

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
CAMPUS MACAÉ – DR. ALOÍSIO TEIXEIRA
ENGENHARIA MECÂNICA

LARISSA DA SILVA BARBOSA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DO ARMAZENAMENTO DE CSP
COMO ATENUANTE DA RAMPA DE CARGA RESIDUAL NA CALIFÓRNIA**

MACAÉ
2019

LARISSA DA SILVA BARBOSA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DO ARMAZENAMENTO DE CSP
COMO ATENUANTE DA RAMPA DE CARGA RESIDUAL NA CALIFÓRNIA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio de Janeiro – Campus Macaé, como requisito parcial para aquisição do título de engenheiro mecânico.

Orientador: Prof. Dr. Diego Cunha Malagueta

**MACAÉ
2019**

LARISSA DA SILVA BARBOSA

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA DO ARMAZENAMENTO DE CSP
COMO ATENUANTE DA RAMPA DE CARGA RESIDUAL NA CALIFÓRNIA**

Monografia de final de curso, apresentado ao curso de Engenharia Mecânica da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como requisito parcial para aquisição do grau de Engenheiro Mecânico.

Examinada por:

Prof. Dr. Diego Cunha Malagueta

Prof. Dr. Elisa Pinto da Rocha

M.Sc. Daniel Vasconcellos de Sousa Stilpen

M.Sc. Rodrigo Fonseca Araujo Milani Tavares

**MACAÉ
2019**

Barbosa, Larissa da Silva
Análise da viabilidade técnica do
armazenamento de CSP como
atenuante da rampa de carga
residual na Califórnia / Larissa da
Silva Barbosa - Macaé: UFRJ,
2019.

Orientador: Diego Cunha
Malagueta.

Trabalho de Conclusão de Curso
(graduação) – UFRJ-Macaé/
Engenharia.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, agradeço a Deus por ser a minha fonte de força, paz e determinação para concluir esta graduação.

Em segundo lugar, agradeço à minha mãe, Alexandra Monica da Silva, pelas palavras de incentivo, pelo apoio emocional e por ser essencial para a conclusão desta etapa.

Agradeço a meu orientador, Prof. Dr. Diego Cunha Malagueta pela sabedoria, paciência e atenção que foram responsáveis por tornar possível este trabalho.

Agradeço aos professores que compartilharam comigo, em algum momento, parte de suas experiências e seus conhecimentos. Todos foram fontes de inspiração para que eu concluísse este curso.

Agradeço aos meus amigos e familiares que estiveram presente durante toda esta jornada. Pessoas com quem eu pude compartilhar vitórias e aprendizados. Em especial, Júlia Nunes, Jonatha Borges, Lorena Leal, Luciana Barbosa, Nathalia Viana e Priscila Brito.

Aos meus irmãos, Lucas, Pedro, Sofia e Warllyson, que apesar de mais novos, me ensinaram por diversos momentos.

Agradeço aos meus avós Maria, Neusa e Jamir, vocês foram essenciais na formação do meu caráter e compartilham comigo mais essa conquista.

Por último, a quem eu não tenho palavras para agradecer, meu pai Luiz Carlos Barbosa Junior, pessoa que eu mais admiro e a principal responsável pela conclusão desta etapa. Muito obrigada!

RESUMO

A tendência mundial de geração renovável aponta para o crescimento particular das tecnologias eólica e fotovoltaica. Nesse cenário, a Califórnia apresenta, atualmente, grande desenvolvimento deste mercado, se comprometendo a gerar 100% de sua energia elétrica através de fontes renováveis. Entretanto a alta penetração de painéis fotovoltaicos na rede elétrica causa mudanças substanciais na carga residual, ou seja, a carga a ser atendida desconsideradas as fontes intermitentes. Dessa forma, de maneira a lidar com as alterações na rede e permitir a entrada de novos painéis fotovoltaicos, o estado tem investido em usinas de armazenamento eletroquímico, para suavizar as mudanças causadas pela intermitência da fonte solar. Assim, este estudo analisa a utilização do armazenamento térmico de concentradores solares, para suavizar os problemas da rampa de produção, causados pelo desligamento dos painéis fotovoltaicos ao fim do dia, acompanhado do aumento da demanda com a chegada de grande parte da população às suas casas. O estudo parte da tecnologia heliotérmica mais consolidada, o cilindro parabólico, para simular modelos de despacho, buscando atender a demanda residual. As simulações indicam que o armazenamento térmico é capaz de suavizar a rampa de produção em até 30% do valor de rampa original, para os cenários estudados. No entanto, não se revela capaz de permitir a entrada de novos painéis fotovoltaicos no sistema, sem que haja o contingenciamento da geração renovável durante o dia.

Palavras-chaves: Armazenamento térmico. Califórnia. Curva de pato. Energia solar. Usinas heliotérmicas.

ABSTRACT

The renewables generation global trend points to a particular growth of wind and solar energy technology. In this scenario, California has been showing an extensive development of this market, committing to generate 100 % of its electric energy through renewables sources. However, the high penetration of photovoltaic panels in the electric grid has caused substantial changes in the net load. In this manner, to handle the grid modification and allow the entrance of new photovoltaic panels, the state has been investing in battery's power plants, in a way to soft the changes caused by the solar source intermittence. In this manner, this study analyses the concentrating solar thermal storage use to mitigate the problems of the producing ramp caused by the photovoltaic panels shutdown by the end of the day in conjunction with the demand growth, as a result of a population's large part arrival to their homes. The study analyses the most consolidate CSP technology, parabolic through, to simulate some dispatch models in order to meet the net demand. The results indicate that the thermal storage is capable of mitigate the production ramp by up to 30% for the studied scenarios. Although, it is not able to allow the entrance of new photovoltaic panels in the system without the renewables curtailment during the day.

Keywords: California. Ducks Curve. Solar Energy. Solar Thermal Power Plants. Thermal Storage.

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - CRESCIMENTO DA CAPACIDADE ELÉTRICA RENOVÁVEL POR FONTE	12
FIGURA 2 - PRODUÇÃO E METAS PARA A GERAÇÃO ATRAVÉS DE CONCENTRADORES.....	17
FIGURA 3 – CAPACIDADE INSTALADA DE CSP NO MUNDO POR FONTE EM 2016.....	18
FIGURA 4 - ESQUEMA DAS TECNOLOGIAS DE CONCENTRADORES SOLARES.....	19
FIGURA 5 - SISTEMA DE GERAÇÃO DE ELETRICIDADE COM ARMAZENAMENTO DE CALOR.	20
FIGURA 6 - CONCENTRADOR PARABÓLICO. FONTE: EPE (2012).	20
FIGURA 7 - RASTREAMENTO DO SOL NO SENTIDO LESTE-OESTE.....	21
FIGURA 8 - TORRES DE CONCENTRAÇÃO PS10 E PS20 NA ESPANHA.....	22
FIGURA 9 - REFLETOR LINEAR FRESNEL.....	23
FIGURA 10 - CONCENTRADOR SOLAR DE DISCO PARABÓLICO.....	23
FIGURA 11 - CUSTO MÉDIO DE INSTALAÇÃO PARA PLANTAS DE CONCENTRADORES SOLARES NO MUNDO DE 2010 A 2017 (U\$/KW).....	27
FIGURA 12 - CALCULO SIMPLIFICADO DO LCOE.....	28
FIGURA 13 - PROGRESSO DA CALIFÓRNIA PARA ATINGIR AS METAS RELACIONADAS À ENERGIA RENOVÁVEL	31
FIGURA 14 - PREÇOS MÉDIOS DA ENERGIA EÓLICA E SOLAR POR DATA DE COMISSIONAMENTO.....	32
FIGURA 15 - CAPACIDADE INSTALADA DE RENOVÁVEIS NA CALIFÓRNIA	32
FIGURA 16 - PROJEÇÃO DA CARGA RESIDUAL APRESENTADA PELA CAISO.....	33
FIGURA 17 - SITUAÇÃO DA CURVA DE CARGA RESIDUAL EM UM DIA TÍPICO DE PRIMAVERA	34
FIGURA 18 - FREQUÊNCIA DE PREÇOS NEGATIVOS DE ENERGIA NO MERCADO.	35
FIGURA 19 - EVOLUÇÃO DA CARGA RESIDUAL MÍNIMA.....	36
FIGURA 20 - RAMPA MÉDIA AO LONGO DOS MESES EM MEGAWATTS	36
FIGURA 21 - PERFIL DE PRODUÇÃO DA ENERGIA SOLAR E EÓLICA EM UM DIA DE PRIMAVERA NA CALIFÓRNIA	37
FIGURA 22 - HISTÓRICO DE CURTAILMENT NA CALIFÓRNIA POR FONTE EM MW.....	38
FIGURA 23 - CURTAILMENT DE ENERGIAS RENOVÁVEIS NA CALIFÓRNIA EM MW	38
FIGURA 24 - EIM MARKET PARTICIPANTES ATIVOS E PLANEJAMENTO PARA OS PRÓXIMOS ANOS	40
FIGURA 25 - ANÁLISE DA CARGA RESIDUAL REALIZADA PELA CAISO.....	41
FIGURA 26 - BALANÇO ANUAL DA GERAÇÃO DE ENERGIA NA CALIFÓRNIA	44
FIGURA 27 - CLASSIFICAÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO	46
FIGURA 28 - ESQUEMA DE UMA USINA HIDRELÉTRICA REVERSÍVEL	47
FIGURA 29 - ESQUEMA DE ARMAZENAMENTO POR AR COMPRIMIDO.....	49
FIGURA 30 - USINA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA NA CALIFÓRNIA.	50
FIGURA 31 - CRESCIMENTO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO NA CALIFÓRNIA.....	51
FIGURA 32 - CAPACIDADE DE ARMAZENAMENTO DE LARGA ESCALA NOS ESTADOS UNIDOS POR REGIÃO.....	51
FIGURA 33 - POTÊNCIA E DURAÇÃO DE SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO POR BATERIA DE GRANDE ESCALA NOS ESTADOS UNIDOS.....	52
FIGURA 34 - DISTRIBUIÇÃO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE PEQUENA ESCALA POR BATERIA NOS DIVERSOS SETORES DOS ESTADOS UNIDOS.....	52

FIGURA 35 - EXEMPLO DE CURVA RESIDUAL EM OUTUBRO DE 2018.....	59
FIGURA 36 - CURVA RESIDUAL A SER ATENDIDA	60
FIGURA 37 - MAPA DE DISTRIBUIÇÃO DE IRRADIAÇÃO DIRETA NA CALIFÓRNIA	63
FIGURA 38 - CONTROLE DE DESPACHO DO SAM.	68
FIGURA 39 - CONTROLE DE DESPACHO - CASO A.....	70
FIGURA 40 - CONTROLE DE DESPACHO - CASO B.	71
FIGURA 41 - CONTROLE DE DESPACHO – CASO C.	72
FIGURA 42 - ANÁLISE DA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA DA PLANTA.	74
FIGURA 43 - VARIAÇÃO DO DUMPING DE ENERGIA A PARTIR DAS HORAS DE ARMAZENAMENTO COM MÚLTIPLO SOLAR CONSTANTE IGUAL A 2 – CASO A.....	77
FIGURA 44 - PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA COM O MÚLTIPLO SOLAR CONSTANTE E IGUAL A 2 - CASO A.....	78
FIGURA 45 - VARIAÇÃO DO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA COM MÚLTIPLO SOLAR CONSTANTE IGUAL A 2 – CASO A.	78
FIGURA 46 - PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA COM ARMAZENAMENTO DE 15 HORAS - CASO A.....	79
FIGURA 47 - VARIAÇÃO DO <i>DUMPING</i> DE ENERGIA COM ARMAZENAMENTO DE 15 HORAS CASO A.	79
FIGURA 48 - PERFIL ANUAL DE GERAÇÃO - CASO A.	80
FIGURA 49 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JANEIRO - CASO A.	82
FIGURA 50 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JULHO - CASO A.....	83
FIGURA 51 - CARGA RESIDUAL - CASO A.....	84
FIGURA 52 - VARIAÇÃO DO DUMPING DE ENERGIA A PARTIR DAS HORAS DE ARMAZENAMENTO COM MÚLTIPLO SOLAR CONSTANTE IGUAL A 2 – CASO B.....	85
FIGURA 53 - PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA COM O MÚLTIPLO SOLAR CONSTANTE IGUAL A 2 – CASO B.	85
FIGURA 54 - VARIAÇÃO DO CUSTO NIVELADO DE ENERGIA COM MÚLTIPLO SOLAR CONSTANTE E IGUAL A 2 - CASO B.....	86
FIGURA 55 - PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA COM ARMAZENAMENTO DE 15 HORAS - CASO B.....	87
FIGURA 56 - VARIAÇÃO DO DUMPING DE ENERGIA COM ARMAZENAMENTO DE 15 HORAS - CASO B	87
FIGURA 57 - PERFIL ANUAL DE GERAÇÃO - CASO B1.....	88
FIGURA 58 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JANEIRO - CASO B1.....	89
FIGURA 59 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JULHO - CASO B1.....	90
FIGURA 60 - CURVA RESIDUAL - CASO B1.	91
FIGURA 61 - PERFIL ANUAL DE GERAÇÃO - CASO B2.....	92
FIGURA 62 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JANEIRO - CASO B2.....	93
FIGURA 63 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JULHO - CASO B2.....	93
FIGURA 64 - CURVA RESIDUAL - CASO B2.	94
FIGURA 65 – PERFIL ANUAL DE GERAÇÃO - CASO C.....	96
FIGURA 66 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JANEIRO - CASO C.....	97
FIGURA 67 - PERFIL DE GERAÇÃO EM DEZEMBRO – CASO C.	97
FIGURA 68 - PERFIL DE GERAÇÃO EM JULHO - CASO C.	98
FIGURA 69 - CURVA RESIDUAL - CASO C.	99
FIGURA 70 - CURVA RESIDUAL PARA 100 PLANTAS.	99

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PROJETOS DE CONCENTRADORES SOLARES NO MUNDO (MW)	17
TABELA 2 - CARACTERÍSTICAS DE DIFERENTES TECNOLOGIAS CSP	19
TABELA 3 - ARMAZENAMENTO DAS OPERADORAS DA CALIFÓRNIA EM 2018 (MW)	45
TABELA 4 - TABELA DE EFICIÊNCIA DAS TECNOLOGIAS DE ARMAZENAMENTO.....	53
TABELA 5 - LISTA DE USINAS HELIOTÉRMICAS NA CALIFÓRNIA E NOS SISTEMAS INTEGRADOS.....	55
TABELA 6 – <i>OUTPUT</i> MENSAL DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS NA REDE NO ANO DE 2017.....	60
TABELA 7 - DADOS METEOROLÓGICOS DE DAGGETT.....	64
TABELA 8 - FLUIDOS PARA O TANQUE DE ARMAZENAMENTO TÉRMICO DISPONÍVEIS NO SAM.....	67
TABELA 9 - PRINCIPAIS DADOS TÉCNICOS DAS PLANTAS SIMULADAS.....	69
TABELA 10 - RESUMO DOS CASOS SIMULADOS.....	69
TABELA 11 - IDENTIFICAÇÃO DAS SIMULAÇÕES.....	75
TABELA 12 - DADOS DA SIMULAÇÃO DA PLANTA - CASO A.....	83
TABELA 13 - DADOS DA SIMULAÇÃO DA PLANTA - CASO B1.....	90
TABELA 14 - DADOS DA SIMULAÇÃO DA PLANTA - CASO B2.....	94
TABELA 15 - DADOS DA SIMULAÇÃO DA PLANTA - CASO C.....	98
TABELA 16 - RESUMO DOS PRINCIPAIS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES.....	101

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	12
1 AS USINAS HELIOTÉRMICAS	16
1.1 AS USINAS HELIOTÉRMICAS NO MUNDO	16
1.2 TECNOLOGIAS CSP.....	18
1.2.1 COLETORES SOLARES	18
1.2.2 CONCENTRADORES CILÍNDRICOS-PARABÓLICOS	19
1.2.3 TORRE CENTRAL.....	21
1.2.4 FRESNEL LINEAR.....	22
1.2.5 DISCO PARABÓLICO	23
1.3 FUNCIONAMENTO	24
1.4 ASPECTOS GERAIS	25
2 MERCADO ENERGÉTICO DA CALIFÓRNIA	29
2.1 HISTÓRICO.....	29
2.2 POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS.	29
2.3 A CURVA DE DEMANDA X OFERTA.....	31
2.4 CONTINGENCIAMENTO DA GERAÇÃO.....	37
2.5 SOLUÇÕES PROPOSTAS PELA CAISO.	39
2.5.1 EXPANSÃO DA ÁREA DE CONTROLE E O WESTERN ENERGY IMBALANCE MARKET.	39
2.5.2 VEÍCULOS ELÉTRICOS	40
2.5.3 TAXAS POR PERÍODO DE USO	41
2.5.4 RECURSOS FLEXÍVEIS.....	42
2.5.5 MUDANÇAS NA DEMANDA.....	43
2.5.6 PONTO MÍNIMO DE GERAÇÃO	43
2.5.7 ARMAZENAMENTO.....	44
3 METODOLOGIA	59
3.1 A CURVA DE DEMANDA.	59
3.2 MODELAGEM NO SYSTEM ADVISOR MODEL.	61
3.3 ESCOLHA DA TECNOLOGIA CSP.	62
3.3.1 CILINDRO PARABÓLICO SAM.....	62
3.5 IRRADIAÇÃO DE PROJETO E MÚLTIPLO SOLAR.....	64
3.6 PLANTAS CSP.	64
3.6.1 DEFINIÇÃO DA POTÊNCIA DA PLANTA.	64
3.6.2 ARRANJO DAS PLANTAS NO SAM	65
3.7 CAMPO SOLAR.	65
3.8 ARMAZENAMENTO E DESPACHO.....	66
3.9 SIMULAÇÕES.....	68
4 RESULTADO E DISCUSSÕES	73
4.1 SIMULAÇÃO CASO A.....	73
4.2 SIMULAÇÃO CASO B.....	84
4.2.1 SIMULAÇÃO CASO B1	88
4.2.2 SIMULAÇÃO CASO B2.....	92
4.3 SIMULAÇÃO CASO C.....	95
4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	99
CONCLUSÃO	104
TRABALHO FUTUROS.....	106
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107

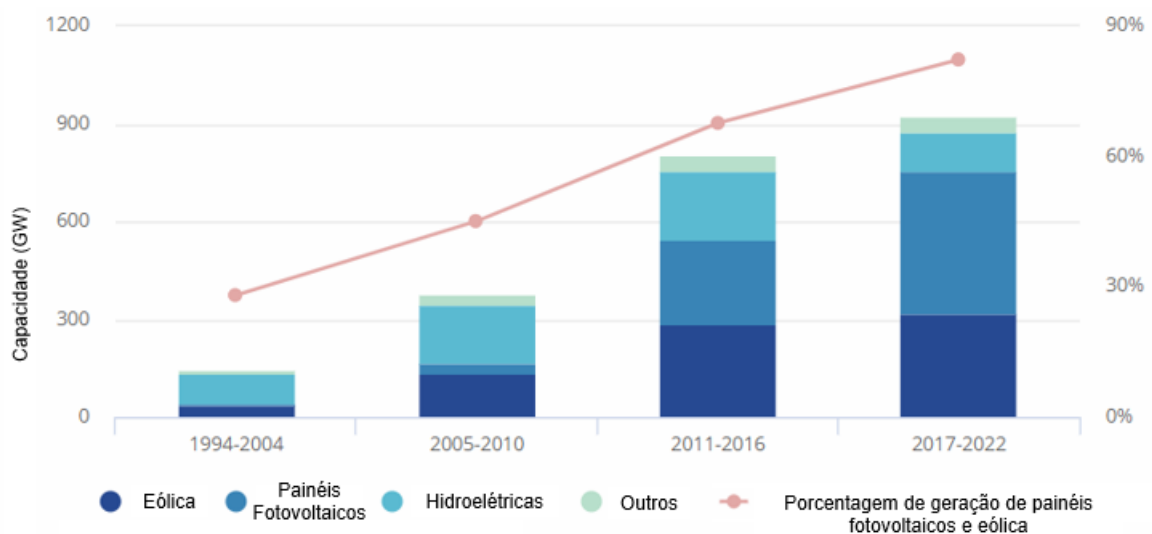
INTRODUÇÃO

Uma das principais características do sistema energético que nasceu em meados do século XVIII, durante a Revolução Industrial, foi a grande dependência de combustíveis fósseis na matriz energética mundial, participando diretamente no desenvolvimento econômico das nações. Inicialmente o carvão, e depois, o petróleo contribuíram para a geração de calor e eletricidade (JANNUZZI, 2014).

No entanto, as questões que envolviam o esgotamento das reservas e os efeitos ambientais advindos do uso de combustíveis fósseis deram lugar ao início das pesquisas relacionadas às novas fontes de energia (OMENA, SOUZA E SOARES, 2013). Em decorrência desse fato, se observou um avanço tecnológico na produção de energia derivada do sol e dos ventos. Políticas públicas procuraram fomentar a economia de forma a tornar essas tecnologias cada vez mais competitivas (JANNUZZI, 2014).

A busca pela autossuficiência em geração de energia e a diversificação da matriz energética acompanha a necessidade de conhecimento para o desenvolvimento dos mercados, a integração e a operação das novas tecnologias com segurança e confiabilidade (JANNUZZI, 2014). A Figura 1 mostra o crescimento das energias renováveis no mundo desde 1990, constata-se então, um destaque para as energias solar e eólica.

Figura 1 - Crescimento da capacidade elétrica renovável por fonte



Fonte: IEA (2017), adaptado.

Os fatores responsáveis pela grande penetração destas tecnologias no mercado foram a redução dos custos e incentivos governamentais, que permitiram que estas tecnologias se tornassem competitivas comparadas às fontes convencionais de produção de energia.

Dentro desta tendência mundial, a Califórnia tem apresentado grandes esforços para que haja uma mudança no padrão da energia gerada no estado. Em 2018, a comissão de energia da Califórnia anunciou que em 2045 o estado terá 100% de sua energia gerada através de fontes renováveis (CEC, 2019).

Motivando o cumprimento deste alvo, no mesmo ano, a comissão anunciou que a partir de 2020, todas as novas construções da Califórnia serão obrigadas a ter sistemas de painéis fotovoltaicos. Em 2019, 34% da geração de energia eram oriundos de fontes renováveis, dos quais, até 40% eram provenientes de painéis fotovoltaicos (CEC, 2018a; CEC, 2018b).

No entanto, em consequência da característica intermitente de sua fonte, a entrada abundante de painéis fotovoltaicos no sistema ocasionou mudanças significativas na rede de energia da Califórnia. O motivo desta alteração é relacionado à alta produção dos painéis fotovoltaicos durante o período de irradiação solar acompanhado da baixa demanda nestes horários.

Por outro lado, ao fim da tarde, a geração através dos painéis fotovoltaicos é limitada, simultaneamente ao aumento da demanda devido à chegada de grande parte da população às suas casas, acionando luzes e eletrodomésticos. Dessa forma, o operador é forçado a não só compensar a geração que outrora era feita a partir dos painéis fotovoltaicos, mas também atender o aumento da demanda neste período. Por conta de seu formato, a curva de demanda residual ficou conhecida como curva de pato.

Por conseguinte, submetido a lidar com a possibilidade da ocorrência de supergeração durante o período de produção dos painéis fotovoltaicos e com a rampa de produção desenvolvida ao final da tarde, o operador do sistema foi compelido a organizar uma estratégia para se ajustar às novas necessidades da rede, e continuar permitindo a entrada de novas tecnologias renováveis no sistema.

Dentro deste conjunto de ações adotadas, a utilização de sistemas de armazenamento tem sido discutida como uma das principais ações para permitir a completa entrada de fontes renováveis no sistema. Nesse contexto, a Califórnia aponta para a utilização de grandes usinas de armazenamento eletroquímico, utilizando baterias de lítio para armazenar a energia excedente gerada durante o

período de irradiação solar, e utilizá-la durante a noite, quando a produção das fontes intermitentes é reduzida.

Esta medida, de fato, soluciona os dois impasses gerados pela alta penetração de painéis fotovoltaicos, visto que impede a supergeração, enquanto armazena energia para suavizar a rampa de produção ao final do dia. No entanto, vai de encontro às propostas ambientais, dado que a produção e descarte de baterias representam efeitos como aumento da temperatura global, contaminação do solo, entre outros.

Como uma possível alternativa a este caminho, estudos já realizados apontam para utilização do concentrador solar com armazenamento, como uma possível solução para as mudanças causadas pela alta penetração de fontes, com geração intermitente no sistema. Uma análise do valor adicional do CSP com armazenamento gerando 1% da demanda da CAISO foi avaliada por Delnholm et al. (2013).

Outra análise realizada por Jorgenson, Denholm e Mehos (2013) avalia, de maneira similar, o valor do CSP em um cenário de RPS 40%. Denholm e Margolis (2016) avaliaram o nível de penetração de painéis fotovoltaicos em 50% na Califórnia, considerando e assumindo cenários, de acordo com as divulgações do governo, e estipularam que seriam necessários 19 GW de armazenamento para garantir um cenário de alta flexibilidade a rede. Ao final do estudo, os autores sugerem a utilização do armazenamento térmico.

Nesse seguimento, este estudo tem como objetivo analisar a viabilidade técnica do uso do armazenamento térmico para amenizar os efeitos de rampa causados pela expansão fotovoltaica na Califórnia. Assim, para entender se o armazenamento térmico das usinas heliotérmicas pode ser utilizado como atenuante das mudanças observadas na rede, foram avaliadas plantas semelhantes de usinas heliotérmicas com ciclo *rankine* com modelos de despacho diferentes, baseados no horário de geração dos painéis fotovoltaicos e na curva de demanda a ser atendida.

Dentre as tecnologias existentes, foi selecionada a tecnologia de concentrados cilíndricos-parabólicos, por serem a tecnologia mais consolidada no mundo, representando a tecnologia utilizada em mais de 50% das usinas heliotérmicas existentes no mundo. (DOE, 2018).

Para cada modelo, foram avaliadas as consequências e implicações da escolha através da simulação de operação pelo software SAM (*System Advisor Model*) (SAM/NREL, 2019). Os

resultados das simulações foram utilizados para a obtenção de uma nova curva residual, observando, então, as características e restrições de cada curva obtida.

Este estudo está estruturado em quatro capítulos, desconsideradas introdução e conclusão. O primeiro capítulo apresenta um resumo da situação da tecnologia de concentradores no mundo. As quatro principais tecnologias são apresentadas, mostrando o princípio de funcionamento e as características gerais da tecnologia heliotérmica.

O capítulo dois traz um breve resumo do mercado energético da Califórnia. Apresentam-se as principais políticas de incentivo à geração através de fontes renováveis e o quadro geral da geração renovável no estado. A curva de demanda residual é discutida, assim como as mudanças na rede devido à alta penetração de painéis fotovoltaicos e as possíveis soluções discutidas para atender às novas demandas do operador do sistema.

O capítulo três detalha a metodologia utilizada neste estudo para a obtenção das novas curvas de demanda residuais. Neste capítulo é apresentada a ferramenta utilizada e são justificadas a escolha do *software*, da localidade e da irradiação de projeto. No mesmo capítulo são detalhados o arranjo das plantas no programa e os despachos utilizados para cada simulação.

O capítulo quatro apresenta o resultado das simulações propostas por este estudo, assim como a análise das curvas de demanda residual obtidas em cada caso apresentado. Por fim, a conclusão resume as discussões realizadas no capítulo anterior, seguida de propostas para estudos futuros a serem realizados buscando complementar as discussões realizadas neste trabalho.

1 AS USINAS HELIOTÉRMICAS

Em geral, os processos de conversão de luz solar para geração de eletricidade são feitos através do aproveitamento fotovoltaico, e os de calor pelo uso de concentradores ou por meio de coletores, que realizam o aquecimento direto da água. No caso dos concentradores solares, em inglês, *Concentrating Solar Power* (CSP), a produção de energia é feita através da conversão da radiação solar em calor a partir da concentração dos raios em um foco. O calor é convertido em energia elétrica através de uma máquina térmica. Diferentemente da tecnologia heliotérmica, a tecnologia fotovoltaica converte a luz solar diretamente em energia elétrica (CASTRO, 2015).

As diferenças entre as tecnologias heliotérmicas e fotovoltaicas existem tanto no que tange a área tecnológica, quanto do perfil de geração e impacto no sistema elétrico (CASTRO, 2015).

As diferentes tecnologias que utilizam a energia solar são influenciadas pelos diferentes componentes da radiação solar. A parte da radiação solar total vindo do sol, que não sofre nenhum desvio ao entrar na atmosfera terrestre, é denominada irradiação direta. Essa é o fragmento utilizado pela tecnologia CSP. Diferentemente desta tecnologia, os painéis fotovoltaicos utilizam a irradiação total que é dada pela soma das irradiações diretas e da radiação solar difusa. Esta última parcela não pode ser utilizada pelas usinas heliotérmicas pois não pode ser concentrada. (RODRIGUES, 2017).

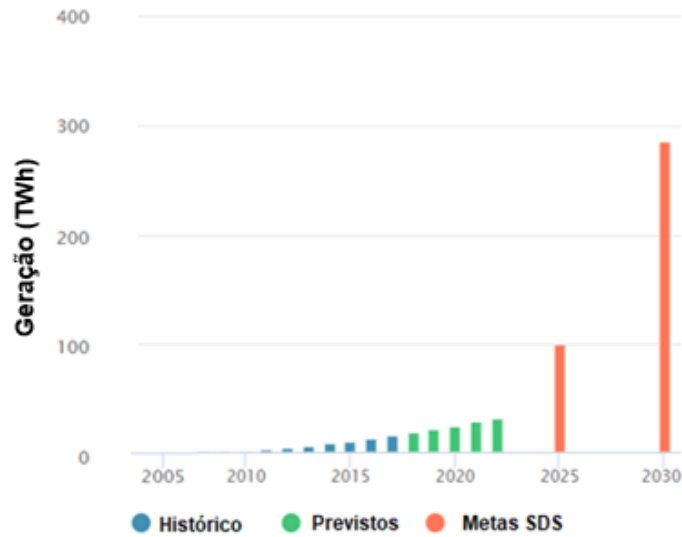
As usinas heliotérmicas podem, ainda, ser projetadas com um sistema de armazenamento de energia em forma de calor, assemelhando-se às termelétricas tradicionais. Essa característica, em especial, se diferencia de forma positiva à tecnologia heliotérmica, quando comparada às outras fontes renováveis, visto que, carrega as vantagens de baixa emissão de gases do efeito estufa e segurança energética. Outra vantagem é que, uma vez terminada a construção da usina, a variação da cotação do petróleo no mercado internacional não irá influenciar no preço da energia produzida (CASTRO, 2015).

1.1 AS USINAS HELIOTÉRMICAS NO MUNDO

Os desafios tecnológicos ainda mantêm o crescimento desta tecnologia devagar, quando comparada às outras tecnologias renováveis. Em 2017, no entanto, a capacidade de geração cresceu 120 MW devido a uma planta parabólica de 100 MW, comissionada na África do Sul, e pequenos projetos na China. A previsão é que o crescimento da tecnologia aconteça em países emergentes com projetos com longas horas de armazenamento (IEA, 2018).

A Figura 2 apresenta a previsão de crescimento da tecnologia ao longo dos próximos anos.

Figura 2 - Produção e Metas para a geração através de concentradores¹



Fonte: IEA (2019), traduzido do inglês.

A Tabela 1 apresenta a capacidade por status de desenvolvimento. É possível observar que a capacidade instalada no mundo é cerca de 5 GW, dos quais 4,05 GW (82%) são de plantas localizadas nos Estados Unidos e na Espanha, devido a incentivos financeiros desenvolvidos nestes países (ver Malagueta, 2013).

Tabela 1 - Projetos de concentradores solares no mundo (MW).

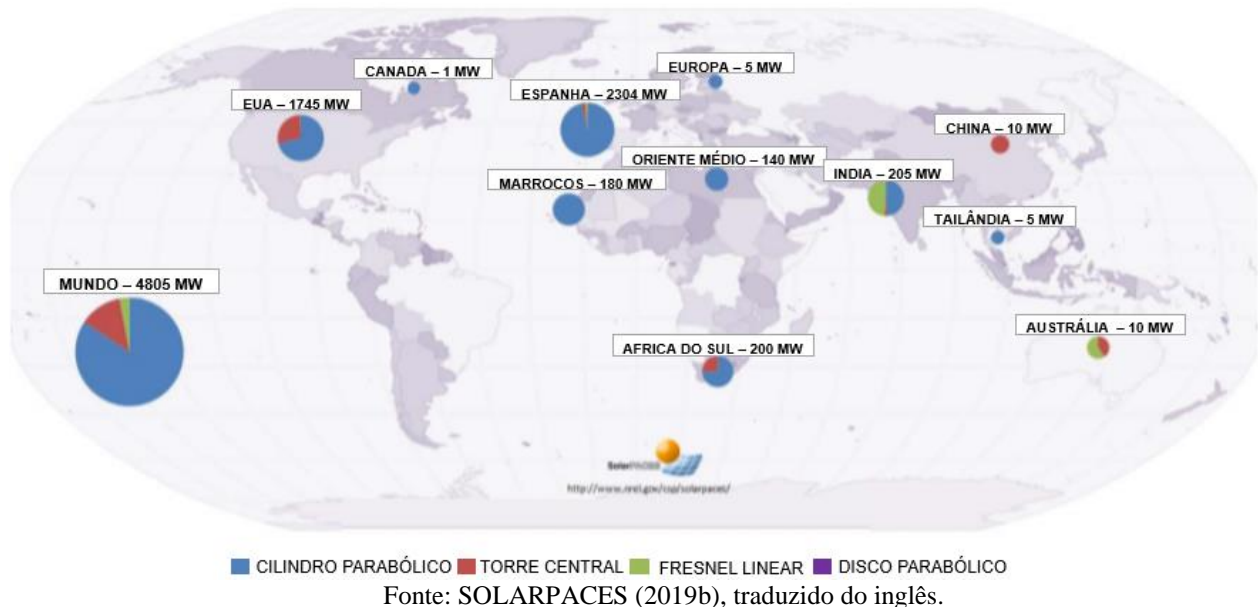
Países	Em operação	Em construção	Em desenvolvimento	Total
Chile	0	110	1100	1.210
México	0	14	0	14
Estados Unidos	1.745	0	0	1.745
Canada	1	0	0	1
Espanha	2.304	0	0	2.304
Marrocos	380	150	0	530
Oriente Médio	140	120	1.020	1.280
África do Sul	400	100	200	700
Índia	205	295	0	500
China	21	250	1.089	1.360
Tailândia	5	0	0	5
Austrália	2,5	0	150	152,5
Total	5.203,5	1.039	3.559	9.801,5

Fonte: SOLARPACES (2019a)

¹ Metas SDS fazem parte do *Sustainable Development Scenario*, em português, cenário de desenvolvimento sustentável desenvolvido pela IEA (IEA, 2019).

