haver diferentes políticas fiscais e de incentivos em Portugal, e diferenças entre os dois países ibéricos, facto que contribui ainda mais para distorcer os resultados de uma análise custo-benefício que já em si é muito complexa.

A APREN considera que uma excessiva e muito detalhada preocupação na repartição de custos e benefícios é prejudicial a todo o sistema, em que a economia e o consumidor ficam sempre prejudicados.

Deve prevalecer um sistema de imputação de custos e benefícios simples e eficaz, que forneça os mais corretos sinais económicos e de incentivos, devendo continuar a caber ao sistema público a realização do investimento estruturante, ou seja, aquele que abrange as necessidades comuns de vários indutores/agentes, o qual deve ser concretizado da forma mais custo-eficaz possível.

Questão 12

Considera que a informação disponibilizada na proposta de PDIRT-E 2017, baseada na caracterização do estado do ativo, e importância do mesmo, é suficiente para avaliar a necessidade de remodelação ou substituição de equipamentos? Deveria esta informação incluir os resultados de uma análise de sensibilidade aos impactos (custo) do adiamento dos projetos na segurança e operacionalidade da RNT?

APREN: Deveria ser incluída informação mais consolidada sobre o estado de cada ativo.

Questão 13

Considera que os custos associados a estes investimentos, com benefício do ponto de vista das redes de distribuição, deveriam ser de algum modo incluídos como um custo indireto assumido em sede de PDIRD? Como assegurar que do ponto de vista da coordenação, não são antecipados investimentos na RNT que não sejam devidamente fundamentados no PDIRD-E anterior? Assume o operador da RND a importância de cada um destes projetos de investimento para a sua atividade e a necessidade de ser tomada uma DFI para cada um deles nesta edição de PDIRT-E?

APREN:

A APREN considera que os custos associados com a manutenção de segurança de abastecimento da RND, nomeadamente no que diz respeito ao investimento na transformação MAT/AT e nos equipamentos de gestão de reativa, devem continuar a ser assumidos pelo ORT,

pois esta alocação constitui a forma mais correta e clara de alocação de responsabilidades do ORT e permite uma separação clara de responsabilidades.

Além disso, ambos os operadores, tanto o ORT como o ORD, são empresas com uma concessão de serviço público e, nessa perspetiva, a otimização global do sistema conjunto é a forma mais expedita e prática de exercer essa responsabilidade.

Qualquer tentativa de repartir e/ou de alterar responsabilidades e de custos apenas acarretaria mais burocracia, maior necessidade de justificações e de relatórios e, consequentemente, maiores custos de estrutura, sem aparente benefício para o tecido económico, em última instância o consumidor.

Questão 14

Considera que a informação disponibilizada é suficiente para aferir que não existe capacidade de receção e que há uma efetiva necessidade de reforço de rede para todos estes novos eixos justificados unicamente para receção de nova produção em regime de mercado? Em que medida seria possível e se deveria classificar essa falta de capacidade como temporária ou estrutural?

APREN:
A determinação da capacidade de receção, ano após ano, deverá obedecer aos critérios técnicos e de segurança em vigor para o ORT.

Essa determinação passará, sem dúvida, por um processo exaustivo de decisão com análises multi-critério, que é extremamente difícil, se não mesmo impossível, de avaliar com a precisão necessária por entidades alheias ao processo.

Pensamos que a REN nunca terá publicado na íntegra a metodologia adotada. Adicionalmente fazer uma classificação da falta de capacidade em duas classes: temporária ou estrutural, seria ainda uma tarefa mais exigente e de resultados práticos muito duvidosos.

De facto, estamos a lidar com toda a Rede e seus elementos, com todas as variáveis que a condicionam de forma simultânea.

