



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

DEIVID MATIAS DE FREITAS

**NEXO ENERGIA-ÁGUA: ESTUDO DE CASO PARA A MATRIZ ELÉTRICA DO
CEARÁ 2050**

FORTALEZA

2021

DEIVID MATIAS DE FREITAS

**NEXO ENERGIA-ÁGUA: ESTUDO DE CASO PARA A MATRIZ ELÉTRICA DO
CEARÁ 2050**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.

Coorientador: Prof. Dr. Artur Plínio de Souza Braga.

FORTALEZA

2021

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- F936n Freitas, Deivid Matias de.
Nexo energia-água : estudo de caso para a matriz elétrica do Ceará 2050 / Deivid Matias de Freitas. –
2021.
96 f. : il. color.
- Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-
Graduação em Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2021.
Orientação: Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho.
Coorientação: Prof. Dr. Artur Plínio de Souza Braga.

1. Nexo energia-água. 2. Geração de energia elétrica. 3. Cenários energéticos. I. Título.

CDD 621.3

DEIVID MATIAS DE FREITAS

**NEXO ENERGIA-ÁGUA: ESTUDO DE CASO PARA A MATRIZ ELÉTRICA DO
CEARÁ 2050**

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado Acadêmico em Engenharia Elétrica do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do título de mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em: 16/03/2021.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Arthur Plínio de Souza Braga (Coorientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Manuel Rangel Borges Neto
Instituto Federal Sertão Pernambucano (IFSertão-PE)

A Deus.

À minha família e à memória dos meus pais.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por meu ingresso no mestrado, por me dar forças em meio aos contratempos que surgiram durante o processo e pelas inúmeras amizades construídas em meio às dificuldades para chegar até aqui.

À Universidade Federal do Ceará (UFC), pela liberação parcial do trabalho que me permitiu cursar as disciplinas, e ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), pelo inestimável corpo de professores, aos quais dedico minha admiração.

Em especial, meu muito obrigado ao Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, pelas inúmeras ajudas, excelente orientação, pelo exemplo e forma de trabalhar a partir dos quais pude adquirir uma visão que vai além da sala de aula.

Ao Prof. Dr. Fernando Luiz Marcelo Antunes, pelos incentivos e por me permitir cursar sua disciplina como aluno ouvinte.

Aos professores participantes da banca examinadora, Prof. Dr. Arthur Plínio de Souza Braga, Prof. Dr. Fabrício Gonzalez Nogueira e Prof. Dr. Manuel Rangel Borges Neto, pelo seu tempo dedicado a contribuir com esta dissertação.

Aos meus amados familiares e amigos que participaram direta e indiretamente para a realização desse sonho, o meu muito obrigado!

“ ...Se não puder voar, corra. Se não puder correr, ande. Se não puder andar, rasteje. Mas **continue em frente** de qualquer jeito!”
(Martin Luther King).

RESUMO

O nexa energia-água é um desafio que pode afetar a produção de eletricidade do Ceará (CE), especialmente em longos períodos de estiagem. Essa dependência fica mais evidente em virtude de a atual matriz do estado contar com quatro usinas termelétricas (Porto do Pecém I e II, Termofortaleza, Termoceará), que demandam quantidade elevada de água, e do uso concorrente dos recursos hídricos limitados. A partir dessa motivação, a presente dissertação apresenta cenários energéticos e quantifica a retirada de água das tecnologias de geração, com o objetivo de auxiliar o planejamento do estado e otimizar a produção elétrica, apontando vulnerabilidades e soluções. A metodologia adotada reúne coeficientes técnicos das principais tecnologias de geração elétrica, totalizando 31 configurações entre fonte ou combustível e sistemas de resfriamento. Em seguida, são caracterizadas as estruturas geradoras para a construção dos cenários que permitem estimar vazões de consumo para o estado. A vazão estimada da matriz elétrica do CE em 2020, cenário de referência operando a plena carga, é de 0,86 m³/s. O cenário da Agência Internacional de Energia, que prevê instalar a captura e armazenamento de carbono em usinas a carvão e gás natural, aumentaria a retirada de água no CE em 90% (passando para 1,66 m³/s), sem acréscimo de potência. Por fim, o cenário estimado para a matriz elétrica do CE em 2050, previsto pelo modelo de média móvel integrada autorregressiva (ARIMA), tem como resultado uma geração anual para o CE de 86 GWh, com retirada estimada de 3,35 m³/s. Diante dos valores de retirada, é analisada a viabilidade dos cenários com a curva de permanência Q₉₀ para o maior reservatório do estado (Castanhão), seguindo as orientações do Decreto N° 23.067/94, utilizado no processo de outorga, sendo constatadas dificuldades para gerenciar o uso concorrente da geração elétrica e abastecimento humano. Como proposta de solução, é indicado o uso de sistemas de resfriamento seco (ar) ou híbrido como prioridade na instalação de novas usinas termelétricas no CE. Além disso, indicar-se que as usinas existentes a carvão passem a utilizar água do mar (desmineralizada), tendo em vista a proximidade com o mar e o suprimento de água doce limitado do estado.

Palavras-chave: nexa energia-água; geração de energia elétrica; cenários energéticos.

ABSTRACT

The energy-water nexus is a challenge that can affect the electricity production of Ceará (CE), especially in long periods of drought. This dependence is more evident due to the fact that the state's current matrix has four thermoelectric plants (Porto do Pecém I and II, Termofortaleza, Termoceará), which demand a high amount of water, and the concurrent use of limited water resources. Based on this motivation, this dissertation presents energy scenarios and quantifies the withdrawal of water from generation technologies, with the objective of assisting state planning and optimizing electrical production, pointing out vulnerabilities and solutions. The adopted methodology gathers technical coefficients of the main electric generation technologies, totaling 31 configurations between source or fuel and cooling systems. Then, the generating structures for the construction of the scenarios that allow the estimation of consumption flows for the state are characterized. The estimated flow of the electric matrix of the CE in 2020, the reference scenario operating at full load, is 0.86 m³/s. The scenario of the International Energy Agency, which foresees installing carbon capture and storage in coal and natural gas plants, would increase water withdrawal in the CE by 90% (increasing to 1.66 m³/s), without increasing power. Finally, the estimated scenario for the electrical matrix of the CE in 2050, predicted by the autoregressive integrated moving average (ARIMA) model, results in an annual generation for the CE of 86 GWh, with an estimated withdrawal of 3.35 m³/s. In view of the withdrawal values, the feasibility of the scenarios with the Q90 permanence curve for the largest reservoir in the state (Castanhão) is analyzed, following the guidelines of Decree N° 23.067/94, used in the granting process, confirming difficulties in managing the concurrent use of electrical generation and human supply. As a proposal for a solution, the use of dry (air) or hybrid cooling systems is indicated as a priority in the installation of new thermoelectric plants in the CE, in addition to indicating that the existing coal plants must start using sea water (demineralized), having in view of the proximity to the sea and the limited fresh water supply of the state.

Keywords: energy-water nexus; generation of electric energy; energy scenarios.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Etapas do ciclo de vida dos combustíveis na geração de energia elétrica	17
Figura 2	– Esquema de classificação dos combustíveis e tecnologias de geração elétrica	18
Figura 3	– Evolução da retirada de água no Brasil (1931-2030), em m ³ /s	19
Figura 4	– Processos de resfriamento e tecnologias de geração compatíveis	20
Figura 5	– Sistema de circulação aberta (passagem única)	21
Figura 6	– Torre de resfriamento (úmida) forçado	22
Figura 7	– Condensador refrigerado a ar	24
Figura 8	– Arrefecimento híbrido	25
Figura 9	– Consumo médio de água <i>per capita</i> por estados brasileiros (L/hab/dia)	28
Figura 10	– Organograma do Sistema Integrado de Gestão de Recursos Hídricos (SIGERH)	30
Figura 11	– Dados de produtividade FV e medidas estatísticas do CE	38
Figura 12	– Emissões de CO ₂ ao longo do ciclo de vida das tecnologias de geração	43
Figura 13	– Representação do modelo de disponibilidade de água (WAM)	46
Figura 14	– Fontes de retirada de água da região do MENA (*)	51
Figura 15	– Lavouras de cana-de-açúcar e áreas de influência das usinas de etanol no Brasil	53
Figura 16	– Infraestrutura energética em operação no CE 2019	61
Figura 17	– Rotas tecnológicas a partir de diferentes tecnologias de carvão para 2DS	63
Figura 18	– UTEs a) Porto do Pecém I e II, b) Termofortaleza e c) Termoceará	64
Figura 19	– Série histórica de geração de eletricidade anual CE (2006 a 2019)	65
Figura 20	– Estimativas consolidadas dos fatores de retirada operacional de água	72
Figura 21	– Vazões de retirada a plena carga das tecnologias de geração CE-REF	75
Figura 22	– Vazões de retirada a plena carga para CE-CCS (barras hachuradas)	76
Figura 23	– Previsão de geração de eletricidade anual para o CE-2050 (MWh)	77
Figura 24	– Estimativas de retirada para o CE (2035-2050)	79
Figura 25	– Curvas de permanência do Castanhão, modelos exponencial (a) e logarítmico (b)	81

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	– Volumes e disponibilidade de água do CE	27
Tabela 2	– Vida útil e prazo de construção das fontes	31
Tabela 3	– Comparação da flexibilidade operativa e taxas de resposta, por tecnologias de geração.	35
Tabela 4	– Características das tecnologias de concentração solar térmica (CSP)	39
Tabela 5	– Principais resultados dos trabalhos analisados	55
Tabela 6	– Valores de retirada operacional de água nas tecnologias de geração de eletricidade em L/MWh	59
Tabela 7	– Características técnicas do cenário de referência (CE-REF)	62
Tabela 8	– Parâmetros e valores do modelo ARIMA	67
Tabela 9	– Fatores de capacidade para efeito de cálculos das tecnologias de geração	69
Tabela 10	– Critérios para o cálculo de vazões outorgáveis do CE	69
Tabela 11	– Estação fluviométrica analisada	69
Tabela 12	– Cidades com os maiores consumos humanos urbanos do CE	71
Tabela 13	– Distribuição da geração anual por tecnologia do modelo ARIMA	78
Tabela 14	– Cenários estimados e previstos para onexo energia-água do CE	79
Tabela 15	– Risco hidrológico do nexo energia-água do CE	81

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACFOR	Autarquia de Regulação, Fiscalização e Controle dos Serviços Públicos de Saneamento Ambiental
ADECE	Agência de Desenvolvimento do Estado do Ceará
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARIMA	<i>Autoregressive integrated moving average</i> (Média móvel integrada autorregressiva)
ASTEF	Apoio a Serviços Técnicos, Ensino e Fomento a Pesquisas
BEN	Balanco Energético Nacional
BIG	Banco de Informação de Geração
CAGECE	Companhia de Água e Esgoto do Ceará
CCS	<i>Carbon capture and storage</i> (Captura e armazenamento de carbono)
CE	Ceará
CBHs	Comitês de Bacias Hidrográficas
CE-REF	Cenário de referência
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CNPq	Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico
COGERH	Companhia de Gestão de Recursos Hídricos
CONERH	Conselho Estadual de Recursos Hídricos
CSP	<i>Concentrated solar power</i> (Concentração solar térmica)
DEE	Departamento de Engenharia Elétrica
EIA	<i>Energy Information Administration</i> (Administração de Informações de Energia)
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de capacidade
FIEC	Federação das Indústrias do Estado do Ceará
FV	Fotovoltaica
FUNCEME	Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos
GD	Geração distribuída
GEE	Gases do efeito estufa
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IGCC	<i>Integrated gasification with combined cycle</i> (Gaseificação integrada com ciclo combinado)
IRENA	<i>International Renewable Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia Renovável)
LEA	Laboratório de Energias Alternativas
MIP	Matriz insumo produto
MME	Ministério de Minas e Energia
N/A	Não se aplica
PCH	Pequenas centrais hidrelétricas
PC	Combustão pulverizada de carvão
PPGEE	Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica
ROR	<i>run-of-river</i> (fio d'água)
RSU	Resíduos sólidos urbanos
2SD	<i>2-degree celsius</i> (2 graus celsius)
SCA	Sistema de circulação aberta
SCF	Sistema de circulação forçada
SCN	Sistema de circulação natural
SOHIDRA	Superintendência de Obras Hidráulicas
SRH	Secretaria dos Recursos Hídricos do Ceará
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANEEL
SIGERH	Sistema Integrado de Gestão de Recursos Hídricos
SIN	Sistema Interligado Nacional
SNIS	Sistema Nacional de Informações sobre Saneamento
TGCC	Turbinas a gás de ciclo combinado
TGCS	Turbinas a gás operando em ciclo simples
UTE	Usinas termelétricas
UFC	Universidade Federal do Ceará
V.	Ciclo vapor

LISTA DE SÍMBOLOS

$\%$	Porcentagem
m^2	Metros quadrados
φ_i	i -ésimo coeficiente autorregressivo
δ	Nível inicial do modelo
θ_i	i -ésimo valor de ponderação utilizado
φ_p	Parâmetros dos procedimentos autorregressivos, com comprimento de defasagem p
φ_q	Parâmetros dos procedimentos de médias móveis, com comprimento de defasagem q
μ	Média do processo estacionário
CT_r	Coefficiente técnico de retirada
D	Frequência igualada ou excedida
E	Energia gerada
P	Potência outorgada ou projetada
Q	Vazão observada
Q_r	Vazão de retirada das tecnologias de geração
z_t	Observação da série no instante t

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Objetivos	16
1.2	Estrutura da dissertação	16
2	REFERENCIAL TEÓRICO	17
2.1	Nexo energia-água no setor energético	17
2.2	Sistemas de resfriamento	20
2.2.1	<i>Sistema de circulação aberta (SCA)</i>	21
2.2.2	<i>Sistema de circulação (úmida) forçada ou natural (SCF ou SCN)</i>	22
2.2.3	<i>Sistema de arrefecimento seco (a ar) (air cooled condenser - ACC)</i>	23
2.3	Recursos hídricos do Ceará	25
2.3.1	<i>Bacias hidrográficas do Ceará</i>	27
2.3.2	<i>Demanda hídrica</i>	28
2.3.3	<i>Legislação federal Nº 9.433/97 e estadual do Ceará</i>	29
2.3.4	<i>Gestão de recursos hídricos do Ceará</i>	29
2.4	Tecnologias de geração e as implicações macro e micro da descentralização	31
2.4.1	<i>Vida útil das tecnologias de geração</i>	31
2.4.2	<i>Usinas hidrelétricas e sua tecnologia</i>	32
2.4.3	<i>UTES a carvão e suas tecnologias</i>	32
2.4.3.1	<i>UTES a carvão no Ceará</i>	34
2.4.4	<i>UTES a gás natural (GN) e suas tecnologias</i>	34
2.4.4.1	<i>UTES a gás natural (GN) no Ceará</i>	36
2.4.5	<i>Geração eólicoelétrica</i>	36
2.4.6	<i>A geração solar fotovoltaica (FV)</i>	37
2.5	Potenciais tecnologias de geração para o Ceará 2050	38
2.5.1	Concentração solar térmica (CSP)	38
2.5.2	Biomassa de resíduos sólidos urbanos (RSUs)	40
2.5.3	Usinas nucleares	42
2.6	Mudanças climáticas e o setor elétrico com captura e armazenamento de carbono	42
3	ESTADO DA ARTE	45
3.1	Estudos internacionais	45
3.2	Estudos nacionais	52
3.3	Visão geral do estado da arte	55
4	METODOLOGIA	58

4.1	Coeficientes técnicos operacionais de retirada de água	58
4.2	Matriz elétrica do CE e o nexa energia-água no cenário de referência CE-REF ..	60
4.3	<i>Retrofitting</i> das UTEs a carvão e gás natural no cenário CE-CCS	62
4.4	Modelagem ARIMA para previsão de geração elétrica do Ceará 2050 (CE-2050)	64
4.4.1	Modelagem matemática do ARIMA	65
4.4.2	Modelagem computacional do ARIMA	66
4.5	Modelagem de disponibilidade hídrica	68
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES	71
5.1	Relação de retirada de água por configuração tecnológica de geração de energia elétrica.....	71
5.2	Estimativas dos cenários de referência (CE-REF) sem e com CCS	74
5.3	Perspectivas e projeções do nexa energia-água para o Ceará 2050	77
5.4	Curva de permanência para demandas energia-água	80
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	83
	Sugestões de trabalhos futuros	85
	<u>REFERÊNCIAS</u>	87

1 INTRODUÇÃO

A atividade econômica de qualquer país está relacionada ao crescimento industrial, que, por sua vez, depende de tecnologias de geração de eletricidade adequadas, perenes e confiáveis. O Brasil tem o desafio de diversificar sua matriz elétrica, que é predominantemente hidrelétrica (64,9%), diante das limitações encontradas na construção de novas hidrelétricas e dos períodos de estiagem prolongados (SOARES, 2017; BEN, 2020). Dessa forma, outras fontes, insumos, tecnologias de geração e regiões devem ser exploradas.

Diante disto, discutimos nesta dissertação as tecnologias de geração e o nexo energia-água para o Ceará (CE), cujo horizonte de tempo tem como inspiração o projeto “Ceará 2050 – Juntos pensando o futuro”, iniciativa do planejamento de Governança e Gestão Multi-institucional (público e privado), em parceria com a Fundação de Apoio a Serviços Técnicos, Ensino e Fomento a Pesquisas (ASTEF) e com a Universidade Federal do Ceará (UFC). Esse projeto tem como objetivo acelerar o desenvolvimento do CE, sendo dividido em cinco fases: do passado ao presente; os exemplos pelo mundo; objetivos para o nosso futuro; definindo caminhos; e mudando de etapa, as quais buscam, dessa forma, atingir indicadores e metas de melhoria do estado.¹

O CE apresenta, aproximadamente, 93% do seu território inserido no clima semiárido, fato gerador de condições climáticas específicas, como escassez e irregularidade pluviométrica e índices de evaporação superiores aos de precipitação, ocasionando balanços hídricos anuais negativos, elevada incidência solar anual e recursos hídricos intermitentes (BARRETO, 2018). Nesse contexto específico, tais condicionantes ambientais propiciam cenários desafiadores para a matriz elétrica cearense nesse período de transição e crescimento da demanda por eletricidade, nacional e localmente.

Segundo Oliveira (2015), uma matriz de energia elétrica deve apresentar aos investidores governamentais ou privados o melhor retorno financeiro e econômico possível, mas também deve considerar os aspectos sociais e ambientais, ponderando os impactos e analisando a viabilidade técnica e operacional. Portanto, faz-se imprescindível que haja uma condução sistemática na definição de diretrizes norteadoras da elevação de disponibilidade energética para que esta seja alcançada de forma sustentável e para que apresente resultados que atendam satisfatoriamente aos pontos de vista dos diversos grupos interessados

¹ Mais informações estão disponíveis em: www.ceara2050.ce.gov.br.

(COSTA *et al.*, 2018).

Ao final de 2020, o CE ocupa o 13º lugar em capacidade instalada do Brasil, com participação de 2,61% (4.567 MW) na matriz elétrica brasileira. Além disso, a capacidade instalada em operação no estado, segundo o Sistema de Informações de Geração da ANEEL - SIGA (ANEEL, 2020), tem como principais fontes geradoras em sua matriz: 37 usinas termelétricas (2.158,8 MW), 86 centrais geradoras eólicas (2.180 MW) e 8 centrais geradoras solares fotovoltaicas (FV) (218 MW), sendo 47,27%, 47,93% e 4,77%, respectivamente, juntas correspondem a 99,97%.

A presente dissertação relaciona tecnologias de geração de eletricidade e seu impacto nos recursos hídricos, focando nos desafios do CE, contribuindo assim, para as tomadas de decisões do setor elétrico. As tecnologias de geração abordadas aqui consistem em tecnologias que se destacam diante das características do semiárido brasileiro e que apresentaram, em estudos governamentais e acadêmicos, maior probabilidade de serem instaladas no estado até 2050 (TOLMASQUIM, 2016b; IRENA, 2019; ADECE, 2019; GUIMARÃES, 2019; FREITAS, 2020). Entre elas, estão as termelétricas, como a nuclear, carvão e gás natural (GN), com e sem captura e armazenamento de carbono CCS (do inglês *carbon capture and storage*), e as tecnologias renováveis, como biomassa dos resíduos sólidos urbanos (RSU), eólica, solar fotovoltaico (FV) e heliotérmica ou CSP (do inglês *concentrated solar power*).

Para análise do nexos energia-água, utiliza-se uma metodologia indireta que reúne coeficientes técnicos dos principais bancos de dados nacionais e internacionais. Além disso, analisou-se 31 configurações de tecnologias de geração com e sem sistemas de resfriamento e suas relações com a retirada e consumo de água. Para realizar as projeções que permitiram a construção dos cenários para o estado em 2050, foi utilizado o modelo de média móvel integrada autorregressiva, conhecido como ARIMA (do inglês *autoregressive integrated moving average*), por ser um dos mais utilizados para análises e previsões de séries temporais (BLANCHARD; DESROCHERS, 1997; EDIGER; AKAR 2002; LIMA, 2016).

Dessa forma, esta dissertação almeja contribuir para o planejamento do Estado e para políticas de integração do nexos energia-água, auxiliando as tomadas de decisões relacionadas ao futuro da matriz elétrica cearense.

1.1 Objetivos

A presente dissertação tem por objetivo geral analisar a inter-relação do nexo energia-água por tecnologias de geração, como nuclear, carvão e GN, com e sem CCS, e as tecnologias renováveis, como RSU, eólica, FV e CSP, para o CE 2050. Apresenta ainda os seguintes objetivos específicos:

- Caracterizar e identificar os coeficientes técnicos de retirada de água das tecnologias de geração, trazendo uma visão informativa para a sociedade sobre um panorama geral;
- Calcular o nexo energia-água para a matriz elétrica do CE 2020;
- Avaliar transições e vulnerabilidades no abastecimento elétrico do CE 2050;
- Contribuir para políticas públicas que permitam otimizar a produção elétrica, reduzindo os impactos socioambientais decorrentes;
- Apresentar e caracterizar os resultados obtidos.

1.2 Estrutura da dissertação

A dissertação está organizada em seis capítulos estruturados da seguinte forma: o capítulo 1 traz a introdução, que tem o objetivo de discorrer sobre o tema. No capítulo 2 aborda-se o referencial teórico, objetivando familiarizar conceitos técnicos do tema energia-água, assim como caracterizar o CE. O capítulo 3 apresenta o Estado da Arte, relacionando uma revisão bibliográfica de trabalhos internacionais e nacionais que tratam do tema energia-água, as abordagens utilizadas, a importância do tema em contexto global e sua característica multidisciplinar. No capítulo 4 é apresentada a metodologia e a caracterização da matriz elétrica do CE em 2020 que será o cenário de referência (CE-REF), bem como a descrição da base de dados (limitações e dificuldades) e apresentada a técnica utilizada e as condições para os cenários CE-2050. O capítulo 5 traz os resultados e discussões, apresentando as possibilidades tecnológicas oriundas da metodologia, além de resultados e comparações. Por último, o capítulo 6 apresenta as considerações finais e sugestões de trabalho futuros.

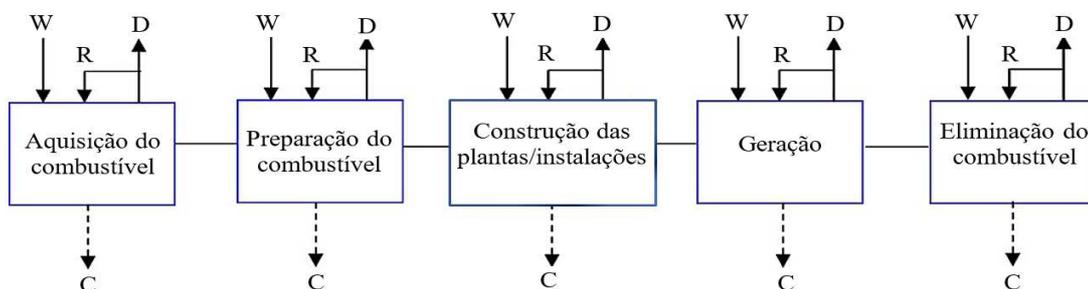
2 REFERENCIAL TEÓRICO

Este capítulo tem o objetivo de relacionar o tema desta dissertação às características do CE. Além disso, busca explicitar a relação energia-água com as diversas tecnologias de geração em operação, assim como em novas tecnologias relevantes. Os temas abordados são: nexos energia-água no setor energético, sistema de resfriamento, recursos hídricos do CE, tecnologias de geração e as implicações macro e micro da descentralização, potenciais tecnologias de geração para o CE 2050, mudanças climáticas e o setor elétrico, e captura e armazenamento de carbono (CCS).

2.1 Nexos energia-água no setor energético

Para caracterizar o uso da água na produção de eletricidade, é importante explicar a diferença entre a retirada e o consumo de água. A retirada é a quantidade de água removida do solo ou desviada de uma fonte de água para uso. O consumo refere-se a uma quantidade de água que não retorna por ter evaporado, transpirado, sido incorporada em produtos ou culturas ou removida do meio ambiente imediato (MACKNICK *et al.*, 2012; SPANG *et al.*, 2014a). Na Figura 1, é possível verificar que a água está presente em várias etapas do processo de geração de eletricidade, como na aquisição de combustível, preparação do combustível, construção ou instalação da planta, geração e eliminação do combustível, porém esta dissertação se concentra na retirada de água da geração de eletricidade.

Figura 1 – Etapas do ciclo de vida dos combustíveis na geração de energia elétrica



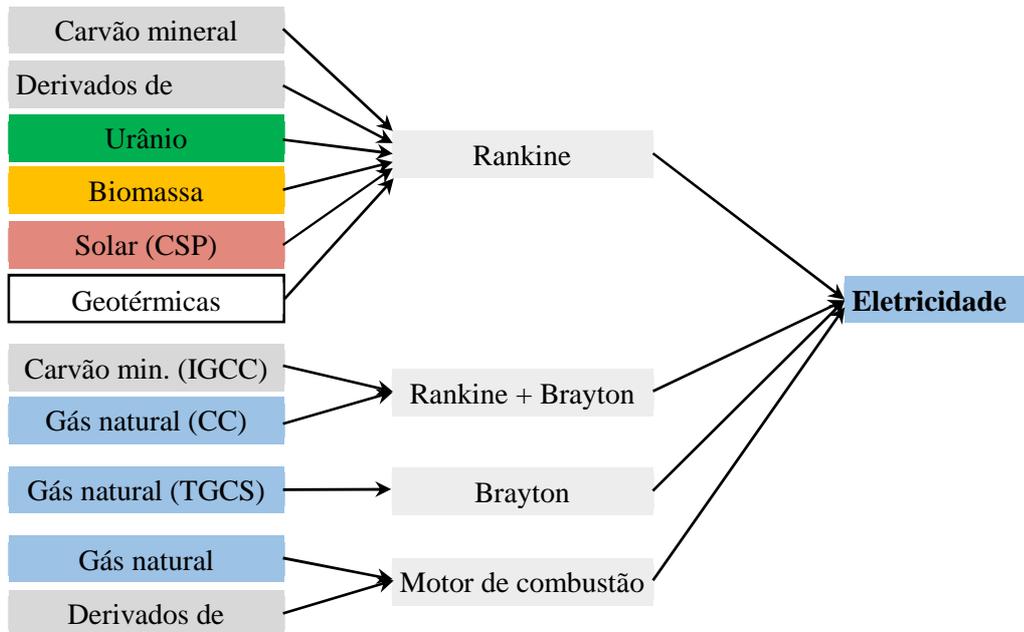
W: Retirada, C: Consumo, D: Descarga, R: Reciclagem

Fonte: adaptada de Fthenakis e Kim (2010).

As tecnologias de geração de eletricidade apresentadas na Figura 2, mostram o uso da água para diferentes processos, dependendo da configuração entre combustível e tecnologia (Rankine, Brayton e motor de combustão). A produção de eletricidade térmica (por exemplo, a carvão, gás natural, biomassa, CSP e nuclear), geralmente, requer água como fluido de trabalho

(e como meio de resfriamento para condensar o vapor), como parte do processo termodinâmico que aciona o motor a vapor. Já as tecnologias de geração eólica e solar FV têm sua maior retirada de água em seus processos de fabricação (MELDRUM *et al.*, 2013) e eventualmente em limpezas e manutenções.

Figura 2 – Esquema de classificação dos combustíveis e tecnologias de geração elétrica



Fonte: adaptada de Viscondi (2016).

Nota: IGCC – Gaseificação integrada com ciclo combinado; CC – Ciclo combinado; TGCS – Turbinas a gás operando em ciclo simples

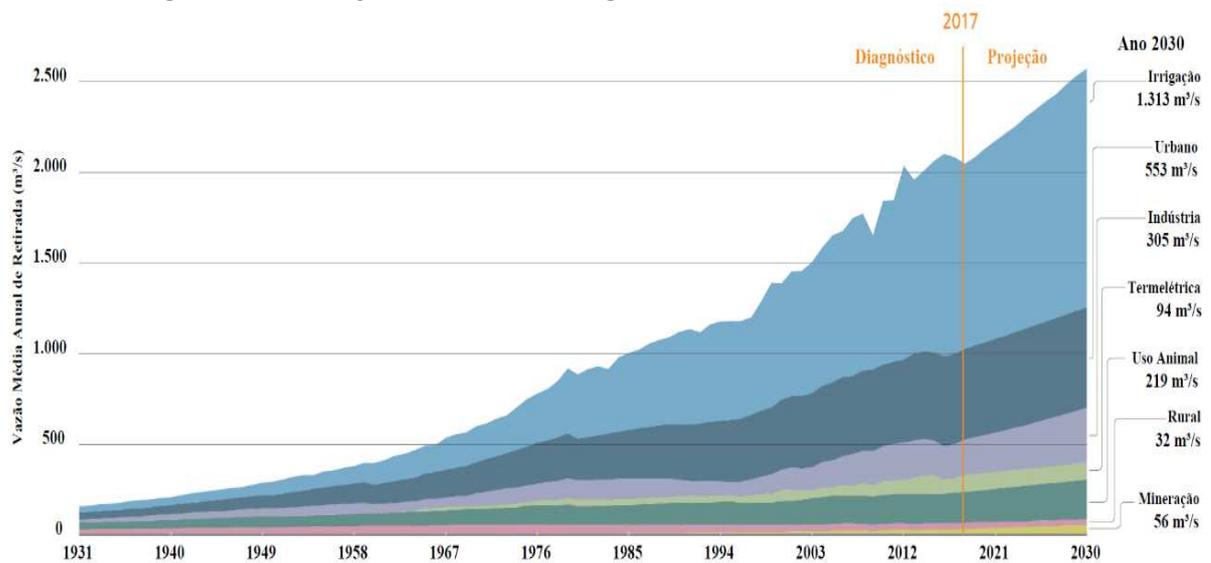
Assim como nas tecnologias de geração eólica e solar FV, o consumo de água em usinas hidrelétricas durante a produção de eletricidade é de pouca significância, entretanto, é importante destacar que a quantidade de água retirada por evaporação e transpiração dos lagos pode ser extremamente alta, dependendo da região e do volume dos reservatórios (CARRILLO; FREI, 2009). Apesar disso, a energia hidrelétrica não afeta diretamente a disponibilidade de água para outros usos, por não ser um uso consumidor e ainda permitir um controle de vazão na região do reservatório. Hidrelétricas fazem parte do raciocínio lógico deste trabalho, no entanto, essa tecnologia não se encaixa para o contexto do Ceará e será discutida, portanto, de forma resumida.

