

PARECER

Benefícios de Centrais Solares Híbridas com Baterias nos Sistemas Elétricos dos Açores

DEZEMBRO DE 2025

PARECER

Sobre os Benefícios da Utilização de Centrais Solares Híbridas com Baterias nos Sistemas Elétricos dos Açores

1 – ANÁLISE DA SITUAÇÃO

O sistema elétrico dos Açores é composto por 9 pequenos sistemas elétricos, todos isolados, correspondendo cada sistema a um por ilha. As duas maiores ilhas (São Miguel e Terceira) representam perto de 80% da procura anual de energia. As ilhas do Pico e do Faial em conjunto representam cerca de 12% da procura, ficando para as restantes 5 ilhas mais pequenas (São Jorge, Santa Maria, Graciosa Flores e Corvo) menos de 10% do consumo.

Os maiores picos de procura na região ocorrem também em São Miguel (76 MW) e Terceira (33 MW). Todas as restantes ilhas apresentam picos de potência inferiores a 9 MW (Pico e Faial).

A maior parte do consumo é assegurado em cada ilha por centrais térmicas. As 4 ilhas maiores (São Miguel, Terceira, Pico e Faial) têm produção térmica baseada em fuelóleo pesado, enquanto as restantes 5 ilhas mais pequenas utilizam gasóleo. As maiores capacidades térmicas instaladas encontram-se em São Miguel (98 MW) e na Terceira (68 MW).

O recurso renovável mais importante da região é a geotermia, responsável pelo abastecimento de aproximadamente 21% da procura total regional (no ano de 2024), apesar de ser explorada apenas nas ilhas de São Miguel e Terceira. Existem 3 centrais geotérmicas nos Açores, duas das quais em São Miguel (16 + 13 MW) e a mais pequena (4,68 MW) na ilha Terceira.

A energia eólica, que foi responsável por 8 % da satisfação da procura global de eletricidade regional em 2024. Existem parques eólicos em todas as ilhas, sendo o mais recente instalado no Corvo com uma potência de 700 kW, iniciando a exploração industrial em 2025. Os dois maiores parques eólicos da região estão em São Miguel e na Terceira (ambos com 9 MW de potência instalada). As restantes ilhas possuem parques eólicos mais pequenos e mais antigos, próximos do fim da vida útil, estando em vias de serem substituídos por aerogeradores maiores e de última geração. Com efeito, está em curso a renovação e ampliação dos parques eólicos do Figueiral (Santa Maria), do Pico da Urze (São Jorge) e da Boca da Vereda (Flores), prevendo-se a sua entrada em serviço em 2025. Nos últimos anos, a geração eólica na Região corresponde a cerca de 60% do potencial de produção, devido a uma série de fatores, entre os quais são de referir a variabilidade intrínseca do recurso eólico, a idade dos aerogeradores, os ciclos de manutenção, o descomissionamento de aerogeradores antigos em algumas ilhas para substituição próxima e o corte de produção.

Existem também na região diversas centrais hidroelétricas (12 no total). No entanto, devido à ausência de grandes cursos de água, todas estas instalações apresentam capacidades instaladas muito reduzidas (algumas centenas de kW). As 2 maiores centrais hídricas estão em São Miguel e nas Flores, ambas com 1,6 MW.

São ainda exploradas outras fontes energia renovável, nomeadamente a energia fotovoltaica, maioritariamente proveniente de microprodução ou autoconsumo, dado que ainda existem apenas 3 centrais fotovoltaicas de grande escala, uma em Santa Maria (600 kW), outra na Graciosa (1 MW), e uma outra de menor dimensão na Ilha do Corvo (150kW). Apesar de atualmente ter pouca expressão, a energia fotovoltaica está em vias de ter um crescimento considerável, com vários projetos de pequena escala (1-5 MW, média de 2,5 MW) planeados quer pela EDA, quer por investidores privados.

Exploram-se ainda outros recursos endógenos, uma pequena central de biogás (1 MW) em São Miguel e uma instalação de valorização energética de resíduos na Ilha Terceira (2,6 MW).

Atualmente os sistemas elétricos dos Açores apresentam um volume de integração de energia de base renovável que próximo dos 35%. A descarbonização do setor elétrico da Região Autónoma dos Açores é uma tarefa prioritária, e o objetivo é ir muito além destes números e atingir metas de integração de energia de base renovável acima de 70% num futuro próximo. Existem, documentos orientadores de política pública neste domínio que estabelecem os caminhos para atingir as ambiciosas metas de descarbonização da economia destas ilhas, nomeadamente, a “Estratégia Açoriana para a Energia 2030” e o “Roteiro para a Neutralidade Carbónica nos Açores 2050”. Por forma a poder atingir estes objetivos, foi definido pela EDA um ambicioso plano de investimento para a produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, que consiste na diversificação das fontes de energia e na construção de novas centrais, na remodelação/ampliação de centrais existentes quando perto do seu fim de vida útil e, a instalação de sistemas de armazenamento de energia em todas as ilhas para assim apoiar a integração de maiores volumes de energia de base renovável.

Com exceção da exploração da energia geotérmica, do biogás e da valorização energética, todas as restantes fontes de energia renovável apresentam uma característica de variabilidade temporal que dificulta extraordinariamente o planeamento da expansão do sistema produtor e a operação destas redes elétricas. Assim para maximizar a integração das energias de base renovável, sem comprometer a segurança de abastecimento, a segurança de operação e a estabilidade destas redes, é necessário recorrer a sistemas de armazenamento de energia. Está por isso prevista a instalação de sistemas de armazenamento de energia em todas as ilhas,

estando já em operação uma *flywheel* nas Flores, e baterias na Graciosa (7,4 MW / 2,6 MWh), na ilha Terceira (15 MW / 10,5 MWh) e mais recentemente em São Miguel (15 MW / 10,5 MWh). Com exceção da Graciosa, onde o projeto desenvolvido corresponde a uma instalação piloto de um investimento privado, a instalação das restantes baterias é liderada pela EDA. A instalação destas baterias visa assegurar reserva operacional para operar os sistemas elétricos com menos um grupo Diesel, permitindo que em caso da saída de serviço de uma unidade térmica o serviço seja assegurado durante o tempo necessário ao arranque de um novo grupo térmico (até 30 minutos), o que permite aumentar a integração de produção de base renovável e assim minimizar o eventual corte de geração renovável, bem como garantir estabilidade de operação destes sistemas. Contudo, estas baterias não serão utilizadas para transferência de energia entre períodos de operação.

Relativamente ao caso da ilha Graciosa passou-se de uma situação em que existia uma central a gasóleo a funcionar 24 horas por dia, 7 dias por semana, e com uma quota de integração de produção renovável inferior a 10%, para uma situação com uma quota anual de energia de base renovável em torno dos 65% e períodos de vários dias com a central a gasóleo completamente desligada e o consumo da ilha abastecido apenas por energia eólica e solar. Verificou-se ainda que a qualidade do serviço na rede elétrica da ilha, tanto em termos de qualidade da onda de tensão, como de continuidade do serviço, foi significativamente melhorada.