Numa simulação com discretização horária ao longo do ano, como a REN afirma que faz, estarão incluídas algumas das seguintes variáveis:

Perfil de carga e de geração de cada nó da Rede;

- O padrão de consumo horário anual de um nó da Rede, que não é uma variável padronizável a 100%, pois tem oscilações de origem subjetiva e comportamental como seja o valor da tarifa de eletricidade, do ambiente económico do País, da temperatura ambiente, etc, condições que podem variar de um ano para outro consoante as decisões das Entidades administrativas;
- A capacidade dos elementos da Rede, para cada hora de operação do sistema, varia consoante a temperatura ambiente o regime de ventos e de radiação solar, entre outros.
- Os fluxos de circulação entre as Redes Espanholas e Portuguesas também assumirão padrões diferentes em cada hora, dependente de múltiplas variáveis, algumas delas exógenas.
- As combinações de indisponibilidade de elementos da Rede também se apresentam com milhões de hipóteses possíveis algumas delas mais ou menos prováveis.
- Manda o bom senso que o ORT não determine as capacidades para a receção de nova geração, nas condições mais extremadas de todas estas variáveis para determinada hora H. Por exemplo, não fará muito sentido, supor que toda a produção eólica está a produzir a 80 ou 100% no sul da País, enquanto a do Norte está completamente parada e vice-versa.
- Parece também ser natural que a simulação do sistema ibérico interligado considere uma desfasagem horária de uma hora entre o pico da produção solar da região da Catalunha, face ao pico solar do sul de Portugal.
- Havendo capacidade de armazenamento sazonal em algumas das centrais de albufeira em Portugal, será também lógico que, mesmo em regime de forte hidraulicidade, nem todo o parque hídrico esteja a plena potência.

É perante todo este conjunto de hipóteses de cenarização, e de muitas outras, que o ORT fará as estimativas de capacidade de injeção de nova produção e determina as capacidades de receção.

A pergunta colocada pela ERSE: "se um determinado valor de falta de capacidade é temporário ou estrutural" é uma questão de difícil resposta. Esse valor será de carater tipicamente temporário na aceção de que haverá muitas horas do ano em que não haverá problemas de escoamento da produção, ao mesmo tempo que haverá algumas horas em que a capacidade se encontrará limitada. O justo equilíbrio entre estes dois indicadores será a chave do problema.

O ORT, como regra geral, não especifica para que tecnologia é válida a capacidade livre de receção de potência adicional, exceto quando se refere à zona sul e afirma, a espaços, que essa capacidade se destina à produção solar.

A APREN considera que a disponibilização de capacidades livres para a ligação de nova geração é um exercício muito meritório por parte da REN, que deve ser utilizado pelos promotores para desenvolver os seus processos de investimento, e como instrumento imprescindível, claro, transparente e credível para ser usado pelo Governo como guia para decidir as suas políticas e estratégias na área da eletricidade.

Contudo, quando se deixa ao livre arbítrio dos promotores a candidatura às potências de ligação disponíveis, sem qualquer regra ou orientação política, fica criada uma situação de corrida desenfreada aos pontos da Rede ainda com capacidade de receção disponível que leva a situações de pura especulação que, por sua vez, origina ineficiências sérias no setor.

A própria administração pública fica enredada em processos burocráticos, as empresas concessionárias e o próprio tecido empresarial ficam à deriva e sem linhas orientadoras, pois os processos excedem largamente as capacidades disponíveis, com a agravante que uma larga maioria deles não tem efetivamente credibilidade nem hipóteses de concretização.

Deixar à livre iniciativa dos promotores a candidatura a potências disponíveis pode conduzir a situações de se assistir à exaustão de recursos, com perda de tempo e de dinheiro que muito prejudica toda a cadeia de valor do setor da energia elétrica, enfim toda a economia e os consumidores, pois, atendendo às vicissitudes de todo o processo de disponibilização de potência, muitas das candidaturas nunca passarão do papel

Questão 15

Para além dos benefícios que os produtores diretamente envolvidos terão, em que medida, o acréscimo desta nova produção renovável terá impacto na redução do preço de mercado e compensará os custos acrescidos das novas infraestruturas de rede, com impacto nas tarifas a suportar por consumidores?

Julgamos que a questão está colocada de forma imperfeita, pois faz, desde logo, juízos de valor.

De facto, se houver um produtor que faça um projeto para concorrer livre e exclusivamente no mercado, ele estará a incorrer num risco enorme atendendo às características voláteis e de legislação diferenciada entre diversos tipos de produção e mesmo entre Portugal e Espanha. Como qualquer investimento em mercado pode ter sucesso ou insucesso.

