

---

Daniel Mertens

# **Systemsimulation von Speichern für Dunkel- flauten in Deutschland**

Masterarbeit

Technische Hochschule Köln,  
Cologne Institut for Renewable Energy,

11. September. 2023

Betreuer: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Ko-Referent: Prof. Dr. Ingo Stadler.

## Erklärungen

Name: Daniel Mertens

### Erklärung zum eigenständigen Verfassen

Ich versichere, die von mir vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer oder der Verfasserin/des Verfassers selbst entnommen sind, habe ich als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die ich für die Arbeit benutzt habe, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

---

Ort, Datum

---

Rechtsverbindliche Unterschrift

Daniel Mertens

### Erklärung zur Veröffentlichung

Ich bin damit einverstanden, dass meine Abschlussarbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von meinem Betreuer im Internet veröffentlicht werden.

---

Ort, Datum

---

Rechtsverbindliche Unterschrift

Daniel Mertens

### Erklärung zu Bildrechten

Außer den im Folgenden genannten habe ich alle Bilder und Diagramme dieser Abschlussarbeit selbst erstellt.

Die Nutzungsrechte der folgenden Bilder sind mir vom Autor per E-Mail erteilt worden:

Abbildung 4: Schema eines Laufwasserkraftwerkes

---

Ort, Datum

---

Rechtsverbindliche Unterschrift

## Danksagung

An dieser Stelle möchte ich allen Danken, die mich bei der Abfassung dieser Arbeit unterstützt haben. Dazu zählen

Das Masterprojekt-Team, bestehend aus Ann-Kathrin Werner, Viktor Melger und Alexander Hoffmann, welche teilweise parallel an der Erzeugung von repräsentativen Lastprofilen gearbeitet und mir Teile ihrer Ergebnisse zur Verfügung gestellt haben.

Ulrich Böke, der eine ähnliche, wenn auch gröbere, Berechnung zum Strombedarf eines nachhaltigen Energiesystems für Deutschland durchgeführt hat und mir diverse Male mit Ideen, Tipps, Anmerkungen und Diskussionen zur Seite stand und mir dadurch Anreize und Unterstützung geboten hat.

Prof. Eberhard Waffenschmidt, der mich über die gesamte Bearbeitungszeit begleitet und betreut hat und sich mit jeder, teilweise noch so banalen, Frage meinerseits auseinandergesetzt hat und mich zusätzlich in den Kreis der Vorstands des Solarfördervereins eingeladen hat, um dort meine Zwischenergebnisse und Herangehensweise zu präsentieren, wodurch es mir möglich war weitere Inputs aus diversen Bereichen zu erhalten und in meine Arbeit einfließen zu lassen. Als besonders freundlich und unterstützend ist dabei Susanne Jung in Erinnerung geblieben. Während dieses Meetings ist auch der Kontakt zu Herrn Böke entstanden.

Insbesondere möchte ich aber noch meinen Freunden und Familie danken, die mich während meiner gesamten Studienzzeit, vor allem aber während der Bearbeitungszeit dieser Arbeit, unterstützt haben, sei es indem ich erinnert wurde zu essen und zu trinken oder teilweise einfach gezwungen wurde mich auch mal einen Tag von der Arbeit zu lösen und mich ein wenig zu entspannen bzw. auf andere Gedanken zu kommen.

## Kurzfassung

In dieser Arbeit wurde mithilfe eines in der Programmiersprache Python verfassten Simulations-Code ein vereinfachtes Energiesystem für die nachhaltige Energieversorgung Deutschlands erstellt und über einen Betrachtungszeitraum von drei Jahren in stündlicher Auflösung simuliert. Das Ziel dieser Simulation ist anhand von im Vorfeld getroffener Annahmen und erstellten Erzeuger- und Lastprofilen ein Energiesystem zu generieren, dass vollständig klimaneutral ist, rein auf regenerative Quellen setzt und trotz Fluktuation dieser auch während Dunkelflauten die Energieversorgung in allen Sektoren sicherstellt, sodass sich Prognosen über die zu installierenden Leistungen und Speicherkapazitäten, sowie deren Kosten treffen lassen können.

Für ein erstes Simulationsszenario, bei dem die Verbräuche analog zum gewählten Referenzjahr 2019 angenommen werden, ergeben sich zu installierende Leistungen von 944 GW für PV, 1.137 GW für Onshore-Wind, 203 GW für Offshore-Wind, 4-94 GW für Wasserkraft, sowie rund 533 GW für Elektrolyseure, sodass ein durchschnittlicher Strombedarf von 3.388 TWh/a und Systemkosten in Höhe von 285 Mrd.€/a resultieren.

In einem zweiten Szenario wird angenommen, dass der Verkehrssektors vollständig elektrisch fährt und in einem dritten, dass Teile des Sektors elektrisch, andere wasserstoffbasiert fahren. In beiden Fällen lässt sich die PV- und Onshore-Leistung um 40 bis 50 Prozent reduzieren. Auch die nötige Elektrolyse-Leistung lässt sich annähernd halbieren. Für beide Szenarien ist der erwartete Strombedarf um etwa ein Drittel geringer als in Szenario-1 und die Systemkosten nur ca. halb so hoch.

Unter Berücksichtigung von Energieeinsparpotenzialen besonders im Wärmesektor lassen sich sowohl Strombedarf als auch Gesamtsystemkosten für beide Szenarien um weitere 20 Prozent auf 1.845 TWh/a und 126 Mrd.€/a (Szenario-2) bzw. 1.870 TWh/a und 130 Mrd.€/a (Szenario-3) senken. Hierzu wird die PV-Leistung leicht und die Batteriekapazitäten stärker erhöht, sodass diese die Rolle von Kapazitätsreserven übernehmen können.

Es lässt sich zusammenfassend festhalten, dass ein Verzicht auf fossile Kraftstoffe im Verkehrssektor, Energieeinsparmaßnahmen, der Ausbau von PV, Windenergie, sowie Kurzzeitspeichern wie Batterien und Pumpspeichern und Langzeitspeichern wie Wasserstoff-Kavernen die wohl wirksamsten Hebel zum Erreichen eines klimaneutralen, nachhaltigen Energiesystems in Deutschland sind.

## Abstract

In this work, a simplified energy system for the sustainable energy supply of Germany was created with the help of a simulation code written in the Python programming language and simulated in hourly resolution over an observation period of three years. The aim of this simulation is to generate an energy system that is completely climate-neutral, relies purely on renewable sources and, despite their fluctuation, also ensures the energy supply in all sectors during dark periods, so that forecasts can be made about the power and storage capacities to be installed and their costs.

For a first simulation scenario, in which the consumption is assumed to be analogous to the selected reference year 2019, the resulting installed capacities are 944 GW for PV, 1,137 GW for onshore wind, 203 GW for offshore wind, 4-94 GW for hydropower, and around 533 GW for electrolysers, resulting in an average electricity demand of 3,388 TWh/a and system costs of €285 billion/a.

In a second scenario, the transport sector is assumed to be fully electric, and in a third, parts of the sector are assumed to be electric, while others are assumed to be hydrogen-based. In both cases, PV and onshore power can be reduced by 40 to 50 percent. The required electrolysis capacity can also be approximately halved. For both scenarios, the expected electricity demand is about one-third lower than in Scenario-1 and the system costs are only about half as high.

Considering energy savings potentials, especially in the heat sector, both electricity demand and total system costs can be reduced by a further 20 percent to 1,845 TWh/a and €126 billion/a (Scenario-2) and 1,870 TWh/a and €130 billion/a (Scenario-3), respectively. For this purpose, the PV capacity is slightly increased, and the battery capacities are more strongly increased, so that they can take over the role of capacity reserves.

In summary, the most effective levers for achieving a climate-neutral, sustainable energy system in Germany are the abandonment of fossil fuels in the transport sector, energy-saving measures, the expansion of PV, wind energy, short-term storage such as batteries and pumped storage, and long-term storage such as hydrocarbon caverns.

# Inhalt

<b>Erklärungen</b> .....	<b>I</b>
Erklärung zum eigenständigen Verfassen .....	I
Erklärung zur Veröffentlichung .....	I
Erklärung zu Bildrechten .....	I
<b>Danksagung</b> .....	<b>II</b>
<b>Kurzfassung</b> .....	<b>III</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>IV</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>VII</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>VIII</b>
<b>Abkürzungs- &amp; Einheitenverzeichnis</b> .....	<b>XIV</b>
<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>1 Literatur-Recherche</b> .....	<b>2</b>
1.1 V. Quaschnig – Sektorkopplung durch die Energiewende .....	2
1.2 Fraunhofer ISE - WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM.....	3
1.3 Wuppertaler Institut – CO <sup>2</sup> -neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze .....	4
1.4 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland 2045 .....	5
1.5 SFV – 100 % EE bis spätestens 2030: Präsentation und Bericht bei Runden Tisch Erneuerbarer Energien.....	5
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>7</b>
2.1 Klimaschutzpolitik der Bundesregierung Deutschland .....	7
2.2 Erneuerbare Energie-Erzeugungsanlagen .....	8
2.2.1 Solar .....	9
2.2.2 Wind .....	10
2.2.3 Wasser .....	11
2.2.4 Biomasse .....	12
2.3 Energiespeicher .....	14
2.3.1 Stromspeicher.....	15
2.3.2 Wärmespeicher.....	17
2.3.3 Chemische Energieträger / Speicher.....	18
2.3.4 Speichermedien und Lagerung .....	24
<b>3 Methodisches Vorgehen</b> .....	<b>25</b>
3.1 Biomassepotenzial .....	26
3.2 Klimadaten .....	27
3.3 Kostenannahmen.....	28
3.4 Stromerzeugungsprofile .....	29
3.5 Normierte Verbrauchsprofile .....	31

3.5.1 Raumwärme und Warmwasser .....	31
3.5.2 Gewerbe und Handel .....	32
3.5.3 Industrie .....	33
3.5.4 Haushalte .....	34
3.5.5 E-Mobilität .....	36
3.6 Skalierte Verbrauchsprofile .....	37
3.7 Transportsektor .....	39
3.8 Simulationsmodell .....	42
3.8.1 Voruntersuchung zum Speicherverhalten in PyPSA .....	42
3.8.2 Einlesen und Definieren von Simulationsparametern .....	43
3.8.3 Initialisierung des Modells .....	44
<b>4 Simulations-Ergebnisse .....</b>	<b>51</b>
4.1 Szenario-1: „Verkehr so wie heute“ .....	51
4.1.1 Installierte Leistung und Kapazität .....	51
4.1.2 Analyse des Energiesystems und Einfluss der Speicher .....	53
4.1.3 Analyse der Systemkosten .....	61
4.2 Szenario-2: „Verkehr fährt komplett elektrisch“ .....	63
4.2.1 Installierte Leistung und Kapazität .....	63
4.2.2 Analyse des Energiesystems und Einfluss der Speicher .....	64
4.2.3 Analyse der Systemkosten .....	71
4.3 Szenario-3: „Verkehr elektrisch & mit Wasserstoff betrieben“ .....	73
4.3.1 Installierte Leistung und Kapazität .....	73
4.3.2 Analyse des Energiesystems und Einfluss der Speicher .....	74
4.3.3 Analyse der Systemkosten .....	77
4.4 Berücksichtigung von Energieeinsparungen und Vergleich der Simulations- Resultate .....	79
<b>5 Diskussion &amp; Ausblick .....</b>	<b>85</b>
5.1 Diskussion .....	85
5.2 Ausblick .....	86
<b>6 Fazit .....</b>	<b>88</b>
<b>Anhang .....</b>	<b>96</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ziel für den Stromverbrauch in Deutschland 2040 von Professor Quaschnig.....	3
Tabelle 2: Prognosen zum Energieverbrauch in Deutschland Szenario Suffizienz 2040 vom Fraunhofer ISE .....	4
Tabelle 3: Auswahl von CO <sub>2</sub> -Faktoren für Energieträger in tCO <sub>2</sub> /MWh [16]; Eigene Darstellung) .....	13
Tabelle 4: Auswahl simulationsrelevanter Kennzahlen von Elektrolyseuren [28, 29]	20
Tabelle 5: Auswahl simulationsrelevanter Kennzahlen von Brennstoffzellen [27, 29–32].....	20
Tabelle 6: Quellen für CO <sub>2</sub> als Edukt-Gas [25].....	22
Tabelle 7: Annahmen nachhaltiges Biomassepotenzial Deutschland (eigene Darstellung) [41–43].....	26
Tabelle 8: Auszug der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019 T Joule (Eigene Darstellung) .....	33
Tabelle 9: Energiebedarf und Anteile Strom und Fuels der Verkehr-Subsektoren im Referenzjahr .....	39
Tabelle 10: Annahmen Energieeinsparungen im Verkehrssektor gegenüber Fuel-Verbrauch (Eigene Darstellung) [7, 52] .....	40
Tabelle 11: Annahmen KWK (engl. CHP) Technologien.....	47
Tabelle 12: Annahmen Wärmeerzeuger-Technologien.....	48
Tabelle 13: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für Leistung und Kapazität .....	81
Tabelle 14: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse Verbrauch und Kosten..	82
Tabelle 15: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Stand 09/2017 [23].....	97



## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland 2012 bis Mai 2023 (Eigene Darstellung) [11] .....	8
Abbildung 2: Monatlicher Anteil der Solarenergie an der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland 2022 (Eigene Darstellung) .....	9
Abbildung 3: Monatlicher Anteil der Windenergie an der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland 2022 [12].....	11
Abbildung 4: Schema eines Laufwasserkraftwerkes [14].....	12
Abbildung 5: Schematische Darstellung Pumpbetrieb (Laden) eines Pumpspeicherkraftwerks.....	16
Abbildung 6: Schematische Darstellung Turbinenbetrieb (Entladen) eines Pumpspeicherkraftwerks.....	16
Abbildung 7: Durchschnittliche Außenlufttemperatur in Deutschland im Jahr 2019 (Eigene Darstellung) .....	27
Abbildung 8: Capacity-Factor Profile für das Jahr 2019.....	30
Abbildung 9: Auf 1 normiertes SLP für den Sektor Gewerbe und Handel (03.-17. März 2019) .....	32
Abbildung 10: Auf 1 normiertes, gewichtetes Strom-SLP für den Sektor Industrie (03.-17. März 2019).....	34
Abbildung 11: Auf 1 kWh/a normiertes Strom-SLP für den Sektor Haushalte (03.-10. März 2019).....	35
Abbildung 12: Auf 1 kWh/a normiertes Ladeprofil für Batterie-Elektrische-Fahrzeuge (03.-10. März 2019) .....	36
Abbildung 13: Nach Energieträgern zusammengefasste, skalierte Lastprofile für das Jahr 2019.....	38
Abbildung 14: Lastprofile im Verkehrssektor (Szenario-1) in GW für das Jahr 2020 .	41
Abbildung 15: Lastprofile im Verkehrssektor (Szenario-2) in GW für das Jahr 2020 .	41
Abbildung 16: Lastprofile im Verkehrssektor (Szenario-3) in GW für das Jahr 2020 .	41
Abbildung 17: Coefficient of Performance für Luft-Wärmepumpe im Jahr 2019.....	44
Abbildung 18: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021 .....	54
Abbildung 19: Stromlasten (szenario-1) in GW von 2019 bis 2021 .....	54
Abbildung 20: Residualstromabgabe (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ).....	55

Abbildung 21: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-1) in GWh von 2019 bis 2021.....	55
Abbildung 22: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021 .....	57
Abbildung 23: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-1) in GW für das Jahr 2020	57
Abbildung 24: Residualwärmeabgabe (Szenario-1) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021 .....	58
Abbildung 25: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021.....	59
Abbildung 26: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-1) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021.....	59
Abbildung 27: Gasbedarf und -produktion (Szenario-1) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	60
Abbildung 28: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-1) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021.....	61
Abbildung 29: Jährlicher Investitionskostenaufwand (Szenario-1) in Mrd.€/a.....	62
Abbildung 30: Anteile an den Gesamtsystemkosten (Szenario-1) .....	62
Abbildung 31: Stromlasten (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021 .....	64
Abbildung 32: Residualstromabgabe (Szenario-2) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) von 2019 bis 2021 .....	65
Abbildung 33: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-2) in GWh von 2019 bis 2021.....	65
Abbildung 34: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-2) in GW für das Jahr 2020	66
Abbildung 35: Residualwärmeabgabe (Szenario-2) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021 .....	67
Abbildung 36: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021.....	68
Abbildung 37: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-2) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021.....	69
Abbildung 38: Gasbedarf und -produktion (Szenario-2) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	69

Abbildung 39: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-2) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	71
Abbildung 40: Jährlicher Investitionskostenaufwand (Szenario-2) in Mrd.€/a.....	72
Abbildung 41: Anteile an den Gesamtsystemkosten (Szenario-2) .....	72
Abbildung 42: Stromlasten (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021 .....	74
Abbildung 43: Residualstromabgabe (Szenario-3) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) von 2019 bis 2021 .....	75
Abbildung 44: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-3) in GWh von 2019 bis 2021.....	75
Abbildung 45: Residualwärmeabgabe (Szenario-3) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021 .....	76
Abbildung 46: Wasserstofferzeugung und -bedarf (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021.....	77
Abbildung 47: Jährlicher Investitionskostenaufwand (Szenario-3) in Mrd.€/a.....	78
Abbildung 48: Anteile an den Gesamtsystemkosten (Szenario-3) .....	78
Abbildung 49: Simulationsergebnisse zur installierten Speicherkapazität in GWh ....	82
Abbildung 50: Simulationsergebnisse zur installierten Leistung in GW (Szenario-1).	83
Abbildung 51: Simulationsergebnisse zur installierten Leistung in GW (Szenario-2).	83
Abbildung 52: Simulationsergebnisse zur installierten Leistung in GW (Szenario-3).	83
Abbildung 53: Anteile am Strombedarf Szenario-1 (Basis: außen; E_save: innen)...	84
Abbildung 54: Anteile am Strombedarf Szenario-2 (Basis: außen; E_save: innen)...	84
Abbildung 55: Anteile am Strombedarf Szenario-3 (Basis: außen; E_save: innen)...	84
Abbildung 56: Gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland 2022 (Eigene Darstellung) [57].....	96
Abbildung 57: Skizze zum Netzwerkaufbau.....	98
Abbildung 58: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021 .....	99
Abbildung 59: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021 .....	99
Abbildung 60: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021 ...	100
Abbildung 61: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021 .....	100
Abbildung 62: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021 .....	101

Abbildung 63: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021 .....	101
Abbildung 64: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-3) in GW für das Jahr 2020 .....	102
Abbildung 65: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-3) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021.....	102
Abbildung 66: Gasbedarf und -produktion (Szenario-3) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	103
Abbildung 67: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-3) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	103
Abbildung 68: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-1; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	104
Abbildung 69: Stromlasten (Szenario-1; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	104
Abbildung 70: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-1; E_save) in GWh von 2019 bis 2021 .....	104
Abbildung 71: Residualstromabgabe (Szenario-1; E_save) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ).....	105
Abbildung 72: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-1; E_save) in GW von 2019 bis 2021.....	105
Abbildung 73: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-1; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	106
Abbildung 74: Residualwärmeabgabe (Szenario-1; E_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021.....	106
Abbildung 75: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-1; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	107
Abbildung 76: Gasbedarf und -produktion (Szenario-1; E_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	107
Abbildung 77: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-1; E_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021.....	107
Abbildung 78: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-2; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	108
Abbildung 79: Stromlasten (Szenario-2; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	108
Abbildung 80: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-2; E_save) in GWh von 2019 bis 2021 .....	108

Abbildung 81: Residualstromabgabe (Szenario-2; E_save) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ).....	109
Abbildung 82: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-2; E_save) in GW von 2019 bis 2021.....	109
Abbildung 83: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-2; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	110
Abbildung 84: Residualwärmeabgabe (Szenario-2; E_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021.....	110
Abbildung 85: Wasserstofferzeugung und -bedarf (Szenario-2; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	111
Abbildung 86: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-2; E_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021.....	111
Abbildung 87: Gasbedarf und -produktion (Szenario-2; E_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	112
Abbildung 88: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-2; E_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	112
Abbildung 89: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-3; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	113
Abbildung 90: Stromlasten (Szenario-3; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	113
Abbildung 91: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-3; E_save) in GWh von 2019 bis 2021 .....	113
Abbildung 92: Residualstromabgabe (Szenario-3; E_save) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ).....	114
Abbildung 93: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-3; E_save) in GW von 2019 bis 2021.....	114
Abbildung 94: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-3; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	115
Abbildung 95: Residualwärmeabgabe (Szenario-3; E_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021.....	115
Abbildung 96: Wasserstofferzeugung und -bedarf (Szenario-3; E_save) in GW von 2019 bis 2021 .....	116
Abbildung 97: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-3; E_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021.....	116

Abbildung 98: Gasbedarf und -produktion (Szenario-3; E_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	117
Abbildung 99: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-3; E_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021 .....	117

## Abkürzungs- & Einheitenverzeichnis

<b>Einheit</b>	<b>Größe</b>
MW	Megawatt (=1 Tsd. kW)
MWh	Megawattstunde (=1 Tsd. kWh)
GW	Gigawatt (=1 Mio. kW)
GWh	Gigawattstunde (=1 Mio. kWh)
TWh	Terrawattstunde (=1 Mrd. kWh)
l	Liter (= 1 dm <sup>3</sup> = 0,001 m <sup>3</sup> )
m <sup>3</sup>	Kubikmeter (=1 m x 1 m x 1 m)
<b>Abkürzung</b>	<b>Beschreibung</b>
AEL/AFC	alkalische EL/FC
AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
Akku	Akkumulatoren (Sekundärbatterien)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CF	Kapazitätsfaktor (Capacity Factor)
COP	Coefficient of Performance
CPGeM	Charge Profile Generator for electric Mobility (Tool)
DAC	Direct-Air-Capture
dena	Deutsche Energie Agentur
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EL	Elektrolyse
EZFH	Ein- und Zweifamilienhaus
FC	Brennstoffzelle (Fuel Cell)
FOM	feste Betriebs- & Instandhaltungskosten (Fixed Operational and Maintenance Costs)

<b>Abkürzung</b>	<b>Beschreibung</b>
FT-Synthese	Fischer-Tropsch-Synthese
GuH	Gewerbe und Handel
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LHWT	großtechnische Heißwassertanks (large hot water tanks)
LIB	Lithium-Ionen-Batterie/Akku
LNG	Flüssig(erd-)gas (Liquefied Natural Gas)
LTS	Langzeitspeicher (Long-Term-Storage)
MENA	Mittlerer Osten und Nordafrika (Middle East and North Africa)
MFH	Mehrfamilienhaus
NWG	Nichtwohngebäude
PEMEL/PEMFC	Membran- EL/FC (Proton-Exchange-Membran)
PSKW	Pumpspeicherkraftwerke
PV	Photovoltaik
REP	Renewable-Energy-Production/Plants
RFB	Redox-Flow-Batterien
RW+WW	Raumwärme und Warmwasser
SFV	Solarförderverein
SHWT	kleine Heißwassertanks (small hot water tanks)
SLP	Standard-Last-Profile
SOEL/SOFC	Hochtemperatur- EL/FC (Solid Oxide)
STS	Kurzzeitspeicher (Short-Term-Storage)
THG	Treibhausgase(e)
USV	Unterbrechungsfreie Energie-/Stromversorgung
VOM	variable Betriebs- & Instandhaltungskosten
WG	Wohngebäude
WKA	Windkraftanlage(n)



## Einleitung

Bereits in den 1980er Jahren warnten Wissenschaftler und Klimaaktivisten vor einem drohenden Klimawandel und damit verbundenen Folgen. Heute, rund 40 Jahre später, in denen diese Warnungen größtenteils ignoriert wurden, lässt sich die globale Erwärmung und daraus resultierende, teilweise verheerende, Wetterphänomene nur schwer leugnen.

Welche zerstörerische Kraft die Natur dabei freisetzen kann, haben die Bewohner des Ahr-Tals im Juli 2021 am eigenen Leib zu spüren bekommen. Im besonders betroffenen Landkreis Ahrweiler wurden rund 42.000 von 56.000 dort lebenden Menschen von der Flutkatastrophe getroffen; mindestens 17.000 davon haben ihr gesamtes Hab und Gut verloren, mehr als 130 Menschen verloren sogar ihr Leben. Neben zerstörter oder beschädigter Infrastruktur, wurden schätzungsweise 70 Prozent der Gebäude beschädigt und fast 500 zerstört. [1]

Damit solche Phänomene in Zukunft nicht weiter zunehmen, ist es erforderlich den Ausstoß von Treibhausgasen (kurz: THG) drastisch zu reduzieren und darüber hinaus bereits entstandene Emissionen rückzubinden; damit verbunden steht ein möglichst vollständiger Verzicht auf fossile Energieträger, wie Kohle, Öl und (Erd-)Gas. Die Entsagung von fossilen Energieträgern hat zudem geopolitische Effekte, wie einer größeren Unabhängigkeit von Zulieferländern, die anderenfalls versuchen könnten, politischen Druck auszuüben.

Die aktuelle Bundesregierung, bestehend aus SPD, FDP und die Grünen, hat die Notwendigkeit der sogenannten Energiewende und der damit verbundenen steigenden Relevanz Erneuerbarer Energien (kurz: EE) erkannt und versucht gesetzliche Rahmenbedingungen und Ziele zu formulieren, die einen raschen Ausbau vorantreiben. [2]

Aufgrund von Fluktuation muss ein zukünftiges Energiesystem weitaus dynamischer sein als das heutige. Da eine ausreichende Verfügbarkeit an Energie aus erneuerbaren Quellen, z.B. Sonne und Wind, nicht immer gegeben ist, sind viele EE-Erzeugungsanlagen nicht grundlastfähig. Aus diesem Grund werden Speicher Technologien zur Überbrückung sogenannter Dunkelflauten (dunkel=keine Sonne, flaute=kein Wind) eine zentrale Rolle spielen. Diese speichern dabei Überschussstrom aus regenerativen Quellen ein und geben diese Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder ab.

Diese Arbeit widmet sich darum der Untersuchung, wie hoch die nötigen Erzeugerleistungen und Speicherkapazitäten für ein möglichst autarkes Energiesystem in Deutschland sein müssen, sowie den damit verbundenen Kosten. In diesem Zusammenhang werden auch zukünftige Szenarien für Bedarf und Erzeugung elektrischen Stroms ermittelt und betrachtet. Hierzu wird ein Tool in der Programmiersprache Python erstellt, das anhand eingelesener Lastprofile, Wetter- und Erzeugungsdaten, sowie einer open-source Datenbank mit Informationen bezüglich Kosten und Effizienz verschiedenster Technologien ein Energiesystem mit ausgewählten Technologien simuliert und kosten-technisch optimiert.

# 1 Literatur-Recherche

Wie bereits erwähnt, ist das Ziel dieser Arbeit Prognosen über die zu installierenden Leistungen und Speicherkapazitäten, sowie deren Kosten für ein klimaneutrales, nachhaltiges Energiesystem in Deutschland zu treffen.

Diesbezüglich wurden bereits diverse Studien und Simulationen, deren Fokus und Annahmen und sich allerdings teilweise recht deutlich voneinander unterscheiden. In den folgenden Unterkapiteln sollen einige dieser Studien und deren Ergebnisse vorgestellt und Unterschiede zu den in dieser Arbeit getroffenen Annahmen und Methoden aufgezeigt werden.

## 1.1 V. Quaschnig – Sektorkopplung durch die Energiewende

In der 2016 veröffentlichten Studie beschreibt Professor Quaschnig die Notwendigkeit des Verzichts auf fossile Energieträger bis zum Jahre 2040 zur Einhaltung des Pariser Klimaabkommens. Die Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr solle daher bis zu diesem Zeitpunkt vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Professor Quaschnig geht von einem Referenzenergieverbrauch von 3.120 TWh aus, wobei der Strombedarf etwa 600 TWh ausmacht. [3]

Die Studie berücksichtigt einen Zeitraum für die Energiewende von 2015 bis 2040, sodass durch Energieeinsparmaßnahmen, wie z.B. die Gebäudesanierung oder die Produktionseinstellung von Verbrenner-Motoren, eine Energieeinsparung von insgesamt 65 Prozent angenommen wird. Des Weiteren wird im Wärmebereich ein Verbot zur Installation neuer Gas- oder Ölheizungen sowie KWK-Anlagen ab dem Jahr 2020 gefordert, da der Großteil der Raumwärme durch deutlich effizientere Wärmepumpen gedeckt werden soll. [3]

Bei gleichbleibenden Verhaltens- und Konsummustern ergibt sich so ein prognostizierter Energieverbrauch von 1.320 TWh; werden die Effizienzmaßnahmen nicht umgesetzt, steigt der Strombedarf auf bis zu 3.000 TWh an. Die Ergebnisse bzw. Ziele der Studie sind in Tabelle 1 zusammengefasst. [3]

Professor Quaschnig sieht in seiner Studie einen Wechsel der Antriebstechnologie im Verkehrssektor, sowie den vollkommenen Verzicht fossiler Energieträger für energetische Zwecke vor; zudem berücksichtigt er den Einfluss von Energieeinsparmaßnahmen. Diese Faktoren sollen alle ebenfalls in dieser Arbeit berücksichtigt werden, allerdings unterscheiden sich Referenzwerte durch Wahl des Referenzjahres, sowie angenommene Energieeinsparungen. Darüber hinaus soll im Unterschied zur Quaschnig-Studie aber auch der „Nicht-Energetische Verbrauch“ mit einbezogen werden.

Tabelle 1: Ziel für den Stromverbrauch in Deutschland 2040 von Professor Quaschnig

Parameter	Jahr	2040
Referenzstromverbrauch (S.27)		600 TWh
<b>Referenzenergieverbrauch (S.28)</b>		<b>3.120 TWh</b>
65 % Energieeinsparziel		-2.020 TWh
Speicher- und Übertragungsverluste im Stromsektor (S.28)		+220 TWh
<b>Ziel für den Energieverbrauch in Deutschland 2040 (S.28)</b>		<b>1.320 TWh</b>

## 1.2 Fraunhofer ISE - WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM

Die Studie des Fraunhofer ISE untersucht in verschiedenen Szenarien wie sich die Energieversorgung Deutschlands in Zukunft entwickeln könnte. Nach Beschlüssen des Bundestags im Juni 2021 mit dem verschärften Ziel bis zum Jahre 2045 treibhausgasneutral zu sein wurde das Energiesystemmodell neu berechnet, wobei vier Szenarien die Auswirkungen gesellschaftlicher Trends auf das Erreichen der Klimaziele analysieren. [4]

Werden wie im Szenario „Beharrung“ konventionelle Technologien wie Gaskessel oder Verbrennungsmotoren bis zum Jahr 2045 weiterhin in großem Umfang betrieben, können die Klimaziele nur durch einen massiven Import synthetischer Energieträger von knapp 1000 TWh im Jahr 2045 erreicht werden. Die Szenarien „Inakzeptanz“ und „Referenz“ sind ihrer Machbarkeit von einem extremen Ausbau der Photovoltaik oder einer sehr hohen Verfügbarkeit synthetischer Energieträger abhängig und somit mit größeren Unsicherheiten belastet. [4]

Das Szenario „Suffizienz“, in dem ein zunehmendes Bewusstsein und daraus resultierende Verhaltensänderungen angenommen werden, setzt die vollständige Energiewende am schnellsten um und weist mit 1.850 TWh (2045) den niedrigsten prognostizierten Primärenergieverbrauch auf. Es lässt sich darum als beste Antwort auf einen immer schneller fortschreitenden Klimawandel sehen. Ohne eine Einbeziehung von Umweltkosten liegen die Netto-Mehraufwendungen der zuvor beschriebenen Szenarien im Vergleich zu einer Entwicklung, in der vom aktuellen Stand ausgehend keine weitere Reduzierung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen stattfindet, zwischen 1.000 Mrd.€ (Suffizienz) und 3.300 Mrd.€ (Inakzeptanz). [4]

Unter Einbeziehung von potenziellen Umweltkosten reduzieren sich die Kosten stark, und je nach Annahmen einer weiteren gesellschaftlichen Entwicklung können teilweise volkswirtschaftliche Kosten durch Klimaschäden von bis zu 1.000 Mrd.€ eingespart werden. Die Ergebnisse unterstreichen, dass gesellschaftliche Verhaltensweisen und Einstellungen einen maßgeblichen Einfluss darauf haben, mit welchen Aufwendungen der Umbau des Energiesystems hin zu einer treibhausgasneutralen Energieversorgung verbunden ist. [4]

In der Studie wird erläutert, dass das Primärenergieaufkommen gesenkt werden kann, indem Umwandlungsverluste sinken, wenn keine Verbrennungsmotoren mehr eingesetzt werden und der Einsatz thermischer Kraftwerke deutlich reduziert wird. [4] Letzteres wird in dieser Arbeit berücksichtigt, indem dem System keine Options zur Gasverbrennung geboten wird. Analog zur Studie von Professor Quaschnig wird der „Nicht-Energetische Verbrauch“ nicht berücksichtigt.

Die Ergebnisse bzw. Ziele der Studie für das Jahr 2040 sind in Tabelle 2 Tabelle 1 zusammengefasst.