A inter-relação entre energia e água vai além da geração de eletricidade. Por exemplo, a distribuição de água por grandes distâncias requer grandes quantidades de energia; o tratamento das águas residuais dependerá da qualidade pré-existente e da qualidade exigida; por seu turno, o abastecimento dependerá da altura da fonte em relação ao cliente final. Em todos esses processos, há elevado consumo energético. Além disso, o nexos energia-água está

presente na extração e processamento de combustíveis (fósseis e nucleares, bem como biocombustíveis) (STILLWELL; WEBBER, 2013; SPANG *et al.*, 2014b; SENGER; SPATARU, 2015; CARRILLO; FREI, 2009). Diante do exposto, percebe-se que, o setor de energia pode ser vulnerável às restrições, causadas pelas condições de seca e a outras mudanças nos recursos hídricos, não apenas diretamente devido à água necessária para as operações (MELDRUM *et al.*, 2013; MACKNICK *et al.*, 2012).

De acordo com os últimos estudos divulgados no Brasil, em 2017, o consumo de água foi de 2.083 m³/s, e as projeções apontam um crescimento de 24% até 2030 (Figura 3). Em 1931, eram utilizados 131 m³/s, 6% do uso atual. A agricultura irrigada, o abastecimento urbano e a indústria de transformação são responsáveis por 85% das retiradas de água; a retirada para fins de geração de eletricidade das termelétricas foi de 3,8% em 2017, cerca de 79,5 m³/s (ANA, 2019).

Figura 3 – Evolução da retirada de água no Brasil (1931-2030), em m³/s



Fonte: ANA (2019).

Os principais concorrentes por água no Brasil são: irrigação (52%), abastecimento humano urbano e rural (25,5%), indústria (9,1%), uso animal (8%), termelétrica (3,8%) e mineração (1,6%). De um total de 12 (doze) subdivisões geográficas, a 5ª maior retirada de água para produção de eletricidade está no Nordeste oriental (AOR), que engloba os estados de Sergipe, Alagoas, Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Ceará (ANA, 2019). É importante ressaltar que, diferentemente das demais subdivisões, o Nordeste enfrenta, em algumas regiões, restrição no abastecimento humano devido ao baixo índice de chuvas.

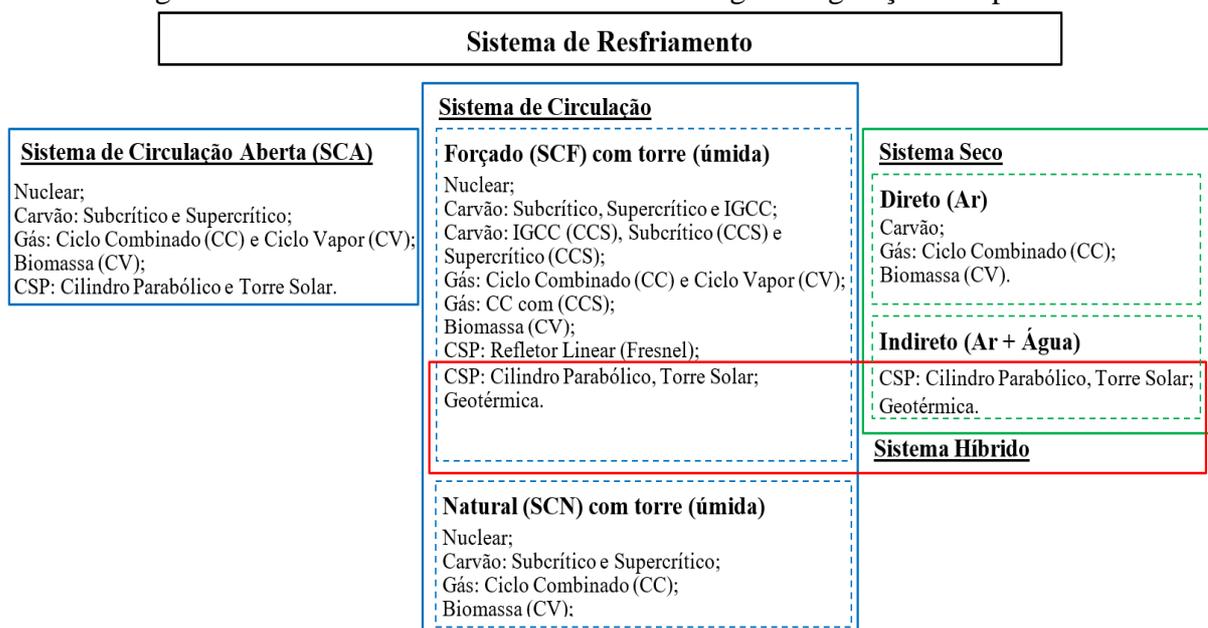
Diante do entendimento e da quantificação das conexões dos usos da água no CE, pretende-se com esta dissertação contribuir para uma política integrada de energia e água com a finalidade de combater o estresse hídrico regional. Isto exige identificar os impactos individuais e cumulativos que as configurações das usinas termoelétricas têm sobre os recursos hídricos e as vulnerabilidades dessas usinas a mudanças na disponibilidade de recursos hídricos.

2.2 Sistemas de resfriamento

A maior retirada e consumo de água na produção de energia termoelétrica está relacionada ao sistema de resfriamento (MIELKE *et al.*, 2010). Estima-se que, aproximadamente 90% da água retirada por termoelétricas são para resfriamento, portanto, o método de resfriamento usado pelas termoelétricas pode ditar a demanda de água das usinas (BYERS *et al.*, 2014; MURRANT *et al.*, 2017a; DELGADO; HERZOG, 2012).

Existem três tecnologias básicas para resfriamento de usinas termoelétricas, as quais, dependem, basicamente, para onde o calor será transferido: (1) sistemas úmidos a água – sistema de circulação aberta (SCA); (2) sistema de circulação forçada (SCF) ou sistema de circulação natural (SCN); e (3) sistema seco – direto (ar) ou indireto (ar+água); a combinação destes, forma o sistema híbrido (DOE/NETL, 2009; MIELKE *et al.*, 2010; VISCONDI, 2016). A Figura 4 apresenta uma síntese dessas configurações:

Figura 4 – Processos de resfriamento e tecnologias de geração compatíveis



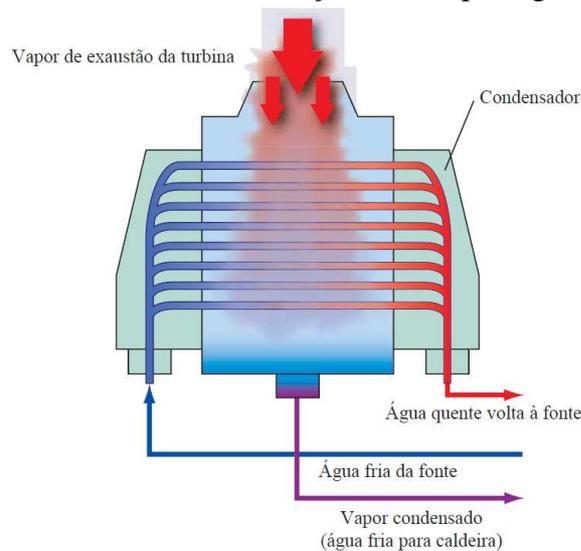
Fonte: adaptada de Mielke *et al.* (2010), Macknick *et al.* (2012), Meldrum *et al.* (2013) e Spang *et al.* (2014a).

A torre úmida de SCF é a tecnologia de resfriamento mais utilizada no mundo. No Ceará, esse sistema é utilizado nas seguintes Usinas Termelétricas (UTES), que serão analisadas neste trabalho: Porto do Pecém I, Pecém II, Termofortaleza e Termoceará.

2.2.1 Sistema de circulação aberta (SCA)

No SCA (Figura 5), a água de uma fonte externa (por exemplo rio, lago ou oceano) é bombeada e passa pelo condensador uma única vez. O SCA (ou condensador) é um trocador de calor no qual se realiza a conversão do vapor de exaustão da turbina para o estado líquido, utilizando a água como fluido de resfriamento; a condensação ocorre quando o vapor entra em contato com a superfície dos tubos. Ao condensar o vapor da turbina, a água é retornada para a fonte de origem a uma temperatura mais alta, de 7 a 17 °C, aproximadamente, e apresenta algum nível de contaminantes. O condensado acumulado na parte inferior do condensador é bombeado através do sistema de aquecimento regenerativo para a caldeira de vapor, fechando o ciclo. Esse processo tem um dos volumes mais altos de retirada necessários para a planta operar, o que gera uma restrição de localização e de liberação ambiental. Apesar disso, tem custo operacional relativamente baixo e consumo líquido de água reduzido em aproximadamente 100 vezes o valor da retirada (a depender do combustível utilizado).

Figura 5 – Sistema de circulação aberta (passagem única)



Fonte: adaptada de EPRI Journal (2007).

Essa opção tem se tornado uma raridade no mundo. Isso acontece porque, além de leis ambientais cada vez mais exigentes restringirem a poluição térmica que gera impactos na vida aquática, a quantidade de água é cada vez mais escassa. Segundo o estudo de Viscondi

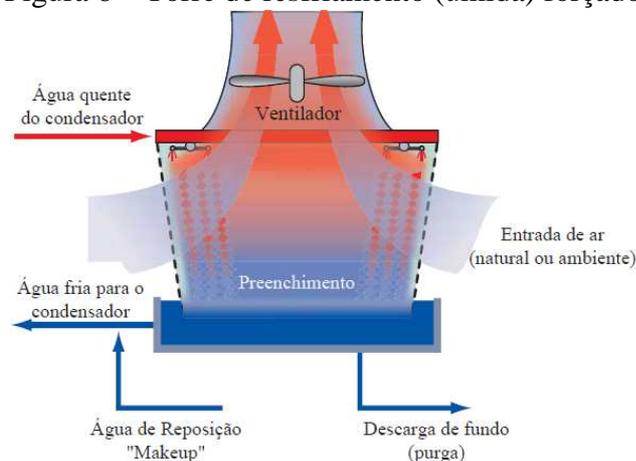
(2016), o Brasil tem seis usinas SCA em operação, que totalizam 2,9 GW de capacidade instalada distribuídas entre GN, petróleo e carvão, com duas usinas de cada tecnologia. Pode-se destacar também, usinas nucleares em operação (Angra 1 e 2), com capacidade de 1,99 GW que utilizam SCA com água do mar (SIQUEIRA, 2016).

2.2.2 Sistema de circulação (úmida) forçada ou natural (SCF ou SCN)

Em um sistema de resfriamento úmido, a água quente do condensador da planta é canalizada até o topo de uma torre de resfriamento (dissipador), de onde flui por um sistema que é projetado para quebrar a água em pequenas gotas finas, a fim de maximizar a área de resfriamento por convecção mecânica (ventilador) ou natural. Essa configuração, se comparada com SCA, tem custo aproximado de 40 a 47% mais alto, além disso tem um consumo hídrico elevado (perda por evaporação). No entanto, sua principal vantagem é uma retirada de água relativamente baixa (DOE/NETL, 2009; MIELKE *et al.*, 2010).

A diferença nos processos de arrefecimento úmido SCF e SCN é a utilização de um mecanismo de ventilação forçada (Figura 6) que permite variar a vazão de ar em função das condições de operação da usina, contudo, a potência motriz de acionamento do ventilador eleva os custos operacionais. Por outro lado, o processo SCF propicia uma redução no porte do sistema de resfriamento comparado com o SCN. Nele, as torres de resfriamento utilizam grandes chaminés de concreto para facilitar as correntes de ar natural pela torre. Embora o SCN exija menos energia, as torres de tiragem naturais geralmente são usadas apenas em instalações com altos requisitos de água de resfriamento.

Figura 6 – Torre de resfriamento (úmida) forçado



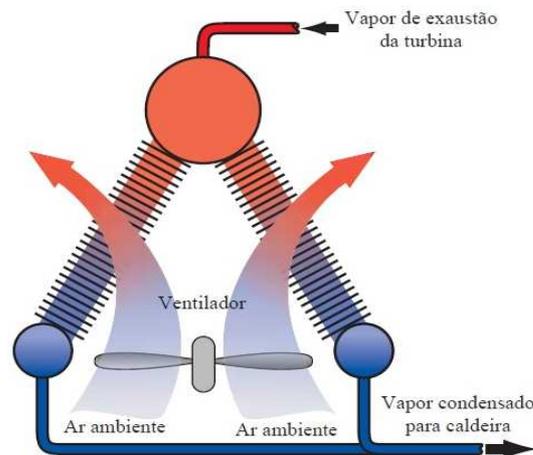
Fonte: adaptada de EPRI Journal (2007).

Devido às perdas que ocorrem nos sistemas (SCF e SCN), é necessária a adição de água de reposição (*makeup*) substituindo a água que foi evaporada para a atmosfera e retirada pelo processo de purga. As perdas por evaporação são tipicamente as maiores contribuintes para o consumo de água em um sistema de torre de resfriamento. À medida que a água evapora na torre de resfriamento, todos os sólidos dissolvidos (Ca, Mg, Na, CO₃, HCO₃, SO₄ e Cl), presentes naturalmente na água, aumentam suas concentrações no líquido recirculante, até alcançarem seu limite de solubilidade. A partir daí começam a ocorrer incrustações, que diminuem a eficiência da troca de calor e, por conseguinte, a eficiência da planta. Para controlar a química da água e assim evitar a formação de incrustações e a corrosão no sistema de água de resfriamento, a água deve ser descarregada em um processo de purga, de forma que a concentração de sais não chegue ao ponto de saturação. Desta forma, retira-se uma quantidade de água conhecida como descarga de fundo de torre, que pode chegar a 25% da água retirada total e cujo conteúdo de sólidos dissolvidos é da ordem de 3 vezes o da água captada (essas taxas são totalmente dependentes da qualidade da água de reposição). Além disso, essa água pode conter as impurezas provenientes dos produtos químicos utilizados, cuja medição é necessária para determinar qual o tratamento a ser empregado, de modo que em seguida possa ser devolvida à fonte original ou enviada a uma estação de tratamento de água (DOE/NETL, 2009; VISCONDI, 2016).

2.2.3 Sistema de arrefecimento seco (a ar) - (air cooled condenser - ACC)

O sistema seco da Figura 7 pode ser direto (ar) ou indireto (ar+água). Em cada caso, utiliza a transferência de calor por convecção para que ocorra o resfriamento. A configuração é semelhante à da SCF, substituindo a torre úmida por torre a seco, o que elimina perdas por evaporação. Uma desvantagem significativa do resfriamento seco é a redução da eficiência da planta em 2% a.a. e, em dias específicos no verão, pode haver uma perda de até 25% por algumas horas, o que pode aumentar o consumo de combustíveis e, conseqüentemente, a emissão de gases de efeito estufa (GEE) (DOE/NETL, 2009). Todavia, a desvantagem do decréscimo na eficiência da planta é compensada pela redução no impacto hídrico que, por sua vez, aumenta a flexibilidade locacional das usinas.

Figura 7 – Condensador refrigerado a ar



Fonte: adaptada de EPRI Journal (2007).

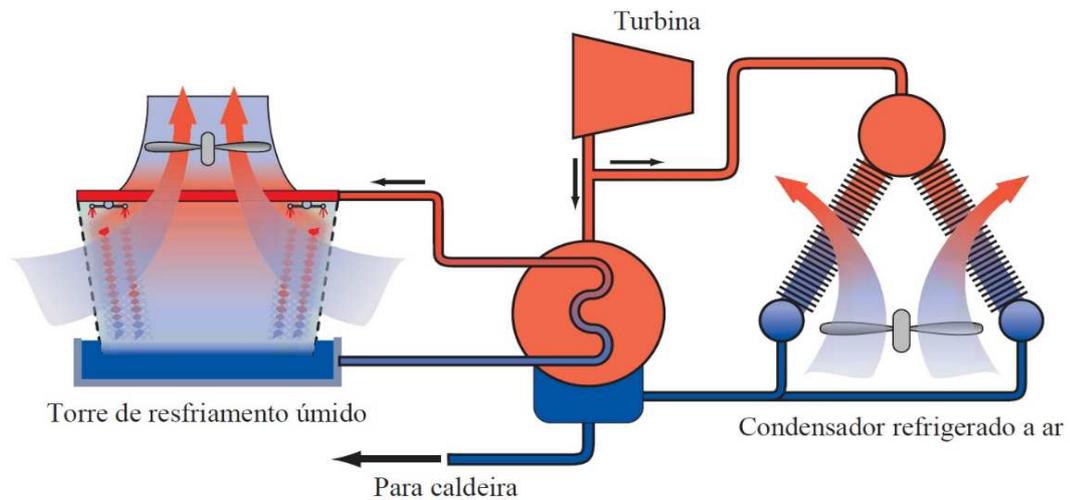
O sistema seco é hermeticamente fechado, e o vapor de exaustão da turbina circula em dutos grandes para o condensador. À medida que o vapor passa através dos tubos aletados do condensador, uma corrente de ar ambiente é soprada por ventilação forçada através da estrutura que condensa e retira o calor, funcionando da mesma maneira que um radiador de carro. É interessante para o sistema manter os dutos de vapor o mais curto possível para minimizar perdas de pressão. Como resultado, o condensador à ar normalmente está localizado perto da construção da turbina. O custo de capital do resfriamento à seco é de 4 a 10 vezes maior do que o de um SCA. Porém, diante do exposto, é possível constatar que a escolha da tecnologia à seco não se resume apenas a retirada de água ou custo de capital elevado, fazem parte da equação: eficiência da planta, variabilidade da eficiência, potência, consumo e integridade operacional do sistema.

Na Figura 8, é representado um sistema de resfriamento híbrido, que é uma combinação do sistema SCF (úmido) e sistema seco (ar). Esse sistema permite obter as vantagens de ambos os sistemas e compensa as limitações de cada um deles. Um sistema híbrido pode ser usado, por exemplo, para reduzir substancialmente a água de reposição consumida em resfriamento úmido sem incorrer nos grandes aumentos de taxa de calor associados a sistemas totalmente secos, melhorando as taxas de calor e a capacidade de geração.

No sistema híbrido pode-se controlar a participação de cada tecnologia e até desligar um dos sistemas. Tal cenário é possível quando ocorrerem condições específicas que favoreçam, por exemplo, a utilização do sistema seco (ar), que no período chuvoso alcança sua melhor eficiência devido à baixa temperatura ambiente. Já em períodos com temperaturas mais elevadas, como no verão, a carga de calor será direcionada para o sistema SCF (úmido),

mantendo a contrapressão da turbina em níveis eficientes. Em uma base anual, um sistema híbrido é dimensionado para consumir metade do consumo de água de um sistema úmido, contudo, em um dia quente, chega a consumir somente uma quarta parte da água em comparação com um sistema úmido convencional (LORA; NASCIMENTO, 2004). O custo de capital desse sistema é elevado, mas tende a cair em razão do ciclo de vida do sistema totalmente seco ou totalmente úmido.

Figura 8 – Arrefecimento híbrido



Fonte: adaptada de EPRI Journal (2007).

No Brasil, há uma dificuldade em obter informações públicas acerca da matriz termelétrica e suas características, como processos e sistemas de resfriamento, o que dificulta os estudos do nexos energia-água. Viscondi (2016) realizou um levantamento das UTEs (carvão, petróleo e gás) brasileiras com capacidade instalada superior a 100 MW, o qual identificou que, de 88 usinas em operação no Brasil, 28 utilizam resfriamento a radiador; 18 o SCF; 6 utilizam o SCA; 6 utilizam o SCN; 1 utiliza a injeção a vapor; e 2 utilizam sistemas à seco (um direto e outro indireto); outras 27 usinas não disponibilizam informação acerca do sistema de resfriamento ou disponibilizam-na com a denominação de “não se aplica”.

2.3 Recursos hídricos do Ceará

O Ceará convive com condições ambientais específicas do semiárido, caracterizadas principalmente pelas incertezas do período chuvoso, concentrado em poucos meses do ano, com grande variação interanual da intensidade das precipitações (<900 mm), altas taxas de evaporação (>2.000 mm). Além disso, o estado apresenta contexto geológico com 80% do território sobre rochas cristalinas coberto com solos rasos, o que condiciona a

intermitência de rios e leva a que intervenções nos recursos hídricos superficiais sejam prioridade (SOUZA FILHO, 2018; TEIXEIRA, 2018).

Nesse contexto, o governo federal, em conjunto com o governo do estado, planejou e implementou ações para ampliar a oferta hídrica com o objetivo de tornar o CE um estado mais resiliente quanto aos períodos de seca. Dentre essas ações, destacam-se:

- A construção do açude Castanhão, concluído em 2002, com vazão máxima projetada de 30 m³/s e capacidade de armazenamento de 6.700 hm³, o que o torna o maior reservatório de múltiplos usos da América Latina; além dele, há o segundo maior reservatório do estado, o açude do Orós, com 1.940 hm³, que deságua no Castanhão;
- Implantação do canal Eixão das Águas, que prevê duas etapas e teve a primeira concluída em 2013, com o objetivo principal de atender à demanda instalada e futura do Complexo Industrial e Portuário do Pecém (CIPP);
- Integração do Rio São Francisco, projeto do governo federal, com a previsão de construção de 700 km de canais ao longo do território dos estados do Ceará, Pernambuco, Paraíba e Rio Grande do Norte, que, diante dos atrasos, tem a conclusão prevista para 2022;
- O Cinturão das Águas do Ceará (CAC), conjunto de obras hídricas construídas e em construção, com o objetivo de viabilizar maior capilaridade das vazões transpostas pelo projeto de integração do Rio São Francisco em território cearense.

Além disso, o CE representa uma área geográfica aproximada de 148.825 km², que é subdividida em 12 bacias hidrográficas, as quais agregam rios, riachos, lagoas e mais de 28 mil açudes de médio e pequeno porte. Desses reservatórios, 155 são considerados estratégicos por concentrarem a capacidade de reservas plurianuais de cerca de 18.678 hm³. Sua infraestrutura hídrica compreende 408 km de canais, 1.784 km de adutoras e redes de distribuição e 32 estações de bombeamento. No total, são 2.582 km de rios perenizados, envolvendo 81 corpos d'água (MEDEIROS *et al.*, 2011; TEIXEIRA, 2018; SOUZA FILHO, 2018).

2.3.1 Bacias hidrográficas do Ceará

O estado do Ceará possui uma capacidade de acumulação de água estimada em aproximadamente 18.678 hm³, dos quais 90% estão nos grandes açudes. Entretanto, a seca vivenciada entre 2012 e 2016, autenticada como a maior dos últimos cem anos, deixou os reservatórios com cerca de 2.496 hm³, o equivalente à apenas 13% do volume total das 12 bacias hidrográficas do CE (Tabela 1). Esse volume, em 2010, estava em 82% (FIEC, 2016; COGERH, 2020; SRH, 2020). As sub-bacias localizadas no sertão central, como CE_2, CE_3, CE_4 e CE_11, apresentaram situação preocupante, evidenciando a vulnerabilidade das retiradas de alguns sistemas adutores, situados a fio d'água nos rios perenizados pelos reservatórios.

Tabela 1 – Volumes e disponibilidade de água do CE

Unidade hidrográfica / Região	Capacidade total (hm ³)	Mínima histórica (hm ³)	Mínima histórica (%)	Capacidade atual (%)
CE_1 – Alto Jaguaribe	2.782,0	862	30	30,5
CE_2 – Médio Jaguaribe	7.386,7	665	9	13,3
CE_3 – Baixo Jaguaribe	24,0	0	2	51,3
CE_4 – Banabuiú	2.767,5	83	3	13,0
CE_5 – Curu	1.028,2	31	3	26,7
CE_6 – Salgado	488,0	83	17	37,6
CE_7 – Metropolitanas	1.371,4	302	22	64,1
CE_8 – Aracaú	1.721,8	189	11	81,6
CE_9 – Coreaú	308,7	133	43	83,6
CE_10 – Litoral	214,9	97	45	85,8
CE_11 – Sertões de Crateús	488,0	24	5	36,1
CE_12 – Serra da Ibiapaba	141,0	27	19	77,8
Ceará (total)	18.678	2.496	13	30

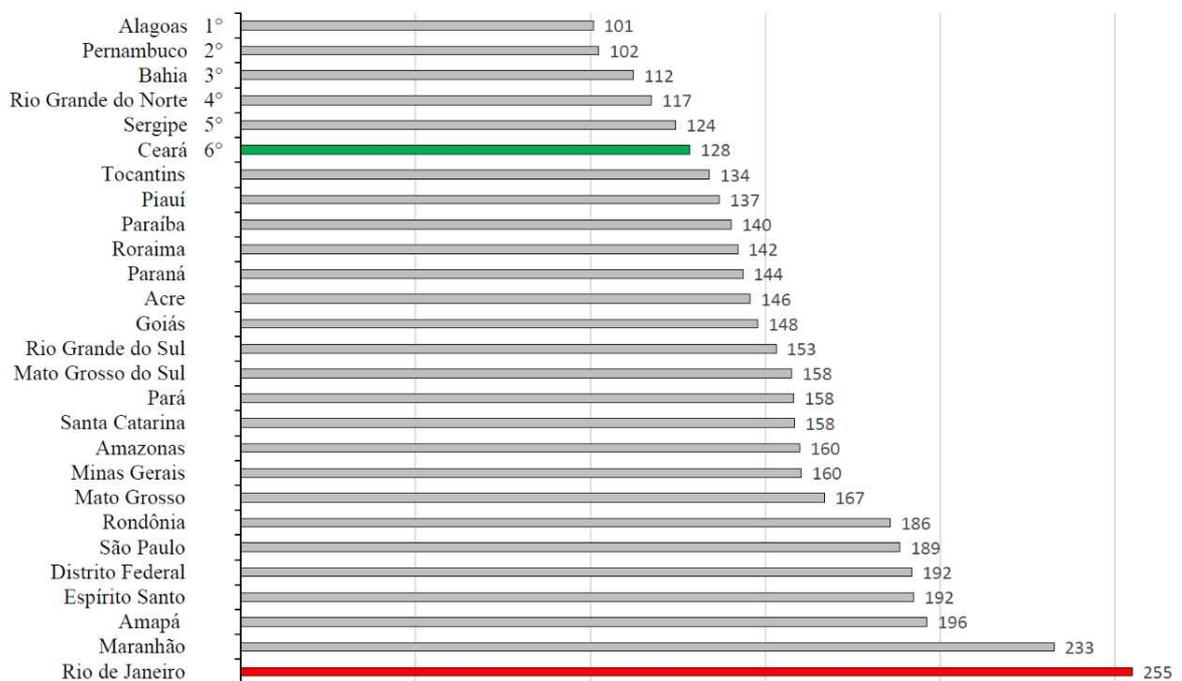
Fonte: adaptada de FIEC (2016), ANA (2020), Barreto (2020), COGERH (2020) e SRH (2020).

O maior centro consumidor de água do estado está localizado na Região Metropolitana de Fortaleza, bacia hidrográfica CE_7, cuja disponibilidade hídrica apresentou dificuldades para atendimento da população, juntamente com as atividades econômicas (SARMENTO, 2016). Assim, justifica-se a importação de água de outras bacias hidrográficas, transportadas pelo Eixão das Águas (oriundas da bacia hidrográfica CE_2).

2.3.2 Demanda hídrica

O consumo médio de água no Brasil é de 166 L/hab/dia (SNIS, 2017). A Organização das Nações Unidas (ONU) considera 110 litros o suficiente para atender as necessidades básicas de higiene e consumo de uma pessoa. Na Figura 9, é apresentado o consumo médio de água dos estados brasileiros, sendo da região Nordeste os seis menores consumos de água. No CE, o consumo é de 128 L/hab/dia, valor equivalente à metade do consumo do estado com maior consumo, Rio de Janeiro, que é de 255 L/hab/dia.

Figura 9 – Consumo médio de água *per capita* por estados brasileiros (L/hab/dia)



Fonte: dados disponíveis em SNIS (2017).

Segundo o SNIS (2019), o consumo médio de água dos últimos três anos no CE foi de 128,3 L/hab/dia. De acordo com o IBGE (2017), a capital cearense tem uma estimativa de 2.627.482 habitantes, o que torna Fortaleza a 5ª capital mais populosa do país. No relatório da ANA (2019), Fortaleza tem a 6ª maior vazão de retirada (m³/s) por município de 2017 para uso humano e urbano do país, com 6,89 m³/s.