A Figura 3 mostra a distribuição das plantas de CSP no mundo. Observa-se que a tecnologia de concentrados parabólicos possuem a maior utilização. Os concentradores parabólicos constituem a tecnologia mais consolidada para a geração de calor através da irradiação solar (DOE, 2018).

Figura 3 – Capacidade Instalada de CSP no mundo por fonte em 2016



1.2 TECNOLOGIAS CSP

1.2.1 Coletores Solares

O coletor solar é aplicado para conversão da energia da irradiação direta do sol para o absorvedor e convertê-la em calor. O calor é então transferido para um fluido de trabalho, sendo os mais utilizados a água, o óleo e o ar. (RODRIGUES, 2017).

Os coletores são tipicamente de dois tipos: não-concentradores e concentradores. Os coletores que possuem a mesma área de abertura para incidência da irradiação solar são ditos não concentradores e operam em temperaturas inferiores. Por outro lado, os concentradores operam em temperaturas elevadas e possuem uma superfície refletora que direciona a radiação a um foco. Neste foco, se localiza uma tubulação responsável pela absorção do calor incidente, onde circula constante o fluido de trabalho (RODRIGUES, 2017; SORIA, 2011).

Os coletores podem também ser classificados em estacionários ou rastreadores. Estes últimos são conhecidos por rastrear em um eixo ou dois (KALOGIROU, 2009). Os coletores solares com

concentração podem ser utilizados em diferentes sistemas para geração de energia elétrica. Os principais estão listados na Tabela 2.

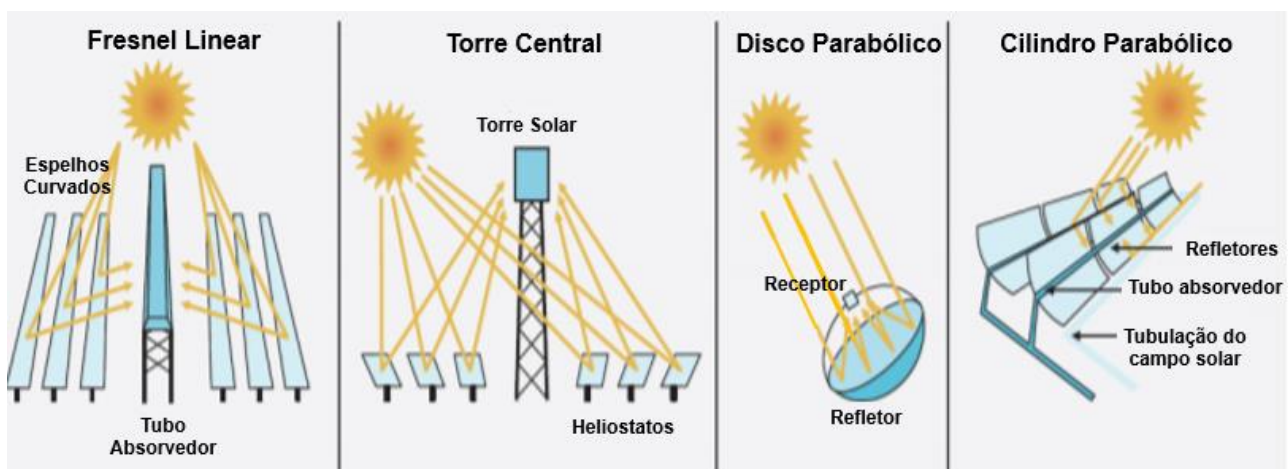
Tabela 2 - Características de diferentes tecnologias CSP

Tecnologia	Potência Indicada (MW)	Taxa de Concentração	Eficiência Solar-elétrica (%)	Área Requerida
Parabólico	10-200	70-80	10 a 15	18
Fresnel	10-200	25-100	9 a 11	-
Torre	10-150	300-1000	8 a 10	21
Disco	0,01-0,4	1000-3000	16 a 18	20

Fonte: KALOGIROU (2009), BEERBAUM e WEINREBE (2000)

Os focos são classificados em lineares ou pontuais. No primeiro caso, o coletor utilizará apenas um eixo de rotação no plano horizontal e seguirá o sol ao longo do dia. Por outro lado, o foco pontual é obtido através do acompanhamento do sol através do coletor utilizando dois eixos de rotação. Em geral, os sistemas pontuais atingem temperaturas mais elevadas (SORIA, 2011). A Figura 4 apresenta o esquema das tecnologias de concentradores existentes.

Figura 4 - Esquema das tecnologias de concentradores solares



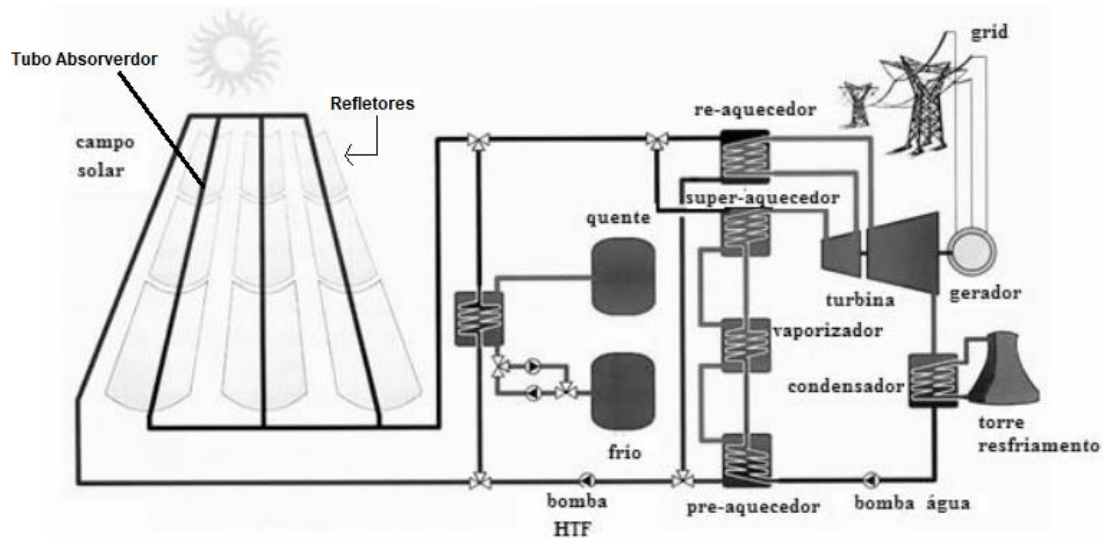
Fonte: IEA (2014).

1.2.2 Concentradores Cilíndricos-Parabólicos

Consistem em calhas parabólicas espelhadas, uma estrutura de suporte e absorvedores dos raios solares. As calhas têm rastreamento em um eixo, de forma que a radiação solar direta seja mantida perpendicular à reta diretriz definida pela parábola. Os raios solares são refletidos em um receptor tubular, por onde passa o fluido de transferência de calor. O receptor é normalmente metálico preto e revestido por um tubo de vidro com a finalidade de evitar perdas de calor. Outro método para

evitar a perda de calor por convecção é a utilização de vácuo no espaço entre o vidro e o tubo receptor (KALOGIROU, 2009; CASTRO, 2015; RODRIGUES, 2017). A Figura 4 e a Figura 5 apresentam o desenho esquemático da concentração de radiação em um concentrador parabólico. A Figura 6 mostra um concentrador parabólico já construído.

Figura 5 - Sistema de geração de eletricidade com armazenamento de calor.



Fonte: DGS (2005), adaptado.

Figura 6 - Concentrador Parabólico.

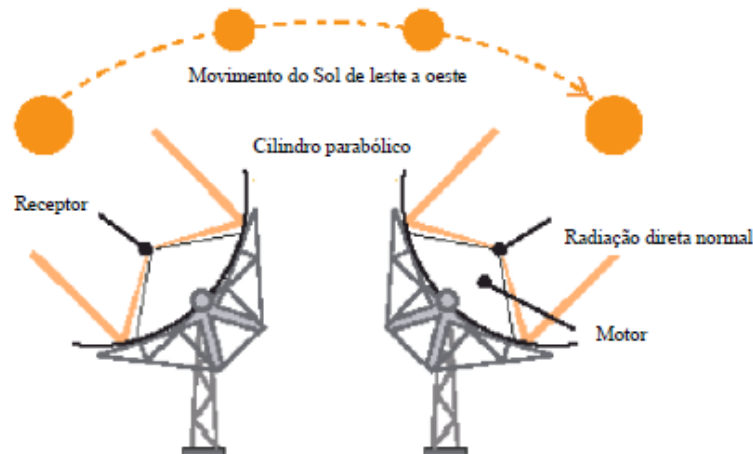


Fonte: EPE (2012).

As calhas podem ser instaladas orientadas no sentido leste oeste, seguindo o sol ao longo do dia no sentido norte a sul. Quando instaladas desta maneira, movem-se pouco ao longo do dia e estão

diretamente voltadas para o sol ao meio dia. No entanto, apresentam performance reduzida ao início do dia e fim da tarde, visto que os raios solares terão maior ângulo de incidência sobre a superfície coletora. Outra maneira seria a instalação seguindo o sol no sentido leste oeste, neste caso, os coletores possuem maiores ângulos de incidência durante o meio dia, apresentando, conseqüentemente, maiores perdas de calor nessa fase do dia. No entanto, apontam mais diretamente no para o sol no início do dia e no fim da tarde (ver Figura 7) (KALOGIROU, 2009). O calor produzido pode ser aproveitado como calor de processo ou para a geração de energia elétrica (KALOGIROU, 2009; CASTRO, 2015; RODRIGUES, 2017).

Figura 7 - Rastreamento do Sol no sentido Leste-Oeste.



Fonte: ABS (2010).

1.2.3 Torre Central

Neste tipo de usina é utilizado um sistema de receptor central, que utiliza um receptor localizado no alto de uma torre, como ponto focal de onde os espelhos planos, localizados no campo solar, direcionam os raios solares incidentes. Os espelhos, também conhecidos como heliostatos, são controlados em dois eixos, para refletirem os raios solares no receptor. O calor absorvido é transferido para um fluido circulante, podendo ser armazenado e/ou utilizado para produzir trabalho. Em geral, as temperaturas obtidas são mais elevadas do que no caso do cilindro parabólico, mas, no entanto, o sistema de controle é mais complexo, e exige maior investimento quando comparado a calha-parabólica (KALOGIROU, 2009; CASTRO, 2015).

A Figura 4 apresenta a configuração de planta de torre de concentração e a Figura 8 apresenta um dos projetos já em operação na Espanha.

Figura 8 - Torres de Concentração PS10 e PS20 na Espanha.



Fonte: ABENGOA (2012).

1.2.4 Fresnel Linear

Semelhante às usinas cilindro-parabólicas, nesta tecnologia também é utilizado um receptor tubular. No entanto, os espelhos são planos (ou levemente curvados). Os espelhos podem estar alinhados como uma parábola ou ainda em tiras dispostas no chão, de forma que a luz seja concentrada em um receptor linear montado em uma torre (KALOGIROU, 2009). Por conta da estrutura mais próxima ao chão, os custos são reduzidos em relação ao cilindro parabólico. No entanto, a eficiência é menor, no que diz respeito a conversão da energia solar em energia elétrica (Y. CHU, 2011). Isto acontece por causa das grandes perdas ópticas e menor aproveitamento da radiação nas primeiras horas do dia (IRENA, 2012).

O sistema de rastreamento do coletor Fresnel é feito de forma que o receptor permaneça parado enquanto os refletores giram para que a concentração solar se mantenha no receptor (STEIN & LOVEGROVE, 2012). As Figura 4 e Figura 9 apresentam respectivamente o desenho esquemático e uma das usinas que utilizam a tecnologia do refletor linear Fresnel.

Figura 9 - Refletor Linear Fresnel.



Fonte: Togawa (2015).

1.2.5 Disco Parabólico

O concentrador solar parabólico concentra os raios solares em um único foco pontual. O rastreamento é realizado em dois eixos, permitindo-o apontar diretamente para o sol do nascer ao poente (DGS, 2010). As Figura 4 e Figura 10 permitem observar esta característica.

Figura 10 - Concentrador solar de disco parabólico.



Fonte: Global Nevada CORP (2011).

Dentre as tecnologias conhecidas, o disco parabólico é o que apresenta maior eficiência óptica, apresentando fatores de concentração de 1000 a 3000 vezes. (VOGEL & KALB, 2010). O disco pode operar de forma independente ou como parte de uma planta. Sendo o primeiro caso mais indicado para localidades remotas. No ponto focal, o fluido de trabalho é aquecido e pode, então, ser transportado por uma tubulação para um bloco de potência ou então, ser utilizado no absorvedor por

um gerador, neste caso, o mais comum é que seja um ciclo *Stirling*. O segundo modelo é o mais utilizado. Isso acontece, pois este possui menores perdas térmicas e econômicas, gerando eletricidade em cada disco. (KALOGIROU, 2009).

Todavia, algumas desvantagens são observadas devido à complexidade de seu sistema de rastreamento e limitações quanto ao tamanho. Além disso, apresenta dificuldades para inclusão de sistemas de armazenamento térmico. Dessa forma, se compara à tecnologia fotovoltaica, mas, no entanto, apesar de possuir eficiências de conversão superiores, os custos são maiores, inviabilizando sua implantação em grande escala. (KALOGIROU, 2009; CASTRO, 2015; RODRIGUES, 2017).

1.3 FUNCIONAMENTO

De maneira geral, os componentes das usinas heliotérmicas são divididos em três partes: O campo solar, o armazenamento térmico de energia e o bloco de potência. O campo solar é composto pelos componentes responsáveis pela captação dos raios solares e a absorção do calor no fluido de trabalho. O bloco de potência consiste nas máquinas responsáveis pela transformação da energia térmica em eletricidade. Estes dois componentes são similares aos de usina termelétrica convencional (CASTRO, 2015).

Um parâmetro utilizado para realizar o dimensionamento da planta é o múltiplo solar (MS). Este valor é dado pela relação entre o dimensionamento do campo solar e do bloco de potência. Dessa forma, quando o valor é exatamente um, significa que, desde que a radiação incidente seja igual à radiação de projeto, o campo solar estará dimensionado para fornecer a quantidade exata de calor necessária, para que o bloco de potência opere em sua capacidade nominal. Normalmente, a radiação de projeto ocorre durante poucas épocas do ano, dessa forma, em geral, o múltiplo solar é dimensionado de forma a ter valor superior a um (NREL, 2014; CASTRO, 2015).

O armazenamento térmico, por sua vez, não é aplicado em toda usina heliotérmica, mas possibilita à planta o armazenamento de energia térmica para geração de energia elétrica em momentos onde não há, ou em que são escassos, os recursos solares. Este componente representa um diferencial a outras fontes renováveis, pois torna o despacho parcialmente controlável (CASTRO, 2015).

O dimensionamento de um sistema de armazenamento pode ser dividido em três tipos (DGS, 2010): Curto prazo, com capacidade de armazenamento de algumas horas, considerando apenas

flutuações diárias. Longo prazo, considera o armazenamento com capacidade para alguns dias. E por fim, sazonal.

Segundo o DGS (2010), a melhor tecnologia de armazenamento é o uso de dois tanques, um com baixa e outro com alta temperatura. Em momentos de excesso de calor, parte é transferida para um meio de armazenamento de calor (sal fundido, óleo, concreto, dentre outros), através de um trocador de calor. Logo, se aquece o fluido do tanque mais frio e o dirige ao tanque mais quente. Em momentos de baixa irradiação, o fluido quente do tanque de armazenamento seria reconduzido ao trocador de calor, desta vez, transferindo calor ao sistema de geração de trabalho. A geração de eletricidade, neste caso, é realizada através de uma turbina a vapor, gerado pelo calor absorvido pelos coletores (ver Figura 5).

1.4 ASPECTOS GERAIS

A implantação, em larga escala, da geração de energia por fontes eólica e solar tende a diminuir a poluição associada à produção de energia. Em geral, a demanda por material para a construção das usinas constitui a maior contribuição para a emissão de gases do efeito estufa destas fontes. No entanto, quando comparada à emissão direta de plantas movidas a combustíveis fósseis, o efeito é reduzido (HERTWICH et al, 2014).

No caso da tecnologia CSP, a área ocupada em casos de usinas de grande porte pode representar impactos negativos na fauna e flora local. Animais voadores podem confundir o reflexo dos espelhos com uma lagoa, e dessa forma, colidirem, ocasionando ferimentos fatais. As usinas de torre solar, em particular, por causa da intensa luminosidade, atraem insetos, o que, por sua vez, atraem pássaros que podem sofrer queimaduras, os impossibilitando de voar (KAGAN et al, 2014). Deste modo, as usinas não devem estar em áreas naturais preservadas e nem de parques nacionais (NREL, 2005).

Existe ainda uma larga utilização de água associada às usinas heliotérmicas. No caso de uma usina CSP de cilindro parabólico com a produção de energia através de um ciclo *rankine* com resfriamento evaporativo. A vazão de água é de 3 – 4 m³/MWh de eletricidade produzida (CLIFTON; BORUFF, 2010). Em regiões onde não há quantidade de água suficiente, pode ser utilizado um sistema de resfriamento seco, o que diminui cerca de 90% o consumo de água, mas representa um custo adicional de 2 a 10% e resulta em uma penalidade energética de 5% (DOE, 2009). Há ainda

alternativas como a extração de água subterrânea de poços ou o uso de efluentes de esgoto tratados. (CLIFTON; BORUFF, 2010).

Por funcionar a partir da concentração de raios solares, sítios com elevada radiação direta são mais propícios a instalações deste tipo. Visto que, a radiação difusa, por definição, não pode ser concentrada em um foco. Os lugares, portanto, devem ter pouca nebulosidade na atmosfera. Além disso, as áreas destinadas a implantação das plantas devem ser locais que não tenham fins produtivos, evitando a disputa pelo uso da terra entre diferentes atividades econômicas. (LOVEGROVE et al., 2011; CASTRO, 2015). Devido às características já apresentadas, as localidades com maior potencial são regiões desérticas, que apresentam poucos recursos hídricos e por isso tendem, por motivos já expostos, a produzirem um aumento no custo da energia (DOE, 2009).

Comparado à outras fontes, o custo da tecnologia heliotérmica ainda é elevado. A entrada da China no mercado de módulos fotovoltaicos gerou uma queda no preço nos últimos anos. Por consequência, alguns projetos que previam a construção de usinas heliotérmicas acabaram alterando a tecnologia para usinas fotovoltaicas (BOLINGER & WEAVER, 2014). Dessa forma, as usinas heliotérmicas sem armazenamento térmico oferecem poucas vantagens sobre as usinas fotovoltaicas, devido à similaridade dos perfis de geração e ao limitado controle da operação. No entanto, a utilização do armazenamento térmico nos projetos pode gerar um desacoplamento temporal da geração de eletricidade com o recurso solar, aumentando o valor da fonte heliotérmica em relação à fotovoltaica (CASTRO, 2015).

Em regiões em que durante um dia, o período com máxima demanda do sistema costuma acontecer durante a noite, as usinas heliotérmicas com armazenamento agregam maior valor do que as fotovoltaicas, pois possuem a capacidade de gerar durante este horário, evitando o uso de termelétricas específicas para atendimento à ponta. (CASTRO, 2015). Para locais em que a maior demanda ocorre durante o período vespertino, a princípio, a geração fotovoltaica possui um valor equivalente à heliotérmica.

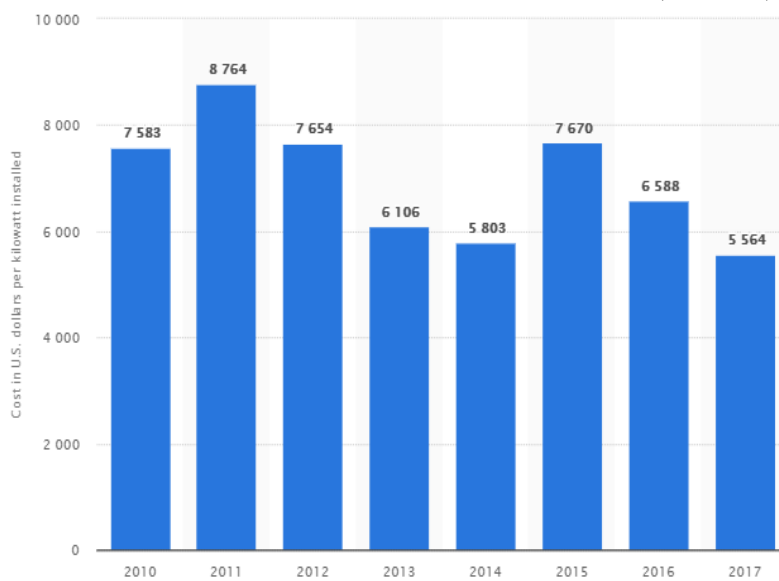
No entanto, o relatório publicado pelo operador de sistema independente da Califórnia (CAISO), mostra que, conforme a introdução da geração fotovoltaica no sistema aumenta, o perfil da curva de carga residual (carga total subtraída da geração fotovoltaica e eólica) se altera. Desta forma, ocorre a necessidade de modulação da geração para atendimento no começo da noite. Ao passo em que, durante o dia, é possível observar uma geração além do necessário, sobrecarregando o sistema.

Devido ao formato adquirido pela curva, este efeito ficou conhecido como curva do pato (DENHOLM et al., 2015). Este t3pico ser3 discutido no item 2.3.

Al3m disso, 3 inerente 3 tecnologia fotovoltaica a intermit3ncia caracter3stica da fonte, gerando o aumento da variabilidade da curva de carga residual. Dessa forma, a implanta33o da tecnologia heliot3rmica com armazenamento pode ser a melhor maneira de possibilitar a integra33o de outras renov3veis com gera33o vari3vel, pois garante estabilidade e maior controle sobre o despacho de energia ao sistema (DENHOLM et al., 2013). Devido a este fen3meno, em algumas localidades, o valor das usinas heliot3rmicas se torna maior. (CASTRO, 2015).

Segundo a IEA, 3 estimado que o custo de investimento das usinas heliot3rmicas com armazenamento de seis horas e fator de capacidade estimado de pouco mais de 50% ser3 de 3100 US\$/kW em 2050. (IEA, 2014). A Figura 11 mostra a evolu33o dos custos para implanta33o das plantas, incluindo as com e sem armazenamento.

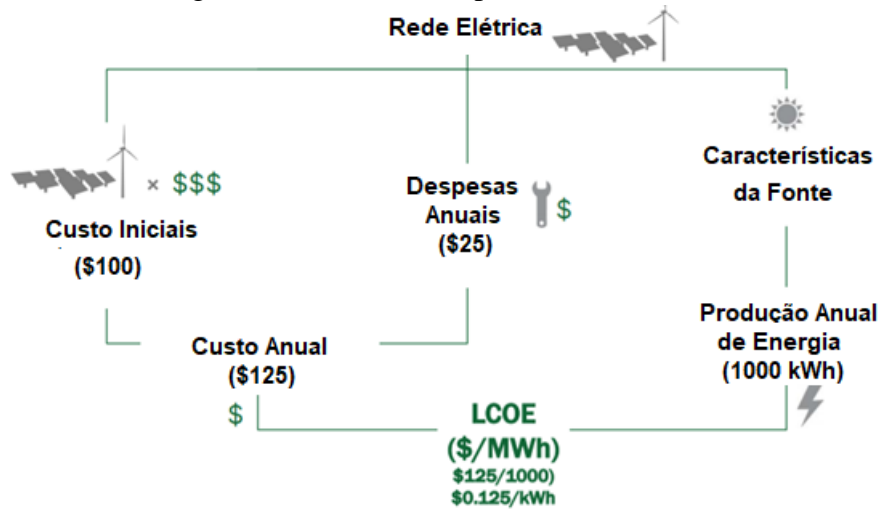
Figura 11 - Custo m3dio de instala33o para plantas de concentradores solares no mundo de 2010 a 2017 (US\$/KW).



Fonte: Statista (2018).

Um dos m3todos utilizados para a compara33o de diferentes tecnologias 3 o custo nivelado de energia, em ingl3s, *Levelized Cost of Energy* (LCOE). Este m3todo considera o tempo de vida das tecnologias e a energia produzida balanceando-os ao custo de constru33o, manuten33o e custo do combust3vel. (DOE, 2015). O conceito simplificado para o c3lculo do indicado 3 apresentado na Figura 12.

Figura 12 - Calculo Simplificado do LCOE.



Fonte: EWEA (2009), adaptado.

Apesar de apresentar uma forma de comparação, a formulação considera que a energia é consumida no momento em que é gerada e dessa forma, não consegue capturar os benefícios energéticos e econômicos que podem ser proporcionados pelo armazenamento térmico. (CASTRO, 2015). A formulação é apresentada a seguir (SHORT et al, 1995):

$$LCOE = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{CI_i + CO_i}{(1+r)^i}}{\sum_{i=1}^n \frac{E_i}{(1+r)^i}}$$

Em que:

CI_i: Custo de investimento no ano i;

CO_i: Custo de operação no ano i;

E_i: Energia gerada no ano i;

n: Vida útil do empreendimento, em anos;

r: Taxa de desconto.

2 MERCADO ENERGÉTICO DA CALIFÓRNIA

2.1 HISTÓRICO

A atual estrutura do mercado energético da Califórnia teve início em 1987, quando o órgão responsável pela fiscalização dos serviços públicos, CPUP (*California Public Utilities Commission*), deu início a um processo para determinar a razão das tarifas de eletricidade na Califórnia custarem de 75% a 80% acima da média nacional (TAYLOR, 2008).

Em 1994, a reestruturação foi oficializada a partir da publicação da *Order Instituting Rulemaking*. Uma série de decretos e leis ao longo dos anos 1980 e 1990 também contribuíram para a reestruturação do mercado. Um marco foi a entrada em vigor da *Assembly Bill (AB) 1890*, em 1996. Desta forma, em 1998, foi criado um mercado *spot* de eletricidade, onde todos os consumidores localizados dentro de territórios de serviço das seguintes IOUs (*Investor-Owned Utilities*), *Pacific Gas & Electric*; *San Diego Gas & Electric*; *Southern California Edison*; *PacifiCorp*; *Sierra Pacific Power*; or *Bear Valley Electric*, seriam capazes de comprar a energia em um mercado livre, e não mais serem obrigados a comprar da empresa local. O mercado criado foi chamado de *Power Exchange* (TAYLOR, 2008).

Como parte desta reestruturação, as IOUs, que antes detinham e operavam grande parte do sistema de transmissão do estado, foram obrigadas a transferir o controle operacional das instalações de transmissão ao *Independent System Operator (ISO)*, garantindo que nenhum comprador ou vendedor de eletricidade pudesse limitar o acesso de concorrentes ao *grid* (EIA, 1999).

2.2 POLÍTICAS PÚBLICAS DE INCENTIVO ÀS ENERGIAS RENOVÁVEIS.

As políticas de incentivo às energias renováveis têm como marco a lei AB 1575 (*The Warren-Alquist Act*), aprovada no ano de 1974, que estabeleceu um programa de desenvolvimento de tecnologias em energia solar (SAWIN, 2001). A lei estabeleceu também a criação de uma agência de planejamento e políticas energéticas, conhecida como *California Energy Commission (CEC)*, inaugurada em 1975 (TAYLOR, 2008).

Na Califórnia, grande parte das políticas de incentivo às fontes renováveis são voltadas para a geração distribuída, como aquecimento de água e painéis fotovoltaicos. No entanto, algumas políticas trataram também dos sistemas térmicos de potência. (MALAGUETA, 2013).

Na década de 1980, a Califórnia foi marcada pelo impacto de duas políticas de incentivo, a saber: *Purpa* e *Power purchase agreements*. Ambas foram administradas em conjunto para estimular o setor e apresentar resultados positivos para a expansão da energia solar. Diferentemente da maior parte das políticas exclusivas do estado, as duas incentivaram majoritariamente a energia solar térmica de potência ao invés das tecnologias de geração distribuída. (MALAGUETA, 2013).

As políticas federais eram marcadas pela tarifação *feed-in*, apesar de oficialmente não portarem o nome, configuravam um preço de compra pré-fixado, acima do valor de mercado e válido para um grupo específico de produtores. Através da comissão de serviços públicos da Califórnia, conhecida como *California Public Utilities Commission* (CPUC), o governo da Califórnia impôs às IOUs a compra de energia de certas instalações que atendessem a critérios pré-definidos, as chamadas *Qualifying Facilities* (QFs). De 1984 a 1991, entraram em operação as nove plantas solares térmicas conhecidas como SEGS (*Solar Electric Generating System*), que utilizavam a tecnologia de cilindro parabólico. Durante oito anos, as SEGS foram as responsáveis por 95% da energia produzida no mundo proveniente de usinas heliotérmicas. Os custos nivelados caíram de 0,24 US\$/kWh para 0,08US\$/kWh (TAYLOR, 2008).

Em 1992, o preço de compra das energias das chamadas QFs foi revisto e atualizado para os custos marginais de expansão da época pela CPUC. Este posicionamento foi decorrência da queda do preço do petróleo durante a década de 1980. O programa, então, passou por um período de estagnação o que resultou em baixa atratividade das QFs e trouxe incerteza aos investidores do setor (TAYLOR, 2008).

Em 1998, a CEC ficou responsável pelo desenvolvimento de um novo Programa de Energias Renováveis. O programa ajudaria no aumento da produção de energia através de fontes renováveis em todo o estado. O resultado foram décadas de apoio legislativo e governamental bipartidário, que transformaram a Califórnia em um estado reconhecido mundialmente pela implementação de energias renováveis (CEC, 2018c).

Em 2002, a Califórnia estabelece o RPS (*Renewables Portfolio Standard Program*). O programa exigia o aumento percentual na participação de fontes renováveis² até atingir a meta determinada. A meta inicial propôs o aumento de participação das renováveis em 20% até 2017. No entanto, buscando acelerar a expansão das energias renováveis, em 2006, através da SB 107, a meta de 20% foi antecipada para 2010 e com valor de lei. Assim, em 2009, o governador assinou uma

² As tecnologias aceitas dentro do programa RPS são: fotovoltaica, heliotérmica, eólica, certas biomassas, geotérmica, certas hidrelétricas, oceânica, energia das marés, células combustíveis a base de combustíveis renováveis, metano de aterro sanitário, e conversão de resíduo sólido urbano na sua combustão direta. (CEC, 2018c).

ordem executiva (*Executive Order S-21-09*) estipulando uma nova meta, de 33% para 2020 e estendeu as metas as *publicly-owned municipal utilities*. (CEC, 2018c).

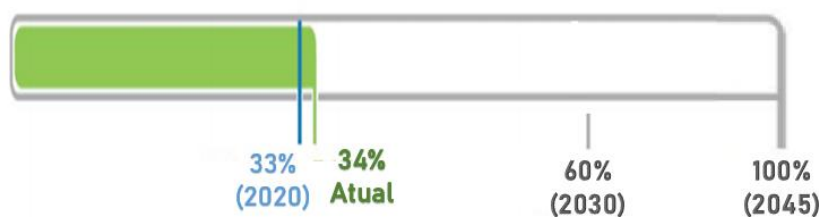
Como parte da implementação e fiscalização do programa, a mesma ordem estabeleceu a responsabilidade, antes dividida entre a CPUC e a CEC, para a *California Air Resources Board* (CARB). A CPUC e a CEC continuaram responsáveis pelo programa no que tange as metas estipuladas para 2010. No entanto, a CARB ficou encarregada em regular e administrar a meta de 33% para 2020. Dessa forma, determinando os meios para atingi-la, com autorização para alterar a meta, criar novas e acelerar o programa, caso possível (DSIRE, 2018).

Apesar dos esforços, a meta de 20% para 2010 não foi atingida. De acordo com CPUC (2018a), as três maiores IOUs juntas atingiram em 2010 cerca de 17% da energia comercializada proveniente de fontes renováveis, sendo:

- *Pacific Gas and Electric* (PG&E) – 15,9%;
- *Southern California Edison* (SCE) – 19,3%;
- *San Diego Gas & Electric* (SDG&E) – 10,5%.

De forma a cumprir com o objetivo, o governo determinou a nova meta de atingir 20% até o final de 2013 e 25% até o final de 2016, mantendo a meta de 33% para 2020. Em 2015, o programa estabeleceu uma nova meta de 50% para 2030. Em 2018, a meta de 2030 foi alterada para 60% e em 2045, através da *Senate Bill 100*, o governo se compromete a atingir os 100%. (CPUC, 2018a; CEC, 2019) A Figura 13 mostra o progresso do programa.