Tabelle 2: Prognosen zum Energieverbrauch in Deutschland Szenario Suffizienz 2040 vom Fraunhofer ISE

<b>Parameter</b>	<b>Jahr</b>	<b>2040</b>
<b>Referenzenergieverbraucht (S.24, 2020)</b>		<b>3.104 TWh</b>
Energieeinsparpotenziale		-1.382 TWh
Speicher- und Übertragungsverluste (S.24)		+284TWh
<b>Ziel für den Primärenergieverbrauch in Deutschland 2040 (S.24)</b>		<b>2.006 TWh</b>

### 1.3 Wuppertaler Institut – CO<sub>2</sub>-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze

Kernaussage dieser Studie ist, dass das Erreichen von CO<sub>2</sub>-Neutralität bis zum Jahr 2035 extrem anspruchsvoll wäre, grundsätzlich aus technischer und ökonomischer Sicht aber möglich ist. [5] Dabei wird die Wichtigkeit einer schnellen Energiewende und CO<sub>2</sub>-Neutralität besonders betont, wobei die starke Beschleunigung des Ausbaus von erneuerbaren Stromerzeugern als Schlüsselrolle für das Erreichen eines klimaverträglichen Energiesystems identifiziert wird. [5]

Ein besonderer Wert dieser Studie liegt in der detaillierten Darstellung aktueller Energieverbräuche in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäude. Eine ähnlich genaue Unterteilung soll in dieser Arbeit dabei helfen möglichst realistische Lastprofile zu erstellen.

Die Studie des Wuppertaler Institut stellt keine eigenen Analysen für einen potenziellen zukünftigen Energieverbrauch oder zu installierende Leistungen und Kapazitäten auf, sondern vergleicht lediglich Studien anderer Autoren, unter anderem die bereits beschriebene Studie des Fraunhofer ISE.

#### 1.4 Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2020): Klimaneutrales Deutschland 2045

Im Jahre 2020 wurde diese Studie bereits veröffentlicht, allerdings mit dem Jahr 2050 als Zielsetzung. In dieser aktualisierten Fassung wird untersucht, ob Treibhausgasneutralität bereits im Jahre 2045 möglich ist.

Zu den wichtigsten Aussagen der Studie gehört, dass sich der Primärenergieverbrauch auf rund 6.600 PJ (1.833 TWh) halbieren lässt. Weiterhin werden Energieeinsparungen im Verkehrssektor durch den Wechsel der Antriebstechnologie berücksichtigt. Mit etwa 57 Prozent fallen diese in einen ähnlichen Größenbereich, wie die in dieser Arbeit angenommenen, den Verkehr betreffenden, Einsparungen. [6]

Der Umgang dieser Studie mit CO<sub>2</sub>-Emissionen ist jedoch kritisch zu bewerten. So werden für einzelne Jahre Zahlenwerte angegeben, diese aber nicht weiter bewertet. Zudem sieht die Studie für das Jahr 2030 Emissionen in Höhe von 438 Mio.t CO<sub>2</sub> vor; für das Jahr 2040 sind es immer noch 124 Mio.t. [6] Der sich daraus ergebene Widerspruch zwischen dem Einfluss dieser über die Jahre kumulierten Emissionen und dem Einhalten des 1,5°C Klimaziels des Pariser Abkommens wird dabei nicht angesprochen. Ebenfalls kritisch anzusehen ist der Vorschlag dieser Studie Biomasse zur Deckung von Wärmebedarfen in der Industrie einzusetzen. [6] Zwar können Emissionen zu großen Teilen durch Carbon-Capture Methoden aufgefangen werden, doch sollte Biomasse in erster Linie für andere Zwecke, wie Lebensmittel oder der Möbelproduktion verwendet werden. Darüber hinaus dient lebende Biomasse als eine wichtige, natürliche CO<sub>2</sub>-Senke, sodass ein zukünftiges Energiesystem möglichst wenig auf den Einsatz dieser angewiesen sein sollte.

#### 1.5 SFV – 100 % EE bis spätestens 2030: Präsentation und Bericht bei Runden Tisch Erneuerbarer Energien

Im Bericht des Solarförderevereins werden die Energieverbräuche der Jahre 2016 bis 2018 anhand von statistischen Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen miteinander verglichen und ein Mittelwert gebildet. Dieser beträgt 13.381 PJ (3.717 TWh) und dient gleichzeitig als Referenzenergieverbrauch; der mittlere Endenergieverbrauch an Strom entspricht dabei 1.860 PJ (517 TWh). [7]

Weiterhin rät der SFV dringend zur Einsparung beim Verbrauch fossiler Energieträger, indem z.B. der Import von Erdgas, aller Mineralölprodukte, Stein- und Braunkohle und deren Verarbeitung und Nutzung aus klimatechnischen Gründen eingestellt wird. [7] Diese Forderung wird für die Energiesimulationen dieser Arbeit übernommen, indem zwar eine Möglichkeit des Imports und der Nutzung beispielsweise von Gas implementiert wird, diese aber im Vorfeld durch eine Benutzereingabe deaktiviert wird und für die in dieser Arbeit betrachteten Szenarien keine Rolle spielen.

Ein weiterer positiver Aspekt dieses Berichtes ist, dass im Unterschied zu allen bisher genannten Literatur-Referenzen hier der nichtenergetische Verbrauch von Erdöl und

Erdgas berücksichtigt wird. Dieser Bedarf soll durch Biomasse gedeckt werden, wodurch diese der Strom- und Wärmeproduktion nicht mehr zur Verfügung steht. [7] Für diese Arbeit soll der nichtenergetische Bedarf allerdings nicht eins zu eins durch Biomasse ersetzt werden, da davon ausgegangen wird, dass spezielle chemische Verbindungen benötigt werden und Biomasse demnach nicht als Edukt zu Gas oder Öl substituierbar ist und so Umwandlungsverluste zur Erzeugung klimaneutraler Ersatz-Edukte vernachlässigt werden.

Weiterhin soll der Verkehrssektor auf den Energieträger Strom umgestellt werden. Die Schifffahrt und der Flugverkehr sollen dabei E-Fuels nutzen. Durch den deutlich effizienteren elektrischen Antrieb reduziert sich der Energieverbrauch im Verkehrssektor dadurch deutlich. Die vom SFV angenommenen Reduzierung des Energiebedarf für PKWs auf ein Viertel, sowie für LKWs, Züge und Busse um 25 Prozent wird für diese Arbeit übernommen.

Der SFV geht außerdem davon aus, dass sich durch Modernisierungsmaßnahmen der Wärmeverbrauch aller Gebäude um etwa zwei Drittel reduzieren lässt. Beim Energieverbrauch der Industrie wird eine Reduzierungsrate von zwei Prozent pro Jahr angesetzt, sodass sich ein Wert von 18 Prozent bis 2030 ergibt. [7] Für diese Arbeit wird eine Reduktion von 16 Prozent angenommen, entsprechend dem Zeitraum von Erstellen dieser Arbeit (2023) bis 2030. Die Annahmen zur Energieeinsparung im Gebäude-Sektor werden ebenfalls übernommen.

Zum Schluss berücksichtigt der SFV noch Verluste bei der Speicherung von Strom in Batterien und die Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in die speicherbaren Energieträger Wasserstoff, Methan oder E-Fuels. Diese werden mit 250 TWh/a angenommen. [7] Umwandlungs- und Speicherverluste sollen auch in den Simulationen dieser Arbeit berücksichtigt werden, allerdings wird dies durch die Zuordnung entsprechender Werte zu den Komponenten-Variablen, wie der Effizienz von PyPSa-Links, sichergestellt und nicht noch einmal explizit aufgeführt.

## 2 Grundlagen

Dieses Kapitel stellt die Datengrundlage für diese wissenschaftliche Arbeit, sowie relevante Technologien, politische Zielsetzungen und Ausbaupfade zur Erreichung eines klimaneutralen Energiesystems für Deutschland kurz vor.

### 2.1 Klimaschutzpolitik der Bundesregierung Deutschland

Zum Beginn dieses Jahres (2023) beschloss die Bundesregierung mit einer aktualisierten Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (kurz: EEG) nach eigenen Aussagen die größte energiepolitische Gesetzesnovelle seit Jahrzehnten, die Grundlage dafür sein soll, dass Deutschland klimaneutral wird. Erstmals wird das Gesetz dabei konsequent auf das Erreichen des 1,5-Grad-Ziels nach dem Pariser Klimaschutzabkommen ausgerichtet und fordert eine Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf mindestens 80 Prozent bis 2030. [8]

Um dieses Ziel zu erreichen, soll das Ausbautempo massiv erhöht werden und die installierte Leistung von Windenergieanlagen an Land auf 115 GW (2030) bzw. 160 GW (2040), von Windanlagen auf See auf 120 GW (2030) und von Solaranlagen auf 215 GW (2030) bzw. 400 GW (2040) gesteigert werden. [2]

Zudem sollen Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigt werden, indem gesetzlich festgelegt wird, dass Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie im überwiegenden öffentlichen Interesse liegen. Weiterhin gibt der Bund an Stromspeicher und Kraftwerke mit grünem Wasserstoff fördern zu wollen. [8]

Des Weiteren hat die Bundesregierung eine Neufassung des Klimaschutzgesetzes auf den Weg gebracht und ein neues Klimaschutzprogramm vorgelegt, bei denen der Fokus verstärkt auf die zukünftige Entwicklung der Treibhausgasemissionen gerichtet ist. Die Ziele bleiben dabei unverändert, was eine Reduktion der Emissionen gegenüber 1990 um mindestens 65 Prozent bis 2030 bzw. mindestens 88 Prozent bis 2040 und volle Treibhausgasneutralität bis 2045 vorsieht. Ein weiterer Kernpunkt sieht eine höhere Flexibilität beim Erreichen der Ziele vor, indem der Fokus darauf gerichtet wird, den Treibhausgasausstoß insgesamt zu reduzieren, unabhängig vom Sektor, in dem dieser entsteht. So sollen Emissionen insbesondere dort gemindert werden, wo die größten Einsparpotentiale vorhanden sind und so Klimaziele sozial gerecht und volkswirtschaftlich effizient erreicht werden. Zudem soll das neue Gesetz die Rolle des Expertenrates für Klimafragen stärken, indem dieser nun auch eigene Vorschläge zur Weiterentwicklung geeigneter Klimaschutzmaßnahmen vorlegen kann. [9]

Laut eigenen Aussagen rückt das deutsche Klimaziel für 2030 mithilfe dieser Beschlüsse und Gesetze erstmals in Reichweite. Zudem habe diese Regierung seit ihrem Amtsantritt die wesentlichen Weichen für die Dekarbonisierung in allen Bereichen gelegt. [9]

## 2.2 Erneuerbare Energie-Erzeugungsanlagen

Im folgenden Unterkapitel werden die in der Simulation verwendeten Erneuerbare Energieerzeugungsanlagen (kurz: REP, engl. Renewable-Energy-Production/Plants) vorgestellt. Dabei wird jeweils kurz die Funktionsweise erläutert, sowie die Relevanz in Deutschland anhand installierter Leistung und Beitrag zur Energieerzeugung analysiert. Die dabei gezeigten Werte und Grafiken entstammen der Internetseite [energy-charts.info](https://energy-charts.info) und werden dort kostenlos vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (kurz Fraunhofer-ISE) zur Verfügung gestellt. [10]

Für die aktuell installierte Leistung, die auch als Startwert in der Simulation fungieren soll, werden die Angaben des Fraunhofer ISE für den Monat Mai im Jahr 2023 verwendet, da angenommen wird, dass diese Werte trotz ihrer Aktualität nicht mehr nachkorrigiert werden. Demnach wird die installierte Leistung der im Folgenden näher betrachteten Erzeugertechnologien mit 72,77 GW für Solar, 59,04 GW für Onshore Wind, 8,38 GW für Offshore Wind, 8,93 GW für Biomasse und 4,94 GW für Wasserkraft angenommen (vgl. Abbildung 1).

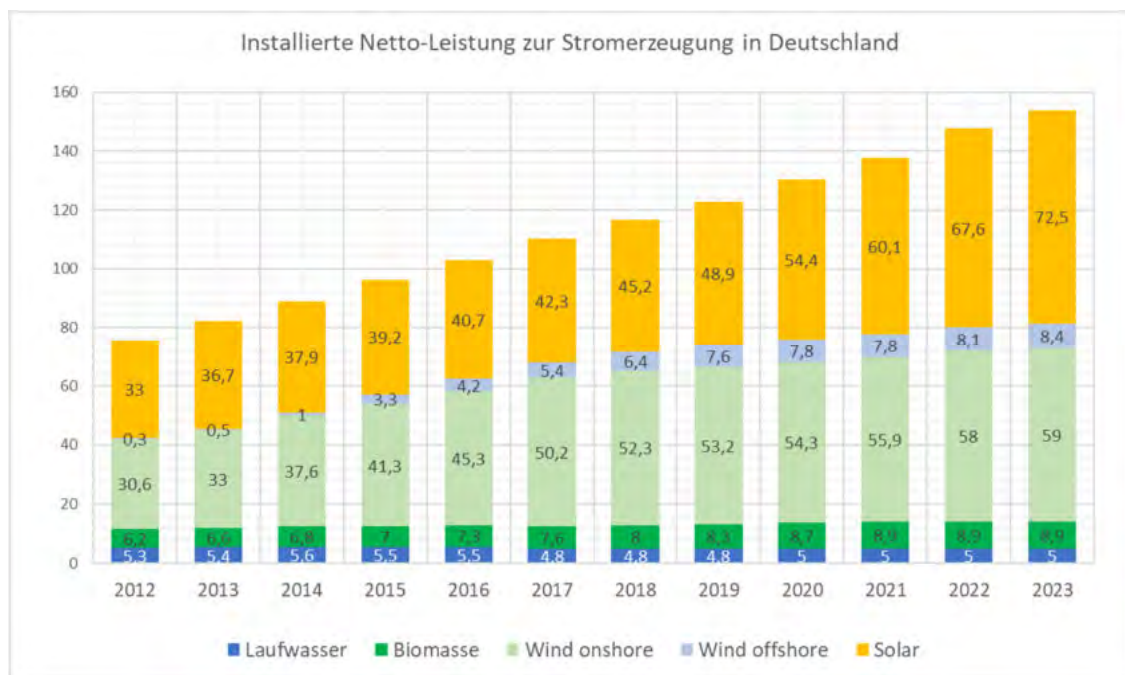


Abbildung 1: Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland 2012 bis Mai 2023 (Eigene Darstellung) [11]



### 2.2.1 Solar

Photovoltaik (kurz:PV) ist die wohl bekannteste Solar-Technologie und nutzt Sonnenenergie um Strom zu produzieren. Diese Fähigkeit verdankt die Solarzelle den physikalischen Eigenschaften sogenannter Halbleiter, aus denen sie hauptsächlich gefertigt werden (meist Silizium). Vereinfacht ausgedrückt wird durch Absorption eines Photons ein Elektron angeregt und aus dem nichtleitenden Kristallverbund gelöst, wodurch Strom fließen kann. Die dazu nötige Energie ist ein materialabhängiges Intervall, sodass die Energie des Photons, die direkt proportional zur Frequenz bzw. Wellenlänge des Lichts ist, innerhalb dieses Intervalls liegen muss. Ist die Energie des Photons zu groß oder zu klein, trägt es nicht zur Stromerzeugung bei. Aus diesem Grund ist das nutzbare Lichtspektrum und damit der physikalische Wirkungsgrad von Solarzellen begrenzt.

Trotz dieser Einschränkung haben sich PV-Module, nicht zuletzt durch gesunkene Kosten, in Deutschland fest etabliert und leisten einen bedeutenden Beitrag zur Stromversorgung. In den letzten 10 Jahren hat sich die installierte Netto-Leistung dabei ungefähr verdoppelt (vgl. **Abbildung 1 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), sodass Solarenergie im vergangenen Jahr (2022) mit 59,51 TWh einen jährlichen Anteil von etwa 11,7 Prozent an der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland ausmachte (vgl. **Abbildung 2 & Abbildung 56 Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**) [12]

Als Besonderheit dieser Technologie sei noch auf die monatliche Fluktuation zwischen Sommer- und Winterertrag zu verweisen. Wie aus **Abbildung 2** deutlich wird, produzieren PV-Anlagen besonders im Sommer viel Strom, während der Ertrag im Winter, mitunter aufgrund des niedrigeren Sonnenwinkels und der geringeren Sonnenstunden pro Tag, deutlich geringer ausfällt.

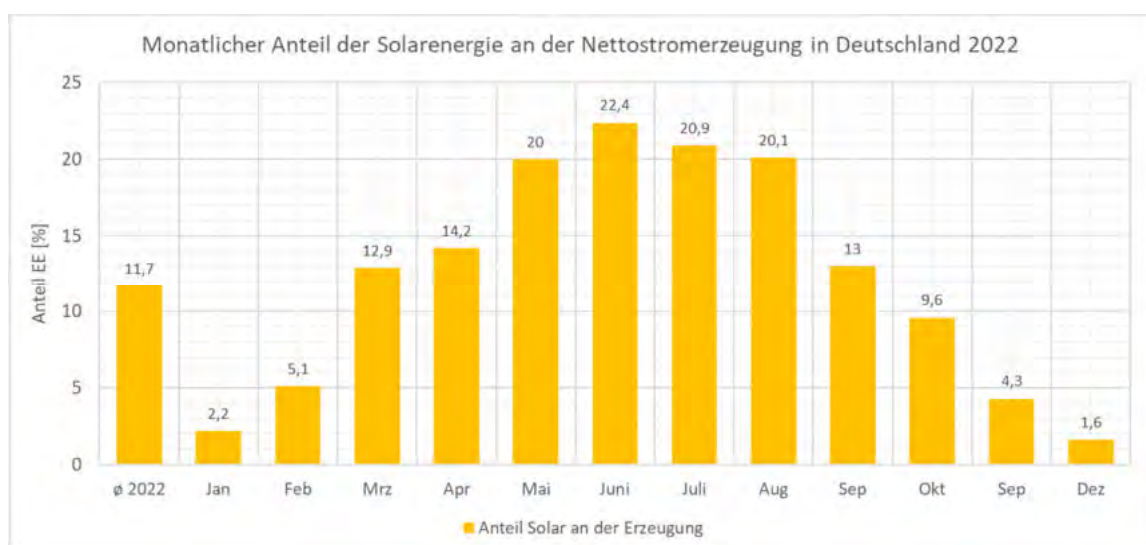


Abbildung 2: Monatlicher Anteil der Solarenergie an der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland 2022 (Eigene Darstellung)

### 2.2.2 Wind

Windenergie oder Windkraft beschreibt die Ausnutzung der Bewegungsenergie der Luft für die technische Nutzung. Sie ist eine der ältesten bekannten erneuerbaren Energiequellen und wurde bereits im 19. Jahrhundert reichlich in Europa z.B. in Form von Windmühlen genutzt. Erste Versuche der Stromgewinnung aus Wind wurden nach Entwicklung von Generatoren ebenfalls unternommen, doch erwiesen sich andere Quellen, wie Wasser als effizienter, sodass erst in den 1970er Jahren im Zuge der Ölkrise das Interesse an erneuerbaren Energien etwas anstieg.

Windkraftanlagen (kurz: WKA) bestehen im Wesentlichen aus einem Fundament, einem Turm und einem Rotor. Im Falle einer modernen Anlage zur Stromproduktion, werden die Bestandteile noch um einen Generator ergänzt.

Trifft Wind auf die Rotorblätter, wird, ähnlich wie bei einem Flugzeugflügel, ein Auftrieb erzeugt, der die Rotorblätter in Bewegung versetzt; die kinetische Energie des Windes wird so in mechanische Energie umgewandelt. Bei Windmühlen wird diese Rotationsenergie genutzt, um Vorrichtungen anzutreiben, die Korn zu Mehl zermahlen, während bei modernen WKA diese Energie über ein Getriebe an einen Generator weitergegeben wird, der schlussendlich Strom erzeugt.

Die bei diesem Vorgang erzeugte Leistung ist von diversen Faktoren abhängig, wie z.B. der Windgeschwindigkeit und damit verbunden der Höhe des Windrades oder der Größe der Rotorblätter.

Im vergangenen Jahr betrug die installierte Netto-Leistung rund 58 GW auf Land (onshore) bzw. 8,1 GW auf See (offshore). (vgl. Abbildung 1) Dabei wurden in etwa 100 TWh (onshore) bzw. 25 TWh (offshore) Strom produziert was einen Anteil an der gesamten Nettostromerzeugung von 18,45 Prozent (onshore) bzw. 4,59 Prozent (offshore) entspricht. (vgl. Abbildung 3 & Abbildung 56)

Ähnlich zur Solarenergie zeigt sich auch bei der Windkraft eine monatliche Fluktuation zwischen Sommer- und Winterertrag, wobei diese eher zu einer höheren Stromproduktion zum Jahresanfang und -ende tendieren. (vgl. Abbildung 3)

Die allgemeinen monatlichen Fluktuationen von Solar- und Windenergie ergänzen sich damit sehr gut und können teilweise produktionschwächere Monate der anderen Technologie ausgleichen. Somit bilden diese beiden erneuerbaren Energiequellen eine solide Basis zum Erreichen eines vollständig regenerativen Energiesystems.

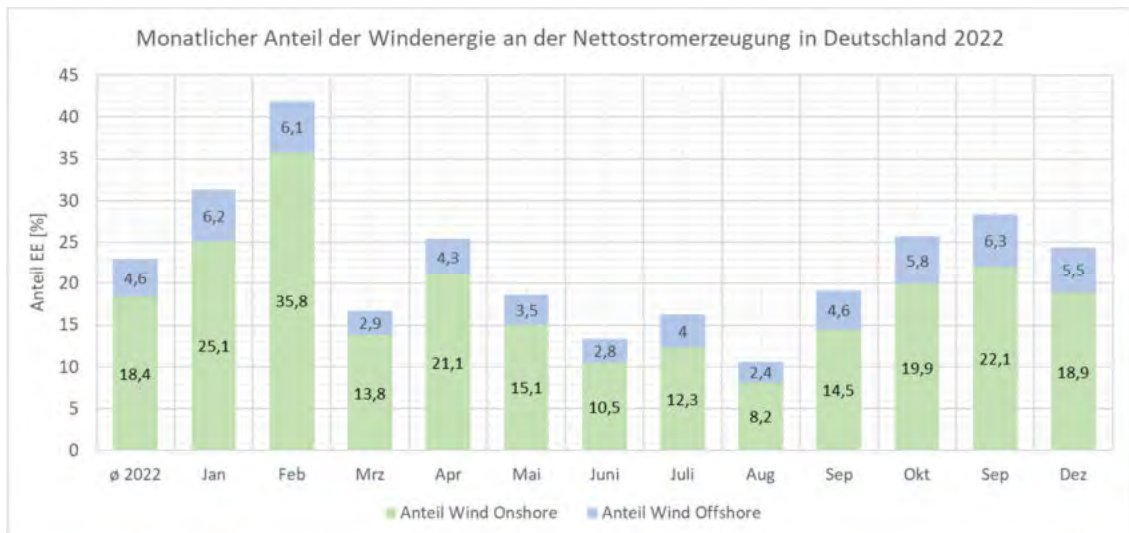


Abbildung 3: Monatlicher Anteil der Windenergie an der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland 2022 [12]

### 2.2.3 Wasser

Wasserkraft bezeichnet im Allgemeinen die Umwandlung von potenzieller oder kinetischer Energie des Wassers mittels einer Turbine in mechanische Energie bzw. elektrischen Strom, insofern die Turbine mit einem Generator verbunden ist.

Im Allgemeinen wird zwischen sogenannten Laufwasserkraftwerken und Speicherkraftwerken unterschieden. Erstere nutzen die natürliche Strömung von Flüssen und Bächen, um so Schaufelräder anzutreiben. Diese fungieren dabei sehr ähnlich den Rotorblättern bei WKA und treiben einen Rotor an. Um die potenziell nutzbare Energie zu erhöhen, findet oft auch eine Aufstauung durch ein Wehr statt. (vgl. Abbildung 4) Wassermühlen dieses Prinzips haben eine jahrhundertealte, wenn nicht jahrtausendealte Tradition und wurden teils schon in der Antike verwendet. Speicherkraftwerke nutzen die Lageenergie des Wassers aus einem Stausee zur Stromerzeugung. Aufgrund der topografischen Bedingungen in Deutschland ist der Anteil dieser an der gesamten Wasserkraft jedoch gering. [13]

Eine Sonderform der Speicherkraftwerke bilden die sogenannten Pumpspeicherkraftwerke, welche in Kapitel 2.3.1.2 näher behandelt werden.

Eine vom Umweltministeriums in Auftrag gegebene Studie zur Abschätzung des zusätzlich nutzbaren Potenzials der Wasserkraft in Deutschland kam zu dem Schluss, dass das nutzbare Potenzial weitestgehend ausgeschöpft sei. [13]

Dieses Ergebnis spiegelt sich ebenfalls in der installierten Netto-Leistung für Laufwasserkraftwerke, die mit rund 5 GW seit Jahren annähernd konstant ist (vgl. Abbildung 1) und mit 15.8 TWh nur einen Anteil von unter drei Prozent an der gesamten Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahre 2022 hat. (vgl. Abbildung 56)

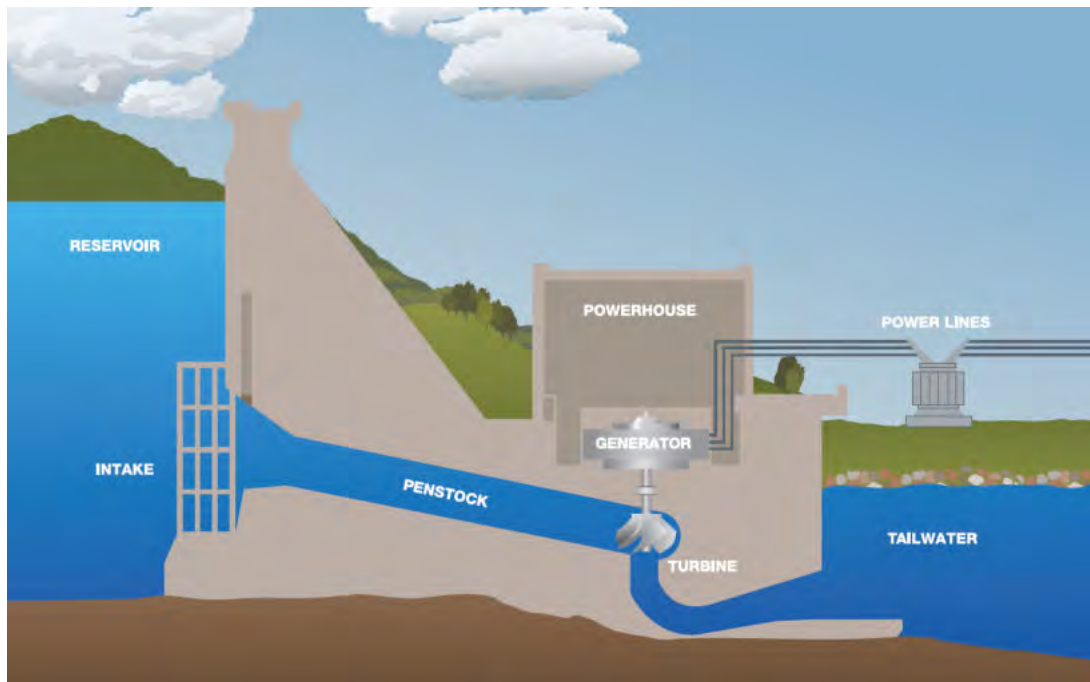


Abbildung 4: Schema eines Laufwasserkraftwerkes [14]

#### 2.2.4 Biomasse

Die Geschichte von Biomasse als Energieträger ist fast so alt, wie die des Menschen selbst, da bereits frühe Vorfahren Rohstoffe wie Holz dafür nutzten Feuer zu entzünden. Dieses wurde genutzt um Nahrung wie z.B. Fleisch zuzubereiten, wodurch diese für den menschlichen Organismus leichter bekömmlich ist, d.h. es muss weniger Energie aufgewendet werden, um die Nahrung verdauungstechnisch zu spalten und Energie aus dieser zu gewinnen.

Weiterhin spendet Feuer Wärme und Licht. Diese zunächst trivial wirkende Aussage hatte jedoch weitreichende Folgen. Durch die Entdeckung des Feuers und Biomasse als Brennstoff wurden gleich zwei Urängste gezähmt: die Angst vor Dunkelheit und der Fluchtinstinkt vor offenem Feuer, der wohl jedem Lebewesen innewohnt. Die Urmenschen konnten nun die Nacht erhellen und gleichzeitig potenzielle Fressfeinde fernhalten. Zudem konnten brennende Fackeln bei der Jagd genutzt werden, um Beutetiere in die Enge oder einen Hinterhalt zu treiben.

Diese evolutionären Vorteile können mitunter Gründe für die erfolgreiche Ausbreitung und die heutige Vormachtstellung des Menschen als dominante Spezies auf dem Planeten sein.

Auch aus heutiger Sicht hat Biomasse eine sehr große Bedeutung. Bei traditioneller Nutzung bleibt sie weitgehend unbehandelt und wird direkt verfeuert, während modernere Nutzungsformen sie als Edukt zur Produktion von Biogas oder E-Fuels nutzen. Die traditionelle Nutzung macht dabei weltweit nach wie vor den größten Teil aus; in den afrikanischen Ländern südlich der Sahara ist für etwa 85 Prozent der Bevölkerung Biomasse die einzige für das Kochen verfügbare Energieressource. [15]

Neben den modernen Nutzungsformen wird Biomasse in Deutschland auf unterschiedliche Weise zur Strom- und Wärmeerzeugung genutzt. Werden letztere beiden kombiniert, indem z.B. die Abwärme bei der Stromerzeugung ebenfalls genutzt wird, spricht man von Kraft-Wärme-Kopplung (kurz: KWK).

Im Zuge dieser Arbeit wird davon ausgegangen, dass sich die installierte Leistung für Erzeugertechnologien für Biomasse aus Kapitel 2.2 (8,93 GW) auf die elektrische Leistung solcher Biomasse-KWK-Anlagen bezieht.

Bioenergie hat teilweise eine bessere Treibhausgasbilanz als fossile Energieträger (vgl. Tabelle 3). Eine vollständige Substitution fossiler mit biogenen Energieträgern würde sich jedoch schwierig gestalten und weitere Folgeprobleme mit sich bringen.

Auf der einen Seite wäre eine Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zwar denkbar, aber CO<sub>2</sub>-Neutralität wäre nur möglich, wenn die Emissionen genauso hoch sind, wie das durch Photosynthese aufgenommene CO<sub>2</sub> im gleichen Zeitraum, sodass ein geschlossener CO<sub>2</sub>-Kreislauf entsteht, bei dem die Natur Emissionen wieder zu Biomasse recycelt. Hieraus folgt, dass z.B. über Jahrzehnte gewachsene Wälder nur bedingt als Biomassequelle in Frage kommen.

Tabelle 3: Auswahl von CO<sub>2</sub>-Faktoren für Energieträger in tCO<sub>2</sub>/MWh [16]; Eigene Darstellung)

Energieträger	Erdgas	Diesel	Rohbenzin	Holz	Pellets	Biodiesel	Biogas
CO <sub>2</sub> -Faktor	0,201	0,266	0,264	0,027	0,036	0,070	0,152

Weiterhin konkurriert die energetische Nutzung mit anderen Verwendungszwecken, wie beispielsweise der Nahrungs- und Futtermittelproduktion oder der stofflichen Nutzung um Anbauflächen. Nicht zuletzt wegen dieser „Teller oder Tank“-Debatte wird die energetische Nutzung von Biomasse teilweise kontrovers diskutiert. [17]

Angesichts dieser Problematiken ist eine nachhaltige Bewirtschaftung nachwachsender Rohstoffe ein entscheidender Punkt im Übergang von einer fossil basierten zu einer nachhaltigen Wirtschaft.

Hierfür ist es nötig Nachhaltigkeitsanforderungen an die Biomasse zu stellen, die wie folgt lauten:

- Biomasse darf maximal in dem Maße geerntet werden, wie sie innerhalb eines Jahres nachwächst (theoretisches Potenzial)
- Andere Verwendungszwecke sind einer energetischen Nutzung (KWK, Methanisierung, E-Fuel Produktion) vorzuziehen (technisches Potenzial)

## 2.3 Energiespeicher

Ein Energiespeicher lässt sich allgemein als eine technische Einrichtung beschreiben, deren Energieinhalt durch Zufuhr von Energie bzw. eines Energieträgers steigt (Laden), dann diesen Energieinhalt möglichst verlustfrei über eine Zeitdauer speichert und bei Bedarf Energie bzw. den Energieträger wieder abgibt (Entladen), wobei der Energieinhalt des Energiespeichers wieder abnimmt. Dabei verursacht jedes Speichersystem Energieverluste, sei es durch sogenannte Standverluste oder beim Laden bzw. Entladen. Zudem verursacht es zusätzliche Investitionen und Betriebskosten für das Gesamtsystem und ersetzt keine Erzeugerleistung. Es gibt potenziell günstigere Alternativen, wie beispielsweise den Netzausbau, sodass größere Mengen Strom z.B. aus dem windstarken Norden in den Süden der Republik transportiert werden können oder Demand Side Management (kurz: DSM), d.h. dass sich das Verbraucherverhalten an das Erzeugerverhalten anpasst; eine Spül- oder Waschmaschine wird so beispielsweise nur in den Mittagsstunden betrieben, in denen viel Solarenergie verfügbar ist. [18]

Um dies effektiv in ganz Deutschland nutzen zu können wären intelligente Maschinen nötig, die ablesen können zu welcher Zeit viel erneuerbarer Strom im Netz bzw. wann der Strom günstig ist und sich erst dann einschalten. Eine Umstellung aller Geräte auf derartig vernetzte Erneuerungen wird sich voraussichtlich schwierig gestalten und potenziell einige Zeit in Anspruch nehmen; anderenfalls ist man auf das Wohlwollen der Bevölkerung und deren Bereitschaft mitzumachen angewiesen, was sich als mindestens genauso problematisch und langwierig herausstellen könnte.