Durante o ano de 2024, a produção de energia elétrica nos Açores atingiu cerca de 861 GWh, correspondendo a energia de origem renovável a mais de 34%. Para os próximos anos está previsto reforço da produção geotérmica em São Miguel e na Terceira, o aumento da produção eólica na ilha Terceira, no Faial, no Pico, em Santa Maria e no Corvo e o aparecimento de vários projetos solares fotovoltaicos a desenvolver por investidores privados, a que acresce uma componente de pequena ou microprodução distribuída orientada para o autoconsumo. De entre estes está o projeto proposto pela Força Açoreana, de instalação de parques solares fotovoltaicos em São Miguel, Terceira, São Jorge, Pico, Faial e Santa Maria no total de 75 MWp, que aumentarão a produção de origem renovável em aproximadamente 94 GWh por ano, contribuindo para que os Açores possam atingir o objetivo oficial do governo regional de atingir 70% eletricidade provenientes de fontes renováveis até 2030.

2 – O RECURSO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS E AS DIFICULDADES DE IMPLEMENTAÇÃO

Face aos ambiciosos objetivos de descarbonização do setor elétrico dos Açores, será necessário recorrer a um mix de fontes de energia renovável, sendo que algumas destas apresentam

características de variabilidade temporal e de não despachabilidade, como acontece para o caso do recurso solar fotovoltaico, o que dificulta as condições de exploração destes sistemas elétricos. Com efeito, para além da variabilidade temporal que resulta da passagem de nuvens sobre os painéis solares, o recurso solar fotovoltaico apresenta um padrão diário de produção onde, apesar de a produção ocorrer durante o período do dia, verifica-se que não há entrega de potência à rede elétrica no período da ponta do início da noite. É, pois, muito importante poder dispor de capacidade de armazenamento de energia para poder transferir energia dos períodos de maior abundância do recurso solar (12h00-15h00) para o início da noite (19h00-21h00), e assim obter alguma despachabilidade.

Tal implica assim que para os sistemas insulares seja do maior interesse desenvolver projetos solares fotovoltaicos híbridos (com baterias) com vários objetivos:

- Redução da necessidade de recurso aos grupos térmicos (arranque / paragem e operação) para produção de eletricidade, reduzindo os custos de produção de eletricidade, reduzindo as emissões de CO₂ e os correspondentes custos (associados às licenças de emissão);
- Transferir, sempre que possível, energia renovável em excesso de outras fontes (como por exemplo eólica) dos períodos de vazio para o início da manhã.
- Minimizar a necessidade de corte de produção de base renovável, armazenando a bateria a energia que não encontra colocação na procura, viabilizando mais facilmente os investimentos nas centrais renováveis do promotor do investimento, mas também de outras instalações de produção (parques eólicos) pelo facto de poder transferir energia produzida durante a noite para os períodos de tomada de carga do início da manhã;
- Contribuir para a segurança de abastecimento destes sistemas, pelo facto de a injeção de potência na rede por parte das baterias, apresentar alguma despachabilidade, e poder ter lugar nos períodos de maior consumo, contribuindo para assegurar a cobertura da procura;
- Permitir reduzir as rampas de variação de potência produzida a subir e a descer, devido à passagem de nuvens, devendo as baterias ser exploradas para compensar essas variações rápidas, contribuindo assim para reduzir as necessidades de reserva secundária e permitindo uma melhor resposta do controlo de frequência nos sistemas insulares.

- Contribuir para que se atinjam as metas de descarbonização fixadas nas estratégias de política pública para o sistema elétrico dos Açores.

Esta solução de armazenamento de energia em parques solares PV é assim complementar das soluções de armazenamento que a EDA está a implementar em cada ilha, e que têm antes como objetivo disponibilizar reserva operacional e capacidade de controlo de frequência e tensão, assegurando a estabilidade dos sistemas elétricos.

A Força Açoreana tem em projeto a instalação de parques solares PV híbridos (com baterias), em São Miguel e na Terceira, com as seguintes características:

- **São Miguel – 24 MWp, associados a uma bateria de 12.22 MW / 24.44 MWh;**
- **Terceira – 12 MWp associados a uma bateria de 8 MW / 15 MWh;**
- **Pico – 8 MWp associados a uma bateria de 5MW/15 MWh;**
- **Faial – 8 MWp associados a uma bateria de 5MW/15 MWh;**
- **São Jorge – 4 MWp associados a uma bateria de 2.5MW/8 MWh;**
- **Santa Maria – 2MWp associados a uma bateria de 2MW/5 MWh.**

3 – CENÁRIOS DE OPERAÇÃO PARA 2030

Por forma a avaliar o impacto da instalação de parques solares fotovoltaicos hibridizados com baterias nos Açores, efetuou-se uma análise das condições de operação ao longo de um ano dos sistemas elétricos das ilhas de São Miguel e Terceira, por serem aqueles de onde resultam maiores impactos para o sistema elétrico dos Açores. A cenarização das condições de operação foi desenvolvida para um cenário de 2030.

Descreve-se a seguir a composição do portfolio de geração de eletricidade destas ilhas para o ano de 2030.

Em São Miguel teremos em 2030 um parque electroprodutor com diferentes tipos de centrais: produção térmica (central do Caldeirão) – 98 MW, com grupos Diesel (7.7 MW, 16.8 MW e 7.7 MW), produção geotérmica (centrais de Ribeira Grande e Pico Vermelho) – 29.6 MW, produção hídrica que agregadamente corresponde a 5.0 MW, produção a partir de biogás e resíduos sólidos urbanos – RSU (Musami) – 1.1 MW + 6.85 MW, produção eólica 15.0 MW, e uma outra central solar PV – 4.0 MWp.

Na ilha Terceira o parque electroprodutor supõe-se constituído em 2030 por produção térmica (central do Belo Jardim) – 68.0 MW, com grupos Diesel (5.8 MW, 11.0 MW e 9.8 MW), produção geotérmica (central do Pico Alto) com 4.68 MW, produção a partir de valorização de resíduos sólidos urbanos – RSU (Teramb) – 2.6 MW, produção hídrica de 1.4 MW, produção eólica com

18.6 MW de potência instalada e uma outra central solar PV com uma potência de 2.5 MWp. Recentemente, surgiram obstáculos técnicos na central geotérmica do Pico Alto, resultando numa redução significativa da sua produção. Para efeitos dos cenários de operação que foram definidos, considerou-se assim uma produção geotérmica na Terceira de 15 GWh por ano. Neste dois sistema elétrico insulares estão já em operação baterias, gerida pela EDA, destinadas a disponibilizar fundamentalmente reserva operacional e controlo de frequência. Outro aspeto técnico muito importante tem a ver com a capacidade de assegurar correntes de curto-circuito suficientemente elevadas para garantir que, apesar de serem retirados de serviço geradores síncronos associados a grupos Diesel, as proteções continuam a operar de forma adequada aquando de um curto-circuito na rede. Tal significa que no caso de São Miguel é possível operar o sistema com menos um gerador Diesel, pois no caso de uma saída de serviço intempestiva de um grupo térmico este é substituído pela bateria até ao arranque e ligação à rede de um novo grupo térmico, mesmo nos períodos de vazio, ficando assim o sistema apenas com um gerador Diesel em serviço. Tal é possível atendendo ao grande número de geradores síncronos em serviço (associados aos grupos geotérmicos), que asseguram correntes de curto-circuito elevadas, mesmo na situação extrema de não estar nenhum grupo térmico em serviço. No caso da Terceira a situação é diferente, porque não existe corrente de curto-circuito suficiente no caso de o sistema ser operado sem nenhum gerador Diesel em serviço (situação que resultaria de ter um grupo Diesel em operação no período de vazio, em conjunto com a bateria, e no caso da saída de serviço do grupo Diesel o sistema ficava com uma geração síncrona insuficiente para assegurar os necessários níveis de corrente de curto-circuito). Tal significa que o sistema electroprodutor terá de ser operado com pelo menos 2 grupos térmicos, o que ocorre durante o período de vazio.