2.3.3 Legislação federal Nº 9.433/97 e estadual do Ceará

No Brasil, a Lei Federal Nº 9.433/97, conhecida como a Lei das Águas, institui a Política Nacional dos Recursos Hídricos e estabelece um conjunto de critérios, diretrizes, metas e programas que buscam estrategicamente solucionar problemas relativos aos recursos hídricos e estruturar uma política nacional para o seu efetivo gerenciamento. Entre as atividades previstas nessa legislação, destacamos: coordenar a gestão integrada das águas; arbitrar administrativamente os conflitos ligados ao uso da água; implementar a Política Nacional de Recursos Hídricos; planejar, regular e controlar o uso, a preservação e a recuperação dos recursos hídricos; e promover a cobrança pelo uso da água.

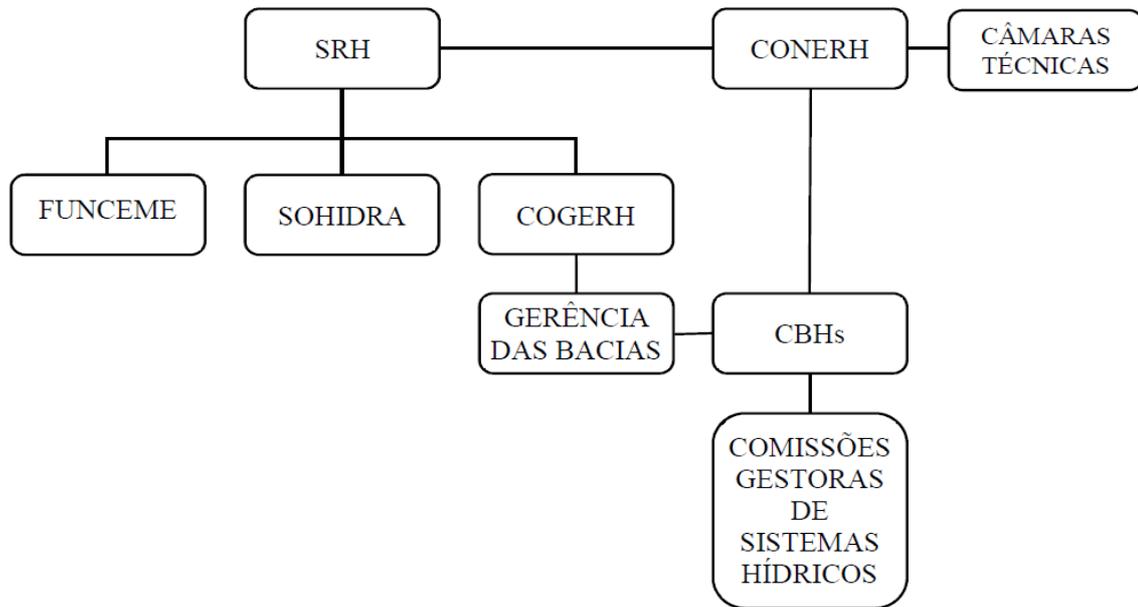
A política dos recursos hídricos do CE foi desenvolvida sob o arcabouço legal da Lei Nº 11.996/92, atualizada e revogada pela Lei Nº 14.844/10, a qual dispõe sobre a Política Estadual de Recursos Hídricos e foi regulamentada via Decreto Estadual Nº 31.076, de 12 de dezembro de 2012, que cria o sistema de outorga para uso da água, execução de obras e cobrança pelo uso da água bruta.

A outorga de uso da água é um dos instrumentos de gestão que limitam o uso da água (em obras ou serviços de interferência hídrica) de forma a garantir a melhor disponibilidade de água para os diversos usos a partir do cadastro e conhecimento das demandas dos usuários. Com isso, assegura aos usuários o direito e acesso à água sob condições estabelecidas na Política Nacional de Recursos Hídricos. Esse instrumento permitiu reduzir conflitos pelo uso da água no Ceará (BRITO, 2016).

2.3.4 Gestão de recursos hídricos do Ceará

Considerando a importância de garantir a oferta de água como fator determinante para o desenvolvimento econômico e social, o CE desenvolveu suas políticas de recursos hídricos influenciado pelos ciclos de seca, e instituiu então a Secretaria dos Recursos Hídricos (SRH) como organismo coordenador da política estadual (Figura 10).

Figura 10 – Organograma do Sistema Integrado de Gestão de Recursos Hídricos (SIGERH)



Fonte: adaptada de Teixeira (2018).

A SRH coordena o (SIGERH), com as seguintes instituições vinculadas:

- Fundação Cearense de Meteorologia e Recursos Hídricos (FUNCEME): responsável por estudos no campo dos recursos hídricos superficiais e subterrâneos e pela prestação de serviços especializados nas áreas de meteorologia e recursos hídricos;
- Superintendência de Obras Hidráulicas (SOHIDRA): tem como finalidade planejar, executar e acompanhar a fiscalização de obras e serviços de interferência hídrica;
- Conselho Estadual de Recursos Hídricos do CE (CONERH): órgão de coordenação, fiscalização, deliberação coletiva e de caráter normativo. O plenário do CONERH é composto por representantes diretos de secretarias de Estado ou pessoas por eles indicadas, representantes dos segmentos usuários, da sociedade civil e dos comitês de bacia.
- Companhia de Gestão dos Recursos Hídricos (COGERH): instituição de gerenciamento de recursos hídricos de domínio do Estado ou da União, por delegação, de forma descentralizada, participativa e integrada. Suas ações compreendem os aspectos de monitoramento qualitativo da água, manutenção, operação de obras hídricas, elaboração de planos e estudos, cadastro de usuários de água, cobrança pelo uso da água e apoio à organização e funcionamento dos Comitês de Bacias Hidrográficas (CBHs).

2.4 Tecnologias de geração e as implicações macro e micro da descentralização

Para entender a geração elétrica do CE em 2050, foram consideradas mudanças micro e macro da matriz elétrica, que tem a estrutura de geração elétrica baseada em uma configuração hidrotérmica, mas com um desafio de expandir e descentralizar com o uso de múltiplas tecnologias de geração, reduzindo, dessa forma, a participação das hidrelétricas. As usinas hidrelétricas representam a maior parte da geração brasileira, sendo as outras fontes utilizadas como auxiliares (ou de base) para segurança energética. Com o objetivo de mitigar os impactos ambientais e os riscos hidrológicos, o governo federal tem estimulado fontes como solar FV e eólica, mais interessantes no contexto da redução dos impactos, apesar da precaução com a intermitência dessas fontes, característica que colabora, de certa forma, para uma tendência de aumento do número de UTEs de origem fóssil como fonte complementar no país (MERSHMANN *et al.*, 2013). Surgem então questionamentos acerca de onde essas UTEs serão instaladas e, no CE, especificamente, quais configurações podem ser adotadas e quais impactos serão ocasionados.

2.4.1 Vida útil das tecnologias de geração

A vida útil de uma usina ou produto é o período em que seu desempenho é atingido ou excedido. A vida útil é um parâmetro técnico que pode afetar a viabilidade econômica dos projetos de forma que, quanto maior seu valor, menor o custo da energia gerada, mantidas todas as demais variáveis constantes. Na Tabela 2, é apresentada a vida útil de tecnologias de geração em operação no Brasil.

Tabela 2 – Vida útil e prazo de construção das fontes

Fonte	Vida útil	Tempo de construção
Eólica	25 anos	1 ano
Solar FV	25 anos	1 ano
Gás natural	30 anos	2 anos
Carvão mineral	40 anos	4 anos
Nuclear	60 anos	7 anos
Hidrelétrica	80 anos	5 anos

Fonte: adaptada de IEA (2015).

É com base nessa referência de vida útil que foram fundamentadas algumas perspectivas para o CE 2050. Além disso, como a matriz elétrica cearense em operação tem forte presença das UTEs, vale ressaltar que, a vida útil estimada para projetos de usinas

térmicas pode ser prolongada por mais 25 ou 30 anos, se submetidas a uma completa avaliação de sua integridade.

2.4.2 Usinas hidrelétricas e sua tecnologia

No Brasil, as usinas hidrelétricas são a maior fonte de geração de energia elétrica, sendo responsáveis por 64,9% da capacidade instalada dos empreendimentos em operação. Entretanto, no que se refere aos projetos das hidrelétricas, existem dois modelos principais de engenharia de construção, a saber: as usinas com reservatório de acumulação e as usinas a fio d'água, conhecidas internacionalmente como *run-of-river* (ROR) (SOARES, 2017; BEN, 2020).

Nesse sentido, uma das principais diferenças construtivas entre essas tecnologias é o fato de, na hidrelétrica tradicional (com reservatório), ser possível a regularização da vazão dos rios, tendo em vista o acúmulo dos reservatórios no período chuvoso. Dessa maneira, o volume hídrico armazenado é utilizado durante os períodos de estiagem (CARRILLO; FREI, 2009; SOARES, 2017). As usinas a fio d'água, por apresentarem reservatórios com dimensões reduzidas, não detêm uma longa capacidade de armazenamento, tornando as tomadas de decisão da ONS mais incertas e, portanto, suscetíveis a falhas em períodos de estiagem prolongada (MAGAJU; CATTAPAN; FRANCA, 2020).

2.4.3 UTEs à carvão e suas tecnologias

As tecnologias de combustão do carvão nas UTEs destacam-se, entre vários fatores, pelos valores de temperatura e pressão na câmara de combustão. Estes, por sua vez, resultam na eficiência média das plantas. As tecnologias são classificadas em ciclos: subcrítico, supercrítico e ultracrítico. Dentre os diversos ciclos termodinâmicos que são aplicados à produção de energia, podemos destacar dois: o ciclo Brayton e o ciclo Rankine. As UTEs à carvão trabalham no ciclo Rankine, com exceção da IGCC, que tem um ciclo misto (LORA; NACIMENTO, 2004).

Sistemas de combustão pulverizada de carvão (PC – *pulverized coal combustion system*) são tecnologias a carvão mais difundidas para geração de energia elétrica. São usados

em cerca de 90% das usinas em operação no mundo. No sistema PC, o carvão é beneficiado e triturado em partículas finas (entre 75 e 30 μm); em seguida, pulverizado na caldeira de forma pneumática, juntamente com ar, para que ocorra a combustão. No sistema PC, a temperatura de operação fica na faixa de 1.300 a 1.500 $^{\circ}\text{C}$, e a eficiência, na faixa de 30 a 45%, a depender do tipo de carvão. Todas as usinas brasileiras em operação usam essa tecnologia em ciclo subcrítico (TOLMASQUIM, 2016a). A tecnologia PC é considerada de queima limpa quando instalados sistemas de controle de NO_x , de dessulfurização de gases (FGD) e de remoção de material particulado. Os sistemas de controle podem utilizar calcário ou amônia como absorventes e remover até 96% do enxofre e 99,99% do material particulado.

A tecnologia de leito fluidizado (FBC) inicia o processo de combustão com uma alta pressão de ar soprado através do carvão moído. Essas partículas são arrastadas formando um leito flutuante chamado “leito fluidizado”, este se comporta como um fluido em ebulição. Esse processo é indicado para minerais de baixa qualidade, como é o caso do carvão brasileiro. A tecnologia FBC permite a redução de enxofre (até 90%) e de NO_x (70-80%), sem a redução de eficiência térmica por conta da adição de partículas de calcário. Outra vantagem dessa tecnologia é que ela pode queimar carvão e resíduos (biomassa, coque de petróleo, antracito etc.) de baixa qualidade, portanto é adequada também a sistemas de incineração.

A gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC) é uma combinação de duas tecnologias, em que o carvão passa por um processo de gasificação que produz o gás de síntese (*syngas*). Este, alimenta uma turbina a gás em ciclo combinado (CC); os gases do escape da turbina em altas temperaturas são aproveitados para geração e para acionar um novo ciclo a vapor, aumentando significativamente o rendimento de todo o ciclo. As configurações IGCC são uma tendência mundial. Existe uma quantidade pequena de usinas com IGCC em comparação com usinas PC, por serem mais caras e complexas. Há plantas em operação nos EUA, Holanda e Espanha. Plantas IGCC podem chegar a uma eficiência de 45 a 52% e reduzir 35% do CO_2 e 90% do NO_x em relação a plantas convencionais (CAMPOS, 2017). Além disso, a tecnologia tem a necessidade de resfriamento reduzida, uma vez que dois terços da energia gerada provêm da turbina a gás, e este ciclo não precisa de sistema de resfriamento (ARROYO, 2012). No sistema de gaseificação, o carvão é aquecido em um vaso pressurizado (gaseificador) com uma quantidade controlada de oxigênio e vapor d’água produzindo um gás combustível: $\text{CO}+\text{H}_2$ e uma fração pequena de CH_4 . A gaseificação (*in situ*) de carvão já se apresenta compatível com o tipo de carvão encontrado no Brasil. Tecnologias que reduzem os impactos

ambientais da queima de carvão podem mudar previsões quanto ao futuro deste na geração de eletricidade no Brasil e no mundo (ROEHE, 2012).

2.4.3.1 UTEs à carvão no Ceará

Em 2020, o CE contou com a maior capacidade instalada a carvão do Brasil, como as UTEs Porto do Pecém I e II, nas quais possuem capacidade instalada total de 1.085 MW, resultado de um investimento de R\$ 5,3 bilhões. As UTEs à carvão representam 50% da matriz termelétrica do estado. O carvão mineral utilizado é importado da Colômbia, o que torna as usinas cearenses mais eficientes em relação a usinas que utilizam carvão nacional (ANEEL, 2019).

A construção da usina termelétrica teve início no segundo semestre de 2008. A UTE Pecém I entrou em operação em dezembro de 2012, com 360 MW; a segunda fase dobrou a capacidade instalada, totalizando 720 MW em maio de 2013; em outubro de 2013, a UTE Pecém II entrou em operação com mais 365 MW (ENEVA, 2020; ANEEL, 2019). Assim, considerando os dados da Tabela 2, as UTEs à carvão cearenses têm vida útil até 2052, isso sem passarem por atualizações ou reformas. Por conta das características dessas plantas e da atual capacidade instalada do CE, para o cenário 2050, serão consideradas nesta dissertação apenas as usinas existentes, Porto do Pecém I e II, que utilizam tecnologia do tipo PC em ciclo subcrítico e sistema de resfriamento SCF.

2.4.4 UTEs a gás natural (GN) e suas tecnologias

O ciclo termodinâmico das UTEs a gás natural é conhecido como ciclo Brayton. Para centrais termelétricas, utiliza-se o ciclo simples (vapor) ou ciclo combinado (CC). O ciclo típico de conversão de energia térmica em geração de eletricidade pode ocorrer em centrais com turbina a vapor, motores de combustão interna (alternativos ou rotativos) e turbinas a gás.

A tecnologia de ciclo vapor é a mais antiga para a geração de eletricidade. Nesse tipo de máquina térmica, a combustão é externa, podendo utilizar qualquer tipo de combustível: carvão, diesel, óleo combustível, biomassa (lenha, bagaço de cana, resíduos sólidos etc.), mas é com GN ou óleo combustível que se consegue a melhor eficiência, de 42 a 44%

(LORA; NACIMENTO, 2004). Sua principal vantagem são as elevadas potências de geração unitária (1.200 MW) (TOLMASQUIM, 2016b).

Turbinas a gás de ciclo combinado (TGCC) utilizam um ciclo com turbina a gás natural (Brayton) acoplado a um ciclo com turbina a vapor (Rankine). As turbinas a gás, diferentemente das turbinas a vapor, não necessitam de um fluido intermediário de trabalho, assim os gases de exaustão da turbina de GN são utilizados numa caldeira de recuperação para gerar vapor para o outro ciclo. Com essa aplicação, uma termelétrica pode atingir eficiência média na faixa de 55 a 58%, com perspectivas de até 63% (LORA; NACIMENTO, 2004). As técnicas de ciclo combinado permitem redução do consumo específico de combustível e, conseqüentemente, reduzem a emissão de GEE. Dessa forma, a TGCC possui maior custo fixo, pelo maior capital investido para fechar o ciclo, e menor custo variável (combustível), pela maior eficiência na geração de eletricidade. Essa característica torna a tecnologia uma ótima opção à base da carga (FERNANDES, 2018).

As turbinas a gás operando em ciclo simples (TGCS) fazem uso de uma turbina a gás (ciclo Brayton), máquina motriz de combustão interna dividida basicamente em três seções principais: compressor de ar, sistema de combustão e turbina. As turbinas a gás em ciclo simples (ou aberto) têm uma eficiência relativamente baixa, entre 36 e 39%, devido à alta temperatura dos gases de exaustão (LORA; NACIMENTO, 2004). A tecnologia TGCS, segundo o IEA (2012), tem uma flexibilidade operacional que pode ser empregada no atendimento de demanda em período de pico, por apresentar as melhores taxas de partida rápida, variando de 20 a 30% por minuto (Tabela 3), o que torna essa tecnologia estratégica para a ONS. Além disso, uma usina inicialmente construída para operar em ciclo simples pode posteriormente fechar o ciclo.

Tabela 3 – Comparação da flexibilidade operativa e taxas de resposta, por tecnologias de geração

Características	Hidro	Carvão	TGCC	TGCS	Nuclear
Tempo de partida (a partir do estado quente)	1 a 10 min	1 a 6 horas	40 a 60 min	< 20 min	13 a 24 horas
Taxa de variação da carga em rampa	20% a 100% por minuto	1% a 5% por minuto	5% a 10% por minuto	20% a 30% por minuto	1% a 5% por minuto
Tempo de zero a 100% de carga	< 10 min	2 a 6 horas	1 a 2 horas	< 1 hora	15 a 24 horas

Fonte: IEA (2012).

Nota: TGCC – Turbinas a gás de ciclo combinado; TGCS – Turbinas a gás operando em ciclo simples.

O tempo necessário para a partida da turbina é influenciado pelo seu tempo de parada: quanto maior o número de horas de parada da planta, maior será o tempo necessário

para a nova partida da unidade. O regime de partida pode ser desde o estado quente (paradas de 6 a 10 horas), estado não resfriado ou morno (desde 10 a 90 horas) e estado frio (mais de 60 a 90 horas de parada) (LORA; NASCIMENTO, 2004).

2.4.4.1 UTEs a gás natural (GN) no Ceará

A matriz termelétrica cearense em operação conta com 26% da sua capacidade instalada a gás natural (GN). São 6 UTEs totalizando 564,9 MW. Dessas, as mais relevantes são: UTE Termoceará e UTE Fortaleza, com capacidade instalada de 220 MW e 326,6 MW, respectivamente, localizadas em Caucaia-CE (ANEEL, 2019). As UTEs usam tecnologia de ciclo combinado com resfriamento em SCF. Uma usina a GN tem vida útil aproximada de 30 anos, podendo se prolongar a vida útil por mais 20 ou 30 anos (TOLMASQUIM, 2016a; FERNANDES, 2018). A UTE Termoceará iniciou sua operação em junho de 2002; a UTE Termofortaleza, em dezembro de 2003. Dessa forma, elas devem continuar em operação até, aproximadamente, os anos de 2033 e 2034, nessa ordem, sem passarem pelo processo de prolongamento da vida útil.

2.4.5 Geração eólicoelétrica

Em um contexto global dos possíveis cenários e caminhos para a produção de eletricidade para 2050, a tecnologia de geração eólica tem sua importância inquestionável. Contudo, a sua intermitência, assim como na tecnologia FV, eleva o nível de complexidade para tomadas de decisão pela ONS.

Denomina-se geração eólica a energia cinética contida nas massas de ar em movimento (vento); a utilização e conversão da energia cinética são realizadas por turbinas eólicas para produzir eletricidade. As turbinas eólicas, ou aerogeradores, são constituídas, essencialmente, por um sistema de orientação, uma caixa de multiplicação de velocidade, um sistema de segurança e um gerador elétrico (CAVADOS, 2015).

Segundo a ANEEL (2020), a condição anemométrica do CE torna-o estratégico para o Brasil na geração de eletricidade eólica. Assim, o estado ocupa a terceira posição no *ranking* nacional, gerando 13,17%, com 2.065,8 MW, logo atrás do Rio Grande do Norte

(27,57%) e da Bahia (26,3%). O fator de capacidade médio cearense é de 34,75% (ABEEólica, 2018). Segundo o Atlas Eólico e Solar do CE (ADECE; 2019), a microrregião do litoral de Camocim e Acaraú tem potencial avaliado de 19,5 GW a 150 m de altura, seguida da microrregião de Ibiapaba, com 11,1 GW. Desta forma, é importante salientar que apenas 10% do potencial eólico do CE representaria mais de quatro vezes a capacidade instalada atual (2 GW).

Nessa conjuntura, o CE é candidato ao primeiro parque eólico *offshore* do Brasil, com dois projetos: o Complexo Eólico Marítimo Asa Branca I, com 400 MW de capacidade instalada, localizado no litoral do município de Amontada-CE, a uma distância entre 3 e 8 km da praia, com profundidades variando entre 7 e 12 metros (MME/EPE, 2018); e o Parque Eólico Offshore Caucaia, com previsão de 598 MW de capacidade instalada, cujo Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e seu Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) está em fase de aprovação por audiência pública (CANAL ENERGIA, 2020).

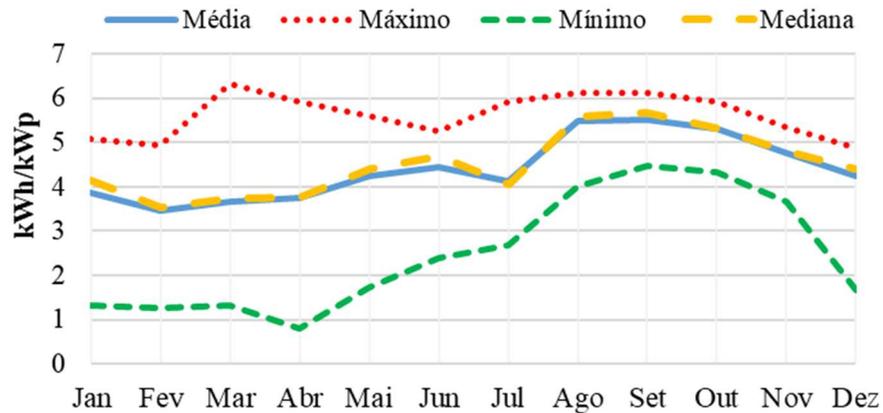
2.4.6 A geração solar fotovoltaica (FV)

O princípio de funcionamento da tecnologia de geração FV fundamenta-se em um fenômeno físico que converte a radiação solar em energia elétrica, por meio dos efeitos intrínsecos dos semicondutores (ORTEGA, 2013; ADECE, 2019). A geração FV é uma das tecnologias de geração com maior potencial de mitigação de emissões de GEE. Esta, entre outras vantagens, justifica a intensificação da pesquisa para tornar a tecnologia mais barata e eficiente.

Na Figura 11, é possível observar os dados de produtividade de uma planta FV de 3,9 KWp instalado no Laboratório de Energias Alternativas (LEA), da Universidade Federal do Ceará (UFC), em Fortaleza (CE). O valor mínimo mensal da curva de produtividade da planta FV ocorre entre os meses de março e abril, e seus maiores valores entre agosto e outubro, período de poucas chuvas em Fortaleza. Os valores máximos apresentam uma estabilidade durante todo o período analisado, ficando entre 5 kWh/kWp e 6 kWh/kWp (SILVA, 2020). Outra planta instalada no laboratório registrou fator de capacidade médio de 20% (CARVALHO *et al.*, 2018). De acordo com a ADECE (2019), o valor de irradiação global horizontal médio é superior a 2000 KWh/m²/ano no estado, o que corresponde a 5,48

KWh/m²/dia, tornando o Ceará economicamente competitivo na instalação de grandes usinas de geração solar.

Figura 11 – Dados de produtividade FV e medidas estatísticas do CE



Fonte: Silva (2020).

Diferente de outras tecnologias de geração apontadas na presente dissertação, as plantas FV têm sua maior retirada de água no processo de fabricação de seus insumos. O uso da água durante a operação se dá, principalmente, para lavagem dos painéis na supressão de poeiras. Os operadores podem diferir bastante em suas programações de limpeza dos painéis, que dependem das condições locais, tipos de tecnologia e preferências econômicas (MACKNICK *et al.*, 2014; MELDRUM *et al.*, 2013). Apesar de evidências experimentais demonstrarem que a limpeza frequente dos painéis aumenta a produção, a limpeza eleva os custos operacionais, podendo levar os operadores a não realizarem limpezas programadas (ARAÚJO *et al.*, 2020).

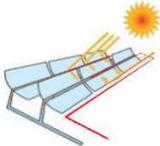
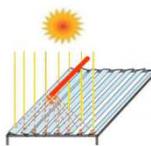
2.5 Potenciais tecnologias de geração para o Ceará 2050

2.5.1 Concentração solar térmica (CSP)

A tecnologia renovável de geração de energia elétrica heliotérmica ou CSP (do inglês *concentrated solar power*), como é internacionalmente conhecida, é uma tecnologia que transforma irradiação normal direta (DNI – *direct normal irradiation*) em energia térmica. O calor é, então, transportado para um gerador de vapor ou motor que transforma o trabalho mecânico em eletricidade, diferente das células solares (FV), que usam a luz para produzir eletricidade. Na Tabela 4, estão algumas das características das quatro configurações existentes

da tecnologia CSP: cilindro parabólico, torre solar, refletor linear (fresnel) e disco parabólico (GARCIA *et al.*, 2017; SILVESTRE, 2016; MELDRUM *et al.*, 2013).

Tabela 4 – Características das tecnologias de concentração solar térmica (CSP)

Tecnologia	Cilindro parabólico	Torre solar	Refletor linear (Fresnel)	Disco parabólico
				
Ciclo	Rankine (SP) / Brayton (CC)	Rankine (SP)	Rankine (ST)	Stirling / Brayton
Sistema de resfriamento	SCF / Seco / Híbrido	SCF / Seco / Híbrido	SCF	N/A
Consumo de água (L/MWh) ¹	2744 – 4001 163 – 299 397 – 1306	2801 – 3255 98 – 98 341 – 946	3785	15 – 23

Fonte: adaptada de Garcia *et al.* (2017), Silvestre (2016) e Meldrum *et al.* (2013).

Nota: AT – Armazenamento térmico; SP – Superaquecido; CC – Ciclo combinado; ST – Saturado; SCF – Sistema de circulação forçada (com torre úmida); N/A – Não se aplica.

A tecnologia de cilindros parabólicos, por exemplo, é constituída basicamente por coletores solares (espelhos), receptores de calor e estruturas de suporte com sistemas de rastreamento solar de um eixo. Dessa maneira, os espelhos de geometria parabólica são distribuídos formando uma folha de material refletivo (os espelhos podem atingir 600 m² de área) com alto grau de polimento, que capta a radiação solar e a concentra em um tubo receptor centralizado na região focal dos coletores (MONTAGNINO, 2020).

Já a tecnologia de torre solar utiliza espelhos planos (ou levemente côncavos) de grande porte, chamados de heliostatos. Cada estrutura é composta por quatro espelhos no mesmo pilar; estes utilizam rastreamento de dois eixos que refletem a luz solar para um receptor instalado no topo da torre (IRENA, 2012; KALOGIROU, 2009). Por sua vez, o receptor absorve e converte a luz solar em calor. O calor é, então, transmitido para um fluido de trabalho, que pode ser uma mistura de sais fundidos, óleo mineral, vapor d'água ou ar. Assim, o fluido aquecido é enviado para tanques de armazenamento térmico (AT) e, à medida que há necessidade, o fluido é enviado a um trocador de calor que produz vapor. Desse modo, o vapor superaquecido gira uma turbina acoplada a um gerador, que, por fim, transforma o trabalho mecânico em eletricidade (PERUCCHI, 2013). De acordo com IRENA (2012), a torre solar configura-se como a tecnologia de CSP mais eficiente na geração de energia elétrica.

A tecnologia do refletor linear (fresnel) ou LFR (do inglês *linear fresnel reflectors*) apresenta uma configuração semelhante à do cilindro parabólico, com longas filas de coletores, com refletores planos ou com leve curvatura, que refletem a radiação solar em ambos os lados de um receptor fixo (localizado a vários metros acima do campo do espelho primário) (IRENA, 2012; OLIVEIRA FILHO, 2014). Cada linha de espelhos está equipada com um sistema de rastreamento de um eixo e é otimizada individualmente para garantir que a luz solar seja sempre concentrada no receptor fixo (PERUCCHI, 2013).

Na tecnologia de disco parabólico, utiliza-se um conjunto de refletores montados na forma de um prato parabólico para concentrar a radiação solar em uma cavidade receptora na região focal do disco. No interior do receptor, o aquecedor coleta a energia térmica proveniente dos raios solares, fazendo operar um grupo de motores (*stirling*) e geradores para produzir eletricidade (MALAGUETA, 2012). Segundo a IRENA (2012), as principais vantagens da utilização da tecnologia de disco parabólico são: possibilidade de instalação de plantas em terrenos relativamente acidentados, o que reduz consideravelmente o custo da preparação do local para novos empreendimentos; a localização do gerador (normalmente, no receptor de cada disco), que contribui para mitigar as perdas de calor; e o fato de os motores *stirling* não utilizarem sistemas de refrigeração robustos, permitindo a instalação da tecnologia em regiões com escassez de água.

A aplicação comercial da CSP é relativamente recente, sendo a Espanha e os EUA os pioneiros no desenvolvimento dessa tecnologia. Um cenário moderado da Agência Internacional de Energia (IEA, do inglês *International Energy Agency*) projeta que, em 2050, a geração por tecnologias CSP será responsável por, aproximadamente, 11% da geração mundial, o equivalente a 5.000 TWh (MANTILLA, 2017). O aumento da CSP, em 2018, foi de 17%, no entanto o plano de desenvolvimento espera um crescimento médio por ano de 26% até 2030 (IEA, 2012).

2.5.2 Biomassa de resíduos sólidos urbanos (RSUs)

Do ponto de vista energético, para fim de outorga de empreendimentos do setor elétrico, considera-se biomassa todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica (de origem animal ou vegetal) que pode ser empregado na produção de energia. A bioeletricidade ou

biomassa para fins energéticos pode ser classificada em três categorias: biomassa energética florestal, agrícola e de resíduos sólidos urbanos (RSU) (MME/EPE, 2018).