Während Stromnetze räumliche Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen, ermöglichen Energiespeicher es zeitliche Unterschiede zwischen Erzeugung und Verbrauch auszugleichen und die beiden Prozesse somit zeitlich zu entkoppeln. Stromüberschüsse können z.B. zwischengespeichert und später zum Ausgleich von Erzeugungsschwankungen (Primär- Sekundärreserve) oder bei Strommangel (z.B. bei Dunkelflaute) zurück ins Netz gegeben bzw. rückverstromt werden. Auch für die Unterbrechungsfreie Energieversorgung (kurz: USV) spielen Speicher eine große Rolle. Beispiele hierfür sind die Notstromversorgung von Krankenhäusern, Rechenzentren oder generell als Hilfsenergie bei Blackouts. [18]

Dabei lassen sich die Energiespeicher anhand ihrer Speicherdauer in Kurzzeitspeicher (kurz: STS; engl. Short-Term-Storage) für einen Zeitraum von Sekunden bis zu etwa einem Tag und Langzeitspeicher (kurz: LTS; engl. Long-Term-Storage) für einen Zeitraum von Tagen bis Monaten klassifizieren

Die Energiespeicher lassen sich weiterhin grob in die drei Oberkategorien Strom- und Wärmespeicher, sowie chemische Energieträger bzw. Speicher unterteilen, die in den folgenden Unterkapiteln kurz beschrieben und für die Simulation relevante Technologien dieser Art vorgestellt werden.

## 2.3.1 Stromspeicher

### 2.3.1.1 Elektrisch bzw. Elektrochemisch (Li-Ionen-Batterie, Redox-Flow-Batterie)

Unter die Kategorie Elektrische Speicher und Energiewandler fallen Kondensatoren, Spulen und Fotozellen. Aufgrund ihrer geringen Relevanz bezüglich des Gesamtenergiesystems Deutschland werden diese für die Simulation nicht berücksichtigt. [19]

Als Elektrochemische Energiespeicher werden solche Technologien bezeichnet, bei denen Strom in chemische Energie umgewandelt werden. Die wohl bekanntesten Vertreter dieser Kategorie sind die sogenannten Primär- und Sekundärbatterien. Erstere werden einmal geladen und können auch nur einmal entladen und nicht wieder aufgeladen werden. [19] Diese klassische Form der Batterie findet sich praktisch überall in unserem Alltag, wie z.B. in Armbanduhren oder Fernbedienungen. Aufgrund dieses „one-time use only“-Charakters eignen sich diese Speicher logischerweise nicht für ein nachhaltiges, effizientes Energiesystem und finden darum auch in der Simulation keine Beachtung.

Sekundärbatterien oder Akkumulatoren (kurz: Akku) hingegen sind wiederaufladbar und damit deutlich interessanter und relevanter als Zwischenspeicher für z.B. Überschussstrom aus erneuerbaren Quellen. Lithiumionen-Batterien (kurz: LIB) gelten als Stand der Technik und werden für vielfältige Anwendungen bis hin zu Elektroantrieben genutzt. Auch wenn es sich streng genommen um Lithiumionen-Akkumulatoren handelt, hat sich der Begriff „Lithiumbatterie“ in den meisten Teilen der Bevölkerung durchgesetzt, sodass dieser auch für diese Arbeit als Synonym akzeptiert und verwendet wird. [19]

Die aktuell installierte Leistung von LIB wird unter gleichen Annahmen wie für die Erzeugungleistung mit 5,87 GW und die installierte Kapazität mit 8,67 GWh angenommen. [11]

Als weiteren Vertreter der Sekundärbatterien sind noch Redox-Flow-Batterien (kurz: RFB), auch Fluss- oder Flüssigbatterien genannt, zu erwähnen. Besonders bei dieser Form der Energiespeicherung ist, dass alle Elektrolyte und Reaktionsprodukte bzw. -produkte flüssig sind. Die zwei Elektrolyte zirkulieren dabei in zwei voneinander getrennten Kreisläufen, zwischen denen mittels einer Membran ein Ionenaustausch erfolgt. Je nach Reaktionsrichtung wird so elektrische Energie frei oder muss hinzugegeben werden. Da die Elektrolyte bzw. chemischen Energieträger von der Batterie bzw. Akkumulator getrennt gespeichert werden, lässt sich die Energiespeicherkapazität unabhängig von der Leistung der RFB skalieren. Ein weiterer Vorteil dieser stofflichen Trennung ist, dass es nicht zu Abscheidungsreaktionen oder anderen Alterungsprozessen kommen kann und der Elektrolyt damit theoretisch unbegrenzt haltbar ist. Als am weitesten kommerzialisierte Flusstechnik soll die Vanadium-Redox-Flow-Batterie beispielhaft für diese Technik als mögliche Speicheroption in die Simulation implementiert werden [19, 20]

Bei sogenannten Tertiärbatterien handelt es sich meist um Brennstoffzellen. Bei diesen wird der chemische Energieträger nicht in der Batterie selbst gespeichert, sondern wird von außen hinzugeführt, sodass ein kontinuierlicher und theoretisch zeitlich unbegrenzter Betrieb möglich ist. Tertiärbatterien sind also streng genommen keine

Energiespeicher, sondern Energiewandler in Kombination mit Speichern für Energieträger wie Wasserstoff oder Gas.

### 2.3.1.2 Mechanisch-Potenzielle Energie (Pumpspeicherkraftwerke)

Mechanische Energiespeicher sind die wohl wichtigsten Energiespeicher, wobei Pumpspeicherkraftwerke über 95 Prozent der weltweiten Energiespeicher darstellen. Andere mechanische Speichertechnologien, wie Schwungrad oder Druckluft, werden nur in kleinem Maßstab eingesetzt bzw. befinden sich noch in der Pilot- oder Demonstrationsphase.

Aus diesem Grund werden ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke (kurz: PSKW) für die Simulation berücksichtigt. Diese speichern die potenzielle Energie des gut verfügbaren, unproblematischen „Trägermediums“ Wasser, indem Strom aus dem Netz entnommen wird, um Pumpen anzutreiben, die das Wasser vom Unterbecken in das Oberbecken pumpen und damit die potenzielle Energie des Wassers erhöhen (vgl. Abbildung 5). An diesem erhöhten Punkt wird es dann ohne signifikante Verdunstungsverluste oder Niederschlagszuwächse gespeichert. Zum Entladen des Speichers wird das Wasser aus dem Oberbecken über Rohrleitungen und Turbinen in das Unterbecken geleitet, wobei die Turbinen Strom erzeugen, der ins Netz eingespeist wird (vgl. Abbildung 6).

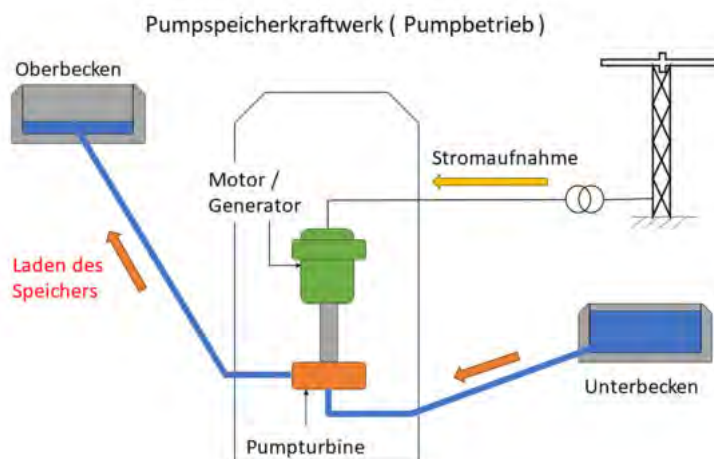


Abbildung 5: Schematische Darstellung Pumpbetrieb (Laden) eines Pumpspeicherkraftwerks

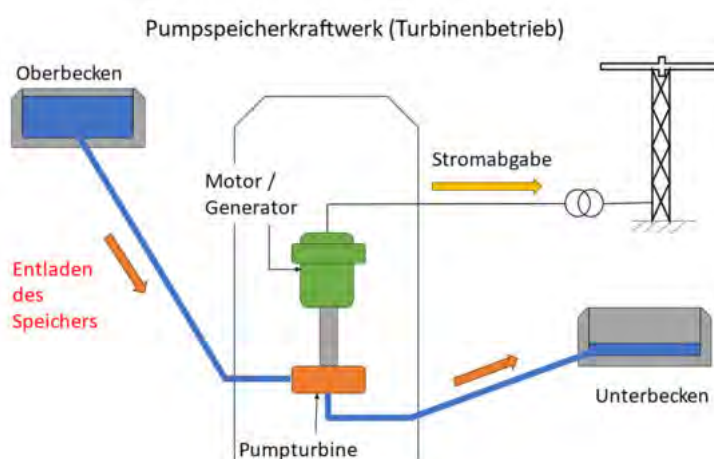


Abbildung 6: Schematische Darstellung Turbinenbetrieb (Entladen) eines Pumpspeicherkraftwerks



Das Fraunhofer ISE gibt die installierte Nettoleistung für PSKW im Jahr 2023 mit 9,7 GW an. [11] Der von der Deutschen Energie Agentur (kurz: dena) angegebene Wert von 9,6 GW liegt dem sehr nahe, jedoch wird hier zusätzlich die Information gegeben, dass 6,7 GW PSKW-Leistung in Deutschland installiert sind. [21] Aus einem Ergebnispapier der gleichen Agentur geht hervor, dass sich die übrige installierte Leistung mit 1,8 GW auf Österreich und mit 1,1 GW auf Luxemburg verteilt. Weiterhin wird das Ausbaupotenzial für Deutschland bis 2025 auf 8,6 bis 12,7 GW geschätzt. [22]

Da die Simulation lediglich das deutsche Energiesystem abbilden soll, gelten PSKW außerhalb Deutschlands als Stromimporte und werden nicht berücksichtigt. Für die aktuell installierte Nettoleistung wird der Wert des Fraunhofer ISE angesetzt weniger der nicht in Deutschland installierten Leistung, sodass sich ein Wert von 6,79 GW ergibt. Dieser wird auch als Startwert in die Input-Excel eingetragen. Das Maximalpotential installierter Leistung wird dabei konservativ auf 8,6 GW abgeschätzt. Die angegebenen Leistungen beziehen sich dabei immer auf die Turbinenleistung.

Zur Bestimmung der installierten Kapazität wird unter anderem eine Übersicht über die PSKW in Deutschland mit Stand September 2017 aus der Oktoberausgabe des WASSERWIRTSCHAFT-Magazin zu Hilfe genommen. (vgl. Tabelle 15 im Anhang). Darin angegeben ist unter anderem die Turbinenleistung und der Energiespeicherinhalt pro Lastzyklus, sodass sich aus beiden Werten die Vollaststunden des jeweiligen Kraftwerk berechnen lassen. Die Werte reichen dabei von ca. vier bis hin zu acht Stunden; im Mittel ergeben sich jedoch in etwa sechs Vollaststunden. [23–25]

Ausgehend von dieser Annahme ergibt sich so eine installierte Kapazität von ungefähr 40,8 GWh in Deutschland, die als Startwert in der Simulation angenommen wird.

### **2.3.2 Wärmespeicher**

Grundlegend wird bei der Wärme- bzw. thermischen Energiespeicherung zwischen sensibler, latenter und thermochemischer Wärmespeicherung unterschieden.

Sensible Wärmespeicher ändern ihre fühlbare Temperatur beim Lade- bzw. Entladevorgang. Sie gelten als Stand der Technik und werden vorrangig mit Wasser als Speichermedium eingesetzt. Wasser ist dabei nicht nur unproblematisch zu handhaben, kostengünstig und ungiftig, sondern weist auch besonders günstige Speichereigenschaften auf. Wesentlicher Nachteil sensibler Wärmespeicher sind thermische Verluste aufgrund der Temperaturdifferenz zwischen Speichermedium und der Umgebung und die dadurch erforderliche Dämmung. Die Wärmeverluste sind dabei direkt proportional zur Oberfläche des Wärmespeichers, sodass Bauformen mit einem möglichst kleinen Oberfläche-Volumen-Verhältnis angestrebt werden, häufig in Zylinderform. Dies ist über längere Zeit besonders mit großen Anlagen effizient erreichbar, während kleinere Anlagen eher als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden. Große Fernwärmespeicher werden darum zunehmend in Fernwärmenetzen eingesetzt, um die Stromerzeugung von KWK-Anlagen von der Fernwärmenutzung zu entkoppeln. [26] In kleineren und größeren sensiblen

Wärmespeichern wird darum viel Potenzial gesehen und diese werden als Speicheroptionen in die Simulation eingebunden.

Latente thermische Energiespeicherung nutzt die Energie des Phasenübergangs, meist zwischen fest und flüssig. Auch hier kommt häufig Wasser zum Einsatz, z.B. in Eisspeichern. Die Schmelzwärme beim Phasenübergang von Eis zu Wasser entspricht dabei in etwa der Wärmemenge die zur Erwärmung von Wasser von 0°C auf 80°C nötig ist. Wird diese Schmelzwärme ebenfalls genutzt, lassen sich im Vergleich zu sensiblen Speichern größere Wärmemengen pro Speichervolumen speichern, wodurch sich auch benötigte Mengen an Speichermaterial und Baugröße der Behälter reduzieren lassen. Auf der anderen Seite stehen dem mitunter ein geringerer Wärmetransport zwischen Speichermedium und Wärmeträger, die Bildung von, sowie teure Edelstahlbehälter zum Korrosionsschutz als Herausforderungen entgegen. Weiterhin ist ihr zusätzlicher Nutzen auf einen Temperaturbereich nahe der Phasenübergangstemperatur beschränkt, sodass sie außerhalb der Phasenübergangstemperatur wie sensible Wärmespeicher funktionieren. [26]

Bei thermochemischen Speichern wird Reaktionswärme aus Sorptionsvorgängen oder reversiblen chemischen Reaktionen genutzt. Vorteilhaft ist, dass ähnlich zur RFB eine separate Lagerung der Substanzen möglich ist. Vereinfacht ausgedrückt werden auf- und entladene Substanzen gelagert, keine Wärme. [26]

Aufgrund der kaum oder nicht dokumentierten installierten Leistungen, Kapazitäten und weiteren technischen Daten von latenten oder thermochemischen Speichern, wird angenommen, dass der überwiegende Teil der Wärmespeicherung durch sensible Wärmespeicher, allen voran Warmwasserspeichern, geschieht. Aus diesem Grund werden auch nur diese in der Energiesimulation berücksichtigt.

### **2.3.3 Chemische Energieträger / Speicher**

Die rein elektrische Energiespeicherung ist die Stromspeichertechnologie mit der höchsten Effizienz, jedoch auch mit den höchsten Kosten und kleinsten Kapazitäten verbunden. Elektrochemische Energiespeicherung erreicht höhere Kapazitäten bei geringeren Kosten zulasten der Effizienz. Dieser Trend setzt sich bei chemischen Energiespeichern fort. Speicher in Form chemischer Verbindungen erreichen die höchste Energiedichte und lassen sich zudem über lange Zeiträume verlustarm lagern. Das Einspeichern bzw. die Umwandlung von Strom in den Energieträger ist zwar mit deutlichen Wirkungsgradverlusten behaftet, dennoch in Verbindung mit der heutigen Gas- und Kraftstoffinfrastruktur aus heutiger Sicht die einzige nationale Option zur Langzeitspeicherung von erneuerbaren Energien.

Chemische Energieträger in fester (Holz, Kohle), flüssiger (Erdöl) und gasförmiger (Erdgas) Form stellen selbst Energiespeicher dar und werden über unterschiedliche Technologien gespeichert und bilden aus heutiger Sicht das Rückgrat der konventionellen Energieversorgung. Aber auch in der Energiewende werden chemische Energiespeicher eine entscheidende Rolle spielen, vor allem in der Funktion als Langzeitspeicher für den

Stromsektor, aber auch als Brenn- oder Kraftstofflieferant im Wärme- und Verkehrssektor. [19, 25]

Aus diesem Grund soll in den folgenden Unterkapiteln kurz auf die in der Simulation betrachteten Energieträger und deren Speichertechnologien eingegangen werden. Hierbei wird angenommen, dass vorhandene Speicherkapazitäten weiter genutzt werden können, der Energieträger jedoch rein mit erneuerbaren Energien produziert werden.

### 2.3.3.1 Wasserstoff

Wasserstoff ist das häufigste Element der Erde und lässt sich nachhaltig z.B. über erneuerbaren Strom gewinnen. Mit Blick auf die Natur erscheint Wasser als die irdische Wasserstoffquelle schlechthin. Als Elektrolyseprodukt und chemische Speicherform von Energie kann es verbrannt oder in Brennstoffzellen verstromt werden. Mit 33,3 kWh/kg besitzt Wasserstoff die höchste gravimetrische Energiedichte von Gasen, unter Normalbedingungen im Vergleich zu Erdgas aber nur ein Drittel der volumetrischen Energiedichte von 3 kWh/m<sup>3</sup> und ist damit unter den chemischen Energieträgern Schlusslicht. Gemessen an Kohlenwasserstoffen und Verbrennungsprozessen ist die Wasserstofftechnologie also energetisch unterlegen, nicht jedoch im Hinblick auf die nachhaltige Energiespeicherung und langfristige Verfügbarkeit. Ein weiterer Vorteil ist die saubere Verbrennung, bei der ausschließlich Wasser entsteht, welches theoretisch wieder zur Elektrolyse verwendet werden kann. [19, 25]

Für die Wasserelektrolyse stehen zum heutigen Stand drei Verfahren zur Verfügung, die alkalische Elektrolyse (kurz: AEL), die Membran-Elektrolyse oder Proton-Exchange-Membran Elektrolyse (kurz: PEMEL) und die Hochtemperatur-Elektrolyse bzw. Solid Oxide Elektrolyse (kurz: SOEL), die technisch von Bedeutung sind und sich in Funktion, Betriebsbedingungen, Effizienz und Entwicklungsstand teilweise stark unterscheiden. [25]

Während die Elektrolyse als Technologie gesehen werden kann, mit der sich Wasserstoffspeicher füllen bzw. laden lassen, lassen sich Brennstoffzellen als Entlader verstehen. Brennstoffzellen (eng.: Fuel Cells, kurz: FC) verbrennen dabei den Brennstoff nicht im klassischen Sinne unter Feuererscheinung und Freisetzung von Wärme. Ähnlich den Vorgängen in einer Batterie wird der Wasserstoff durch elektrochemische Vorgänge verstromt statt verbrannt. Sie wandeln die im Brennstoff gespeicherte chemische Energie also ohne Umweg direkt in Strom um. [27]

Nichtsdestotrotz laufen diese Reaktionen in bestimmten Temperaturbereichen ab, so dass sich potenziell die Nutzung von Abwärme zur Steigerung des Gesamtwirkungsgrads anbietet. Die chemischen Reaktionen einer FC bilden jeweils die Umkehrreaktion der Elektrolyse gleichen Verfahrens. Die drei vorgestellten Elektrolyse-Technologien lassen sich somit theoretisch auch als FC nutzen. Diese reversiblen Elektrolyse- bzw. Brennstoffzellen werden in der Simulation durch einen Affix „r“ vor der Kurzbezeichnung der Technologie gekennzeichnet. Der Vorteil reversibler Zellen liegt hauptsächlich darin, dass nur einmal Investitionskosten anfallen für eine Technologie, die sowohl Strom als auch Wasserstoff erzeugen kann.

In Tabelle 4 sind einige dieser Kennzahlen für die verschiedenen Technologien gegenübergestellt. Diese Annahmen werden später auch in die Simulation übernommen.

Tabelle 4: Auswahl simulationsrelevanter Kennzahlen von Elektrolyseuren [28, 29]

		AEL	PEMEL	SOEL
Technologischer Reife Level (TRL von 1 bis 9)		TRL = 9	TRL = 6-8	TRL = 4-6
Investitionen [€/MW]		550.000	787.500	3.196.000
Prozesstemperatur [°C]		50 - 80	50 - 80	700 - 1000
Effizienz (input = 100 %)	Elektrisch	67,25 %	61,75 %	71,10 %
	Nutzbare Abwärme	17,50 %	24,00 %	k.A.

Analog sind in Tabelle 5 ausgewählte Kennzahlen für Brennstoffzellen dargestellt. Da für alkalische Brennstoffzellen (kurz: AFC) keine Angaben bezüglich Kosten und nutzbarer Abwärme ermittelt werden konnten, wird diese Technologie genannt, in dieser Arbeit aber nicht weiter betrachtet.

Tabelle 5: Auswahl simulationsrelevanter Kennzahlen von Brennstoffzellen [27, 29–32]

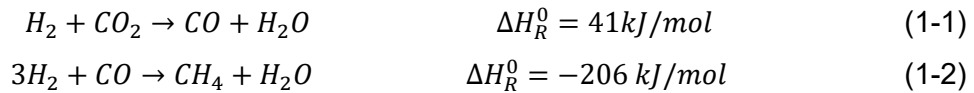
		AFC	PEMFC	SOFC
Investitionen [€/MW]		k.A.	1.200.000	2.650.000
Prozesstemperatur [°C]		60 - 90	~ 80	>800
Effizienz	Elektrisch	60 %	50 %	63,3 %
	(Ab-)Wärme	k.A.	40 %	k.A.
Bemerkungen		Nischenanwendungen (heute)	Aktueller Fokus in Forschung und Anwendung	

### 2.3.3.2 Gas und E-Fuels

Der aus erneuerbaren Strom gewonnene Wasserstoff kann in einem zweiten Schritt zu gasförmigen oder flüssigen Kohlenwasserstoffen weiterverarbeitet werden. Dafür kommen vorwiegend die Technologien Methanisierung und Fischer-Tropsch-Synthese (kurz: FT-Synthese) in Betracht. Bei der Methanisierung wird zwischen zwei Varianten unterschieden, die beide in der Simulation als mögliche Optionen zur nachhaltigen Herstellung von (Bio-)Gas zur Verfügung stehen sollen: die chemische Methanisierung von CO bzw. CO<sub>2</sub>, sowie die biologische Methanisierung.

Ziemlich ähnlich verhält es sich mit der FT-Synthese, allerdings können hier Moleküle bestehend aus längeren Kohlenstoffketten erzeugt werden, sodass diese Technologie in der Simulation zur Erzeugung von E-Fuels verwendet werden soll. [25]

In der chemischen Methanisierung laufen zwei reversible Gleichgewichtsreaktionen ab, wobei die erste zum Auftrennen des sehr schwach reaktiven CO<sub>2</sub> zuständig ist (vgl. Formel 1-1) und die zweite die Hauptgleichung (vgl. Formel 1-2) darstellt, in der das CO hydriert und somit zu CH<sub>4</sub> weiterverarbeitet wird. Als Nebenprodukt entsteht zusätzlich Wasser und Abwärme. [25]



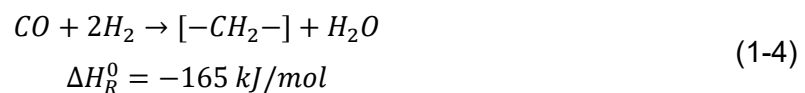
Als Gesamtreaktion ergibt sich so für die Methanisierung von CO<sub>2</sub> und Wasserstoff die sogenannte Sabatier-Reaktion, die heutzutage in umgekehrter Richtung als Dampfreformierung von Erdgas bekannt und das häufigste Verfahren zur Gewinnung von Wasserstoff ist: [25]



Eine negative Reaktionsenthalpie  $\Delta H_R^0$  zeigt an, dass die Reaktion exotherm abläuft, d.h. Wärme frei wird. Diese soll für ein zukünftiges Energiesystem nicht ungenutzt bleiben und wird darum ebenfalls in der Simulation berücksichtigt, z.B. zur Speisung eines Wärmespeichers oder direkten Deckung von Wärmebedarfen.

Die biologische Methanisierung beruht, analog zur chemischen, auf der Umsetzung von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> zu Methan. Als Grundstoff und CO<sub>2</sub>-Quelle dient hier allerdings Biomasse und Bakterien als organische Lebewesen leiten die Reaktionen. Auf eine Darstellung der Einzelreaktionen wird verzichtet und stattdessen auf die Literatur, speziell auf das Buch „Energiespeicher-Bedarf, Technologien, Integration“ von Prof. Dr. Ingo Stadler, verwiesen. [25]

Die Fischer-Tropsch-Synthese ist ein Polymerisationsverfahren, bei dem aus Synthesegas gasförmige, flüssige und feste Kohlenwasserstoffe unterschiedlicher Kettenlänge gewonnen werden. Die einfache Grundgleichung dieses Verfahrens ist in Formel 1-4 dargestellt:



Im Realen ist die Reaktion deutlich komplexer und es laufen diverse Reaktionen ab, die von einer Reihe Parameter beeinflusst werden. Die FT-Synthese ist eingebettet in eine Prozesskette, die üblicherweise aus vier Einheiten besteht: [25]

- a) Erzeugung von Synthesegas (H<sub>2</sub> und CO)
- b) Gasreinigung und -aufbereitung
- c) Fischer-Tropsch-Synthese
- d) Aufbereitung der Produkte

Der zurzeit relevanteste Weg zur Gewinnung von Synthesegas läuft über den Weg der Wasserelektrolyse mit erneuerbarem Strom und die Reduktion von CO<sub>2</sub> zu CO über die reverse Wassergas-Shift-Reaktion analog zur Methanisierung (vgl. Formel 1-1).

Neben dieser Methode soll aber auch die Gewinnung von Synthesegas über biogene Rohstoffe betrachtet werden. Hierbei wird der kohlenstoffbasierte Brennstoff, in diesem Fall in Form von Biomasse, durch partielle Oxidation zu CO oxidiert. Es wird von einer partiellen Oxidation oder Teilverbrennung gesprochen, da der Kohlenstoff nicht vollständig zu CO<sub>2</sub> oxidiert wird. Dazu wird die Biomasse unter Luftausschluss langsam erhitzt, sodass die Makromoleküle zersetzt werden und Gase wie CO, CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O, Methanol oder andere Begleitstoffe, sowie ein fester Rückstand entsteht, der vorwiegend aus Kohlenstoff besteht (Biokoks).

Je nach Herstellungsverfahren ist das Synthesegas danach zu reinigen und aufzubereiten. Während dies bei Elektrolysewasserstoff und stöchiometrisch dazugegebenem CO<sub>2</sub> vergleichsweise einfach zu handhaben ist, ist der Aufwand bei Synthesegas aus Vergasungsprozessen, mitunter aufgrund der vielen Begleitstoffe, deutlich höher.

Für die letzten beiden Prozessschritte wird keine Unterscheidung getroffen. Die FT-Synthese ist jedoch der wichtigste Prozessschritt, da hier gleiche oder unterschiedliche Kohlenwasserstoffe zu einer wachsenden Kette zusammengeslossen werden. Die entstandenen Rohprodukte werden anschließend noch aufgearbeitet, sodass sie als Kraftstoffe zu nutzen sind. Allgemein lässt sich sagen, dass die biogene Variante der Fischer-Tropsch-Synthese aufgrund der höheren Anzahl an Teilschritten und damit verbundenen Verlusten der direkten Nutzung von Wasserstoff und CO<sub>2</sub> zur Synthesegasherstellung energetisch unterlegen ist. [25]

Im Zuge dieser Arbeit werden die Produkte Rohbenzin und Dieselöl bzw. Benzin und Diesel als E-Fuels zusammengefasst. Darüber hinaus wird angenommen, dass diese E-Fuels als Substitut für Mineralöl z.B. für nicht-energetische Nutzung verwendet werden.

### 2.3.3.3 CO<sub>2</sub>-Quellen

Wie aus dem vorherigen Unterkapitel hervorgeht, wird für verschiedene Technologien CO<sub>2</sub> bzw. CO als Edukt-Gas benötigt. Die hierfür denkbaren CO<sub>2</sub>-Quellen sind in Tabelle 6 aufgeführt:

Tabelle 6: Quellen für CO<sub>2</sub> als Edukt-Gas [25]

Quelle	Kategorie	Beispielverfahren
Atmosphärisches CO <sub>2</sub>	Green Carbon	Abscheidung aus der Luft über z.B. DAC
Biogenes CO <sub>2</sub>	Green Carbon	Abscheidung aus Biogas
Fossiles CO <sub>2</sub>	Black Carbon	Abscheidung aus Rauchgasen
CO <sub>2</sub> -Recycling	Green Carbon	Verbrennung von klimaneutralem Gas und anschließende Abscheidung aus dem Rauchgas und Wiederverwendung des CO <sub>2</sub> für die Energiespeicherung

Die direkte CO<sub>2</sub>-Abscheidung aus der Luft erscheint als die naheliegendste Quelle. Sogenannte Direct-Air-Capture (kurz: DAC) Technologien saugen Umgebungsluft an und filtern unter elektrischen und thermischen Aufwand auf verschiedene Verfahrensweisen (z.B. Adsorption, Absorption, Kondensation, Abscheidung mittels Membran) das CO<sub>2</sub> aus dieser und speichern es anschließend. Dies ist aus heutiger Sicht jedoch mit großem technischen und finanziellen Aufwand verbunden und könnten einen falschen Anreiz schaffen weiter fossile Energieträger zu nutzen; frei nach dem Motto „Irgendeine DAC-Technologie wird den Schmutz schon weg machen“.

Trotz dessen spielen die DAC-Technologien in einem zukünftigen Energiesystem potenziell eine große Rolle. Aus technischer Sicht besitzen nur diese Technologien das Potenzial den CO<sub>2</sub>-Anteil der Atmosphäre nicht nur konstant zu halten, wie es in einem CO<sub>2</sub>-neutralem Energiesystem die Fall ist, sondern diesen zu reduzieren und den wohl größten CO<sub>2</sub>-Speicher der Welt, die Atmosphäre, allmählich wieder zu entleeren. Neben der Photosynthese ist dies also die einzige Möglichkeit über die letzten Jahrzehnte ausgestoßene Emissionen wieder rückgängig zu machen.

Die Nutzung von biogenem CO<sub>2</sub> aus Biomasse wurde bereits im vorherigen Unterkapitel zur Herstellung von Gas und E-Fuels erläutert und wird darum an dieser Stelle übersprungen.

In Kraftwerken und Industrieanlagen fallen zum heutigen Stand sehr große Mengen an CO<sub>2</sub> an und bilden damit große Potenziale für die Methanisierung und andere Synthesen. [25] Unter dem Gesichtspunkt der Energiewende und der Reduzierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen sollte allerdings davon abgesehen werden weiterhin Gas zur Bereitstellung von Prozesswärme zu verbrennen. Die damit verbundenen, unvermeidbaren CO<sub>2</sub>-Emissionen stehen im direkten Kontrast zu den genannten Zielen. Außerdem würde kein Anreiz geschaffen werden die Emissionen, besonders in den Bereichen Kraftwerk und Industrieanlagen, überhaupt zu reduzieren.

Aus diesem Grund soll in der Simulation, in Anlehnung an die Forderungen des Solarfördervereins (kurz: SFV) an ein nachhaltiges Energiesystem, auf die Verbrennung von Gas gänzlich verzichtet werden. [7] Das zuvor angesprochene Potenzial ist vor diesem Hintergrund auf die Zeit der Umstellung von Gas auf z.B. Wasserstoff begrenzt und wird daher auf lange Sicht eher als gering bis vernachlässigbar abgeschätzt.

Unter CO<sub>2</sub>-Recycling lässt sich ein geschlossener CO<sub>2</sub>-Kreislauf verstehen, bei dem beispielsweise nach der Verbrennung von erneuerbarem Methan das CO<sub>2</sub> aus den Abgasen ausgeschieden und wieder der Methanisierung zur Verfügung gestellt wird. [25] Da aus genannten Gründen die Verbrennung von Gas nicht zulässig ist, erscheint auch das Potenzial als CO<sub>2</sub>-Quelle in diesem Bereich gering. Anzumerken ist aber noch, dass das Verbrennen von Biomasse nicht völlig ausgeschlossen wird und die hierdurch entstehenden Emissionen durchaus recycelt werden können und sollten.

### 2.3.4 Speichermedien und Lagerung

Die zuvor genannten chemischen Energieträger können in gasförmiger, flüssiger und fester Form gespeichert werden, wobei letzteres wohl nur auf Biomasse zutrifft.

Gasspeicher lassen sich allgemein in Ober- und Untertagespeicher einteilen. Bei ersterem handelt es sich meist um Speicher- oder Druckgasbehälter, die in Form, Größe und Gasdruck variieren. Hinsichtlich dieser Faktoren ist allerdings auch die Speicherkapazität ökonomisch begrenzt, wobei die Materialkosten der entscheidende Faktor sind.