Figura 13 - Progresso da Califórnia para atingir as metas relacionadas à energia renovável



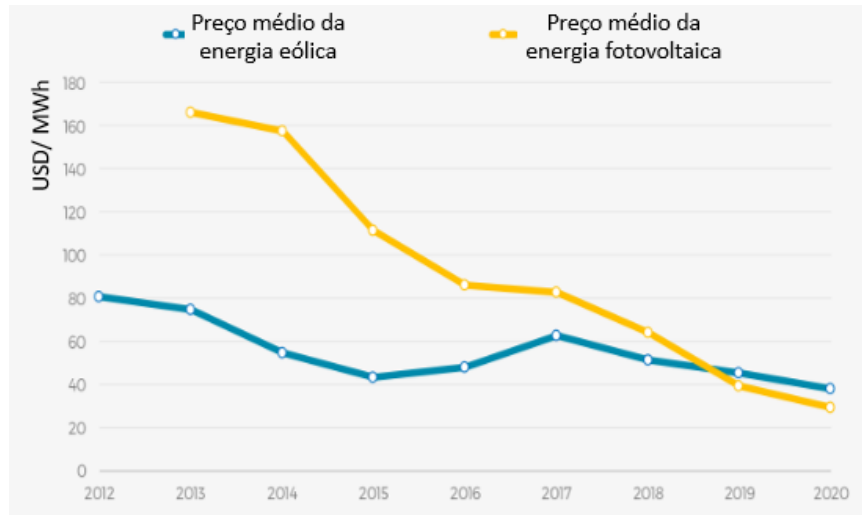
Fonte: CEC (2018a).

2.3 A CURVA DE DEMANDA X OFERTA

Devido as políticas públicas implementadas, a Califórnia experimentou a expansão da produção de energia através de fontes renováveis. No entanto, o mercado mundial apontava para o crescimento em particular de uma dessas fontes. O desenvolvimento dos painéis fotovoltaicos na

China levou a um rápido decréscimo do custo desta tecnologia (IEA, 2017). A Figura 14 mostra a evolução dos preços dos painéis.

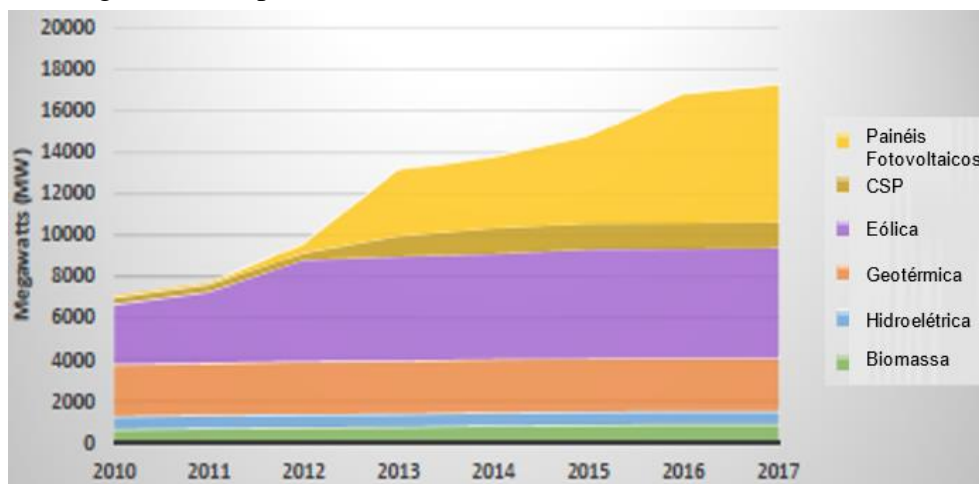
Figura 14 - Preços médios da energia eólica e solar por data de comissionamento.



Fonte: IEA (2017), adaptado.

Com o crescimento das políticas públicas de incentivo às energias renováveis acompanhado pelo declínio do preço dos painéis fotovoltaicos, a Califórnia experimentou um rápido desenvolvimento desta tecnologia (Denholm, 2016). A Figura 15 mostra a evolução das energias renováveis na Califórnia.

Figura 15 - Capacidade instalada de renováveis na Califórnia



Fonte: CEC (2018a).

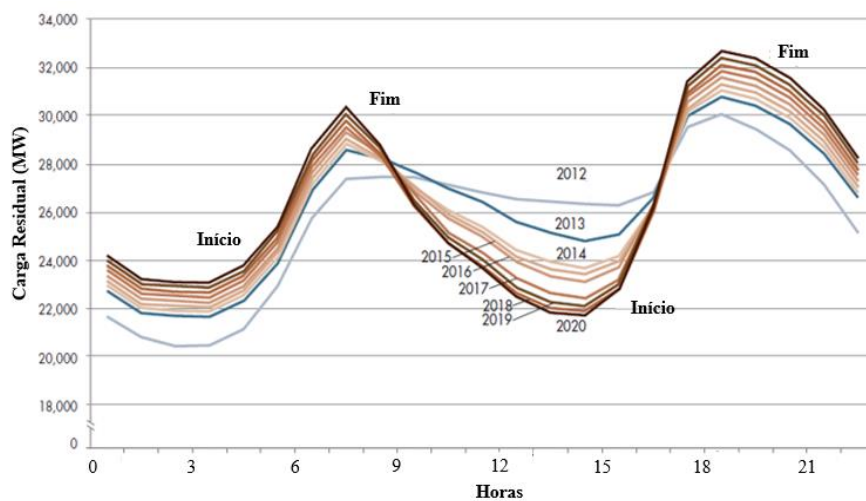
A Figura 15 aponta para o destaque, em particular, dos painéis fotovoltaicos e das usinas eólicas. No entanto, com o crescimento da tecnologia fotovoltaica, a rede elétrica sofre alterações, desafiando sua gestão. Isso acontece porque a eletricidade precisa ser utilizada no momento em que

é gerada, todavia, a energia produzida por essas tecnologias é diferente nas variadas horas do dia, característica de suas fontes intermitentes, e frequentemente não estão alinhadas com a demanda instantânea por eletricidade (CAISO, 2014a).

Em 2013, a CAISO (*California Independent System Operator*) ilustrou as alterações na carga residual, ou em inglês, *net load* (carga total subtraída da geração por fontes intermitentes, i.e, solar³ e eólica) com o aumento da penetração das fotovoltaicas no sistema. Devido ao formato que a curva de carga adquire, ela ficou conhecida como curva de pato (CAISO, 2013).

A Figura 16 ilustra a curva obtida pelas projeções do operador para o dia 11 de janeiro a partir da carga residual do ano de 2012. São ilustrados 4 períodos distintos. A primeira rampa acontece aproximadamente das 4h às 7h da manhã e coincide com o momento que a população está levantando para começar a sua rotina. O segundo momento, a queda de demanda às 7h, corresponde ao nascer do sol, o momento em que a geração convencional é substituída pela de fontes solar. Com a aproximação do pôr do sol, às 16h, os painéis fotovoltaicos e as usinas heliotérmicas deixam de produzir eletricidade e o sistema precisa produzir e despachar energia para suprir a terceira rampa que acontece das 16h às 19h (CAISO, 2013).

Figura 16 - Projeção da carga residual apresentada pela CAISO



Fonte: CAISO (2013).

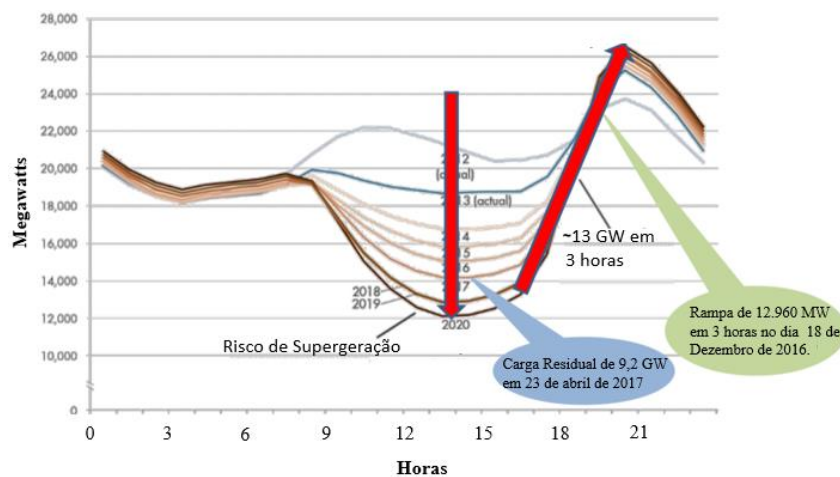
³ Apesar de apresentarem a possibilidade, as usinas heliotérmicas consideradas na análise não possuem armazenamento térmico e desta forma, possuem o perfil de geração semelhante a tecnologia fotovoltaica. (Denholm *et al*, 2013).

Com o aumento de geração através fontes intermitentes, as operadoras de transmissão precisam controlar a imprevisibilidade do sistema, que tende a crescer. Para garantir a confiabilidade do sistema, a operadora precisa garantir que a demanda seja igual a produção durante todo o dia. Dessa forma, é necessário que exista um recuso capaz de ajustar rapidamente a produção de energia. (CAISO, 2013).

Outro problema identificado é a supergeração, ou seja, durante os momentos em que a demanda está baixa, a produção será maior do que a necessária. Isso acontece devido ao tempo de partida inevitável para que as demais fontes comecem a gerar energia.

Dessa forma, para que possam atender às rampas de produção, as usinas precisam de uma geração mínima, a fim de garantir o alcance à potência nominal em menor tempo. (CAISO, 2014b). Em um cenário com RPS de 33%, em períodos de baixa demanda e alta produção de energia através das renováveis, aproximadamente 60% da produção seria associada às fontes intermitentes, o que aumenta os riscos de superprodução (CAISO, 2016). A Figura 17 ilustra a situação do estado da Califórnia⁴ durante a primavera, em que a supergeração tende a ocorrer durante a tarde, enquanto a rampa de produção ocorre no fim da tarde.

Figura 17 - Situação da curva de carga residual em um dia típico de primavera

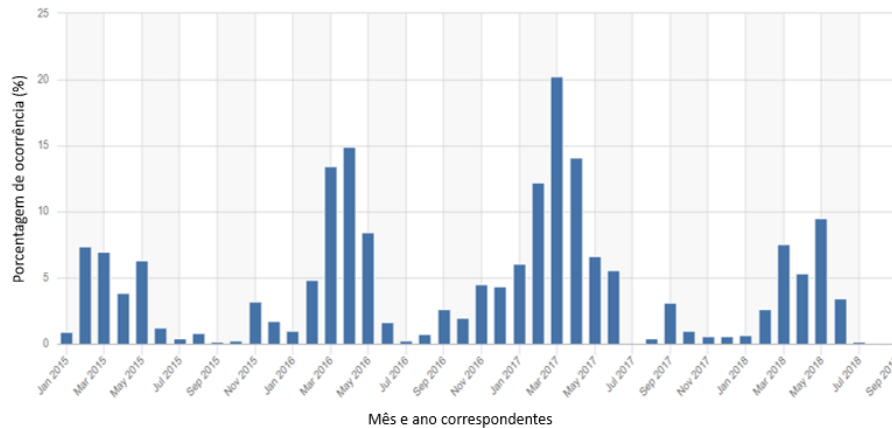


Fonte: CAISO (2016), adaptado.

⁴ No final de 2018, o RPS da Califórnia era de 34%. (FONTE: CEC, 2018).

Devido aos contratos e a essas características técnicas, a CAISO estimou que a geração mínima requerida de fontes convencionais⁵ é de 15000 MW em 2016. No entanto, em 2014, a carga residual caiu para abaixo de 15 GW, o que gerou preços negativos de energia. A Figura 18 mostra a frequência de preços negativos ao longo dos anos.

Figura 18 - Frequência de preços negativos de energia no mercado.

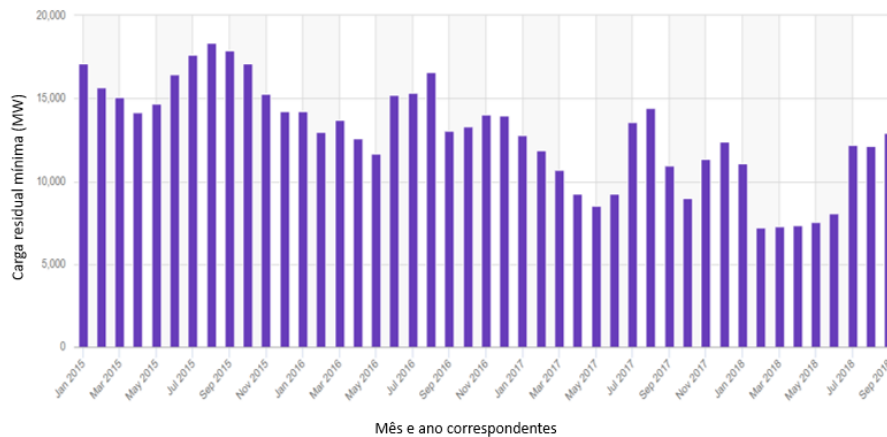


Fonte: CAISO (2018a).

O preço negativo de energia é prejudicial para o operador e a geração acima do necessário compromete a rede elétrica. Para evitar a ocorrência deste efeito, o operador precisa ajustar a geração de energia para ser capaz de reduzi-la ao ponto mínimo de demanda e gerar energia de maneira a atender a rampa de produção ao longo dos anos. A Figura 19 e a Figura 20 mostram a evolução nos valores da carga mínima e da máxima rampa obtida ao longo dos meses.

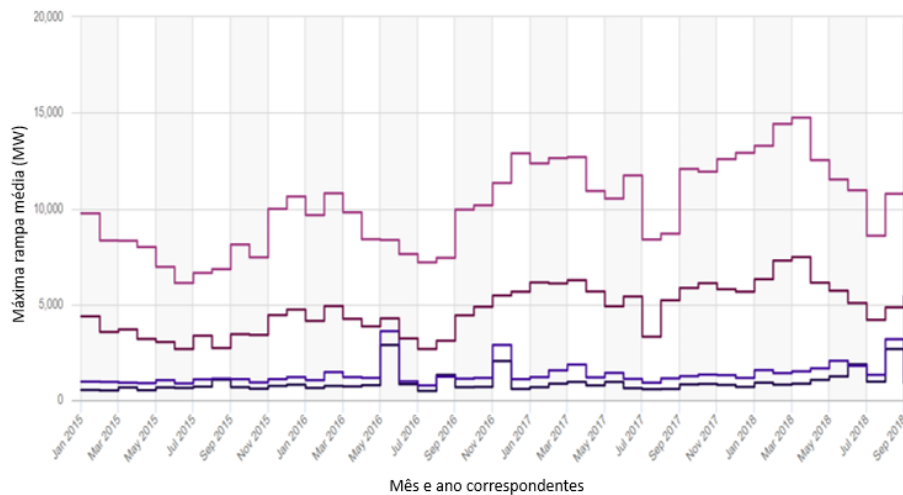
⁵ As energias convencionais consideradas, nesse caso, são usinas hidroelétricas, usinas termoelétricas e usinas nucleares. (FONTE: CAISO, 2018a).

Figura 19 - Evolução da Carga residual mínima



Fonte: CAISO (2018a).

Figura 20 - Rampa média ao longo dos meses em Megawatts

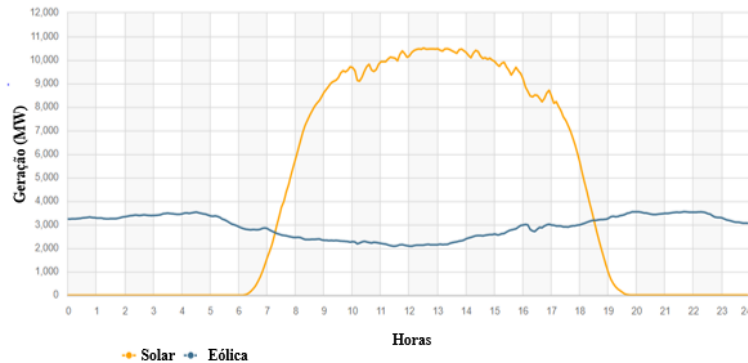


Fonte: CAISO (2018a).

Existem ainda problemas relacionados à frequência de transmissão das fontes renováveis (CAISO, 2013). No entanto, estes fogem ao escopo deste trabalho e não serão abordados.

Apesar da curva residual estar associada à geração intermitente, i.e, solar e eólica, as maiores dificuldades estão atreladas à inserção de painéis fotovoltaicos na rede. A Figura 21 mostra o perfil de produção destas tecnologias durante um dia da primavera. Percebe-se que a geração solar apresenta maior intermitência e, portanto, são responsáveis pelas maiores mudanças no perfil da carga residual.

Figura 21 - Perfil de produção da energia solar e eólica em um dia de primavera na Califórnia



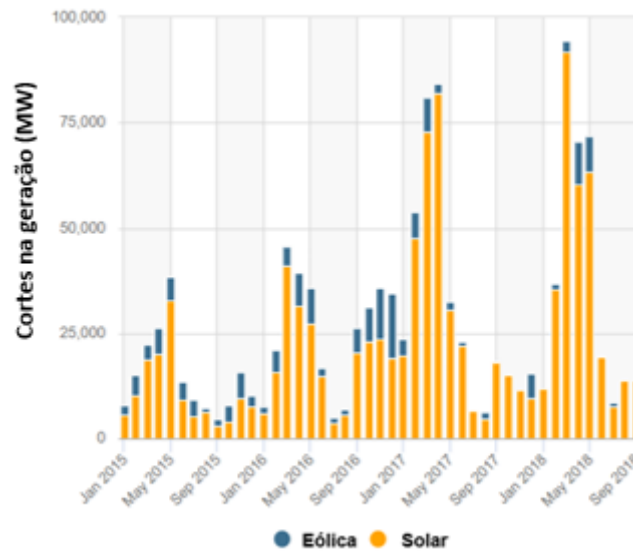
Fonte: CAISO (2018a).

2.4 CONTINGENCIAMENTO DA GERAÇÃO

Um dos efeitos colaterais do crescimento dos painéis fotovoltaicos na Califórnia é o crescimento nas taxas de contingenciamento na geração. O contingenciamento – em inglês *curtailment* – é uma das ferramentas mais efetivas para impedir que ocorra a supergeração de energia. Dessa forma, as plantas renováveis têm seu output reduzido quando a demanda é insuficiente para consumir a produção (CAISO, 2017).

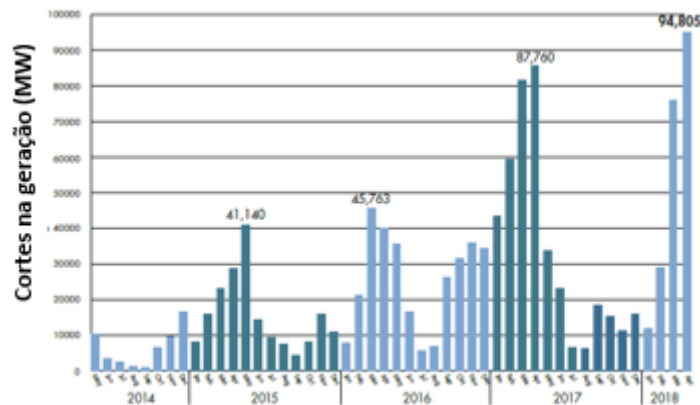
Diferentemente das demais renováveis, por conta de suas fontes intermitentes, a geração através da tecnologia fotovoltaica e eólica são obrigadas contratualmente a reduzir seus outputs uma vez que ocorra supergeração. Com a entrada de renováveis no sistema, a supergeração acontece durante o dia e o corte na geração solar é cada vez mais frequente (CAISO, 2017). A Figura 22 apresenta a evolução dos cortes na geração solar e eólica ao longo dos anos. Desta forma, é possível notar que os cortes na energia solar aumentaram consideravelmente em comparação aos cortes na energia eólica. A Figura 23 mostra a evolução dos cortes na energia renovável ao longo dos anos.

Figura 22 - Histórico de *curtailment* na Califórnia por fonte em MW.



Fonte: CAISO (2018a).

Figura 23 - *Curtilment* de energias renováveis na Califórnia em MW.



Fonte: CAISO (2018a).

Os cortes representam um dos fatores que podem limitar o crescimento dos painéis fotovoltaicos na Califórnia, visto que influenciam diretamente no valor da energia produzida pela tecnologia. Isto acontece porque o *net* LCOE, definido como o custo da energia que é usada no sistema após a consideração dos cortes, aumenta. Desta forma, o custo de produção permanece o mesmo, no entanto, o uso efetivo da energia produzida diminui, o que aumenta o valor de produção da energia efetivamente utilizada, ou seja, o custo marginal para implantação de painéis fotovoltaicos aumenta. (DENHOLM, 2016).

2.5 SOLUÇÕES PROPOSTAS PELA CAISO.

Historicamente, a CAISO possuía plantas de energias capazes de produzir de acordo com a demanda instantânea. No entanto, com o crescimento da penetração das energias renováveis na rede, existem maiores níveis de demanda não controláveis, associados aos níveis de geração que também variam. Dessa forma, é essencial que a operadora possua recursos que permitam controlar as inconstantes demanda e geração (CAISO, 2016).

As características associadas às novas tecnologias para assegurar a confiabilidade da rede são: elevar ou diminuir os níveis de produção de acordo com a curva residual; responder em um período de tempo definido; mudar a direção da rampa de produção rapidamente; armazenar a energia ou modificar o seu uso; responder rapidamente e atender aos níveis esperados de operação; começar a produzir, mediante a demanda, sem aviso prévio; iniciar e parar a produção por diversas vezes ao dia, e; possuir uma capacidade de previsão de operação precisa. (CAISO, 2016).

As ações mapeadas pela operadora a serem implantadas no estado da Califórnia são (CAISO, 2016; CAISO, 2017): aumento da demanda através da expansão da área de controle da ISO da Califórnia para outros estados; aumento da participação da Califórnia no mercado interno de energia, *Western Energy Imbalance Market*; implantação de veículos elétricos; incentivo através de taxas para o uso de energia durante o dia; uso de recursos flexíveis; mudanças no padrão das demandas; cortes na geração de energia renovável – em inglês - *curtailment*; diminuição do ponto de geração mínimo, e; aumentar o armazenamento de energia no Estado.

2.5.1 Expansão da Área de Controle e o *Western Energy Imbalance Market*.

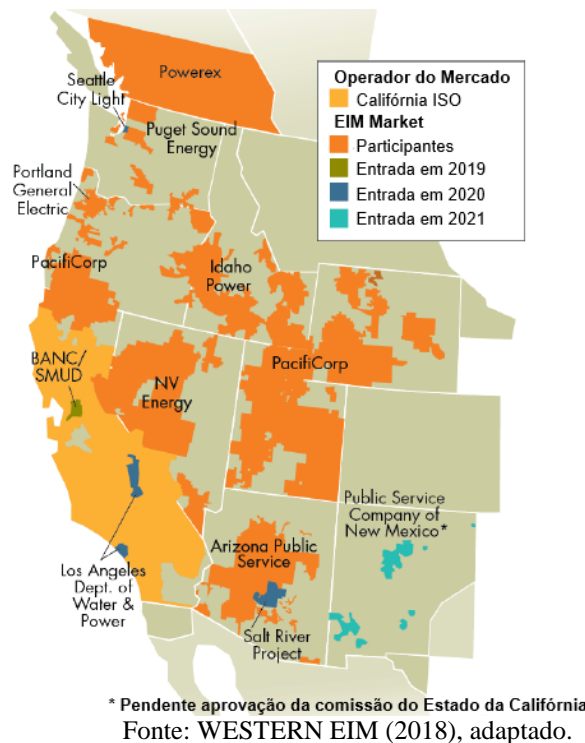
Conforme já exposto, a principal operadora do sistema de transmissão de energia da Califórnia é a CAISO. A operadora é responsável por 80% do fluxo de eletricidade da Califórnia e ainda de uma pequena parte no estado de Nevada. Desta forma, se torna a maior ISO do Oeste, sendo responsável por 35% de toda a energia desta área (CAISO, 2018b).

Com o aumento da área de controle, os demais estados poderiam utilizar a energia excedente, e dessa forma, evitar a supergeração, distribuindo os baixos custos ao longo de uma maior área geográfica. (CAISO, 2016). Com o mesmo intuito, existe no oeste um mercado de energia que permite aos participantes vender e comprar energia em tempo real, quando necessário, conhecido como *Western Energy Imbalance Market* (EIM).

O sistema, idealizado e operado pela CAISO, detecta automaticamente o menor custo da energia para entregar ao consumidor (WESTERN EIM, 2018) com o intuito de possibilitar a integração das energias renováveis em uma maior área o mercado tem se expandido. (TRAWEK, 2018).

A participação no mercado, no entanto, ainda se configura de forma voluntária, ou seja, cada organização decide quanto irá vender ou comprar do mercado, de forma que o planejamento é composto por ações coletivas (KOSCHMANN, 2012). A Figura 24 mostra os atuais participantes e o planejamento para expansão nos próximos anos.

Figura 24 - EIM Market participantes ativos e planejamento para os próximos anos



2.5.2 Veículos Elétricos

Como parte da política sustentável, a Califórnia, através do governador Jerry Brown, colocou como meta a circulação de 1.5 milhões de veículo com zero emissão de gases estufa nas rodovias do estado. Com o intuito de atingir o objetivo, o governador publicou o plano de ações que definia as estratégias adotadas. Uma das estratégias é a integração dos veículos elétricos à rede (CAISO, 2014c).

A estratégia publicada gira em torno de uma rede inteligente, na qual o veículo, enquanto conectado a tomada, poderia realizar serviços a rede, atendendo ainda às necessidades dos consumidores. Dessa forma, os veículos seriam capazes de administrar as cargas, ou seja, haveria formas de interação entre os veículos e a rede. Assim, o carregamento seria modulado, de forma a atrasar, atrair menos ou mais eletricidade, ou desligando e ligando a carga. A interação bidirecional refere-se à absorção controlada e descarga de energia entre a grade e a bateria do veículo ou um edifício e um veículo-bateria (CAISO, 2014c).

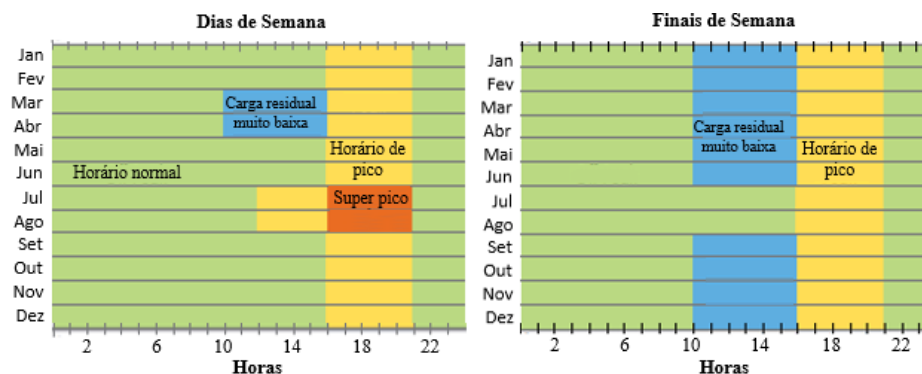
Apesar da implantação dos veículos elétricos, a integração destes com a rede ainda não é garantida, isto porque algumas barreiras já foram identificadas para a efetiva execução desta estratégia (CAISO, 2014c).

2.5.3 Taxas por Período de Uso

Como parte das políticas para redução dos riscos associados à penetração das energias renováveis na rede, o governo da Califórnia desenvolveu um mecanismo de preços para detectar os momentos em que houver extra ou escassa produção de energia.

Historicamente, a variação de preço estava associada a momentos de picos, desta forma, os preços da energia eram superiores, incentivando aos consumidores o uso da energia durante os demais períodos. No entanto, com a entrada das renováveis, os preços estão sendo estudados para intensificar o uso da energia durante períodos de supergeração, reduzindo, desta forma, os valores e estimulando os usuários a consumirem nessas horas do dia (CAISO, 2015). A Figura 25 apresenta a análise de preços realizada pela CAISO.

Figura 25 - Análise da carga residual realizada pela CAISO.



Fonte: CAISO (2015), adaptado.

A análise identificou os momentos em que a oferta tende a ser reduzida, o que acontece nos horários de pico – em inglês *peak* - de 16h às 21h, quando o sol está se pondo e a produção solar diminuindo. Durante os meses de junho e agosto a demanda é ainda maior e começa ao meio dia, esses horários foram denominados pela CAISO como *super peak*.

Com exceção dos meses de julho e agosto, a produção tende a ser abundante das 10h às 16h durante os finais de semana, horários em que a carga residual é baixa e há a possibilidade de ocorrer a supergeração, conhecidos como *super off peak*. O fenômeno acontece, da mesma forma, nos meses de março e abril, durante a semana, quando o clima é ameno e o uso do ar condicionado é mínimo. Nos demais horários a carga é normal, denominada pela CAISO como *off peak* (CAISO, 2015).

2.5.4 Recursos Flexíveis

A iniciativa tem como objetivo principal o estabelecimento dos requisitos necessários para a atender às necessidades da operadora, nos momentos de alta demanda em curto espaço de tempo e nos momentos de baixa demanda e alta produção. Nesse sentido, a CAISO estabeleceu características necessárias para promover a flexibilidade desejada dos recursos. As regras têm o intuito de gerenciar a produção e o armazenamento de energia para fornecerem a capacidade flexível. (CAISO, 2018c).

Em 6 de novembro de 2014, a CAISO começou a permitir que as produtoras de energia enviassem propostas de capacidade flexível para adequação de recursos anual e mensal com base na aprovação condicional da FERC, da alteração tarifária proposta pela ISO. A FERC subsequentemente aprovou novas alterações que o ISO implementou em 22 de dezembro de 2014 para permitir a aquisição de capacidade flexível de proteção no caso de uma deficiência cumulativa. (CAISO, 2018c).

A fase 2 desta iniciativa está substancialmente alinhada com a iniciativa DAME (*Day-Ahead Market Enhancement*) da ISO, assegurando que a aquisição futura de atributos flexíveis de recursos apoie as necessidades operacionais da ISO. A ISO prorrogou a implantação planejada de granularidade de programação de 15 minutos do outono de 2019, para o outono de 2020 e o produto de rampa flexível do dia seguinte para o outono de 2021. (CAISO, 2018c).

2.5.5 Mudanças na Demanda

Apesar da confiabilidade da rede estar associada principalmente à adequação dos produtores de energia às novas características do sistema, a CAISO tenta, paralelamente, alterar os padrões de demanda a fim de corresponder à oferta de energia (CAISO, 2018d). Um dos programas implantados é a Resposta de Demanda – Em inglês *Demand Response* (DR) – que é um recurso que permite aos consumidores reduzir o seu uso de energia durante um período determinado, ou postergar o uso para outro período, através de preços diferenciados, incentivos financeiros, condições ambientais ou através de um sinal específico (CPUC, 2018b).

De maneira geral, o preço da energia no atacado é reduzido, e problemas como apagões tendem a não existir. Atualmente, os programas de resposta à demanda são administrados pelas três concessionárias da Califórnia: PG&E, SCE e SDG & E⁶. A maioria dos programas destina-se a grandes clientes comerciais e industriais equipados com medidores capazes de medir e relatar o uso de energia em intervalos de uma hora ou menos (CPUC, 2018b).

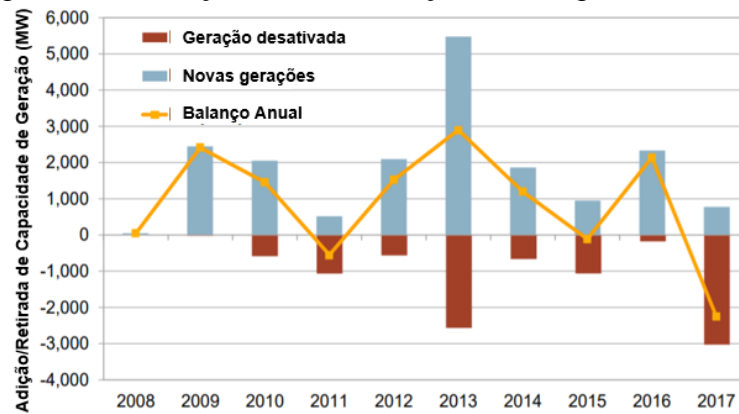
Os clientes que não possuem medidores poderão participar a medida que as propostas das empresas de medição sejam aprovadas e regulamentadas (CPUC, 2018b).

2.5.6 Ponto Mínimo de Geração

Outra medida identificada pela operadora, com o intuito de impedir a geração além da demanda, é a exploração de políticas com a finalidade de reduzir os níveis de geração mínima (CAISO, 2017). A redução da geração mínima das fontes convencionais é essencial para que ocorra a integração da geração solar. O ponto de geração mínima é resultado de características técnicas, econômicas e contratuais. (DENHOLM, 2016). Com a redução do ponto de geração mínima são evitadas as supergerações, assim como os cortes nas gerações renováveis. A Figura 26 aponta para a entrada de novas gerações e finalização de contratos. Aproximadamente 3 GW de geração por gás foram cortados enquanto a maioria das novas gerações são de fonte solar (BLANKE, 2018).

⁶ Na Califórnia, os principais geradores de energia são os privados, conhecidos como *investor-owned utility* (IOU) de propriedade de acionistas, em oposição a empresas municipais de propriedade dos clientes que atendem. As três maiores Concessionárias na Califórnia são: *Pacific Gas and Electric (PG&E)*, *Southern California Edison (SCE)* e *San Diego Gas and Electric (SDG&E)* (CAISO, 2018e).