As tarifas dos consumidores são impactadas pelos custos da cadeia de valor: produção, redes e comercialização. A produção é tipicamente o vetor de maior importância. **O custo da rede é uma variável importante, mas de segunda ordem nesta equação. Aliás o aumento de rendimento da produção Solar PV no Sul, compensa de forma clara um eventual reforço de rede que se tenha que fazer face à colocação dessa geração renovável noutro ponto do País. Em termos simples, se se conseguir reduzir o custo da produção, necessariamente que a tarifa irá baixar**.

A rede é uma estrutura de serviço público que assegura a alimentação fiável das cargas desejavelmente ao menor custo, ou seja, sempre numa estratégia custo-eficaz. A rede disponibiliza capacidade para a ligação de cargas, assim como disponibiliza, em certa medida, capacidade de ligação de geração. Não pode ser de outra forma, pois o desenvolvimento da rede faz por escalões e não de forma contínua, MW a MW.

A ligação de nova produção, renovável ou outra, tem e deve ser balizada pelo Governo. É a Governo que legisla, que impõe as regras, os montantes e o timing da nova geração que pretende para o sistema. É ao Governo que cabe, necessariamente apoiado nas Empresas que tutela, a definição da trajetória custo-eficaz para o sistema elétrico nacional. Ao fim e ao cabo é o Governo, através da ERSE, que define as tarifas dos utilizadores do sistema elétrico nacional, quer sejam comercializadores, consumidores e até as redes internacionais com as quais temos trocas e benefícios comuns, assim como o nível remuneração das Concessionárias.

Questão 16

Tendo em conta a incerteza sobre a concretização de toda esta nova capacidade de produção renovável associada aos pedidos de viabilidade identificados pelo operador da RNT, como tratar a correspondente necessidade de significativos reforços de rede e o risco acrescido desse investimento se tornar ocioso em situações em que, por exemplo, muitas destas novas centrais de produção elétrica não se venham efetivamente a instalar?

APREN:

Para reduzir o risco dos montantes de investimento ocioso é necessário que o Governo defina quais são os objetivos, quando, onde e como pretende instalar ou desativar centros electroprodutores, com que tecnologia, com que nível de segurança e de autossuficiência nacional pretende trabalhar, se aposta no reforço das interligações e em que parceiros estratégicos, se pretende que o País seja importador ou exportador de energia elétrica.

Para que qualquer investimento seja utilizado de modo eficiente é necessário que haja orientações bem claras, apoiado em planos e estratégias definidas num diálogo alargado aos vários setores da Sociedade interessados.

Questão 17

Existem comentários adicionais relativos associados à DFI do projeto da interligação Minho-Galiza? Tendo em conta o restante conjunto de investimentos da RNT previsto para a região, que argumentos existem que não permitam o adiamento de uma DFI em relação ao eixo Pedralva-Sobrado para a edição de 2019 ou posterior do PDIRT-E?

APREN:
Sem comentários.

Questão 18

Considera que o operador da RNT deveria disponibilizar informação adicional para justificar o investimento relativo ao Projeto Complementar "Alimentação a Cliente em MAT"? Deverá ser tornado claro que este projeto de investimento na RNT corresponde a um reforço de rede no âmbito do processo de ligação de clientes às redes, tal como previsto no RRC ou existe qualquer outro enquadramento que o possa justificar?

APREN:
Sem comentários.

Questão 19

Considera, nomeadamente o operador da RND, urgente uma DFI relativa à concretização do Projeto Complementar "Passagem a 400 kV do eixo Falagueira – Estremoz – Divor – Pegões"? Assume que os benefícios para a RND justificam, pelo menos em parte, os custos incorridos pelo operador da RNT e, se sim, em que percentagem?