4 – SIMULAÇÃO DA OPERAÇÃO PARA 2030

Para evidenciar os benefícios da presença dos parques solares PV híbridos, simulou-se a operação do sistema de São Miguel e da Terceira durante o ano de 2030, considerando a variação anual do perfil de carga e a variação anual do perfil de produção eólica e solar PV para as instalações de geração consideradas em operação.

Nestas simulações seguiu-se uma ordem de mérito descrita a seguir, sendo que a produção térmica é despachada de forma a garantir a satisfação da procura e de forma a assegurar critérios de reserva operacional e segurança de operação. Nestas análises foi ainda considerada

uma capacidade de produção solar PV para autoconsumo no valor de 14 MW em São Miguel e 5,5 MW na Terceira.

Para São Miguel a ordem de mérito de despacho foi a seguinte:

Mínimo técnico geração térmica > Hídrica > Geotérmica > Biogás > Resíduos > Solar > Eólica > Térmica (restante)

O mínimo técnico considerado para os grupos Diesel foi definido da seguinte forma: com o sistema de bateria da EDA, inclusão de um grupo de 7.70 MW, com dois sistemas de baterias em grid forming (0 grupos Diesel).

Para a Terceira a ordem de mérito do despacho foi a seguinte:

Mínimo técnico de geração térmica > Hídrica > Geotérmica > Resíduos > Eólica > Solar > Térmica (restante)

O mínimo técnico considerado para os grupos Diesel foi definido da seguinte forma: com sistema de bateria da EDA, inclusão de um grupo de 9.89 MW e um grupo de 6.10 MW, com dois sistemas de baterias em grid forming, inclusão de um grupo Diesel de 6.10 MW.

A razão da diferença dos mínimos técnicos iniciais da geração térmica em São Miguel e Terceira tem a ver com a necessidade de assegurar uma combinação mínima de unidades de geração que assegure correntes de curto-circuito suficientes para fazer operar as proteções instaladas nestes sistemas elétricos, conforme já explicado anteriormente.

A simulação da operação dos dois sistemas considera 3 condições de exploração:

- 1) Com a produção solar PV das novas centrais da Força Açoreana sem baterias;
- 2) Com produção solar PV das novas centrais da Força Açoreana com as baterias e operando os conversores eletrónicos em modo Grid Following (GFL);
- 3) Com produção solar PV das novas centrais da Força Açoreana com as baterias e operando os conversores eletrónicos em modo Grid Forming (GFM).

No consumo anual de eletricidade da ilha de São Miguel assumiu-se um acréscimo de cerca de 70 GWh, associado à operação de um Data Center com uma potência máxima de 10 MW. O Autoconsumo foi, por sua vez, considerado como subtraído à carga.

Estas simulações da operação dos sistemas das ilhas de São Miguel e Terceira foi realizada para uma resolução de 30 minutos e foi efetuada com base num modelo de otimização do tipo “mixed-integer programming” que maximiza a produção de base renovável ao longo do ano, respeitando as ordens de mérito associadas a cada uma das tecnologias, considerando as restrições técnicas dos grupos Diesel, e minimizando assim os custos de operação da produção térmica que envolvem a sua operação, propriamente dita, e os custos resultantes do arranque paragem dos grupos térmicos. As baterias dos parques da Força Açoreana operam dando prioridade ao armazenamento de energia produzida nestas centrais. O rendimento global dos

ciclos de operação das baterias foi de 85% e a carga mínima na bateria (SoC) de 25.8% para São Miguel e 20% para a Terceira.

Os resultados globais destas simulações para o ano de 2030 para as situações de a) inexistência de produção solar PV da Força Acoreana, b) com a central solar PV da Força Acoreana sem bateria, c) com a central solar PV da Força Acoreana com a bateria operada em modo GFL e d) com a central solar PV da Força Acoreana e bateria operada em modo GFM, podem ser observados em tabelas a seguir apresentadas. A título de exemplo, apresentam-se também através de figuras os resultados de operação para dois cenários de operação em cada uma das ilhas, para: a) um dia de semana de verão (agosto) com muita produção solar PV e b) um dia de semana de outono (outubro) com menor produção solar PV com as duas configurações de operação das baterias: GFL e GFM.

3-1 – RESULTADOS DE SIMULAÇÃO EM SÃO MIGUEL

Apresentam-se de seguida os resultados das simulações para o ano de 2030 para o caso de São Miguel. A Tabela 1 mostra a geração anual de energia por tecnologia, a Tabela 2 mostra as percentagens de satisfação da procura divididas pelas energias térmicas e renováveis e a Tabela 3 os cortes em percentagem da produção renovável (eólica e solar) por inexistência de procura.

Tabela 1 – Geração anual de energia por Tecnologia em São Miguel

Tecnologia	Sem central FA (MWh)	C/ central FA S/ Bateria (MWh)	C/ central FA Bateria GFL (MWh)	C/ central FA Bateria GFM (MWh)
Autoconsumo	16 765,13	16 765,13	16 765,13	16 765,13
Solar	15 961,88	47 104,54	49 133,49	50 715,07
Eólica	38 392,18	34 020,36	36 537,99	39 725,77
Térmica	156 692,32	129 924,00	125 655,87	120 637,62
Geotérmica	270 723,35	270 723,44	270 742,02	270 776,51
RSU	28 673,4	28 675,12	28 784,16	28 891,47
Biogás	649,52	649,52	649,75	649,78
Hídrica	24 121,78	24 121,78	24 121,78	24 121,78
Descarga bateria FA	--	--	3 756,00	2 766,38
Produção Total	551 979,57	551 983,89	556 146,19	555 049,51
Carga Total	552 000,00	552 000,00	556 161,77	555 065,24
Carga bateria	--	--	4 161,77	3 065,24
Perdas bateria	--	--	494,80	360,20

Tabela 2 - Percentagens de satisfação da procura por energias térmicas e renováveis em São Miguel

Tecnologia	Sem central FA	C/ central FA S/ Bateria	C/ central FA Bateria GFL	C/ central FA Bateria GFM
Térmica	49,05%	23,54%	22,59%	21,73%
Bateria	--	--	0,68%	0,50%
Renováveis + RSU e Biogás	50,95%	76,46%	76,73%	77,77%

Tabela 3 - Cortes em percentagem da produção renovável (eólica e solar) em São Miguel

Tecnologia	Sem central FA	C/ central FA S/ Bateria	C/ central FA Bateria GFL	C/ central FA Bateria GFM
Solar	1,09%	9,41%	5,51%	2,47%
Eólica	11,83%	21,87%	16,09%	8,77%
Total	8,93%	15,09%	10,33%	5,34%

As figuras seguintes mostram os resultados destas simulações para as 24 horas dos dias selecionados a título de exemplo, com uma granularidade temporal de 30 minutos, podendo observar-se a forma como as diferentes centrais participam na satisfação da procura. Para cada dia são apresentados primeiro os resultados da distribuição da geração por tecnologia (sendo a linha a cheio a linha que representa a soma da carga do sistema com a carga bateria) e a injeção da bateria do parque solar PV, para a operação do conversor da bateria em modo GFL e GFM. As segundas figuras descrevem a estratégia de carga e descarga da bateria em cada um dos dias selecionados, sendo de salientar o facto de ser notória a adoção de uma estratégia de operação que visa carregar a bateria com a energia gerada pela central solar PV.