Figura 26 - Balanço Anual da Geração de Energia na Califórnia



Fonte: Blanke (2018), adaptado.

2.5.7 Armazenamento

O armazenamento de energia se tornou uma importante ferramenta para auxiliar na integração das gerações solar e eólica, na rede elétrica. A tecnologia pode ser utilizada de forma a armazenar a geração das renováveis quando a produção excede a demanda e depois despachar a energia quando a produção for baixa. A quantidade de armazenamento necessária para atender o portfólio renovável da Califórnia dependerá de diversos parâmetros, incluindo a interação desta solução com as demais já citadas e o nível de contingenciamento da geração renovável aceitável.

O armazenamento pode ser feito através de diversas tecnologias, como baterias, armazenamento eletromecânico, ar comprimido, bombeamento e armazenamento térmico. O armazenamento pode estar conectado no sistema de transmissão, de distribuição ou no local de consumo (Denholm, 2016; CEC, 2018d).

Um dos benefícios associados a esta tecnologia é a redução de gases do efeito estufa⁷, atingida através do armazenamento da geração renovável para posterior uso, evitando os contingenciamentos e substituindo o uso de eletricidade produzida por combustíveis fósseis para atendimento às rampas de produção. Nesse sentido, a tecnologia coopera também para a redução da demanda nas horas de pico. (CEC, 2018d).

⁷ Em julho de 2017, a Califórnia estendeu até 2030 o programa de redução de gases do efeito estufa através da *Assembly Bill 389*. A lei tem como alvo a redução da emissão para ao mínimo 40% abaixo dos níveis de emissão de 1990. Em 2015, aproximadamente 86% da emissão de gases do efeito estufa estavam associadas ao consumo de energia (EIA, 2018a).

O investimento em armazenamento pode também substituir uma possível aplicação de capitais na geração, transmissão ou distribuição de energia. Isso acontece porque ao absorver e compensar as flutuações existentes devido às gerações intermitentes, o armazenamento complementa a infraestrutura existente para atender às novas demanda da rede elétrica, aumentando de maneira indireta, a confiabilidade do sistema. (CEC, 2018d).

A Califórnia representa o maior mercado de armazenamento de energia nos Estados Unidos. Em 2010, o governo da Califórnia criou a *Assembly Bill 2514* que tinha como principal objetivo encorajar a incorporação de sistema de armazenamento na rede elétrica. (CEC, 2018e). Em cumprimento à lei, em 2013, a CPUC determinou alvos para as IOUs, estipulando que estas instalassem um total de 1.3 GW de armazenamento até 2020, incluindo até 125 MW de armazenamento distribuído. A Tabela 3 mostra a atual situação dos projetos de armazenamento do estado. (CEC, 2018d).

Tabela 3 - Armazenamento das operadoras da Califórnia em 2018 (MW)⁸

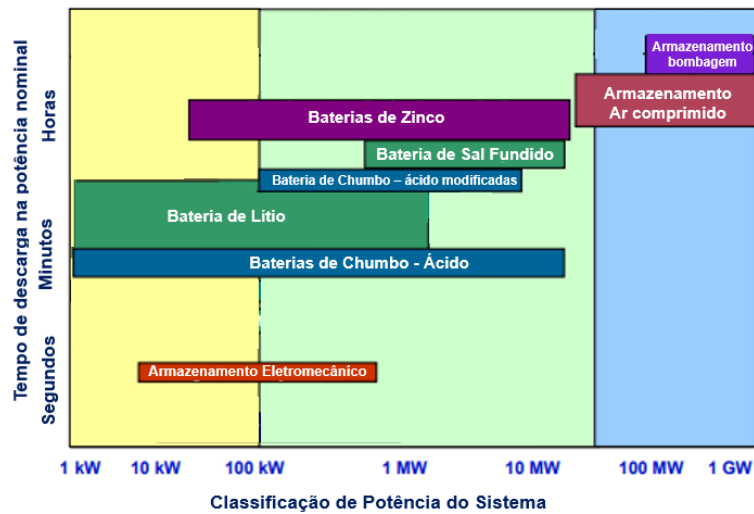
<i>Pacific Gas and Electric</i>					
Transmissão	310	0	0	692,5	692,5
Distribuição	185	6,5	10	20	36,5
Consumidor	85	26,1	0	20	46,1
<i>Southern California Edison</i>					
Transmissão	310	20	100	0	120
Distribuição	185	56	65,5	10	131,5
Consumidor	85	110	195	0	305
<i>San Diego Gas & Electric</i>					
Transmissão	80	40	39	0	79
Distribuição	55	43,6	13,5	0	57,1
Consumidor	30	30	0	0	30
TOTAL	1325	332,2	423	742,5	1.497,70

Fonte: CEC (2018d), adaptado.

O armazenamento de energia varia de acordo com a sua capacidade de despachar e a quantidade de energia armazenada, que pode variar de *watts* a *giga watts* (CEC, 2018d). A Figura 27 mostra as aplicações de cada tipo de armazenamento.

⁸ Os projetos cancelados ou descomissionados não estão incluídos nesta relação.

Figura 27 - Classificação dos sistemas de armazenamento

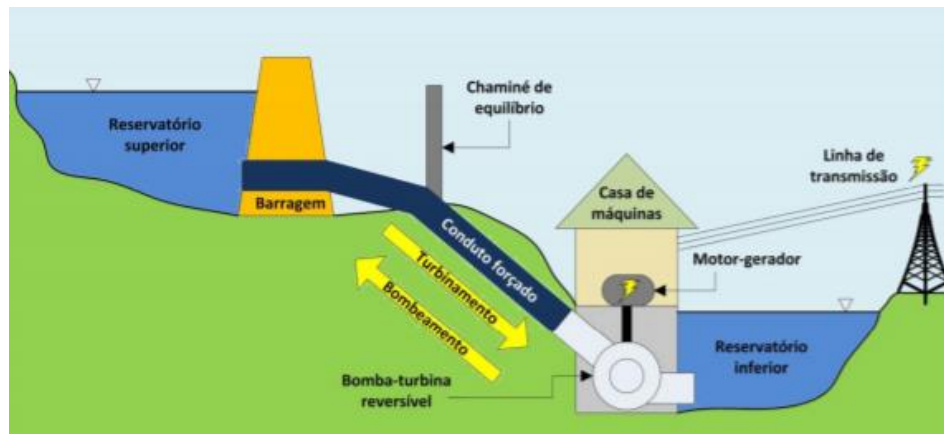


O armazenamento de energia pode também ser utilizado com o intuito de criação de pequenas redes, com sistemas capazes de controlar internamente a carga e as fontes de geração, e responder à rede, como um ponto de conexão. As microrredes são capazes de sustentar cargas críticas até que a operação da rede seja reestabelecida. Atualmente na Califórnia existem 31 microrredes. (CEC, 2018c).

2.5.7.1 Armazenamento por bombagem

O armazenamento por bombagem é feito através da utilização da conversão de energia. Desta forma, a energia é armazenada em forma potencial por meio do bombeamento de água de um reservatório em um nível, para um outro reservatório, que se encontra em uma altura superior. Quando há demanda, a água escoar através da turbina do reservatório de maior altura para o de menor altura gerando energia mecânica no eixo da turbina. (LEVINE, 2011). A Figura 28 mostra o esquema do funcionamento.

Figura 28 - Esquema de uma usina hidrelétrica reversível



Fonte: Canales *et al.* (2015).

As hidrelétricas de armazenamento por bombeamento retiram energia da rede em momentos de baixa demanda e retornam quando a produção é necessária. No entanto, em baixas penetrações de renováveis na rede, a probabilidade da energia armazenada ser proveniente de uma fonte não renovável é maior, ou seja, em momentos de baixa demanda, a energia gerada pelas termoeletricas será armazenada, enquanto a produzida através de fontes intermitentes será consumida na rede (LEVINE, 2011).

A eficiência das plantas varia de 70 e 80%. No entanto, existem dificuldades quanto à localização, visto que para a implantação desta tecnologia, são necessários um desnível e água. As considerações ambientais deste tipo de tecnologia geralmente envolvem o ambiente aquático, mudanças no percurso dos rios, e demais danos que devem ser analisados caso a caso (LEVINE, 2011).

O armazenamento por bombeamento pode fornecer energia por longos períodos e normalmente é utilizado para auxiliar nas oscilações de cargas que acontecem durante o dia. Na Califórnia, a tecnologia é a mais utilizada. Em 2017, 4,5 GW de armazenamento em forma de bombeamento eram operacionais na Califórnia (CEC, 2018d).

2.5.7.2 Armazenamento eletromecânico

O armazenamento por volante – ou *flywheel* – é um mecanismo mecânico que converte a energia cinética em eletricidade através da rotação de um motor. O armazenamento é feito através de uma roda que gira e não está sujeita a qualquer força de atrito ou ação exterior. Quando necessário, a

energia é transformada em eletricidade através do motor. O sistema dura em torno de 25 anos e pode ser fabricado através de material reciclado (CEC, 2018d).

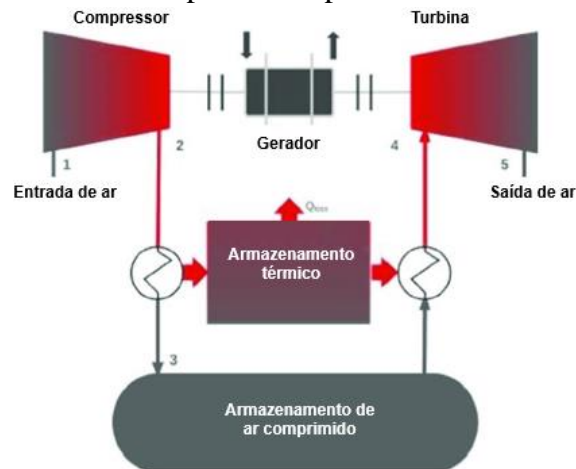
Apenas alguns sistemas de pequeno porte foram instalados na Califórnia e, em sua maioria, foram projetos de pesquisa e desenvolvimento. Em abril de 2017, um sistema de armazenamento eletromecânico conhecido como *Amber Kinetics flywheel* foi testado e recomendado pela CPUC. Desde então, a tecnologia integrou o programa de incentivo a auto geração (*Self Generation Incentive Program*) que incentiva armazenamento em pequena escala e outros sistemas de geração de energia (CEC, 2018d). O armazenamento eletromecânico permite o armazenamento de energia de qualidade e a estabilização durante um curto período de tempo, e por isso não é uma opção financeiramente viável para controle das mudanças decorrentes da geração intermitente. (LEVINE E BARNES, 2011).

2.5.7.3 Armazenamento através de ar comprimido

O armazenamento por ar comprimido é uma tecnologia de baixo custo para armazenar grandes quantidades de energia elétrica na forma de ar comprimido, conseguindo armazenar até 10 MW de energia. O ar pode ser armazenado em uma tubulação, no entanto, para aplicações de larga escala é necessário o desenvolvimento de armazenamentos em formações geológicas no subsolo. (SUCCAR, 2011).

A operação do sistema funciona de maneira similar às turbinas de gás convencional, porém, a compressão e a expansão, neste caso, ocorrem de forma independente e em momentos diferentes. O ar é comprimido e quando necessário, o ar pressurizado é aquecido e expande na turbina, gerando energia. Os sistemas de ar comprimido não foram amplamente desenvolvidos e no mundo só existem dois projetos: um na Alemanha de 290 MW e um no Alabama de 110 MW (SUCCAR, 2011; CEC, 2018d). A Figura 29 ilustra a tecnologia.

Figura 29 - Esquema de armazenamento por ar comprimido.



Fonte: Mozayeni *et al.* (2017), adaptado.

A PG&E estudou a possibilidade de desenvolver um projeto de armazenamento através da compressão do ar no Vale de San Joaquin. A planta seria capaz de fornecer 300 MW de eletricidade em até 10 horas. Em 2018, a operadora publicou um relatório, concluindo que o sistema era tecnicamente viável, mas não economicamente competitivo com outras tecnologias já existentes no mercado (CEC, 2018d).

2.5.7.4 Armazenamento Eletroquímico

O armazenamento eletroquímico inclui diferentes tipos de baterias. Para armazenamento em grande escala os principais tipos são: chumbo-ácido, íon de lítio e baterias que convertem a energia química de dois líquidos em eletricidade. (CEC, 2018d). A Figura 30 apresenta uma das usinas existentes na Califórnia.

Figura 30 - Usina de armazenamento de energia na Califórnia.



Fonte: *Southern California Edison and San Diego Gas & Electric apud CEC (2018d)*.

A bateria contém uma ou mais células eletroquímicas, que podem ser colocadas em série ou em paralelo para obter a tensão e energia desejadas. Dentro desta célula, existem o anodo que é o eletrodo eletronegativo no qual os elétrons são gerados, e o catodo que é o eletrodo eletropositivo para o qual os elétrons migram gerando corrente elétrica. (SCOTT; LEE, 2011).⁹

O armazenamento de baterias carrega uma importante distinção dos demais sistemas: a diferença entre a potência e capacidade energética. As tecnologias convencionais de geração são frequentemente caracterizadas em termos da quantidade máxima de potência instantânea que é medida em unidades como megawatts (MW).

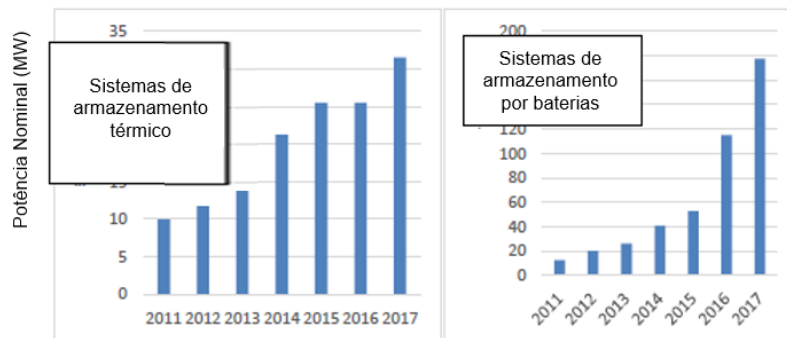
No entanto, as baterias são limitadas pelo tempo que elas conseguem sustentar a saída de energia antes de precisarem recarregar. A duração é o período de tempo que um sistema de armazenamento pode sustentar a saída de energia em sua taxa máxima de descarga, normalmente

⁹ As baterias de chumbo são a tecnologia mais madura, no entanto, as baterias de lítio-íon tem se popularizado devido a maior densidade elétrica e ao uso difundido em eletrônicos. As baterias de lítio estão sendo amplamente usadas também no setor elétrico e no mercado de transportes (CEC, 2018). Uma bateria de lítio funciona de maneira similar às demais. Desta forma, dentro de um revestimento cilíndrico metálico estão três folhas em espiral imersas em um eletrólito líquido, as três folhas funcionam como eletrodo positivo, negativo e um separador. O eletrodo positivo é geralmente Óxido de Lítio Cobalto (LiCoO₂) e o eletrodo negativo usual é o grafite (C₆). Durante o carregamento, os íons do lítio circulam para o eletrodo positivo através do separador poroso e se intercalam no eletrodo negativo. Durante o descarregamento, os íons circulam na direção contrária e se intercalam no eletrodo positivo. (SCOTT; LEE, 2011).

expressa em horas. A capacidade energética do sistema de armazenamento da bateria é a quantidade total de energia que pode ser armazenada ou descarregada pelo sistema de armazenamento da bateria e é medida em unidades como *megawatt* hora. (MWh) (CEC, 2018d).

Em junho de 2017, os sistemas de armazenamento por bateria na Califórnia somavam um total de 177 MW. A Figura 31 mostra o crescimento substancial de armazenamento térmico e eletroquímico no Estado. (CEC, 2018d). As baterias de lítio representam a maior parte destes sistemas. (EIA, 2018b).

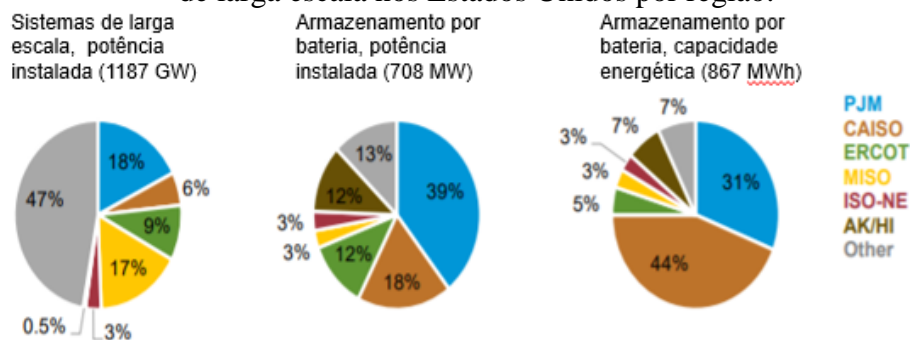
Figura 31 - Crescimento dos sistemas de armazenamento na Califórnia.



Fonte: CEC (2018d), adaptado.

Desde 2013, as baterias têm sido a tecnologia de armazenamento que tiveram maior implementação em sistemas de larga escala¹⁰ nos Estados Unidos. (EIA, 2018b). A Figura 32 mostra que a CAISO detém a maior capacidade de armazenamento por baterias em sistemas de larga escala, sendo responsável por 44% do atual mercado.

Figura 32 - Capacidade de armazenamento de larga escala nos Estados Unidos por região.

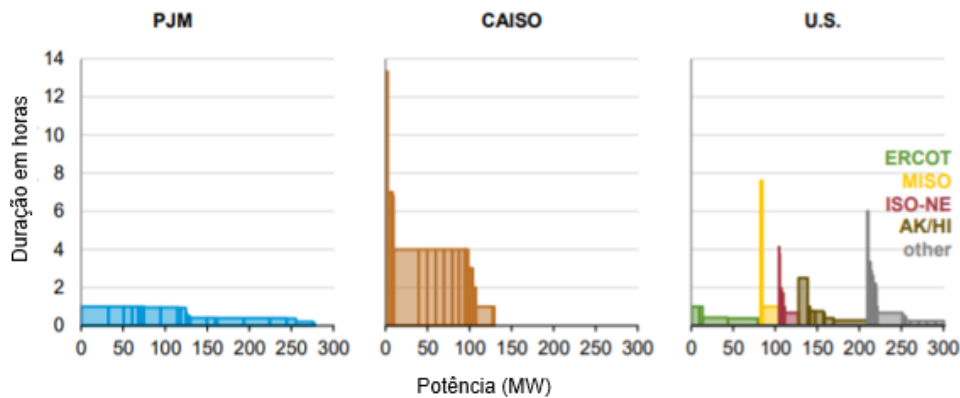


Fonte: EIA (2018b), adaptado.

¹⁰ Ou seja, sistemas que possuem mais de 1 MW de potência e estão conectados à rede elétrica.

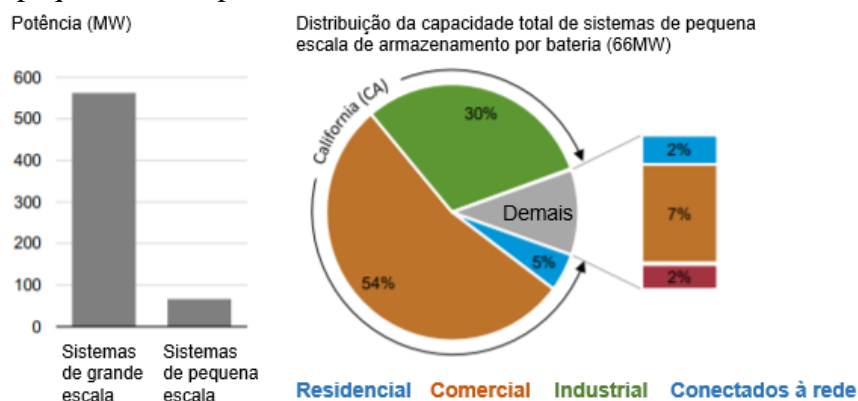
Devido a tendência da Califórnia de utilizar armazenamento eletroquímico para garantir a confiabilidade do sistema, a tendência é que as baterias possuam pequena capacidade energética e longa duração. A Figura 33 aponta para esta tendência. A Figura 34 mostra a distribuição dos sistemas nos diversos setores (EIA, 2018b).

Figura 33 - Potência e duração de sistemas de armazenamento por bateria de grande escala nos Estados Unidos.



Fonte: EIA (2018b), adaptado.

Figura 34 - Distribuição dos sistemas de armazenamento de pequena escala por bateria nos diversos setores dos Estados Unidos.



Fonte: EIA (2018b), adaptado.

No geral, existem desafios associados a esta tecnologia. Um dos principais é a determinação do custo dos sistemas de armazenamento eletroquímico, visto que existe degradação com o tempo. A degradação é caracterizada pela contínua redução da potência e do desempenho energético, associados ao uso e a idade da bateria (EIA, 2018b). Todavia, o armazenamento eletroquímico possui riscos ambientais associados a produção e descarte das baterias. Materiais como o lítio possuem fontes naturais escassas, o que pode, eventualmente, resultar em uma limitação na produção utilizando esta tecnologia (MCMANUS, 2012).

Segundo Sandén e Rade (2001) as reservas mundiais de lítio estarão extintas em 2050. Por outro lado, as baterias de lítio apresentam alto impacto tóxico aos humanos, associados a mineração do lítio. Apesar de apresentarem a maior densidade energética, as baterias de lítio representam os maiores danos ao meio ambiente. Segundo Boyden, Soo e Doolan (2016) a maior parte das baterias de lítio-íon produzidas são aterradas e eventualmente podem liberar material tóxico no solo.

Uma alternativa a este processo tem sido estudada através da reciclagem das baterias. Segundo Gaines, Sullivan e Burnham (2011) e Dewulf *et al.* (2010) o processo reduz o consumo de energia e a produção de gases do efeito estufa, resultando em uma economia de 51,3% de recursos naturais. No entanto, o processo ainda causa impactos ambientais (HISCHIER; WÄGER; GAUGLHOFER, 2005). Os efeitos no geral são o aumento da temperatura global causado pela incineração do plástico associado às baterias, a contaminação do solo, causada pelo aterramento de substâncias não recicláveis, e a liberação de substâncias tóxicas aos seres humanos (BOYDEN; SOO; DOOLAN, 2016).

2.5.7.5 Armazenamento térmico

O armazenamento térmico engloba diversas tecnologias nas quais a energia térmica é armazenada para uso posterior. Uma das principais vantagens em relação às demais tecnologias é sua eficiência, oferecendo um armazenamento durante muitas horas por um custo moderado. A Tabela 4 apresenta a comparação das eficiências das demais tecnologias de armazenamento (BEGEAL; DECKER, 2011).

Tabela 4 - Tabela de eficiência das tecnologias de armazenamento

Tipo de Armazenamento	Eficiência
Baterias	75-80 %
Armazenamento por ar comprimido	79%
Armazenamento eletromecânico	95%
Armazenamento por bombagem	78%
Armazenamento térmico	93 - 99 %

Fonte: NREL (2008) *apud* Levine & Barnes (2011), adaptado.

O armazenamento térmico requer o aumento ou decréscimo da energia interna de uma substância através do seu aquecimento ou da sua refrigeração. A energia é conservada em forma de calor nos materiais. O calor pode ser armazenado através de 3 métodos. No caso do calor sensível, a

temperatura do material é alterada. Por outro lado, quando há o armazenamento de calor latente, o material apresenta uma mudança de fases isotérmica, que é o que acontece nos derretimentos, congelamentos, entre outros fenômenos. O calor pode ser, da mesma forma, armazenado através de uma reação termoquímica reversível (BEGEAL; DECKER, 2011).

De maneira geral, os materiais precisam apresentar uma grande mudança na energia interna por unidade de volume. Dessa forma, o espaço necessário para o armazenamento será reduzido, tornando a tecnologia economicamente atrativa (BEGEAL; DECKER, 2011).

Na Califórnia, 26 MW de sistemas de armazenamento térmico foram instalados. Um exemplo desta tecnologia é o sistema de *Ice Bear*, que é utilizado para refrigerar prédios e tem capacidade de fornecer até 30 kW em 6 horas. O sistema produz gelo durante horas de baixa demanda, quando há o aumento da demanda, o sistema utiliza o gelo armazenado para refrigeração. (CEC, 2018d; ICE ENERGY, 2018).

Outra forma é o uso de dois tanques para armazenamento direto de energia. O sistema é composto por dois tanques que armazenam fluidos em diferentes temperaturas, um em alta e outro em baixa temperatura. O fluido que se encontra em baixa temperatura escoa através de um coletor solar e aquece. Após este processo, o fluido é armazenado no tanque de alta temperatura. Quando necessário, o fluido em alta temperatura é direcionado para o trocador de calor, em que gera energia através da produção de vapor que expande através de uma turbina (BEGEAL; DECKER, 2011).

Dentre os principais fluidos utilizados, o sal fundido é a tecnologia mais consolidada, permitindo que o campo solar opere em temperaturas mais altas do que as atingidas com óleos. No entanto, o sal congela em temperaturas relativamente altas, em torno de 220°C, e um cuidado especial deve ser tomado a fim de evitar o congelamento do fluido nas tubulações (BEGEAL; DECKER, 2011).

No Arizona um armazenamento térmico de sal fundido foi utilizado na planta *Abengoa Sola's 280 MW Solana Generating Station*. O armazenamento tem capacidade para gerar energia por até 6 horas após o pôr do sol. Outro projeto se localiza em Nevada e utiliza sal fundido para armazenar energia em um concentrador do tipo torre central. O projeto começou a operar em 2015 e produziu 127 GWh de eletricidade em 2016 e 42 GWh em 2017. Um vazamento do fluido forçou a planta a parar de operar entre outubro de 2016 e julho de 2017, gerando os baixos resultados alcançados neste

ano (CEC, 2018d). A Tabela 5 mostra as plantas de CSP da Califórnia e dos Estados com integração na rede elétrica. Nota-se que a tecnologia de armazenamento não é difundida nas plantas.

Tabela 5 - Lista de Usinas heliotérmicas na Califórnia e nos sistemas integrados

Projeto	Tecnologia	Capacidade (MW)	Armazenamento (Horas)	Localização
<i>Mojave Solar Project</i>	Cilindro Parabólico	250	N/A	Califórnia
<i>Ivanpah Solar Electric Generating System</i>	Torre Central	377	N/A	Califórnia
<i>Genesis Solar Energy Projects Unit 1</i>	Cilindro Parabólico	125	N/A	Califórnia
<i>Genesis Solar Energy Projects Unit 2</i>	Cilindro Parabólico	125	N/A	Califórnia
SEGS** I ***	Cilindro Parabólico / Gás	13.8	3*	Califórnia
SEGS II ***	Cilindro Parabólico / Gás	30	N/A	Califórnia
SEGS III	Cilindro Parabólico / Gás	30	N/A	Califórnia
SEGS IV	Cilindro Parabólico / Gás	30	N/A	Califórnia
SEGS V	Cilindro Parabólico / Gás	30	N/A	Califórnia
SEGS VI	Cilindro Parabólico / Gás	30	N/A	Califórnia

SEGS VII	Cilindro Parabólico / Gás	30	N/A	Califórnia
SEGS VIII	Cilindro Parabólico / Gás	30	N/A	Califórnia
SEGS IX	Cilindro Parabólico / Gás	80	N/A	Califórnia
Kimberlina Solar Thermal Power Plant ***	Fresnel Linear	5	N/A	Califórnia
Sierra SunTower ****	Torre Solar	5	N/A	Califórnia
Solana Solar Power	Cilindro Parabólico	250	6	Arizona
Saguaro Power Plant	Cilindro Parabólico	1	N/A	Arizona
Maricopa Solar Plant Project ***	Disco Parabólico	1.5	N/A	Arizona
Crescent Dunes Solar Energy Project (Tonopah)	Torre Solar	110	10	Nevada
Nevada Solar One (NSO)	Cilindro Parabólico	72	0,5	Nevada
Stillwater GeoSolar Hybrid Plant	Cilindro Parabólico	2	N/A	Nevada
Tooele Army Depot ****	Disco Parabólico	1.5	N/A	Utah
*O sistema de armazenamento foi danificado em 1999 e não foi consertado **Solar Electric Generating Station *** Não Operacional N/A = Não Aplicável				

Fonte: Solarpaces (2019b)

Análises anteriores já sugerem a utilização do armazenamento térmico para suavizar os efeitos causados pela alta penetração de painéis fotovoltaicos. Delnholm *et al.* (2013) analisa às alterações no valor adicional do CSP com armazenamento analisando a geração de 1% da demanda da CAISO.

Nesta pesquisa, foi considerado um cenário de RPS de 33%, utilizando o modelo de produção obtido através do software PLEXOS. O valor da energia gerada pelo concentrador foi comparado ao da energia produzida pelos painéis fotovoltaicos e através das demais fontes convencionais. Nessa análise, a geração das usinas heliotérmicas foi programada para acontecer em momentos em que o preço da energia estava alto, evitando a produção em momentos de baixo valor.

O valor da energia deslocada pelo CSP com armazenamento ainda custava cerca de \$6/MWh a mais do que a energia gerada pelos recursos de base e \$12/MWh a mais do que a obtida através dos painéis fotovoltaicos. No entanto, o estudo demonstrou que o valor relativo da energia gerada através de recursos despacháveis tende a aumentar em função da penetração de fontes intermitentes. Dessa forma, o estudo apresenta o CSP como uma possível alternativa a ser explorada em cenários de alta penetração de energias renováveis.

Jorgenson, Denholm e Mehos (2013) avaliam de forma similar o valor do CSP em um cenário econômico de RPS 40%. Nesse estudo foram consideradas restrições técnicas e econômicas e variações da tecnologia CSP. A expansão de fontes renováveis para atingir o portfólio foi considerada exclusivamente das tecnologias eólica e solar, a energia exportada foi limitada a 313 GWh, mantendo o limite de 1500 MW por hora. A configuração da planta CSP foi avaliada através da variação do tamanho do bloco de potência e do armazenamento térmico enquanto mantinha constante o múltiplo solar. O estudo observou variações nos valores com o maior RPS e conseqüente maior penetração dos painéis fotovoltaicos, cumulando na diminuição do valor relativo da energia produzida.

Denholm e Margolis (2016) avaliaram a quantidade de armazenamento necessária para garantia de flexibilidade à rede da Califórnia. O estudo avalia a interação das demais políticas, como redução do ponto mínimo de geração, aumento da capacidade de exportação, carros elétricos conectados à rede inteligente, com as políticas de armazenamento e estipula a quantidade de armazenamento necessária para manter os níveis de contingenciamento aceitáveis em 3 diferentes cenários.

Denholm e Margolis (2016) estimam 19 GW de armazenamento para o cenário de alta flexibilidade da rede. Na conclusão, os autores sugerem o uso do concentrador solar com

armazenamento térmico como uma possível alternativa para integrar os altos níveis de penetração dos painéis fotovoltaicos.

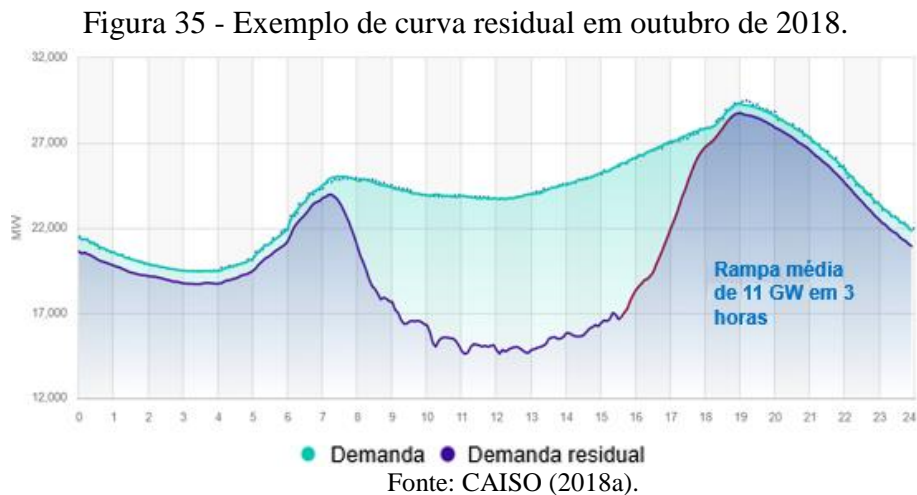
3 METODOLOGIA

Este capítulo tem como objetivo a apresentação e o detalhamento dos procedimentos utilizados na análise dos resultados obtidos a partir das simulações, assim como o esclarecimento das hipóteses adotadas.

3.1 A CURVA DE DEMANDA.

A CAISO é a principal operadora do sistema de transmissão da Califórnia (como afirmado anteriormente). Desta forma, para obtenção da curva de demanda do sistema estudado foram considerados os dados obtidos a partir do site oficial da operadora.

A ISO dispõe em seu site os dados da demanda total e residual do sistema. A Figura 35 apresenta um exemplo de curva exposta no site.



A partir da combinação de dados é possível obter a curva média anual e, dessa forma, determinar a rampa média a ser suavizada através da produção da usina heliotérmica. O sistema, no entanto, disponibiliza apenas os dados referentes ao ano de 2018, tendo como partida a data de 10 de abril de 2018. Assim, os dados utilizados não englobam a demanda anual. A Tabela 6 apresenta a produção mensal dos painéis fotovoltaicos no país.