Contudo, a exploração de biomassas vegetais (capim-elefante, cana-de-açúcar, arroz, entre outras) no CE torna-se inviável, uma vez que o estado não possui um potencial significativo para o aproveitamento energético dessa fonte (SANTOS *et al.*, 2013; MARAFON *et al.*, 2016), o que pode ser justificado pelo clima semiárido. A elevada produção de RSU se torna uma opção, sendo Fortaleza, capital do CE, um dos municípios que mais geram resíduos no Brasil. Segundo a Autarquia de Regulação, Fiscalização e Controle dos Serviços Públicos de Saneamento Ambiental (ACFOR), em 2019, foram depositadas diariamente entre 6.000 e 8.500 toneladas de resíduos no Aterro Sanitário Metropolitano Oeste de Caucaia (SILVA, 2014; ALVES; VIDAL, 2016; ACFOR, 2019).

No estado do CE, é predominante o uso de lixões como disposição final dos resíduos sólidos urbanos. Na maioria dos lixões, os resíduos são queimados a céu aberto, não existe proteção ao lençol freático ou um gerenciamento eficiente desses locais. Além disso, o gerenciamento inadequado dos RSUs ocasiona vários riscos à saúde ambiental e humana, como a contaminação do solo, da água, do ar e a proliferação de vetores oriundos do lixo. Nesse sentido, o CE é um dos estados brasileiros mais propícios para o aproveitamento energético de RSU, sobretudo para a geração de eletricidade, denotando um grande potencial a ser explorado (VIEIRA BRUNO, 2019).

Embora a eficiência do RSU seja reduzida, essa biomassa gera muito metano, que, por sua vez, é 20 vezes mais prejudicial para o aquecimento global do que o CO₂. O metano, normalmente, é queimado e transformado em CO₂, como forma de minimizar os impactos. A utilização desse recurso para geração de eletricidade elimina alguns desses problemas, e a produção de eletricidade é uma forma estratégica de aperfeiçoar e gerenciar a destinação correta para os recursos sólidos (CARDOSO, 2012; HOEFNAGELS *et al.*, 2013).

O CE não tem UTEs de biomassa conectadas ao sistema interligado nacional (SIN), o que caracteriza um potencial a ser explorado. Nesse contexto, é importante ressaltar o leilão de geração de energia elétrica A-4, em 28 de junho de 2019. O CE foi contemplado com uma usina de biomassa de potência elétrica de 21,4 MW, com data para início do suprimento em janeiro de 2023.

2.5.3 Usinas nucleares

Os reatores brasileiros são do tipo PWR (*pressurized water reactor*). Nas usinas nucleares em operação (Angra 1 e 2), o sistema de resfriamento utiliza água do mar (desmineralizada) com arrefecimento SCA. Esse sistema tem baixo custo e menor área útil para instalação. Um aspecto desfavorável é o elevado volume de água necessário, sendo um fator limitante na escolha para instalação das plantas (SIQUEIRA, 2016).

A maior reserva de combustível nuclear do Brasil medida, indicada e inferida está localizada na cidade de Santa Quitéria (CE), com 142,5 toneladas de urânio (GOLDEMBER *et al.*, 2010). Pesquisas preveem a implantação de 4 a 6 novas usinas de 1.000 MW cada, até 2050, destacando-se o Nordeste no estudo de localização, e o CE está entre essas opções (GUIMARÃES, 2019; CALCULADORA, 2020).

A usina nuclear tem um fator de capacidade superior as demais fontes de energia e raras vezes sofre com flutuações imprevisíveis, como a eólica e a solar FV, o que traz segurança ao sistema de fornecimento de energia elétrica garantindo uma geração contínua, barata e de alta confiabilidade. A geração nuclear é apontada mundialmente como tecnologia de geração estratégica para contribuir na redução de GEE no setor de produção de eletricidade (SIQUEIRA, 2016; GUIMARÃES, 2016; WNA, 2010), tendo em vista que, em seu processo de geração elétrica, não é produzida nenhuma espécie de gás causador do efeito estufa, como dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O) ou CFCs (clorofluorcarbonetos).

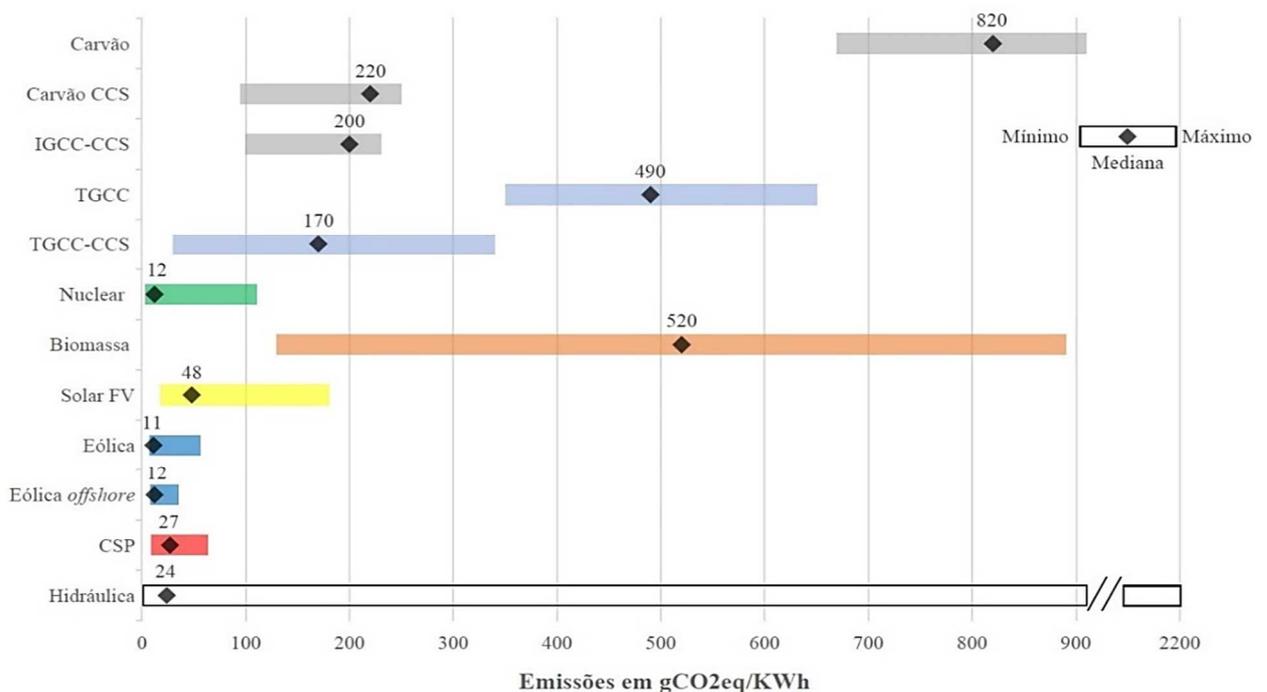
O Brasil apresenta duas vantagens competitivas nesse segmento: possui boas reservas do urânio e é um dos poucos países do mundo que dominam todo o ciclo nuclear (beneficiamento, enriquecimento e fabricação dos elementos combustíveis).

2.6 Mudanças climáticas e o setor elétrico com captura e armazenamento de carbono

O termo “mudança climática” refere-se à variação do clima em escala global ao longo do tempo. Essas variações dizem respeito a mudanças de temperatura, precipitação, nebulosidade e outros fenômenos climáticos em relação às médias históricas. São alterações definitivas no clima, sendo consideradas dessa categoria quando o valor de desvio é maior que a média climática apurada em todos os anos por institutos meteorológicos (OMER *et al.*, 2020).

Um dos principais desafios para o desenvolvimento a longo prazo dos sistemas energéticos é conciliar a redução de emissões de gases de efeito estufa - GEEs (responsáveis pelo aquecimento global) com os requisitos de segurança energética e a crescente demanda. O dióxido de carbono (CO₂) é considerado o principal gás do efeito estufa e é um dos produtos da combustão nas usinas termelétricas. Sua emissão está diretamente relacionada com o combustível utilizado e a tecnologia de geração. Segundo o IPCC (2014), a geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis é uma das atividades humanas que mais emitem gases de efeito estufa para atmosfera. Na Figura 12, podemos analisar o CO₂ equivalente do ciclo de vida das tecnologias de geração e o quanto a tecnologia de captura e armazenamento de carbono CCS (do inglês *carbon capture and storage*) pode ser relevante para o desenvolvimento sustentável do setor elétrico a curto prazo.

Figura 12 – Emissões de CO₂ ao longo do ciclo de vida das tecnologias de geração



Fonte: elaborada pelo autor a partir dos dados de Bruckner *et al.* (2014).

A maioria das usinas conta com controle de poluentes locais (MP, SO_x e NO_x). Já o controle de dióxido de carbono (CO₂) necessita da tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS). Existem vários estudos e processos em desenvolvimento, mas, em plantas de grande porte, são adotadas apenas a absorção química (utilizando solventes, como monoetanolamina – “MEA”) e a absorção física (absorção de sólidos, separação por membranas e separação criogênica).

Todavia, é importante ressaltar que, para realizar a instalação do CCS, surgem demandas adicionais que penalizam o consumo interno de energia da planta, aumentando o ciclo do combustível e o uso da água nas usinas por MW gerado. Diante disso, há que se considerar uma concentração de esforços e exigências em relação à adaptabilidade (*retrofitting*) das plantas, que se resume a três tecnologias: carvão pulverizado (PC), IGCC e TGCC. Essas tecnologias não só englobam a maioria das usinas termoeletricas do mundo, como também são os principais focos de desenvolvimento e pesquisas.

O *retrofitting* representa adaptação da planta existente para a introdução de uma nova unidade de processamento, como no caso de uma unidade de CCS. Essa tecnologia é pouco utilizada no mundo devido à baixa viabilidade técnico-econômica (ROCHEDO, 2011; ANEEL, 2019). No entanto, quando o preço de carbono se iguala à diferença de custo das tecnologias, a implementação de plantas com CCS se torna economicamente viável, dependendo assim dos próximos passos das políticas públicas globais.

Diante das características, tecnologias e perspectivas no horizonte do CE 2050, a proposta desta dissertação é discutir a questão multidisciplinar do nexo energia-água, ponto fundamental para o planejamento da diversificação da matriz elétrica de forma sustentável, através de questionamentos que contribuam para políticas públicas modernas. No capítulo 3, evidencia-se a preocupação mundial com o nexo energia-água e são apontadas as tendências tecnológicas de estudos referenciados. A partir da consolidação dos principais pontos, foi construída a abordagem da presente dissertação.

3 ESTADO DA ARTE

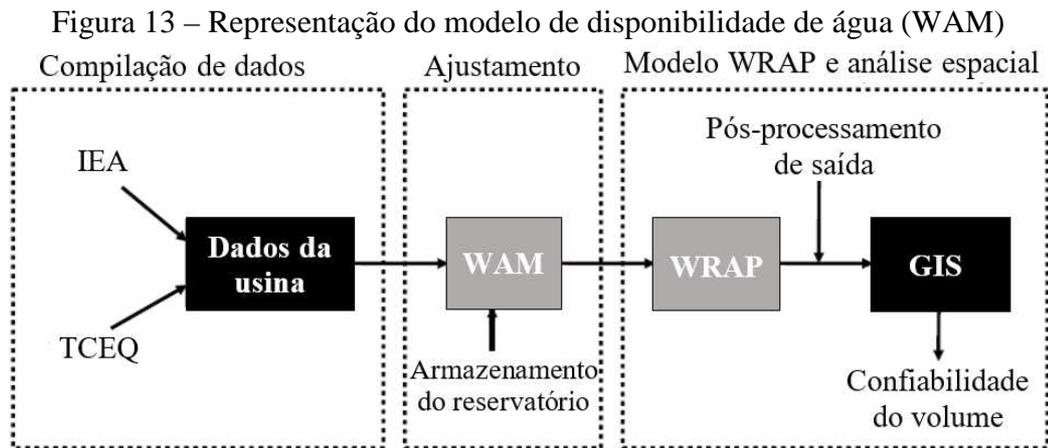
Neste capítulo, uma revisão bibliográfica é apresentada com o objetivo de evidenciar a relação energia-água, bem como sua importância para as tomadas de decisão relacionadas à construção e desenvolvimento da matriz elétrica. Além disso, são analisadas as abordagens utilizadas nos principais trabalhos internacionais e nacionais sobre o tema, teses, dissertações e publicações em anais ou periódicos.

3.1 Estudos internacionais

Khan *et al.* (2016) realizaram um estudo de caso para a Espanha 2050 considerando todo o ciclo de vida do nexo energia-água, em dois cenários: com a água sendo um recurso ilimitado e com restrições de estresse hídrico. Para sua realização, o simulador utilizado passou por modificações e é denominado de MASTER_SO. Nos resultados das simulações de estresse hídrico (moderado e severo), foi identificada a necessidade de incitação extra de 2 e 6 GW, respectivamente, de fontes renováveis eólica e solar, o que implica elevação dos custos. A partir disso, concluiu-se no estudo que os custos extras dos investimentos em energia necessários para lidar com a escassez de água são de cerca de 0,1 a 0,4% do custo total, enquanto as perdas por ignorar a escassez de água variam de 0,2 a 8%. Diante do exposto, constatou-se que, ignorar as demandas e restrições de água no setor de energia pode causar custos significativos, assim como causar superestimação dos recursos hídricos, causando escassez da água regional e subinvestimento em capacidade suficiente, induzindo a erros de inalação de tecnologias intensivas em água.

Stillwell e Webber (2013) adaptaram um modelo já existente para analisar, por meio de simulações, os direitos de uso da água superficial de 11 bacias hidrográficas do Texas e o impacto de secas prolongadas na geração de UTEs da região. O procedimento de modelagem, ilustrado pelos autores, pode ser visto na Figura 13, que integra dados da Agência Internacional de Energia (IEA – *International Energy Agency*) e da Comissão de Qualidade Ambiental do Texas (TCEQ). O modelo de disponibilidade de água (WAM) é editado para refletir as mudanças nas alocações de armazenamento do reservatório, executado com o WRAP (*water rights analysis package*) e organizado com algoritmos de pós-processamento. Em seguida, os resultados de confiabilidade do volume são exibidos geograficamente usando os sistemas de informações geográficas do ArcGIS. Desse modo, foram simulados e explorados diversos

cenários e condições de seca, a partir dos quais os autores observaram que alterações nos níveis dos reservatórios impactam negativamente os processos de operação das UTEs. A conclusão geral dos autores, fundamentada nas melhores simulações, é de que as plantas de geração das UTEs apresentam uma faixa de suscetibilidade de moderada a alta, referente aos efeitos da seca. Dessa forma, à medida que reduz o armazenamento de água, a confiabilidade das UTEs cai drasticamente para a maioria das usinas em comparação com as condições existentes. Contudo, a resiliência e a vulnerabilidade permanecem relativamente constantes.



Fonte: adaptada de Stillwell e Webber (2013).

Fthenakis e Kim (2010) realizaram estudo que relaciona o uso da água no fornecimento de eletricidade dos Estados Unidos em todo o ciclo de vida das tecnologias de geração convencionais e renováveis. Para a realização do trabalho, foram utilizados artigos acadêmicos, relatórios de agências do governo e relatórios de operações industriais, assim como o banco de dados Ecoinvent, para derivar os valores de captação de água incorporados em materiais e processos. Os autores ressaltam no estudo que, para usinas termoelétricas, a retirada de água do sistema de resfriamento está intrinsecamente relacionada ao ciclo de vida da tecnologia de geração. Assim, as tecnologias convencionais da matriz elétrica norte-americana (carvão, nuclear, petróleo/gás, ciclo combinado, hidro e outros) têm retirada média no ciclo de vida de 44.100 L/MWh, dos quais 43.800 L/MWh são de uso para resfriamento. Já as tecnologias renováveis FV e eólica têm retiradas de 800-2.000 e 230 L/MWh, respectivamente, para as condições de insolação média de 1.800 KWh/m²/ano. Os autores concluíram que, embora em termos nacionais, os EUA não corram o risco de esgotamento nas próximas décadas, as avaliações regionais e estaduais evidenciam um alto risco de escassez de água, essencialmente na região árida do sudoeste, na qual se espera um alto crescimento populacional.

Macknick *et al.* (2012) realizaram revisão da literatura e reuniram os coeficientes técnicos de retirada e consumo de água para geração de eletricidade nos EUA, com o objetivo

de consolidar os dados mais recentes e relevantes disponíveis. Esse levantamento permitiu observar que o sistema de circulação aberta pode retirar de 10 a 100 vezes mais água por unidade de geração elétrica e consumir duas vezes menos água do que sistemas de torre úmida. Além disso, as escolhas do sistema de resfriamento podem desempenhar um papel importante no desenvolvimento do futuro da matriz elétrica, além de causarem impactos ambientais substanciais sobre os recursos hídricos locais e sobre a necessidade de adquirir os direitos da água para geração de energia elétrica. Dessa forma, os autores reforçam que o sistema de resfriamento é determinante na retirada e no consumo de água das plantas, mais do que a tecnologia particular de geração elétrica.

Meldrum *et al.* (2013) realizaram revisão de literatura com mais de duas mil referências para analisar o ciclo de vida das tecnologias de geração e a vulnerabilidade do setor elétrico dos EUA diante de mudanças (diretas ou indiretas) nos recursos hídricos. O ciclo de vida foi dividido em três estágios: ciclo de combustível, usina de energia e operações. Apesar de limitações de dados encontradas pelos pesquisadores, foi estimado que a retirada mediana para o ciclo combustível da mineração de carvão superficial e subterrânea é de 83,3L/MWh e de 216 L/MWh, respectivamente; para GN, é de 19 L/MWh; e para nuclear, de 212 a 530 L/MWh. Dessa forma, os autores destacam que, em muitos casos, as operações dominam o uso da água no ciclo de vida. No entanto, as tecnologias renováveis não possuem ciclo combustível, assim as estimativas do ciclo de vida foram: para CSP, 606 L/MWh; para FV (C-Si), 356 L/MWh; e para eólica, 98 L/MWh. Tais análises têm se mostrado imprescindíveis na escolha das tecnologias de geração que serão instaladas em determinada região, o que pode aumentar significativamente o consumo de água. A título de exemplo, foi demonstrado pelos autores que o processo de CCS, a partir de carvão, pode aumentar a retirada de água entre 64 e 97%, devido a uma combinação de menor eficiência no ciclo de vida da planta.

Spang *et al.* (2014a) realizaram uma abordagem sistemática e proativa do nexo energia-água consumida para o ciclo de vida da energia de 150 países. Almejando avaliar o impacto global concernente à utilização desenfreada dos recursos hídricos no setor energético, foi estimado que cerca de 52 bilhões de metros cúbicos de água doce são consumidos anualmente na produção total do setor energético. Além disso, constatou-se que o consumo de água para produção de etanol, aproximadamente, equivale ao consumo global para usinas termoelétricas a carvão, ainda que a produção de etanol represente apenas cerca de 1/100 da produção global de eletricidade a carvão. EUA, Índia, Brasil e China têm os mais altos níveis agregados de consumo de água para o cultivo e processamento de biocombustíveis. O cultivo e

processamento de biocombustíveis consomem de 10 a 100 vezes mais água do que outros processos de energia (SPANG *et al.*, 2014b).

Spang *et al.* (2014b) complementam o estudo normalizando os resultados, por meio de métricas nacionais, como: população, Produto Interno Bruto (PIB), produção total de energia e disponibilidade regional de água. As métricas são indicadores de intensidade do consumo de água da produção de energia (WCEP – *water consumption of energy production*) para cada país. Diante da métrica de intensidade econômica (ou tecnológica), o Brasil apresentou o maior consumo de água, com 576 L/MWh, seguido dos EUA, com cerca de 450 L/MWh. Por seu turno, China, Alemanha, México, Irã, Arábia Saudita, Tailândia e África do Sul estão na faixa de 180 a 270 L/MWh. Assim, pode-se concluir com essa métrica que o consumo de água para energia não está, necessariamente, ligado ao desenvolvimento econômico, mas pode ser dissociado para permitir a produtividade econômica sem uso intensivo de água para as demandas de energia. Diante de limitações encontradas nos dados utilizados, os autores utilizaram a capacidade instalada das usinas e não as suas produções anuais; eles destacam a necessidade de estratificar dados de produção de energia, a fim de que análises regionais possam ser realizadas em cada país.

Carrillo e Frei (2009) realizaram simulações para analisar cenários regionais hipotéticos do nexos energia-água da Espanha para 2030. O modelo quantitativo e linear de cinco etapas inclui extração, refinamento e transformação de matérias-primas em energia útil (eletricidade, energia térmica ou combustíveis de transporte). A modelagem considerou a evolução tecnológica, as necessidades regionais e a matriz elétrica da Espanha, mas não foram projetadas mudanças de demanda para os cenários de 2030, analisando, assim, apenas o efeito das mudanças na matriz elétrica. A abordagem teve como resultados que o cenário das expectativas do governo para a matriz elétrica da Espanha de 2030 pode ter um acréscimo de 25% no consumo de água, se comparado com 2005. O cenário intensivo em biocombustíveis (ou seja, portfólio mais renovável) aumentaria em seis vezes o consumo de água anterior. Todavia, o cenário intensivo em geração eólica (com 37% da matriz) levaria a um aumento de 17% no consumo de água (o que representa uma redução de 8% do cenário governamental). O incremento no consumo de água é preocupante, diante do gerenciamento da concorrência pelo uso da água para o país, por reduzir o suprimento para outros fins, incluídas as culturas alimentares.

Al-mulali *et al.* (2016) realizaram uma análise empírica dos efeitos da geração elétrica oriunda de fontes renováveis na pegada hídrica e terrestre de 58 países, usando como

indicador a pegada ecológica (urbanização, crescimento do PIB e abertura comercial) do período de 1980 a 2009. Foram realizadas inúmeras análises com diferentes métodos e modelos, porém o resultado foi o mesmo: a geração de eletricidade por meio de fontes alternativas pode suscitar uma ineficiência acentuada dos recursos hídricos e do espaço territorial. A substituição de combustíveis fósseis por energia renovável pode ser uma boa solução para reduzir a poluição do ar, no entanto a energia renovável aumenta a degradação ambiental, intensifica a ineficiência hídrica e uso do solo, não apenas no presente, mas também no futuro. Nesse contexto, os autores recomendam a substituição gradual dos combustíveis fósseis, de acordo com o surgimento de novas tecnologias. Todavia, sacrificar urbanização, crescimento do PIB e abertura comercial não é uma boa política. Sendo assim, investir na eficiência energética, geração e processamento é a solução para reduzir as demandas existentes e futuras.

Fricko *et al.* (2016) realizaram uma análise de 2010 a 2100, avaliando a transformação do processo energético na retirada e consumo de água diante de uma política climática de elevação de 2 °C na temperatura média global. Foi utilizado um modelo de validação global que relaciona o uso direto da água na extração, processamento de combustível, geração de eletricidade e produção de calor. Fundamentados nas simulações de inúmeros cenários no modelo *message iam* e considerando a elevação de 2 °C, os autores apontaram que todos os cenários do século XXI apresentaram aumento do consumo global de água (215% a 747%) em relação ao ano-base (2000), como resultado da expansão da demanda elétrica principalmente de regiões em desenvolvimento. Os resultados mostram que as implicações globais e consistentes com uma política climática de 2 °C variam significativamente devido às diversas combinações de tecnologia proporcionais aos níveis de emissões e a amplas variações no desempenho das tecnologias e no nexos energia-água. Dessa maneira, a crescente demanda dos recursos hídricos exerce uma pressão acentuada no ciclo hidrológico global, que suscita, em um curto período, diversos conflitos com os setores agrícola, industrial e doméstico, sobretudo em áreas que enfrentam escassez de água. Pelo exposto, os autores reforçam que é imprescindível ponderar as transformações futuras do sistema energético avaliando a sustentabilidade a longo prazo dos recursos hídricos.

Zhang *et al.* (2016) abordam o conceito de exportação de água incorporada ligada ao comércio internacional de energia para 219 países e regiões no período de 1992 a 2010. Identificaram que, nesse período, o volume de água incorporada média foi de 6,3 Gm³ ano⁻¹ e que o principal responsável foi o petróleo, com cerca de 60%, seguido da eletricidade com 30%, do carvão com 8% e do gás com 2%. Dos países analisados, 157 se caracterizam como

importadores de energia. Além disso, foi demonstrado pelos autores que o comércio de eletricidade em escala global ainda não está desenvolvido, mas a crise hídrica já se instala em pelo menos 33 países de forma grave. A exportação de água é apontada como a principal causa dessa crise e, segundo os autores, a maneira de combatê-la é controlar ou evitar as exportações intensivas de água incorporada. O aumento das demandas de energia, o crescimento rápido da população e as mudanças climáticas farão com que a distribuição e o fornecimento de recursos mudem, levando os formuladores de políticas (públicas e comerciais) a decidirem entre o desenvolvimento econômico e a proteção dos recursos. No entanto, os estudos e a gestão do nexo energia-água podem ser utilizados para resolver os problemas em estágios iniciais.

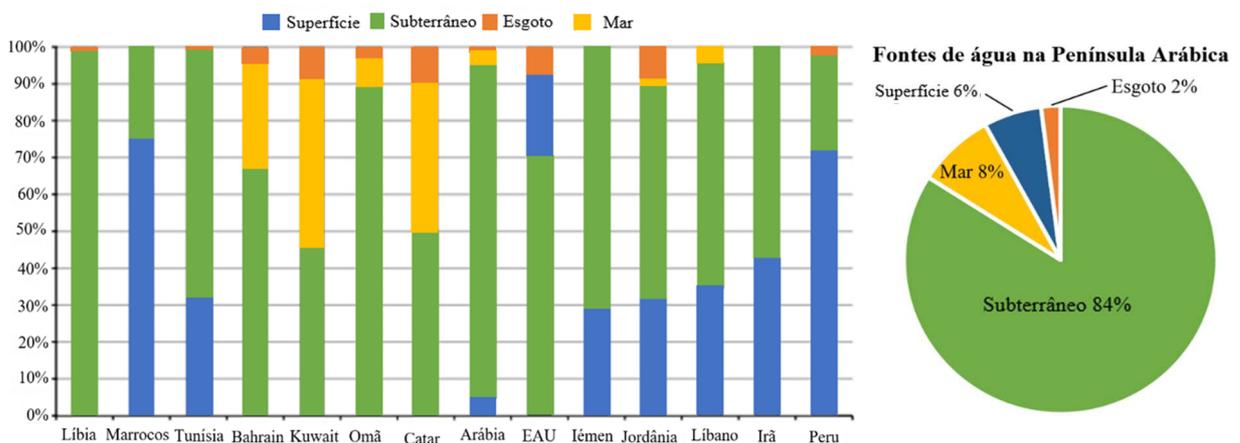
Murrant *et al.* (2017a) analisaram taxas de retirada e consumo de água das tecnologias de geração elétrica disponíveis e específicas do Reino Unido, seus métodos de resfriamento, bem como políticas de CO₂. Além disso, apontaram as mudanças que devem ocorrer na matriz elétrica nos horizontes de 2030 a 2050. Os autores destacaram que a redução na disponibilidade de água resultante das regulamentações ambientais mais rigorosas e das mudanças climáticas representa uma ameaça à infraestrutura dos sistemas elétricos existentes na região e que haverá implicações na elevação dos custos da eletricidade, o que, por sua vez, reduzirá a atual competitividade comercial global do Reino Unido. Essa preocupação já pode ser identificada pelo fato de que, no período do estudo, já não existiam UTEs no interior do Reino Unido com uma capacidade superior a 150 MW que pudessem operar com água de resfriamento ideal. Dessa forma, constatou-se que a geração elétrica de baixo custo depende da disponibilidade da água doce ideal para resfriamento e que a sua escassez afetaria drasticamente as políticas energéticas do Reino Unido.

Murrant *et al.* (2017b) realizaram uma análise das implicações nos custos de geração de eletricidade do Reino Unido para possibilitar o acesso e uso da água do mar nos sistemas de resfriamento das UTEs nos horizontes de 2030 a 2050. No estudo, o acesso à água do mar é variado nas condições de água doce 70% e 95%. O intuito da análise é encontrar viabilidade técnica econômica do portfólio e identificar possíveis custos em tecnologias que possibilitem uma adaptação à iminente escassez hídrica da região. Os autores identificaram que o modelo utilizado tenta driblar custos oriundos da água de resfriamento, priorizando tecnologias de geração renováveis como eólica e FV, mas a capacidade instalada das UTEs continua a aumentar como tecnologia de base. Além disso, é importante destacar que a geração térmica do plano de carbono é mais intensiva em água. Diante do exposto, os autores perceberam que a água do mar tem potencial para reduzir os custos de geração em 12% no

médio e longo prazo para a região. Esse indicador atende às preocupações políticas de competitividade dos produtos exportados no Reino Unido.

Siddiqi e Anadon (2011) realizaram uma avaliação do consumo de energia em sistemas hídricos, assim como do consumo de água das tecnologias de geração em 20 países do Oriente Médio e norte da África, conhecidos como MENA. Essa região conta com apenas 1,4% das reservas globais de água doce. Diante da escassez hídrica acentuada na maioria desses países, faz-se necessária a utilização de diferentes fontes de água. Dessa forma, os autores consideraram três segmentos de valor da água: captação, purificação e tratamento. Nesse contexto, os autores quantificaram que os países do Golfo Pérsico são responsáveis, anualmente, por cerca de 5 a 12% do consumo total de eletricidade para dessalinização. A Arábia Saudita, por sua vez, consome 9%, dos quais 5% são para bombeamento de água subterrânea e 4% para dessalinização. Por outro lado, no Egito, 25% da capacidade elétrica instalada é baseada em sistemas de resfriamento de água doce. Existe ainda o consumo da Síria (7%), do Iraque (5%) e da Turquia (0,4%). Nos demais países do MENA, o consumo é insignificante, o que se justifica pela utilização de água do mar e, principalmente, porque a região nunca teve fontes significativas de água doce. Dessa forma, fica claro que existe o nexo energia-água e que a eficiência hídrica levará à economia de energia. Ademais, o destaque é da infraestrutura de energia das regiões do MENA (Figura 14), que é relativamente robusta do ponto de vista da disponibilidade de água, com exceção do Egito.