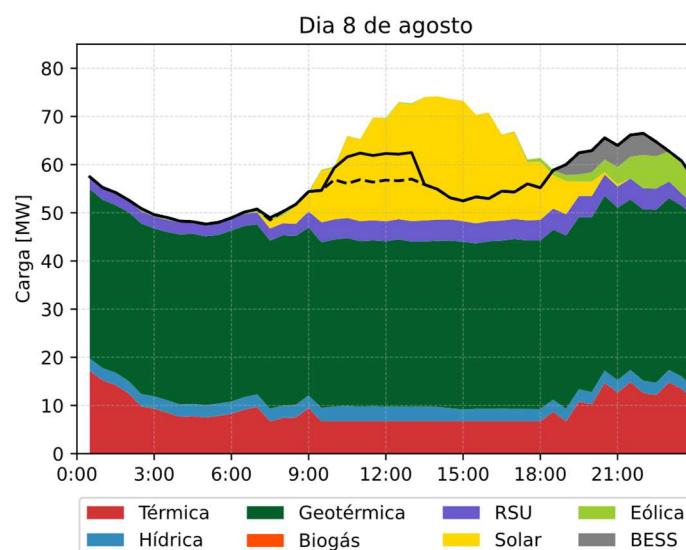


Figura 1 – Distribuição da geração por tecnologia em São Miguel em agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

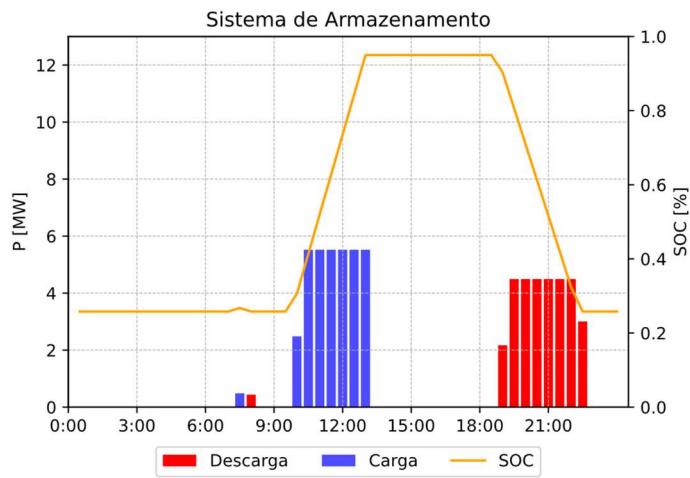


Figura 2 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

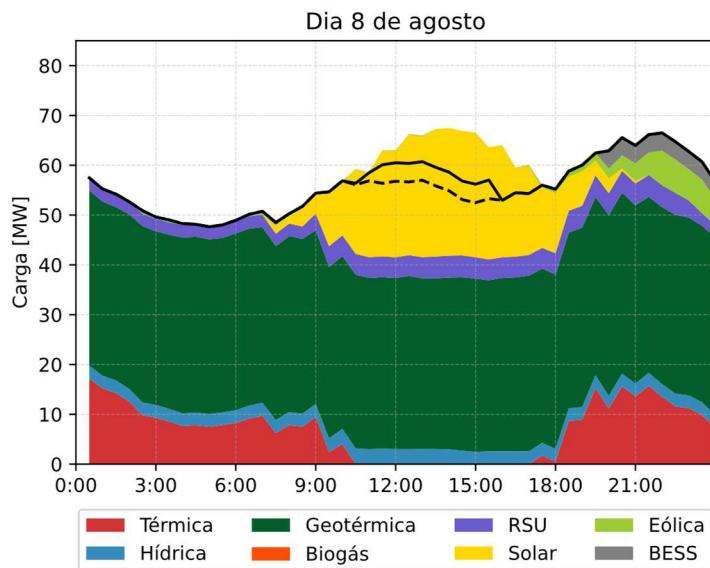


Figura 3 – Distribuição da geração por tecnologia em São Miguel em agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

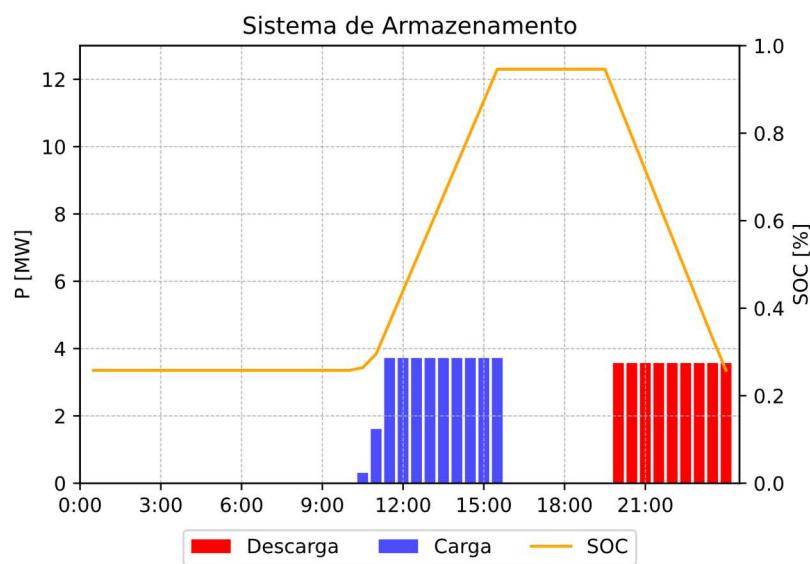


Figura 4 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

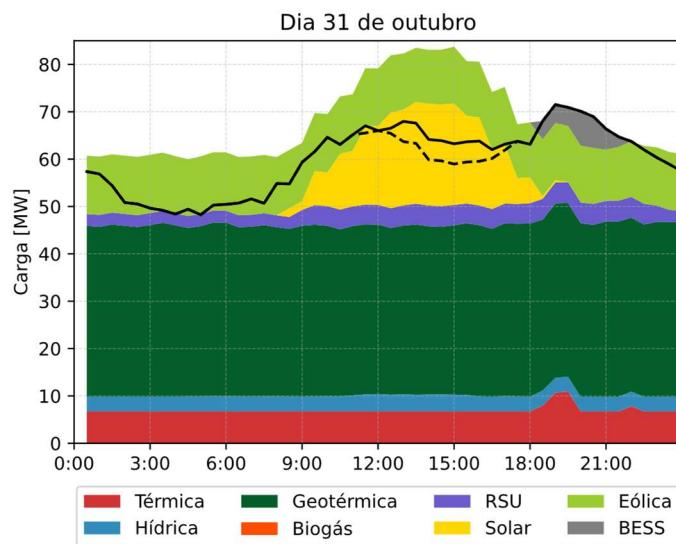


Figura 5 – Distribuição da geração por tecnologia em São Miguel em outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