Tabela 6 – *Output* mensal de painéis fotovoltaicos na rede no ano de 2017

Mês	Geração (MWh)
Janeiro	1.940
Fevereiro	2.419
Março	3.949
Abril	4.385
Maiο	5.261
Junho	5.710
Julho	5.442
Agosto	5.093
Setembro	4.766
Outubro	4.507
Novembro	3.278
Dezembro	3.267

Fonte: EIA (2019)

Pode-se observar que os painéis tiveram maior produção e, conseqüentemente, maior interferência no sistema nos meses de abril a outubro. Dessa forma, a curva obtida pode ser utilizada para uma análise de caráter qualitativo do problema, apresentando dados da demanda dos meses de abril a outubro de 2018. A Figura 36 apresenta a curva de demanda residual a ser atendida. A rampa de produção acontece das 16 às 19 horas e demanda do sistema a produção de 8 GW em 3 horas.

Figura 36 - Curva residual a ser atendida



Fonte: CAISO (2018a), adaptado.

3.2 Modelagem no *SYSTEM ADVISOR MODEL*.

O *System Advisor Model* ou SAM é um *software* desenvolvido pelo Laboratório Nacional de Energia Renováveis (NREL) dos Estados Unidos em conjunto com o *Sandia National Laboratories* em 2005. No entanto, sua versão pública foi lançada em 2007. O programa tem como objetivo facilitar decisões envolvendo a indústria de energias renováveis através da simulação de modelos de performance e financeiros (SAM/NREL, 2019). O SAM simula resultados a respeito da performance e custos da energia disponibilizada na rede para os parâmetros de design inseridos como input no modelo. Ao iniciar o projeto, o projetista define a tecnologia e o modelo financeiro e o programa automaticamente insere valores padrões que devem ser alterados conforme apropriado para a correspondente análise (SAM/NREL, 2019).

Através do modelo de performance é possível a simulação do *output* elétrico de energia de hora em hora, resultando em valores que representam a produção ao longo de um ano. Os resultados podem ser explorados através de características de performance do sistema disponíveis em tabelas e gráficos (SAM/NREL, 2019).

As tecnologias simuladas variam de painéis fotovoltaicos às usinas de biomassas, sendo possível também a simulação das diversas tecnologias de concentradores solares, modelos de armazenamento por bateria associado à tecnologia fotovoltaica, usinas eólicas, entre outros (SAM/NREL, 2019).

Além de simular a performance ao longo de um ano, o SAM possui outras opções de análises que permitem a avaliação de diferentes simulações. Um exemplo é a análise paramétrica que permite ao projetista a atribuição de diferentes valores para variáveis de entrada através das quais são gerados gráficos e tabelas apresentando o valor dos outputs para cada valor das variáveis de entrada. Esse modelo é útil para a otimização e exploração das relações entre variáveis de entrada e resultados (SAM/NREL, 2019).

Um dos *outputs* do programa utilizado neste estudo é o *dumping* anual de energia. O *dumping* acontece sempre que a capacidade máxima de armazenamento é atingida ou a temperatura máxima dos receptores é atingida. Então os heliostatos são desfocados de forma a evitar que o material receptor receba energia que não será utilizada ou como forma de proteção ao equipamento. (MEYER, 2018). Desde 2007, novas versões do programa são lançadas a cada ano, adicionando novas tecnologias e modelos financeiros (SAM/NREL, 2019). A versão utilizada neste estudo é a 2017.9.5.

3.3 ESCOLHA DA TECNOLOGIA CSP.

Conforme apresentado no item 1.2.2 do capítulo 1, a tecnologia de concentradores cilíndricos parabólicos é a mais consolidada no mercado. Dessa forma, houve a escolha por esta tecnologia que é a mais aplicada no mundo, visto que o objetivo deste trabalho não é comparar as diferentes tecnologias do CSP e sim avaliar as consequências de um modelo para despachar, que pode estar associado a qualquer uma destas tecnologias.

3.3.1 Cilindro Parabólico Sam.

A versão do SAM possui dois modelos distintos para análise da planta. O primeiro modelo é um conjunto de equações obtidas a partir de dados coletados das plantas SEGS nos Estados Unidos e por isso possui o nome de modo empírico. O segundo é denominado modo físico e é caracterizado pela utilização de modelos matemáticos de transferência de calor e termodinâmica para realizar os balanços energéticos de cada componente da planta (SAM/NREL, 2019).

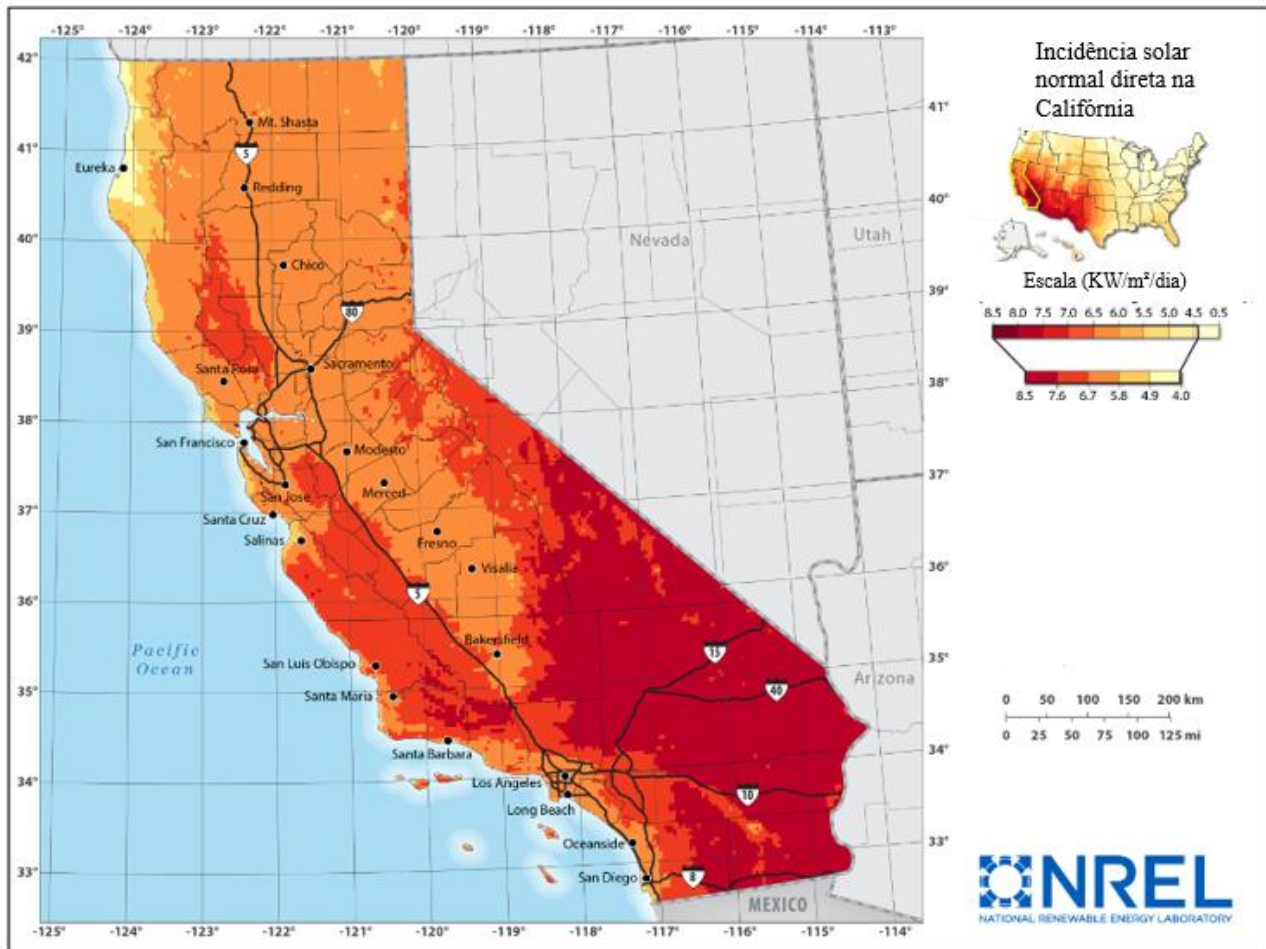
Neste estudo, as simulações foram realizadas utilizando-se o modo físico, pois este apresenta maior flexibilidade para modelagem de plantas com características diferentes das SEGS e por isso resulta em valores mais precisos de acordo com os dados de entrada inseridos.

Conforme já explicitado na seção 3.2, o programa possui valores padrões para cada tipo de planta e não é necessário que todos os *inputs* sejam realizados para a execução das simulações. Neste trabalho, são utilizados os valores padrões do *software*, salvo quando exposto o contrário.

3.4 ESCOLHA DA LOCALIDADE.

Conforme apresentado no capítulo 2, a Califórnia possui plantas heliotérmicas instaladas em seu território. Em geral, para a construção de uma usina heliotérmica, o foco está na irradiação normal direta (DNI). A intensidade mínima recomendada para projetos de CSP vem sendo adotada como 2000 KWh/m²/ano, aproximadamente 5,5 KWh/m²/dia (NREL, 2005). A Figura 37 apresenta o mapa de distribuição de DNI da Califórnia.

Figura 37 - Mapa de distribuição de irradiação direta na Califórnia



Fonte: NREL (2019).

Como pode ser visto na Figura 37, a maior irradiação direta se concentra na faixa próxima ao Arizona, onde se localiza o deserto da Califórnia, onde a irradiação direta é de 7,5 a 8 KWh/m²/dia, satisfazendo as condições de intensidade mínima adotadas pela NREL.

No SAM é possível a obtenção de dados meteorológicos de uma determinada localização através da biblioteca do sistema. Os arquivos possuem dados a respeito dos recursos solares e eólicos, de uma determinada região, descritos de hora em hora ao longo de um ano. Os dados são obtidos através de medições feitas na localização, por satélites ou através da combinação das duas informações (SAM/NREL, 2014).

A cidade de Daggett está relacionada na biblioteca do sistema e é também a localização das plantas SEGS I e SEGS II, que estão entre as nove plantas localizadas no Deserto de Mojave (SOLARPACES, 2018). Por estes motivos, optou-se por simular as plantas deste estudo considerando

esta localização, por entender que a mesma satisfaz as condições necessárias para a operação. A Tabela 7 mostra os dados da cidade de Daggett.

Tabela 7 - Dados meteorológicos de Daggett

	Mediana	Mínimo	Máximo	Mínimo médio diário	Máximo médio diário
Irradiação global (W/m ²)	238,54	0	1.089	0	795,41
Irradiação direta (W/m ²)	310,89	0	1.041	0	874,29
Irradiação difusa (W/M ²)	53,54	0	519	0	194,67

Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

3.5 IRRADIAÇÃO DE PROJETO E MÚLTIPLO SOLAR.

O SAM tem como *input* a irradiação de projeto. Esse valor é utilizado para o dimensionamento da área de abertura dos espelhos, que será responsável pela operação do bloco de potência através da geração de calor. Conforme já explicado, o Múltiplo Solar (MS) é adimensional e representa a proporção da área do campo solar construído em relação à necessária para operação do bloco de potência. Neste estudo, o MS é calculado através da ferramenta de análise paramétrica como exposto no Capítulo 4.

Para a escolha da irradiação de projeto foram considerados estudos similares como Malagueta (2013) e Rodrigues (2017) que determinaram a irradiação de projeto como a média das máximas diárias. Dessa forma, a partir da análise da Tabela 7, foi selecionada a irradiação de projeto arredondada de 870 W/m².

3.6 PLANTAS CSP.

3.6.1 Definição da Potência da Planta.

A potência das usinas heliotérmicas que utilizam a tecnologia de cilindro parabólico no mundo variam de 1 a 280 MW (SOLARPACES, 2019a). O critério de escolha para este estudo se baseou, então, na disponibilidade de dados e considerou o fato da base de custos do SAM utilizar como

referência as plantas de cilindro-parabólico dos EUA de 100 MW. Desta forma, as plantas simuladas neste estudo utilizam a potência de 100 MW.

3.6.2 Arranjo das Plantas no SAM

A planta CSP com tecnologia cilindro-parabólico no SAM é subdividida em 3 blocos principais: o campo solar, o sistema de armazenamento e o bloco de potência.

O campo solar é caracterizado pelos coletores, pelo fluido de transferência de calor (HTF) e pela bomba do fluido, sendo opcional ao projetista o sistema de armazenamento térmico e o sistema de *backup* à base de combustível fóssil.

O sistema de armazenamento térmico utiliza reservatórios em número par, sendo um frio e outro quente. O projetista pode configurar o sistema para que a transferência de calor ocorra de maneira direta ou indireta. No primeiro caso, o fluido de transferência de calor é o armazenado no tanque e não é necessária a presença de um trocador de calor.

No segundo caso, o sistema possui um trocador de calor no qual o HTF transfere calor para outro fluido com melhores propriedades de armazenamento e este, então, é armazenado nos tanques. Apesar de existir e ser tecnicamente possível, o SAM não permite a geração direta de vapor em cilindro parabólico. O sistema de *backup* funciona como um adicional de calor ao HTF após a passagem do fluido nos coletores e antes da ida ao bloco de potência para gerar vapor. Neste trabalho, as plantas simuladas são necessariamente solares, dessa forma, o sistema de *backup* não é utilizado.

O bloco de potência funciona como um ciclo *Rankine* convencional, onde o vapor gerado é utilizado para operar uma turbina de vapor, que se encontra acoplada a um gerador elétrico. O vapor extraído da turbina é resfriado em torre úmida ou seca, e direcionado à bomba para a retomada do ciclo.

3.7 CAMPO SOLAR.

No SAM, o campo solar pode ser definido a partir de 2 parâmetros: Pelo múltiplo solar e pela área de abertura. Neste estudo a área das plantas não é restrita, assim como a abertura dos espelhos. Por este motivo, se optou por modelar através do múltiplo solar. Nas simulações, o múltiplo solar foi otimizado de modo a minimizar as perdas e maximizar a produção anual de energia.

Os demais parâmetros a serem definidos para o campo solar são:

- Irradiação de Projeto (já discutida na seção 3.4);
- Modelo dos coletores e receptores (o SAM possui uma biblioteca com os principais modelos do mercado e permite a criação de equipamentos hipotéticos ou não contemplados pela biblioteca);
- Número de divisões do campo;
- Definição do fluido de transferência de calor;
- Temperaturas de entrada e saída e fluxos mínimo e máximo do HTF do campo solar;
- Espaçamento entre as fileiras de coletores, ângulos de orientação dos coletores, eficiência da bomba do HTF, temperatura de proteção de congelamento, regime de lavagem dos espelhos, entre outros.

Após a determinação destes parâmetros o software é capaz de retornar o número de loops, a área total de abertura, a potência máxima de output do campo solar, a área ocupada pelo campo solar e a área total da planta.

3.8 ARMAZENAMENTO E DESPACHO.

Conforme já descrito, o sistema de armazenamento presente no SAM opera com pares de tanques frio e quente. Dessa forma, um dos *inputs* do projetista é o número de pares da planta. No caso desse estudo, o número de pares utilizado foi 1. Outras informações que podem ser alteradas pelo projetista são:

- Capacidade de armazenamento em horas;
- Altura do tanque;
- Altura mínima do fluido dentro do tanque;
- Coeficiente de perda térmica do tanque;
- Temperaturas dos tanques quente e frio;
- Capacidade térmica do tanque (a taxa máxima de calor adicionada aos tanques);
- Temperatura inicial do fluido no sistema de armazenamento;
- Fluido de armazenamento.

O SAM conta com uma biblioteca de fluidos para armazenamento. É possível também a definição de um fluido não listado ou projetado através da especificação de alguns valores como calor específico, densidade, viscosidade, viscosidade cinética, condutividade, entalpia e a temperatura na

qual estes valores foram definidos. A Tabela 8 apresenta os fluidos disponíveis na biblioteca do programa.

Tabela 8 - Fluidos para o tanque de armazenamento térmico disponíveis no SAM.

Fluido	Densidade do fluido [Kg/m ³]	Calor específico do fluido [KJ/KG.K]
Hitec Solar Salt	1.880,12	1,49976
Caloria HT43	652,863	2,8864
Hitec XL	1.967,22	1,437
Therminol VP-1	779,361	2,41858
Hitec	1.838,11	1,56
Downtherm Q	730,867	2,58738
Downtherm RP	801,25	2,54286
Therminol 59	725,991	2,7022
Therminol 66	788,982	2,6681

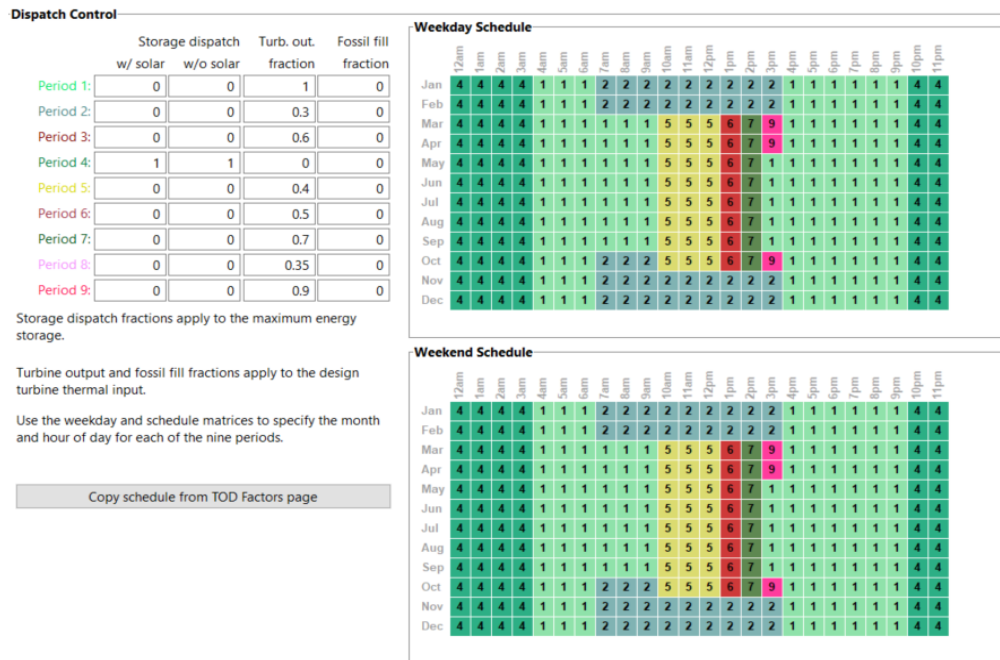
Fonte: SAM/NREL (2019).

O sistema de despacho de energia é controlado a partir da tabela esquemática indicada na Figura 38. O SAM permite a definição de 9 períodos diferentes que devem ser indicados para descreverem o comportamento da planta ao longo dos dias, semanas e meses do ano. Para cada período deve ser definido um valor de 0 a 1,05. Esse valor representa a razão da potência que deverá ser gerada pela turbina no bloco de potência.

Através do sistema também é controlada a fração de despacho do armazenamento quando o campo solar está ou não operando. Para isso é definido um valor de 0 a 1, que representa a fração mínima de volume a permanecer no tanque quente. Assim, 0 indica que sempre haverá despacho no tanque, se possível e necessário, e 1 que nada será despachado. No caso deste estudo, a fração mínima de volume utilizada é sempre 0, permitindo que a todo momento a planta utilize o armazenamento para atender ao perfil de despacho selecionado.

É possível, ainda, a definição da fração mínima de uso do sistema de *backup* ou fração para a qual o sistema é acionado. Este valor pode representar a parcela da potência nominal da turbina que será atendida pelo combustível auxiliar ou a fração mínima de operação da turbina para o qual o sistema de *backup* é acionado. Os valores alternam de 0 a 1, no caso deste estudo o valor utilizado será sempre 0, visto que as usinas projetadas não contam com sistema de *backup*.

Figura 38 - Controle de despacho do SAM.



Fonte: SAM/NREL (2019).

3.9 SIMULAÇÕES.

O ponto de partida para as simulações deste estudo foi a utilização dos recursos já disponíveis no SAM, para avaliação dos possíveis padrões de despacho do armazenamento de uma planta de CSP, de concentradores cilindros-parabólicos. O objetivo é amenizar as alterações existentes na rede elétrica da Califórnia, devido à alta penetração de painéis fotovoltaicos.

Para a determinação do padrão de despacho da energia da planta foram simuladas plantas localizadas na cidade de Daggett, com potência de 100 MW, conforme descrito neste capítulo. Todas as simulações retratam plantas que operam através do ciclo *Rankine*, ou seja, geram energia através de um gerador acoplado a uma turbina de vapor, e possuem o recurso solar como fonte de calor exclusiva.

A localização das plantas em meio ao deserto da Califórnia torna o acesso à água restrito, por este motivo, foi escolhido o resfriamento por torre seca. A Tabela 9 apresenta os principais dados utilizados nas simulações, salvo quando explícito o contrário.

Tabela 9 - Principais dados técnicos das plantas simuladas.

Irradiação direta normal de Projeto	870 W/m²
Fluido de transferência de calor	Therminol VP-1
Coletor	SkyFuel Sky Trough
Receptor	Schott PTR80
Potência nominal	100 MWe
Potência de Projeto	111 MWe
Perdas Parasíticas	10%
Eficiência do ciclo termodinâmico	35,60%
Fluido de armazenamento	Hitec Solar Salt
Geração Mínima da turbina	29%

Fonte: Elaboração Própria.

Para cada planta, foram otimizados as horas de armazenamento e o múltiplo solar. Após a simulação do funcionamento das plantas, a geração é então reproduzida na curva residual, apresentada na Figura 36, para se obter a nova curva residual. A comparação é feita utilizando como parâmetro a geração anual da Califórnia, e por este motivo, foi utilizado o mesmo padrão de despacho durante a semana e nos finais de semana. As principais características das plantas simuladas estão descritas na Tabela 10 e os casos são elucidados em seguida.

Tabela 10 - Resumo dos casos simulados.

	Características	Objetivo
Caso A	<ul style="list-style-type: none"> * Despacho restrito nos períodos de produção fotovoltaica; * Função degrau, saindo da geração mínima para a máxima das 15 às 16 horas. 	<ul style="list-style-type: none"> * Minimizar os impactos de rampa de carga residual;
Caso B	<ul style="list-style-type: none"> * Despacho restrito nos períodos de produção fotovoltaica; * Geração liberada de forma gradual a partir das 15 horas de forma a atingir o pico de produção às 20 horas; * Escolha de dois múltiplos solares. 	<ul style="list-style-type: none"> * Minimizar os impactos de rampa de carga residual; * Evitar que ocorra uma rampa de geração das 15 às 16 horas.
Caso C	<ul style="list-style-type: none"> * Despacho restrito ao longo de todo o dia, exceto no período de pico de demanda das 19 às 22 horas nos meses de baixa irradiação solar; * Geração liberada de forma gradual a partir das 16h; * Mantida a configuração do caso B nos meses de alta irradiação solar. 	<ul style="list-style-type: none"> * Minimizar os impactos de rampa de carga residual; * Manter o funcionamento da planta durante 24 horas em todos os dias do ano.

Fonte: Elaboração Própria.

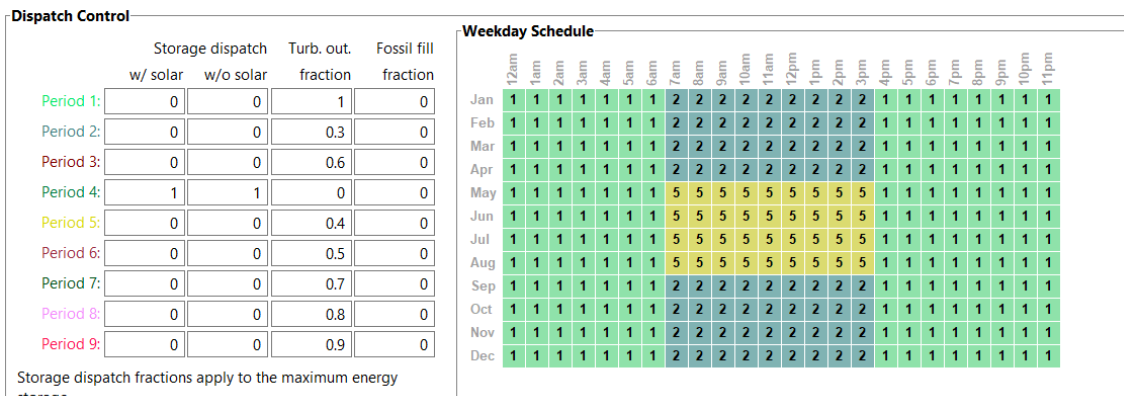
Caso A: Para esta simulação, foi considerada uma planta com geração restrita nos horários em que há produção fotovoltaica. Assim, durante os períodos de irradiação solar, nos quais os painéis fotovoltaicos representam maior impacto na carga residual, a operação da turbina da planta foi restringida. A planta simulada possui geração mínima durante o dia¹¹, de forma a minimizar as perdas de partida, e permitir que a turbina atinja a potência máxima em um período de tempo menor. No entanto, mesmo mantendo a geração mínima, a planta projetada é capaz de armazenar calor para gerar ao final do dia, quando a geração a partir da tecnologia fotovoltaica é reduzida.

A Figura 21 apresenta uma curva de geração fotovoltaica em um dia no estado da Califórnia. Dessa forma, a geração heliotérmica foi liberada durante o período da madrugada, de 0 às 7 horas. Assim, se o armazenamento do dia anterior for capaz de produzir neste horário, a planta produzirá até 100% de sua capacidade nominal.

No período das 7 às 16 horas, a geração é restrita à 30%, com o intuito de não intensificar os efeitos de supergeração. Às 16 horas, a geração é novamente liberada, permitindo à turbina gerar até 100% de sua capacidade até o horário das 7 horas. Nos meses onde a incidência solar é maior, com o intuito de reduzir o *dumping* do sistema, a geração mínima foi aumentada para 40%.

Essa característica de mudança repentina da geração mínima à máxima em 1 hora resulta em um perfil de produção semelhante ao de uma função degrau. Os efeitos dessa escolha são discutidos no capítulo 4. A Figura 39 apresenta a distribuição utilizada nesta análise.

Figura 39 - Controle de despacho - Caso A.



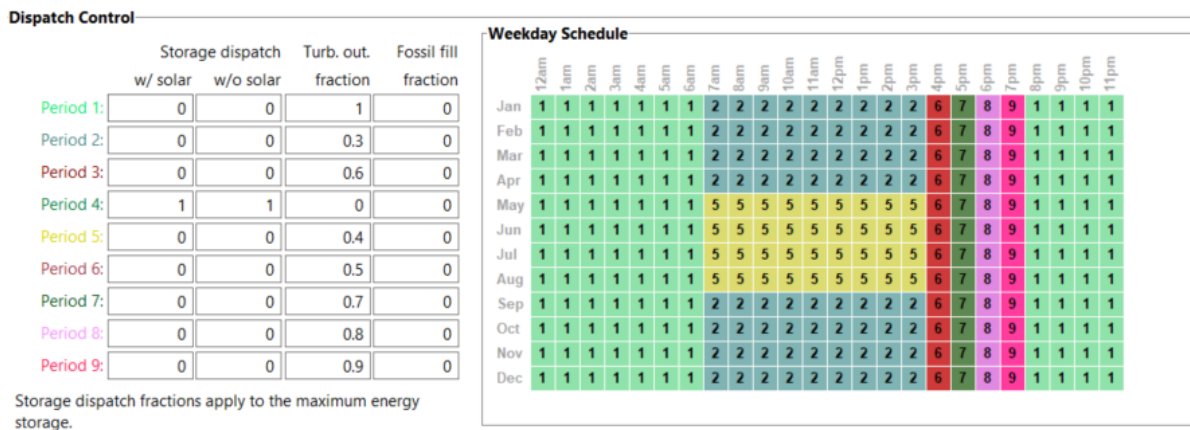
Fonte: SAM/NREL (2019).

¹¹ Análises anteriores de pequenas usinas heliotérmicas indicaram um ponto mínimo de geração de 20-30% da capacidade nominal da planta. (DENHOLM & MEHOS, 2011).

Caso B: Semelhante ao caso A, a geração no período da madrugada é liberada, sendo restringida novamente no período de 7 às 15 horas. No entanto, de forma a induzir a geração máxima da planta no horário de pico da curva de demanda residual (ver Figura 36), a geração é liberada de maneira gradual até às 20 horas.

Dessa forma, os impactos resultantes da rápida rampa de produção das 16 às 17 horas observados no caso A são minimizados. Para esta configuração foram selecionados dois múltiplos solares e a consequência da escolha de cada um deles é discutida no capítulo 4. A distribuição do caso B é apresentada na Figura 40.

Figura 40 - Controle de Despacho - Caso B.



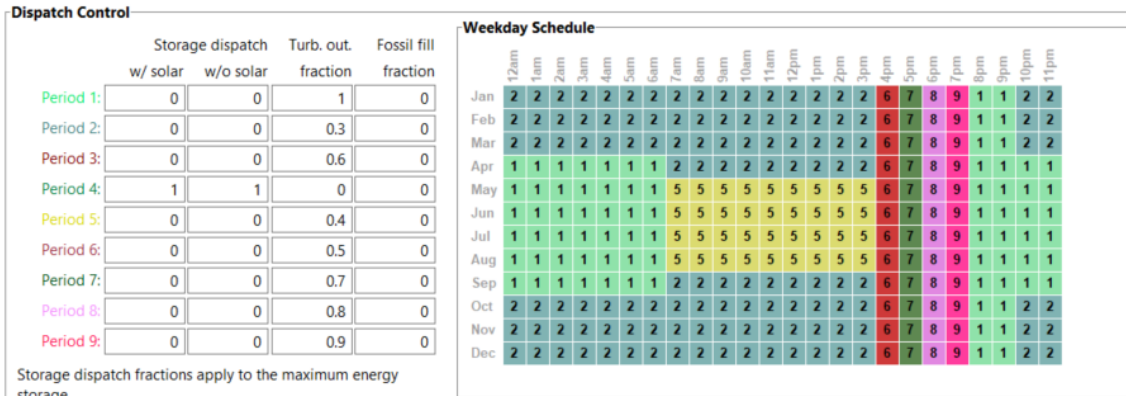
Fonte: SAM/NREL (2019).

Caso C: A partir de uma análise do comportamento da planta nas diversas estações do ano, foi considerada uma planta com a operação, em parte do ano, restrita durante o primeiro período de funcionamento. Essa configuração visa induzir a planta a armazenar calor também neste horário, impedindo, que a produção seja máxima e o armazenamento do dia anterior, caso exista, seja completamente utilizado em um período de tempo menor.

O objetivo é garantir que a planta seja capaz de armazenar calor suficiente para funcionar durante 24 horas. Para isso, foram maximizados o múltiplo solar e as horas de armazenamento, desconsiderando qualquer análise econômica. O propósito final, neste caso, é minimizar as perdas em regime transiente e os desgastes mecânicos dos equipamentos decorrentes do desligamento e acionamento frequentes da planta.

Durante os meses em que a irradiação solar não é suficiente para garantir a geração no período da manhã, a geração torna-se restrita de forma a induzir a produção contínua e o não desligamento da planta. Nos meses em que a configuração é suficiente para manter o funcionamento durante 24 horas, a disposição permanece a mesma apresentada no caso B (ver Figura 40). A Figura 41 apresenta esta nova configuração.

Figura 41 - Controle de despacho – Caso C.



Fonte: SAM/NREL (2019).

4 RESULTADO E DISCUSSÕES

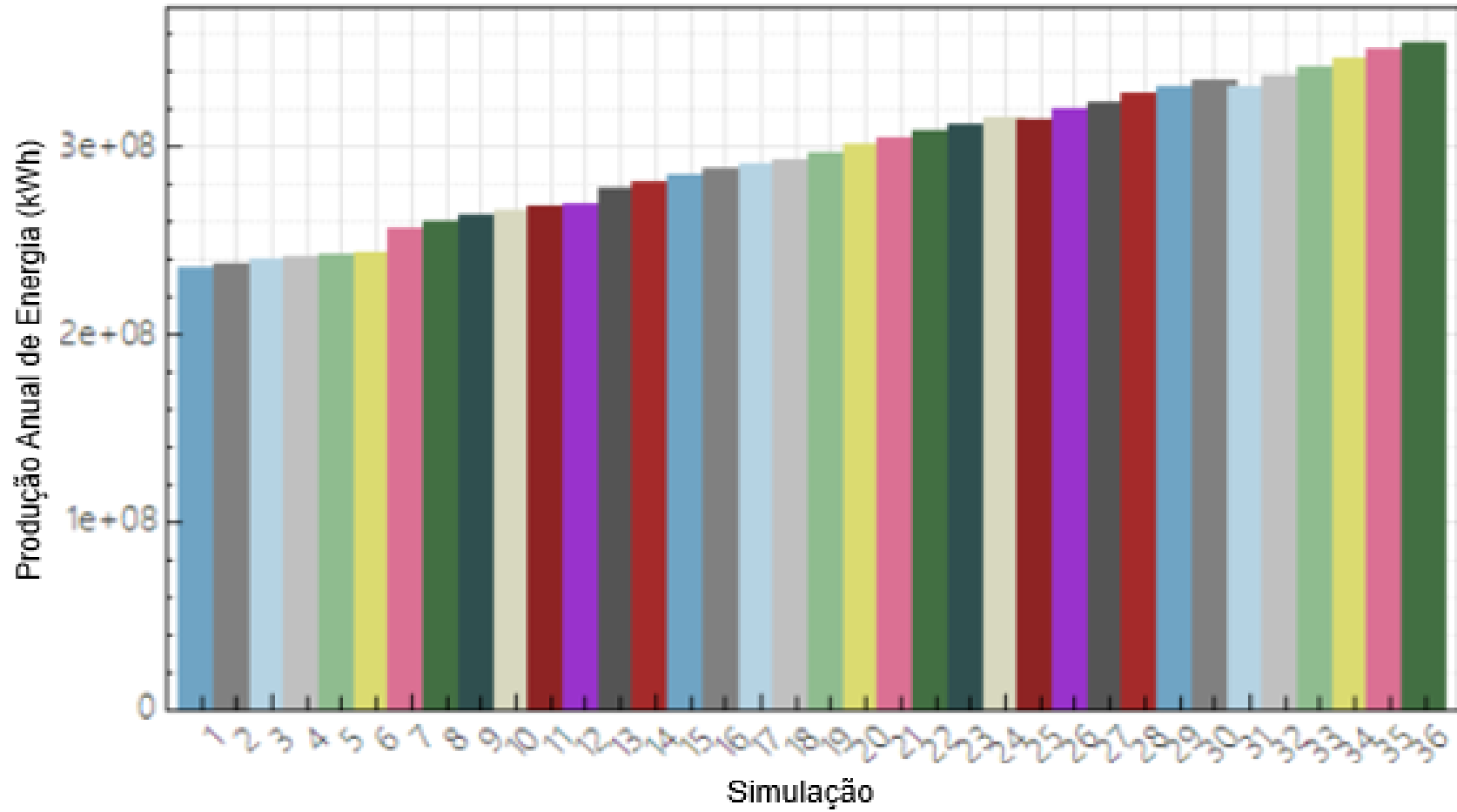
Este capítulo tem como objetivo detalhar as simulações realizadas conforme a metodologia apresentada no capítulo 3.