Figura 14 – Fontes de retirada de água da região do MENA (*)



Fonte: adaptada de Siddiqi e Anadon (2011). *Alguns países não foram considerados por falta de dados.

Scott *et al.* (2011) realizaram uma discussão usando um algoritmo de otimização genética com três cenários para as regiões oeste, central e oriental dos EUA e seus desafios de deslocamento espacial de energia e água, considerando os impactos ambientais locais, sociais e globais para o ano 2030. O algoritmo identifica cenários sucessivos com formulação

multiobjetivo e multicamadas, para auxiliar nas tomadas de decisão mais eficiente diante dos recursos energéticos e hídricos, evitando, dessa forma, que esses recursos sejam tratados individualmente. Nesse contexto, os autores destacam que os projetos e estruturas existentes que centralizam a produção de energia e transporte de água, em larga escala, foram desenvolvidos em projetos baseados em suposições de recursos inesgotáveis, mas se espera que os novos projetos tenham acoplado o nexo energia-água no planejamento de médio e longo prazo. Além disso, concluiu-se que, o transporte de eletricidade e, até certo ponto, o carvão e o gás bruto fazem com que a energia seja mais adequada a mudanças do que a água, sendo assim, políticas de energia oferecem mais espaço para adaptação às mudanças globais do que políticas de água, que necessitam de adaptação regionalizada, considerando que seus muitos impactos sobre a disponibilidade e a qualidade da água permanecem localizados.

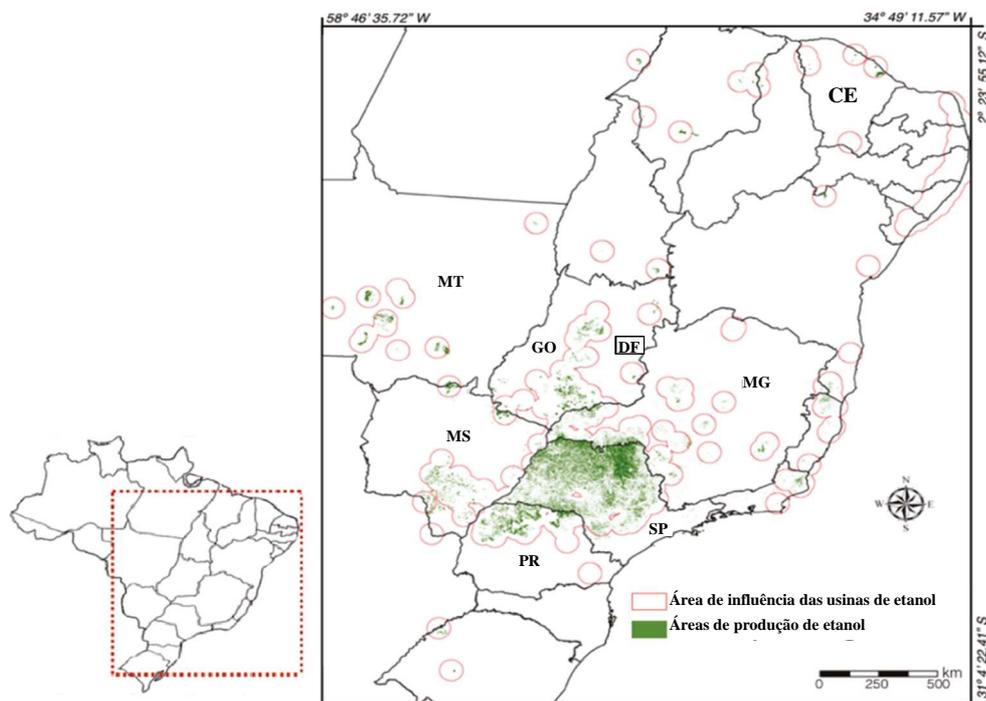
3.2 Estudos nacionais

Merschmann *et al.* (2013) realizaram um estudo das 12 UTEs a carvão em operação e em construção no Brasil, com o objetivo de avaliar a vulnerabilidade hídrica das regiões onde estão ou serão instaladas diante de uma possível implantação da tecnologia de captura e armazenamento de carbono (CCS). Para modelagem e avaliação dos cenários de operação, as usinas foram configuradas com e sem CCS, utilizando o *software* IECM (*integrated environmental control model*). Os resultados mostram que a instalação de CCS aumenta a retirada numa faixa de 102 a 121% e o consumo num intervalo de 97 a 281% para sistemas de resfriamento SCA; já para sistemas de SCF, em que a retirada e o consumo tiveram valores equivalentes, o aumento foi entre 93 e 113%. Dessa forma, foi identificado que praticamente todas as termoelétricas avaliadas, ao se implantar o CCS à base de monoetanolaminas, dobram a retirada e o consumo de água. Portanto, as estimativas indicam que o Brasil, ao planejar expandir seu complexo de geração de energia elétrica, adicionando térmicas a partir de combustíveis fósseis e, no futuro, com a instalação da tecnologia de CCS, deve considerar os recursos hídricos como um fator crítico na tomada de decisão relacionada à escolha do local para a implementação das UTEs.

Bellezoni *et al.* (2018) realizaram uma análise da expansão do etanol tendo como base as políticas e metas brasileiras no horizonte de 2030, bem como os impactos da cultura de cana-de-açúcar para o nexo água-energia-alimentos na bacia Paranaíba, localizada no estado de Goiás. O Brasil é o segundo maior produtor de etanol do mundo e, no período de 2000 a 2015,

teve um aumento de 10,6 para 30 hm³/ano, sendo a maior concentração da produção de cana-de-açúcar localizada na região Sul, com 90% (Figura 15). A abordagem metodológica empregada pelos autores se fundamenta no modelo *input-output* (IO), também conhecido como matriz insumo produto (MIP). Diante dos resultados e da metodologia aplicada, os autores concluíram que, para o estado de Goiás manter sua participação de 14% na capacidade instalada do Brasil até 2030, a oferta de etanol aproximada seria de 54 hm³/ano, exigindo, dessa maneira, um aumento de 35% na área de cultivo em relação a 2015. Ademais, segundo o estudo, a demanda adicional de água oriunda dos aumentos consideráveis da produção de cana-de-açúcar não ameaça os recursos hídricos da bacia do Paranaíba, todavia, como a área de cultivo continua a se expandir incessantemente, faz-se imprescindível adotar uma política de gerenciamento hídrico eficiente para não comprometer o abastecimento da população goiana.

Figura 15 – Lavouras de cana-de-açúcar e áreas de influência das usinas de etanol no Brasil



Fonte: adaptada de Bellezoni *et al.* (2018).

Vilanova e Balesteri (2015) investigaram o consumo direto da energia elétrica nos sistemas de abastecimento e distribuição de água do Brasil, conhecido internacionalmente como WSSs (*wastes in water supply systems*). Foi constatado pelos autores que o uso direto da eletricidade nos sistemas de abastecimento de água do Brasil demandou um total de 9.352 GWh ou 2.545 kWh/hab/ano para o consumo, o que representou 1,9% da produção elétrica do país em 2012. No entanto, aproximadamente 29% dessa energia foi desperdiçada com perdas de água nos sistemas de distribuição e abastecimento hídrico nacional. Estima-se que o consumo

elétrico para abastecimento de água no país em 2025 seja de 15.147 GWh, dessa maneira, a implantação de medidas de eficiência hidráulica e energética necessita ocupar uma posição de prioridade nas políticas nacionais de gerenciamento dos recursos hídricos e energéticos. O Nordeste (NE) tem valores elevados de consumo de energia e perda de água. Assim, os autores destacam a região como a mais importante para se trabalharem políticas de eficiência do nexo energia-água, isso sem considerar as condições predominantes de baixas chuvas, altas temperaturas e baixa disponibilidade hídrica, o que torna as medidas ainda mais importantes para a sustentabilidade da região.

González-Bravo *et al.* (2020) realizaram uma análise de sustentabilidade do nexo energia-água da bacia Guandu, localizada no Rio de Janeiro (RJ), Brasil. A capacidade hídrico-energética da região é estratégica para o Sistema Integrado Nacional (SIN), com três usinas hidrelétricas (UHEs): Fontes-Lajes, Vigário, Pereira Passos. Nesse contexto, os autores utilizaram o *software Aquatool* para simular a vazão anual da região, bem como avaliar os impactos dos cenários potenciais projetados para 2035, considerando as mudanças climáticas, uso da terra e transferência de água das bacias vizinhas. Os resultados do modelo hidrológico apontaram forte tendência de indisponibilidade hídrica na região Sudoeste e redução do fluxo de transferência da bacia do Paraíba do Sul, em virtude, principalmente, das alterações dos padrões de precipitação reduzindo a água disponível. Portanto, como medida de gestão para o estado do RJ, os autores recomendaram uma redução urgente no fluxo de transferência das bacias, devendo acontecer, de forma gradual e intensificada, no período entre 2025 e 2035, como medida para combater uma crise que pode afetar tanto o abastecimento hídrico quanto energético. Além disso, deve-se melhorar a gestão da eficiência da água doce líquida utilizada nas hidrelétricas do complexo de Lajes, que tem valores médios de 13,5 m³/GW. Tais fatos evidenciam a alta dependência de transferências do Paraíba do Sul, chamando a atenção para a importância de políticas hídricas e energéticas nos próximos anos.

Arroyo (2018) formulou e explorou a sinergia e o conflito de escolhas (*trade-offs*) para expansão da oferta energética no Brasil sob restrições de uso da água, utilizando o *software Message-Brasil*, modificado com componentes hídricos de 17 tecnologias de geração. As políticas energéticas do nexo energia-água podem afetar a gestão dos recursos hídricos, uso do solo e impactos nas mudanças climáticas e vice-versa. Nessa perspectiva, foram propostos três cenários para o estudo de caso do setor elétrico no Brasil: cenário de referências (REF), cenário de restrições hídricas e custo pela demanda de água e um cenário com estratégias de descarbonização. De acordo com as simulações, o maior consumo de água no setor elétrico para

o cenário de REF foi a região do Atlântico Sudeste, com 38% (57 Mm³) em 2010, e as projeções para 2050 são de aumento para 49% (229 Mm³). Nesse contexto, a bacia Norte Oriental (Bacia_10_NE), na região Nordeste, no cenário referência apresentou déficit na disponibilidade hídrica que se estendeu por todo o período analisado. Um dos principais resultados dos cenários propostos foi que o instrumento de gestão com cobrança pelo uso da água seria mais efetivo para reduzir a retirada de água do que o instrumento de outorga utilizado atualmente no Brasil.

3.3 Visão geral do estado da arte

Na Tabela 5, são apresentados os resultados e motivadores encontrados na revisão bibliográfica para o desenvolvimento de pesquisas donexo energia-água, bem como a importância do planejamento de políticas públicas para o gerenciamento dos recursos hídricos visando a reduzir conflitos regionais, bem como riscos de falha elétrica.

Tabela 5 – Principais resultados dos trabalhos analisados

Referência	Localização	Principais resultados
Khan <i>et al.</i> (2016)	Espanha	Ignorar as demandas e restrições de água no setor de energia pode causar custos significativos.
Stillwell e Webber (2013)	Texas	À medida que o armazenamento de água reduz, a confiabilidade das UTEs cai drasticamente para a maioria das usinas. Contudo, a resiliência e a vulnerabilidade permanecem relativamente constantes.
Fthenakis e Kim (2010)	EUA	As tecnologias convencionais da matriz elétrica dos EUA têm retirada média no ciclo de vida de 44.100 L/MWh, dos quais 43.800 L/MWh são de uso para resfriamento, já as tecnologias renováveis FV e eólica têm retiradas de 800-2.000 e 230 L/MWh, respectivamente.
Macknick <i>et al.</i> (2012)	EUA	O sistema de resfriamento pode desempenhar um papel importante no desenvolvimento do futuro da matriz elétrica.
Meldrum <i>et al.</i> (2013)	EUA	O processo de CCS a partir de carvão pode aumentar a retirada de água entre 64 e 97%, devido a uma combinação de menor eficiência no ciclo de vida da planta.
Spang <i>et al.</i> (2014a)	150 países	EUA, Índia, Brasil e China têm os mais altos níveis agregados de consumo de água para o cultivo e processamento de biocombustíveis.
Spang <i>et al.</i> (2014b)	150 países	Diante da métrica de intensidade econômica (ou tecnológica), o Brasil apresentou o maior consumo de água, com 576 L/MWh, seguido dos EUA, com cerca de 450 L/MWh. Por seu turno, China, Alemanha, México, Irã, Arábia Saudita, Tailândia e África do Sul estão na faixa de 180 a 270 L/MWh.
Carrillo e Frei (2009)	Espanha	A matriz elétrica da Espanha até 2030 pode ter um acréscimo de 25% no consumo de água, se comparada com 2005; o cenário intensivo em biocombustíveis (ou seja,

		portfólio mais renovável) aumentaria em seis vezes o consumo de água anterior. Todavia, o cenário intensivo em geração eólica (com 37% da matriz) levaria a um aumento de 17% no consumo de água (o que representa uma redução de 8% do cenário governamental).
Al-mulali et al. (2016)	58 países	A geração de eletricidade por meio de fontes alternativas pode suscitar uma ineficiência acentuada dos recursos hídricos e do espaço territorial.
Fricko et al. (2016)	Global	Considerando a elevação de 2 °C na temperatura média global, todos os cenários do século XXI apresentaram aumento do consumo global de água (215% a 747%) em relação ao ano-base (2000).
Zhang et al. (2016)	NA	O comércio de eletricidade em escala global ainda não está desenvolvido, mas a crise hídrica já se instala em pelo menos 33 países de forma grave.
Murrant et al. (2017a)	Reino Unido	No período do estudo, não existiam UTEs no interior do Reino Unido com uma capacidade superior a 150 MW que pudesse operar com água de resfriamento ideal.
Siddiqi e Anadon (2011)	20 países (MENA)	Alguns país do MENA nunca tiveram fontes significativas de água doce, sendo a retirada insignificante pela utilização de água do mar.
Murrant et al. (2017b)	Reino Unido (Inglaterra, Escócia, País de Gales e Irlanda do Norte).	Modelo utilizado tenta driblar custos oriundos da água de resfriamento, priorizando tecnologias de geração renováveis como eólica e FV, mas a capacidade instalada das UTEs continua a aumentar como tecnologia de base; além disso, é importante destacar que a geração térmica do plano de carbono é mais intensiva em água
Scott et al. (2011)	EUA	O transporte de eletricidade e, até certo ponto, o carvão e o gás bruto fazem com que a energia seja mais adequada a mudanças do que a água, sendo assim, políticas de energia oferecem mais espaço para adaptação às mudanças globais.
Merschmann et al. (2013)	Brasil	O Brasil planeja uma expansão do complexo de geração de energia elétrica, devendo considerar o CCS e o fator crítico dos recursos hídricos na escolha do local para a implementação das UTEs.
Vilanova e Balesteri (2015)	Brasil	O Nordeste tem valores elevados de consumo de energia e perda de água, dessa forma, é a região mais importante para se trabalharem políticas de eficiência e sustentabilidade
Bellezoni et al. (2018)	Goiás (Brasil)	Aumentos consideráveis da produção de cana-de-açúcar não ameaçam os recursos hídricos da bacia do Paranaíba, todavia, como a área de cultivo continua a se expandir incessantemente, faz-se imprescindível adotar uma política de gerenciamento hídrico
González-Bravo et al. (2020)	Rio de Janeiro (Brasil)	Como medida de gestão para o estado do RJ, os autores recomendaram uma redução urgente no fluxo de transferência das bacias, devendo acontecer, de modo gradual e intensificado, no período entre 2025 e 2035, como medida de combate a uma crise que pode afetar o abastecimento hídrico e energético.
Arroyo (2018)	Brasil	A bacia Norte Oriental que engloba seis estados e a maior parte do CE apresentou no estudo disponibilidade hídrica insuficiente.

Com os exemplos pelo mundo, evidencia-se a importância do planejamento do nexo energia-água, bem como a escolha adequada do local de instalação das plantas e do sistema de resfriamento. Além disso, as referências a nível de Brasil destacam de forma unânime uma preocupação com o planejamento relacionada às condições dos recursos hídricos da região Nordeste. Outro ponto a ser abordado na metodologia (capítulo 4) é a migração tecnológica para CCS, tendo em vista sua relevância para geração de energia elétrica com baixa emissão de GEE.

4 METODOLOGIA

Diante da baixa disponibilidade hídrica do CE, esta dissertação discute os impactos da falta de planejamento da matriz elétrica no contexto do nexos energia-água. Este capítulo tem como objetivo descrever a metodologia utilizada, que está distribuída em: coeficientes técnicos operacionais de retirada de água; matriz elétrica do Ceará e o nexos energia-água no cenário de referência CE-REF; *retrofitting* das UTEs a carvão e gás natural no cenário CE-CCS; modelagem ARIMA para previsão de geração elétrica do Ceará 2050 (CE-2050); e modelagem de disponibilidade hídrica.

4.1 Coeficientes técnicos operacionais de retirada de água

Durante a elaboração da dissertação, percebeu-se a indisponibilidade de dados sobre os perfis técnicos de geração, bem como sobre o gerenciamento operacional do nexos energia-água das tecnologias de geração (principalmente das UTEs), não apenas a nível de estado, mas a nível nacional. As poucas informações públicas disponíveis estão pulverizadas em vários órgãos, dificultando a aquisição e o tratamento dos dados, o que compromete a comparação e a confiabilidade das informações.

Diante desse desafio, utiliza-se uma metodologia indireta que reuniu os coeficientes técnicos disponíveis nas literaturas (MIELKE *et al.*, 2010; MELDRUM *et al.*, 2013; MERSCHMANN *et al.*, 2013; MACKNICK *et al.*, 2014; SPANG *et al.*, 2014a; ANA, 2019). Os dados foram reunidos na Tabela 6, onde se apresentam os fatores operacionais de retirada, ordenados por tecnologias, sistemas de resfriamento, valores mínimo, máximo e a mediana resultante dos dados reunidos, inclusive todas as análises e considerações utilizam os valores medianos. Essa metodologia é amplamente utilizada (CARRILLO; FREI, 2009; SIDDIQI; ANADON, 2011; ARROYO, 2012; MACKNICK *et al.*, 2012; SPANG *et al.*, 2014b; KHAN *et al.*, 2016; MURRANT *et al.*, 2017a), pois permite realizar estimativas para tecnologias de geração modernas que ainda não são utilizadas, como é o caso das tecnologias IGCC, CSP e CCS atualmente no CE, mas que apresentam grandes possibilidades de instalação no horizonte de 2050. Dessa forma, é possível realizar um melhor planejamento, que pode contribuir para a construção de políticas públicas modernas, reduzir custos, definir a instalação das usinas em local estratégico, reduzindo assim o uso consuntivo da água.

Tabela 6 – Valores de retirada operacional de água nas tecnologias de geração de eletricidade em L/MWh.

Tecnologias de geração	Sistema de resfriamento	Retirada operacional de água (L/MWh)			Referências
		Mínimo	Máximo	Mediana	
Carvão (genérico)	SCF ^{1,2e6}	1.249	4.542	2.422	¹ (MIELKE <i>et al.</i> , 2010); ² (MACKNI CK <i>et al.</i> , 2012); ³ (MELDRU M <i>et al.</i> , 2013); ⁴ (MACKNI CK, <i>et al.</i> , 2014); ⁵ (SPANG <i>et al.</i> , 2014a); ⁶ (ANA, 2019).
Carvão CCS	SCF ²	3.180	5.299	4.542	
Carvão IGCC	SCF ^{1e2}	1.173	2.290	1.476	
Carvão IGCC-CCS	SCF ^{2e3}	1.703	2.801	2.218	
Carvão (genérico)	SCA ^{1,3e6}	75.700	215.746	106.194	
Carvão (genérico)	SCN ^{2e3}	1.703	98.410	56.991	
TGCC	SCF ^{1,2e6}	568	2.877	923	
TGCS	SCF ²	3.596	5.526	4.548	
TGCC-CCS	SCF ²	1.287	1.930	1.877	
TGCC	SCA ^{1e2}	27.252	79.485	43.073	
TGCS	SCA ²	37.850	189.251	132.475	
TGCC	SCN ²	22.710	22.710	22.710	
TGCC	S. seco ^{1,2e3}	8	114	56	
Nuclear V.	SCF ^{1,2e3}	2.006	4.921	4.164	
Nuclear V.	SCA ^{1,2e3}	87.055	227.214	174.111	
Nuclear V.	SCN ²	6.500	49.205	26.684	
Biomassa V.	SCF ²	1.893	5.526	3.489	
Biomassa V.	SCA ²	75.700	189.251	132.475	
Biomassa V.	SCN ²	1.136	2.271	1.590	
Carvão, TGCS e Biomassa V.	S. seco ^{1,3,5}	97	284	114	
Solar FV	N/A ^{4e5}	0	125	22,9	
Eólica	N/A ^{3e5}	< 1	7,2	4,3	
Eólica <i>offshore</i>	N/A ³	< 1	10,6	3,7	
CSP cilindro parabólico	SCF ³	2.120	4.542	3.265	
CSP torre solar	SCF ³	2.801	3.255	3.011	
CSP <i>fresnel</i>	SCF ³	3.785	3.785	3.785	
Disco parabólico	N/A ³	15	23	19	
CSP genérico (cil. par./t. solar)	S. seco ^{3e5}	98	1.325	295	
CSP genérico (cil. par./t. solar)	S. híbrido ^{3e5}	341	1.325	795	

Nota: CCS – Captura e armazenamento de carbono; IGCC – Gaseificação integrada com ciclo combinado; V – Ciclo vapor; CSP – Concentração solar térmica. Tecnologias do sistema de resfriamento: SCF – Sistema de circulação forçada; SCA – Sistema de circulação aberta; SCN – Sistema de circulação natural; N/A – Não se aplica.

Os valores dos coeficientes técnicos não são modificados, exceto para conversões de unidades. Além disso, considera-se a retirada (ou consumo equivalente à retirada) de água operacional, ou seja, não é incluída a água para extração (mineral) ou incorporada em processos, materiais e equipamentos (por exemplo, relacionada à construção das usinas) ou na fabricação de aerogeradores e painéis FV.

É importante destacar que, de acordo com a literatura (MIELKE *et al.*, 2010; MACKNICK *et al.*, 2012; MELDRUM *et al.*, 2013; MACKNICK *et al.*, 2014; SPANG *et al.*, 2014a), os fatores de retirada dos sistemas a seco (ar) CSP, FV e eólico são equivalentes aos fatores de consumo. Além disso, é importante mencionar que variações podem ocorrer em virtude de diferenças específicas, como a idade da usina, idade do equipamento de arrefecimento, fonte de água e condições de temperatura no local, o que são limitações do método, mas não são relevantes ao objetivo de realizar estimativas.

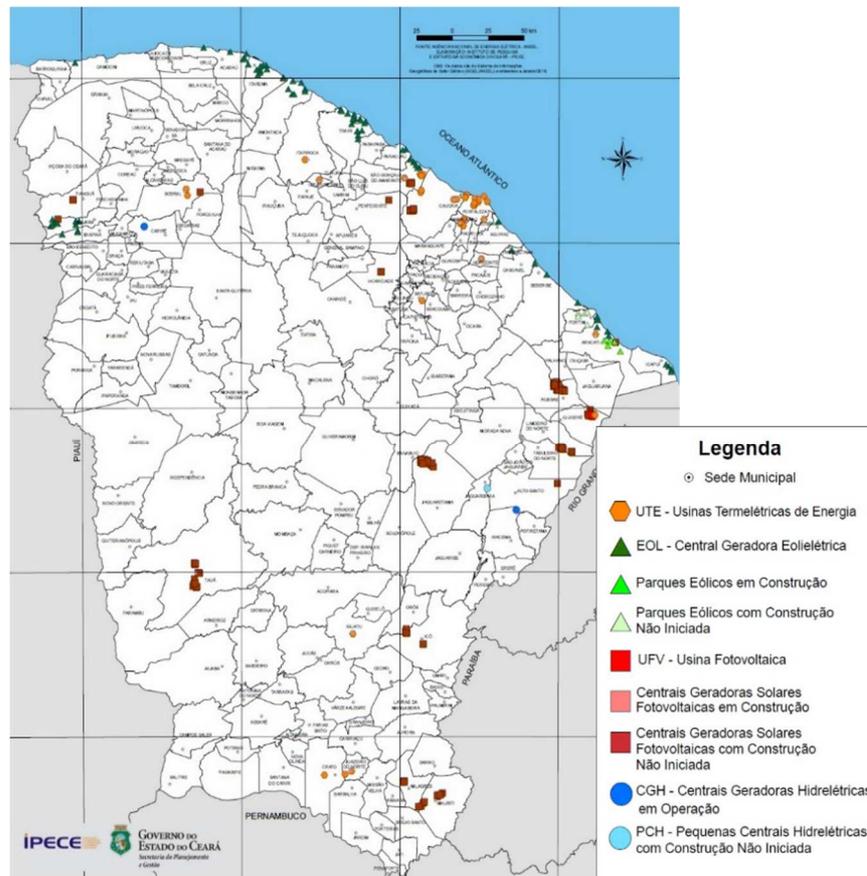
4.2 Matriz elétrica do CE e o nexos energia-água no cenário de referência CE-REF

Para estabelecer a relação da matriz elétrica do CE, no cenário de referência CE-REF, com a retirada de água foi realizada uma consulta no dia 06 de novembro de 2020 ao Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA), que substitui o Banco de Informações de Geração (BIG). O SIGA apresenta informações sobre a capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, além disso, a plataforma permite consultar a geração por estado, as usinas e agentes de geração que compõem o setor elétrico e a localização dos empreendimentos.² Dessa forma, foi identificada a estrutura elétrica em operação (fiscalizada) e prevista (outorgada). Os dados dessa plataforma foram comparados com os dados disponibilizados no Balanço Energético Nacional (BEN) 2020, ano base 2019. Na Figura 16, é possível verificar a distribuição geográfica dos empreendimentos de geração elétrica do estado e, em uma consulta ao *site* Hidroweb³, é possível identificar os reservatórios estratégicos próximos a esses empreendimentos.

² A plataforma pode ser consultada em: www.aneel.gov.br/siga.

³ Disponível em: www.snirh.gov.br/hidroweb/serieshistoricas.

Figura 16 – Infraestrutura energética em operação no CE 2019



Fonte: adaptada de ANEEL/IPECE (2019).

Diante das perspectivas de expansão da matriz elétrica do CE, serão discutidos cenários para onexo energia-água, que tem como objetivo esclarecer a relação das tecnologias de geração com a retirada de água, contribuindo para um planejamento de políticas do CE 2050. Nesse contexto, foram estabelecidos critérios para caracterizar quais tecnologias farão parte do cenário de referência (CE-REF), analisando-se as vazões de retirada operacional da matriz elétrica em operação do CE, fazendo parte desse cenário base toda a capacidade instalada eólica e solar FV, tendo em vista que a produção de eletricidade destas, utiliza água eventualmente para manutenção e supressão de sujeira. As 37 UTEs foram analisadas para verificar se atendiam a três critérios:

- Capacidade instalada igual ou superior a 100 MW;
- Combustível utilizado: carvão, gás natural (GN), nuclear e biomassa;
- Uso de sistemas de arrefecimento: SCA, úmido (SCF ou SFN) e seco (ar) ou híbrido.

Esses critérios têm o objetivo de alinhar a pesquisa a estudos com foco na termoeletricidade (VISCONDI, 2016; ANA, 2019), além de reduzirem a quantidade de usinas às mais relevantes e estratégicas. Após análise dos critérios, foram selecionadas as UTEs que farão parte do cenário de referência (CE-REF), caracterizadas na Tabela 7. É importante

destacar que a UTE Maracanaú atende apenas ao critério de capacidade instalada, com 168 MW, mas, por utilizar motores de combustão a óleo e sistema de resfriamento a radiador, a usina não será considerada nesta dissertação. Todas as tecnologias do CE-REF encontram-se instaladas e em operação em novembro de 2020.

Tabela 7 – Características técnicas do cenário de referência (CE-REF)

Nome	Fonte	FC (%)	Potência (MW)	Sistema de arrefecimento	Ciclo termodinâmico
Port. Pecém I	Carvão	0,77	720	SCF	PC (subcrítico)
Port. Pecém II	Carvão	0,91	365	SCF	PC (subcrítico)
Temofortaleza	GN	0,71*	326	SCF	TGCC
Termo Ceará	GN	0,71*	220	SCF	TGCC
Eólica	Ventos	0,38	2.177	N/A	N/A
Solar FV	Sol	0,18	218	N/A	N/A

Fonte: Tolmasquim (2016), Viscondi *et al.* (2016), ABEEólica (2018) e Carvalho *et al.* (2018).

Nota: GN – Gás natural; FC – Fator de capacidade (*Média nacional); SCF – Sistema de circulação forçada (com torre úmida); PC – Carvão pulverizado, TGCC – Turbinas a gás operando em ciclo simples e N/A – Não se aplica.