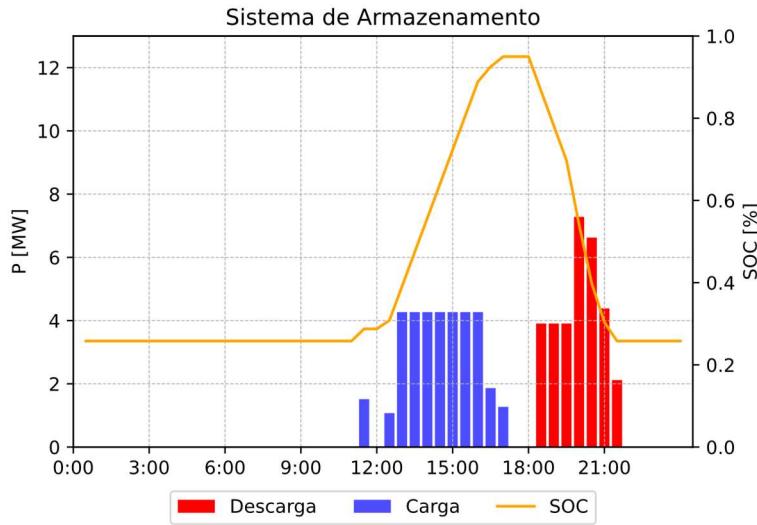


Figura 6 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

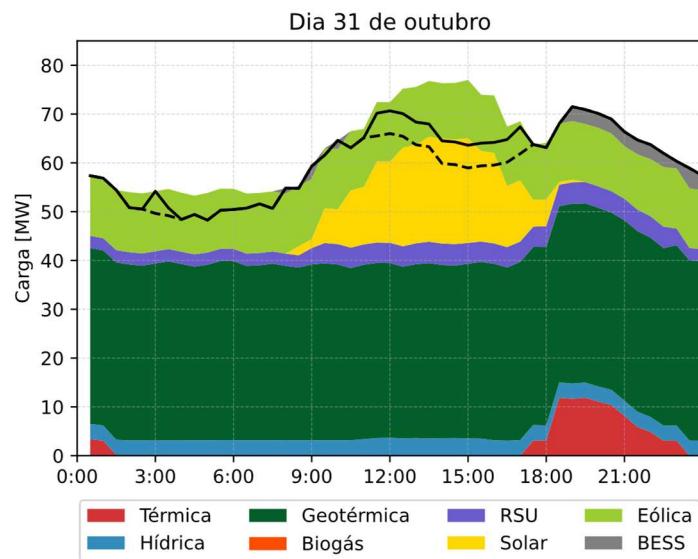


Figura 7 – Distribuição da geração por tecnologia em São Miguel em outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

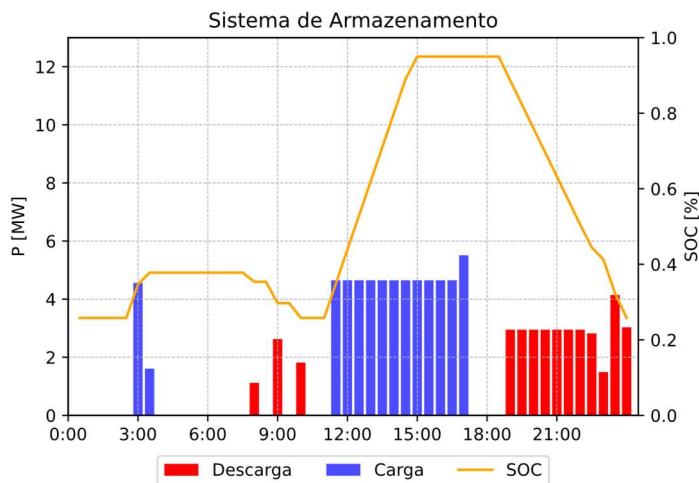


Figura 8 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

3-2 – RESULTADOS DE SIMULAÇÃO NA TERCEIRA

A seguir apresentam-se o mesmo tipo de resultados, mas para o sistema elétrico da ilha Terceira. A Tabela 4 mostra a geração anual de energia por tecnologia na ilha Terceira, a Tabela 5 mostra as percentagens de satisfação da procura divididas pelas energias térmicas e renováveis e a Tabela 6 os cortes em percentagem da produção renovável (eólica e solar) por inexistência de procura.

Tabela 4 - Geração anual de energia por Tecnologia na Terceira

Tecnologia	Sem central FA (MWh)	C/ central FA s/ bateria (MWh)	C/ central FA Bateria GFL (MWh)	C/ Central FA Bateria GFM (MWh)
Autoconsumo	6 679,98	6 679,98	6 679,98	6 679,98
Solar	5 160,37	17 973,53	19 782,71	22 555,54
Eólica	54 237,86	54 237,86	55 525,81	58 582,48
Térmica	117 501,55	104 688,5	101 893,38	96 005,31
Geotérmica	15 036,91	15 036,91	15 036,91	15 036,91
RSU	12 541,95	12 541,95	12 541,95	12 541,95
Hídrica	1 441,20	1 441,20	1 441,20	1 441,20
Descarga bateria	--	--	2 795,15	2 253,27
Total Produção	212 599,84	212 599,93	215 697,09	215 096,64
Total Carga	212 600,00	212 600,00	215 697,12	215 096,7
Carga bateria	--	--	3 097,12	2 496,7
Perdas bateria	--	--	301,97	243,43

Tabela 5 - Percentagens de satisfação da procura por energias térmicas e renováveis na Terceira

Tecnologia	Sem Central FA	C/ central FA S/ Bateria	C/ central FA Bateria GFL	C/ central FA Bateria GFM
Térmica	55,27%	49,24%	47,24%	44,63%
Bateria	--	--	1,3%	1,05%
Renováveis + RSU	44,73%	50,76%	51,47%	54,32%

Tabela 6 - Cortes em percentagem da produção renovável (eólica e solar) na Terceira

Tecnologia	Sem Central FA	C/ central FA S/ Bateria	C/ central FA Bateria GFL	C/ central FA Bateria GFM
Solar	16,13%	29,49%	22,39%	11,51%
Eólica	9,26%	9,26%	7,11%	1,99%
Total	9,90%	15,31%	11,68%	4,84%

As figuras seguintes mostram os resultados da simulação da operação sistema da Terceira para as 24 horas dos dias selecionados a título de exemplo, com uma granularidade temporal de 30 minutos, podendo observar-se a forma como as diferentes centrais participam na satisfação da procura. Para cada dia são apresentados primeiro os resultados da distribuição da geração por tecnologia (sendo a linha a cheio a linha que representa a soma da carga do sistema com a carga bateria) e a injeção da bateria do parque solar PV, para a operação do conversor da bateria em modo GFL e GFM. As segundas figuras descrevem a estratégia de carga e descarga da bateria em cada um dos dias selecionados, sendo de salientar o facto de ser notória a adoção de uma estratégia de operação que visa carregar a bateria com a energia gerada pela central solar PV.