4.1 SIMULAÇÃO CASO A.

Para determinação do número de horas de armazenamento e do múltiplo solar utilizados nas simulações, foi realizada uma análise paramétrica do comportamento da planta, a partir da distribuição apresentada na Figura 39.

Dessa forma, foi obtida a produção anual de energia em função do múltiplo solar e das horas de armazenamento, de forma a entender a implicação da variação dos parâmetros no output final da planta. A Figura 42 apresenta o resultado desta análise. A Tabela 11 identifica o código das parametrizações.

Figura 42 - Análise da produção anual de energia da planta.



Fonte: SAM/NREL (2019).

Tabela 11 - Identificação das simulações.

Simulação	Horas de Armazenamento	Múltiplo Solar
1	5	2
2	5	2.1
3	5	2.2
4	5	2.3
5	5	2.4
6	5	2.5
7	6	2
8	6	2.1
9	6	2.2
10	6	2.3
11	6	2.4
12	6	2.5
13	7	2
14	7	2.1
15	7	2.2
16	7	2.3
17	7	2.4
18	7	2.5
19	8	2
20	8	2.1
21	8	2.2
22	8	2.3
23	8	2.4
24	8	2.5
25	9	2
26	9	2.1
27	9	2.2
28	9	2.3
29	9	2.4
30	9	2.5
31	10	2
32	10	2.1
33	10	2.2
34	10	2.3
35	10	2.4
36	10	2.5

Fonte: Elaboração Própria.

A partir da análise da Figura 42 é possível perceber que a produção de energia anual aumenta significativamente com o aumento das horas de armazenamento. No entanto, esta diferença não é tão expressiva com o aumento do múltiplo solar.

Esse efeito é resultado da restrição de produção da planta nos horários em que ocorre a maior incidência solar. Com a restrição, a maior parte do calor é destinada ao armazenamento, carregando-o completamente nas primeiras horas de incidência solar. Com a limitação da produção no restante do dia, o excesso de calor, que não pode mais ser armazenado, se torna *dumping*.

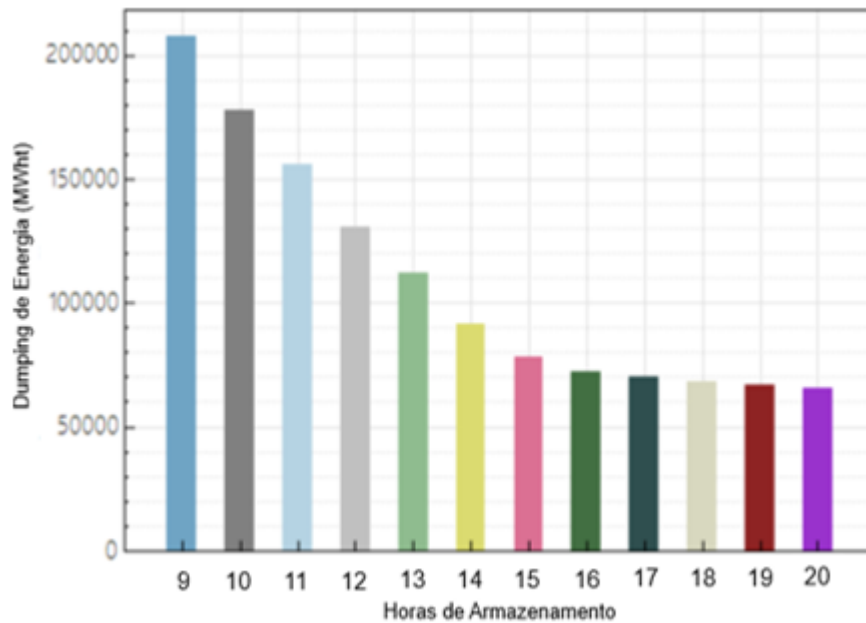
Dessa forma, o aumento do campo solar não resulta em um grande aumento da produção, visto que os espelhos acrescentados só terão o calor absorvido utilizado durante os meses em que a irradiação solar não é suficiente para carregar o armazenamento completamente durante o dia, ou seja, no período do inverno e outono, quando a geração da planta é reduzida devido à baixa irradiação direta.

Por outro lado, com o aumento do armazenamento, esse efeito é diminuído. Durante os meses em que a irradiação solar é alta, o armazenamento levará mais horas para ser carregado, o que implicará em um menor *dumping*, e, resultará em uma maior produção ao final do dia, quando a turbina é liberada para produzir 100% de sua potência nominal.

Assim, o aumento do múltiplo solar, apesar de representar a expansão do campo solar não é significativo na produção anual de energia quando comparado ao aumento das horas de TES. No caso de uma mesma capacidade de armazenamento, os novos espelhos terão parte de sua absorção de energia restrita e o aumento do *dumping* será constatado.

No entanto, caso a capacidade de armazenamento seja aumentada, o *dumping* para um mesmo múltiplo solar será diminuído, no modo que a energia, antes desperdiçada, poderá ser absorvida e significará um aumento da produção ao final do dia. Este padrão pode ser verificado na Figura 43.

Figura 43 - Variação do dumping de energia a partir das horas de armazenamento com múltiplo solar constante igual a 2 – Caso A.

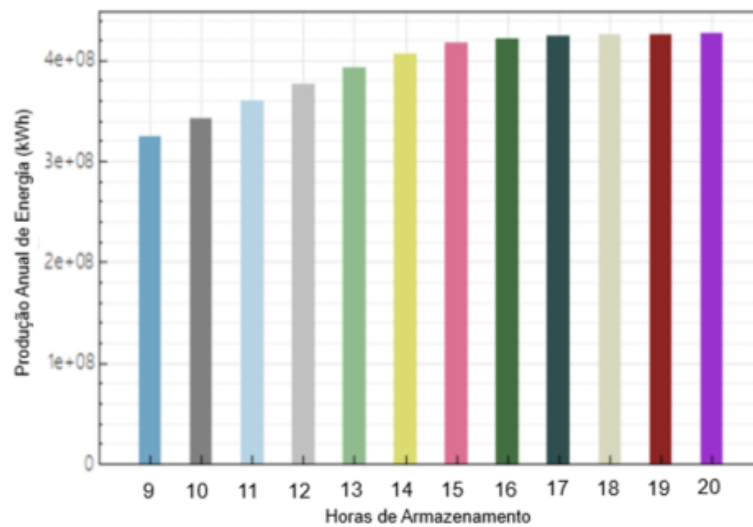


Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

Pode-se notar que a partir das 15 horas de armazenamento as perdas possuem um comportamento assintótico, o que sugere que o aumento do armazenamento não contribuirá para uma maior absorção de calor, visto que o dumping de energia é quase o mesmo.

Consequentemente, as perdas associadas à capacidade do armazenamento são reduzidas, o que sugere que a maior parte dos espelhos tem sua energia absorvida e a diminuição do dumping se associa à maior inércia térmica de reservatórios com capacidade superior de armazenamento. O aumento do armazenamento, neste caso, não representará um aumento significativo na produção anual de energia. Este comportamento pode ser verificado na Figura 44.

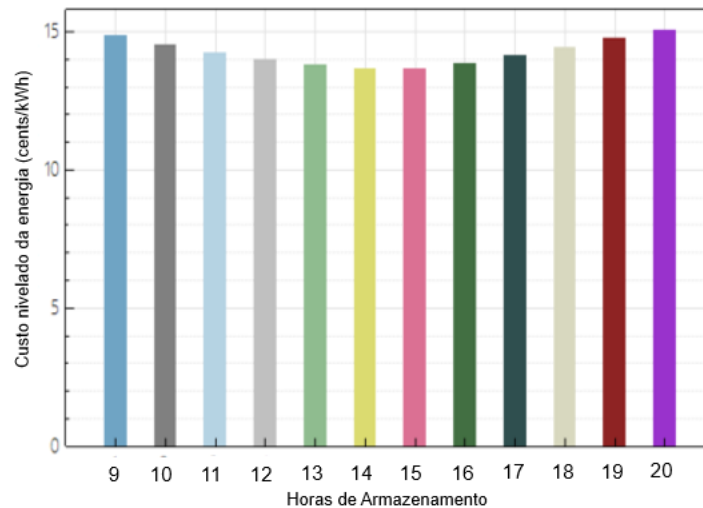
Figura 44 - Produção Anual de Energia com o múltiplo solar constante e igual a 2 - Caso A



Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

Apesar deste estudo não detalhar a parte econômica, o aumento do armazenamento pode significar a aquisição de novos equipamentos, aumento da robustez da planta, o que representa um aumento no valor do projeto, configurando um aumento significativo no custo nivelado da energia, conforme pode ser observado na Figura 45.

Figura 45 - Variação do custo nivelado de energia com múltiplo solar constante igual a 2 – Caso A.

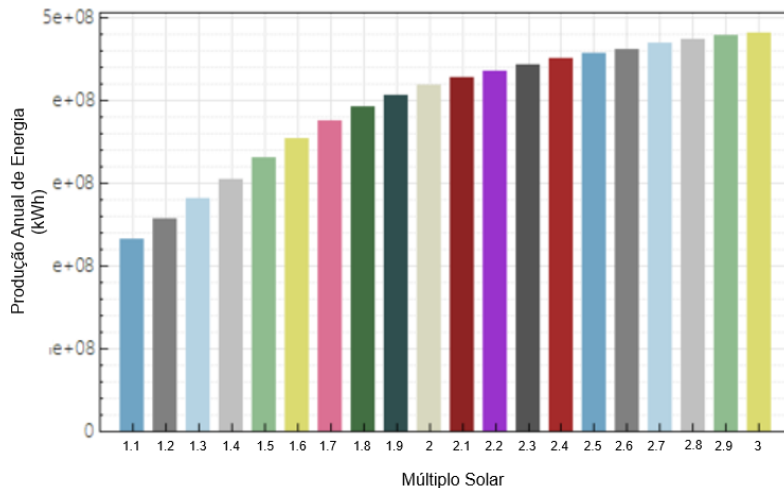


Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

A diminuição do LCOE indica que a planta está tendo maior ganho na produção de energia do que aumento do custo, dessa forma, o custo nivelado da energia diminui. No entanto, aumento do LCOE indica que o aumento da produção de energia não justifica o aumento dos custos, o que aponta

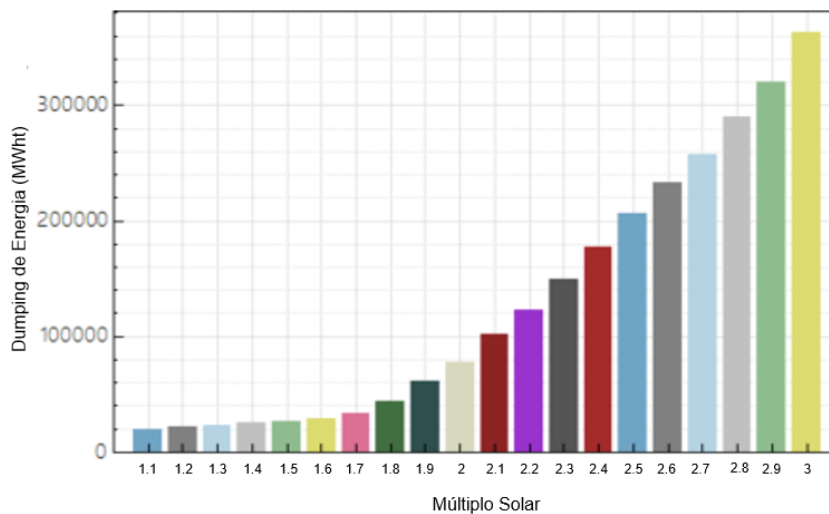
para um superdimensionamento da planta. Por conseguinte, optou-se pela configuração de armazenamento de 15 horas. A otimização do múltiplo solar é avaliada na Figura 46 e na Figura 47.

Figura 46 - Produção Anual de energia com armazenamento de 15 horas - Caso A



Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

Figura 47 - Variação do *Dumping* de Energia com armazenamento de 15 horas Caso A.



Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

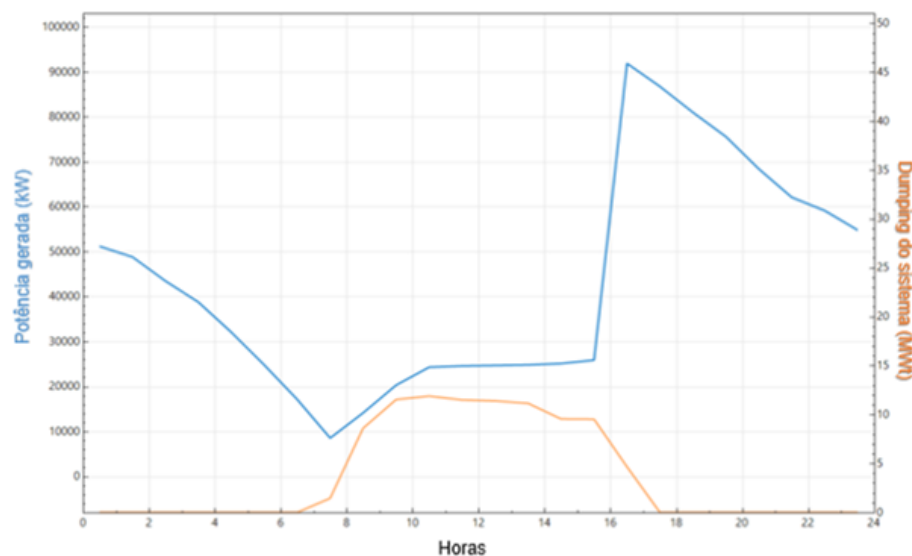
Pode-se notar na Figura 46 que a produção anual de energia aumenta com o crescimento do múltiplo solar. Este resultado é esperado, visto que o aumento do múltiplo solar significa a expansão do campo solar. Deste modo, se amplia o número de espelhos, gerando uma maior absorção de calor e consequentemente, maior produção de energia. No entanto, o comportamento da curva indica que a partir de um determinado ponto o ganho marginal de produção com o aumento do campo solar diminui, ou seja, parte dos refletores adicionados estão tendo sua energia desperdiçada.

Esse efeito corresponde à um aumento do *dumping* e pode ser observado na Figura 47. Dessa forma, buscando aumentar a produção e considerando a minimização das perdas, foi selecionado o múltiplo solar de 1.7. A partir deste ponto, os ganhos de produção marginais são reduzidos e o *dumping* aumenta consideravelmente, indicando que o aumento do múltiplo solar não é justificado.

As escolhas destes parâmetros ainda estão associadas à indicadores econômicos não discutidos neste estudo. Nesse sentido, se a tecnologia heliotérmica experimentar a queda de preço observada nas tecnologias eólica e fotovoltaica, o aumento do múltiplo solar e das horas de armazenamento pode ser justificado, por representar um ganho na produção da planta, pois este não representará um aumento significativo no custo inicial para os investidores. Com a determinação do número de horas de armazenamento e o múltiplo solar utilizado no projeto, foi possível a simulação da operação da planta utilizando o despacho apresentado na Figura 39.

A Figura 48 mostra o perfil de geração para a planta projetada no Caso A. Conforme esperado, a produção é máxima no horário das 16 horas, no qual a planta é liberada para produzir 100%, sendo resultado do calor armazenado durante o período da restrição de operação da turbina. A partir deste horário, a planta tem sua produção reduzida devido ao esgotamento do recurso solar e ao consumo de energia próprio da planta. No entanto, a produção é mantida através do armazenamento e, no perfil anual, a planta funciona durante 24 horas.

Figura 48 - Perfil anual de geração - Caso A.



Fonte: SAM/NREL (2019).

Conforme descrito no trabalho, a geração da planta é restringida a 30% das 7 às 16 horas, nos períodos de baixa irradiação solar e a 40% nos demais períodos. A turbina é programada para desligar, caso a potência gerada pela planta seja inferior a 29%. Com a restrição do funcionamento da turbina, a geração durante o período de irradiação solar é reduzida. Dessa forma, a geração heliotérmica não colabora para a ocorrência de períodos com supergeração, evitando a produção nos horários de baixa demanda e/ou períodos em que a produção fotovoltaica é suficiente para atender a demanda instantânea.

A média anual de potência gerada às 7 horas é próxima dos 10 MW. Esse resultado significa que, para mais dias no ano, o armazenamento não é suficiente para manter a geração mínima durante a manhã e então a planta é desligada.

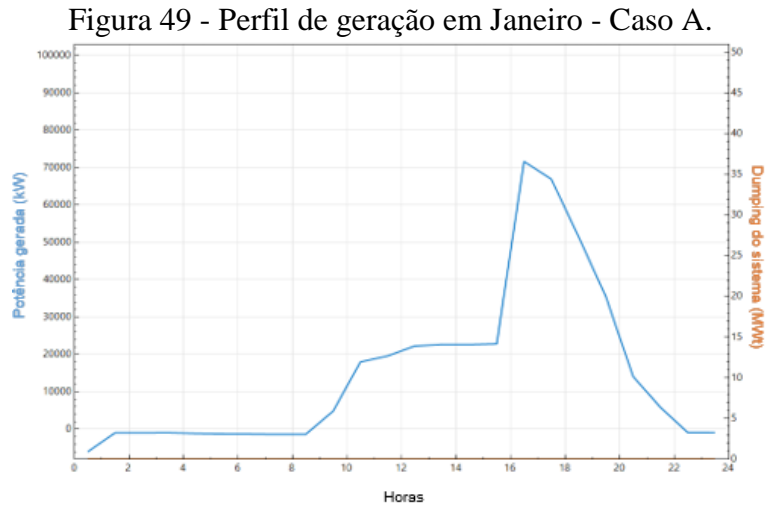
O acionamento da planta representa estresse mecânico e energético para os equipamentos devido ao aumento do consumo próprio, resultado das correntes de partida. Com a liberação do despacho às 16 horas, a planta é forçada a sair de sua potência mínima para a potência máxima em menos de 1 hora, atingindo o seu máximo de produção próximo às 16 horas e 30 minutos. Logo após este horário, a curva apresenta uma diminuição do *output*, resultado das perdas térmicas e do autoconsumo experimentados pela planta projetada.

O perfil de *dumping* é esperado e ocorre nos horários em que há a restrição da geração. Este perfil é resultado, principalmente, dos meses em que há alta irradiação e então o armazenamento não é capaz de absorver calor durante todo o dia, gerando a curva de *dumping* apresentada na Figura 48.

Na Figura 49 é possível notar que durante os meses de inverno a geração é inferior à média anual. Este resultado é esperado, e se trata de uma consequência das menores irradiações solares durante este período. Um fator que colabora ainda mais para este efeito são as maiores quantidades de chuvas durante esta época do ano na região, devido à maior formação de nuvens e, conseqüentemente, uma menor irradiação direta. Durante este período não há *dumping* significativo na planta, dessa forma, toda o calor absorvido é armazenado e a produção de energia é deslocada sem grandes conseqüências. No entanto, a geração da planta é mantida apenas até às 22 horas. Logo, o calor armazenado não é capaz de manter o funcionamento da planta durante o período da madrugada.

Assim, durante os períodos de baixa irradiação solar, a planta é desligada às 22 horas e acionada novamente às 7 horas, perto do nascer do sol. A vantagem deste perfil de funcionamento é que, durante o mesmo período, a produção dos painéis fotovoltaicos também é reduzida. Logo, os

efeitos da geração fotovoltaica na rede elétrica são inferiores aos apresentados no período de alta irradiação. Desta forma, o deslocamento da curva de produção das usinas heliotérmicas é razoável para atenuação das mudanças causadas na rede neste período.

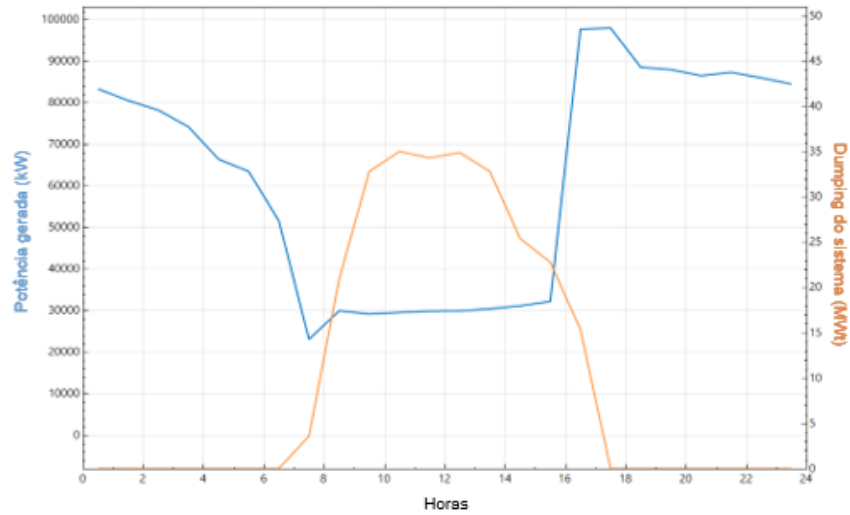


Fonte: SAM/NREL (2019).

A análise da Figura 50 mostra que durante os meses de verão a produção é superior à média anual, decorrente das maiores irradiações durante este período. Em geral, durante estes períodos, o armazenamento de calor é suficiente para manter a geração durante 24 horas. A geração é restrita a 40% durante o período de alta irradiação solar, e, das 16 às 7 horas, a planta é liberada para produzir até 100% de sua potência nominal. Como resultado, a geração é próxima aos 100% às 17 horas, apresentando uma pequena queda até às 24 horas. No período da madrugada, o armazenamento ainda mantém a planta funcionando, no entanto, a potência gerada é diminuída com o passar do tempo, até que atinge os 40% previstos próximo às 7 horas, reiniciando o ciclo. A Figura 50 apresenta o perfil de geração considerando a diminuição do *output* devido ao consumo próprio da planta.

No verão o *dumping* acontece e se mantém alto durante os horários em que há restrição de produção. Este resultado é negativo do ponto de vista técnico, pois significa que a planta poderia ter sua geração mínima aumentada durante o dia e ainda assim a geração ao final do dia seria mantida. No entanto, esta configuração representaria maiores chances da ocorrência da supergeração ao longo do dia e, portanto, deve ser evitada. A Tabela 12 apresenta os principais resultados para a configuração do caso A.

Figura 50 - Perfil de geração em Julho - Caso A.



Fonte: SAM/NREL (2019).

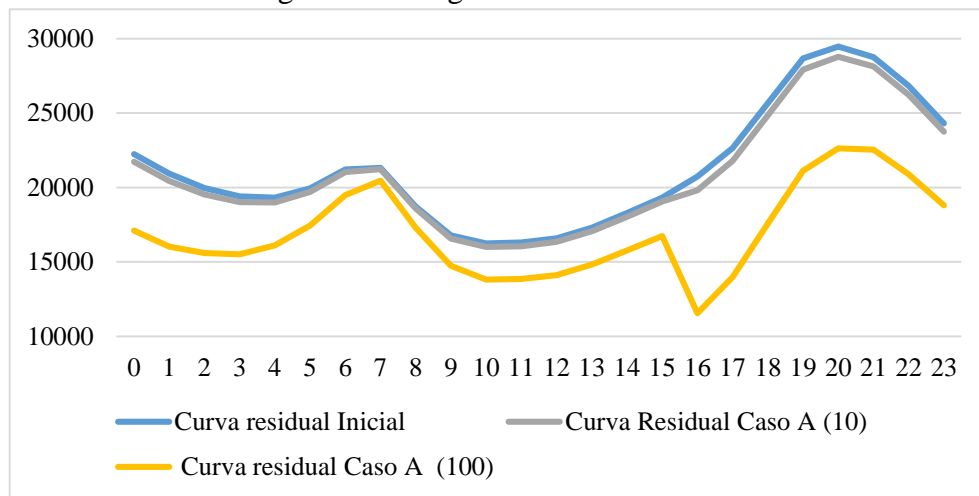
Tabela 12 - Dados da simulação da planta - Caso A.

Produção Anual de Energia	376	GWh
Uso anual de água	80114	m ³
Dumping Anual de Energia	31903,8	MWht

Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

Para a obtenção do impacto da planta projetada na curva de demanda residual apresentada na Figura 36 foram consideradas 10 e 100 plantas com perfil de geração descrito na Figura 48 e foram obtidas as novas curvas de carga residual para estes casos. O resultado é demonstrado na Figura 51.

Figura 51 - Carga Residual - Caso A.



Fonte: Elaboração própria.

É possível perceber na Figura 51 que caso sejam instaladas dez plantas, com produção idêntica à apresentada na Figura 48, o perfil da carga residual não é alterado significativamente, observando apenas uma diminuição na carga residual às 17 horas, quando a produção da planta projetada é máxima (ver Figura 48). No entanto, quando o resultado é extrapolado para 100 plantas idênticas, é possível notar mudanças significativas no perfil da curva de demanda residual. A produção máxima às 16 horas característica da planta projetada, ocasiona uma redução significativa da carga residual neste horário.

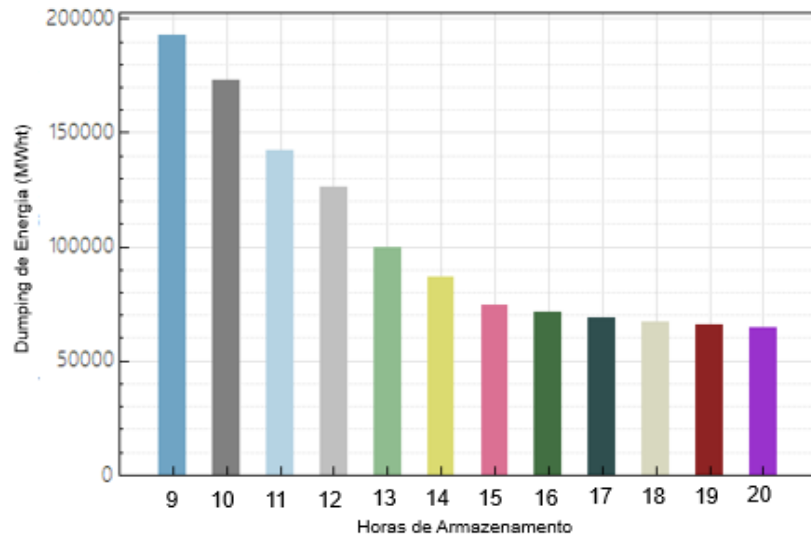
Com a diminuição da produção da usina heliotérmica projetada, a partir deste horário, a carga residual, observada na Figura 36 no horário das 19 horas, não é diminuída na mesma proporção. Constata-se, então, uma curva de 9,6 GW das 16 às 19 horas. Dessa forma, os impactos provocados pela rampa são intensificados, contrariando a proposta inicial. Assim, não solucionando a rampa de produção ocasionada pela alta penetração de painéis fotovoltaicos no sistema.

Este resultado indica que a planta com produção restrita somente nos horários nos quais não há incidência solar não é a mais indicada para a atenuação dos efeitos. Sendo assim, a planta projetada precisa ter seu despacho baseado na curva de demanda residual apresentada na Figura 36, para que, neste caso, a produção da planta esteja alinhada à demanda instantânea no mesmo período.

4.2 SIMULAÇÃO CASO B.

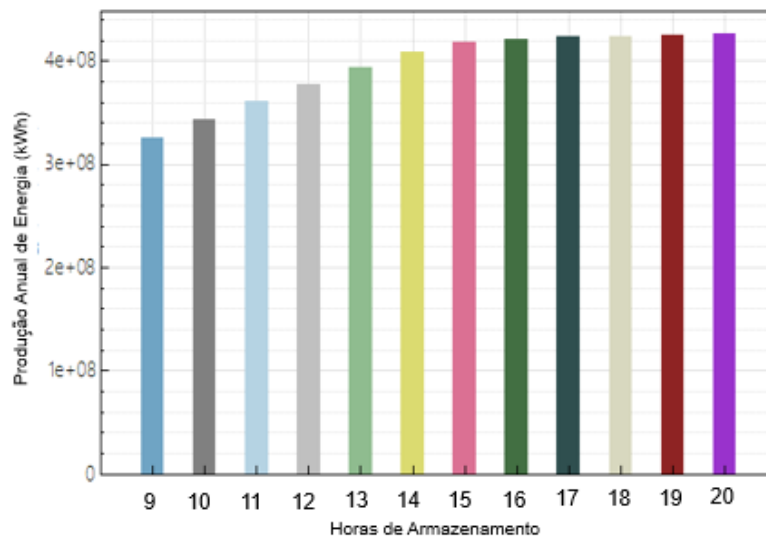
A Figura 52, a Figura 53 e a Figura 54 apresentam as possíveis configurações de horas de armazenamento para a planta com despacho descrito na Figura 40.

Figura 52 - Variação do dumping de energia a partir das horas de armazenamento com múltiplo solar constante igual a 2 – Caso B.



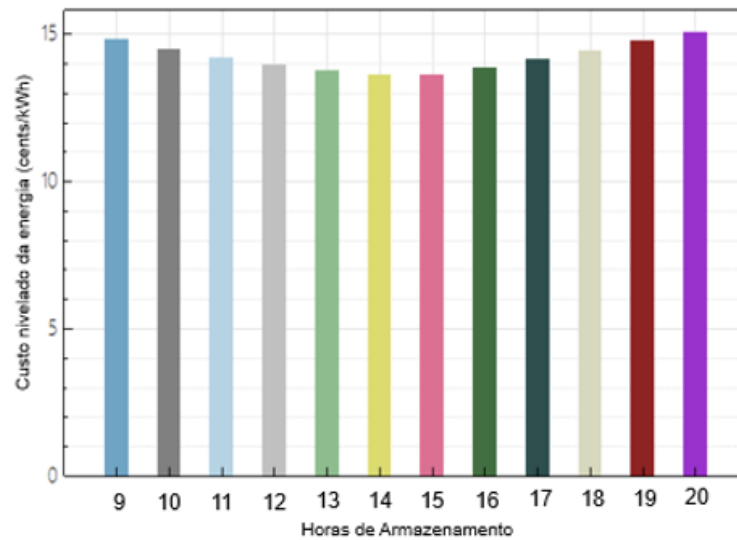
Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

Figura 53 - Produção Anual de Energia com o múltiplo solar constante igual a 2 – Caso B.



Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

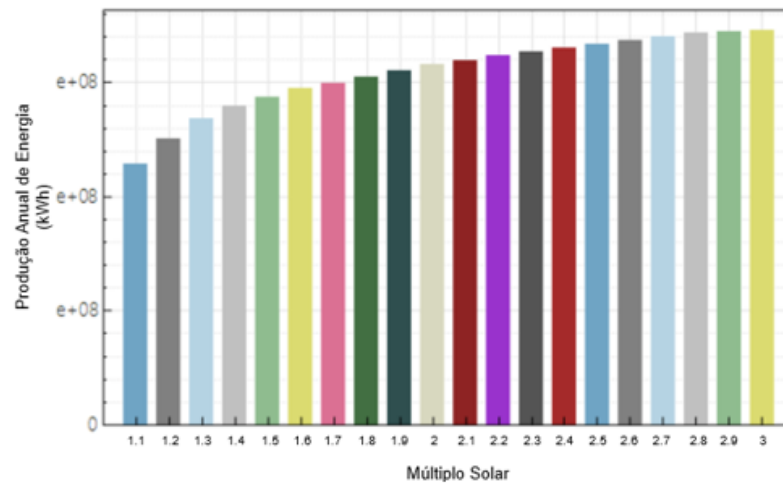
Figura 54 - Variação do custo nivelado de energia com múltiplo solar constante e igual a 2 - Caso B.



Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

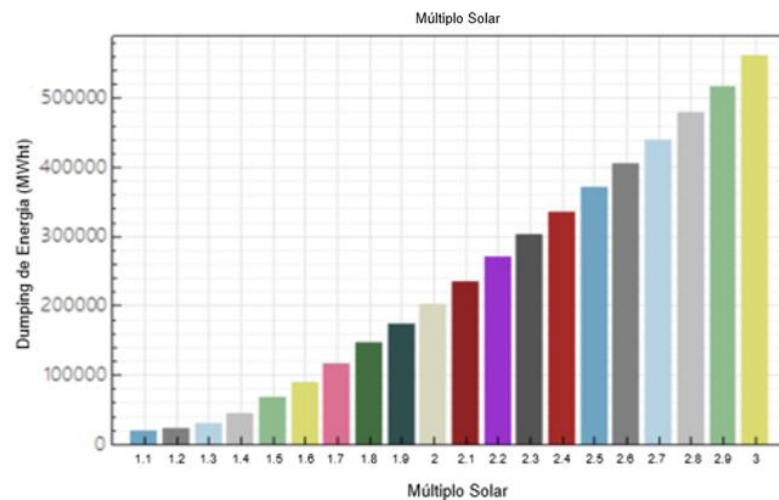
A partir da análise da Figura 52 é possível notar um padrão similar ao do caso A, o que é esperado, visto que o aumento do armazenamento impacta numa maior flexibilidade para absorção de energia durante os horários em que a planta não está funcionando. Na Figura 53 é possível notar que o aumento da produção se torna irrisório a partir das 15 horas, o que sugere um aumento no custo nivelado da energia caso o armazenamento seja ampliado, conforme pode ser observado na Figura 54. Dessa forma, semelhante ao caso A, foi selecionado o armazenamento de 15 horas. No entanto, para a análise do múltiplo solar as curvas foram substancialmente diferentes do caso A, conforme pode ser observado na Figura 55 e na Figura 56.