APREN:
A APREN, considera que o projeto "passagem a 400 kV do eixo Falagueira-Estremoz-Divor-Pegões", constitui um projeto de extrema importância para o SEN, na seguinte medida:

- reduz as perdas conjuntas transporte-distribuição;
- reduz de forma nítida a necessidade de investimento na rede de distribuição, ao mesmo tempo que aumenta a fiabilidade de abastecimento das cargas de uma vasta zona do Alto Alentejo;
- cria as condições técnicas para que a RNT possa fazer face à desativação das centrais do Pego e de Sines a carvão

- permite criar condições de alimentação a nova linha ferroviária no troço Évora-Caia
- permite integrar nova produção solar e assim dar seguimento, embora de forma parcial, aos desideratos de política energética do Governo

De referir também o caso da linha Fundão-Falagueira a 400 kV, que constitui um projeto importante para dar seguimento aos contratos que o Governo fez com os promotores de energia eólica, que concorreram e pagaram pelas suas licenças e que agora podem ter em risco a garantia de escoamento da sua geração. A REN e o Regulador devem assegurar condições justas e atempadas para dar cumprimento aos compromissos assumidos.

Questão 20

Atualmente também justificado pelo operador da RNT pelos desenvolvimentos previstos com a eletrificação da linha ferroviária de Sines ao Caia, qual é a percentagem dos custos deste projeto de investimento que está previsto ser suportado pela ferrovia?

APREN:

Os encargos com ligação de nova produção ou de novo consumo encontra-se definido e não se vê qualquer vantagem na sua alteração. A estrutura malhada da RNT é definida por interesses estratégicos nacionais e aprovada pelo Governo, devendo cada um dos utilizadores, produtores ou consumidores, suportar os encargos com a ligação até ao ponto da Rede de Transporte ou de Distribuição que o operador respetivo indique.

Questão 21

Em que medida a incerteza nos regimes de produção e de consumo da RND são considerados para efeitos da fundamentação dos projetos de investimento na fronteira RNT/RND? Como evoluir em termos de estudos conjuntos para avaliar as necessidades de ambas as redes?

APREN:

O ORT faz uma análise econométrica extensa e cuidada sobre o comportamento das cargas nas subestações e sua relação com a designada produção embebida na rede de distribuição, justificando os investimentos de reforço de transformação que propõe na fronteira transporte-distribuição.

A APREN considera que esta análise deve ser elaborada de forma contínua, podendo talvez ser melhorada, em casos mais relevantes, com a evidência de utilização de dados específicos provenientes do próprio ORD.

Questão 22

Sobre estes temas, e sobre estes projetos complementares, tem algum comentário específico?

APREN:

O desenvolvimento da rede de transporte de eletricidade foi, e continua a ser, motivado pela necessidade de levar a energia elétrica produzida pelos centros electroprodutores aos locais de consumo.

No passado, como no presente, para se conseguir uma adequada segurança de abastecimento houve necessidade em ter uma capacidade instalada em centros electroprodutores muito superiores ao da ponta de procura. Por exemplo, se o sistema de Portugal fosse só térmico para satisfazer a ponta de consumo seria preciso ter potência em back-up, para fazer face a paragens bruscas, avarias ou planos de manutenção programada. Digamos 20% de sobreequipamento. Por outros lado como a carga média do diagrama de consumo é 60 ou 70% inferior à ponta, facilmente se conclui que a utilização média dum parque gerador só térmico pouco ultrapassaria os 50%.

Atualmente, com mais produção renovável variável, as necessidades de back-up de potência elétrica ainda são mais determinantes.

Contudo, em Portugal, a bombagem hidroelétrica tem desempenhado um papel fundamental que remonta à década de 1950 como forma eficiente de gerir o sistema, muito antes do surgimento das novas formas de energia renovável variável. Também nessa altura, havia contratos diretos entre produtores, tanto hídricos como térmicos, e consumidores.

Mas atualmente deve-se estar atento a uma mudança de paradigma que pode surgir de forma muito rápida. Trata-se da produção PV distribuída, que associada à digitalização e facilidade de comunicação se tornou muito competitiva, criando condições para uma rápida e forte expansão da figura de “prosumer”, a qual terá um comportamento inteligente em particular respondendo ao sinal de preço do mercado. **O armazenamento distribuído é também uma oportunidade que pode vir a criar disrupções no modo tradicional de gerir um sistema elétrico, pois a apetência dos “prosumers” para produzir e armazenar a sua própria energia, é grande.**

Esta mudança de paradigma permite também uma melhor e mais eficaz integração de energia renováveis variáveis no sistema, casos da eólica e da solar, com as consequentes reduções de custo para os consumidores.