Im geologischen Untergrund lassen sich dagegen deutlich größere Speichervolumen kostengünstig bei gleichzeitig deutlich geringerem Flächenverbrauch realisieren. Da die Speicherkapazität maßgeblich vom Produkt aus Volumen und Druck abhängt und Untertage sowohl größere Speichervolumen als auch Drücke realisierbar sind, ergeben sich deutlich höhere Kapazitäten. Das ist der Grund, warum ein Großteil der deutschen Gasspeicherung untertage erfolgt. [25]

Für diese Arbeit wird angenommen, dass es sich bei den Gasspeichern in Deutschland ausschließlich um Untertagespeicher handelt. Die gesamte Speicherkapazität wird dabei anhand von tagesaktuellen Füllständen der Untertagespeicher, angegeben in TWh und Prozent, berechnet und mit 250 TWh angenommen. [33, 34]

Grundsätzlich lässt sich gasförmiger Wasserstoff mit analogen Technologien speichern. Da hierzu allerdings keine Werte zu bereits installierten Kapazitäten recherchiert werden konnten, wird davon ausgegangen, dass es bisher noch keine kommerziellen Ober- oder Untertagespeicher für Wasserstoff gibt.

Als Flüssiggase werden solche Gase bezeichnet, die aufgrund von Kompression oder tiefen Temperaturen flüssig gelagert werden. Bei verflüssigtem Erdgas (kurz: LNG, engl.: Liquefied Natural Gas) wird das Erdgas unter Umgebungsdruck auf  $-160^{\circ}\text{C}$  gekühlt, wobei es dann  $1/600$  des Volumen von Erdgas unter Normalbedingungen hat. Die Verflüssigung von Gasen führt somit zu einer wesentlich höheren spezifischen Dichte und damit geringeren geometrischen Speichervolumen.

Kohlenwasserstoffe mit größerer Kettenlänge erlauben im Gegensatz zu Erdgas oder Wasserstoff die Verflüssigung bereits bei Umgebungstemperaturen und geringen Drücken bzw. sind bei Umgebungsdruck bereits flüssig (z.B. E-Fuels) und können hauptsächlich in Tanks und Druckbehältern gelagert werden.

Bei Erdgas und Wasserstoff ist der energetische Aufwand für die Verflüssigung in Anbetracht der Siedetemperatur von  $-160^{\circ}\text{C}$  (Erdgas) bzw.  $-252,8^{\circ}\text{C}$  (Wasserstoff) bedeutend höher. Aus diesem Grund wird Erdgas heutzutage hauptsächlich gasförmig über Pipelines transportiert und gespeichert. Da der Transport über weite Strecken sehr energieintensiv und auf dem Seeweg nicht möglich ist, wird in diesen Bereichen ein Potenzial für Flüssiggasspeicher mit anschließender Verdampfung und Einspeisung in die jeweilige Infrastruktur oder Gasspeicher gesehen. Für die Simulation werden diese aus genannten Gründen nur bei erlaubtem Gas- bzw. Wasserstoff-Import berücksichtigt. [19, 25, 35, 36]



### 3 Methodisches Vorgehen

Bevor es möglich ist eine Energiesimulation zu starten, müssen einige Vorbereitungen getroffen werden, die in den folgenden Unterkapiteln näher erläutert werden.

Allgemein werden zunächst Klima-, Erzeugungs- und Lastprofile für einen Zeitraum von drei Jahren ermittelt. Normierte Lastprofile werden skaliert und Erzeugungsprofile mit installierten Leistungen verrechnet. Diese werden in das Simulations-Skript eingelesen und den PyPSa-Komponenten Generators und Loads zugeordnet. Weiterhin werden Stores und Links implementiert, die Energiespeicher und -umwandler repräsentieren. Den Komponenten werden Werte für Variablen wie Effizienz, Installations- und Betriebskosten zugeordnet und begrenzende Regeln definiert, die für die Simulationsergebnisse erfüllt sein müssen, wie z.B. Maximalkapazitäten. Alles zuvor genannten Parameter fließen nun in die Optimierung des Energiesystems mit ein. Hierbei wird iterativ versucht eine Kombination aus Erzeugern, Speichern und Energiewandlern zu finden, die alle Verbräuche zu jeder Zeit decken können, bei gleichzeitig möglichst geringen Systemkosten.

Für den Beobachtungszeitraum werden die (Wetter-)Jahre 2019 bis 2021 gewählt, wobei die Energieverbräuche im Jahr 2019 als Referenzwerte dienen. Es wird speziell dieses Jahr gewählt, da es das letzte vor Ausbruch der Corona-Krise war.

Die jährlichen Verbrauchsdaten entstammen der AG Energiebilanzen e.V. (kurz: AGEb), sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (kurz: BMWi) und wurden in einer sogenannten „Assumption\_Demand“-Excel zusammengeführt und gebündelt. Die in dieser Excel gespeicherten Werte werden an einer späteren Stelle von einem Python-Skript eingelesen und dienen der Skalierung der Verbrauchsprofile. [37–39]

Insofern bei zukünftigen Simulationen ein anderes Jahr als Referenz gewählt werden soll, so lässt sich dies durch Austausch der jeweiligen Seiten in der Excel-Datei problemlos ermöglichen.

Weiterhin wurde eine „Input“-Excel erstellt, in der sich einfach und übersichtlich bestimmte Simulationsparameter, wie u.a. Beobachtungszeitraum, installierte Leistungen und Speicherkapazitäten, maximal installierbare Leistungen und Speicherkapazitäten, Angaben zu Energieeinsparungen, Import-Optionen und -Kosten oder Verkehrssektor-Szenarien eingeben bzw. auswählen lassen. Diese Werte werden ebenfalls vom Python-Skript eingelesen und dienen als Simulations-Basis.

Weitere für die Simulation nötige Daten, wie Temperatur-, Erzeugungs- und Verbrauchsprofile oder Annahmen, wie Technologie-Kosten oder -Effizienz werden in separaten Python-Skripten im Vorfeld erstellt bzw. bearbeitet, sodass eine Anpassung dieser Parameter zu späterem Zeitpunkt problemlos möglich ist, ohne den Simulations-Code dafür ändern zu müssen.

### 3.1 Biomassepotenzial

Da sich einige der Eingabeparameter der Input-Excel auf das Biomassepotenzial und dazugehörige Größen bezieht, ist es im Vorfeld nötig diese zu identifizieren oder abzuschätzen.

Zur Bestimmung des jährlichen Biomassepotenzials entsprechend Nachhaltigkeitsforderungen (vgl. Kapitel 2.3.3.3) wird auf eine Studie zum nachhaltigen Biomassefluss in Deutschland und einem interaktiven Anzeige- und Download-Tool des S2BIOM Projekts zur Darstellung nachhaltiger Biomassepotenziale auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene zurückgegriffen. Die Studie teilt die Biomasse in die Kategorien Landwirtschaft, Wald, sowie Rückstände und Müll auf und berechnet anhand nachhaltiger, d.h. jährlich nachwachsender, Produktionsmengen und Bedarfe für stoffliche und andere nicht energetische Verwendungszwecke das Potenzial zur Anwendung im Energiesektor oder zur Weiterverarbeitung zu einem anderen Energieträger auf Basis des Jahres 2015 und meist massebezogener Daten. [40] Das Tool arbeitet sehr ähnlich, wobei in deutlich mehr Kategorien, Subkategorien und räumliche Ebenen und in die Jahre 2012, 2020 und 2030 unterteilt wird. Zudem wird zwischen technischem und Basis Potenzial unterschieden. Das technische Potenzial stellt dabei die Höchstmenge Biomasse dar, die für energetische Nutzung zur Verfügung steht, wenn man technische Einschränkungen und Einschränkungen durch Nutzung annimmt. Das Basispotenzial berücksichtigt darüber hinaus vereinbarte Nachhaltigkeitsstandards für die landwirtschaftliche Forstwirtschaft und Landbewirtschaftung auf nationaler und europäischer Ebene. [41]

Vergleicht man die jeweiligen Potenziale der Statistik und des Tools für ganz Deutschland ergeben sich nur vergleichsweise geringe Abweichungen, die auf die Wahl des Bezugsjahres zurückzuführen sein kann, sodass das Basispotenzial für das Jahr 2030 als Datengrundlage für diese Arbeit dienen soll. Entsprechend einer auf dem Tool basierenden Präsentation zum Thema „Fahrplan für Biomasse und relevante Politiken für eine biobasierte Wirtschaft im Jahre 2030“ wird Biomasse in vier Kategorien unterteilt, die Produktionsmengen der Unterkategorien jeweils summiert und einen Mittelwert für Energiedichte, Dichte und potenziellen Kosten gebildet. Somit lassen sich die jeweiligen Potenziale in andere, für die Simulation notwendige, Einheiten wie MWh umrechnen. (vgl. Tabelle 7)

Tabelle 7: Annahmen nachhaltiges Biomassepotenzial Deutschland (eigene Darstellung) [41–43]

	Dichte	Energiedichte	Potenzial		Kosten	
	[kg/m <sup>3</sup> ]	[MJ/kg]	[t/a]	[MWh/a]	[€/t]	[€/MWh]
Forest	487,88	18,73	5,57e7	2,90e8	37,61	7,23
Agriculture	174,57	17,61	2,73e7	1,34e8	135,26	27,66
Biowaste	-	14,27	2,64e7	1,05e8	0,00	0,00
Crops	125,00	17,04	7,79e6	3,69e7	80,01	16,90

### 3.2 Klimadaten

Als erste Simulationsvorbereitung werden in einem separaten Python-Skript Lufttemperatur- bzw. Solarstrahlungsprofile in stündlicher Auflösung für das im Code definierte Jahr eingelesen. Die hierfür nötigen Profile im CSV-Format entstammen der Internetseite [energy-charts.info](https://energy-charts.info) des Fraunhofer-ISE und können dort kostenlos heruntergeladen werden. [44]

Im nächsten Schritt werden diese jährlichen Profile in einem DataFrame gebündelt und in einem weiteren die mittleren täglichen Temperaturen für das Betrachtungsjahr berechnet und beide Datensätze jeweils im CSV-Format gespeichert. Letzterer ist zur Berechnung der Wärmebedarfsprofile für Raumwärme und Warmwasser nötig, deren Erstellung in Kapitel 3.5.1 beschrieben wird.

In Abbildung 7 ist der stündliche Temperaturverlauf der durchschnittlichen Lufttemperatur in Deutschland für das Jahr 2019 dargestellt. Tendenziell lassen sich erwartungsgemäß höhere Temperaturen in den Sommermonaten und niedrigere in den Wintermonaten erkennen. Etwaige Schwankungen lassen sich voraussichtlich auf Wetterphänomene zurückführen. Dies bezüglich fällt die Zeitspanne von Mitte bis Ende Januar auf, in der die Temperatur fast schlagartig gesunken ist. Einen weiteren auffälligen Zeitbereich bilden die Tage von etwa Mitte April bis Mitte Mai. Nach warmen Schlusstagen im April, folgt ein rapider Temperaturabfall bis fast auf den Gefrierpunkt gegen Anfang Mai. Auch wenn diese Temperatur vermutlich in der Nacht vorlag, erscheint es doch ungewöhnlich. Ein weiterer, eher ungewöhnlicher Temperatureinbruch lässt sich von Anfang bis Mitte Juli erkennen. Es kann erwartet werden, dass Luftwärmepumpen während dieser Perioden aufgrund der Temperaturabhängigkeit an Effizienz einbüßen und der Strombedarf zur Deckung des Wärmebedarf somit steigt.

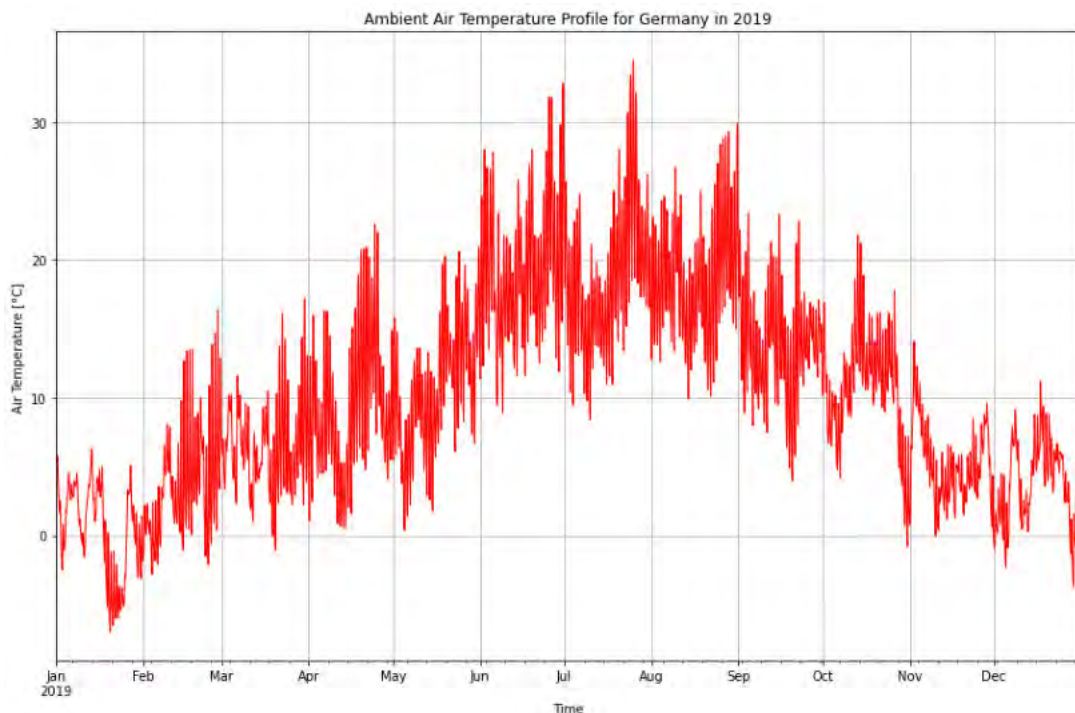


Abbildung 7: Durchschnittliche Außenlufttemperatur in Deutschland im Jahr 2019 (Eigene Darstellung)

### 3.3 Kostenannahmen

Im nächsten Vorbereitungsschritt werden in einem weiteren Python-Skript (im Folgenden Step\_02-Skript genannt) alle technologiespezifischen Annahmen bearbeitet. Auf die hier geschriebene Funktion wird im Simulations-Skript zugegriffen und die Informationen in einem DataFrame gespeichert, auf den die einzelnen Simulationskomponenten zurückgreifen und so Variablen wie z.B. Effizienz, Kapital- oder Marginalkosten definiert werden.

Die Grundlage dieses Skripts bildet ein open source „technology-data“-Skript, verfügbar auf <https://github.com>, welches Annahmen zu Energiesystemtechnologien für ausgewählte Jahre (2020 – 2050 in 5-Jahres-Schritten) aus einer Vielzahl von Quellen in CSV-Dateien zusammenstellt, die von Energiesystemmodellierungssoftware gelesen werden können. Die zusammengeführten Ergebnisse enthalten standardisierte Kostenjahre, Technologienamen, Einheiten und Quellenangaben. Die Ausgaben werden unter anderem auch in den europäischen Energiesystemmodellen PyPSA-Eur und PyPSA-Eur-Sec verwendet, welche mitunter auch dem Simulations-Skript als Vorlage dienen [45]

Da noch nicht alle Technologien, die in der Simulation potenziell berücksichtigt werden sollen, in diesem Skript implementiert sind, werden diese händisch in das Step\_02-Skript eingetragen. Als Hauptquelle für diese Daten werden sogenannte Technologiekataloge verwendet, die von der dänischen Energieagentur veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert werden. [29] Das „technology-data“-Skript verwendet diese Technologiekataloge ebenfalls als eine der Hauptquellen.

Nach Eintragung der zusätzlichen Technologien wird die Funktion geschrieben, die später vom Simulations-Code aufgerufen wird, um die Technologiedaten zwischenspeichern. Zunächst wird eine weitere Funktion definiert, die entsprechend Formel 2-1 den Annuitätenfaktor für jede Technologie berechnet, wobei die Variablen für jede Technologie aus dem zusammengefassten Katalog gelesen werden.

$$annuity\ factor = \frac{r(r+1)^n}{(r+1)^n - 1} = \frac{r}{1 - (r+1)^{-n}} \quad (2-1)$$

r: Abzinsungssatz (discount rate) [-]      n: Lebensdauer (lifetime) [a]

Anschließend werden die Daten von GitHub in das Skript gelesen und Werte, deren Einheit kW beinhaltet, auf die Einheit MW umgerechnet, da dies die Standard-Einheit ist, mit der PyPSa arbeitet. Weiterhin werden die zuvor definierten zusätzlichen Technologien dem heruntergeladenen Katalog hinzugefügt, sowie kleinere Änderungen vorgenommen, wie dem Einfügen von stündlichen Standverlusten, CO<sub>2</sub>-Ausstößen oder bisher nicht berücksichtigten zusätzlichen In- und Outputs, wie z.B. Abwärme.

Im letzten Schritt werden die Marginal- und Kapitalkosten entsprechend Formel 2-2 und 2-3 berechnet und der gesamte DataFrame mit allen nötigen Technologiedaten als Rückgabewert definiert.

$$\text{marginal costs } [\text{€/MWh}] = \text{VOM } [\text{€/MWh}] + \frac{\text{costs}_{\text{fuel}} [\text{€/MWh}]}{\text{efficiency} [-]} \quad (2-2)$$

$$\begin{aligned} \text{capital costs } [\text{€/MW/a}] \\ = \left( \text{annuity factor} + \frac{\text{FOM } [\%/a]}{100} \right) \times \text{investment } [\text{€/MW}] \end{aligned} \quad (2-3)$$

### 3.4 Stromerzeugungsprofile

Um in der Simulation skalierbare Generatoren, für die in Kapitel 2.2 vorgestellten Erzeugertechnologien implementieren zu können, ist es nötig erneuerbare Erzeugerprofile zu erstellen. Diese stellen die zu jedem Zeitpunkt maximal erzeugbare Leistung im Verhältnis zur installierten Gesamtleistung dar.

Aus diesem Grund wird ein weiteres separates Python-skript erstellt, in dem die sogenannten Kapazitätsfaktoren oder Capacity Factors (kurz: CF) für die Technologien Solar, On- und Offshore Wind, sowie Laufwasser für ein ausgewähltes Jahr berechnet und als CSV-File zum späteren Einlesen in das Simulations-Skript gespeichert werden.

Hierzu wird zunächst ein Erzeugungsprofil für die realisierte Netto-Stromerzeugung in Deutschland, sowie ein monatliches Profil zur Installierten Netto-Leistung zur Stromerzeugung vom Fraunhofer ISE eingelesen. [46] Im Anschluss wird ein DataFrame erstellt, in dem die realisierten Erzeugerleistungen der betrachteten Technologien als jeweilige Spalte definiert wird. Daraufhin erfolgt eine Zuordnung der installierten Leistungsdaten zur realisierten Erzeugerleistung, wobei der Monatswert der installierten Leistung immer dem ersten Tag im Monat zugeordnet wird. Da so nur zwölf Werte zugeordnet wurden, ist es nötig die übrigen, noch fehlenden Werte für die installierte Leistung zu interpolieren.

Nachdem nun alle Spalten gefüllt sind, lassen sich die jeweiligen CF-Werte für jede Technologie berechnen, indem die momentane Erzeugerleistung durch die momentane installierte Leistung geteilt wird. Der DataFrame enthält nun Profile über realisierte Erzeugerleistung, installierte Netto-Leistung, sowie die gesuchten CF-Profile und wird sowohl in stündlicher wie auch 15-min Auflösung im CSV-Format abgespeichert.

Die Ergebnis-Profile sind beispielhaft für das Jahr 2019 in Abbildung 8 dargestellt. Die bereits angesprochenen jahreszeitbedingten Fluktuationen von Solar- und Onshore-Windenergie lassen sich auch hier erkennen. Die Profilverläufe von Offshore-Windkraft und Fließwasser sind dagegen deutlich weniger von diesen geprägt.

Weiterhin fällt auf, dass Windkraft im Allgemeinen deutlich höhere CF-Werte erzielt, als Solar oder Fließwasser, was vereinfacht gesagt bedeutet, dass ein installiertes Megawatt Windkraftleistung übers Jahr gesehen mehr Strom erzeugt. Ausgehend von dieser Erkenntnis, lässt sich eine erste Prognose formulieren:

*Aus energetischer Sicht ist es potenziell sinnvoller in Windenergie, danach in Solar und erst zum Schluss in Wasserkraft zu investieren.*

Da diese Vermutung den Kostenfaktor vollkommen außer Acht lässt, gilt es diese mithilfe der Simulation zu verifizieren oder zu widerlegen.

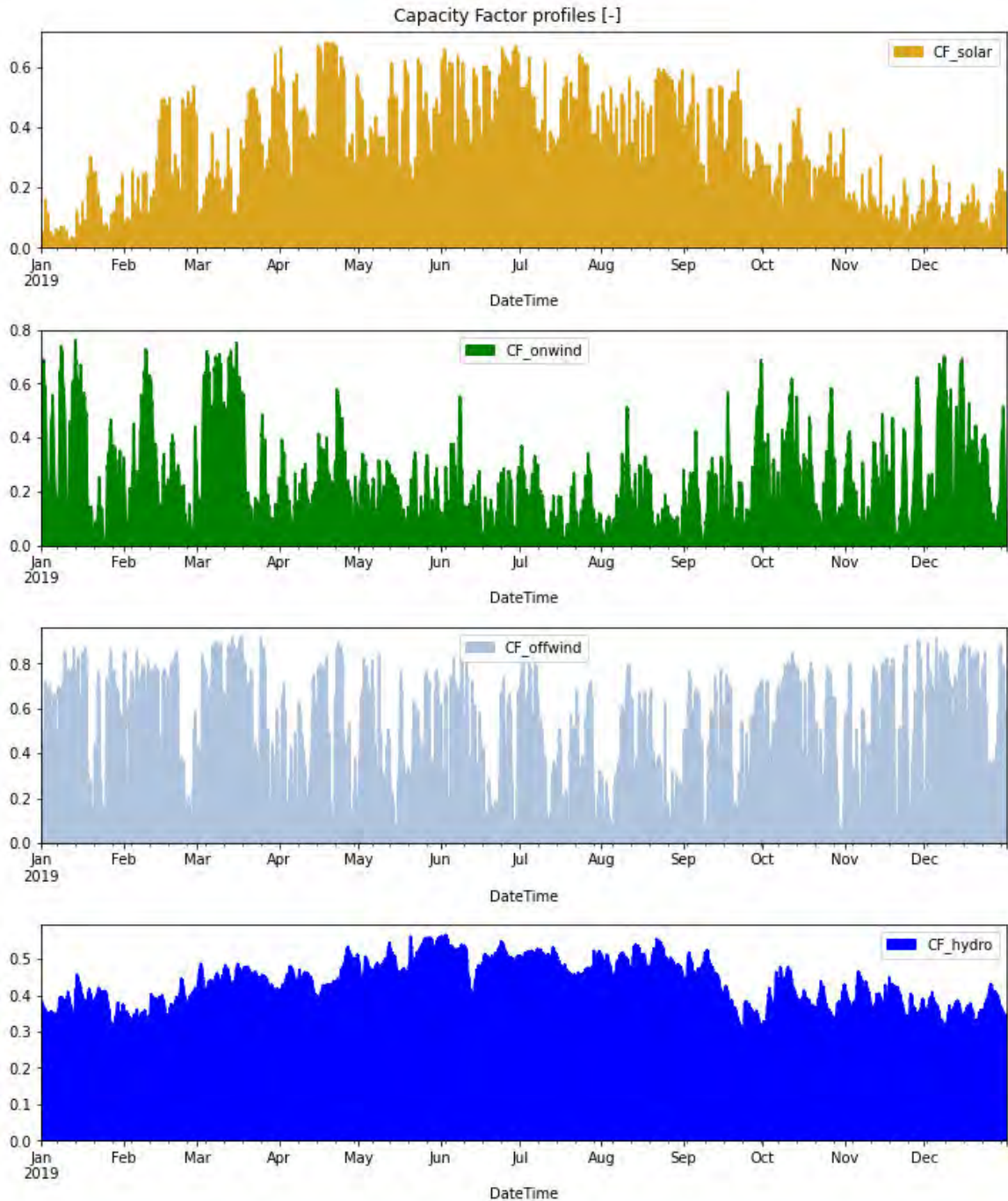


Abbildung 8: Capacity-Factor Profile für das Jahr 2019

### 3.5 Normierte Verbrauchsprofile

Damit das Simulations-Skript auch in Zukunft weiter anwendbar ist, empfiehlt es sich normierte bzw. Standard-Last-Profile (kurz SLP) zu verwenden. Diese beschreiben im Allgemeinen einen typischen Lastgang über einen bestimmten Zeitraum, sodass sich in Summe ein leicht skalierbarer Wert für den gesamten Energieverbrauch ergibt. In vielen Fällen ist diese Summe auf den Wert 1 normiert, sodass durch Multiplikation z.B. mit einem Jahresverbrauchswert das normierte Profil hochskaliert werden kann und eine realistische Näherung an das tatsächliche Energieverbrauchsprofil zulässt, die dann als Load in die Simulation eingelesen werden können.

#### 3.5.1 Raumwärme und Warmwasser

Zur Erstellung repräsentativer Wärmelastprofile für Raumwärme und Warmwasser (kurz: RW+WW) wird der von Sascha Birk im Zuge seiner Masterarbeit erstellte Lastprofilgenerator für Haushalte mit Sektor Kopplung zu Hilfe genommen. In diesem Tool kann für eine Vielzahl von Gebäuden einzelne Lastprofile bezüglich Strom, Wärme oder Elektromobilität, sowie Einspeiseprofile für PV-Anlagen anhand eingelesener Wetterdaten generieren.

Das Python-Skript dieses Tools wird insoweit angepasst, dass nur der für diese Arbeit relevante Teil des Wärmebedarfs bestehen bleibt. Durch Einlesen der bereits zuvor erstellten stündlichen Temperaturprofile, Profile der Tagesmitteltemperaturen und bereits im Tool gesetzten Parametern z.B. für den Gebäudetyp, werden nun einzelne Wärmelastprofile entsprechend der Anzahl an zu simulierenden Gebäuden erstellt und im CSV-Format gespeichert. Auf Details zur Berechnung der einzelnen Wärmelasten wird nicht näher eingegangen und es sei auf den öffentlichen Teil der Masterarbeit und den open-source Code selbst zu verweisen. [47]

Das Tool erlaubt die Unterscheidung zwischen Ein- und Zweifamilienhäusern (kurz: EZFH) und Mehrfamilienhäusern (kurz: MFH). Es wird angenommen, dass es sich bei vielen Nichtwohngebäuden (kurz: NWG) um größere Gebäude, wie Bürogebäude, handelt und die Heizstruktur der eines MFH am ehesten entspricht. Zur Erstellung eines Standard-Wärmelastprofils für NWG werden aus diesem Grund die Wärmelastprofile für 100 MFH simuliert und die Ergebnisse anschließend im CSV-Format gespeichert.

Um auch für Wohngebäude (kurz: WG) ausreichend viele Profile generiert werden, ist es zuerst nötig das Verhältnis von EZFH und MFH zu kennen. Anhand des dena-Gebäudereports wird dieses Verhältnis zu rund 83 Prozent EZFH und 17 Prozent MFH abgeschätzt. [48]

Dementsprechend werden noch einmal 17 MFH- und 83 EZFH-Wärmelastprofile generiert und gespeichert.

Als letzten Vorbereitungsschritt werden die generierten Profile in einem weiteren Python-Skript entsprechend der Zuordnung WG oder NWG zunächst gemittelt und danach auf 1 normiert, sodass zwei normierte Standard-Wärmelast-Profile entstehen und zum späteren Einlesen in das Simulations-Skript im CSV-Format abgespeichert werden.

### 3.5.2 Gewerbe und Handel

Zur Erstellung eines SLP für den Strombedarf im Gewerbe und Handels Sektor (kurz: GuH) wird auf die Daten des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (kurz: BDEW) zurückgegriffen. Dieser stellt Lastprofile im Viertelstundentakt zur Verfügung, die für die Kundengruppen Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe genutzt werden können. [49]

Das SLP für Haushalte, auch H0 genannt, wird für diese Arbeit nicht verwendet, da dieses auf andere Weise erstellt wird (siehe Kapitel 3.5.4).

Das SLP für Landwirtschaft, genannt L0, wird ebenfalls nicht weiter berücksichtigt, da recherchierte Werte teilweise mit anderen Quellen in Widerspruch standen und nicht klar verifiziert werden konnten; ein nachträgliches Einfügen dieses Sektors ist jedoch problemlos möglich.

Zur Erstellung des GuH-SLP werden die entsprechenden repräsentativen Profile in ein Python-Skript eingelesen. Da diese Profilwerte zwischen Werk-, Sams- und Sonntag, sowie zwischen Winter, Sommer und Übergangszeit unterscheiden, ist es nötig den jeweiligen Wochentag eines Datums zu bestimmen und in welcher Jahreszeit dieser liegt. Diese Zuordnung erfolgt mithilfe einer Excel-Datei, in der jedem Datum bereits die Jahreszeit zugeordnet wurde und Python internen Funktionen. Anschließend wird das so erzeugte Jahresprofil genormt, indem jeder Momentanwert durch die Summe der Momentanwerte geteilt wird und der DataFrame im CSV-Format abgespeichert.

Beispielhaft ist das genormte GuH-SLP für einen Zeitraum von zwei Wochen in Abbildung 9 dargestellt. Anhand der jeweiligen Tagespeaks lässt sich einfach ableiten, ob es sich um einen Werk-, Sams- oder Sonntag handelt. Auf diese Weise können auch in Zukunft wochentags genaue Profile für weitere Jahre erstellt werden.

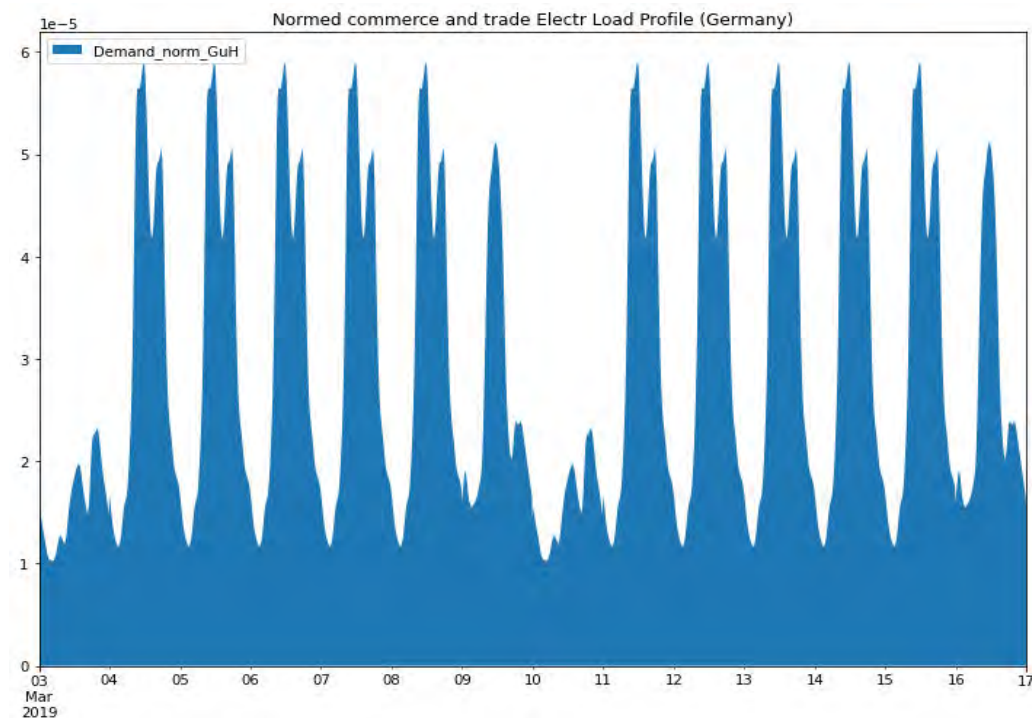


Abbildung 9: Auf 1 normiertes SLP für den Sektor Gewerbe und Handel (03.-17. März 2019)



### 3.5.3 Industrie

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. stellt auf ihrer Internetseite normalisierte industrielle elektrische Lastprofile mit einer zeitlichen Auflösung von 60 min für verschiedene Industriezweige im Jahr 2017 bereit. Die Profile werden (hauptsächlich) durch lineare Regression erstellt, wobei reale industrielle Lastprofile als Input dienen. [50]

Diese als Json-Datei gebündelten Profile, sowie die bereits angesprochene „Assumption\_Demand“-Excel werden in ein separates Python-Skript eingelesen und die einzelnen Profile je einer Spalte im DataFrame zugeordnet. Als nächstes werden die Anteile der einzelnen Industriezweige am gesamten Energieverbrauch in der Industrie berechnet. Hierbei wird angenommen, dass sich der Endenergieverbrauch größtenteils auf Strom und Wärme aufteilt, sodass der Gesamtbedarf weniger dem Strombedarf dem Wärmebedarf entspricht.

Durch die Informationen über Subsektoren und deren Energieverbräuchen, ist es möglich die Subsektor-Anteile für den Bedarf an Strom und Wärme genauer zu differenzieren, sodass sich identifizieren lässt, dass unterschiedliche Anteile bzw. Gewichtungen je nach Energieform im gleichen Subsektor vorliegen. Aus diesem Grund soll darum je ein gewichtetes Gesamtindustrieprofil für Strom und Wärme erstellt werden.