Figura 55 - Produção anual de energia com armazenamento de 15 horas - Caso B



Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

Figura 56 - Variação do Dumping de Energia com armazenamento de 15 horas - Caso B



Fonte: SAM/NREL (2019), adaptado.

Conforme pode ser observado na Figura 55, a produção anual de energia aumenta com o aumento do múltiplo solar, conforme o caso A. No entanto, na Figura 56 é possível perceber que o dumping aumenta consideravelmente antes do múltiplo solar selecionado para a primeira simulação.

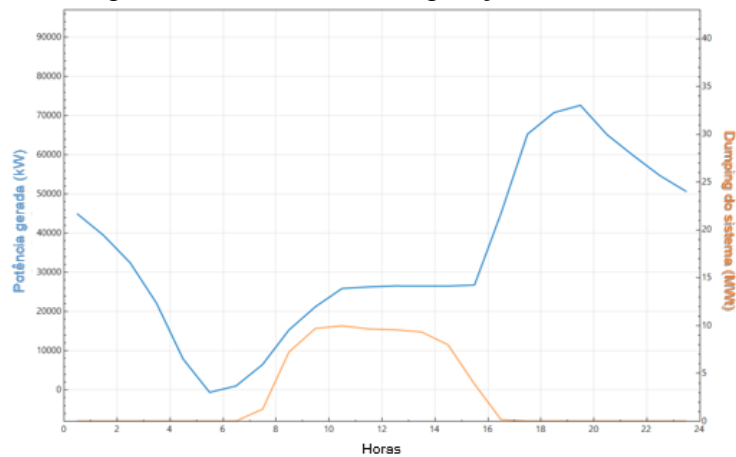
Com o intuito de maximizar o ganho marginal de produção e minimizar as perdas marginais em dumping foram selecionados dois múltiplos solares. Para o primeiro, doravante chamado de caso

B1, considerou-se a curva de dumping e então optou-se múltiplo solar de 1.4. Para o segundo caso B2, a curva de produção foi considerada e optou-se pelo múltiplo solar de 2.

4.2.1 Simulação caso B1.

A Figura 57 apresenta a simulação da operação da planta com o múltiplo solar de 1.4

Figura 57 - Perfil anual de geração - Caso B1.



Fonte: SAM/NREL (2019).

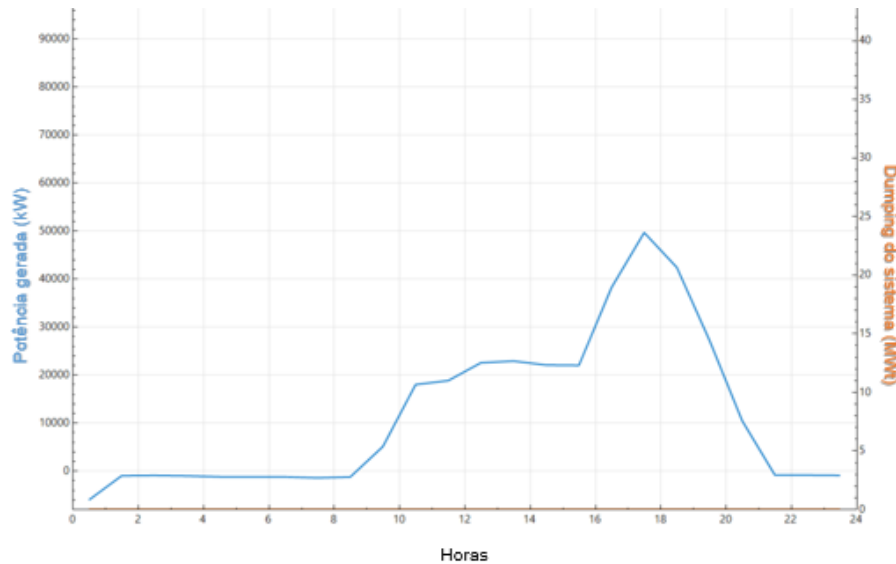
A Figura 57 mostra que semelhante ao caso A, a geração mínima é mantida ao longo do dia. No entanto, a partir das 16 horas, a planta é regulada para um aumento gradual da produção, tendo o seu pico de produção às 20 horas. A partir deste horário, a planta tem seu funcionamento reduzido devido às perdas térmicas nas tubulações e redução de temperatura do tanque quente. Diferentemente do caso A, a redução na geração da planta é acelerada, levando a uma média anual de *output* zero próximo às 6 horas. Este resultado representa que, para mais dias no ano, o calor armazenado não é suficiente para manter a planta funcionando durante 24 horas. E, conseqüentemente o acionamento da planta ocorre durante a maior parte dos dias do ano.

Este processo resulta em uma perda de cerca de 20MWh para cada 100 MW de potência nominal da planta¹². Conseqüentemente, gerando estresse mecânico nos equipamentos, o que pode reduzir a vida útil da planta e diminuir a geração ao longo dos anos. A Figura 58 mostra que, semelhante ao caso A (ver Figura 49) nos meses de inverno a geração é inferior à média anual (ver Figura 57). Assim, resultando em um desligamento às 22 horas, significando que parte do armazenamento não é utilizada neste período. O *dumping* não é significativo nestes meses, e desta

¹² Ou seja, 20% da energia necessária para operar a usina na saída nominal por 1 hora. (SIOHANSI; DENHOLM, 2010).

forma, a maior parte do calor absorvido é de fato utilizado para a geração de energia. A partir das 22 horas, a planta não gera energia, sendo acionada novamente próximo às 9 horas.

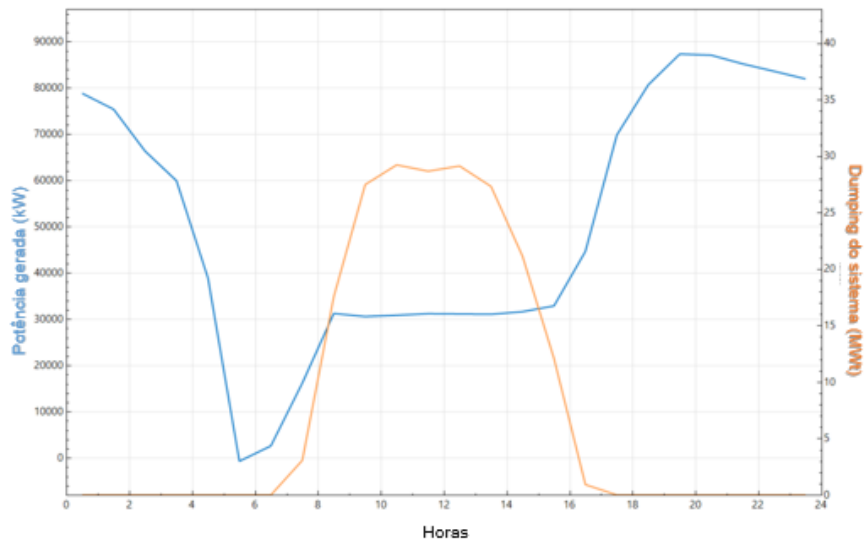
Figura 58 - Perfil de geração em Janeiro - Caso B1.



Fonte: SAM/NREL (2019).

A Figura 59 mostra que, semelhante ao caso A (ver Figura 50), durante o verão a geração é superior à média anual, mantendo a produção ao final do dia próxima aos 100% desejados. A restrição das 7 às 16 horas, permite a planta armazenar energia suficiente para manter a geração por um maior período de tempo quando comparado ao inverno. No entanto, para o caso B1, diferentemente do caso A, o armazenamento não é suficiente para manter a planta funcionando durante 24 horas nem mesmo durante os meses de verão. Este resultado é consequência da seleção de um menor múltiplo solar. Conforme pode ser observado na Figura 55, a redução do campo solar impacta diretamente da produção anual de energia.

Figura 59 - Perfil de geração em Julho - Caso B1.



Fonte: SAM/NREL (2019).

A Tabela 13 apresenta os principais resultados para a configuração da planta do caso B1.

Tabela 13 - Dados da simulação da planta - Caso B1.

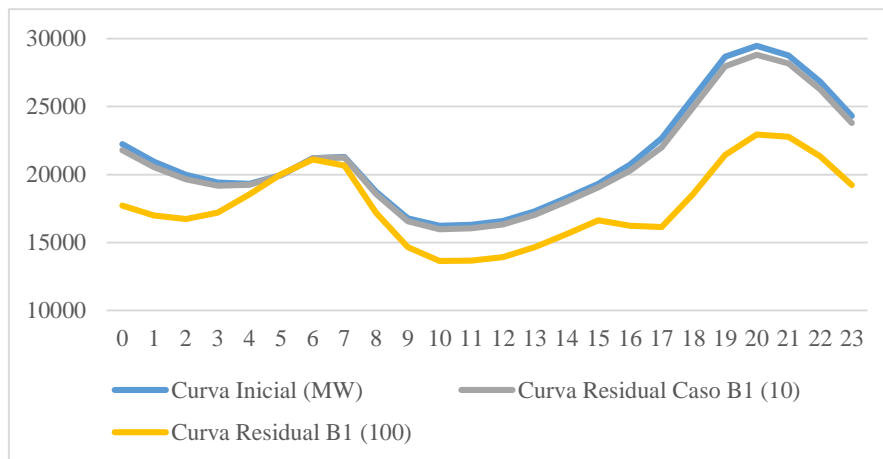
Produção Anual de Energia	303	GWh
Uso anual de água	66.129	m ³
Dumping Anual de Energia	25.188	MWht

Fonte: SAM/NREL (2019).

Quando comparada à performance da planta discutida no caso A (ver Tabela 12), os dados apresentados na Tabela 13 representam uma diminuição da produção e do *dumping*. Este resultado é decorrente da diminuição no múltiplo solar. Outra consequência, da redução do número de espelhos, é minimização do uso anual de água.

Semelhante ao caso A, o impacto da disposição da planta, simulada no caso B1, na curva apresentada na Figura 36, é gerado a partir da replicação de 10 e 100 plantas, com perfil de geração idênticos ao simulado na curva de demanda residual. O resultado é demonstrado na Figura 60.

Figura 60 - Curva Residual - Caso B1.



Fonte: Elaboração própria.

Na Figura 60, é possível notar que o comportamento da curva residual ao considerar a produção da planta descrita na Figura 57 é alterado minimamente quando consideradas 10 plantas em operação. Há uma amortização da rampa de produção que acontece próximo às 18 horas. A produção durante o dia, mesmo que mínima, resulta em uma diminuição da carga residual ao longo do dia.

A extrapolação do resultado para 100 plantas confirma a amenização da rampa de operação da CAISO. Com a nova curva, as usinas seriam obrigadas a gerar cerca de 5,2 GW das 16 às 19 horas, o que representa uma redução de 35% na demanda residual do sistema no mesmo horário. No entanto, há uma alteração da maior derivada da curva para o horário das 17 horas, obrigando a planta a gerar 6,8 GW até às 20 horas, representando uma diminuição efetiva de 15% em relação à rampa original.

Com o desligamento da planta projetada durante a manhã ocasiona uma alteração não desejada da curva residual neste horário, visto que a amortização da carga residual presente em todos os demais horários não é observada neste horário, criando um ponto de descontinuidade na curva residual.

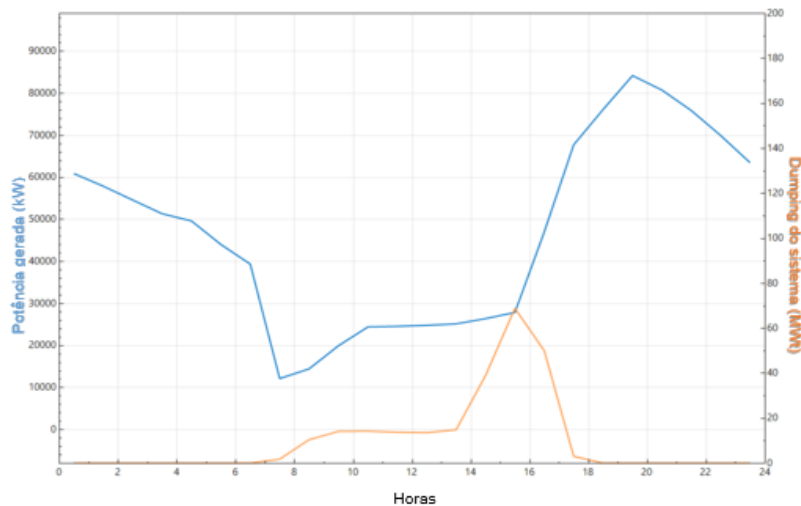
Desta forma, surge uma nova rampa que pode se tornar prejudicial, caso novas plantas com geração idênticas a apresentada no caso b1, sejam inseridas no sistema. No entanto, para o caso de 100 plantas, a rampa de produção do horário das 4 às 7 horas ainda não representa um problema, dado que a rampa de produção das 17 às 20 horas é atendida.

A supergeração, característica dos horários em que a demanda instantânea não é suficiente para absorver a alta produção dos painéis fotovoltaicos, neste caso, não é solucionada. Entretanto, a restrição da produção da planta projetada durante o dia evita que o problema seja agravado.

4.2.2 Simulação caso B2.

A Figura 61 apresenta a simulação da operação da planta com despacho descrito na Figura 40 com múltiplo solar de 2.

Figura 61 - Perfil anual de geração - Caso B2.



Fonte: SAM/NREL (2019).

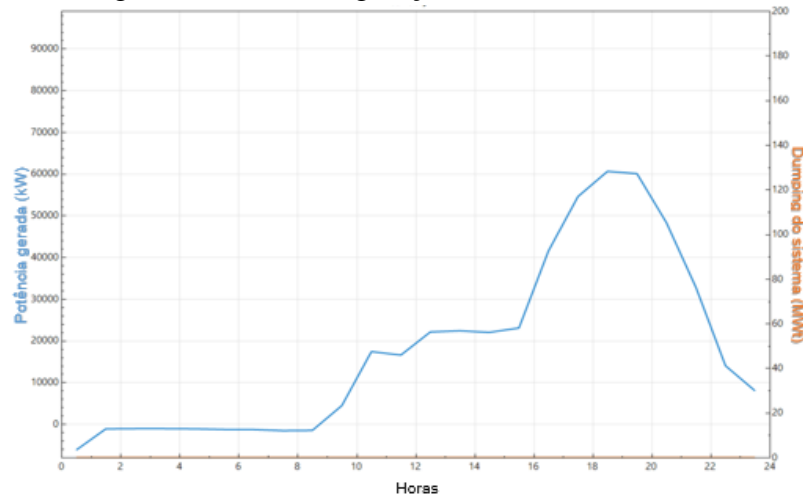
A partir da análise da Figura 61, é possível perceber que o perfil de geração anual da planta simulada é semelhante ao perfil da planta projetada no caso B1 (ver Figura 57), o que, de fato, é esperado, visto que o perfil de despacho para ambos os casos é idêntico. Dessa forma, o pico de geração é às 20 horas, observando uma ligeira queda da produção a partir deste horário. No entanto, com o aumento do múltiplo solar, a produção é mantida durante um intervalo de tempo superior, se mantendo constante até às 7 horas, quando o despacho é novamente limitado.

Considerando a média anual de produção, o armazenamento é capaz de manter a geração durante as 24 horas do dia. Dessa forma, quando comparado ao caso B1, o caso B2 apresenta mais dias de operação contínua, o que gera uma média anual diferente de zero para o horário das 6 horas.

O aumento do campo solar gera também um aumento no *dumping* que têm seu perfil alterado em relação ao caso B1. Diferentemente do primeiro caso, o *dumping* tem um aumento ao fim da tarde, que representa que parte dos espelhos estão tendo sua absorção comprometida neste intervalo. Este impacto é resultado do esgotamento da possibilidade de armazenamento durante este período, efeito que, em geral, acontece mais rápido do que no caso B1.

Na Figura 62, é possível notar que durante os meses de inverno, a planta, semelhante aos casos anteriores, é desligada, sendo acionada próximo às 9 horas e conseguindo manter a geração até às 22 horas. O *dumping* não é observado neste período.

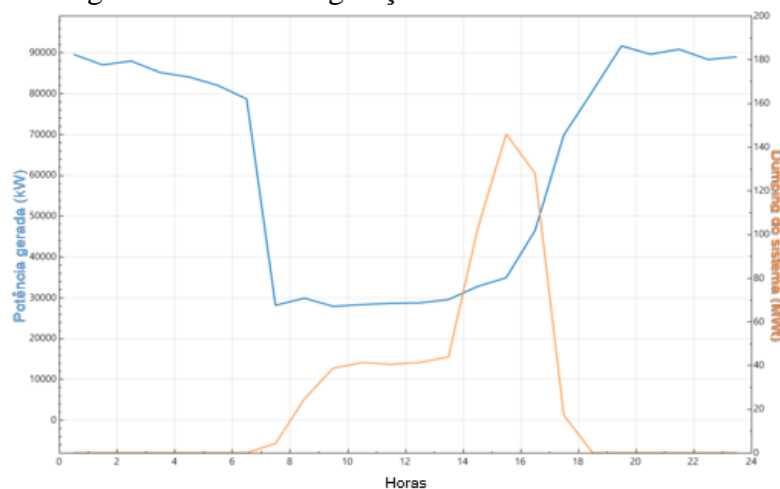
Figura 62 - Perfil de geração em Janeiro - Caso B2.



Fonte: SAM/NREL (2019).

Durante os meses de verão, a Figura 63 mostra que a geração é mantida próxima à potência nominal durante todos os períodos em que o despacho é liberado. Semelhante ao caso A, o armazenamento não é suficiente para armazenar todo o calor absorvido pelos heliostatos durante o período de irradiação solar. Assim, o *dumping* acontece e se mantém alto durante todo o horário de restrição da produção. Logo, o aumento da geração mínima não representaria uma diminuição da geração nos períodos de despacho liberado. Todavia, a configuração é mantida com a finalidade de evitar os efeitos causados pela supergeração.

Figura 63 - Perfil de geração em Julho - Caso B2.



Fonte: SAM/NREL (2019).

A Tabela 14 apresenta os principais resultados para a configuração da planta no caso B2.

Tabela 14 - Dados da simulação da planta - Caso B2.

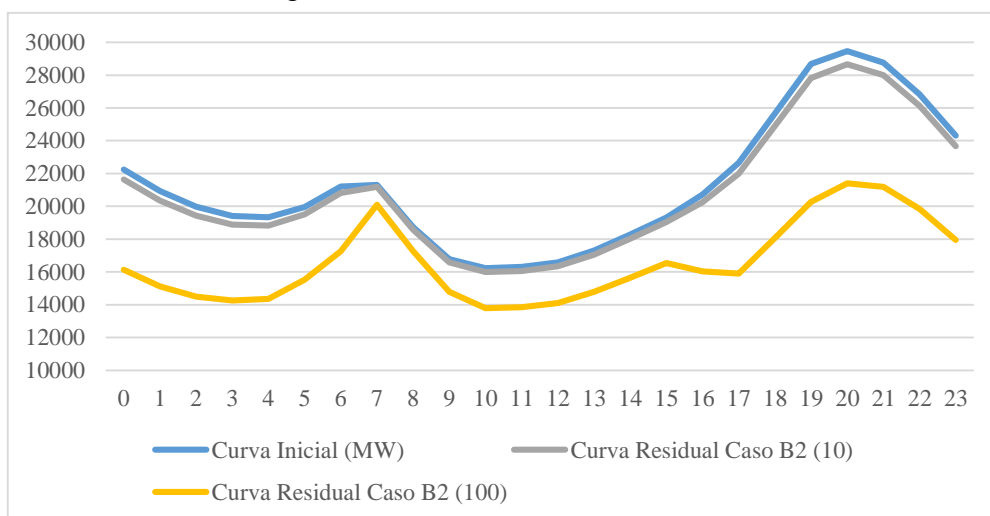
Produção Anual de Energia	410	GWh
Uso anual de água	90.252	m ³
Dumping Anual de Energia	89.104,1	MWht

Fonte: SAM/NREL (2019).

A Tabela 14 revela um aumento de 35% na produção anual de energia em relação ao resultado do caso B1 (ver Tabela 13). No entanto, o aumento do campo solar representou um aumento de 254% no *dumping* anual de energia.

As escolhas destes parâmetros não são exclusivamente técnicas, visto que o alto custo da tecnologia influencia na determinação do melhor múltiplo solar. Caso o custo nivelado da energia produzida por concentradores solares se aproximasse do custo da energia produzida por painéis fotovoltaicos, a escolha de um múltiplo solar maior para uma planta representando um ganho de energia, mesmo que ocasionando um maior *dumping*, seria justificada. Esta discussão não é inclusa neste estudo e as plantas são avaliadas somente na capacidade técnica de solução do problema apresentado. Semelhante aos demais casos, o impacto da inserção de 10 e 100 plantas, com características iguais as da simulada, na curva residual apresentada na Figura 36 é apresentado na Figura 64.

Figura 64 - Curva Residual - Caso B2.



Fonte: Elaboração própria.

Similar aos demais casos, o efeito da planta simulada na curva da CAISO só é observado, de fato, com a extrapolação de 100 plantas com geração idênticas à projetada. Neste caso, é possível observar na Figura 64 a diminuição da rampa de produção que acontece das 16 horas às 19 horas. A nova rampa é de 4,2 GW e traz ao sistema da CAISO maior estabilidade para atendimento à demanda através de usinas termoelétricas e/ou das demais fontes de base. A maior rampa do sistema, semelhante ao caso B2, se encontra no horário das 17 às 20 horas e é de 5,5 GW, representando uma redução de 31% em comparação à rampa original.

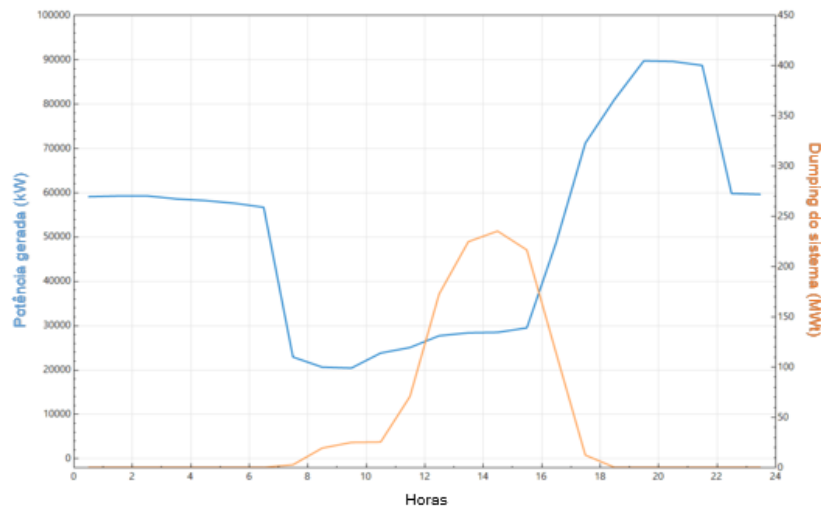
A formação de uma nova curva no período da manhã é evidenciada, configurando ao sistema a produção de 5,7 GW em 3 horas. Neste caso, a nova curva gerada tem maior impacto na rampa de produção do que a nova carga residual do período das 17 às 20 horas.

Todavia, este resultado não leva em consideração os demais fatores que podem alterar a curva de demanda residual, como novos contratos, mudanças na demanda, novos painéis fotovoltaicos, entre outros. Dessa forma, se considera apenas que o sistema recebeu 100 usinas heliotérmicas com comportamento idêntico, situação que foge da realidade plausível. Conforme os demais casos, a supergeração não é evitada e o sistema estará sujeito a esta adversidade.

4.3 SIMULAÇÃO CASO C.

Para a determinação do número de horas de armazenamento e do múltiplo solar, utilizados nesta simulação, foram desconsideradas as ponderações econômicas. Com o objetivo de garantir que a planta gere energia durante todo o dia em que haja irradiação solar, foram utilizadas 20 horas de armazenamento e um múltiplo solar de 3 e o despacho indicado na Figura 41. A Figura 65 apresenta o resultado desta configuração.

Figura 65 – Perfil anual de geração - Caso C



Fonte: SAM/NREL (2019).

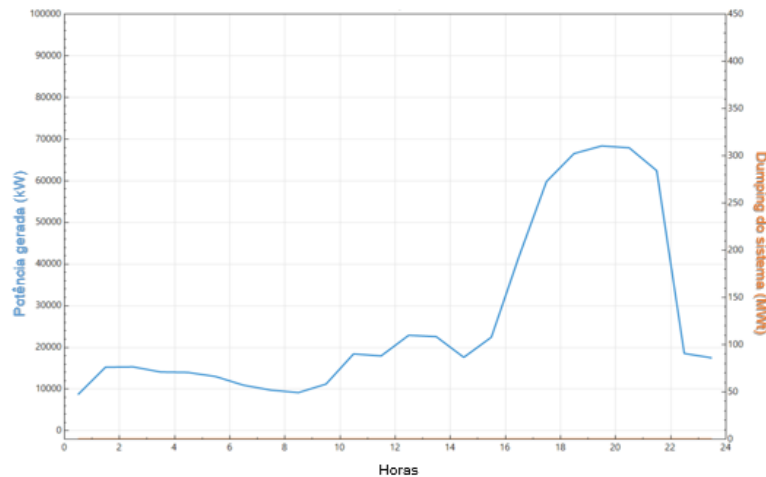
A partir da análise da Figura 65 é possível perceber que a produção, em sua média anual, de fato, se mantém durante 24 horas. A redução da produção, no período das 7 às 16 horas, é condizente com a restrição colocada para impedir a ocorrência dos efeitos relacionados à baixa demanda e alta produção dos painéis fotovoltaicos.

A planta, no entanto, possui um *dumping* superior ao observado nos demais casos. Este resultado é consequência da escolha de um alto múltiplo solar, que implica na utilização de mais espelhos que, durante o verão, tem a maior parte de sua absorção restringida devido ao rápido esgotamento da possibilidade de armazenamento do calor combinado à restrição de operação da turbina.

A Figura 66 mostra que a produção nos meses de janeiro têm perfil semelhante aos demais casos no horário das 18 às 22 horas, entretanto, gerando mais energia no mesmo período. No entanto, devido ao alto múltiplo solar e ao grande armazenamento, é possível manter a produção mínima durante toda a manhã, registrando um pequeno aumento durante a tarde.

A baixa média resultante da produção no mês de janeiro, indica que durante a maior parte dos dias deste mês a planta é desligada, e o objetivo de funcionamento proposto não é atingido para este período.

Figura 66 - Perfil de geração em Janeiro - Caso C.

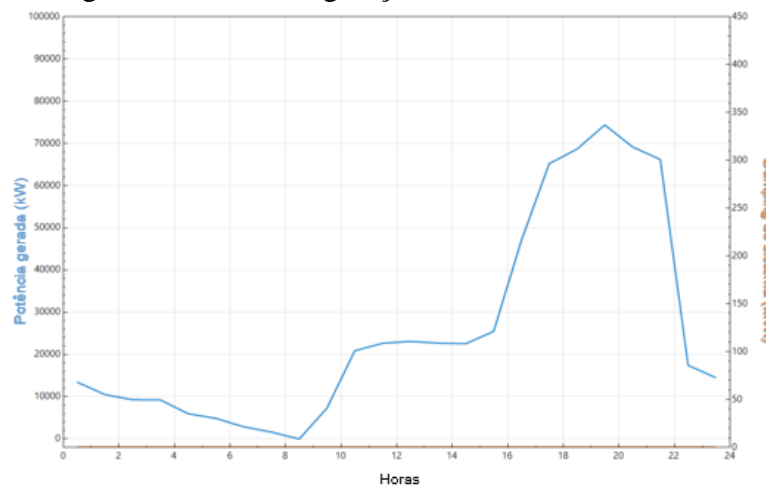


Fonte: SAM/NREL (2019).

Semelhante aos demais casos, em janeiro, o *dumping* continua zerado, o que significa que mesmo com o aumento do múltiplo solar, para o inverno, o aumento das horas de armazenamento foi suficiente para suprir o excedente de calor absorvido.

No entanto, para o mês de dezembro, o aumento do múltiplo solar não foi suficiente para garantir a produção durante o período da manhã, conforme pode ser observado na Figura 67.

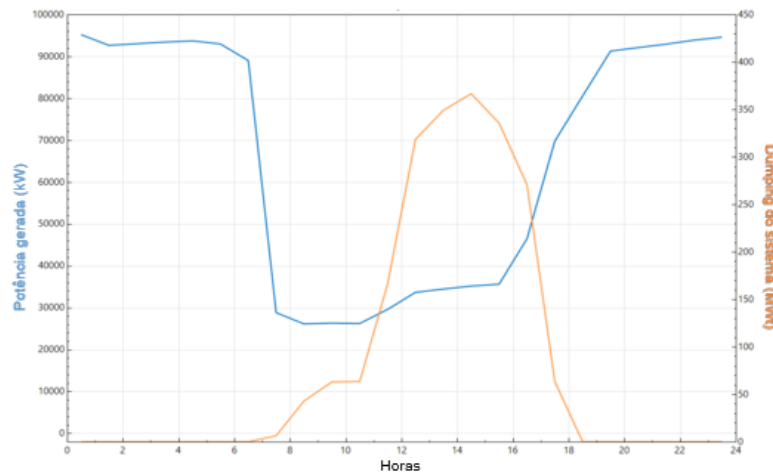
Figura 67 - Perfil de geração em dezembro – Caso C.



Fonte: SAM/NREL (2019).

Este resultado mostra que, mesmo com o aumento do múltiplo solar e das horas de armazenamento, durante os meses de inverno, a planta não consegue produzir mais energia, o que significa que a entrada de mais espelhos no campo solar não é suficiente para compensar a baixa irradiação neste período. A Figura 68 mostra o funcionamento da planta durante os meses de verão.

Figura 68 - Perfil de geração em julho - Caso C.



Fonte: SAM/NREL (2019).

Durante os meses de verão, a produção é próxima à capacidade nominal da planta durante todo o período em que o despacho é liberado. No entanto, o *dumping* aumenta consideravelmente nestes meses, o que significa que, para o verão, a planta está com a capacidade de armazenamento subestimada e com o múltiplo solar superestimado.

A Tabela 15 apresenta os dados gerais para a configuração do caso C.

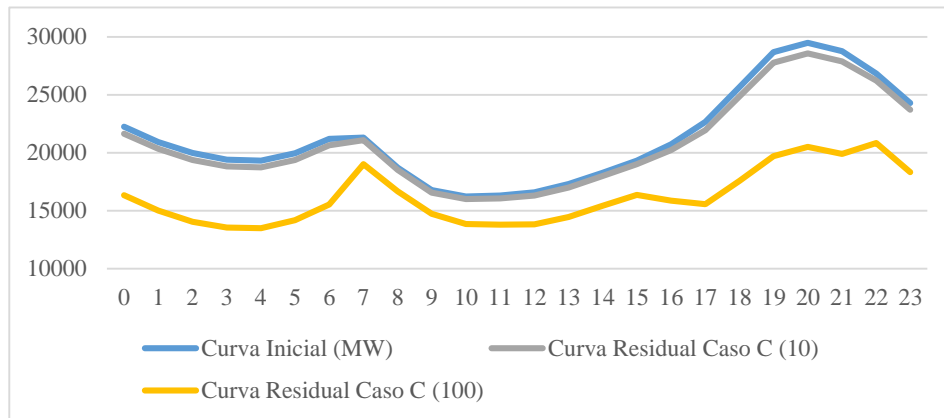
Tabela 15 - Dados da simulação da planta - Caso C.

Produção Anual de Energia	450	GWh
Uso anual de água	166.951	m ³
Dumping Anual de Energia	409.614	MWht

Fonte: SAM/NREL (2019).

Comparativamente ao apresentado no caso B2 (ver Tabela 14), a Tabela 15 revela o aumento de 9% da produção anual de energia, com um aumento de 360% no *dumping* de energia. Dessa forma, a configuração mantém a planta funcionando durante 24 horas na maior parte do inverno, no entanto, a potência média resultante é abaixo dos 30% desejados e sem grande impacto no perfil de geração das plantas. Durante o verão, o perfil é alterado significativamente durante a manhã, no entanto, o aumento do *dumping* revela que o aumento do armazenamento não foi suficiente para absorver todo o calor gerado pelo novo campo solar. Além disso, a própria capacidade nominal da planta se torna um impeditivo para a geração neste período. A Figura 69 apresenta a configuração da nova curva residual para o caso C.

Figura 69 - Curva Residual - Caso C.