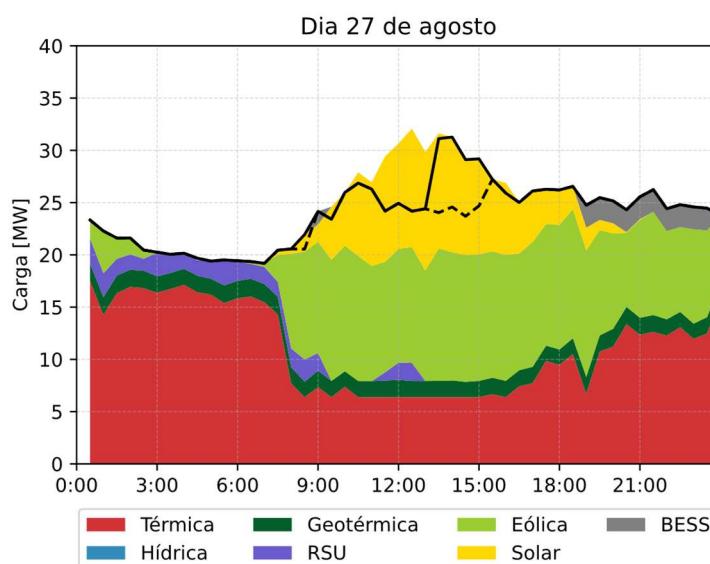


Figura 9 – Distribuição da geração por tecnologia na Terceira em agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

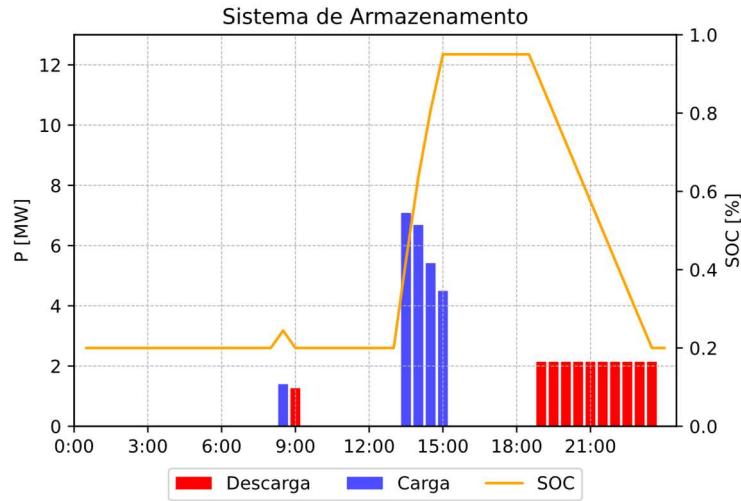


Figura 10 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

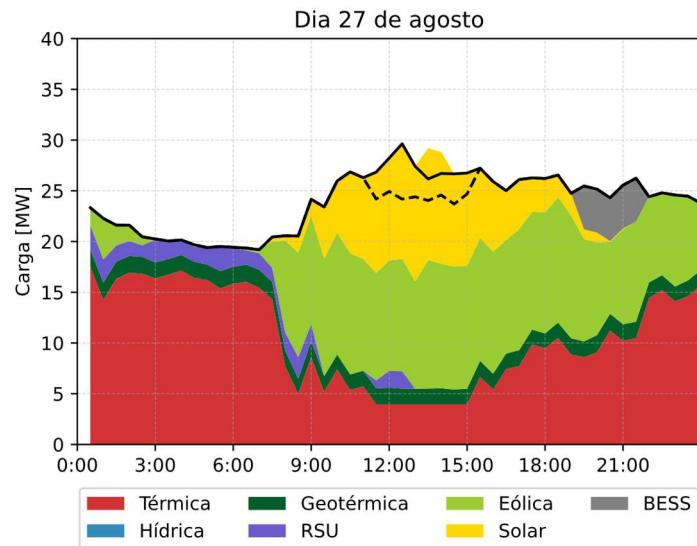


Figura 11 – Distribuição da geração por tecnologia na Terceira em agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

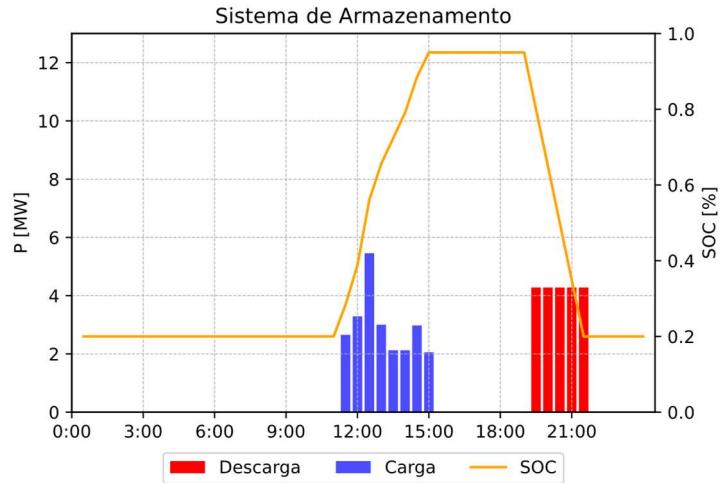


Figura 12 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de agosto para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

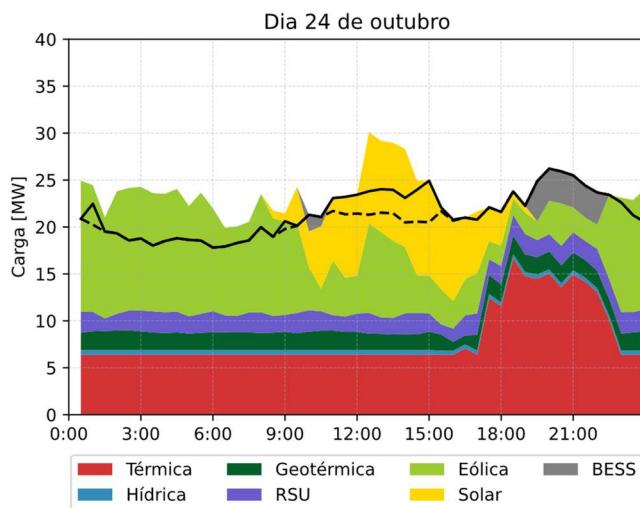


Figura 13 – Distribuição da geração por tecnologia na Terceira em outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