Tabelle 8: Auszug der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 2019 T Joule (Eigene Darstellung)

<b>(Sub-) Sektor</b>	<b>Strom</b>	<b>Energie ges.</b>	<b>Anteil Strom</b>	<b>Anteil Wärme</b>
Grundstoffchemie	165.385	51.4758	32 %	68 %
Gummi- & Kunststoffwaren	49.060	78.555	62 %	38 %
Verarbeitung von Steine u. Erden	27.888	198.591	14 %	86 %
Metallerzeugung	67.355	526.584	13 %	87 %
Maschinenbau	39.050	71.546	55 %	45 %
Sonstige Wirtschaftszweige	75.384	185 164	41 %	59 %

Die so berechneten Anteile werden mit den entsprechenden Profilen multipliziert und anschließend alle Zweige aufaddiert, wodurch je ein gewichtetes SLP des gesamten Industrie Sektors für Strom und Wärme entsteht. Da die Zweigprofile bereits genormt waren und vor ihrer Summierung gewichtet wurden, ist eine Normierung der gewichteten Industrieprofile nicht nötig.

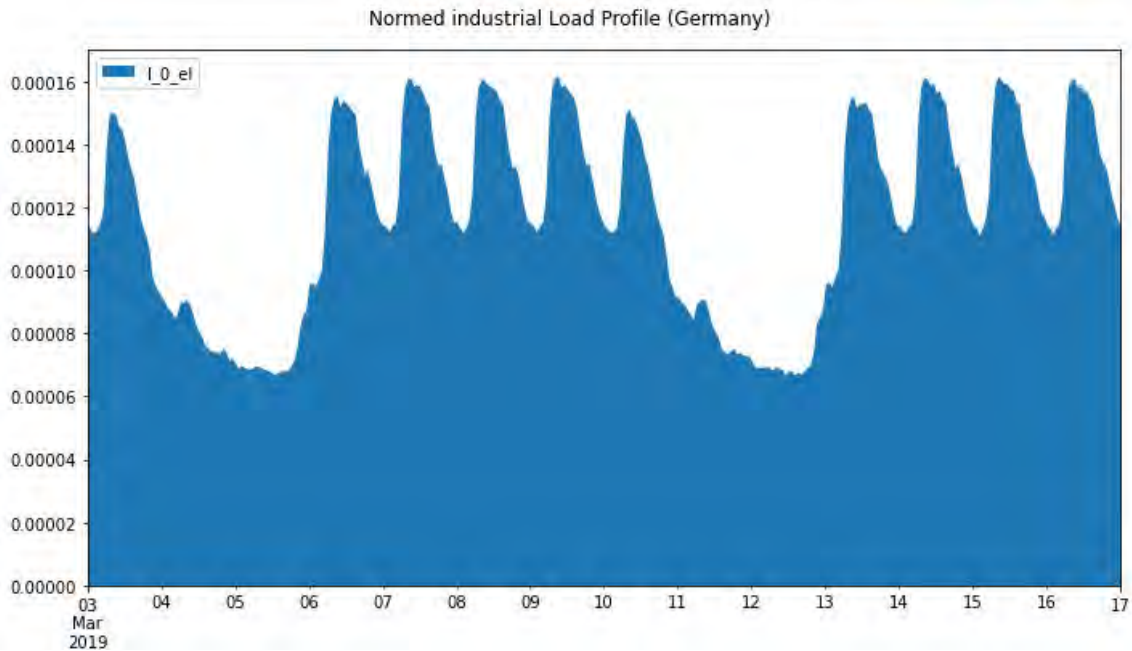


Abbildung 10: Auf 1 normiertes, gewichtetes Strom-SLP für den Sektor Industrie (03.-17. März 2019)

In Abbildung 10 ist das gewichtete Strom-SLP für einen Zeitraum von zwei Wochen dargestellt. Auch hier lassen sich deutlich die Unterschiede zwischen Werk- und Wochenendtag erkennen, jedoch sind die Tage mit der geringsten Last hier um zwei Tage verschoben. Grund hierfür ist, dass die Zweigprofile für das Jahr 2017 erstellt wurden und ein Datum im Folgejahr nicht auf den gleichen Wochentag fällt, sondern in den meisten Fällen um einen Tag verschoben ist. Im Gegensatz zum GuH-Profil ist das Industrieprofil somit nicht wochentags genau, wird aber als ausreichend genau eingeschätzt, um den Lastgang über ein ganzes Jahr abzubilden.

### 3.5.4 Haushalte

Im Zuge eines Masterprojekts mit dem Titel „Dunkelflaute – Ermittlung von Langzeitspeicherkapazitäten für ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem in Deutschland“ wurden unter Zuhilfenahme eines Tools zur minutengenauen Simulation von Haushalten, genannt Charge Profile Generator for electric Mobility (kurz: CPGeM), bereits Haushaltsprofile erstellt. Zur Ermittlung eines repräsentativen SLP für den Strombedarf im Haushaltssektor wird auf diese Profile zurückgegriffen.

Die Masterprojekt-Gruppe hat dabei die Bevölkerungsstruktur in Deutschland analysiert und in diverse Haushaltskonfigurationen unterteilt. Entsprechend ihrer prozentualen Häufigkeit werden diese Konfigurationen im Tool simuliert, sodass 100 voneinander unabhängige Haushaltsprofile entstehen, die die Haushalts- und Bevölkerungsstruktur, sowie deren Strombedarf gut abbilden. [51]

Diese Vielzahl an Profilen wird in ein separates Python-Skript gelesen und für jeden Zeitpunkt ein Mittelwert gebildet. Daraufhin wird das neu entstandene gemittelte Profil in je einem neuen DataFrame von einer Minuten-Taktung in eine 15min- bzw. 60min-Taktung umgerechnet und anschließend um eine Spalte ergänzt, in der die Umrechnung

von Energie auf Leistung entsprechend der zeitlichen Taktung geschieht. Danach werden die gemittelten Lastprofile genormt und die jeweiligen DataFrames einzeln im CSV-Format abgespeichert.

In Abbildung 11 ist beispielhaft das SLP für Strom im Haushaltssektor für einen Zeitraum von einer Woche dargestellt. Ähnlich zum Industrieprofil ist auch das Haushaltsprofil nicht wochentags genau, da diese einzelnen Haushaltsprofile für ein bestimmtes Jahr simuliert wurden. Nichtsdestotrotz wird das gemittelte Profil als ausreichend genau bewertet. Es lässt sich erkennen, dass an fünf Tagen in der Woche die Last zu den Mittagsstunden deutlich geringer ist als in den Morgen- und Abendstunden; es handelt sich hierbei um typische Werkstage.

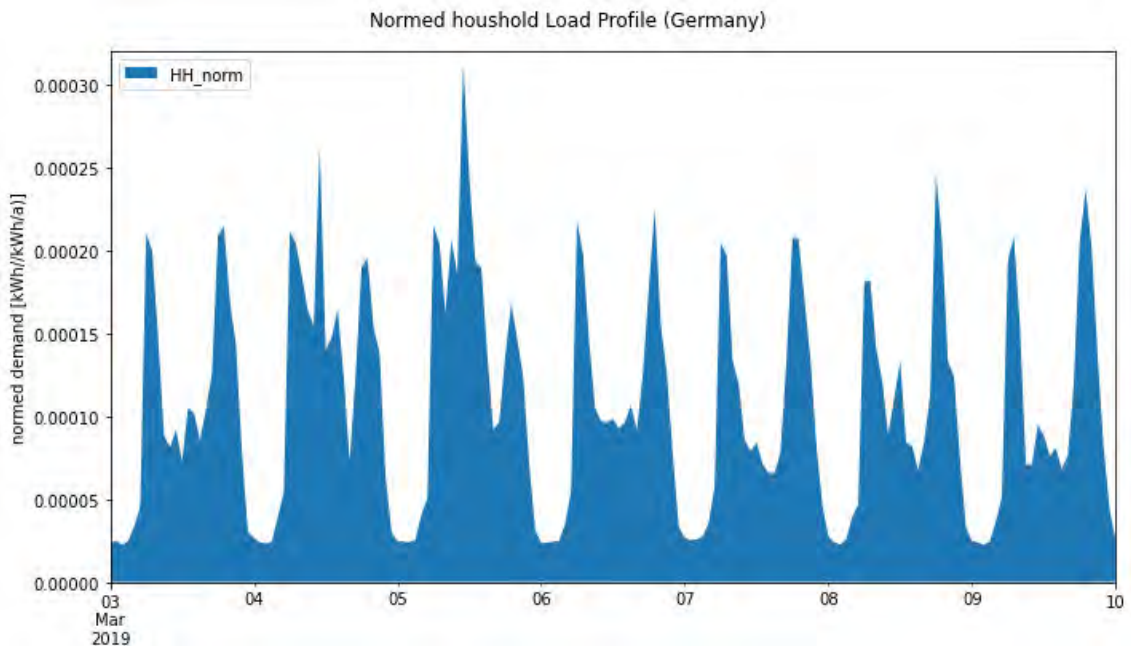


Abbildung 11: Auf 1 kWh/a normiertes Strom-SLP für den Sektor Haushalte (03.-10. März 2019)

### 3.5.5 E-Mobilität

Damit auch das Ladeverhalten von Elektrofahrzeugen und der damit verbundenen zusätzlichen elektrischen Last in der Simulation berücksichtigt werden können, ist es hilfreich noch ein normiertes Ladeprofil zu erzeugen. Auch hier wird auf ein bereits simuliertes Profil der bereits angesprochenen Masterprojekt-Gruppe zurückgegriffen.

Dieses Profil umfasst einen Zeitraum von 2015 bis 2021, wobei die Summe aller Werte eines Jahres gleich eins sind, das Gesamtprofil also jährlich genormt ist. Da sich die Form dieses Datensatzes nicht gut eignet, um später in die Simulation eingelesen zu werden, wird er den Jahren entsprechend aufgeteilt und ein Jahresmittelwert gebildet, sodass ein über sieben Jahre gemitteltes Ladeprofil für Batterie-Elektrische-Fahrzeuge (engl. battery-electric-vehicles; kurz: BEV) in Stunden-Taktung für den Betrachtungszeitraum eines Jahres entsteht, welches als SLP für elektrische PKWs in die Simulation eingelesen wird.

Für weitere Verkehrsteilnehmer mit elektrischem Antrieb konnten keine repräsentativen Lastprofile ermittelt oder simuliert werden, sodass hier von konstanten Lasten ausgegangen wird.

In Abbildung 12 ist das Ladeprofil beispielhaft für einen Zeitraum von einer Woche dargestellt. Es lassen sich deutliche Unterschiede zwischen Werktag und Wochenendtag erkennen, wobei die größten Lasten meist in den Abendstunden an Werktagen auftreten. Es kann davon ausgegangen werden, dass dies auf die Heimkehr von der Arbeit und anschließendem Laden des PKWs zurückzuführen ist. Kleinere Peaks zu den Mittagsstunden lassen sich durch teilweises Zwischenladen am Arbeitsplatz erklären. An zwei Tagen ist die Last deutlich geringer, was auf Wochenendtage deutet, an denen das Fahrzeug potenziell nicht so oft bzw. weit bewegt wird und die Möglichkeit zum Laden weniger durch Arbeitszeiten begrenzt ist.

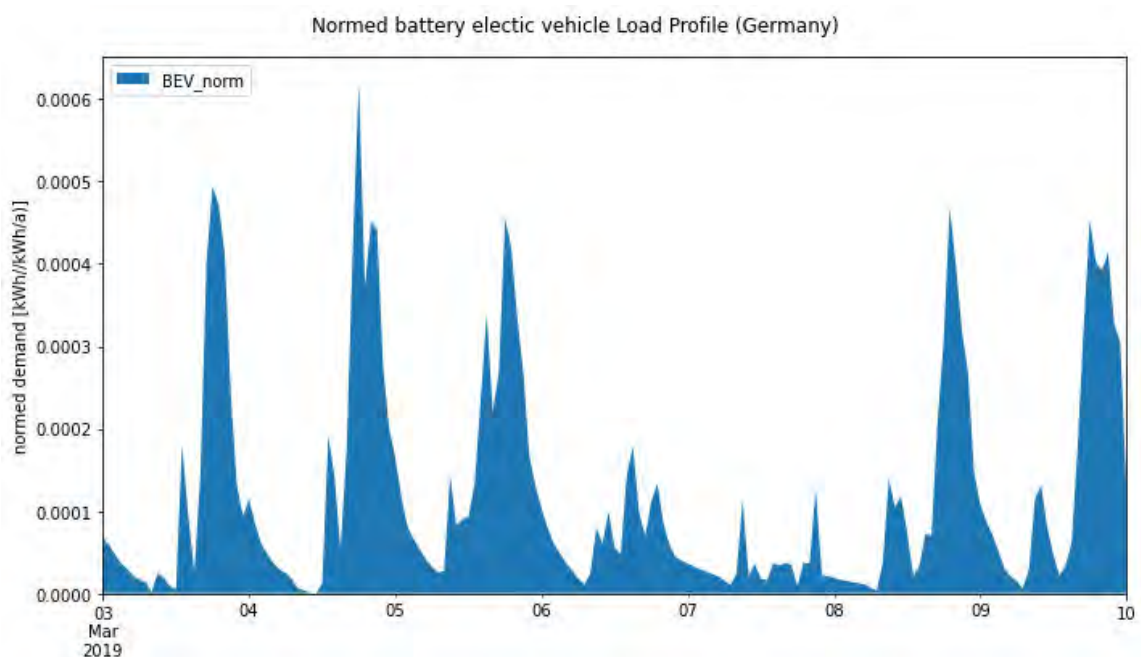


Abbildung 12: Auf 1 kWh/a normiertes Ladeprofil für Batterie-Elektrische-Fahrzeuge (03.-10. März 2019)

### 3.6 Skalierte Verbrauchsprofile

Nachdem alle nötigen bzw. verfügbaren Lastprofile für die verschiedenen Sektoren bezüglich Strom- und Wärmebedarf als normierte Profile definiert wurden, müssen diese entsprechend realen oder angenommenen Verbrauchsdaten skaliert werden.

Hierzu wird ein neues Python-Skript aufgesetzt, in welches die Input-Excel eingelesen und darin gesetzte Werte Variablen im Skript zugeordnet werden, wie z.B. Start- und Ende des Betrachtungszeitraums, sowie Annahmen, ob und in welchem Maße und Bereich Energieeinsparungen berücksichtigt werden sollen. Im nächsten Schritt wird eine Funktion definiert, in der das in der Simulation erstellte Netzwerk, die betrachteten Jahre, sowie der zuvor definierte DataFrame mit Annahmen zu Energieeinsparungen als Eingabevariablen fungieren. Innerhalb dieser Funktion werden nun sowohl die „Assumption-Demand“-Excel, sowie alle normierten Lastprofile entsprechend des Betrachtungszeitraums eingelesen. Anschließend werden die genormten Profile der Formel 2-4 entsprechend mit den jährlichen Energieverbräuchen für jeden betrachteten Sektor und Energieträger verrechnet, um diese so auf einen realistischen Lastprofil zu skalieren.

$$scaled\ profile_{i,j} = normed\ profile_{i,j} \times \left( total\ annual\ demand_i [TJ] \times \frac{10^6\ MWh}{3600\ TJ} \times share\ of\ total\ demand_j \right) \times e_{save_i} \quad (2-4)$$

i: sector

j: energy carrier

e\_save: reduction factor for energy savings ( $\leq 1$ )

Da die jährlichen totalen Energieverbräuche in Terra Joule angegeben sind, erfolgt eine Umrechnung auf die in der Simulation verwendeten Einheiten MW bzw. MWh. Insofern die Profile eine Taktung aufweisen, die nicht stündlich ist, muss ggf. noch ein weiterer Faktor zur Umrechnung von Energie auf Leistung hinzugefügt werden. Diese Simulation verwendet eine stündliche Taktung, sodass dieser Schritt entfallen kann.

Zur Erstellung der skalierten Wärmebedarfsprofile für RW+WW werden die bereits in Kapitel 3.5.1 beschriebenen normierten Wärmeprofile verwendet. Dabei wird das WG-Profil dem Sektor Haushalte, das NWG-Profil den Sektoren GuH und Industrie zugeordnet und mit dem gesamten Energieverbrauch des Sektors, sowie dem Anteil, der für RW+WW verwendet wird, multipliziert. Die Anteile am Gesamtenergiebedarf nach Anwendungsbereichen und Sektor entstammen dabei den Tabellen 7a und 7b der Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi [39]

Die Skalierung des Prozesswärmebedarfs erfolgt, indem der jeweilige Anteil am Gesamtenergiebedarf im Sektor analog zu Formel 2-4 mit dem entsprechenden normierten Strombedarfsprofil verrechnet wird. Dieser Zuordnung liegt die Annahme zugrunde, dass für die Prozesse im Sektor sowohl Strom als auch Prozesswärme benötigt werden und die beiden Bedarfe somit zeitlich gekoppelt sind.

Für den Industriesektor wird allerdings das bereits angesprochene, eigen für diesen Zweck erstellte, gewichtete Wärmebedarfsprofil für Industrie verwendet.

Für die jährlichen nichtenergetischen Verbräuche von Rohstoffen, wie Gas und Mineralölen wird angenommen, dass diese hauptsächlich als Rohstoffe zur Produktion von z.B. Kunststoffen oder Chemikalien eingesetzt werden. Dementsprechend handelt es sich um Prozesse, die in der Industrie ablaufen, sodass diese Verbräuche dem normierten Stromprofil für Industrie zugeordnet werden.

Im nächsten Schritt werden die skalierten Profile dem Energieträger entsprechend sortiert und als Load dem Netzwerk und entsprechenden bus hinzugefügt. Zur Optimierung der Simulationslaufzeit werden im Anschluss die Loads mit gleichem bus zu einer Last aufaddiert und die Loads der einzelnen Summanden wieder gelöscht. Sollte in zukünftigen Simulationen eine genauere Differenzierung gewünscht sein, so können die entsprechenden Zeilen zum Zusammenfassen und anschließendem Löschen der Einzelasten im Code einfach auskommentiert werden.

Die nach Energieträgern zusammengefassten, skalierten Lastprofile sind in Abbildung 13 für die Verbräuche im Jahr 2019 dargestellt. Das Stromprofil lässt sich annähernde als konstantes Band zwischen etwa 25 und 75 GW Leistung beschreiben. Etwaige fluktuierende Lastspitzen lassen sich womöglich durch Nutzerverhalten im Haushaltssektor erklären. Beim Wärmeprofil für RW+WW erreichen die Lastspitzen die höchsten Werte. Diese werden während der Wintertage erreicht, während der niedrigere Bedarf im Sommer den Warmwasserbedarf abbildet. Der Prozesswärmebedarf lässt sich mit einem periodisch gleichbleibenden Verlauf über das gesamte Jahr beschreiben. Dies gilt ebenso für den Gas- und Fuel-Bedarf. Es lassen sich keine saisonale Abhängigkeiten erkennen, was darauf hindeutet, dass das Industrieprofil, welches in der Erstellung keinen Unterschied zwischen Sommer-, Winter- oder Tag der Übergangszeit gemacht hat, den dominierenden Anteil ausmacht.

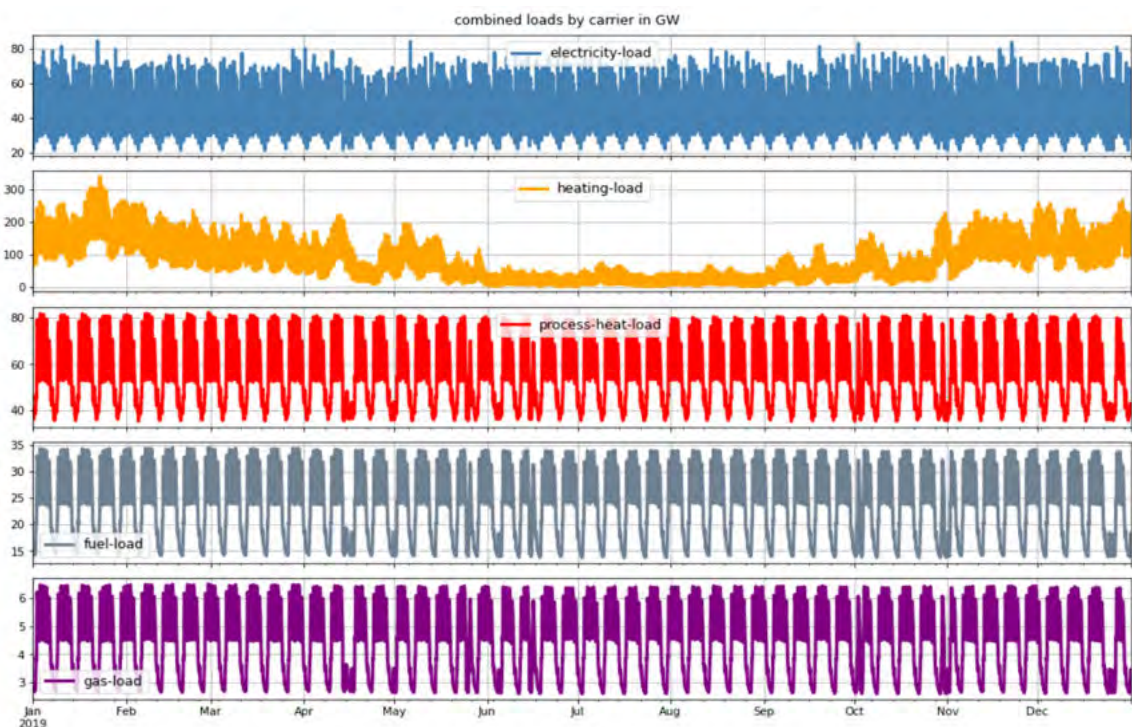


Abbildung 13: Nach Energieträgern zusammengefasste, skalierte Lastprofile für das Jahr 2019

### 3.7 Transportsektor

Zur Berechnung des Energiebedarfs im Verkehrssektor wird einmal mehr ein separates Python-Skript erstellt. Als Datengrundlage dienen die bereits genannten Verbrauchsdaten der AGEB und des BMWi, die in die Assumption-Excel eingetragen wurden. Die angenommenen Verbräuche und Anteile des Energieträgers sind in Tabelle 9 dargestellt und dienen nach Umrechnungen auf die Einheit MWh als Skalierungsfaktoren für das Lastprofil des jeweiligen Verkehrssubsektor und Energieträger.

Tabelle 9: Energiebedarf und Anteile Strom und Fuels der Verkehr-Subsektoren im Referenzjahr

	Energiebedarf ges. [TJ/a]	Anteil Strom	Anteil Fuels
Individualverkehr (pkw)	1.458.777	0,1 %	99,9 %
Öffentlicher Personenverkehr (bus)	41.246	0,2 %	99,8 %
Güterverkehr (lkw)	723.942	0,0 %	100,0 %
Schienerverkehr (rail)	51.855	78,2 %	21,8 %
Luftverkehr (air)	434.809	0,0 %	100,0 %
Küsten- & Binnenschifffahrt (sea)	11.259	0,0 %	100,0 %
<b>Verkehr gesamt</b>	<b>2.721.889</b>	<b>1,5 %</b>	<b>98,5 %</b>

Als Lastprofil für den Individualverkehr wird das bereits in Kapitel 3.5.5 besprochene SLP für elektrische PKWs zugrunde gelegt. Da keine Lastprofile für anderen Subsektoren verfügbar sind, wird für diese Fälle eine konstante Last angenommen. Damit auch hier skalierbare Profile vorhanden sind, wird der DataFrame der das SLP für elektrische PKWs beinhaltet, um eine Spalte für jeden Subsektor erweitert und jeder Zeitschritt mit dem Wert von eins dividiert durch die Anzahl der Zeitschritte gefüllt. Auf diese Weise entstehen konstante Profile, deren Werte in Summe eins ergeben, die sich als genormte SLPs verwenden lassen. Ein weiterer Vorteil ist, dass an dieser Stelle in Zukunft, insofern vorhanden, passendere Profile eingelesen werden können und den konstanten Wert ersetzen.

Für die Simulation werden drei Verkehrsszenarien untersucht und miteinander verglichen. Im ersten Szenario werden die Verbräuche und Anteile der Energieträger analog zu den eingelesenen Verbrauchsdaten angenommen. Hierfür wird der zuvor berechnete Bedarf je Subsektor und Energieträger mit dem jeweiligen genormtem Lastprofil multipliziert und als Load dem Netzwerk und entsprechenden bus hinzugefügt. In einem zweiten Szenario wird davon ausgegangen, dass der gesamte Bedarf im Verkehrssektor durch Strom gedeckt wird. Im dritten Szenario soll der Einfluss von Wasserstoff als Treibstoff neben Strom untersucht werden. Hierzu wird angenommen, dass PKWs und Züge voll elektrisch fahren und Luft- und Seeverkehr vollständig wasserstoffbasiert fahren bzw. fliegen. Bei LKWs und Bussen wird angenommen, dass diese im Verhältnis 50:50 auf einen elektrischen bzw. wasserstoffbasierten Antrieb umsteigen.

Durch einen Wechsel der Antriebstechnologie gehen andere Wirkungsgrade und damit auch ein veränderter Bedarf einher. Zur Berücksichtigung der im Allgemeinen höheren Wirkungsgrade von Wasserstoff- bzw. Elektrofahrzeugen wird auf die von Ulrich Böke berechneten und zur Verfügung gestellten Einsparpotenziale für elektrisch betriebene Fahrzeuge in den unterschiedlichen Subsektoren zurückgegriffen. [7]

Für das Einsparpotenzial wasserstoffbetriebener Verkehrsteilnehmer werden Wirkungsgrade aus einem Report der European Federation for Transport and Environment für Verbrenner-Technologien mit dem einer Brennstoffzellen-Alternative verglichen und daraus ein prozentuales Einsparpotenzial berechnet. [52]

Die daraus resultierenden Annahmen bezüglich der Einsparpotenziale alternativer Antriebstechnologien in den Subsektoren sind in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10: Annahmen Energieeinsparungen im Verkehrssektor gegenüber Fuel-Verbrauch (Eigene Darstellung) [7, 52]

	Hydrogen	Electricity
Individualverkehr (pkw)	46 %	75 %
Öffentlicher Personenverkehr (bus)	24 %	25 %
Güterverkehr (lkw)	24 %	25 %
Schienerverkehr (rail)	24 %	25 %
Luftverkehr (air)	29 %	57 %
Küsten- & Binnenschifffahrt (sea)	7,4 %	43 %

Für die skalierten Lastprofile der übrigen zwei Szenarien wird analog zum zuvor beschriebenen vorgegangen. Dabei wird ebenfalls ein Einsparfaktor ( $e_{save}$ ) mit dem Energiebedarf multipliziert, um die veränderte Effizienz der Energienutzung zu berücksichtigen. (vgl. Formel 2-5) Dieser Skalierungsfaktor errechnet sich nach Formel 2-6; für den Fall elektrisch betriebener PKWs ergäbe sich so ein Energiebedarf von 25 Prozent gegenüber Verbrennern.

$$e_{save} = \frac{100 \% - \text{Energieeinsparung} [\%]}{100} \quad (2-5)$$

$$\text{Bedarf}_{neu} = e_{save} \times \text{Bedarf}_{heute} \quad (2-6)$$

Analog zu den skalierten Lastprofilen im Bereich Industrie und GuH (vgl. Kapitel 3.6) werden die skalierten Verkehrsprofile mit gleichem bus zu einer Last aufaddiert und die Loads der einzelnen Summanden wieder gelöscht. Da immer die gleichen jährlichen Normprofile zugrunde gelegt werden, unterscheiden sich die Lastprofile von Jahr zu Jahr nicht. Aus diesem Grund sind in Abbildung 14 bis Abbildung 16 die Bedarfe aus dem Verkehrssektor jeweils nur für ein Jahr dargestellt.



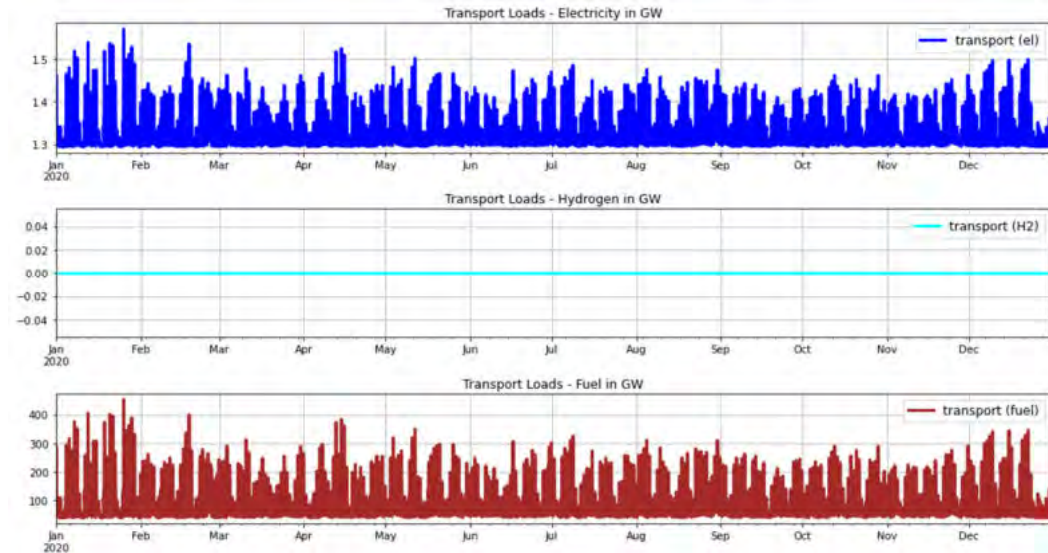


Abbildung 14: Lastprofile im Verkehrssektor (Szenario-1) in GW für das Jahr 2020

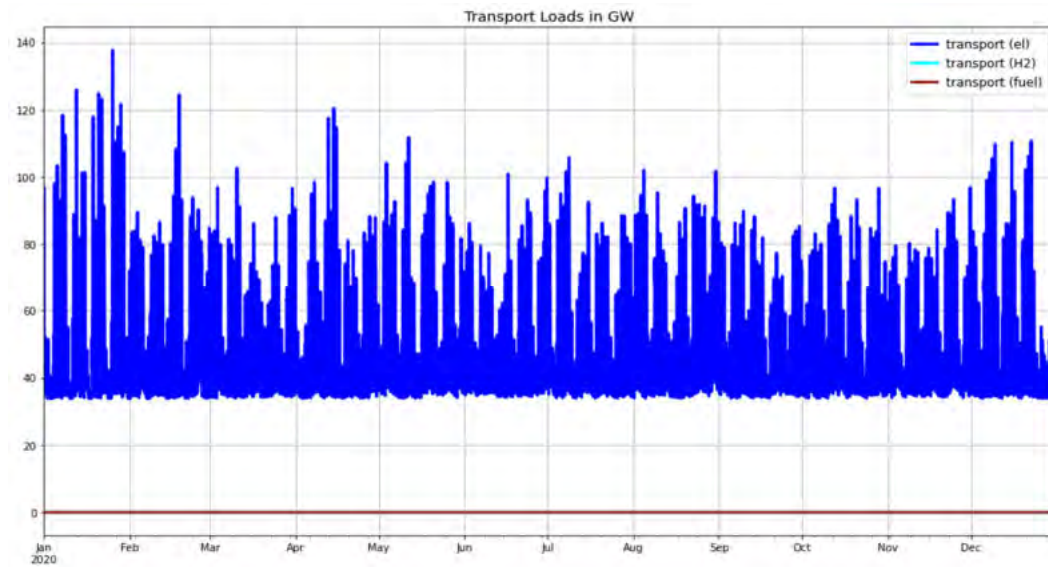


Abbildung 15: Lastprofile im Verkehrssektor (Szenario-2) in GW für das Jahr 2020

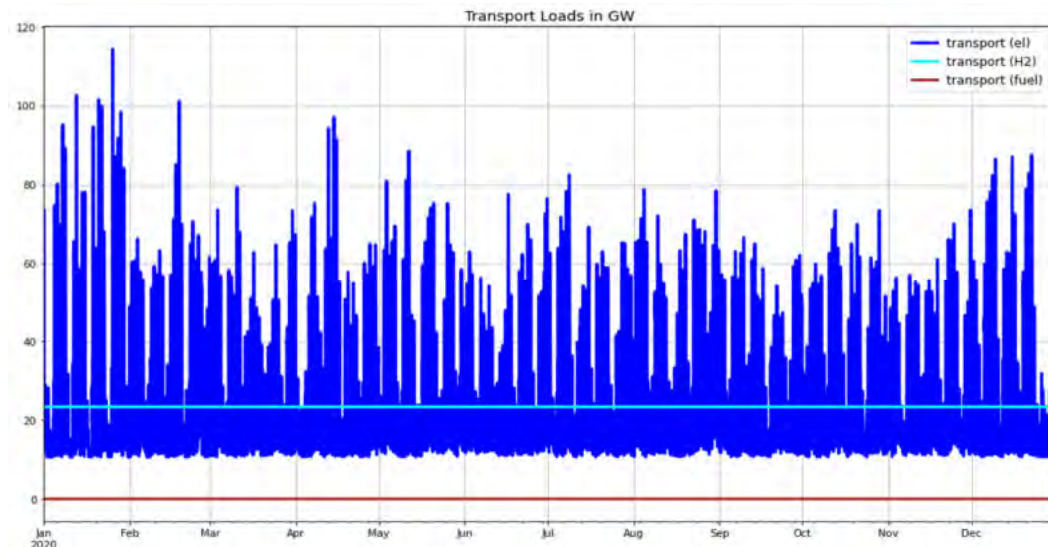


Abbildung 16: Lastprofile im Verkehrssektor (Szenario-3) in GW für das Jahr 2020

### 3.8 Simulationsmodell

Wie bereits in der Einleitung erwähnt, wird zu Abschätzung des Speicherbedarfs und der pro Technologie nötigen installierten Leistung eine Energiesimulation in der Programmiersprache Python hauptsächlich mithilfe der Tools Pandas und PyPSa erstellt.