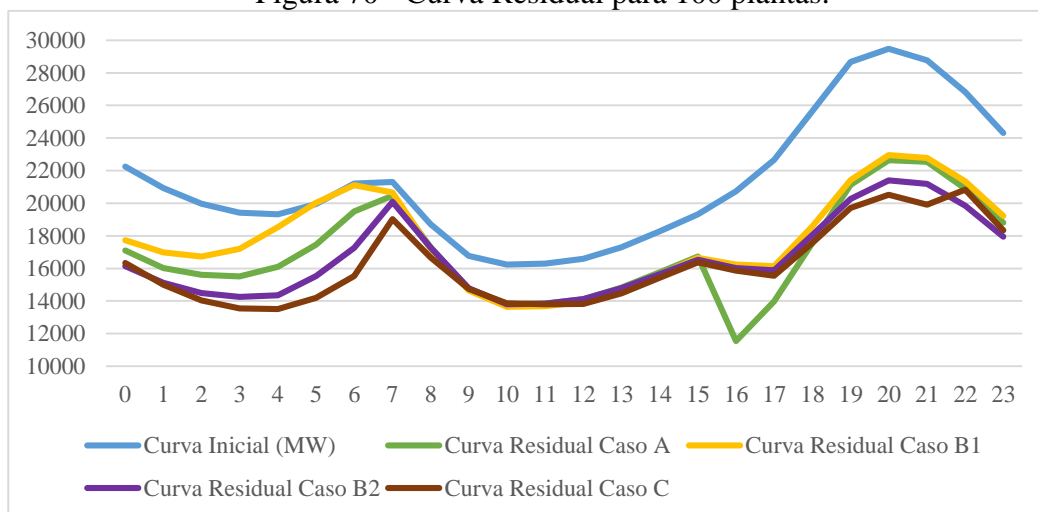
Fonte: Elaboração Própria.

É possível notar que para a configuração do caso C, a curva residual torna-se mais suave, não resultando em grandes picos devido às mudanças na demanda ou resultado da produção dos painéis fotovoltaicos, neutralizando a alta penetração dos painéis fotovoltaicos na rede, permitindo uma geração elétrica mais confiável e previsível ao operador de sistema. A maior rampa, neste caso, é de 5,5 GW e acontece no período das 4 às 7 horas da manhã.

4.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Figura 70 apresenta a compilação dos resultados apresentados nas seções anteriores. Para cada um dos casos, foi considerada a entrada de 100 plantas com operações idênticas no sistema da Califórnia.

Figura 70 - Curva Residual para 100 plantas.



Fonte: Elaboração Própria.

A partir da análise da Figura 70, é possível perceber que a restrição da operação da turbina à 30% durante os meses de baixa irradiação solar e 40% nos demais meses produz curvas com perfis semelhantes nos horários de 9 às 16 horas. Este resultado indica que, para todos os casos, a planta projetada foi capaz de atender ao despacho esperado nestes horários.

O caso A apresenta a segunda maior carga residual no período da manhã, logo, a produção neste período é a segunda menor dos casos apresentados. O caso também apresenta o segundo menor múltiplo solar, contando com uma área de espelhos 70% maior à necessária para atingir à capacidade nominal da planta.

De maneira geral, o aumento do múltiplo solar resultou em uma diminuição da carga residual nos períodos em que a operação da turbina não estava restrita. Este resultado está relacionado principalmente ao aumento da produção nos meses em que há baixa irradiação solar. Com o aumento do campo solar, a planta é capaz de armazenar mais horas de TES, o que resulta em uma maior produção nos horários em que não há restrição da operação. Nos meses de alta irradiação solar, o aumento do múltiplo solar não resulta em um aumento da capacidade de produção da planta, visto que o armazenamento não é capaz de armazenar todo o calor absorvido e parte do calor é desperdiçada.

Para o caso A, ao final do dia, a descontinuidade da geração gera uma nova rampa de produção às 17 horas. A função degrau se mostra, então, incapaz de amenizar os efeitos causados pela curva.

No caso B1, a seleção de um múltiplo solar menor do que o apresentado no caso A, leva a planta a produzir ainda menos no período da manhã, a planta, então, desliga no horário próximo às 7 horas. Este perfil, quando replicado, resulta na formação de uma nova rampa de produção no período da manhã. A nova rampa, no entanto, ainda é inferior à rampa residual que acontece no horário das 16 às 19 horas. Dessa forma, caso o sistema esteja preparado para atender à rampa do período da tarde, a formação de uma nova rampa não tende a afetar os padrões de fornecimento de energia.

No período das 16 às 19 horas, intervalo no qual acontece a chamada curva de pato, a carga residual do caso B1 tem comportamento semelhante à do caso A, não apresentando, no entanto, a queda na demanda residual às 17 horas, conforme no caso A. Por conseguinte, a rampa de produção é atenuada e há uma redução de 35% na demanda residual quando comparada à curva inicial apresentada na Figura 36.

No caso B2, com o aumento do múltiplo solar, a rampa de produção ao fim da tarde se torna ainda mais suave, comparada aos casos A e B1, sendo reduzida à 4,2 GW em 3 horas (a curva original apresenta uma rampa de 8 GW em 3 horas).

O aumento do campo solar permite à planta armazenar calor suficiente para que a média anual de geração, no período da manhã, seja diferente de zero, no entanto, ainda assim, é observada a formação de uma nova rampa de produção de 5,7 GW em 3 horas, efeito que também não é desejado.

Para o Caso C, com a extrapolação do número de horas de TES e ainda o aumento do múltiplo solar, é conseguido uma nova rampa de 3,8 GW no período das 16 às 19 horas e 5,5 GW no período da manhã.

A Tabela 16 apresenta os principais resultados apresentados neste estudo.

Tabela 16 - Resumo dos principais resultados das simulações.

Caso	Múltiplo solar	Horas de TES	Produção Anual (GWh)	Dumping Anual (MWht)
A	1.7	15	376	31903,8
B1	1.4	15	303	25188
B2	2	15	410	89104,1
C	3	20	450	409614

Fonte: Elaboração Própria.

Pode-se observar que o aumento do múltiplo solar representa um aumento do *dumping* anual de energia. Por este motivo, o caso C apresentou o maior número absoluto de energia desperdiçada quando comparado aos demais casos. No entanto, apresentando também a maior produção anual de energia.

As escolhas destes parâmetros, porém, abordam critérios financeiros não discutidos neste estudo. A redução dos custos das usinas heliotérmicas pode justificar o aumento do campo solar e das horas de armazenamento por garantirem uma maior produção anual de energia.

De forma geral, a entrada de 100 plantas com operação e produção idênticas em um sistema ocasionará outras mudanças no comportamento da rede. Semelhante ao que acontece com o painel fotovoltaico na Califórnia, a entrada de diversas usinas com uma geração semelhante ocasionará mudanças na rede que precisarão ser enfrentadas posteriormente, como é o caso do deslocamento da maior derivada para o horário das 17 horas.

Conforme discutido no tópico 1.5, a vantagem do concentrador solar, quando comparado ao despacho observado pelos painéis fotovoltaicos, é a possibilidade de combinar as operações de múltiplas usinas de forma a obter uma curva mais amena. Diferentemente dos painéis fotovoltaicos, a produção pode ser deslocada para distintos horários sem grandes prejuízos devido à inércia térmica do armazenamento.

É preciso observar que as plantas simuladas foram analisadas em seu perfil anual, e, portanto, podem apresentar variações ao longo dos dias do ano baseadas na intermitência da fonte solar. De maneira semelhante, as curvas de carga residual também apresentam variações ao longo dos meses. Assim, as usinas heliotérmicas não podem ser consideradas como usinas de base, e conseqüentemente, a redução da carga mínima anual do sistema não significa que usinas termoelétricas, e outras usinas de base, poderão ter suas operações encerradas, visto que as mesmas podem ser necessárias para atender a demanda em dias nublados.

No entanto, por compartilharem da mesma fonte de calor, o CSP e o painel fotovoltaico terão suas produções de maneira equivalente nos mesmos dias. Ou seja, para dias de alta irradiação solar, ambas terão sua performance aumentada, o que garante que o CSP poderá atenuar a rampa de produção para estes dias.

Por outro lado, nos dias em que os painéis fotovoltaicos tiverem sua produção reduzida devido à falta do recurso solar, as usinas heliotérmicas também terão baixa produção, o que significa que não serão gerados grandes impactos na carga residual.

As usinas, em geral, possuem um sistema de controle de geração que não funciona de forma binária, conforme o apresentado no SAM. Dessa forma, a geração pode ser, e usualmente é, controlada a partir da demanda, o que torna a usina heliotérmica mais competitiva no mercado.

No entanto, para nenhum dos casos apresentados o problema da supergeração é atenuado, contrariamente, com o aumento da produção dos painéis fotovoltaicos durante o dia, a produção das usinas heliotérmicas, mesmo que mínimas, podem contribuir para a geração do problema.

Nesse sentido, o armazenamento eletroquímico tem vantagem quando comparado ao armazenamento térmico, visto que, a energia pode ser armazenada durante os momentos de supergeração, entregando ao operador maior segurança para a rede.

Outro ponto a ser destacado é a versatilidade no armazenamento eletroquímico, visto que a energia armazenada pelas baterias pode ser proveniente de qualquer fonte, inclusive da geração das

usinas heliotérmicas, o que garante às usinas de armazenamento eletroquímico maior vantagem quando comparadas às usinas heliotérmicas.

No entanto, no que tange aspectos ambientais, as baterias possuem maior dano ambiental. Conforme discutido no item 2.5.7.4, o descarte das baterias ainda é um fator a ser considerado, pois representa risco de contaminação ao solo e, conseqüentemente, mudanças na fauna e flora locais.

Em grande escala, o armazenamento eletroquímico vai de encontro das questões climáticas e ambientais discutidas na Califórnia, conforme apresentado no tópico 2.2.

Finalmente, é importante evidenciar que este estudo não considera as mudanças regionais que acontecerão na Califórnia. Conforme discutido no item 2.5, o armazenamento é uma das soluções encontradas para as mudanças na rede.

Entretanto, existem ainda incentivos para a mudança no perfil do consumidor, a entrada dos veículos elétricos, que poderão funcionar como uma bateria inteligente, na rede, e a expansão da área de controle da CAISO, fatores que poderão influenciar e alterar a curva de demanda residual a ser atendida.

A implicação destas políticas na curva residual e na rede da Califórnia não foram discutidas neste estudo e podem significar uma mudança nos perfis de despacho das usinas aqui discutidas.

No entanto, apesar das possíveis mudanças, o armazenamento de energia será necessário para permitir a maior integração dos painéis fotovoltaicos na rede. O armazenamento térmico garante, dessa forma, o atendimento à necessidade de armazenar energia, enquanto gera energia a partir de fontes sustentáveis, atendendo também a meta governamental discutida no item 2.2.

CONCLUSÃO

A partir das simulações realizadas foi possível constatar que o armazenamento térmico pode representar uma alternativa técnica viável para a solução do problema de rampa de Califórnia. Quando comparado às demais tecnologias de armazenamento de energia, o TES apresenta a maior confiabilidade, se considerados também os prejuízos ambientais das demais tecnologias discutidas.

Diferentemente da tecnologia fotovoltaica, a usina heliotérmica com armazenamento de energia permite o desacoplamento temporal da produção e geração de energia. Desta forma, permitindo ao operador a convergência da produção e da demanda instantânea de energia.

As usinas heliotérmicas, no entanto, ainda necessitam da fonte solar para o seu funcionamento, o que adiciona certo nível de imprevisibilidade em sua geração e não a coloca no patamar de uma tecnologia de base. Entretanto, quando considerada para a solução dos efeitos causados pela alta penetração de painéis fotovoltaicos no sistema, essa característica permite às usinas que possuam o seu desempenho semelhante ao observado nos painéis, visto que compartilham da mesma fonte. Desta forma, nos dias em que a produção dos painéis fotovoltaicos representar as maiores interferências na rede, o armazenamento das usinas heliotérmicas também terão maior capacidade para neutralizar os efeitos da curva residual.

Dentre os casos apresentados neste estudo, os de crescimento gradual da produção de energia apresentaram os melhores resultados para a neutralização dos efeitos da rampa de produção que ocorre nos horários de 16 às 19 horas. Quando extrapoladas para 100 plantas idênticas, os casos B1, B2 e C conseguiram neutralizar os efeitos da rampa de produção verificada no horário das 16 às 19 horas. Entretanto, para cada um destes casos, a replicação de 100 usinas com funcionamento idêntico reproduziu na curva residual características pertinentes às curvas de geração.

Desta maneira, para estes casos, foi observado o surgimento de uma nova rampa de produção no horário das 4 às 7 horas. Este efeito é resultado da baixa geração observada nas plantas simuladas no período da manhã, combinada à restrição da produção às 7 horas. Assim, a reprodução de 100 plantas com operação idêntica não é recomendada para a solução do problema. De outro modo, a combinação do funcionamento de plantas com despachos diferentes pode representar a melhor configuração para atendimento às necessidades do sistema da Califórnia.

Neste estudo, não foram consideradas as mudanças resultantes das demais políticas desenvolvidas na Califórnia. No entanto, apesar das políticas e medidas adotadas, há necessidade do armazenamento para garantir a meta proposta pela Califórnia e assegurar a entrada de geração de energia renovável no sistema.

Uma das vantagens observadas pela implantação de usinas heliotérmicas com armazenamento térmico no cenário da Califórnia é a possibilidade de garantir o armazenamento enquanto produz energia e colabora para o atendimento ao RPS.

Em nenhuma das configurações estudadas neste trabalho a supergeração de energia foi solucionada, o que pode levar ao contingenciamento de geração de energia renovável. Este cenário não é desejado, pois impede o desenvolvimento das tecnologias renováveis no sistema.

Neste sentido, o armazenamento eletroquímico possui grande vantagem, pois possibilita o armazenamento de energia gerada por qualquer fonte e impede o contingenciamento de geração renovável. No entanto, a produção e descarte de baterias representam danos ambientais.

O esgotamento das reservas de lítio, a contaminação dos solos e a liberação de componentes tóxicos aos seres humanos são alguns dos danos ambientais observados por esta solução. Dessa forma, apesar de solucionar o problema de rampa da Califórnia, o armazenamento térmico não garante a possibilidade de entrada de novos painéis fotovoltaicos no sistema, visto que, não impede os efeitos causados pela supergeração. Uma das possíveis soluções que evitam o uso de baterias é a expansão do mercado interno de energia, permitindo à Califórnia vender o excedente de energia produzida pelos painéis fotovoltaicos.

TRABALHO FUTUROS

Como sugestão de trabalhos futuros, podem ser consideradas as mudanças na curva residual causadas pelo desenvolvimento dos possíveis cenários de solução apresentados. A inclusão dos parâmetros financeiros na análise, estudando as consequências na escolha do armazenamento térmico ao invés do armazenamento eletroquímico.

Uma análise das demais tecnologias CSP pode ser realizada, comparando a tecnologia de cilindros parabólicos com a de torre central e investigando as consequências da escolha destas tecnologias na geração e na curva residual obtida.

Finalmente, a inclusão de uma análise ambiental resultante das escolhas do armazenamento eletroquímico e/ou térmico para a solução dos problemas relacionados à alta penetração de painéis fotovoltaicos no sistema, verificando os custos e benefícios ambientais na escolha.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABENGOA, 2012. **Abengoa Innovative Technology Solutions for Sustainability**. Disponível em: www.abengoa.es. Acesso em: 22 jan. 2019.

ABS, 2010. **Solar Thermal Power Report**. Solar Thermal Heating & Cooling, CSP Concentrated Solar Power, 4th Edition, ABS Energy Research, London, United Kingdom.

ANDERS, S. et al., 2005. **Potential for Renewable Energy in the San Diego Region**. Publicado por: San Diego Renewable Energy Group. 2005. Disponível em: <https://www.geni.org/globalenergy/research/sd-100-percent-renewables-report/sd-100-percent-renewables-report.pdf>. Acesso em: 04 set. 2018.

BEGEAL, C.; DECKER, T., 2011. Solar thermal energy storage. In: Barnes, F.S.; Levine, J.G. **Large energy storage system handbook**, 1. ed. EUA: Taylor & Francis Group, 2011.

BEERBAUM, S.; WEINREBE, G. 2000. **Solar thermal power generation in Índia – a Techno-economic analysis**. Renewable Energy n.21, p. 153-174.

BLANKE, A., 2018. **CAISO 2017 Annual Report**. EUA. Disponível em: <https://www.caiso.com/Documents/Agenda-Presentation-2017AnnualReportMarketIssues-Performance.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2018.

BOLINGER, M., WEAVER, S., 2014. **Utility-scale solar 2013: An empirical analysis of project cost, performance, and pricing trends in the United States**. S.I. **Environmental Energy Technologies Division**, Lawrence Berkeley National Laboratory. 2014. Disponível em: http://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl_utility-scale_solar_2013_report.pdf. Acesso em: 30 set. 2018.

BOYDEN, A.; SOO, V. K.; DOOLAN, M., 2016. **The Environmental Impacts of Recycling Portable Lithium-Ion Batteries**. Procedia CIRP, [S.l.], v. 48, p. 188-193, 2016.

CAISO, 2013. **What the duck curve tell us about managing a green grid**. EUA. Disponível em: http://www.caiso.com/documents/flexibleresourceshelprenewables_fastfacts.pdf. Acesso em: out/2018.

CAISO, 2014a. **Advancing and maximizing the value of energy storage technology: A California roadmap.** EUA. Disponível em: https://www.caiso.com/Documents/Advancing-MaximizingValueofEnergyStorageTechnology_CaliforniaRoadmap.pdf. Acesso em: 20 out. 2018.

CAISO, 2014b. **Prepared statement of Brad Bouillon on behalf of the California Independent System Operator Corporation.** Docket N° AD14-9-00. EUA. Disponível em: <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20140610083142-Bouillon,%20CAISO.pdf>. Acesso em: 20 out. 2018.

CAISO, 2014c. **California Vehicle-grid integration roadmap: enabling vehicle-based grid services.** EUA. Disponível em: <https://www.caiso.com/Documents/Vehicle-GridIntegrationRoadmap.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2018.

CAISO, 2015. **Matching time-of-use rate periods with grid condition maximizes use of renewable resources.** EUA. Disponível em: <https://www.caiso.com/Documents/MatchingTimeOfUsePeriodsWithGridConditions-FastFacts.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2018.

CAISO, 2016. **What the duck curve tell us about managing a green grid.** EUA. Disponível em: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/burnett2/docs/flexible.pdf>. Acesso em: out/2018

CAISO, 2017. **Impacts of renewable energy on grid operations.** EUA. Disponível em: <https://www.caiso.com/documents/curtailmentfastfacts.pdf>. Acesso em 5 out. 2018.

CAISO, 2018a. **Todays Outlook** Disponível em: <http://caiso.com/TodaysOutlook/Pages/default.aspx>. Acesso em: 10 set. 2018.

CAISO, 2018b. **The ISO grid.** Disponível em: <http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/The-ISO-grid.aspx>. Acesso em: 5 out. 2018.

CAISO, 2018c. **Flexible resource adequacy criteria and must offer obligations.** Disponível em: <http://www.caiso.com/informed/Pages/StakeholderProcesses/FlexibleResourceAdequacyCriteria-MustOfferObligations.aspx>. Acesso em: 27 nov. 2018.

CAISO, 2018d. **Demand response and load participation.** Disponível em: <http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx>. Acesso em: 27 nov. 2018.

CAISO, 2018e. **Understanding electricity**. Disponível em: <http://www.caiso.com/about/Pages/OurBusiness/Understanding-electricity.aspx>. Acesso em: 27 nov. 2018.

CALIFORNIA ENERGY COMISSION (CEC), 2018a. **Tracking progress: Renewable Energy**. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/renewable.pdf . Acesso em: 09 jan. 2018.

CALIFORNIA ENERGY COMISSION (CEC), 2018b. **Energy Comission adopts Standards Requiring Solar System for New Homes, First in Nation**. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/releases/2018_releases/2018-05-9_building_standards_adopted_nr.html. Acesso em: 17 fev. 2019.

CALIFORNIA ENERGY COMISSION (CEC), 2018c. **History of California's renewable energy programs**. Disponível em: <https://www.energy.ca.gov/renewables/history.html>. Acesso em: 18 out. 2018.

CALIFORNIA ENERGY COMISSION (CEC), 2018d. **Tracking progress: Energy Storage**. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/renewables/tracking_progress/documents/energy_storage.pdf. Acesso em: 10 nov. 2018.

CALIFORNIA ENERGY COMISSION (CEC), 2018e. **AB 2514 – Energy storage system procurement targets from publicly owned utilities**. Disponível em: https://www.energy.ca.gov/assessments/ab2514_energy_storage.html. Acesso em: 30 set. 2018.

CALIFORNIA ENERGY COMISSION (CEC), 2019. **California Renewable Energy Overview and Programs**. Disponível em: <https://www.energy.ca.gov/renewables/>. Acesso em 18 jan. 2019.

CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMISSION (CPUC), 2018a. **California Renewables Portfolio Standard**. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/renewables/>. Acesso em: 20 out. 2018.

CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMISSION (CPUC), 2018b. **Demand Response**. Disponível em: <http://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=4434>. Acesso em: 20 out. 2018.

CANALES, et al, 2015. **Usinas hidrelétricas reversíveis no Brasil e no mundo: aplicação e perspectivas**. Revista eletrônica em Gestão, educação e Tecnologia Ambiental, v.19, n.2, p. 1230 – 1249. Disponível em: <https://periodicos.ufsm.br/reget/article/viewFile/16002/pdf>. Acesso em 24 jan. 2019.

CASTRO, G. M., 2015. **Avaliação do valor da energia proveniente de usinas heliotérmicas com armazenamento no âmbito do sistema interligado nacional.** 2015. 101 p. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Pós-Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

CHU, Y. AND MEISEN, P., 2011. **Review and Comparison of Different Solar Energy Technologies.** Report of Global Energy Network Institute (GENI), Diego.

CLIFTON, J.; BORUFF, B. J., 2010. **Assessing the potential for concentrated solar power development in rural Australia.** Energy Policy, v. 38, n. 9, p. 5272-5280, 2010.

DENHOLM, P., et al., 2013. NREL/TP-6^a20-58186: **An analysis of concentrating solar power with thermal storage in a California 33% Renewable Scenario.** EUA. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/58186.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2018.

DENHOLM, P., et al. 2015. NREL/TP-6^a20-65023: **Overgeneration from solar energy in a California: A field guide to the duck chart.** EUA. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/65023.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2018.

DENHOLM, P.; MEHOS, M., 2011. **Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy Storage.** NREL Report No. TP-6A20-52978. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

DENHOLM, P.; MARGOLIS, R., 2016. NREL/TP-6A20-66595: **Energy storage requirements for achieving 50% solar photovoltaic penetration in California.** EUA. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/66595.pdf>. Acesso em: 03 mar. 2018.

DEWULF, J. et al. **Recycling rechargeable lithium ion batteries:** Critical analysis of natural resource savings. Resources, Conservation and Recycling, [S.l.], v. 54, n. 4, p. 229-234, fev. 2010.

DSIRE, 2018. **California incentives/policies for renewables & efficiency.** DSIRE – Database of State Incentives for Renewables & Efficiency. Disponível em: <http://programs.dsireusa.org/system/program/detail/840>. Acesso em: 10 out. 2018.

DOE, 2009. **Concentrating solar power commercial application study:** Reducing water consumption of concentrating solar power electricity generation. Washington, D.C.: US Department of Energy DOE, 2009. Disponível em: https://www1.eere.energy.gov/solar/pdfs/csp_water_study.pdf. Acesso em: 30 set. 2018.

DOE, 2015. **Levelized cost of energy (LCOE)**. Office of Indian Energy. EUA.: US Department of Energy. Disponível em: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf>. Acesso em 25 set. 2018.

DOE, 2018. **Parabolic Trough**. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/solar/parabolic-trough>. Acesso em 12 dez. 2018.

DOE/EPRI, 2015. **Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA**. Disponível em <https://www.sandia.gov/ess-ssl/publications/SAND2015-1002.pdf>. Acesso em 24 jan. 2019.

DGS. **Planning and installing solar thermal systems: a guide for installers, architects, and engineers**. 1. ed. James & James Ltd, Alemanha, 2005.

DGS. _____: a guide for installers, architects, and engineers. 2. ed. James & James Ltd, Alemanha, 2010.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), 1999. **Provisions of Assembly Bill 1890**. Disponível em: www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/california/assemblybill.html. Acesso em: 17 out. 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), 2018a. **Today in energy**. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=34792>. Acesso em 14 out. 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), 2018b. **U.S. Battery Storage Market Trends**. Disponível em: https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/pdf/battery_storage.pdf. Acesso em: 20 set. 2018.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA), 2019. **Electric Power Monthly**. Disponível em: https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_1_01_a. Acesso em 09 jan. 2019.

EPE, 2012. **Nota técnica EPE - Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira**. Brasil, 2012.

EWEA, 2009. **Economics of Wind Energy**. Disponível em: http://www.ewea.org/fileadmin/files/library/publications/reports/Economics_of_Wind_Energy.pdf. Acesso em 04 jan. 2019.

GAINES, L.; SULLIVAN, J. L.; BURNHAM, A., 2001. Paper No. 11-3891 **Life Cycle Analysis for Lithium-Ion battery production and recycling**. In: Transportation Research Board 90th Annual Meeting, Washington, DC. 2011.

GLOBAL NEVADA CORP. **Global NevadaCorp – Las Vegas Corporate Headquarters.**, 2011. Fonte: <http://globalnvcorp.com/divisions/energy/solar>. Acesso em: 08 nov. 2018.

HERTWICH, E. G., et al. **Integrated life-cycle assessment of electricity** – supply scenarios confirms global environmental benefit of low carbon Technologies. EUA, 2014. Disponível em: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC4443343/>. Acesso em: 15 set. 2018.

HISCHIER, R.; WÄGER, P.; GAUGLHOFER, J. **Does WEEE recycling make sense from an environmental perspective?** The environmental impacts of the Swiss take-back and recycling systems for waste electrical and electronic equipment (WEEE). Environmental Impact Assessment Review, [S.l.], v. 25, n. 5, p. 525-539, jul. 2005.

ICE ENERGY, 2018. **Ice power**. Disponível em: <https://www.ice-energy.com/residential/>. Acesso em: 30 out. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2014. **Technology Roadmap Solar Thermal Electricity**. Paris, France. International Energy Agency. Disponível em: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technologyroadmapsolarthermalelectricity_2014edition.pdf. Acesso em out/2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2017. **Renewables 2017**. Disponível em: <https://www.iea.org/renewables2017>. Acesso em: 20 out. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2018. **Tracking clean energy progress**. Disponível em: <http://www.iea.org/tcep/power/renewables/otherrenewables/>. Acesso em 03 out. 2018.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), 2019. **Concentrating solar power (CSP) generation**. Disponível em: <https://www.iea.org/tcep/power/renewables/otherrenewables/>. Acesso em 04 jan. 2019.

IRENA, **Renewable energy technologies: cost analysis series - Concentrating Solar Power**. S.l. International Renewable Energy Agency. 1. ed. Alemanha, 2012. Disponível em: https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysis-csp.pdf. Acesso em: 02 out. 2018.

JANNUZZI, Gilberto M. **A nova geopolítica da energia**. In “Diálogos sobre Política Externa, promovido pelo MRE, palácio do Itamaraty, 21/03/2014. Disponível em: http://pt.slideshare.net/gilberto1096/20140321-geopolitica-da-energia?redirected_from=save_on_embed. Acesso em: 30 set. 2018.

JORGENSEN, J.; DENHOLM, P.; MEHOS, M., 2013. **NREL/TP-6^a20-61685**: Estimating the value of utility-scale solar technologies in California under 40% renewable portfolio standard. EUA. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/61685.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2018.

KAGAN, R.A., et al. **Avian mortality at solar energy facilities in Southern California: A preliminary analysis**. In: *National Fish and Wildlife Forensics Laboratory*. 2014. Disponível em: <https://alternativeenergy.procon.org/sourcefiles/avian-mortality-solar-energy-ivanpah-apr-2014.PDF>. Acesso em 17 set. 2018.

KALOGIROU, S. A., **Solar energy engineering: processes and systems**. 1 ed. Academic Press, Elsevier, EUA, 2009. Disponível em <https://www.geni.org/globalenergy/research/review-and-comparison-of-solar-technologies/Review-and-Comparison-of-Different-Solar-Technologies.pdf>. Acesso em: 10 out. 2018.

KOSCHMANN, M. A. **The communicative constitution of collective identity in interorganizational collaboration**, Manage. Commun. EUA, 2012. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0893318912449314>. Acesso em: 10 nov. 2018.

LEVINE, J.G. *Pumped hydroelectric Energy Storage*. In: Barnes, F.S.; Levine, J.G. **Large energy storage system handbook**, 1. ed. EUA: Taylor & Francis Group, 2011.

LEVINE, J.G.; Barnes, F.S. *Applications of energy storage to generation and absorption of electrical power*. In: Barnes, F.S.; Levine, J.G. **Large energy storage system handbook**, 1. ed. EUA: Taylor & Francis Group, 2011.

MALAGUETA, D.C. **Avaliação de alternativas para introdução da geração elétrica termossolar na matriz energética brasileira**. 205f. Dissertação (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Planejamento Estratégico, Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2013.

MCMANUS, M. C. **Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production.** Applied Energy, [S.l.], p. 288-295, maio. 2012.

MEYER, O. A. J. **Optimisation in Plant Operations for a 100 MW Central Receiver CSP Plant with Focus on the Plant Operating Strategies.** Dissertação (Dissertação em engenharia) – Stellenbosch University. Africa do Sul, 2018.

MOZAYENI, H., *et al.* **Performance Study of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage System.** Energy Procedia. 110. 71-76. 10.1016/j.egypro.2017.03.108. 2017.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), 2005. **Potential for Renewable Energy in the San Diego Region.** San Diego, California: National Renewable Energy Laboratory NREL.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), 2014. **SAM help though solar field.** Disponível em: <https://www.nrel.gov/analysis/sam/help/html-php>. Acessado em: Maio/2018.

NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL), 2019. **Direct Normal Solar Resource of California.** Disponível em: <https://www.nrel.gov/gis/solar.html>. Acesso em 04 jan. 2019.

OMENA, Luiza A.; SOUZA, Roberto R. de; e SOARES, Maria José N. (2013), **O papel dos biocombustíveis na nova configuração geopolítica.** Revista de Geopolítica, v. 4, n. 1, p. 79-97, jan/jun, 2013.

RODRIGUES, M. B. B. **Estudo da inserção de planta híbrida heliotermica-fotovoltaica em diferentes localidades do brasil.** 2017. 151 P. Dissertação (Mestrado em Ciências Mecânicas) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, 2017.

SAM/NREL, 2014. **System Advisor Model (SAM) – Weather Data.** Disponível em: <https://sam.nrel.gov/weather>. Acesso em 12 dez. 2018.

SAM/NREL, 2019. **System Advisor Model (SAM).** Disponível em: <https://sam.nrel.gov/>. Acesso em abril/2018.

SANDÉN, B.A; RADE, I. **Metal resource constrains for electric vehicle batteries trans res Part D.** 2001.

SAWIN, J. L., 2001. **The Role of Government in the Development and Diffusion of Renewable Energy Technologies:** Wind Power in the United Sates, Califórnia, Denmark and Germany, 1970 – 2000, Tese de PhD, Faculty of the Fletcher School of Law and Diplomacy.

SCOTT, I.; LEE, S. Battery energy storage. In: Barnes, F.S.; Levine, J.G. **Large energy storage system handbook**, 1. ed. EUA: Taylor & Francis Group, 2011.

SHORT, W., PACKKEY, D. J., & Holt, T. **A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies.** 1. ed. EUA. 1995.

SIOSHANSI, R.; DENHOLM, P. **The Value of Concentrating Solar Power and Thermal Energy Storage.** NREL/TP-6A2-45833. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. 2010.

SOLARPACES, 2018. **Solar Electric Generating Station I.** Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/solar-electric-generating-station-i>. Acesso em 12 dez. 2018.

SOLARPACES, 2019a. **Concentrating Solar Power Projects.** Disponível em: <https://solarpaces.nrel.gov/>. Acesso em: 08 jan. 2019.

SOLARPACES, 2019b. **CSP Projects Around the World.** Disponível em: <https://www.solarpaces.org/csp-technologies/csp-projects-around-the-world/>. Acesso em jan/2019.

SORIA, R. **Cenários de geração de eletricidade a partir de geradores heliotérmicos no Brasil:** a influência do armazenamento de calor e da hibridização. 2011. 203 P. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Programa de Pós-Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

STATISTA. **Average installation cost for concentrated solar power (CSP) worldwide from 2010 to 2017 (in U.S. dollars per kilowatt).** Disponível em: <https://www.statista.com/statistics/799359/global-concentrated-solar-power-installation-cost-per-kilowatt/>. Acesso em 08 nov. 2018.

STEIN, W; LOVEGROVE, K. **Concentrating solar power technology:** Principles, developments and applications. 1. ed. EUA, 2012.

SUCCAR, S. Compressed air energy storage. In: Barnes, F.S.; Levine, J.G. **Large energy storage system handbook**, 1. ed. EUA: Taylor & Francis Group, 2011.

TAYLOR, M., 2008. **Beyond technology-push and demand-pull**: Lessons from California's solar policy. *Energy Economics*, n. 30, p. 2829-2854.

TOGAWA, A. **Energia Heliotérmica**. Disponível em: <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br>. Acesso em: 05 jan. 2019.

TRAWEK, N., 2018. **Winter 2018-2019 operations and Market performance**. FERC Technical Conference AD16-24. Disponível em: <https://www.ferc.gov/CalendarFiles/20181018104718-Traweek,%20CAISO%20Presentation.pdf>. Acesso em: 10 nov. 2018.

VOGEL W; KALB, H. **Large-scale solar termal power**: Technologies cost and development. 1. ed. Alemanha, 2010.

WESTERN EIM. **Western Energy Imbalance Market**, 2018. Disponível em: <https://www.westerneim.com/pages/default.aspx>. Acesso em: 10 nov. 2018.