Com a preparação dos dados e com a associação de cada tecnologia de geração aos seus respectivos coeficientes técnicos (considerando combustível, ciclo termodinâmico e sistemas de resfriamento, quando houver), podem-se calcular as vazões de retirada Equação (1):

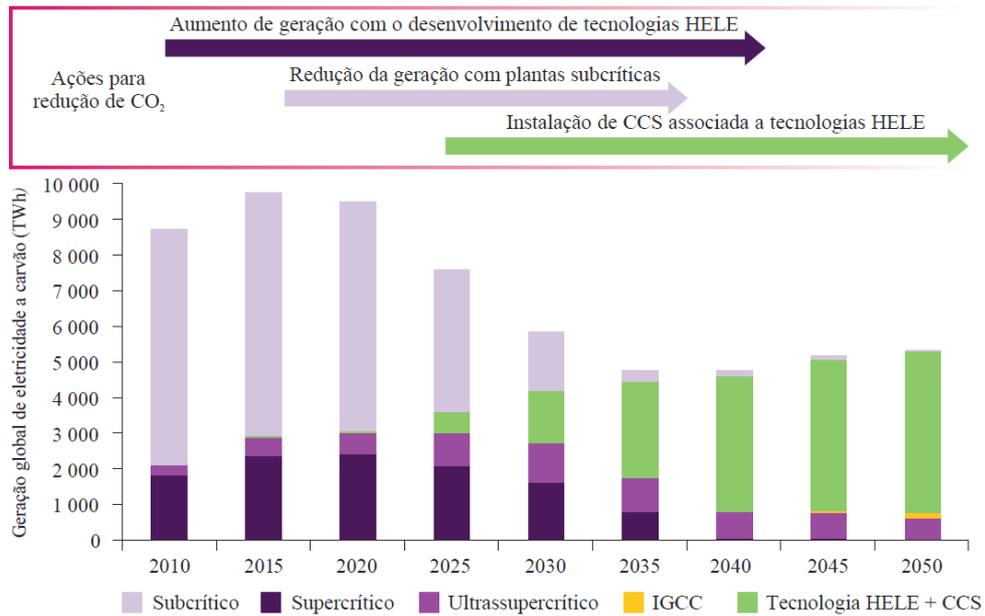
$$Q_r = P * CT_r \quad (1)$$

Onde: Q_r é a vazão de retirada das tecnologias de geração (L/h); P é a potência outorgada ou projetada (MW); e CT_r é o coeficiente técnico de retirada (L/MWh).

4.3 Retrofitting das UTEs a carvão e gás natural no cenário CE-CCS

A motivação em relação à discussão das plantas CCS é a possibilidade de analisar rotas tecnológicas, incluindo suas implicações, limitações e perspectivas de desenvolvimento, considerando que o *retrofitting* das usinas para CCS pode surpreender projeções de uso do carvão. Além disso, segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), inicia-se em 2020 uma migração tecnológica de implantação de CCS em plantas a GN e carvão, ao mesmo tempo que o carvão subcrítico é substituído em detrimento da participação de tecnologias mais eficientes (*high efficiency low emissions – HELE technology*) até 2050 (Figura 17). A opção por CCS é parte importante do portfólio de alternativas necessárias para atingir a redução de temperatura nos cenários de 2°C (2DS), por meio das reduções a curto prazo das emissões globais de GEE (IEA, 2012a; IEA, 2012b).

Figura 17 – Rotas tecnológicas a partir de diferentes tecnologias de carvão para 2DS



Fonte: adaptada de IEA (2012a).

Dessa forma, será projetado o cenário CE-CCS para quantificar as demandas adicionais de uso da água e suas implicações, tendo em vista que todas as térmicas do CE-REF (Figura 18) utilizam tecnologia compatível com a implantação de CCS. Além disso, as projeções do IEA (2012a; 2012b) apontam que a migração intensiva das tecnologias deve ocorrer até 2050, horizonte de perspectiva desta dissertação.

Figura 18 – UTEs a) Porto do Pecém I e II, b) Termofortaleza e c) Termo Ceará

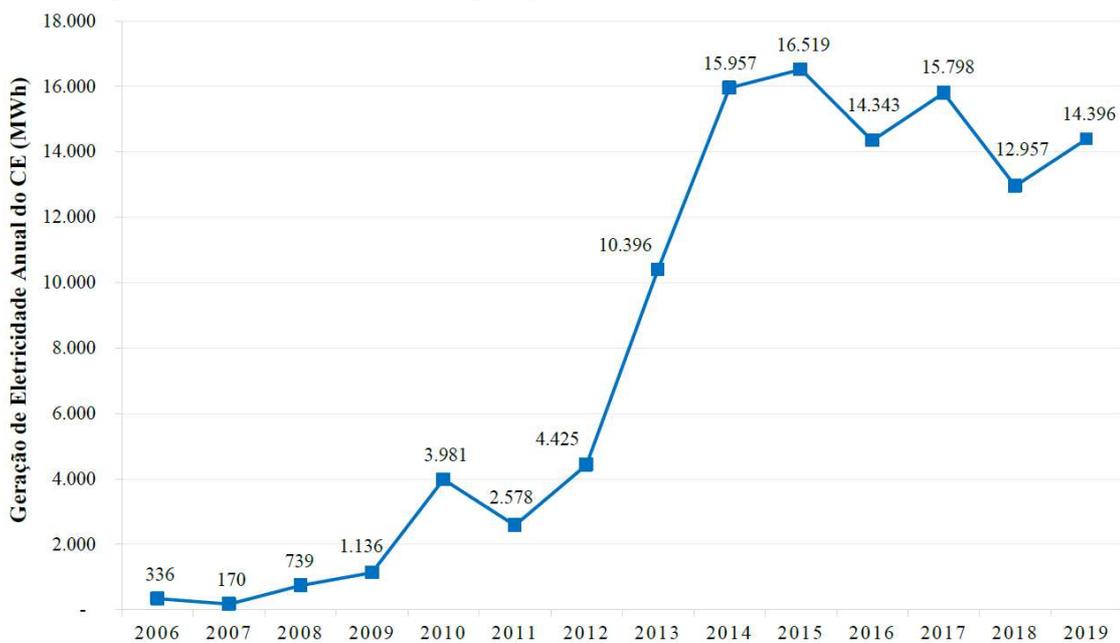


Fonte: adaptada de Edp (2020), Embrapa (2007) e Petrobras (2020).

4.4 Modelagem ARIMA para previsão de geração elétrica do Ceará 2050 (CE-2050)

A ausência de projeções estaduais para 2050 da Empresa de Pesquisa Energética Brasileira (EPE), que ajudariam na estimativa do nexo energia-água do CE, motivou a previsão de geração elétrica do CE 2050 desenvolvido nesta dissertação. Para isso, foi utilizada uma série histórica com dados obtidos do Balanço Energético Nacional (BEN) referentes aos anos de 2006 a 2019, como mostrado na Figura 19. Para realizar a previsão da geração de eletricidade, foi utilizado o modelo de média móvel integrada autorregressiva (ARIMA, do inglês *autoregressive integrated moving average*), sendo um dos modelos mais utilizados para a análise e previsão de séries temporais (BLANCHARD; DESROCHERS, 1997; EDIGER; AKAR 2002; LIMA, 2016).

Figura 19 – Série histórica de geração de eletricidade anual CE (2006 a 2019)



Fonte: BEN (2007 a 2020).

De acordo com Melo (2016), o modelo ARIMA tem como principais vantagens os seguintes itens: (i) as previsões minimizam consideravelmente o erro quadrático médio; (ii) requer apenas os dados relacionados às séries temporais averiguadas (evitando erros de previsões que comumente acometem os modelos multivariáveis); (iii) denotam potencial para representar diversas situações diferentes de séries temporais; e (iv) a condição de estacionariedade da série pode ser verificada de diversas maneiras, dentre elas através do uso de testes de raiz unitária.

Em contrapartida, segundo Aburto e Weber (2007), Meyler *et al.* (2008) e Morato *et al.* (2020), suas principais desvantagens são: (i) não está introduzido em nenhum modelo teórico subjacente ou em relações estruturais, dificultando em algumas aplicações o tratamento dos dados das séries temporais; (ii) não é possível executar simulações de políticas com modelos ARIMA, diferente dos modelos estruturais, e algumas das técnicas tradicionais de identificação desses modelos são subjetivas; e (iii) a confiabilidade do método escolhido pode depender da habilidade e experiência do previsor (embora essa característica usualmente se aplique também a outras abordagens de modelagem).

Além disso, na pesquisa de literatura, encontrou-se apenas uma previsão de geração de eletricidade para o CE 2050 usando um modelo baseado em regressão linear (FREITAS, 2020). Dessa forma, a utilização do modelo ARIMA diversifica de forma complementar essa previsão e amplia a discussão dessa temática. Nesse contexto, é importante ressaltar que a geração de eletricidade no CE é um processo recente, com baixa disponibilidade de dados e com muitas possibilidades a serem exploradas.

4.4.1 Modelagem matemática do ARIMA

O modelo ARIMA resulta da combinação de três procedimentos estatísticos: a autorregressão, a integração e o uso de médias móveis. A utilização simultânea desses três componentes constitui uma regra poderosa para modelar uma série temporal com a ausência de padrões sazonais, uma vez que podem ser executados de maneira conjugada. Em um modelo autorregressivo de ordem i , o valor atual da série é expresso por uma combinação linear de valores históricos aliado a uma sequência de valores aleatórios, intitulado de ruído branco, representando qualquer particularidade não conhecida que não pode ser explicada pelos valores anteriores da série temporal (PARMEZAN *et al.*, 2016), assim como mostrado na Equação (2):

$$z_t = \delta + \sum_{i=1}^p \phi_i z_{t-i} + e_t \quad (2)$$

Onde: z_t é a observação da série no instante t ; p é o número de observações consideradas; ϕ_i é o i -ésimo coeficiente autorregressivo; δ é o nível inicial do modelo; e e_t é o ruído branco em uma distribuição com média zero, não dependendo dos valores passados.

Para o cálculo do δ , é utilizada a Equação (3):

$$\delta = \mu (1 - \phi_1 - \phi_2 - \dots - \phi_p) \quad (3)$$

Onde: μ representa a média do processo estacionário.

Semelhante ao modelo autorregressivo, o modelo de médias móveis determina o valor presente da série atual por meio de uma combinação linear dos fatores de inovação análogos àqueles ocorridos em períodos passados. A estrutura do modelo autorregressivo é descrita pela Equação (4) (PARMEZAN *et al.*, 2016):

$$I'_t = \Delta^d z_t = \Delta(\Delta^{d-1} z_t) = \delta + \sum_{i=1}^p \phi_i I'_{t-i} + \sum_{i=1}^q \theta_i e_{t-1} + e_t \quad (4)$$

Onde: d indica o grau de diferença do operador; θ_i é o i -ésimo valor de ponderação utilizado; e_t corresponde ao ruído branco no instante t ; e_t é o fator de inovação; e p e q são os comprimentos de defasagem.

A utilização do ARIMA consiste na suposição de que a d -ésima diferença entre as observações da série pode ser representada por um processo estacionário capaz de ser estimado por um modelo autorregressivo de médias móveis. O ARIMA e suas variações exploram a autocorrelação entre os valores da série em instantes t consecutivos. Contudo, quando os dados observados em estudo forem consideravelmente curtos, pode ocorrer também uma autocorrelação para uma estação de sazonalidade (PARMEZAN *et al.*, 2016).

4.4.2 Modelagem computacional do ARIMA

A obtenção do modelo ARIMA se deu através do *Econometrics Toolbox* do *software* de computação científica MATLAB. Utilizando essa ferramenta e de posse dos dados de geração de energia elétrica do CE entre os anos de 2006 e 2019, foi possível estimar os parâmetros do modelo ARIMA e realizar uma previsão dessa geração até o ano de 2050. O procedimento para obtenção desses resultados é descrito a seguir.

Inicialmente, foi calculado o logaritmo dos dados da série histórica. Esse procedimento auxilia na minimização de viés, que costuma distorcer os dados de correlação ou regressão, que, por sua vez, são influenciados pelos pontos fora da curva (em inglês, *outliers*) existentes na série de dados.

Após o tratamento dos dados, o modelo é criado usando a função *arima*. A sintaxe desta função é:

$$Mdl = arima(Name1, Value1, \dots, NameN, ValueN).$$

Por tentativa e erro, obtiveram-se os melhores resultados com os parâmetros e valores apresentados na Tabela 8:

Tabela 8 – Parâmetros e valores do modelo ARIMA

Parâmetros	Valores
<i>Constant</i>	0
<i>D</i>	1
<i>Seasonality</i>	6
<i>MALags</i>	2
<i>SMALags</i>	1

O parâmetro *Constant* é um escalar numérica; *D* é o grau de integração; *Seasonality* é o grau do polinômio de diferenciação sazonal (indica a periodicidade de dados); *MALags* é o atraso máximo relacionado aos coeficientes sazonais; e *SMALags* é a periodicidade dos dados observados. Dessa forma, o comando *arima* resultou como:

$$Mdl = arima('Constant',0,'D',1,'Seasonality',6,'MALags',2,'SMALags',1).$$

Em seguida, com o modelo *Mdl* e a série temporal de dados de geração no CE (variável *y*), a função *estimate* foi usada para estimar o modelo ARIMA:

$$EstMdl = estimate(Mdl,y).$$

Para realizar a predição, é usada a função *forecast*. Escolhendo um intervalo de 31 anos à frente (anos de 2020 a 2050) e usando os dados disponíveis de geração no CE como valores iniciais, utilizou-se o seguinte comando:

$$[yF, \sim] = forecast(EstMdl, 31, 'y0', y),$$

Onde: *yF* é a série temporal de dados de geração de energia elétrica no CE dos anos de 2006 a 2050.

O estudo proposto prevê 31 anos à frente, mas, independente do modelo, os erros de previsão aumentam significativamente conforme se aumenta o horizonte futuro. Dessa forma, e considerando as limitações de dados históricos, o erro quadrático médio do modelo ARIMA não é considerado na análise.

Diante da projeção de geração elétrica anual obtida com o modelo ARIMA, e preservando a capacidade de geração das fontes atuais do CE-REF, foram construídos os cenários e projeções do nexo de energia água do CE-2050. Para considerações relacionadas à oferta e potência instalada necessária para produção anual encontrada, utilizou-se a Equação (5), o fator de capacidade por tecnologia está disponível na Tabela 9.

$$Q_r = P * CT_r = \frac{E}{FC * t} * CT_r \quad (5)$$

Onde: Q_r é a vazão de retirada das tecnologias de geração (L/h); P é a potência outorgada ou projetada (MW); CT_r é o coeficiente técnico de retirada (L/MWh); E é a energia gerada no período de tempo (MWh); FC é o fator de capacidade (um valor adimensional, variando de 0 e 1), que pode ser interpretado como sendo o percentual da potência média gerada a plena carga da tecnologia de geração, em um intervalo de tempo considerado (um ano); e t é o intervalo de tempo considerado (365 dias * 24 horas), em que, no caso específico de um ano, o período (t) equivale a 8.760 horas.

Tabela 9 – Fatores de capacidade para efeito de cálculos das tecnologias de geração

Fonte	FC (%)
UTES carvão	0,81
Gás natural (GN)	0,71
Eólica	0,38
Solar FV	0,20
CSP	0,43
RSU	0,83
Nuclear	0,85

Fonte: Tolmasquim (2016), ABEEólica (2018) e Carvalho *et al.* (2018).

4.5 Modelagem de disponibilidade hídrica

Para conciliar os usos múltiplos da água nos corpos hídricos e harmonizar o desenvolvimento socioeconômico, existem muitas métricas estatísticas, as quais resumem em grande parte o comportamento hidrológico do rio ou da bacia. Esta dissertação utiliza a métrica da curva de permanência Q_{90} , que é convencionalmente utilizada no processo de outorga de uso da água no CE, prevista no Decreto N° 23.067, de 11 fevereiro de 1994, conforme características resumidas na Tabela 10. Dessa forma, essa métrica será a referência para análise dos riscos de falha do nexo energia-água desta dissertação.

Tabela 10 – Critérios para o cálculo de vazões outorgáveis do CE

CE	Q_{90}	$0,9 \times Q_{90}$	Decreto 23.067/94
		$0,33 \times Q_{90}$ (lagos territoriais ou lagoas)	

A curva de permanência Q_{90} é determinada a partir da observação da frequência das vazões fluviométricas diárias, semanais, mensais, anuais (ou de qualquer outro intervalo de tempo), em que 90% daquele período as vazões foram iguais ou superiores a ela (ANA, 2011; PESSOA, 2015). Para construção das curvas de permanência dos reservatórios escolhidos, foram utilizados os dados de vazão diária das estações pluviométricas listadas na Tabela 11, disponibilizadas no portal Hidroweb⁴, uma ferramenta integrada do Sistema Nacional de Informações sobre Recursos Hídricos.

Tabela 11 – Estação fluviométrica analisada

Código	Sub-bacia	Nome da estação	Curso d'água	Período
36390000	Médio Jaguaribe	Peixe Gordo	Castanhão	2002 / 2020

Fonte: ANA (2020).

O reservatório escolhido é atualmente o maior e mais estratégico do estado do CE e abastece com outros reservatórios a região metropolitana, que é o principal consumidor de água do estado. Além disso, esse reservatório atende parte da estrutura do cenário de referência (CE-REF). A estação fluviométrica utilizada foi a mais próxima do reservatório, tendo em vista que os dados de vazão das principais estações fluviométricas gerenciadas pela COGERH não são disponibilizados. Foram realizadas inúmeras solicitações desses dados, que deveriam ser públicos, mas infelizmente essas solicitações não foram atendidas, o que atrasou e dificultou as análises da presente dissertação. Tal situação foi contornada utilizando a estação próxima do reservatório e gerenciada pela Agência Nacional de Águas (ANA).

Em posse desses dados, realizou-se o tratamento destes para construção da curva de permanência. Foram observadas as vazões $q_i, i = 1, 2, \dots, N$, e classificadas em ordem decrescente para produzir um conjunto de vazões $q_{(i)}, i = 1, 2, \dots, N$, onde N é o comprimento da amostra, e $q_{(1)}$ e $q_{(N)}$ são os maiores e os menores eventos de vazões observadas, respectivamente. Em seguida, cada observação foi ordenada $q_{(i)}$, então traçada em função da sua correspondente duração D_i , que é adimensional e coincide com uma estimativa, p_i , da probabilidade de excedência de $q_{(i)}$. Na estimativa de p_i , é usada a *weibull plotting position*, evidenciada pela Equação (6) (COLLISCHONN e TASSI, 2008; PESSOA, 2015).

$$p_i = D(Q > q_{(i)}) = \frac{N + 1}{i} \quad (6)$$

⁴ Disponível em: www.snirh.gov.br/hidroweb/serieshistoricas.

Onde: D é a frequência igualada ou excedida (%) (ou seja, a probabilidade de que o evento i ocorra em N tentativas); e Q é a vazão observada (m^3/s). Nesse caso, a vazão Q é a variável dependente; e a permanência D é a variável independente.

A aplicação dessa técnica permite identificar a potencialidade de um curso d'água, destacando o grau de permanência de qualquer valor de vazão, fornecendo resultados diretos para o aproveitamento das disponibilidades hídricas de açudes e bacias hidrográficas. Possui assim, uma ampla variedade de utilização na engenharia, entre as quais podem ser citados estudos de disponibilidade hídrica para abastecimento público, irrigação, estudos hidrelétricos, navegabilidade, análise de frequência de vazões ecológicas como Q_{90} ou Q_{95} . No entanto, é importante salientar que a metodologia adotada nesta dissertação se baseia na quantidade e qualidade dos dados disponíveis na estação fluviométrica do Peixe Gordo e que uma baixa qualidade de dados pode tornar os resultados incertos.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, será caracterizada a retirada de água por tecnologia, quantificado o nexos energia-água da matriz elétrica cearense no cenário de referência (CE-REF: Porto do Pecém I e II, Termofortaleza, Termoceará, eólica e solar FV), comparando os valores com o consumo de água para abastecimento humano urbano e considerando mudanças tecnológicas, como a implantação da captura e armazenamento de carbono CCS (do inglês *carbon capture and storage*), no cenário CE-CCS, para o qual foram consideradas os coeficientes técnicos correspondentes. Em seguida, foi realizada uma previsão de geração de eletricidade anual e tecnológica para o Ceará em 2050 (CE-2050). Quando quantificado o nexos energia-água dos cenários cearenses, foi utilizada a curva de permanência Q_{90} do maior reservatório do estado, o Castanhão, para estimar o risco de falha hídrica.

Para efeito de comparação dos valores de retirada encontrados para o nexos energia-água, foram utilizados os dados mais recentes, disponibilizados em 2019 (Tabela 12), de abastecimento humano urbano das dez maiores demandas de consumo de água para abastecimento humano do CE (CAGECE, 2020; COGERH, 2020; PIRES, 2017; e IBGE, 2020). É importante destacar que, segundo o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA/MPX, 2006) da usina Porto do Pecém II, em períodos de seca, o principal concorrente das usinas cearenses é o abastecimento humano, que será quantificado e comparado nesta dissertação.

Tabela 12 – Cidades com os maiores consumos humanos urbanos do CE

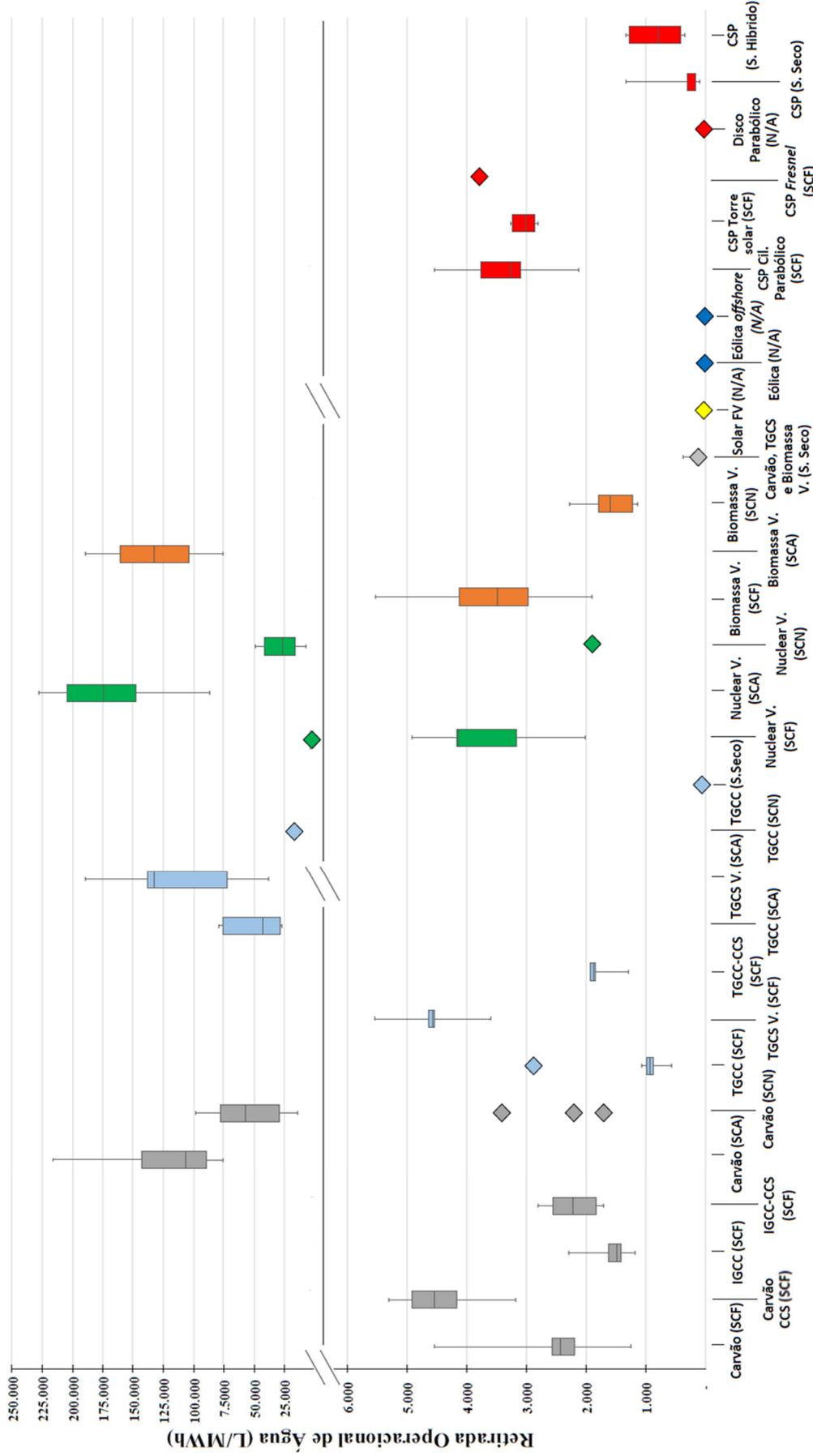
Cidades	Consumo hídrico em m ³ /s	Habitantes
Fortaleza	6,82	2.686.612
Caucaia	1,20	365.212
Juazeiro do Norte	0,70	276.264
Maracanaú	0,60	229.458
Sobral	0,53	210.711
Crato	0,34	133.031
Itapipoca	0,33	130.539
Maranguape	0,32	130.346
Iguatu	0,26	103.074
Quixadá	0,22	88.321

Fonte: CAGECE (2020); COGERH (2020); Pires, (2017); e IBGE (2020).

5.1 Relação de retirada de água por configuração tecnológica de geração de energia elétrica

A consolidação de retirada de água por tecnologia de geração foi representada na Figura 20, em diagrama de caixa (*boxplot*).

Figura 20 – Estimativas consolidadas dos fatores de retirada operacional de água



Fonte: dados disponíveis em Mielke *et al.* (2010), Macknick *et al.* (2012), Meldrum *et al.* (2013) e Spang *et al.* (2014a).

Nota: CCS – Captura e armazenamento de carbono; IGCC – Gaseificação integrada com ciclo combinado; V – Ciclo vapor; CSP – Concentração solar térmica. Tecnologias do sistema de resfriamento: SCF – Sistema de circulação forçada; SCA – Sistema de circulação aberta; SCN – Sistema de circulação natural; N/A – Não se aplica.

A representação da Figura 20 facilita a visualização e a comparação do nexo energia-água por tecnologia de geração, sistema de resfriamento e combustível. Foram consideradas 31 configurações tecnológicas com carvão e gás natural (GN), com e sem CCS, nuclear, resíduos sólidos urbanos (RSU ou biomassa), geração eólica, solar fotovoltaica (FV) e CSP. Essas configurações abrangem a maioria das possibilidades tecnológicas do plano de expansão da matriz elétrica cearense, com exceção da tecnologia de centrais geradoras undielétricas (CGU), que é incipiente. As tecnologias de geração estão divididas e separadas por um corte entre duas faixas de retirada, a primeira entre < 1 e 6.000 L/MWh, a segunda faixa entre 20.000 e 250.000 L/MWh, permitindo dessa forma destacar a variação e a importância das escolhas tecnológicas em relação à realidade hídrica regional para que não haja conflitos pelo uso da água ou riscos de falhas operacional.

Na faixa entre 20.000 e 250.000 L/MWh, oito configurações podem ser analisadas e têm em comum o arrefecimento SCA (carvão, TGCC, TGCS, nuclear e biomassa) ou SCN com ciclo vapor (carvão, nuclear e TGCC), podendo-se perceber que a configuração de nuclear (SCA) tem a maior retirada geral por unidade de geração. Em segundo lugar, existe quase um empate entre as tecnologias TGCS ciclo vapor (V.) e biomassa V., ambas com SCA.

Na faixa < 1 e 6.000 L/MWh, percebe-se que o resfriamento SCF é a tecnologia mais utilizada. Essa tecnologia possui retirada de água relativamente baixa, o que pode facilitar outorgas e licenças ambientais. Os fatores de retirada e consumo de água variam muito entre as tecnologias, em função, especialmente, do combustível utilizado e dos sistemas de resfriamento, mas mostram maior concordância quando analisados de acordo com as tecnologias de resfriamento em oposição às tecnologias por combustível. Além disso, as tecnologias a carvão CCS (SCF) têm a maior retirada dos sistemas de resfriamento SCF, superando a nuclear (SCF). Para as tecnologias de carvão (SCF, SCN e SCA), é utilizado o termo genérico, por se utilizarem os dados de usinas subcríticas e supercríticas, o que torna a faixa dessa tecnologia abrangente diante da sua importância para a análise desta dissertação.

Deve-se destacar a tecnologia com carvão IGCC (SCF), a qual se apresenta com uma boa faixa de retirada de água (1.476 L/MWh) se comparada, por exemplo, à tecnologia CSPs (SCF). Na configuração IGCC (SCF), comparada com a tecnologia IGCC-CCS (SCF), pode-se perceber o aumento na retirada de água em aproximadamente 33% (2.218 L/MWh), uma variação otimista em relação às outras opções de instalação do CCS.

Entre as tecnologias maduras para geração termelétrica, a melhor relação do nexo energia-água é da configuração TGCC (SCF), com menor valor de retirada, destacando-se a eficiência da tecnologia de ciclo contínuo (CC), o que explica os indicadores que apontam uma grande expansão do GN. Nesse contexto, outro destaque do GN é a TGCS (SCF), com a segunda maior retirada dos SCFs. É importante salientar que essa configuração tem a melhor flexibilidade operacional (Capítulo 2 – Tabela 3), sendo, dessa forma, uma tecnologia estratégica para a ONS. Todavia, é concorrente à pior configuração de retirada de água, tendo em vista que no Brasil não existem atualmente tecnologias CCS instaladas. Diante destas características das plantas TGCS (SCF), os cenários simulados para o CE-2050 não consideram a instalação desse tipo de planta, por não recomendarem essa tecnologia para o estado.