PyPSA steht für "Python for Power System Analysis" und ist eine Open-Source-Toolbox für die Simulation und Optimierung moderner Strom- und Energiesysteme, die Funktionen wie konventionelle Generatoren und Verbindungen mit Blockbindung, variable Wind- und Solarstromerzeugung, Speichereinheiten, Kopplung mit anderen Energiesektoren und gemischte Wechsel- und Gleichstromnetze umfassen. PyPSA ist so konzipiert, dass es sich gut mit großen Netzen und langen Zeitreihen skalieren lässt. [53]

#### 3.8.1 Voruntersuchung zum Speicherverhalten in PyPSA

Im Vorfeld zur eigentlichen Erstellung des Simulations-Code wurde das grundlegende Verhalten von PyPSa-Komponenten in Abhängigkeit der Kosten, insbesondere der Speicherdarstellung über eine Kombination aus Links und einem Store untersucht. Hierbei dient ein Link als Speichereingang und repräsentiert das Laden des Speichers inklusive der dabei auftretenden Verluste, während der zweite Link entsprechend das Entladen des Speichers darstellt.

Es werden zwei idealisierte Speicher definiert, wobei für einen die Kosten zur Erweiterung der Links, repräsentativ für die Lade-/Entladeleistung, sehr hoch angesetzt sind, während die Kosten zur Kapazitätserweiterung niedrig angenommen werden. Als Beispiel hierfür lassen sich Untertagespeicher z.B. für Wasserstoff oder Gas nennen. Für den zweiten Speicher werden diese Kostenannahmen umgekehrt, sodass eine Kapazitätserweiterung deutlich teuer als eine Leistungserhöhung ist; beispielhaft können hier Batterie-Technologien genannt werden. Die expliziten Zahlenwerte spielen das generelle Verhalten keine Rolle, doch zeigt sich, dass hohe Kosten zur Kapazitätserweiterung zur Folge haben, dass diese nicht erhöht wird und stattdessen der Speicher häufiger geladen und entladen wird. Dieses Verhalten ist typisch für Kurzzeitspeicher, zu denen sich Batterien sicher zählen lassen. Hohe Kosten zur Erhöhung der Leistung bei gleichzeitig niedrigen Kapazitätskosten haben zur Folge, dass die Kapazität erhöht wird, sodass sich der Speicher auch bei voller Entladeleistung vergleichsweise langsam entleert. Dieses Verhalten wiederum ist typisch für Langzeitspeicher, sodass durch diese Voruntersuchung der Einfluss der angenommenen Kosten auf das Betriebsverhalten der Speicher innerhalb des PyPSa-Netzwerks nachgewiesen werden konnte.

Es wird darum vermutet, dass sich Speicheroptionen mit geringeren Kapazitätskosten, wie Gas-, Wasserstoff- und E-Fuel-Speicher auch in der Simulation eher wie Langzeitspeicher verhalten werden, während Optionen wie Li-Ionen Batterien voraussichtlich weniger große Kapazitätssteigerungen erfährt und deutlich mehr Ladezyklen durchfahren wird.

### 3.8.2 Einlesen und Definieren von Simulationsparametern

Im ersten Schritt werden Simulationsparameter und -variablen definiert, indem die jeweiligen Werte und Annahmen aus der „Input“- und „Assumption“-Excel eingelesen und DataFrames oder Variablen zugeordnet werden. Hierunter fallen beispielsweise die Festsetzung des Betrachtungszeitraumes, sowie bereits installierte bzw. maximal installierbare Leistung oder Kapazität verschiedener Technologien, Biomassepotenziale, die Entscheidung, ob Importe in Form von Wasserstoff oder E-Fuels zugelassen werden oder die Wahl des Verkehr-Szenarios.

Entsprechend des Betrachtungszeitraumes werden daraufhin die Klimadaten und CF-Profile der erneuerbaren Erzeugertechnologien eingelesen und spaltenweise in einem DataFrame gespeichert, sodass bei der Definition von Generatoren im Netzwerk auf diese zurückgegriffen werden kann.

$$COP_{Luft} = 6,81 - 0,121\Delta\vartheta + 0,00063\Delta\vartheta^2 \quad (2.7)$$

$$COP_{Erd} = 8,77 - 0,15\Delta\vartheta + 0,000734\Delta\vartheta^2 \quad (2.8)$$

mit  $\Delta\vartheta = T_{sink} - T_{air/ground}$

Weiterhin wird zur Abschätzung des elektrischen Leistungsbedarf von Wärmepumpen eine Funktion definiert, die anhand der Differenz von Luft- und Solltemperatur, die für diese Arbeit  $T_{sink} = 55 \text{ }^\circ\text{C}$  betragen soll, die Effizienz bzw. den sogenannten Coefficient of Performance (kurz: COP) berechnet.

Die zugrunde gelegten Formeln für Luft- und Erdwärmepumpen (Formel 2-7 bzw 2-8) entstammen dem Tool von Sascha Birk (vgl. Kapitel 3.5.1), wobei zu beachten ist, dass in dieser Arbeit aufgrund ihrer einfachen Installation und weiten Anwendungsgebieten nur Luftwärmepumpen berücksichtigt werden.

In Abbildung 17 ist das temperaturabhängige COP-Profil von Luftwärmepumpen für das Jahr 2019 dargestellt. Dieser Verlauf gleicht dem des Außenlufttemperaturprofil und auch die in Kapitel 3.2 angesprochenen auffälligen Zeiträume lassen sich deutlich erkennen. Entsprechend der Erwartung sinkt der COP während dieser Perioden ab. Während im Juli, der von der Wärmepumpe zu deckende Wärmebedarf hauptsächlich aus Warmwasserbedarf besteht, wird eine geringere Effizienz zu dieser Zeit weniger problematisch sein. In Monaten, in denen potenziell noch geheizt wird bedeutet eine niedrigere Außentemperatur im Allgemeinen einen höheren Wärmebedarf, um die Temperatur innerhalb eines Gebäudes konstant halten zu können. Die Wärmepumpe muss diese erhöhte Wärmelast nun decken und ist dabei zusätzlich weniger effizient, sodass der Strombedarf vergleichsweise schnell hohe Werte annehmen kann.

Je nachdem, wie hoch der Anteil an Wärmepumpen zur Deckung des RW+WW-Bedarfs ist, kommt so eine nicht zu unterschätzende Stromlast zu den bereits bestehenden

hinzu, die voraussichtlich im Winter, zu Zeiten niedriger COP-Werte, ihre Spitzenwerte erreicht.

Als nächstes wird im Python-Skript ein DataFrame erstellt, der die in Kapitel 3.3 beschriebene Funktion aufruft und die Informationen des Technologiekatalogs speichert, sodass der Code auf Technologie spezifische Daten, wie Wirkungsgrade, Betriebs- oder Investitionskosten zurückgreifen kann; dieser wird im Folgenden als „Costs-DF“ bezeichnet.

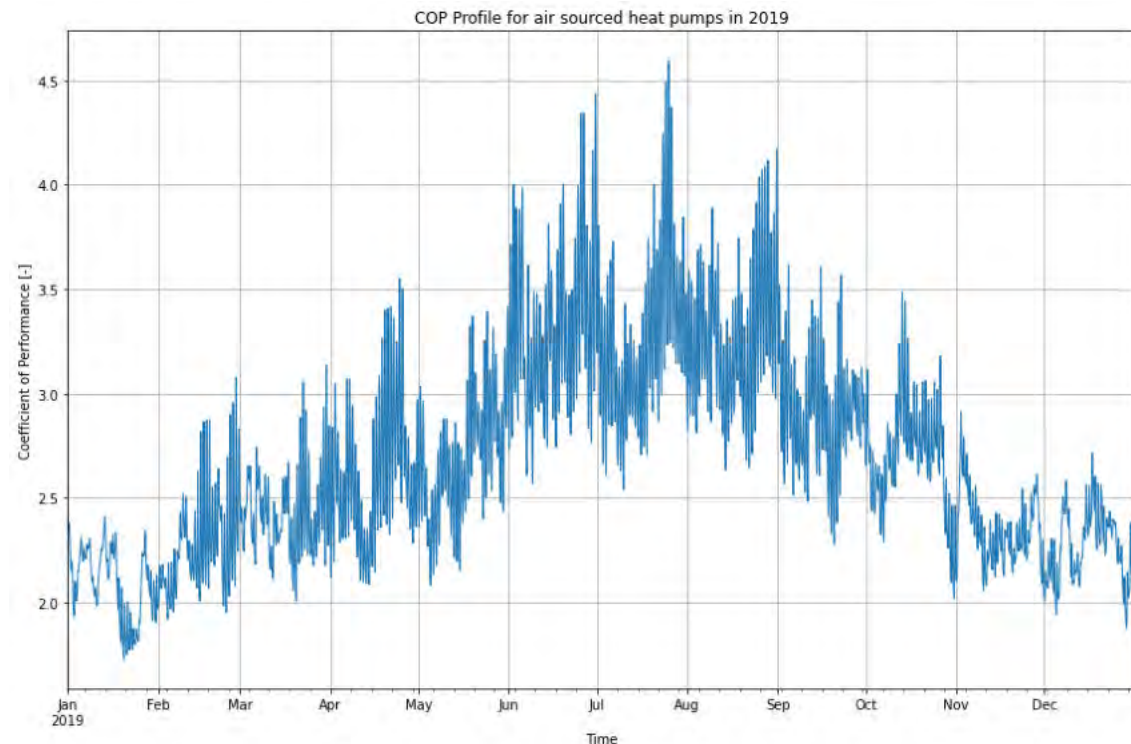


Abbildung 17: Coefficient of Performance für Luft-Wärmepumpe im Jahr 2019

### 3.8.3 Initialisierung des Modells

Da PyPSa-Links nur einen Eingang (bus0) und einen Ausgang (bus1) besitzen, ist es für unsere Zwecke nötig PyPSa mitzuteilen, dass Links mehrere Ausgänge und Effizienzen haben können. Hierzu werden einige Attribute dieser Komponente überschrieben und ergänzt. Theoretisch ist es so möglich Links mit fast unbegrenzter Anzahl von Ein- und Ausgängen zu erstellen. Ein weiterer Eingang (neben bus0) lässt sich dabei realisieren, indem die Effizienz als negativer Wert angegeben wird.

Als nächstes wird das Netzwerk selbst initialisiert, Zeitschritte festgesetzt und alle relevanten buses definiert und hinzugefügt. Anschließend werden die Lastprofile über die eigens in separaten Skripten geschriebenen Funktionen eingelesen.

Nachdem dem Netzwerk nun wichtige Parameter, alle buses bekannt sind und bereits Lasten vorhanden sind, gilt es nun diese zu decken. Hierfür werden im ersten Schritt die erneuerbaren Stromerzeuger PV, Wind und (Lauf-)Wasser in Form der PyPSa-

Komponente Generator hinzugefügt. Als maximal verfügbare Leistung pro Einheit ( $p_{max\_pu}$ ) werden die in Kapitel 3.4 besprochenen CF-Profile genutzt. Die nominelle bzw. maximale Leistung wird jeweils auf die angenommene installierte bzw. maximal installierbare Leistung festgesetzt, sowie die Option die nominelle Leistung zu erweitern auf „True“ gestellt. Weiterhin werden anhand des Costs-DF die Effizienz sowie marginalen und Kapitalkosten zugeordnet.

Für den Fall, dass Importe von Energieträgern berücksichtigt werden, folgt die Implementierung weiterer PyPSa-Generatoren. Im Gegensatz zu den zuvor genannten Stromerzeugern, sind diese, den Import repräsentierenden Generatoren, ihrem Energieträger entsprechend verschiedenen buses zugeordnet. Des Weiteren wird hier von keiner bereits installierten Leistung ausgegangen und marginale Kosten werden aus den in der Input-Excel angenommenen Werten gelesen. Diese wiederum entstammen einer Studie zur Kostenabschätzung erneuerbar erzeugter, strombasierter Brennstoffe aus sonnenreichen Staaten, genauer der sogenannten MENA-Region (engl.; Middle East and North Africa). [54]

### 3.8.3.1 Implementierung der Speicher

Im nächsten Teil des Codes werden Speicheroptionen für die verschiedenen Energieträger und -formen definiert und entsprechenden Speicher-busses (z.B. `biomass_stored`) zugeordnet. Dabei dienen PyPSa-Links als Lade- bzw. Entladetechnologien und Verbindung zwischen nicht-speicher bus (z.B. `biomass`) und PyPSA-Stores als eigentlicher Speicher. Es besteht auch die Möglichkeit Speicher als sogenannte `StorageUnits` zu definieren. Der Vorteil in einer Implementierung mithilfe von Stores und Links liegt darin, dass Ein- und Ausspeicherleistung sowie Speicherkapazität unabhängig voneinander skalier- und erweiterbar sind; bei `StorageUnits` ist die Kapazität dagegen über den Parameter der Vollaststunden mit der Leistung verknüpft.

Zunächst wird ein Biomassespeicher definiert, der das gesamte jährliche Biomassepotenzial repräsentiert und dessen Kapazität den in Kapitel 3.1 angesprochenen Potenzialen entspricht. Zur Vereinfachung wird davon ausgegangen, dass der Speicher zu Beginn des Jahres vollständig gefüllt ist, sodass über den Füllstand am Ende des Jahres einfach nachzuvollziehen ist, wie viel des Biomassepotenzials wirklich in Anspruch genommen wurde. Zum Entladen des Speichers bzw. Ernten der Biomasse werden Links eingefügt, deren Normleistung auf die jeweiligen Potenziale, die von einem jährlichen zu einem stündlichen Potenzial umgerechnet wurden, begrenzt und die angenommenen Kosten der Biomasse-Unterkategorien zugeordnet. Diese Begrenzung der maximal erlaubten Leistung soll verhindern, dass eine im Abbau günstigere Biomassevariante über ihr Potenzial hinaus ernten kann. Darüber hinaus werden noch zwei Speicheroptionen (`open-air` und `covered`) implementiert, um die geerntete Biomasse zwischenspeichern zu können. Da die Kosten für diese pro Kubikmeter angegeben sind, werden diese durch die angenommene mittlere volumetrische Energiedichte geteilt, sodass die Kosten der geforderten Einheit von Euro pro MWh entsprechen.

Als nächstes werden Wärmespeicher in Form von kleinen bzw. großen Warmwassertanks (kurz: SHWT bzw. LHWT, eng. small/large hot water tank) definiert und Parameter anhand der Costs-DF zugeordnet. Nennenswerte Unterschiede der beiden Varianten sind die Investitionskosten und Standverluste, die bei kleineren Warmwasserspeichern mit 410.000 €/MWh und 2,1 %/h (LHWT: 3.000 €/MWh; 0,2 %/d) schlechter ausfallen als bei größeren. [29] Zum (Ent-)Laden der Speicher werden auch hier PyPSa-Links genutzt, wobei ein zweiter Eingang (bus2) ergänzt wird, um den Stromverbrauch der Wasserpumpen ebenfalls berücksichtigen zu können.

Beim PSKW repräsentierenden Store wird angenommen, dass sich dieser zyklisch verhält, d.h. am Ende einer zeitlichen (Betrachtungs-)Periode soll dieser den gleichen Füllstand haben, wie zu Beginn.

Die Standverluste sind gleich null, da angenommen wird, dass sich Effekte auf den Wasserfüllstand der Becken wie Verdunstung und Niederschlag gegenseitig aufheben. Die angenommenen Leistungen beziehen sich, wie bereits erläutert, auf die Turbinenleistung. Die Pumpenleistung wird bestimmt, indem die Turbinenleistung mit der Effizienz des PSKW multipliziert wird. Dieses Verhältnis von Ein- und Ausspeicherleistung lässt sich auch in einer Übersicht über die PSKW in Deutschland mit Stand September 2017 aus der Oktoberausgabe des WASSERWIRTSCHAFT-Magazin ablesen (vgl. Tabelle 15 im Anhang). Inwiefern dieses Verhältnis auch beim Ausbau der PSKW-Leistungen sichergestellt wird, wird an einer späteren Stelle dieses Kapitels näher erläutert.

Zur Repräsentation von LIB wird analog vorgegangen, wobei die Standverluste mit 0,1 %/d, entsprechend der im Costs-DF gespeicherten Technologiekatlogdaten, angenommen wird. Als letzte direkte Stromspeicheroption wird zudem eine Link-Store Kombination implementiert, die Vanadium-RFB-Technologie repräsentiert. Es wird von bisher keiner installierten Leistung oder Kapazität und einem Ein- bzw. Ausspeicherwirkungsgrad von rund 80 Prozent ausgegangen. [29]

Als Wasserstoffspeicheroptionen werden Untertagespeicher und Speichertanks implementiert. Als Besonderheit sei hier zu nennen, dass die Datenblätter einen Mindestfüllstand von sechs Prozent fordern; was über die Variable  $e\_min\_pu = 0,06$  realisiert wird. Zudem wird fürs Laden des Speichers der Stromverbrauch zum Verdichten berücksichtigt, indem Strom als zweiter Eingang mit entsprechender Effizienz definiert wird.

Für die Gasspeicherung wird analog vorgegangen, wobei zu erwähnen ist, dass hier von keinem Mindestfüllstand ausgegangen wird. Weiterhin sind die Kosten der Gastanks auf das gespeicherte Volumen bezogen, sodass diese noch mit der Energiedichte für einen angenommenen Speicherdruck von 200 bar verrechnet werden müssen. Vereinfachend wird von einer Energiedichte von rund 10 kWh/m<sup>3</sup> und idealem Gasverhalten ausgegangen, sodass sich eine Energiedichte im Speicher von etwa 2 MWh/m<sup>3</sup> ergeben, durch die die volumetrischen Kosten geteilt werden.

Da sich die Kostenannahmen von Speichertanks für E-Fuels ebenfalls auf Kubikmeter beziehen, wird ein volumetrischer Energieinhalt des Kraftstoffes von 10 kWh/l bzw. 10 MWh/m<sup>3</sup> angenommen und die Kosten durch diesen Wert geteilt.

Für den LNG-Speicher wird analog vorgegangen, wobei die zugrunde gelegte Energiedichte mit 28,1 kWh/m<sup>3</sup> angenommen wird. [35, 36] Eine Umrechnung für Flüssig-Wasserstoff-Speicher ist nicht nötig, da die Kostenannahme der Costs-DF bereits die Einheit Euro pro MWh aufweist.

Als letzte Speicher werden nun noch zwei CO<sub>2</sub> Speicher implementiert. Ersterer dient zum Einspeichern von Emissionen über Carbon Capture Verfahren oder über DAC-Technologien. Der zweite Speicher repräsentiert dabei unsere Atmosphäre bzw. den CO<sub>2</sub> in dieser. Dieser Speicher ist, entgegen den meisten anderen hier angesprochenen, nicht erweiterbar und so dimensioniert, dass der Speicher zu Simulationsbeginn zu 90 Prozent gefüllt ist. Von einem vollständig gefüllten Speicher wird abgesehen, damit Technologien, die CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen, so klein sie auch sein mögen, nicht aufgrund geforderter Beschränkungen kategorisch ausgeschlossen werden. Der Startwert des Speichers wird auf  $3,224 \times 10^{10}$  festgesetzt. Dieser Wert entspricht dem kumulierten CO<sub>2</sub>-Ausstoß von Deutschland in Tonnen seit dem Jahr 1990. [55]

### 3.8.3.2 Implementierung von Energiewandlern (Links)

Nachdem Biomassepotenziale, Stromerzeugungstechnologien und Speicher für alle betrachteten Energieformen implementiert sind, müssen entsprechende Umwandlungstechnologien eingefügt werden. Dieses Unterkapitel soll einen kurzen Überblick über verbaute Technologien und deren spezifische Daten, wie z.B. Wirkungsgrade bieten.

Als erstes werden Technologien zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung eingefügt; die dabei angenommenen Werte lassen sich Tabelle 11 entnehmen. Die sogenannten festen Betriebs- und Instandhaltungskosten (kurz: FOM, engl. Fixed Operational and Maintenance Costs) beziehen sich dabei auf die jeweiligen Investitionskosten. Die variablen Kosten (kurz: VOM) beziehen nicht die Brennstoffkosten mit ein, PyPSa berechnet diese anhand der Kosten der Erzeugertechnologie selbst und bezieht diese, sowie VOM ein und berechnet daraus den „marginal\_price“ des Produkts.

Tabelle 11: Annahmen KWK (engl. CHP) Technologien

	WG_el	WG_heat	VOM [€/MWh]	FOM [%/a]	Invest [€/MW]
H2 CHP	45 %	45 %	-	5,0	1.200.000
Biomass CHP	29 %	70 %	2,1031	3,5955	3.295.775
Waste CHP	20 %	76 %	26,8983	2,3789	8.344.047
OCGT/H2GT	40,5 %	44,5 %	4,5	1,7784	444.600

Tabelle 12: Annahmen Wärmeerzeuger-Technologien

	WG_heat	VOM [€/MWh]	FOM [%/a]	Invest [€/MW]
HP (medium size)	COP(T)	2,19	0,2102	951.385
HP (large size)	COP(T)	1,69	0,23	860.000
central resistive heater	99 %	0,95	1,6077	650.000
decentral res. heater	90 %	-	2,00	100.000

Im nächsten Schritt erfolgt die Implementierung von reinen Wärmeerzeugungstechnologien. Eingebaute Technologien umfassen dabei Wärmepumpen mittlerer und großer Leistung, sowie zentrale und dezentrale Elektroheizungen. Die angenommenen Werte bezüglich Kosten und Effizienz sind in Tabelle 12 aufgeführt. Die Effizienz der Wärmepumpen wird dabei anhand der zuvor definierten, temperaturabhängigen COP-Funktion ermittelt. Auf diese Weise wird die Effizienz für jeden einzelnen Zeitschritt berechnet, sodass während der Simulation entschieden werden kann, ob es energetisch günstiger ist Wärme über eine Wärmepumpe oder eine andere Technologie zu erzeugen. Auf die Implementierung von reinen Verbrennungsanlagen für Biomasse oder Gas wird abgesehen, da die damit verbundenen, unvermeidbaren Emissionen, wie bereits in vorherigen Kapiteln angesprochen, einen falschen Impuls setzten.

Als letztes werden für den Teilbereich Wärme noch Optionen zur Erzeugung von Prozesswärme hinzugefügt. Aus genannten Gründen wird erneut auf die Verwendung von Gas und Biomasse als Brennstoff verzichtet, sodass nur zwei mögliche Prozesswärmeerzeuger implementiert werden. Zum einen besteht die Option einer direkt-elektrischen Erzeugung mit VOM von 0,19 €/MWh, Investitionskosten von 60.000 €/MW und einer Effizienz von 99,75 Prozent. Auf der anderen Seite kann Wasserstoff verbrannt werden, wobei hier die gleichen Annahmen wie bei der direkten Verfeuerung von Gas getroffen werden, sodass die Effizienz ebenfalls mit 99,75 Prozent, die VOM mit 0,28 €/MWh, die FOM mit 1,2 %/a und die Investitionskosten mit 15.000 €/MW angenommen werden. [29]

Die grundlegenden Annahmen bezüglich Elektrolyse- und Brennstoffzellen-Technologie wurden bereits in Kapitel 2.3.3.1 behandelt und werden darum an dieser Stelle nicht noch einmal wiederholt.

Es sei jedoch noch zu erwähnen, dass bei kombinierter Nutzung jeweils die höheren Investitionskosten (EL oder FC) angenommen wurden.

Zum Füllen der CO<sub>2</sub>-Speichertanks wird eine DAC-Technologie implementiert. Hierbei wird davon ausgegangen, dass eine Abscheidungsrate von 100 Prozent möglich ist. Zum Filtern und anschließendem speichern des CO<sub>2</sub> wird zudem noch Strom (0,4 MWh/t<sub>CO2</sub>) und Wärme (1,6 MWh/t<sub>CO2</sub>) benötigt. Beim Kompressionsvorgang, vor dem eigentlichen Einspeichern, werden noch einmal 0,15 MWh/t<sub>CO2</sub> Strom benötigt, während 1,25 MWh/t<sub>CO2</sub> Kompressionswärme frei werden, die als Abwärme genutzt werden könnte. Weiterhin werden die Investitionskosten dieser noch recht jungen Technologie auf 7.000.000 €/(t<sub>CO2</sub>/h) und die FOM auf 4,95 %/a geschätzt. [29]



Als Gasproduzent wird die Methanisierung aus den Bausteinen Wasserstoff und  $\text{CO}_2$ , sowie eine BioSNG-Synthese mit Biomasse als Grundstoff implementiert. Für erstere wird ein Wasserstoff- bzw.  $\text{CO}_2$ -Input von  $1,282 \text{ MWh}_{\text{H}_2}/\text{MWh}_{\text{CH}_4}$  bzw.  $0,198 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{CH}_4}$ , Abwärme in Höhe von 20 Prozent des  $\text{H}_2$ -Inputs, FOM von 3 %/a und Investitionskosten in Höhe von  $673.779 \text{ €/MWh}_{\text{CH}_4}$  angenommen. Für den die biogene Synthese von Methan repräsentierenden Link wird davon ausgegangen, dass die in Kapitel 0 beschriebenen Umwandlungsprozesse bereits zusammengefasst sind, sodass sich eine Effizienz von 61,5 Prozent und Abwärme in Höhe von 20 Prozent des Biomasse-Inputs ergeben. Darüber hinaus werden VOM von  $2,2 \text{ €/MWh}_{\text{CH}_4}$ , FOM von  $1,6195 \text{ %/a}$ , sowie Investitionskosten in Höhe von  $2.050.000 \text{ €/MWh}_{\text{CH}_4}$  angenommen. [29]

Für die E-Fuel Produktion mittels Fischer-Tropsch-Synthese wird recht ähnlich vorgegangen; auch hier werden zwei Varianten mit  $\text{H}_2$  und  $\text{CO}_2$  bzw. Biomasse als Edukte dem Netzwerk hinzugefügt. Bei der biogenen Variante wird von einem Gesamtwirkungsgrad von 12 Prozent, VOM von  $1,063 \text{ €/MWh}_{\text{fuel}}$ , FOM von  $2,7 \text{ %/a}$  und  $4.330.000 \text{ €/MWh}$  Investitionskosten ausgegangen. Bei der Variante über Wasserstoff und  $\text{CO}_2$  wird ein Wasserstoff- bzw.  $\text{CO}_2$ -Input von  $1,476 \text{ MWh}_{\text{H}_2}/\text{MWh}_{\text{fuel}}$  bzw.  $0,343 \text{ t}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{fuel}}$ , einem Stromverbrauch von 0,5 Prozent des  $\text{H}_2$ -Inputs und Abwärme in Höhe von  $0,2 \text{ MWh}/\text{MWh}_{\text{H}_2,\text{input}}$  angenommen. Darüber hinaus werden die Investitionskosten mit  $704.056 \text{ €/MWh}_{\text{fuel}}$ , FOM mit  $3 \text{ %/a}$  und VOM mit  $4,75 \text{ €/MWh}_{\text{fuel}}$  abgeschätzt. [29]

Da die Verbräuche des Verkehrssektors auf separate buses gelegt wurden, werden noch Links ergänzt, die den bus des Energieträgers mit dem entsprechenden bus im Transportsektor verbindet (z.B. ‚electricity‘ mit ‚transport (el)‘). In zukünftigen Versionen der Simulation können an dieser Stelle weitere Links implementiert werden, die verschiedene Ladetechnologien repräsentieren. Da der Fokus dieser Arbeit aber nicht hierauf liegt, werden vereinfacht drei Links für die potenziellen Verkehrsverbräuche Strom, Wasserstoff und E-Fuels implementiert.

### 3.8.3.3 Einfügen von Beschränkungsregeln

Im nächsten Schritt werden noch Regeln zur Beschränkung installierter Leistung oder Kapazität implementiert. Auf diese Weise lassen sich Kapazitäten verschiedener PyPSa-Komponenten miteinander in Verhältnis setzen und es kann verhindert werden, dass Technologien über ihr (technisches) Potenzial hinaus gebaut werden.

Zunächst wird dabei die Generator-Normleistung auf den in der Input-Excel eingetragenen Maximalwert begrenzt. Für das Offshore-Potenzial wird beispielsweise ein Wert von 203 GW angenommen. [56] Dies hat zur Folge, dass selbst wenn die Installation eines weiteren Megawatts Offshore-Leistung die günstigste Option wäre, diese nicht genutzt wird, sollte die Maximalkapazität bereits erreicht sein und stattdessen die Leistung einer anderen, teureren Technologie erhöht wird.

Als nächstes werden die Verhältnisse von Lade- und Entladeleistung festgesetzt. Beispielhaft soll dies anhand der PSKW beschrieben werden. Die angenommene Leistung bezieht sich auf die Entladeleistung des Speichers (Turbinenleistung). Die Lade- oder Pumpenleistung wird indirekt bestimmt, indem die Turbinenleistung mit der Effizienz multipliziert wird. Werden dieses Produkt und Pumpenleistung voneinander abgezogen, soll das Ergebnis stets gleich null sein. Auf diese Weise sind Lade- und Entladeleistung über die Effizienz ins Verhältnis gesetzt worden. Dieses Verhältnis lässt sich auch bei bereits installierten PSKW beobachten, wobei sich die Effizienzen verschiedener PSKW voneinander unterscheiden können (vgl. Tabelle 15 im Anhang).

Für die reversiblen Elektrolyseure bzw. Brennstoffzellen wird ein Verhältnis von eins zu eins angenommen.

Außerdem werden noch Regeln implementiert, die verhindern sollen, dass eine negative Leistung oder Speicherkapazität installiert wird, was mathematisch Sinn ergeben kann, aber nicht realistisch ist.

Zum Schluss wird noch ein CO<sub>2</sub>-Limit definiert. Hierbei wird unterschieden, ob ein zusätzliches Reduktionsziel besteht oder der Inhalt des atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Speichers am Ende des Betrachtungszeitraums nicht größer sein darf als zu Beginn, das Energiesystem also CO<sub>2</sub>-neutral ist. Insofern die entsprechende Option aktiviert ist und ein jährliches Reduktionsziel in der Input-Excel definiert wurde, wird dieser Wert mit der Anzahl der betrachteten Jahre multipliziert und vom Startwert des Speichers abgezogen.

### *Optimierungsfunktion*

Zum Lösen und Optimieren des Systems wird die PyPSa-Funktion „optimize“ genutzt. Diese berechnet automatisch marginale Preise, Betriebs- und Kapitalkosten für jede Komponente und sucht über eine Vielzahl von Iterationen die kostengünstigste Kombination aus gegebenen Komponenten und Variablen und gibt als Lösung ein Energiesystem mit minimierten langfristigen jährlichen Systemkosten für die Deckung der verschiedenen Lasten zurück.

## 4 Simulations-Ergebnisse

Wie bereits in Kapitel 3.7 beschrieben, wird grundsätzlich zwischen drei Szenarien unterschieden, die sich auf den Verkehrssektor beziehen:

1. Verkehrsverbräuche wie heute (Szenario-1)
2. Vollständig elektrifiziert (Szenario-2)
3. Kombination aus Elektro- und Wasserstoffmobilität (Szenario-3)

Es werden zunächst diese Basis-Szenarien simuliert und analysiert. Darauffolgend sollen die gleichen Szenarien noch einmal simuliert werden, jedoch unter Berücksichtigung der Energieeinsparpotenziale („e\_save“). Die Ergebnisse werden daraufhin zusammengefasst und miteinander verglichen, um so eine generelle Aussage über ein zu empfehlendes Energiesystem für die Zukunft hinsichtlich Kosten und Nachhaltigkeit zu treffen.

Die Option von Stoffimporten in Form von Wasserstoff, Gas oder Fuels ist zwar im Python-Code implementiert, soll hier aber nicht näher betrachtet werden, da der Fokus auf einem möglichst autarken Energiesystem für Deutschland liegt.

Zur Einhaltung des Pariser Klimaabkommen ist es, wie eingangs bereits erwähnt, nicht ausreichend den CO<sub>2</sub>-Ausstoß zu beenden, sondern es müssen auch historische Emissionen wieder rückgängig gemacht werden. Da es hierfür allerdings noch keinen Plan oder Ziele für die jährlichen Reduktionsmengen gibt, ist die Option den Speicherinhalt des atmosphärischen CO<sub>2</sub>-Speichers gezielt zu reduzieren zwar im Code implementiert, für diese Arbeit wird aber kein zusätzliches Reduktionsziel neben der CO<sub>2</sub>-Neutralität betrachtet.

### 4.1 Szenario-1: „Verkehr so wie heute“

#### 4.1.1 Installierte Leistung und Kapazität

In diesem Szenario werden keine Energieeinsparungen, sowie Umstellungen des Verkehrssektors auf effizientere Antriebstechnologien angenommen. Dies hat zur Folge, dass aufgrund der Umwandlungsverluste z.B. auf dem Weg von Strom, über Wasserstoff bis hin zu Gas oder E-Fuels, die zu installierenden Leistungen entsprechend groß werden. Die insgesamt zu installierende Leistung der erneuerbaren Stromerzeuger beläuft sich dabei auf rund 944 GW PV, 203 GW Offshore, 1.137 GW Onshore und 4,94 GW Wasserkraft.