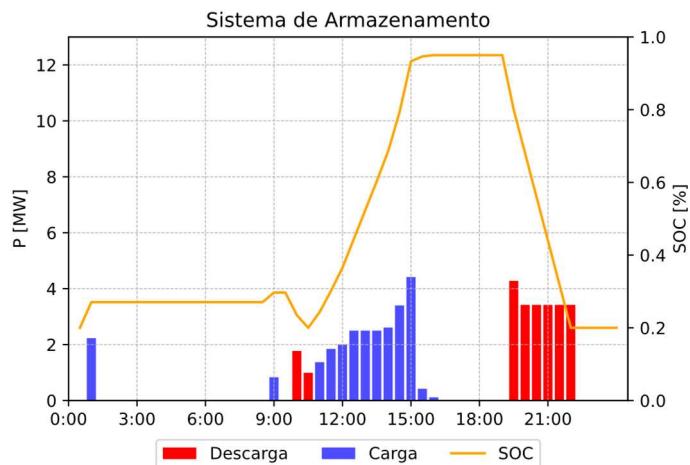


Figura 14 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFL

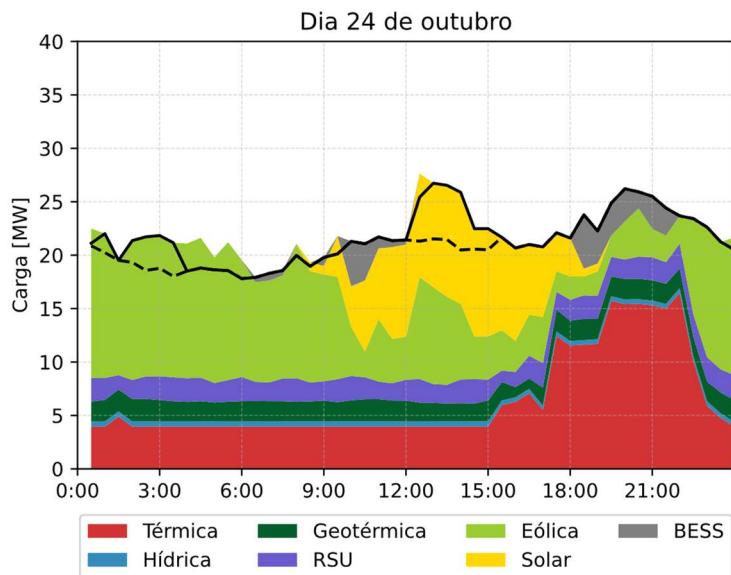


Figura 15 – Distribuição da geração por tecnologia na Terceira em outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

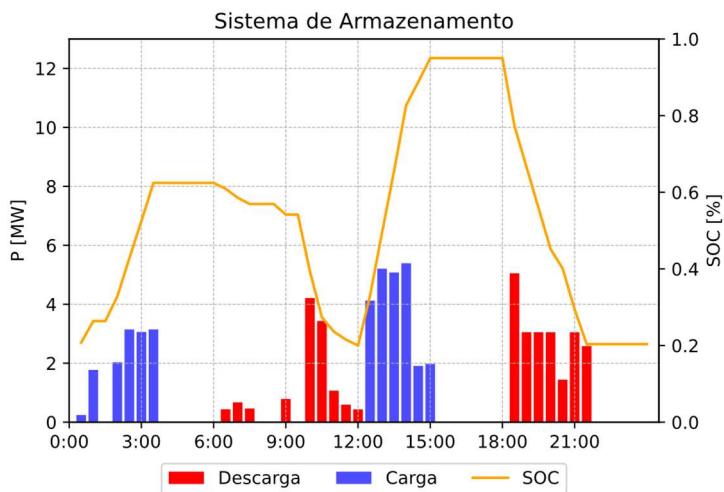


Figura 16 - Carga e descarga da bateria do parque solar PV e evolução do SOC num dia de outubro para a estratégia de operação da bateria do parque PV em modo GFM

4 – ANÁLISE DE RESULTADOS

A partir destes resultados é possível concluir que, em São Miguel, a presença das baterias nos parques solares PV permite aumentar a produtibilidade anual destas centrais entre cerca de 2,0 GWh para a situação em que os conversores são operados em modo GFL e 3,6 GWh para o caso em que os conversores são operados em modo em GFM, reduzindo-se o corte de geração solar de 9,41 % para 5,51 % e 2,47% para a operação em modo GFL e GFM, respetivamente.

Também a produção de energia eólica que é integrada no sistema aumenta cerca de 2,7 GWh, para a situação em que os conversores das baterias do parque solar são operados em modo GFL, e cerca de 5,7 GWh para o caso em que os conversores das baterias do parque solar PV são operados em modo em GFM, reduzindo-se o corte de 21,87% para 16,1% e 8,8% para a operação em modo GFL e GFM, respetivamente.

De referir que o aumento da redução do corte de produção renovável resultante da operação dos conversores em modo GFM, relativamente à operação em nodo GFM, resulta em grande parte do facto de a escala de serviço da produção térmica reduzir o número de máquinas em serviço, o que permite desde logo encaixar mais geração de origem renovável. Com efeito, é possível aumentar a produção anual de origem renovável em São Miguel em 2030, assumindo desde já a presença do parque solar PV da Força Açoreana, de 422,06 GWh para 426,7GWh com baterias em modo GFL e 431,6 GWh para as baterias em modo GFM, assegurando assim uma penetração da produção renovável de 76,46% para 76,73% para os conversores em modo GFL e para 77,77% para os conversores em modo GFM.

Importa sublinhar que o aumento da produção de origem renovável em São Miguel tem um peso significativo no conjunto do sistema elétrico dos Açores, por o consumo nesta ilha representar mais de 55% da energia elétrica consumida no arquipélago dos Açores. Desta forma acréscimos de incorporação de energia renovável têm um impacto importante para se conseguir atingir a meta de 70% de incorporação de energia renovável nos Açores.

Para o caso da Terceira a situação o aumento da incorporação de energia de origem renovável é semelhante. Neste caso, a presença das baterias nos parques solares PV permite aumentar a produtibilidade anual destas centrais entre cerca de 1,8 GWh para a situação em que os conversores são operados em modo GFL e 4,6 GWh para o caso em que os conversores são operados em modo em GFM, reduzindo-se o corte de geração solar de 29,49 % para 22,4 % e 11,5 % para a operação em modo GFL e GFM, respetivamente. Também a produção de energia eólica integrada no sistema aumenta entre cerca de 1,29 GWh, para a situação em que os conversores das baterias do parque solar são operados em modo GFL, e em cerca de 4,34 GWh para o caso em que os conversores das baterias do parque solar PV são operados em modo em GFM, reduzindo-se o corte de 9,26% para 7,1% e 2 % para a operação em modo GFL e GFM, respetivamente. Também neste caso, o aumento da redução do corte de produção renovável resultante da operação dos conversores em modo GFM, relativamente à operação em modo GFM, resulta em grande parte do facto de a escala de serviço da produção térmica ter reduzido o número de máquinas em serviço, o que permite encaixar mais geração renovável. Com efeito, é possível aumentar a produção anual de origem renovável na Terceira em 2030, assumindo desde já a presença do parque solar PV da Força Acoreana, de 107,9 GWh para 110,8 GWh com baterias em modo GFL e para 119,1 GWh para as baterias em modo GFM, assegurando assim uma penetração da produção renovável de 50,76 % para 51,47 % para os conversores em modo GFL e 54,32 % para os conversores em modo GFL.

A extensão da aplicação desta estratégia de operação aos sistemas elétricos das ilhas do Faial, Pico, São Jorge e Santa Maria conduzirá a resultados semelhantes.