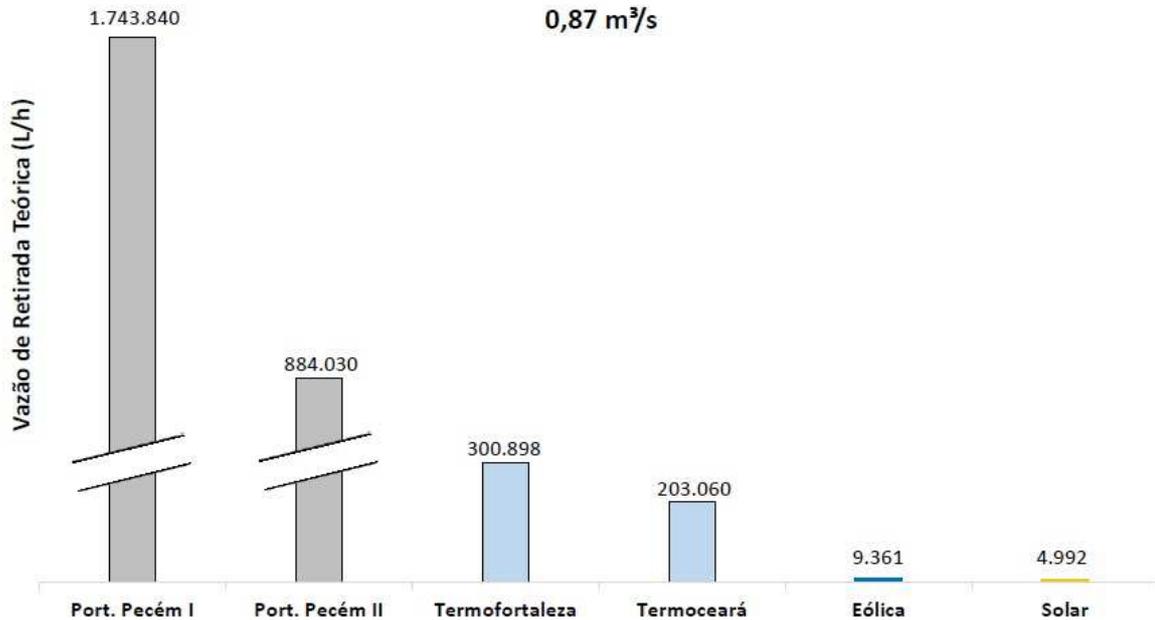
As tecnologias de geração que utilizam sistema de resfriamento seco (ar) têm as menores faixas de retirada de água, assim como as tecnologias FV, eólica e CSP de disco parabólico, as quais não utilizam sistema de resfriamento. Nesse contexto, o cenário ideal seria a utilização de sistemas secos (ar), que podem reduzir o risco de falhas em períodos de estiagem por eliminarem a dependência das tecnologias por água. A tecnologia com menor retirada geral foi a tecnologia eólica, seguida da FV e disco parabólico, que têm a sua retirada eventual relacionada à manutenção (limpeza e supressão de poeiras).

5.2 Estimativas dos cenários de referência (CE-REF) sem e com CCS

As estimativas realizadas nesta dissertação têm o intuito de quantificar a relação energia-água, de forma a evitar conflitos de interesse entre a geração de eletricidade e o abastecimento humano do CE, como ocorridos no período de baixa disponibilidade hídrica vivenciado no estado entre 2012 e 2016 como já abordado (Subseção 2.3.1). Além disso, os valores encontrados de vazão serão analisados por meio da curva de permanência Q_{90} (prevista no Decreto Nº 23.067/94), permitindo dessa forma verificar, diante das séries históricas de vazão (2002 a dezembro de 2020), o risco de desabastecimento do nexo energia-água do CE.

O cálculo da vazão de retirada Q_r se inicia na caracterização das tecnologias (combustível, sistema de resfriamento e potência instalada), em seguida é realizado o produto da potência de plena carga da tecnologia de geração com seu referente coeficiente técnico (Tabela 6) e Equação (1). Como resultado da metodologia adotada, o somatório das vazões de retirada da matriz elétrica no cenário de referência (CE-REF) foi de 0,87 m³/s (Figura 21).

Figura 21 – Vazões de retirada a plena carga das tecnologias de geração CE-REF

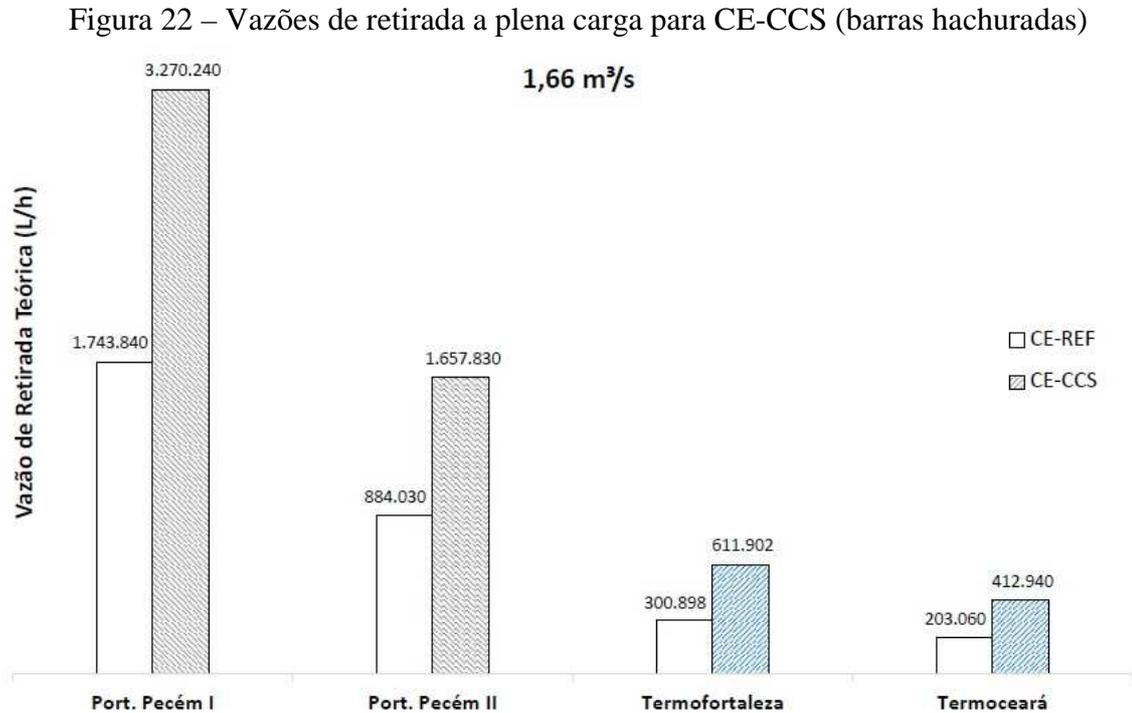


A retirada das usinas Porto do Pecém I e II estimadas foram, respectivamente, de 0,48 m³/s e 0,24 m³/s, totalizando a retirada de água por geração a carvão do CE em 0,72 m³/s. Dessa forma, foi necessário estabelecer um corte na representação Figura 21, pela elevada diferença dos demais valores de retirada, assim como utilizar a unidade de vazão em L/h para atender ao perfil estimado para eventual retirada de água das tecnologias de geração eólicas e solar do estado. Porto do Pecém II possui uma única torre de geração, e sua retirada de 0,24 m³/s supera as duas UTSs a GN (Termofortaleza e Termoceará) juntas, que totalizam a retirada de 0,14 m³/s (diferença de 71%). A geração solar FV teve o menor valor geral estimado; as tecnologias eólica e solar juntas têm uma retirada insignificante de 0,5% da vazão total com 0,004 m³/s, reduzindo dessa forma a retirada média por MW do estado.

As UTEs Porto do Pecém I e II possuem a outorga de 3300 L/s (ou 0,92 m³/s), e seu abastecimento é proveniente dos açudes de Sítios Novos e da combinação de reservatórios em série, como Castanhão, Pacoti e Gavião. De acordo com a metodologia desta dissertação, a vazão de retirada para geração das UTEs do Pecém I e II é de 0,72 m³/s, esta condizente com o limite de outorga, o que valida a metodologia. O valor estimado de 0,72 m³/s corresponde a 11% do consumo humano de Fortaleza, que foi de 6,82 m³/s em 2019, chegando a superar o consumo de oito cidades do CE (Tabela 12).

No Figura 22, são mostradas as projeções para o cenário da Agência Internacional de Energia (IEA), em que todas as térmicas em operação no CE com carvão e GN seriam atualizadas para efetuar captura e armazenamento de carbono (cenário CE-CCS). Essa

atualização muda o nexa energia-água, ou seja, o novo coeficiente de retirada amplia a dependência por água no processo dessas tecnologias, aumentando a vazão do cenário CE-CCS em 1,66 m³/s (carvão 1,37 m³/s e GN 0,28 m³/s), o que representa uma elevação de 90% em relação ao cenário de referência CE-REF.



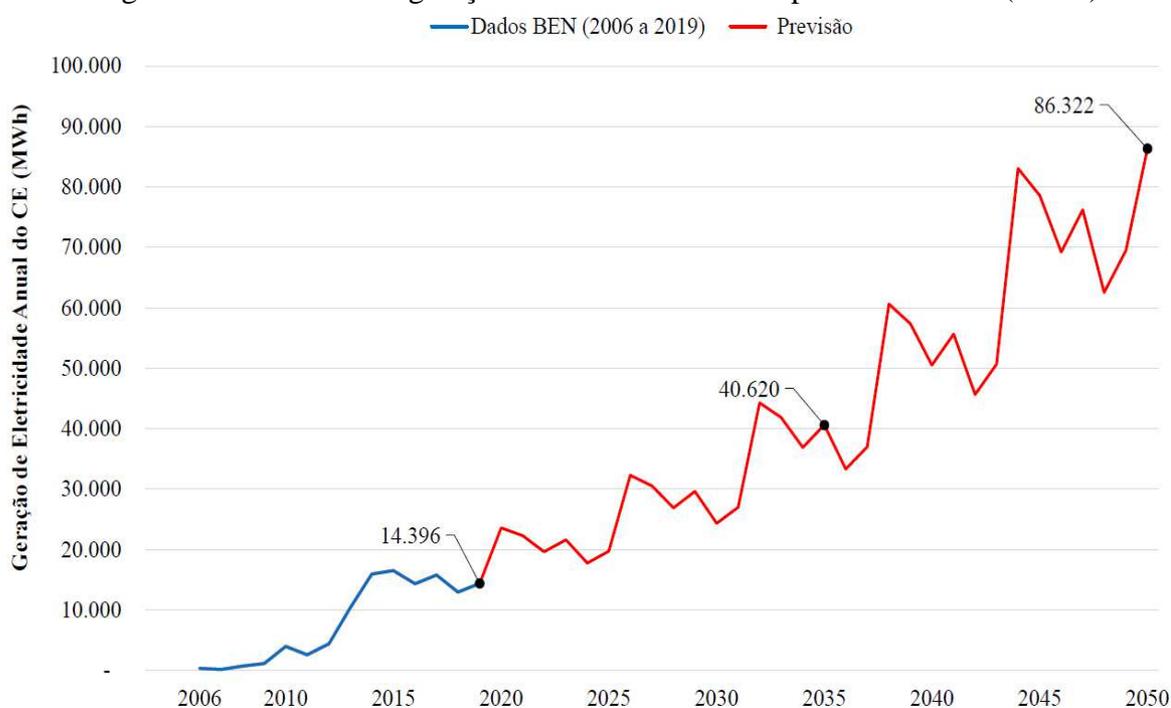
As duas UTEs Termoceará e Termofortaleza, com capacidade instalada de 220 MW e 326,6 MW, respectivamente, estão localizadas em Caucaia-CE. Estas, de acordo com a metodologia, têm vazão de retirada estimada em 0,14 m³/s (CE-REF), podendo chegar no CE-CCS a 0,29 m³/s, vazões que, se comparadas com o consumo humano e urbano da cidade de Maracanaú, de 0,60 m³/s, representariam 23% e 48% respectivamente, valores expressivos e preocupantes em um período de seca. A vazão do cenário CE-CCS das UTEs a gás seria suficiente para abastecer a cidade de Iguatu ou Quixadá.

É importante destacar que, apesar de a instalação de CCS quase dobrar a retirada de água do CE-REF, essas mudanças não contribuem para o atendimento da demanda crescente por eletricidade do CE. Dessa forma, considerando a tendência de crescimento da geração, exploração de recursos e tecnologias compatíveis com o CE, foi realizada uma previsão da geração de eletricidade anual do estado, permitindo estimar uma possível relação do nexa energia-água do estado em 2050.

5.3 Perspectivas e projeções do nexos energia-água para o Ceará 2050

As projeções para o nexos energia-água do cenário CE-2050 têm como princípio uma previsão realizada no modelo ARIMA (Figura 23) que estima uma geração de eletricidade anual de 86.322 MWh para 2050. Esta representa uma ampliação de aproximadamente 500% em relação à geração anual de 14.396 MW em 2019. É importante destacar que, independente do modelo de previsão, o erro aumenta significativamente conforme o aumento do horizonte futuro e que, diante do processo recente de geração de energia elétrica do CE, há poucos dados em sua série histórica, por isso, o erro da estimativa não é considerado relevante para análise do nexos energia-água.

Figura 23 – Previsão de geração de eletricidade anual para o CE-2050 (MWh)



Diante dos valores estimados no modelo ARIMA, foi construída a Tabela 13, que, por sua vez, representa apenas um dos vários cenários possíveis para o atendimento do CE-2050. A distribuição foi realizada com base na vida útil das tecnologias do CE-REF, leilões energéticos, relatórios, discussões acadêmicas e compatibilidade tecnológica com o semiárido cearense (IEA, 2012; GREENPEACE INTERNATIONAL, 2015; BARBOSA *et al.*, 2016; TOLMASQUIM, 2016a; GILS, 2017; ADECE, 2019; EIA/RIAM, 2019; CALCULADORA, 2020; FREITAS *et al.*, 2020).

Tabela 13 – Distribuição da geração anual por tecnologia do modelo ARIMA

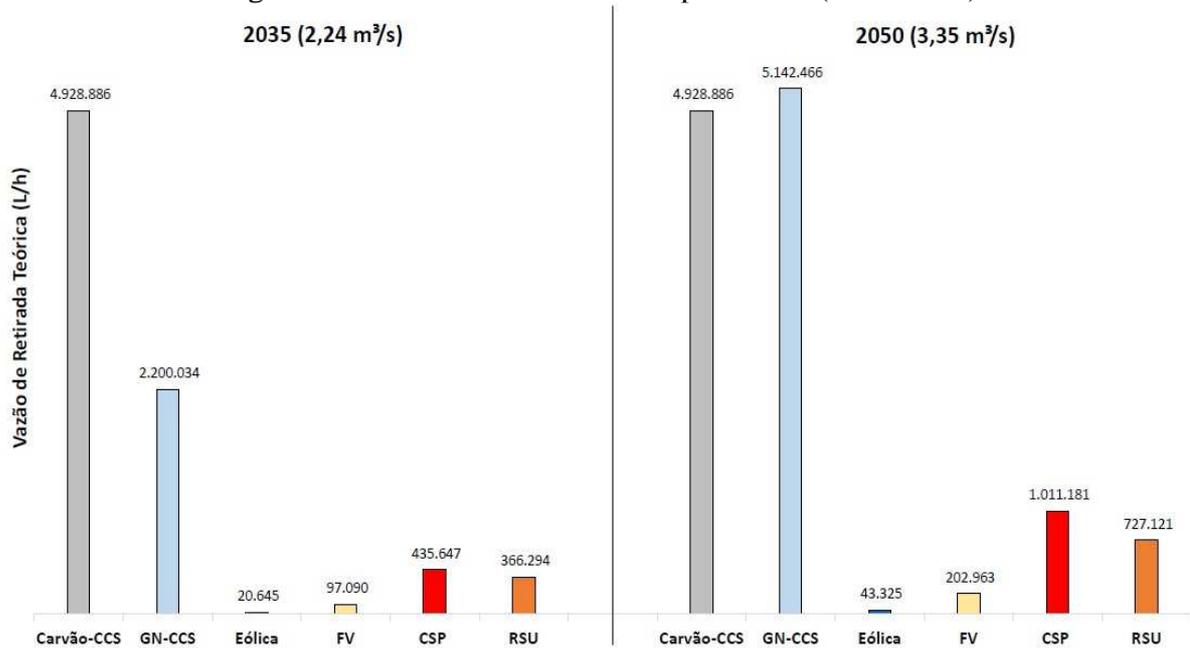
Tecnologia de geração ¹	CE em 2035 (GWh)	CE-2050 (GWh)	CE-2050 (%)
UTES carvão CCS	7,70	7,70	8,92
Gás natural (GN) CCS	7,29	17,04	19,74
Eólica	15,98	30,81	35,79
Solar FV	7,43	15,52	17,99
CSP	0,55	1,77	1,47
RSU	1,68	3,33	3,85
Nuclear ²	-	10,05	11,64
Outras ³	0,52	0,52	0,60

Nota: ¹ Operando a plena carga; ² Tecnologia não impacta a retirada de água; ³ Tecnologias existentes na matriz do CE que não atenderam aos critérios para análise do nexa energia-água.

O cenário construído para a matriz elétrica do CE-2050 não considera novas UTEs a carvão tendo em vista seus impactos ambientais e a capacidade instalada significativa do estado, fixando a participação dessa tecnologia no CE-2050 em 8,92%; a eólica e FV seriam responsáveis por 53,78% (sendo 35,79% da eólica e 17,99% da FV). Em virtude da intermitência dessas fontes, considera-se a participação de GN (19,74%), RSU (3,85%), CSP (1,47%) e nuclear (11,64%). A tecnologia nuclear brasileira utiliza água do mar no seu sistema de resfriamento, devido à sua retirada de água elevada, dessa forma as considerações da tecnologia serão sucintas e realizadas à parte por não impactar os múltiplos usos da água no estado.

Com as fontes de tecnologias e suas respectivas participações na geração elétrica anual definidas, é calculada a retirada do nexa energia-água utilizando a Equação (5), sendo considerados os sistemas de resfriamento na Figura 24: RSU – 1.590 L/MWh (ou biomassa (SCN)) e CSP – 3.011 L/MWh (torre solar (SCF)). É importante destacar que essas tecnologias escolhidas para o resfriamento dos cenários indicados na Figura 24 têm como base a melhor opção de resfriamento desconsiderando a opção a ar (seco) ou híbrida, tendo em vista que essas tecnologias de resfriamento representam um cenário ideal e não as condições tecnológicas frequentemente utilizadas no CE, as quais despertam a preocupação desta dissertação em relação ao uso concorrente pela água.

Figura 24 – Estimativas de retirada para o CE (2035-2050)



Para se perceber a tendência do nexos energia-água do CE, a Figura 24 apresenta um cenário extra para 2035 com vazão 2,24 m³/s, seguido do CE-2050, com 3,35 m³/s, que representa um crescimento aproximado de 157% e 285%, respectivamente, se comparados com o CE-REF. O CE-2050 tem a sua maior retirada pelas tecnologias de GN-CCS com 1,43 m³/s, seguida por carvão-CCS (1,37 m³/s), CSP (0,28 m³/s), RSU (0,20 m³/s); as menores retiradas foram das tecnologias FV (0,056 m³/s) e eólica (0,012 m³/s). Todos os cenários foram consolidados na Tabela 14, é importante ressaltar que a retirada do cenário CE-2050, com 3,35 m³/s, seria capaz de prover o abastecimento humano de 2019 de oito das maiores cidades do CE juntas: Juazeiro do Norte, Maracanaú, Sobral, Crato, Itapipoca, Maranguape, Iguatu e Quixadá, que juntas têm consumo de 3,3 m³/s.

Tabela 14 – Cenários estimados e previstos para o nexos energia-água do CE

	CE-REF (m ³ /s)	CE-CCS (m ³ /s)	CE-2035 (m ³ /s)	CE-2050 (m ³ /s)
Carvão	0,72	1,37	1,37	1,37
GN	0,14	0,28	0,61	1,43
Eólica	0,003	0,003	0,006	0,012
FV	0,001	0,001	0,026	0,056
CSP	-	-	0,12	0,28
RSU (Biomassa)	-	-	0,10	0,20
Total	0,87	1,66	2,24	3,35

A escolha das fontes renováveis de RSU e CSP estão dentro do contexto e preocupações do IEA (2DS), que deseja manter o aumento da temperatura global em 2 °C até 2050, no entanto as melhores opções da tecnologia RSU (SCN e SCF) têm seus coeficientes técnicos na faixa de retirada entre 1.590 e 3.489 L/MWh; e a tecnologia CSP (SCF), entre 3.011

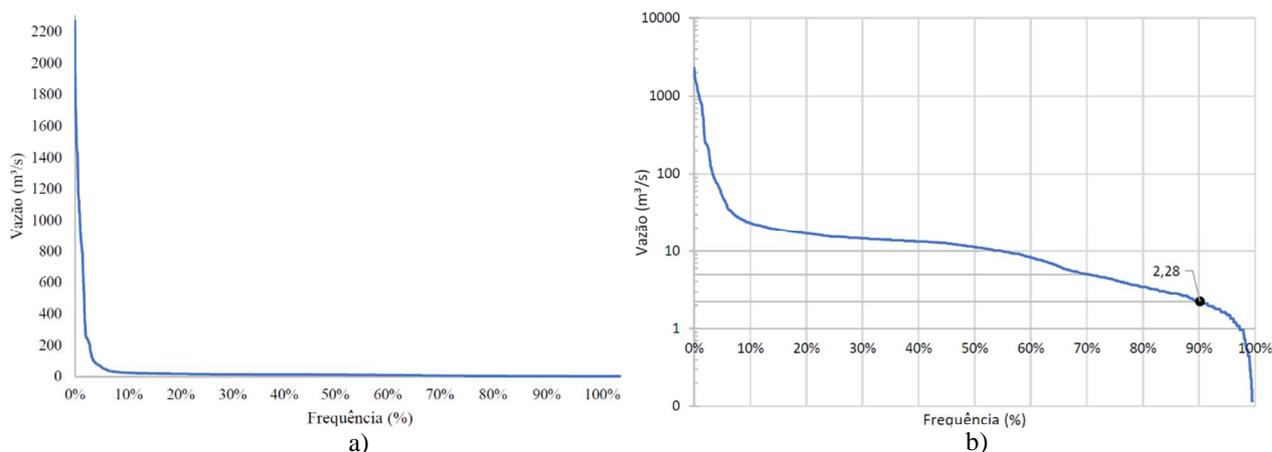
e 3.785 L/MWh, valores que se aproximam e podem até superar a retirada do carvão, quando considerado por exemplo o fator de capacidade. Com isso, pode-se perceber que essas fontes são um desafio para o desenvolvimento de novas tecnologias com menor dependência por água. Outra possibilidade nesse contexto do 2DS é a utilização da tecnologia nuclear.

A tecnologia nuclear é uma opção com características mais parecidas com o carvão quanto à questão da flexibilidade operacional (uma fonte com potencial para substituí-la). Estudos apontam que o CE é um forte candidato a uma usina nuclear (Subtópico 2.5.3), visto que, entre outras características, o estado tem a maior reserva de urânio do Brasil, na cidade de Santa Quitéria-CE. O Brasil tem duas plantas com essa tecnologia, Angra 1 e 2, ambas com resfriamento SCA e capacidade instalada de 640 MW e 1.350 MW, respectivamente, sendo as vazões de retirada estimada de aproximadamente de 33 e 65 m³/s. Diante dessas características, e como essa tecnologia utiliza água do mar, o uso concorrente da água do CE não seria ampliado, sendo assim o risco de falhar por desabastecimento de água é improvável. Além disso, essa tecnologia contribui para a redução dos GEEs. Nesse contexto, é importante destacar que, segundo estudo da ANA (2017), a retirada para todas as plantas brasileiras a carvão e GN foi de 79,5 m³/s, e, para uma única planta nuclear com potência de 1.350 MW, estima-se uma retirada de 65 m³/s. Com essa comparação, é possível entender a inviabilidade de utilização de água doce e o grau da importância da localização da planta nuclear.

5.4 Curva de permanência para demandas energia-água

Diante das vazões donexo energia-água estimadas nos cenários da Tabela 14, a probabilidade de excedência ou igualdade das vazões foram avaliadas com a curva de permanência calculada com as séries históricas da estação fluviométrica do maior reservatório do estado (o açude público Padre Cícero, mais conhecido como Castanhão), que é estratégico para o abastecimento da bacia hidrográfica metropolitana CE_7 (Subseção 2.3.1). A curva de permanência da Figura 25 (a) relaciona a vazão com a porcentagem do tempo em que ela é igualada ou superada, procedimento convencionalmente utilizado no processo de outorga de uso da água no CE, previsto no Decreto Nº 23.067/94. Na Figura 25 (b), a vazão é apresentada com eixo vertical logarítmico para permitir a visualização de valores menores.

Figura 25 – Curvas de permanência do Castanhão, modelos exponencial (a) e logarítmico (b)



Nas Figuras 25 (a) e (b), representam os valores medidos na estação fluviométrica do Peixe Gordo (entre 2002 e 2020) a jusante do açude Castanhão, permitindo dessa forma analisar a capacidade de vazão desse reservatório que é o maior do CE. Essa técnica forneceu resultados diretos para quantificar o aproveitamento da disponibilidade do curso d'água e características do reservatório em relação a qualquer regime de vazão, como é apresentado na Tabela 15.

Tabela 15 – Risco hidrológico do nexos energia-água do CE

	Vazão	Castanhão ³ (3639000)
Vazão Q₉₀ ¹	-	2,05 m ³ /s
Vazão Q₉₅	-	1,56 m ³ /s
CE-REF	0,87 m ³ /s	97,94%
CE-REF (Carvão)	0,72 m ³ /s (0,48 / 0,24) m ³ /s	98,23% (98,71 / 99,15)%
CE-CCS	1,66 m ³ /s	93,88%
CE-2035	2,24 m ³ /s	90,19%
CE-2050	3,35 m ³ /s	80,85%
Fortaleza ²	6,82 m ³ /s	63,86%
CE-REF + Fortaleza	7,69 m ³ /s	61,67%

Nota: ¹ 0,9 x Q₉₀ (Decreto 23.067/94); ² Consumo humano urbano; ³ Período de observação (2002 a novembro de 2020).

Diante dos valores encontrados para o açude Castanhão e considerando apenas o direito de uso do nexos energia-água do CE, pode-se constatar que os cenários CE-REF e CE-CCS têm valores menores que Q₉₀ (com 2,05m³/s), ou seja, as estruturas poderiam ser outorgadas dentro de uma margem de risco hidrológico, respectivamente, de 2,06% e 6,12%. Porém, a partir 2035, a vazão de 2,24 m³/s ultrapassaria o limite regulamentar encontrado no período analisado (de 2002, quando foi concluída a construção do reservatório, até novembro de 2020), conforme orientações do Decreto N° 23.067/94, assim como a vazão do CE-2050 de 3,35 m³/s também ultrapassa Q₉₀, apresentando um risco hidrológico de 19,15%. É importante

destacar que, apesar dos valores encontrados para onexo energia-água, ao se incluir o principal uso concorrente do CE, que é o consumo humano de Fortaleza, o risco hídrico é de aproximadamente 38%, com vazão de 7,69 m³/s (cerca de 3,8 vezes o valor com permanência Q₉₀), representando uma situação hidrológica preocupante.

Neste contexto pode-se ressaltar que a vazão é considerada uma variável aleatória porque depende de fenômenos climáticos complexos e de difícil previsibilidade a partir de um certo horizonte. Além disso, por não se saber o futuro hidrológico dos reservatórios, a curva de permanência permite de forma estatística supor que as vazões medidas terão comportamento semelhante. Dessa forma, quanto maior a série histórica, mais consistentes serão os cenários, porém o reservatório do Castanhão só tem 19 anos de sua conclusão, em 2002, mas a crise hídrica de 2012 a 2016 possibilitou um cenário inédito para inúmeras reflexões a respeito de secas prolongadas (ou severas) posteriores à construção desse açude. É com base nesses valores e situações vivenciadas pós-crise que esta dissertação contribui com uma visão do nexo energia-água para o CE.

Ademais, entre 2012 a 2016, foram sancionadas ações previstas em lei, mudando-se o valor cobrado por 1.000 m³ de água bruta, chamado de Encargo Hídrico Emergencial, que serve como instrumento de gestão. Diante da variação, as UTEs Pecém I e II ameaçaram parar totalmente a operação alegando custos elevados pelo uso da água. Surge, então, o questionamento sobre ter se considerado o custo do uso da água no projeto das usinas. Além disso, por qual razão usinas que se encontram a 5 km do litoral, com sistema de resfriamento SCF, não utilizam água dessalinizada. Durante a elaboração da dissertação, não foi encontrado qualquer relato de restrição hídrica operacional das usinas a GN (Termofortaleza ou Termo Ceará). Por fim, diante das experiências ocorridas entre 2012 e 2016, das vazões encontradas nos cenários CE-REF, CE-CCS, CE-2035 e CE-2050 e considerando o uso concorrente para o abastecimento humano, esta dissertação recomenda a utilização de sistemas de resfriamento seco (ar) e híbrida como possível solução para novas usinas termelétricas, conforme exemplos pelo mundo, bem como para as usinas em operação no CE-REF. Outra solução pode ser a utilização de água do mar desmineralizada ou de água cinza coletada e tratada.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A presente dissertação quantificou e analisou a retirada de água operacional das tecnologias de geração a carvão e GN, com e sem CCS, nuclear, biomassa, geração eólica, solar FV e CSP, totalizando 31 configurações tecnológicas de geração com os seus sistemas de resfriamento e combustível. Em seguida, foi estimado o nexos energia-água para matriz elétrica do CE em operação no ano de 2020, cenário de referência (CE-REF: Porto do Pecém I e II, Termofortaleza, Termo Ceará, eólica e solar FV). Com a implantação da captura e armazenamento de carbono (cenário CE-CCS), e, com a utilização do modelo ARIMA, foi prevista a geração de eletricidade anual para estimar o nexos energia-água em 2050. Ao quantificar as retiradas dos cenários, foi analisado o risco hidrológico das vazões encontradas utilizando a curva de permanência Q_{90} para o Castanhão, maior reservatório do estado.

Em uma análise geral da relação de retirada de água por configuração tecnológica apresentada, foi possível diferenciar e perceber que a retirada de água mostra maior concordância quando analisada de acordo com o sistema de resfriamento: seja qual for o sistema de resfriamento (SCF, SCN ou SCA), ele será o responsável pela maior demanda de água de uma usina termelétrica. Dentre as 31 configurações (fonte, combustível e resfriamento), a tecnologia nuclear com sistema de circulação aberta (SCA) tem a maior retirada geral. Nesse contexto, tecnologias renováveis estratégicas como CSP, RSU (ou biomassa) e CCS destacam-se por uma elevada dependência hídrica, tornando como um possível cenário ideal para o CE a utilização de sistemas seco (ar) ou híbrido, que praticamente eliminam as possibilidades de falha por desabastecimento hídrico das usinas.