Auffallend ist einerseits, dass die Kapazität der Wasserkraftwerke nicht erhöht wird. Grund hierfür ist, dass das maximale Potenzial mit 5 GW angenommen wird und somit bereits fast erreicht ist. Ein Ausbau dieser Technologie würde dementsprechend nur geringere Mehrerträge liefern, sodass es sich schlichtweg finanziell nicht lohnt.

Weiterhin auffallend ist, dass die Offshore-Leistung im Vergleich zu Onshore (im Folgenden auch Offwind bzw. Onwind genannt) und PV relativ gering wirkt. Auch hier wurde ein maximales Potenzial angenommen, welches in diesem Szenario voll ausgeschöpft wird. Für die Onshore Leistung wurde ebenfalls ein maximales Potenzial mit 1.200 GW

definiert, doch wird dieses hier nicht vollständig benötigt. Die über den Zeitraum erzeugte Menge Strom beläuft sich so auf etwa 2.567 TWh aus PV-, 2.043 TWh aus Offshore-, 5.499 TWh aus Onshore- und 54 TWh aus Wasserkraft-Anlagen und addiert sich so zu 10.163 TWh. Anzumerken ist, dass sich diese Menge auf den gesamten Betrachtungszeitraum bezieht und für einen jährlichen Durchschnittswert noch durch die Anzahl der betrachteten Jahre geteilt werden muss. Für den betrachteten Fall ergäbe sich so eine durchschnittliche nötige jährliche Stromerzeugung von ca. 3.388 TWh/a.

Die Bereitstellung von Prozesswärme wird sowohl über Wasserstoff mit einer Gesamtleistung von 68,4 GW als auch über Strom mit 79,9 GW gewährleistet. Für den Bereich RW+WW wird auf eine Kombination aus großtechnischen Wärmepumpen mit 42 GW und zentralen elektrischen Heizungen mit 98,9 GW gesetzt. Zusätzlich wird Abwärme aus Prozessen von Technologien wie BioSNG, Fischer-Tropsch-Synthese, DAC, Elektrolyse und dem Entleeren der Wärmespeicher genutzt.

Zur Wasserstoffherstellung wird vollständig auf die alkalische Elektrolyse gesetzt. Dabei ergeben sich 385,5 GW Leistung für reversible Elektrolyseur-Einheiten, sowie zusätzlichen 147,38 GW reine Elektrolyse-Leistung.

Die gesamte zu installierende Leistung von rund 533 GW ist dabei die größte der Umwandlungstechnologien und hebt noch einmal die Wichtigkeit des Energieträgers Wasserstoff hervor. Der zunächst sehr hohe Wert lässt sich allerdings damit erklären, dass H<sub>2</sub> einerseits als Energiespeicher fungiert, andererseits, aber auch Edukt ist für weitere Produkte, für die ein ständiger Bedarf besteht.

Eines dieser Produkte ist Gas. Dieses wird allerdings ausschließlich über biogene Synthese von Biomüll mit einer Leistung von maximal 8,646 GW hergestellt; eine Synthese über H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> erfolgt im betrachteten Szenario nicht. Grund hierfür werden die angenommenen Biomüllkosten sein. Während für die nicht-biogene Variante zunächst Wasserstoff hergestellt und CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre entnommen werden muss, was beides mit potenziellen Verlusten und Stromaufwand verbunden ist, wird für die biogene Variante nach getroffenen Annahmen nur Biomasse benötigt. Da die maximale Leistung mit der Biomüll bezogen wird genau der Leistung von installierten BioSNG-Anlagen entspricht und diese unter dem stündlichen Potenzial des verfügbaren Biomülls von rund 12 GW liegt, kann davon ausgegangen werden, dass auch nur Biomasse dieser Form für die Gaserzeugung genutzt wird.

Ein weiteres potenzielles Produkt aus Wasserstoff sind E-Fuels. Entgegen der Gasproduktion wird hier vollständig auf eine nicht-biogene Synthese gesetzt. Einerseits ist der Wirkungsgrad einer biogenen Herstellung deutlich geringer, sodass eine Synthese über H<sub>2</sub> und CO<sub>2</sub> kosteneffizienter zu sein scheint. Hinzu kommt, dass der kostengünstige Biomüll bereits zu großen Teilen zur Gasherstellung eingesetzt wird und so auch auf teurere Biomassevarianten zurückgegriffen werden müsste. Hieraus resultiert eine zu installierende Leistung von rund 186,73 GW für nicht-biogene FT-Anlagen, die sich auf den enormen Bedarf an Kraftstoffen für dieses Szenario zurückführen lässt.

Zur Füllung der CO<sub>2</sub>-Speichertanks wird eine installierte Leistung für DAC-Technologien von 42,285 GW benötigt. Die Tanks sollten dabei eine Kapazität von mind. 3,7 Mt<sub>CO2</sub> aufweisen, sodass der Bedarf, der aus FT-Technologien resultiert zu jeder Zeit gedeckt werden kann. Die stoffliche Speicherung von Energie erfolgt mit Ausnahme von E-Fuels, deren Speichervolumen in Tanks mit mind. 118,8 TWh (~11,88 Mio. m<sup>3</sup>) berechnet wurde, ausschließlich über Untertagespeicher. Die nötige Speicherkapazität beträgt dabei für Wasserstoff 32,7 TWh und für Gas 16,93 TWh. Verglichen mit der heutigen Gasspeicherkapazität von rund 250 TWh sind deutliche Reduzierungen zu erkennen. Hauptgrund hierfür wird sein, dass aus heutiger Sicht (Erd-)Gas als stoffliche Komponente für Synthesen, aber vor allem als Energieträger, zur Erzeugung von (Prozess-) Wärme und Strom genutzt wird. Da eine energetische Nutzung ausgeschlossen wird, entfällt so ein Großteil der heutigen Nutzungsgebiete, sodass diese Rolle von Wasserstoff übernommen wird und auch die nötigen Gasspeicherkapazitäten zurückgehen können.

Als Wärmespeicher kommen ausschließlich große Heißwassertanks zum Einsatz, wie sie beispielsweise zur Speisung eines Fernwärmenetzes eingesetzt werden. Die errechnete Gesamtkapazität beläuft sich dabei auf etwa 77 TWh.

Als direkte Stromspeicher werden LIB und PSKW genutzt, wobei keine Erhöhung der Leistung zu verzeichnen ist; lediglich die Speicherkapazität von PSKW wurde auf 48,885 GWh erhöht. Mögliche Gründe hierfür können sein, dass das Potenzial von PSKW bereits relativ ausgeschöpft ist und ähnlich zu Fließwasserkraftwerken eine Aufstockung der Leistung finanziell nicht lohnend ist. Hinsichtlich der Batterie-Technologien wird vermutet, dass selbst mit in Zukunft gesunkenen Kosten, diese Technologien zu kostenintensiv sind und sich eine Umwandlung und stoffliche Speicherung in Form von H<sub>2</sub> mehr anbietet, insbesondere da bei Wasserstoffspeichern von keinen nennenswerten Speicherverlusten über Zeit ausgegangen wird.

#### **4.1.2 Analyse des Energiesystems und Einfluss der Speicher**

##### *4.1.2.1 Stromsektor*

Die prognostizierte Stromerzeugung für die betrachteten Erzeugertechnologien über den Betrachtungszeitraum ist in Abbildung 18 dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass Solar- und Onshore Windenergie den Großteil der erzeugten Leistung ausmachen. Wie bereits zu anfangs erwähnt, ergänzen sich die beiden Profile im jahreszeitlichen Verlauf gut und bilden zusammen mit der Offshore Windenergie das Fundament des Energiesystems. Der Einfluss von Fließwasserkraftwerken dagegen ist im Vergleich sehr gering und in der Abbildung nicht zu erkennen.

Abbildung 19 zeigt die auftretenden Stromlasten. Das „blaue Band“ zeigt dabei den allgemeinen Strombedarf, der bereits in Kapitel 3.6 beschrieben wurde. Die Lasten, die aus dem Verkehrssektor zu erwarten sind (lila), sind deutlich geringer bzw. in dieser Darstellung nicht erkennbar. Hinzu kommen noch elektrische Lasten für die Erzeugung von Wärme (rot), als Hilfsenergie zum Be-/Entladen von Speichern (pink) und weitere Lasten, die beispielsweise bei Gas- oder Fuel-Produktion anfallen (grau).

Neben der allgemeinen elektrischen Last, fällt vor allem die Wärmeerzeugung ins Gewicht. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Hauptwärmeerzeuger fast alle elektrisch betrieben werden und die übrige Wärmemengen aus Abwärme, dem Wärmespeicher oder im Falle von Prozesswärme teilweise über Wasserstoff bezogen werden. Die gesondert dargestellte Stromlast durch Elektrolyseure (cyan) macht mit Abstand den größten Anteil an der Stromlast dieses Energiesystems aus. Die Spitzenlasten sind hier teilweise mehr als doppelt so hoch wie in den anderen Teilgebieten. Dies macht noch einmal den großen Einfluss des Energieträgers H<sub>2</sub> deutlich, stellt aber gleichzeitig eine große Herausforderung für den Sektor Strom dar.

Der gesamte Strombedarf beläuft sich so auf 10.163 TWh bzw. durchschnittlich 3.388 TWh/a, was exakt der erzeugten Strommenge entspricht.

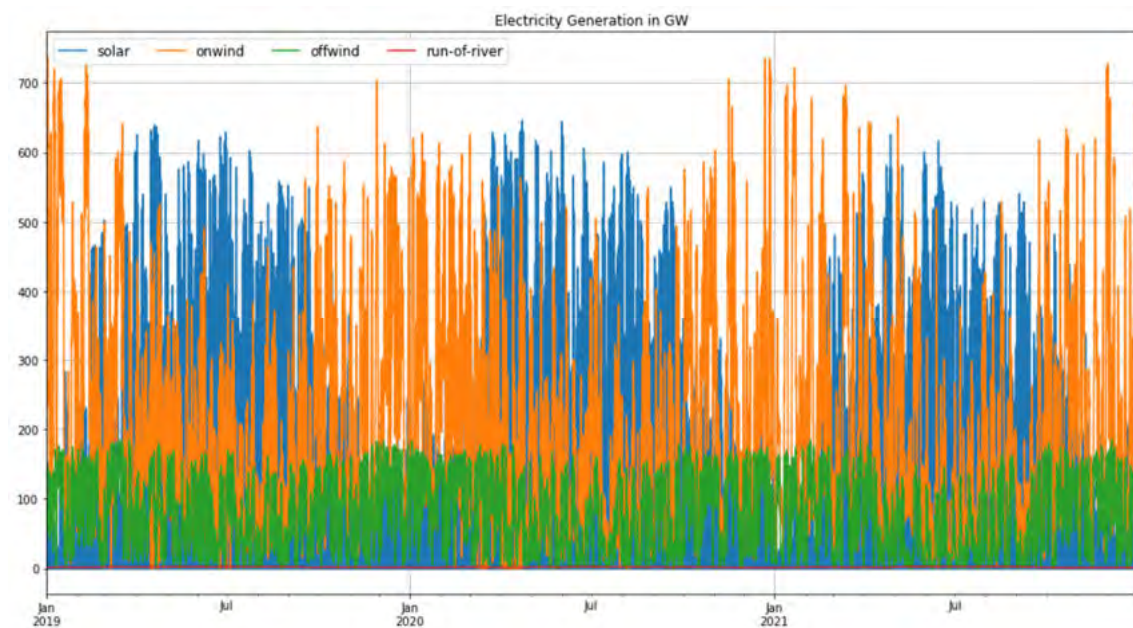


Abbildung 18: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021

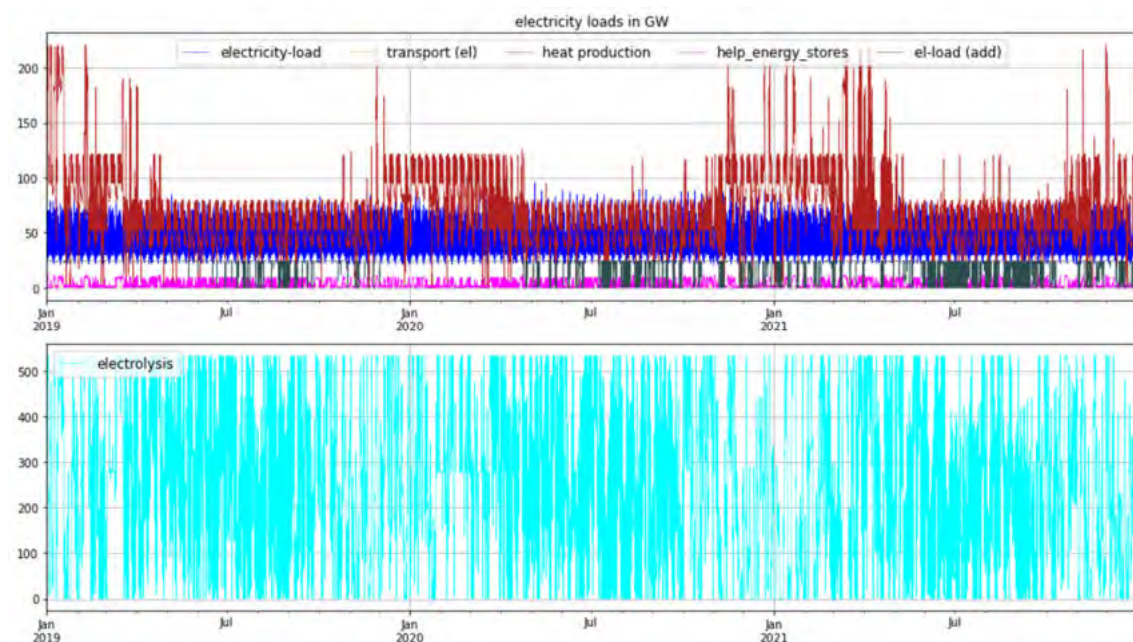


Abbildung 19: Stromlasten (szenario-1) in GW von 2019 bis 2021

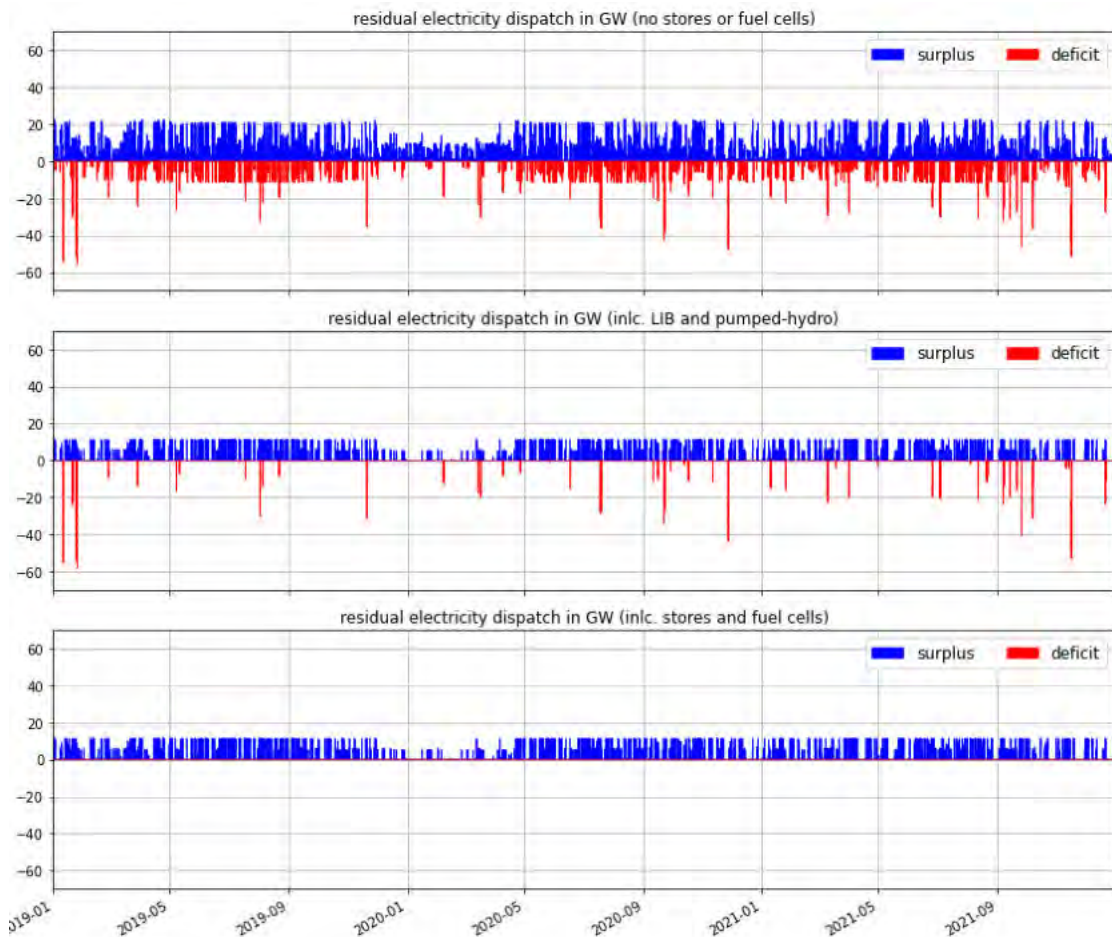


Abbildung 20: Residualstromabgabe (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ)



Abbildung 21: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-1) in GWh von 2019 bis 2021

Zieht man die gesamten Stromlasten von der Erzeugung ab, ergibt sich die sogenannte Residualstromabgabe, die unter Berücksichtigung verschiedener Parameter in Abbildung 20 dargestellt ist. Im Gegensatz zur Residuallast, bei der die Erzeugung vom Bedarf abgezogen wird, stellen positive Werte hier einen Stromüberschuss und negative Werte ein Stromdefizit dar.

Für den ersten Fall (vgl. Abbildung 20, oben) wird lediglich die Stromerzeugung durch Sonne, Wind und Wasser dem Verbrauch abzüglich der Stromlasten, die zum (Ent-)Laden von Speichern benötigt werden, gegenübergestellt. Es kommt dabei sowohl zu Überschüssen wie auch Defiziten über den gesamten Betrachtungszeitraum. Schließt man Kurz- bis Mittelzeitspeicher wie LIB und PSKW in die Betrachtung mit ein (vgl. Abbildung 20, Mitte), so lässt sich deren Effekt sofort erkennen. Überschuss- und Fehlbelastungsspitzen werden deutlich gemindert bzw. entfallen teilweise vollständig. Überschüsse werden dabei reduziert, indem die Speicher geladen werden und Fehlbeiträge durch Entladen der Speicher teilweise kompensiert. Der Grund, warum dennoch nicht alle Fehlbeiträge gedeckt werden, liegt darin, dass in dieser Betrachtung Brennstoffzellen außer Acht gelassen wurden.

Im unteren Teil der Abbildung werden nun auch diese als Rückverstromungsoption aus Langzeitspeichern berücksichtigt. Es sind keinerlei Fehlbeiträge mehr auszumachen, sodass sich sagen lässt, dass sich der Strombedarf im Energiesystem dieses Szenarios zu jederzeit decken lässt. Im Idealfall gäbe es keinerlei Ausschläge im unteren Teil der Abbildung, sodass auch zu keiner Zeit unnötige bzw. nicht verwendbare Überschüsse entstehen; dies ist hier nicht der Fall. Mit Blick auf die Zeitachse lässt sich vermuten, dass diese potenziell zu einem großen Teil aus der Stromerzeugung über PV stammen. Eine Erhöhung der Lade-/Entladeleistung oder Kapazität der Kurzzeitspeicher erscheint wenig lukrativ, da keine Fehlbeiträge mehr gedeckt werden müssten.

Es stellt sich die Frage, warum die installierten Erzeugerleistungen nicht geringer sind, damit weniger Überschüsse entstehen. In diesem Fall könnte die Leistung dann aber nicht mehr ausreichen, um die Speicher zu füllen. Solch ein Fall lässt sich mit Blick auf Abbildung 21 annähernd im Jahresübergang von 2019 zu 2020 erkennen. Selbst die in diesem Szenario installierten Erzeugerleistungen reichen nicht aus, um die Speicher zu laden, sodass der Speicherinhalt über einen Zeitraum von Wochen konstant bleibt oder sogar absinkt, bevor die Speicher erst gegen Ende Januar für den Batteriespeicher bzw. im April für das PSKW vollständig geladen sind.

#### 4.1.2.2 *Wärmesektor*

Wie bereits im Vorfeld erwähnt, wird der Prozesswärmebedarf zum größten Teil durch Strom gedeckt, aber auch ein Teil Wasserstoff kommt zum Einsatz. Da Prozesswärme hauptsächlich in der Industrie benötigt wird und von Wettereinflüssen wie Temperatur unabhängig ist, weist der Lastkurvenverlauf keine nennenswerten Auffälligkeiten auf. Der Lastgang für Prozesswärme und dessen Deckung ist in Abbildung 58 im Anhang dargestellt.

Interessanter und hinsichtlich Lastspitzen und benötigten Energiemengen relevanter ist jedoch der Sektor Raumwärme und Warmwasser. Abbildung 22 zeigt die Wärmeerzeugung und Verbräuche nach Technologien aufgeschlüsselt über den gesamten Betrachtungszeitraum. Negative Werte zeigen dabei einen Wärmeverbrauch bzw. das Laden des Wärmespeichers an, während positive Werte die Wärmeproduktion darstellen. Die schwarze Linie entspricht dabei dem bereits aus Kapitel 3.6 bekanntem Wärmebedarf.



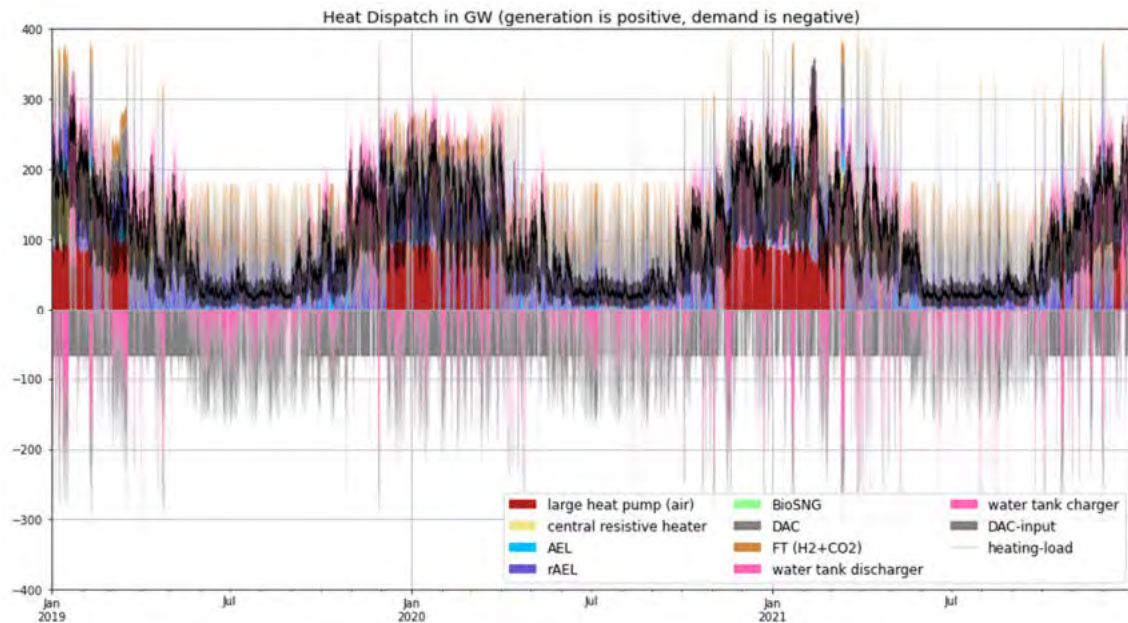


Abbildung 22: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021

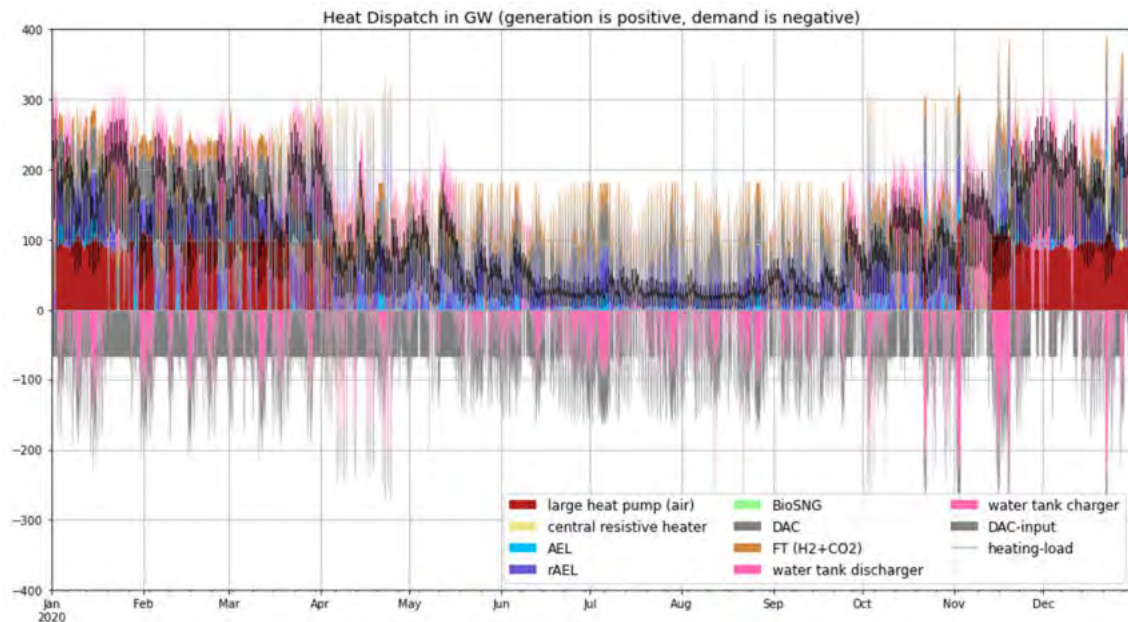


Abbildung 23: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-1) in GW für das Jahr 2020

In Abbildung 23 wird zur besseren Ansicht nur das Jahr 2020 betrachtet. Aus dieser lässt sich erkennen, dass über fast den gesamten Betrachtungszeitraum Abwärme durch Elektrolyse (violett & blau) erzeugt wird. Weiterhin entsteht Wärme durch Prozesse wie FT-Synthese (gelb-braun) oder DAC (grau), wobei letztere auch einen Wärme-Input benötigt. Dieser lässt sich als graue Fläche im negativen Bereich der Abbildung identifizieren. Sowohl positiv wie auch negativ tauchen immer wieder pinkfarbene Peaks auf. Hier wird der Speicher geladen bzw. entladen. Reine Wärmeerzeuger wie Elektroheizungen und Wärmepumpen werden hauptsächlich nur in kälteren Monaten eingesetzt, da die Abwärme ohnehin laufender Prozesse meist ausreichend ist, um den Wärmebedarf während des Sommers zu decken und gleichzeitig noch die Speicher zu füllen.

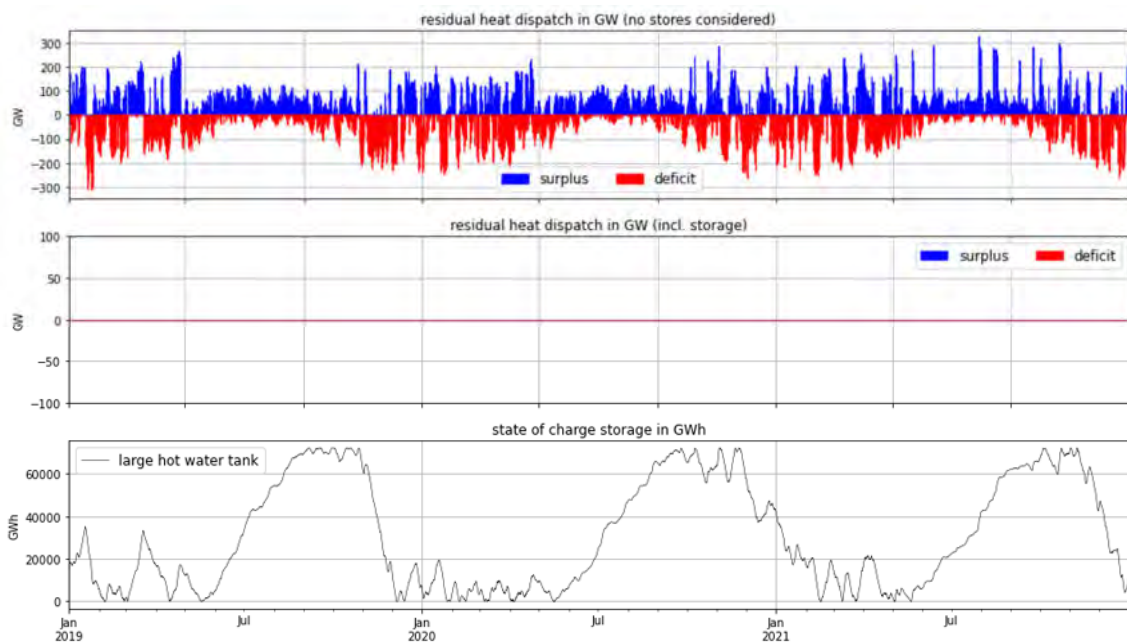


Abbildung 24: Residualwärmeabgabe (Szenario-1) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021

Genau wie für den Stromsektor werden Erzeugung und Bedarf voneinander abgezogen und als Residualwärmeabgabe in Abbildung 24 dargestellt. Analog zum Stromsektor wird der Einfluss von Speichern zunächst nicht betrachtet. Erwartungsgemäß ergeben sich sowohl Überschüsse als auch Fehlbeträge, die in den Wintermonaten besonders groß sind. Schließt man die Speicher in die Betrachtung mit ein, so zeigt sich, dass die Wärmespeicher dazu in der Lage sind, alle Überschüsse aufzunehmen und zu gegebener Zeit wieder abzugeben, um Fehlbeträge auszugleichen, sodass Ausschläge in beide Richtungen vollkommen verschwinden.

Im unteren Teil der Abbildung lässt sich dies anhand des Ladezustands des Wärmespeichers gut nachvollziehen. Die Überschüsse des Spätfühlings und Sommers werden genutzt, um den Speicher fast vollständig zu laden, sodass dieser den erhöhten Wärmebedarf gegen Ende des Jahres auffangen kann und sich bis zum Frühjahr immer wieder mit Überschüssen etwas auflädt, aber auch wieder entladen wird. Dieses Hin und Her erstreckt sich ungefähr bis in den Spätfühlings bzw. Frühsommer, ein Zeitbereich in dem meist auch die Heizsaison beendet ist und der Zyklus von neuem beginnt.

#### 4.1.2.3 Wasserstoff-Sektor

Abbildung 25 zeigt den Wasserstoffbedarf, sowie dessen Deckung. Es herrscht fast über den gesamten Betrachtungszeitraum ein Bedarf von etwas unter 200 GW (schwarze Linie), der weitestgehend durch reversible AEL (lila) und Speicherentladungen (cyan) gedeckt wird. Zu Beginn des Jahres 2019 lassen sich zudem blaue Peaks erkennen, die anzeigen, dass zusätzliche Elektrolyse-Leistung genutzt wird. Der recht Hohe Bedarf lässt sich dadurch erklären, dass Wasserstoff neben  $\text{CO}_2$  als Edukt für E-Fuels dient und der Bedarf dieser im Verkehrssektor dieses Szenarios besonders hoch sind.