De referir ainda que para o caso das ilhas do Faial, do Pico e de São Jorge está previsto um projeto de eletrificação dos ferries que fazem a ligação entre estas ilhas, que irá aumentar de forma clara os consumos de eletricidade nas ilhas do Faial e São Jorge, onde as baterias dos ferries serão carregadas. Este projeto de eletrificação do transporte marítimo entre ilhas só faz sentido se a energia elétrica que vier a alimentar as baterias dos ferries for de origem renovável. Dada a variabilidade dos recursos eólico e solar fotovoltaico, que serão as fontes primárias renováveis que se prevê venham a alimentar estes sistemas elétricos, é necessário utilizar sistemas de

armazenamento orientados para apoiarem o carregamento das baterias dos ferries, transferindo a energia de origem renovável armazenada ao longo do tempo para o carregamento das baterias dos ferries e transferindo também energia que eventualmente viesse a ser cortada para os períodos do pico do diagrama de cargas (tipicamente os períodos do início da noite, em que já não há produção solar). A previsão dos consumos anuais dos ferries é de mais cerca de 6,6 GWh para o Faial e de mais cerca de 4 GWh para São Jorge.

5 – CONSIDERAÇÕES SOBRE O DIMENSIONAMENTO DAS BATERIAS E CONVERSORES

Para o caso da opção de operação dos conversores das baterias em modo Grid Forming é necessário assegurar capacidade suplementar de armazenamento de energia nas baterias e uma potência nominal do conversor eletrónico que garanta que há capacidade para substituir, durante 30 minutos, um grupo Diesel dos de menor potência. É de considerar a possibilidade de substituição de um grupo Diesel pela bateria / conversor da Força Acoreana no caso de avaria da bateria operada pela EDA, em simultâneo com uma saída intempestiva de um grupo Diesel. Trata-se de uma situação de muito baixa probabilidade de ocorrência, mas estando o sistema de baterias preparado para dar suporte ao controlo de frequência da rede e à disponibilização de reservas operacionais, também poderá substituir o grupo Diesel enquanto não se arranca com uma nova unidade térmica, em caso de avaria deste. Sendo esta uma situação rara, pode-se admitir que uma parte da energia utilizada para dar suporte à rede enquanto não se arranca com o grupo Diesel provém dos 20% de SoC mínimo associado às condições normais de exploração da bateria – 50% desse valor, ficando, portanto, o SoC mínimo em 10% nessas situações excepcionais, o que dada a excepcionalidade destas situações acaba por não comprometer o tempo de vida útil destas baterias.

Assim o dimensionamento final da capacidade das baterias, no caso de virem a operar em modo Grid Forming, será acrescido de uma energia dada por:

$$\text{Potência grupo Diesel} \times 0,5 - 0,1 \times \text{SoC min.}$$

No caso de **São Miguel**, as baterias e o seus conversores terão assim de apresentar uma **capacidade total** = $(7,7 \times 0,5 - 0,1 \times 24,44) + 24,44 = 25,85 \text{ MWh}$, em vez dos 24,44 MWh referidos anteriormente, sendo que a potência nominal prevista para os conversores da bateria é já superior aos 7,7 MW.

No caso da **Terceira** as baterias devem ter **capacidade total** de $(6,1 \times 0,5 - 15 \times 0,1) + 15 = 16,55 \text{ MWh}$, em vez dos 15 MWh referidos anteriormente, sendo que a potência nominal prevista para os conversores das baterias já permite a resposta pretendida.

6 – CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES FINAIS

A descarbonização dos sistemas elétricos dos Açores é particularmente desafiante por serem redes elétricas isoladas e ser necessário recorrer a fontes de energia renovável não despacháveis para a produção da eletricidade. Entre os recursos renováveis a explorar estão a energia eólica e solar que tem características de variabilidade temporal significativas, dificultando o planeamento e a gestão diária destes sistemas elétricos. De referir, contudo, que a energia solar fotovoltaica apresenta padrões de geração que se ajustam bem à evolução temporal da procura diária, semanal e sazonal, e que se alinha de alguma forma com os consumos de eletricidade que resultam diretamente da atividade turística, como aliás se pode observar das figuras que descrevem a distribuição da geração por tecnologia ao longo de 2 dias do ano (meses de agosto e outubro).

Nestas circunstâncias é fundamental recorrer a sistemas de armazenamento de energia para melhorar a flexibilidade de operação e as condições de exploração destes sistemas, por forma a aumentar o volume de integração de eletricidade de origem renovável, permitindo assim:

- Reduzir o volume global de cortes de produção de eletricidade de origem renovável;
- Diminuir assim o volume de emissões de CO₂, e correspondentes custos com as licenças destas emissões;
- Reduzir a produção de eletricidade de origem fóssil em resultados da maior utilização de energia de origem renovável, e assim reduzir os custos de produção da eletricidade na Região Autónoma dos Açores, contribuindo para reduzir o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional continental e as Regiões Autónomas e os correspondentes encargos para os Custos de Interesse Económico Geral (CIEG);
- Contribuir para a segurança de abastecimento pela incorporação de novas fontes de energia renovável;
- Contribuir significativamente para atingir até 2030 as metas de descarbonização da Região Autónoma dos Açores.

Recomenda-se ainda que se explorem estas baterias para, sempre que possível, armazenar eventuais excessos de produção renovável durante o período da noite, gerada por outras instalações de produção de fontes primárias de energia renovável, para injeção na rede ao início da manhã.

Os resultados de uma simulação de operação anual das centrais solares PV híbridas planeada pela Força Açoreana para as ilhas de São Miguel e Terceira evidenciam benefícios importantes

para operação destes sistemas elétricos, permitindo evitar o corte de produção renovável entre 4,5 GWh e 9,3 GWh em São Miguel e entre 3,1 GWh e 8,9 GWh na Terceira. O que representa, a números atuais, um acréscimo de cerca de 2 % de integração de energia renovável para o caso da utilização de uma solução que explore conversores com controlo to tipo Grid Forming.

De referir que a operação em modo Grid Forming por parte dos conversores das baterias a instalar nas centrais solares PV da Força Acoreana deve ser precedida de estudos que permitam parametrizar adequadamente as suas malhas de controlo, por forma a permitir a sua operação estável em paralelo com os conversores das baterias exploradas pela EDA.

Estes tipos de resultados podem ser estendidos e transpostos de forma semelhante aos restantes 4 outros casos / projetos (Santa Maria, São Jorge, Faial e Pico) que a Força Acoreana está a desenvolver nestas 4 ilhas dos Açores.

Desta forma, somos do parecer que os projetos de produção solar PV híbridos com baterias propostos pela Força Acoreana são fundamentais para a operação futura otimizada das redes elétricas das ilhas dos Açores, podendo as baterias a adotar apresentar uma capacidade de armazenamento à potência nominal do conversor entre duas hora e duas horas e meia, o que garante nomeadamente capacidade de transferência de energia entre períodos. Acresce que a instalação destas baterias vai permitir uma capacidade complementar de limitação de rampas de produção a subir e a descer, que pode ter um impacto estabilizador na operação destas redes isoladas.

ELEMENTOS BIBLIOGRÁFICOS

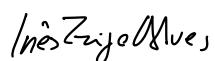
- CARE 2024 – Caraterização das Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em 2024, - REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES
- Mitigating the impacts of ferry electrification on the distribution grids of Faial and São Jorge, Report from the Clean Energy 4 EU islands project – Technical Assistance to Azores, Publication date: 26/08/2024.

Porto, 3 de dezembro de 2025



João Abel Peças Lopes

(Professor Catedrático da FEUP, Diretor do INESC TEC)



Inês Trigo Alves

(Investigadora do INESC TEC)