Diante das características da matriz elétrica do CE a plena carga, foi estimada a vazão do cenário CE-REF, com $0,87 \text{ m}^3/\text{s}$, assim como a transição tecnológica da IEA (*International Energy Agency*) para CCS compatível com todas as UTEs do estado (carvão e GN), cenário CE-CCS, com $1,66 \text{ m}^3/\text{s}$. Quando comparadas às retiradas, foi constatado um aumento de 90%, que é extremamente preocupante do ponto de vista do nexos energia-água, tendo em vista que a atualização para CCS não acrescenta potência à matriz elétrica do CE. Os valores de retirada de $0,87$ e $1,66 \text{ m}^3/\text{s}$ são equivalentes à retirada para abastecimento humano de cidades do CE com uma média de 300 mil habitantes (a exemplo de Juazeiro ou Caucaia) e equivalentes a 13 e 24%, respectivamente, do consumo de Fortaleza (CE) em 2019 ($6,82 \text{ m}^3/\text{s}$), capital com a 5ª maior população do Brasil.

A partir da previsão realizada com o modelo ARIMA, que estimou uma geração elétrica para o CE em 2050 de aproximadamente 86 GWh/ano, foi construído o cenário do nexo energia-água CE-2050. Apesar de um forte investimento em eólica e FV, a retirada de água para geração de eletricidade deve continuar em uma tendência crescente. Em 2035, estima-se uma vazão de 2,24 m³/s e, para o CE-2050, de 3,35 m³/s, um crescimento de 157% e 285%, respectivamente, em relação ao CE-REF. Esse nível de retirada do CE-2050, com 3,35 m³/s, seria capaz de abastecer o consumo humano em 2019 de oito das maiores cidades do CE juntas: Juazeiro do Norte, Maracanaú, Sobral, Crato, Itapipoca, Maranguape, Iguatu e Quixadá, que consomem um total de 3,3 m³/s.

Considerando as vazões do nexo energia-água estimados e previstos nos cenários CE-REF, CE-CCS, CE-2035 e CE-2050, foram utilizados dados de vazão diária do Castanhão, maior reservatório do CE, para verificar a viabilidade e o risco hídrico, tendo como orientação o Decreto Nº 23.067/94 que é convencionalmente utilizado no processo de outorga no CE. Foi constatado que a vazão regularizada Q₉₀ do Castanhão no período de 2002 a 2020 foi de 2,05 m³/s. Desta forma, sem considerar outro usos concorrentes, o CE-REF e CE-CCS apresentam viabilidade e risco hídrico de cerca de 2 e 6%, respectivamente; os cenários CE-2035 e 2050 têm vazão maior que Q₉₀, portanto não são viáveis, com risco hídrico aproximado de 10 e 19%, respectivamente. Ao se considerar o consumo humano de Fortaleza com a vazão CE-REF, o risco hidrológico seria de 39%, uma probabilidade muito elevada de ocorrer o desabastecimento hídrico, lembrando que esta dissertação só considerou dois grupos consumidores (geração de eletricidade e consumo humano).

Desta forma, a utilização de sistemas de resfriamento seco (ar) e híbridos é uma possível solução para novas usinas termelétricas. Para as usinas em operação no CE-REF, uma outra solução é utilizar água do mar desmineralizada ou atender esse grupo consumidor do nexo energia-água com água cinza coletada e tratada.

Sugestões de trabalhos futuros

As sugestões para trabalhos futuros são: considerar a evaporação dos rios, as águas subterrâneas, o possível aumento da população e consumo humano do CE em 2050 e acrescentar a vazão de outros usos concorrentes da água, como indústria, irrigação, mineração e uso animal, além de analisar outros reservatórios, de modo que possa ser realizada uma aprofundada análise da gestão hídrica.

Desenvolver estudo dos impactos financeiros para escolha tecnológica do sistema de resfriamento seco (ar) ou híbrida das UTEs na geração de eletricidade. Mostra-se fundamental também o uso de técnicas computacionais para simular novos cenários de geração, assim como para prever a geração elétrica anual do estado para 2050.

Outra sugestão desta dissertação, com base nas vazões apresentadas, é a investigação do custo do m³ de água do mar desmineralizada capaz de atender aos sistemas de resfriamento das UTEs, comparando diferentes técnicas, assim como do processo de tratamento de água cinza.

Artigo publicado

– Artigo publicado:

FREITAS, D. M., CARVALHO, P. C., Ramos, K. M., Braga, A. P. D. S., & Lima, M. A. (2020). Estudo sobre o uso da água a partir das tecnologias de geração de eletricidade no estado do Ceará. In VIII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2020.

REFERÊNCIAS

- ABURTO, L.; WEBER, R. Improved supply chain management based on hybrid. **Applied Soft Computing**, v. 7, p.136-144, 2007.
- AGÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DO ESTADO DO CEARÁ – ADECE. **Energia**. Disponível em: <<https://www.adece.ce.gov.br/setores-da-economia/energia/>>. Acesso em 01 jun. 2020.
- AGÊNCIA DE DESENVOLVIMENTO DO ESTADO DO CEARÁ – ADECE. **Atlas Eólico e Solar: Ceará**. ADECE, FIEC, SEBRAE, 196p., 2019. Disponível em: <<http://atlas.adece.ce.gov.br/ebook/files/downloads/Atlas-Eolico-Solar-Ceara-2019-EBOOK.pdf>>. Acesso em 16 jun. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Prestação de Contas Ordinária Anual: Relatório de Gestão do Exercício de 2013**. Superintendência de Planejamento da Gestão – SPG, Brasília, ANEEL, 379p., 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO – ANA. **Comitês de Bacia Hidrográfica por Região**. ANA, Brasília, 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Banco de Informação de Geração – BIG**. 2019. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ResumoEstadual/CapacidadeEstado.cfm>>. Acesso em 24 set. 2019.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL (Brasil). **Sistema de Informações de Geração da ANEEL (SIGA)**. 2020. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/siga>>. Acesso em 18 jun. 2020.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS E SANEAMENTO BÁSICO – ANA. **Manual de Usos Consuntivos da Água no Brasil**. Superintendência de Planejamento de Recursos Hídricos (SPR), ANA, Brasília, 2019, 75p.
- ALVES, L. C.; VIDAL, C. B. Resíduos sólidos urbanos e seus impactos socioambientais na cidade de Fortaleza/CE. VII CONGRESSO BRASILEIRO DE GESTÃO AMBIENTAL, Campina Grande, 2016. **Anais [...]**. Campina Grande, p. 1-6, 2016.
- AL-MULALI, U. *et al.* 2016. Does moving towards renewable energy cause water and land inefficiency? An empirical investigation. **Energy Policy**, v. 93, p.303-314, 2016.
- ARROYO, E. M. V. **Incorporação do nexo energia-água em um modelo de otimização da expansão do sistema energético brasileiro**. 2018. 251f. Tese (Doutorado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2018.
- ARROYO, E. M. V. **Proposta Metodológica para Avaliação da Vulnerabilidade da Geração Termelétrica a Carvão Mineral no Brasil às Mudanças Climáticas**. 2012. 193f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA – ABEEólica. **Boletim Anual de Geração Eólica 2018**. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/dados-abeeolica/>>. Acesso em: 18 de maio. 2020.

BARRETO, F. A. F. D. **Bacias Hidrográficas**. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará – IPECE, 2020.

BARRETO, F. A. F. D. **Panorama da produção de energia elétrica no Estado do Ceará: Um enfoque para a matriz eólica**. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará – IPECE Informe, 33p., 2018.

BEN/EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2020: ano base 2019**. EPE, Rio de Janeiro, Brasil, 264p., 2020. Disponível em: <ben.epe.gov.br>. Acesso em 08 dez. 2020.

BEN/EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2017: ano base 2016**. EPE, Rio de Janeiro, Brasil, 296p., 2017. Disponível em: <ben.epe.gov.br>. Acesso em 08 dez. 2020.

BEN/EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2014: ano base 2013**. EPE, Rio de Janeiro, Brasil, 288p., 2014. Disponível em: <ben.epe.gov.br>. Acesso em: 09 dez. 2020.

BEN/EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Balanco Energético Nacional 2011: ano base 2010**. EPE, Rio de Janeiro, Brasil, 267p., 2011. Disponível em: <ben.epe.gov.br>. Acesso em: 09 dez. 2020.

BEN/EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA **Balanco Energético Nacional 2009: ano base 2008**. EPE, Rio de Janeiro, Brasil, 2009. Disponível em: <ben.epe.gov.br>. Acesso em: 09 dez. 2020.

BELLEZONI, R. A. *et al.* Water-energy-food nexus of sugarcane ethanol production in the state of Goiás, Brazil: An analysis with regional input-output matrix. **Biomass and Bioenergy**, v. 115, p.108-119, 2018.

BLANCHARD, Marie; DESROCHERS, Gilles. Generation of autocorrelated wind speeds for wind energy conversion system studies. **Solar Energy**, v. 33, n. 6, p. 571-579, 1984.

BRITO, J. S. **A outorga de uso da água como instrumento para minimização de conflitos: estudo de caso do Balneário das Andréas em Pacatuba/CE**. 2016. 55f. Monografia (Especialização à Distância em Elaboração e Gerenciamento de Projetos para a Gestão Municipal de Recursos Hídricos), Departamento de Educação à Distância, Instituto Federal do Ceará (IFCE), 2016.

BYERS, E. A.; HALL, W. J.; AMEZAGA, J. M. Electricity generation and cooling water use: UK pathways to 2050. **Global Environmental Change**, v. 25, p. 16-30, 2014.

CANAL ENERGIA. **Rima de eólica offshore será apresentado em audiência pública**. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/noticias/53128132/rima-de-eolica-offshore-sera-apresentado-em-audiencia-publica>>. Acesso em 27 de maio. 2020.

CALCULADORA BRASIL 2050. **Energia Nuclear**. 2020. Disponível em: <<http://calculadora2050brasil.epe.gov.br/calculadora.html>>. Acesso em 01 nov. 2020.

CAMPOS, P. K. **Desenvolvimento de revestimento para tubulação de caldeiras de centrais termelétricas que operam a carvão mineral**. 2017. 90f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Centro de Ciência e Tecnologia, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2017.

CARRILLO, A. M. R.; CHRISTOPH FREI, C. Water: A key resource in energy production. **Energy Policy**, v. 37, p. 4303-4312, 2009.

CARDOSO, B. M. **Uso da Biomassa como Alternativa Energética**. 2012. 112f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica), Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro -UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2012.

CARVALHO, P. C. M. *et al.* Land requirement scenarios of PV plants in Brazil. **Renewable Energy & Power Quality Journal**, ISSN 2172-038X, n.16, 2018.

CAVADOS, G. A., **Análise do Impacto da Introdução das Fontes Intermitentes no Setor Elétrico Brasileiro: Estudo de Caso da Região Nordeste**. 2015. 109f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2015.

COLLISCHONN, Walter.; TASSI, Rutinéia. **Introduzindo hidrologia**. Porto Alegre: IPH UFRGS, v. 5, 2008, 151p.

COMPANHIA DE ÁGUA E ESGOTO DO CEARÁ - CAGECE. **Relatórios de Gestão da Água no Ceará**. 2020. Disponível em: <<https://www.cagece.com.br/documentos-publicacoes/relatorios/>>. Acesso em 20 nov. 2020.

COMPANHIA DE GESTÃO DE RECURSOS HÍDRICOS - COGERH. **Atlas dos Recursos Hídricos do Ceará**. Disponível em: <<http://atlas.cogerh.com.br/>>. Acesso em 20 nov. 2020.

DELGADO, A.; HERZOG, H. J. **A simple model to help understand water use at power plants**. Working Paper, Massachusetts Institute of Technology, Energy Initiative, Cambridge, 2012.

DOE/NETL. **Water Requirements for Existing and Emerging Thermoelectric Plant Technologies**. National Energy Technology Laboratory – NETL, p.7-26, 2013.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION - EIA. **Annual Energy Outlook 2012 with projections to 2035**. Office of Integrated and International Energy Analysis, U. S. Department of Energy, 2012. Disponível em: <[https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/0383(2012).pdf)>. Acesso em: 31 maio. 2019.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE - EPRI JOURNAL. **Renewables**. EPRI Journal, p. 1-48, 2009.

ESTUDO DE IMPACTO AMBIENTAL/RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL – EIA/RIMA. **Usina Termelétrica Norte Fluminense 2**. EDF Norte Fluminense, p. 1-67, 2020.

EDIGER, Volkan Ş.; AKAR, Sertac. ARIMA forecasting of primary energy demand by fuel in Turkey. **Energy Policy**, v. 35, n. 3, p. 1701-1708, 2007.

ENEVA, 2020. **Geração de Energica**. Disponível em: <www.eneva.com.br/nossos-negocios/geracao-de-energia>. Acesso em: 13 maio. 2020.

FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DO CEARÁ – FIEC. **Rotas Estratégicas Setoriais 2025: Estudo Socioeconômico da Água**. Fortaleza, Ceará, Sistema FIEC, p. 1-66, 2016.

FERNANDES, P. G. T. **Térmicas na base: a escolha inevitável 29**. Confederação Nacional da Indústria (CNI), Propostas da Indústria para as Eleições, Brasília, CNI, v. 29, 124p., 2018.

FREITAS, B. B. *et al.* Scenarios for Ceará's electricity generation matrix in 2050. **Ciência e Natura**, v. 42, p. 63, 2020.

FRICKO, O. *et al.* Energy sector water use implications of a 2 °C climate policy. **Environmental Research Letters**, v.11, p.1-10, 2016.

FGV ENERGIA. **Energia Nuclear: Desmitificação e Desenvolvimento**. Energia em Foco, Fundação Getúlio Vargas (FGV), 2015. Disponível em: <<https://fgvenergia.fgv.br/eventos/energia-em-foco-energia-nuclear-desmitificacao-e-desenvolvimento-roberto-travassos>>. Acesso em 19 maio. 2020.

FTHENAKIS, V.; KIM, H. C. Life-cycle uses of water in U.S. electricity generation. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 14, p. 2039-2048, 2010.

GARCIA, M. A.; RAMOS, F. A.; COSTA, T. L. C. **Guia de Licenciamento Ambiental de Heliotérmicas - Subsídios para Avaliação de Impacto Ambiental**. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações (MCTIC), Brasília, 2017.

GONZÁLEZ-BRAVO, R. *et al.* Urban sustainability: Analyzing the water-energy nexus in the Guandu river basin, Rio de Janeiro, Brazil. **Energy Reports**, v. 6, p. 254-260, 2020.

GREENPEACE INTERNATIONAL. **[R]evolução energética: Rumo a um Brasil com 100% de energias limpas e renováveis**. Greenpeace Brasil, p. 1-96, 2015.

GUIMARÃES, L. S. **O Futuro da Energia Nuclear no Brasil**. Academia Nacional de Engenharia, 2019.

GUIMARÃES, L. S. **Energia Nuclear**. Fundação Getúlio Vargas - FGV Energia, 2016. Disponível em: <http://www.fgv.br/fgvenergia/energia_nuclear_leonam/files/assets/common/downloads/energia%20nuclear%20-%20leonam.pdf>. Acesso em 23 maio. 2020.

GOLDEMBERG, J., DE MATTOS, J. R. L., GUIMARÃES, L. S. **Energia Nuclear e Sustentabilidade**. São Paulo: Blucher, 2010. (Série Sustentabilidade, v. 10).

HOEFNAGELS R. *et al.* Macro-economic impact of large-scale deployment of biomass

resources for energy and materials on a national level-A combined approach for the Netherlands. **Energy Policy**, p.727-744, 2013.

HOFFMANN, B. S.; SZKLO, A. Integrated gasification combined cycle and carbon capture: A risky option to mitigate CO₂ emissions of coal-fired power plants. **Applied Energy**, v.88, p. 3917-3929, 2011.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. **População estimada: municípios do Ceará**. 2020. Disponível em: <<https://cidades.ibge.gov.br/brasil/ce/panorama>>. Acesso em 21 nov. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Projected Costs of Generating Electricity 2015**. IEA, 215p., 2015. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/projected-costs-of-generating-electricity-2015>>. Acesso em 19 nov. 2020.

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. **AR5 Climate Change 2014: Impacts, Adaptation, and Vulnerability**. Synthesis Report, IPCC, Geneva, Switzerland, 151p., 2014.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. **Concentrating Solar Power**. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, 2012. Disponível em: <https://www.irena.org/documentdownloads/publications/re_technologies_cost_analysi-csp.pdf>. Acesso em 16 jun. 2020.

KALOGIROU, S. A. **Solar energy engineering: processes and systems**. 1ª ed., Academic Press, Elsevier, EUA, 2009.

KHAN, Z. *et al.* Adaptation to climate-induced regional water constraints in the Spanish energy sector: An integrated assessment. **Energy Policy**, v. 97, p. 123-135, 2016.

LIMA, M. A. F. B. **Teoria do portfólio aplicada à previsão de recursos solar e eólico**. 2016. 123f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Brasil, 2016.

LORA, Electo Eduardo da Silva.; NASCIMENTO, Marco Antônio Rosa. **Geração Termelétrica: Planejamento, Projeto e Operação**. Rio de Janeiro: Interciência, v. 1, 2004. Cap. 04, p. 204.

MACHADO, A. R. **Potencialidades e desafios da utilização de biogás para transporte e geração de energia**. 2019. 69f. Monografia (Graduação Engenharia Mecânica), Universidade Federal de Santa Maria - UFSM, Santa Maria, Rio Grande do Sul, Brasil, 2019.

MACKNICK, J. *et al.* Operational water consumption and withdrawal factors for electricity generating technologies: a review of existing literature. **Environmental Research Letters**, vol. 77, p. 4-11, 2012.

MACKNICK, J. *et al.* Life cycle water use for photovoltaic electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. **IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference – PVSC**, p. 1458-1460, 2014.

MALAGUETA, D. C. **Geração heliotérmica: princípios e tecnologias**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito - CRESESB, Eletrobrás Cepel, Rio de Janeiro, 2012.

MANTILLA, V. A. P. **Avaliação técnica-econômica das tecnologias de geração heliotérmica para o caso brasileiro, considerando sistemas de armazenamento térmico e hibridização**. 2017. 183f. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia), Universidade Federal de Itajubá, Minas Gerais, Brasil, 2017.

MAGAJU, D.; CATTAPAN, A.; FRANCA, M. Identification of run-of-river hydropower investments in data scarce regions using global data. **Energy for Sustainable Development**, v. 58, p. 30-41, 2020.

MARAFON, A. C. *et al.* **Poder Calorífico do Capim-Elefante para a Geração de Energia Térmica**. Boletim de Pesquisa e Desenvolvimento, Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária, Embrapa Tabuleiros Costeiros, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), Aracaju, Sergipe, Brasil, p.10-30, dez. 2016. ISSN 1678-1961.

MEDEIROS, C. N. *et al.* **Os Recursos Hídricos do Ceará: Integração, Gestão e Potencialidades**. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (IPECE), Fortaleza, Ceará, Brasil, 2011, 268p.

MELDRUM, J. *et al.* Life cycle water use for electricity generation: a review and harmonization of literature estimates. **Environmental Research Letters**, p.1-18, 2013.

MELO, F. E. **Caracterização e previsão de potencial solar: estudo de caso para Parnaíba (PI), Maracanaú (CE) e Petrolina (PE)**. 2016. 122f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, Brasil, 2016.

MERSCHMANN, P. R. D. C. *et al.* Modeling water use demands for thermoelectric power plants with CCS in selected Brazilian water basins. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, n.13, p.87-101, 2013.

MEYLER, A. *et al.* **Forecasting irish inflation using ARIMA models**. Munich Personal RePEc Archive (MPRA), Central Bank and Financial Services Authority of Ireland, p. 7-49, 2008.

MIELKE, E.; ANADON, L. D.; NARAYANAMURTI, V. **Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion**. Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper Series, Harvard Kennedy School, p. 1-52, 2010.

MURRANT, D. *et al.* Water use of the UK thermal electricity generation fleet by 2050: Part 1 identifying the problem. **Energy Policy**, v. 108, p.844-858, 2017a.

MURRANT, D. *et al.* Water use of the UK thermal electricity generation fleet by 2050: Part 2 quantifying the problem. **Energy Policy**, v. 108, p.859-874, 2017b.

MONTAGNINO, F. M. **Concentrated Solar Thermal Energy Systems Handbook**. Small scale thermal solar district units for Mediterranean communities (STS-Med), p. 48-277, 2020.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (MME/EPE). **Potencial dos Recursos Energéticos no Horizonte 2050**. Rio de Janeiro, Brasil, MME/EPE, 2018.

MORATO, M. M. *et al.* A parametrized nonlinear predictive control strategy for relaxing COVID-19 social distancing measures in Brazil. **ISA Transactions**, v. 8, p.1-18, 2020.

OLIVEIRA FILHO, C. M. **Metodologia para Estudo de Implantação de uma Usina Heliotérmica de Receptor Central no Brasil**. 2014. 100f. Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica), Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro - UFRJ, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.

OMER, A. *et al.* Water scarcity in the YellowRiver Basin under future climate change and human activities. **Science of the Total Environment**, v. 749, p. 1-13, 2020.

ORTEGA, L. L. M. **Conversão fotovoltaica: comparação de modelos de desempenho**. 2013. 116f. Dissertação (Mestrado em Metrologia), Pontifícia Universidade Católica - PUC, Rio de Janeiro, Brasil, 2013.

PARMEZAN, Antônio Rafael Sabino *et al.* **Descrição de modelos estatísticos e de aprendizado de máquina para predição de séries temporais**. 2016. 112f. Instituto de Ciências Matemáticas e de Computação, Universidade de São Paulo – USP, São Carlos, São Paulo, 2016.

PERUCCHI, D. **Estudo da geração de energia heliotérmica por torre solar com armazenamento de calor, e análise comparativa com a matriz elétrica brasileira**. 2013. 69f. Monografia (Graduação em Engenharia Química), Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de Lorena, Lorena, 2013.

PETROBRÁS. **Termoceará**. 2020. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/principais-operacoes/termeletricas/termoceara.htm>>. Acesso em 26 fev. 2021.

PIRES, D. **Caminho das águas: histórias de convivência coma seca no Ceará**. Secretaria de Recursos Hídricos – SRH, Fortaleza: Instituto Seara, 204p., 2017.

ROEHE, F. O. **Avaliação do potencial das principais jazidas Sul-Brasileiras para gaseificação in situ de carvão: aspectos geológicos e de reatividade química**. 2012. 115f. Dissertação (Mestrado em Engenharia e Tecnologia de Materiais), Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2012.

ROCHEDO, P. R. R. **Análise econômica sob incerteza da captura de carbono em termoeletricas a carvão: retrofitting e capture-ready**. 2011. 362f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético), Pós-Graduação em Planejamento Energético (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, Brasil, 2011.

RELATÓRIO DE IMPACTO AMBIENTAL – RIMA. **Usina Termoelétrica Portocem**. Portocem Energia, p. 1-44, 2019. Disponível em: <<https://www.semace.ce.gov.br/eia-rima/>>. Acesso em 15 fev. 2021.

RIMA/MPX – CONSULTORIA AMBIENTAL LTDA. **Relatório de Impacto Ambiental: Usina Termoeletrica MPX (Pecém I)**. Relatório técnico, MPX Mineração e Energia Ltda, 2006.

SANTOS, A. P. S. *et al.* **O Semiárido Brasileiro: Riquezas, Diversidades e Saberes**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Instituto Nacional do Semiárido (INSA), Campina Grande, Paraíba, Brasil, p.6-39, 2013. ISBN: 978-85-64265-06-6.

SARMENTO, F. J. **Produto 01 - Relatório de Diagnóstico Ambiental das Bacias Metropolitanas**. Plano de Segurança Hídrica das Bacias Hidrográficas Estratégicas do Acaraú, Metropolitanas e da Sub-Bacia do Salgado. Instituto de Pesquisa e Estratégia Econômica do Ceará (IPECE), 2016, 128p.

SENGER, M.; SPATARU, C. Water-Energy-Land Nexus: Modelling Long-Term Scenarios for Brazil. **IEEE European Modelling Symposium (EMS)**, v. 47, p. 1-6, 2015.

SECRETARIA DOS RECURSOS HÍDRICOS DO CEARÁ – SRH. **Comitês de Bacias Hidrográficas**. Disponível em: <<https://www.srh.ce.gov.br/comites-de-bacias-hidrograficas/>>. Acesso em 03 ago. 2020.

SILVA, F. E. C.; CARNEIRO, T. C.; CARVALHO, P. C. M. Análise estatística da geração de eletricidade de plantas fotovoltaicas do Laboratório de Energias Alternativas da Universidade Federal do Ceará (LEA-UFC). CONGRESSO INTERNACIONAL DE PESQUISA, PÓS-GRADUAÇÃO E INOVAÇÃO DO INSTITUTO FEDERAL DO CEARÁ, Fortaleza, 2020. **Anais [...]**. Fortaleza: I CONINP – As Novas Fronteiras do Conhecimento, p. 1-11, 2020.

SILVA FILHO, C. R. V. **Panorama de Resíduos Sólidos no Brasil 2018-2019**. Associação Brasileira de Empresas de Limpeza Pública e Resíduos Especiais – ABRELPE, 68p., 2019. Disponível em: <www.abrelpe.org.br>. Acesso em 17 jun. 2020.

SILVA, M. G. **Estudo de um conjunto de indicadores da gestão dos resíduos sólidos do município de Fortaleza/CE**. 2014. 40f. Monografia (Graduação Engenharia Ambiental e Sanitária), Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará – IFCE, Campus Maracanaú, 2014.

SILVESTRE, A. D. **Desenvolvimento de um Heliostato para Geração Heliotérmica em Torres Solares**. 2016. 83f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis), Universidade Federal da Paraíba - UFPB, João Pessoa, Paraíba, Brasil, 2016.

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO – SNIS. **Diagnóstico dos serviços de água e esgoto 2016**. 2017. Relatório técnico, Ministério do Desenvolvimento Regional. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br/painel-informacoes-saneamento-brasil/web/painel-abastecimento-agua>>. Acesso em 05 out. 2020.

SIDDIQI, A.; ANADON, L. D. The water-energy nexus in Middle East and North Africa. **Energy Policy**, v. 39, p.4529-4540, 2011.

SIQUEIRA, D. S. **Análise Energética e Exergética de uma Usina Nuclear com Reator PWR**. 2016. 136f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica), Universidade Federal de

Itajubá, Minas Gerais, Brasil, 2016.

SISTEMA NACIONAL DE INFORMAÇÕES SOBRE SANEAMENTO – SNIS.

Diagnóstico dos serviços de água e esgoto 2018. 2019. Relatório técnico, Ministério do Desenvolvimento Regional. Disponível em: <<http://www.snis.gov.br/painel-informacoes-saneamento-brasil/web/painel-abastecimento-agua>>. Acesso em 02 out. 2020.

SOARES, I. M. **Usina hidrelétrica a fio d'água ou reservatório? Subsídios à tomada de decisão por meio de análise custo-efetividade.** 2017. 101f. Dissertação (Mestrado em Gestão Econômica do Meio Ambiente), Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade de Brasília, Brasília, Brasil, 2017.

SOUSA FILHO, F. A. **Diagnóstico dos Recursos Hídricos - Ceará 2050.** Estudo Setorial Especial, Fortaleza, Ceará, Brasil, 2018, 94p.

SCOTT, C. A. *et al.* Policy and institutional dimensions of the water–energy nexus **Energy Policy**, v. 39, p.6622-6630, 2011.

SPANG, E. S. *et al.* The water consumption of energy production: an international comparison. **Environmental Research Letters**, p.1-14, 2014a.

SPANG, E. S. *et al.* Multiple metrics for quantifying the intensity of water consumption of energy production. **Environmental Research Letters**, p.1-8, 2014b.

STILLWELL, A. S.; WEBBER, M. E. Evaluation of power generation operations in response to changes in surface water reservoir storage. **Environmental Research Letters**, v. 8, p. 1-15, 2013.

TEIXEIRA, F. J. C. **Plano de Ações Estratégicas de Recursos Hídricos do Ceará.** Secretaria dos Recursos Hídricos (SRH), Fortaleza, Ceará, Brasil, mar. 2018, 171p.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Termelétrica: Gás Natural, Biomassa, Carvão, Nuclear.** Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Rio de Janeiro, 452 p., 2016a.

TOLMASQUIM, M. T. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar e Oceânica.** Empresa de Pesquisa Energética - EPE, Rio de Janeiro, 452 p., 2016b.

TOLMASQUIM, M. T. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015: ano base 2014.** Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE), Brasília, Brasil, 232p., 2015.

TOLMASQUIM, M. T. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011: ano base 2010.** Ministério de Minas e Energia/Empresa de Pesquisa Energética (MME/EPE), Brasília, Brasil, 244p., 2011.

VIEIRA BRUNO, A. J. **Plano Estadual de Resíduos Sólidos.** Secretaria do Meio Ambiente - SEMA, Fortaleza, 134p., 2019. Disponível em: <<https://www.sema.ce.gov.br/wp-content/uploads/sites/36/2019/08/Plano-estadual-de-residuos-solidos.pdf>>. Acesso em 17 jun. 2020.

VILANOVA, M. R. N.; BALESTERI, J. A. P. Exploring the water-energy nexus in Brazil: The electricity use for water supply. **Energy**, v. 85, p. 415-432, 2015.

VISCONDI, G. D. F. *et al.* **Uso de água em termoelétricas**. Instituto de Energia e Meio Ambiente - IEMA, São Paulo, Brasil, 2016.

WORLD NUCLEAR ASSOCIATION – WNA. **Comparison of Lifecycle Greenhouse Gas Emissions of Various Electricity Generation Sources**. WNA Report, p. 8-12, 2010.

ZHANG, J. C. *et al.* International energy trade impacts on water resource crises: an embodied water flows perspective. **Environmental Research Letters**, v.11, p.1-11, 2016.