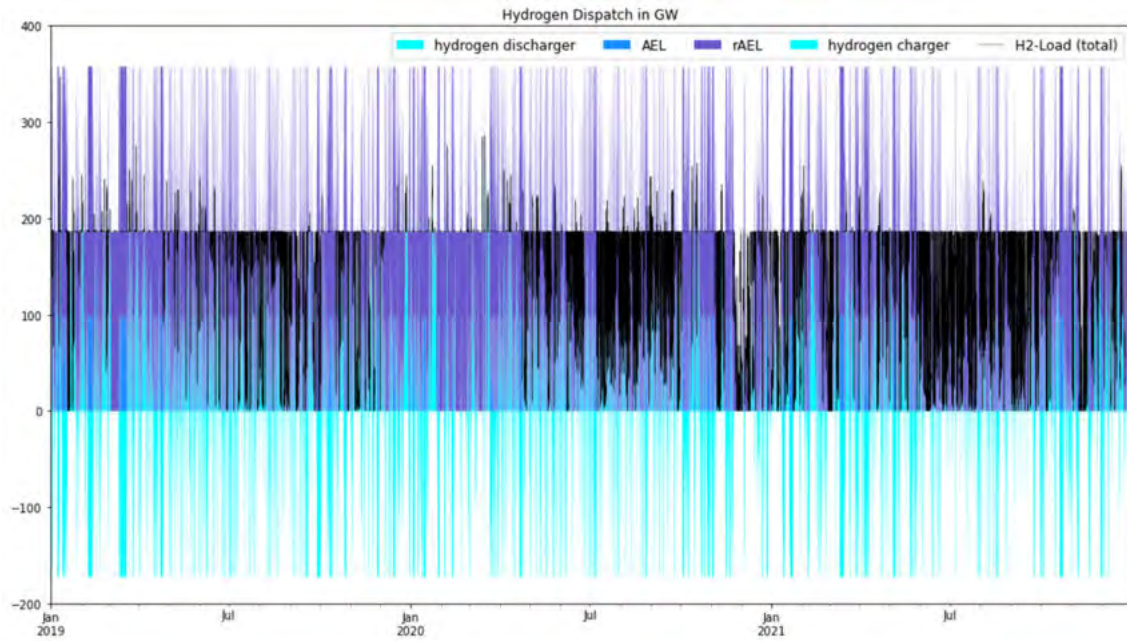


Abbildung 25: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021

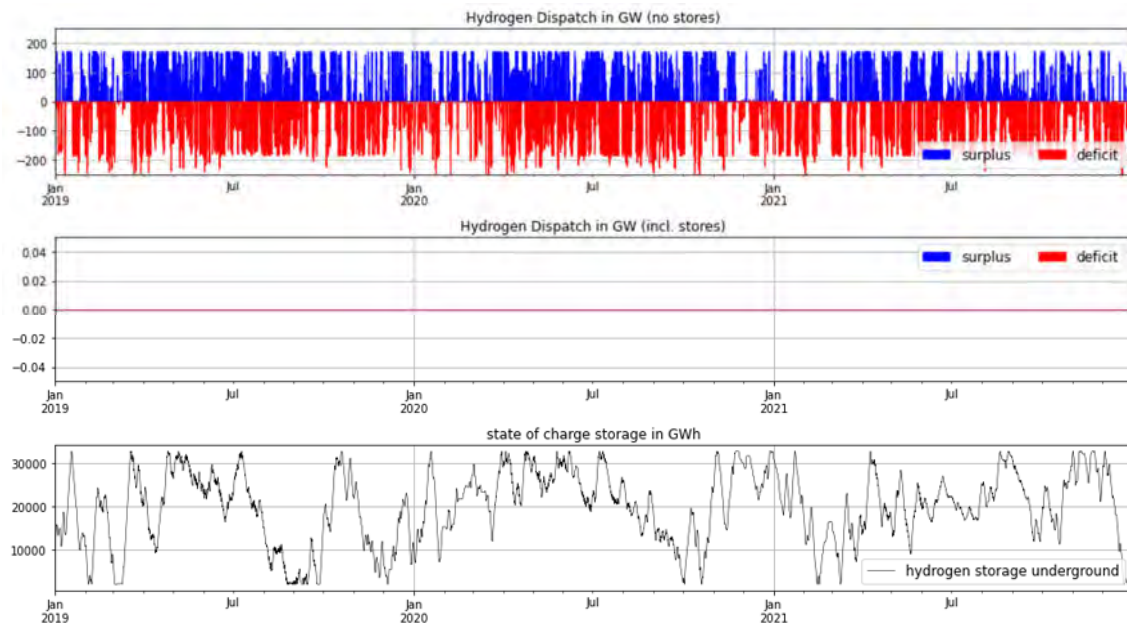


Abbildung 26: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-1) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021

Analog zu bereits genannten Sektoren zeigt Abbildung 26 Überschüsse und Fehlbeträge, die sich aus der Produktion und dem Lastgang ergeben. Im mittleren Teil der Abbildung lässt sich genau wie im Wärmesektor erkennen, dass die installierten Speicher vollständig dazu in der Lage sind Überschüsse aufzunehmen und mit ihnen Fehlbeträge zu späterer Zeit zu decken. Im Vergleich zum Wärmesektor lässt sich beim Verlauf der Speicherfüllstände für Wasserstoff keine auffällige jahreszeitliche Abhängigkeiten erkennen. Dies lässt den Rückschluss zu, dass der Bedarf für Wasserstoff in erster Linie nicht in der Wärmeerzeugung liegt.

#### 4.1.2.4 Gas-Sektor

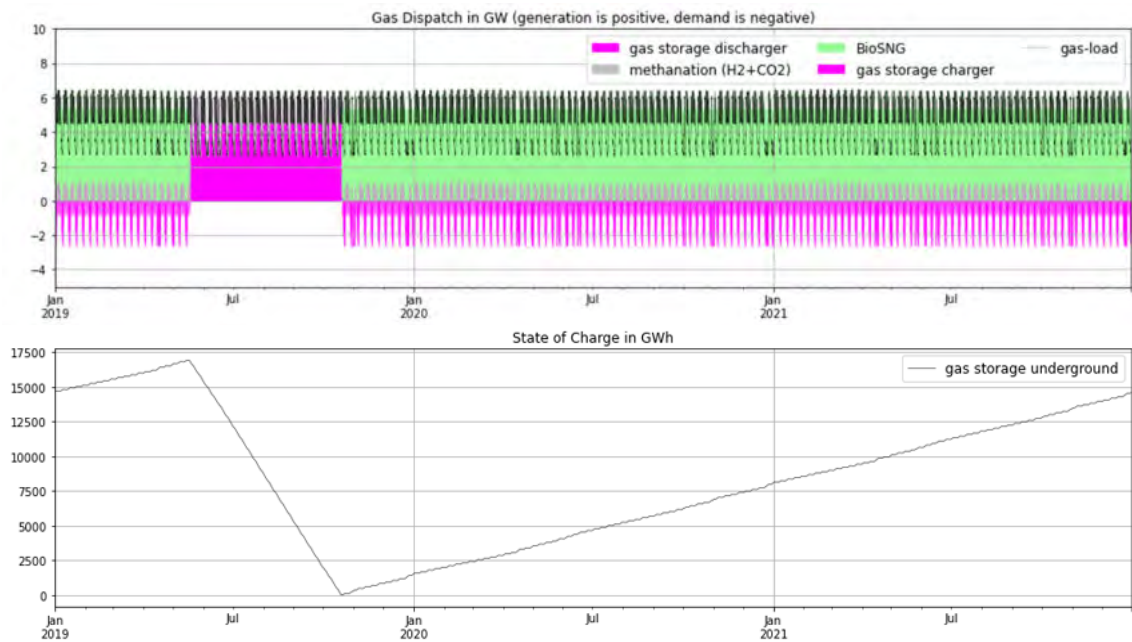


Abbildung 27: Gasbedarf und -produktion (Szenario-1) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

In Abbildung 27 wird der Gasbedarf (schwarze Linie), sowie die zur Deckung eingesetzten Technologien über den gesamten Betrachtungszeitraum dargestellt. Es wird konstant Biomasse mittels BioSNG (grün) in Gas umgewandelt. Die Leistung ist dabei annähernd konstant und liegt knapp unter dem Peak-Gasbedarf. Sinkt dieser ab, so wird dennoch mit gleicher BioSNG-Leistung produziert und Überschüsse im Gasspeicher gespeichert. Diese Einspeicherung entspricht den pinkfarbenen Peaks im negativen Bereich des oberen Teils der Abbildung, die immer genau dann einen Peak erreichen, wenn der Gasbedarf ein zeitliches Minimum hat. Ausgenommen hiervon ist der Sommer des Jahres 2019, in dem praktisch kein Gas produziert wird, sondern der Bedarf rein durch die eingespeicherten Überschüsse gedeckt wird, was sich auch im unteren Teil der Abbildung gut erkennen lässt. Auffallend ist, dass dies das einzige Mal ist, an dem der Speicher deutlich entleert wird. Über den gesamten Betrachtungszeitraum wird dieser sonst mit den zuvor genannten Überschüssen gefüllt. Da nicht einmal das volle Potenzial für Biomüll ausgeschöpft wird und der Speicher über die gesamte Betrachtungszeit nur einen Vollastzyklus durchlaufen hat, lässt sich darauf schließen, dass eine vollständige Deckung des Gasbedarfs in einem zukünftigen Energiesystem ohne größere Probleme unter Einhaltung aller Nachhaltigkeitsforderungen möglich ist.

#### 4.1.2.5 Fuel-Sektor

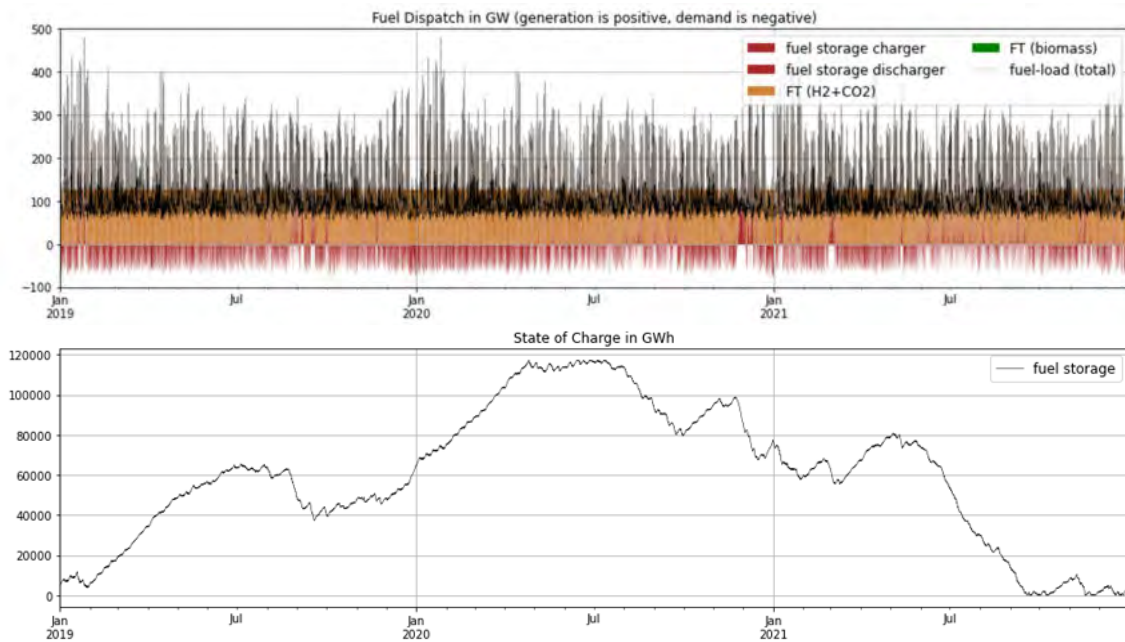


Abbildung 28: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-1) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

Analog zur Darstellung von Gasbedarf, -produktion und -speicherfüllstand, bildet Abbildung 28 diese für E-Fuels ab. Es lässt sich ein vergleichbares Verhalten zum Gas-Sektor erkennen, wobei hier die FT-Synthese (hellbraun) über den gesamten Betrachtungszeitraum relativ konstant E-Fuels produziert. Insofern Überschüsse bestehen werden diese gespeichert, dargestellt durch die rot-braunen Peaks im negativen Bereich. Reicht die FT-Leistung nicht aus, um Lastspitzen zu decken, so wird der Speicher entladen (rot-braune Peaks im positiven Bereich) um die Fehlbeträge auszugleichen.

Das Füllstands-Profil im unteren Teil der Abbildung verläuft dabei unregelmäßiger als es beim Gasspeicher der Fall ist. Der Grund hierfür liegt in dem unregelmäßigeren Bedarfssprofil für Fuel, welches hauptsächlich durch die Verbräuche im Verkehrssektor geprägt ist. Fallen diese z.B. durch eine Umstellung der Antriebstechnik wie in Szenario-2 und 3 weg, wird erwartet, dass sich ein ähnlich periodischer Verlauf wie beim Gas-Sektor dieses Szenarios ergibt.

#### 4.1.3 Analyse der Systemkosten

Der jährliche Investitionsaufwand für die kostenintensivsten Technologien ist in Abbildung 29 dargestellt. Zusammengefasst und unter Berücksichtigung der Betriebskosten ergeben sich so für den gesamten Betrachtungszeitraum Systemkosten in Höhe von rund 855 Mrd.€ bzw. durchschnittlich 285 Mrd.€/a. Die jeweiligen Kostenanteile nach Technologie aufgeschlüsselt lassen sich Abbildung 30 entnehmen.

Deutlich zu erkennen ist, dass die Kosten zum Onshore-Ausbau mit über einem Drittel, den mit Abstand größten Teil der Kosten ausmachen. Vor dem Hintergrund der hohen nötigen Installationsrate dieser, ist dies keine Überraschung.

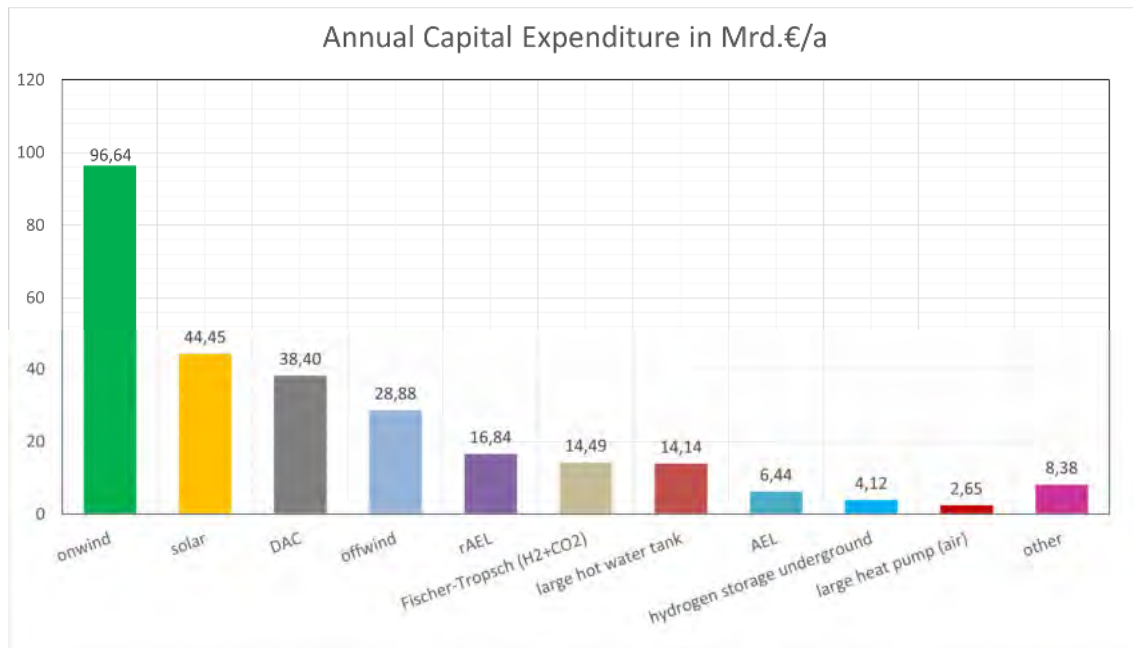


Abbildung 29: Jährlicher Investitionskostenaufwand (Szenario-1) in Mrd.€/a

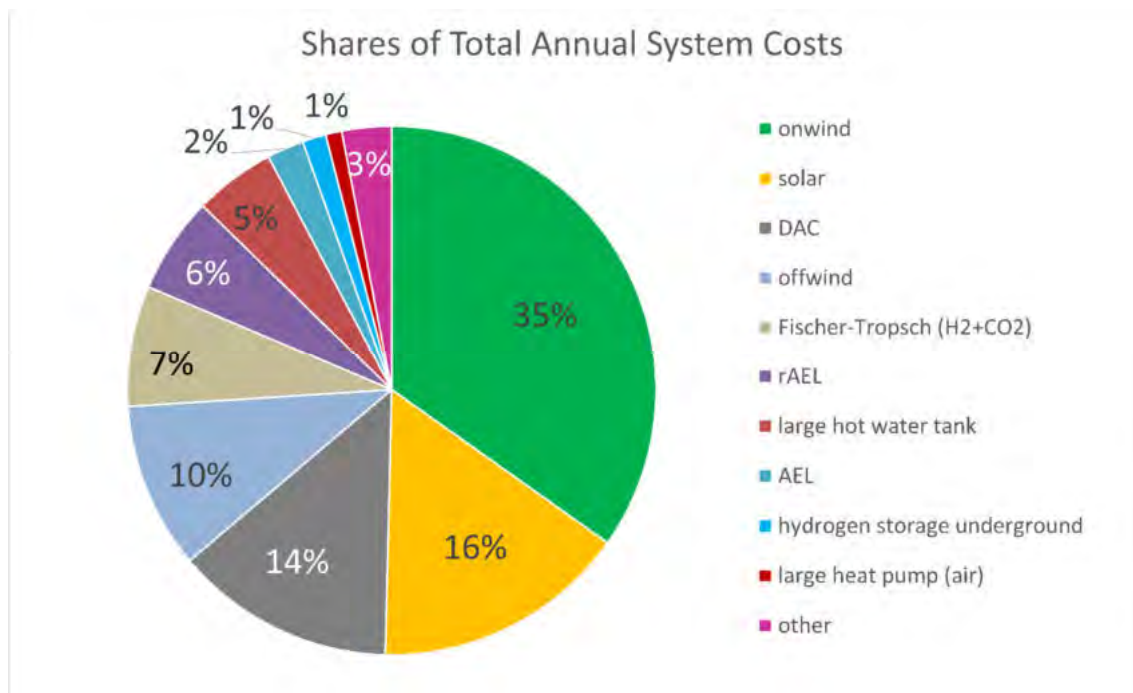


Abbildung 30: Anteile an den Gesamtsystemkosten (Szenario-1)

Weiterhin interessant ist der Anteil von DAC und FT, da diese primär zu Deckung des E-Fuel-Bedarfs installiert wurden. Mit zusammengenommen etwa 21 Prozent der Gesamtkosten liegt hier ein nicht zu unterschätzendes Einsparpotenzial, insofern der E-Fuel-Bedarf reduziert werden kann. Da neben CO<sub>2</sub> auch Wasserstoff zur Produktion nötig ist, erscheinen weitere positive Rückkopplungseffekte bezüglich der Kostenreduzierung bei einem Energiewechsel im Verkehr durchaus realistisch.

## 4.2 Szenario-2: „Verkehr fährt komplett elektrisch“

### 4.2.1 Installierte Leistung und Kapazität

In diesem Szenario wurde der gesamte Verkehrssektor auf elektrische Antriebe umgestellt, was zur Folge hat, dass deutlich weniger E-Fuels produziert werden müssen, wodurch sich auch die zu installierenden Leistungen im Vergleich zu Szenario-1 deutlich reduzieren lassen. Die insgesamt zu installierende Leistung der erneuerbaren Stromerzeuger ergeben sich dabei zu rund 441 GW PV, 203 GW Offshore, 687 GW Onshore und 4,94 GW Wasserkraft.

Die über den Zeitraum erzeugte Menge Strom beläuft sich so auf etwa 1.199 TWh aus PV-, 2.044 TWh aus Offshore-, 3.356 TWh aus Onshore- und 54 TWh aus Wasserkraft-Anlagen und addiert sich so zu rund 6.653 TWh bzw. durchschnittlich 2.218 TWh/a.

Die Bereitstellung von Prozesswärme wird ebenfalls sowohl über Strom als auch Wasserstoff gewährleistet, wobei sich die installierten Leistungen auf 79,243 GW (H<sub>2</sub>) bzw. 78,964 GW (Strom) belaufen. Zum Heizen bzw. zur Warmwassererzeugung wird erneut auf die Abwärme anderer Prozesse, sowie elektrischen Heizungen mit 55,6 GW und großtechnischen Wärmepumpen mit 94,2 GW gesetzt.

Für die Wasserstoffherzeugung werden ausschließlich reversible alkalische Elektrolyseure mit einer Gesamtleistung von fast 227 GW benötigt.

Die Gas- und E-Fuel-Produktion wird über die gleichen Technologien wie in Szenario-1 realisiert, wobei die Leistung in diesem Fall 7,4 GW für BioSNG und 50,2 GW für nicht-biogene FT-Synthese betragen.

Zur Füllung der CO<sub>2</sub>-Speichertanks wird eine installierte Leistung für DAC-Technologien von 11,53 GW benötigt. Die Tanks sollten dabei eine Kapazität von mind. 445,458 kt<sub>CO2</sub> aufweisen.

Die Kapazität von Tanks für E-Fuels beläuft sich für dieses Szenario auf 84,355 TWh (~8,4 Mio. m<sup>3</sup>). Wasserstoff und Gas werden erneut ausschließlich Untertage gespeichert, wobei sich die Speicherkapazitäten zu 36 TWh für Wasserstoff und 372 GWh für Gas ergeben.

Als Wärmespeicher kommen lediglich großtechnische Heißwassertanks mit einer gesamten Speicherkapazität von 18,577 TWh zum Einsatz.

Als direkte Stromspeicher werden erneut LIB und PSKW genutzt. Während Leistung und Kapazität der Batteriespeicher unverändert zum Startwert bleiben, wird die Kapazität der PSKW auf ihr angenommenes Maximum von 51,6 GWh erhöht; die Lade- bzw. Entladeleistung bleibt jedoch auf dem Startniveau.

## 4.2.2 Analyse des Energiesystems und Einfluss der Speicher

### 4.2.2.1 Stromsektor

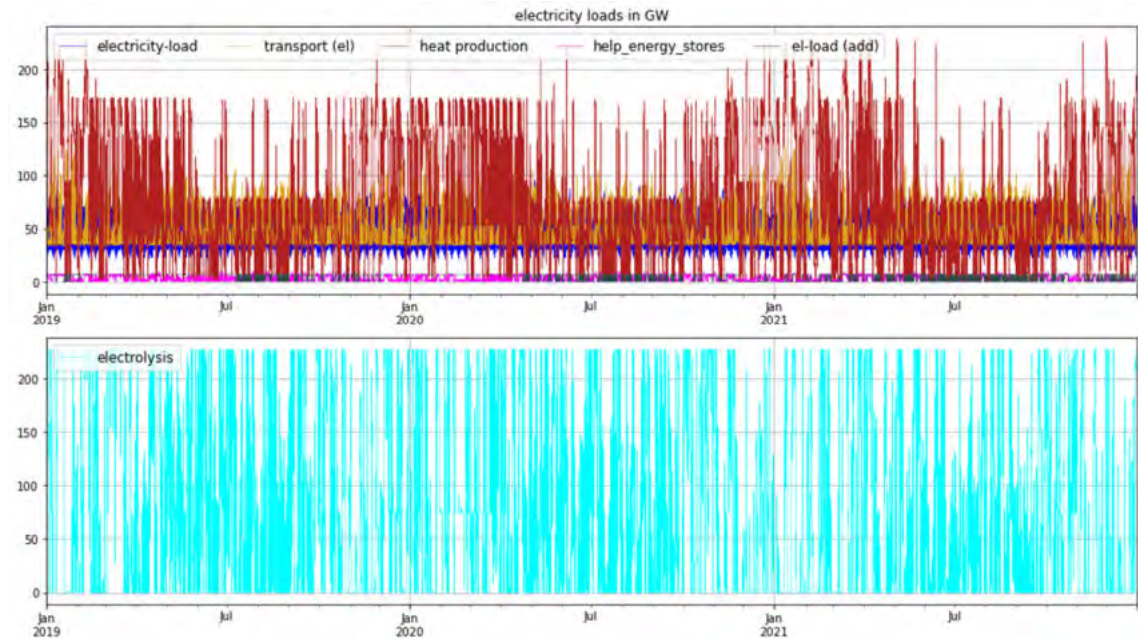


Abbildung 31: Stromlasten (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021

Auf eine Darstellung der erneuerbaren Stromerzeugung wird an dieser Stelle verzichtet, da es sich um die gleichen Verläufe wie in Abbildung 18 handelt. Der einzige Unterschied besteht in der Höhe der Amplituden aufgrund der zum Szenario-1 unterschiedlichen installierten Leistungen. Damit die Verläufe dennoch miteinander verglichen werden können, ist der Verlauf der erneuerbaren Stromerzeugung für das Szenario-2 in Abbildung 59 im Anhang dargestellt.

Analog zu Szenario-1 sind in Abbildung 31 die Stromlasten dargestellt. Auffällig ist, dass der Verkehrssektor (gelb) hier einen deutlich bedeutenderen Teil ausmacht. Dies ist nur logisch, da die zuvor großen Fuel-Bedarfe in diesem Szenario durch Strom gedeckt werden sollen, wenn auch aufgrund von höheren Effizienzen der Gesamtenergiebedarf für den Verkehrssektor deutlich gesunken ist. Weiterhin lässt sich erkennen, dass der Strombedarf für Elektrolyseure (cyan) weiterhin auf einem hohen Niveau ist, sich von der Größenordnung her aber im Bereich des Strombedarf zur Bereitstellung von RW+WW (rot) bewegt. Für die Bereiche allgemeiner Strombedarf von Haushalten, Industrie und GuH (blau), Hilfsenergie für Speicher (pink) und zusätzliche Verbraucher z.B. in der Gas oder E-Fuel Produktion (grau) sind keine Veränderungen zu Szenario-1 festzustellen.

Der Strombedarf über den gesamten Betrachtungszeitraum beläuft sich auf 6.766 TWh bzw. durchschnittlich 2.255 TWh/a. Verglichen mit der Stromproduktion aus Sonne, Wind und Wasser ergibt sich ein Fehlbetrag von etwa 37 TWh/a. Hierbei gilt es zu beachten, dass sich der Bedarfswert auf den gesamten Sektor Strom bezieht, die zuvor genannte Stromproduktion aber Rückverstromung z.B. durch Brennstoffzellen außer Acht lässt.



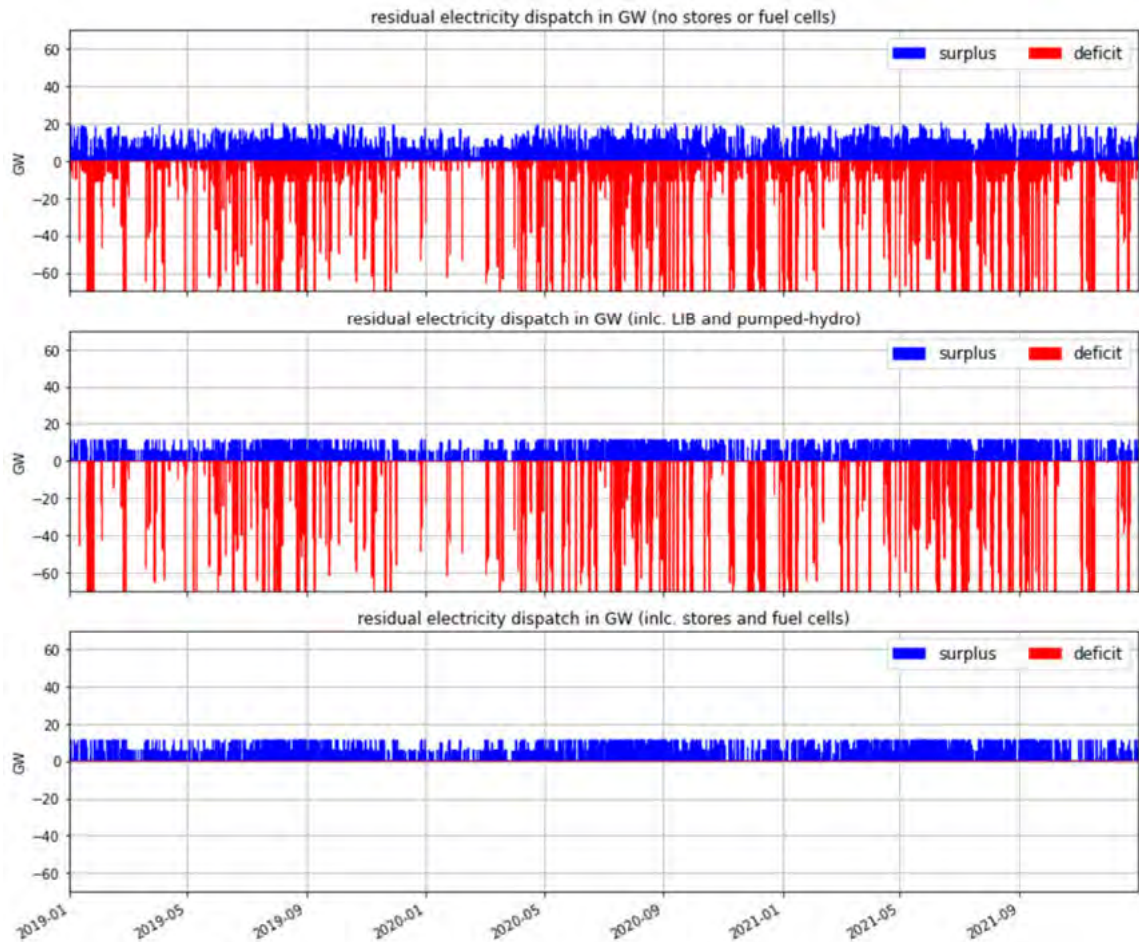


Abbildung 32: Residualstromabgabe (Szenario-2) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) von 2019 bis 2021



Abbildung 33: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-2) in GWh von 2019 bis 2021

Abbildung 32 zeigt die Residualstromabgabe für das Szenario-2. Stellt man die erneuerbare Stromerzeugung aus Sonne, Wind und Wasser dem Stromverbrauch ohne Berücksichtigung der Speicher gegenüber, ergibt sich der Verlauf im oberen Teil der Abbildung. Auffällig ist, dass im Vergleich zu Szenario-1 die Überschüsse geringer ausfallen, während die Häufigkeit und Amplitude von Fehlbeträgen deutlich zugenommen haben.

Schließt man auch den Einfluss von LIB und PSKW mit in die Betrachtung ein (vgl. Abbildung 32, Mitte), reduzieren sich Überschüsse hauptsächlich in ihrer Höhe und Fehlbeträge eher in der Häufigkeit. Es treten jedoch deutlich mehr Fehlbeträge auf als in Szenario-1. Der Grund hierfür liegt ebenfalls in der Veränderung der Antriebstechnologie im Verkehrssektor und den dadurch zusätzlich auftretenden Lasten, die sich nicht hauptsächlich auf eine Jahreszeit beschränken. Hierdurch treten besonders in den Sommermonaten in diesem Szenario vermehrt Fehlbeträge auf, die in Szenario-1 bei gleicher Betrachtungsweise nicht oder nur geringer vorhanden sind. Auch der über den Betrachtungszeitraum deutlich gleichmäßigere Strombedarf für Elektrolyseure dieses Szenarios spielt eine Rolle. Im unteren Teil der Abbildung lässt sich erkennen, dass unter Berücksichtigung der FC als Rückverstromungsoption aus Langzeitspeichern aber auch diese Fehlbeträge ausgeglichen werden können.

Das geänderte Strombedarfsverhalten lässt sich auch in Abbildung 33 erkennen, in der die Speicherfüllstände für LIB und PSKW dargestellt sind. Durch den allgemein vermehrten Einsatz von Strom lässt sich eine erhöhte Frequenz an Ladezyklen feststellen. Besonders häufig werden die Speicher dabei in den Sommermonaten geladen und entladen.

#### 4.2.2.2 Wärmesektor

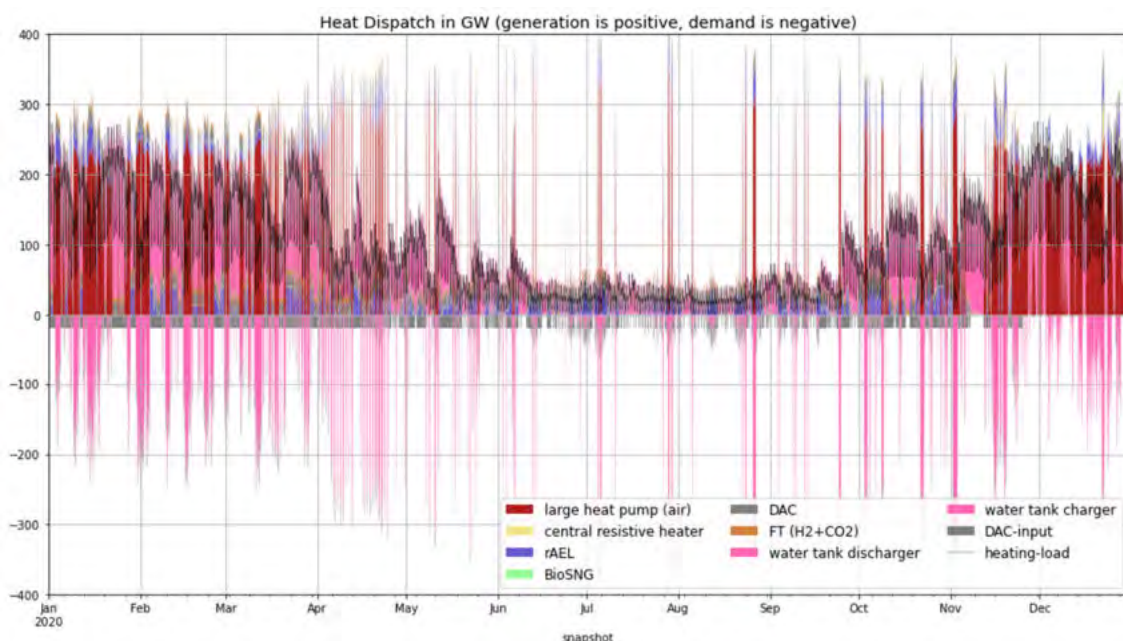


Abbildung 34: Wärmeproduktion und -bedarf (Szenario-2) in GW für das Jahr 2020

Analog zu Szenario-1 wird der Prozesswärmebedarf sowohl durch Wasserstoff als auch durch Strom gedeckt (vgl. Abbildung 60 im Anhang). Der einzige erwähnenswerte Unterschied zu Szenario-1 liegt darin, dass Wasserstoff öfter zum Einsatz kommt, da Strom oft zeitgleich für andere Anwendungen benötigt wird.

Der Wärmebedarf für RW+WW für das Jahr 2020 ist nach Technologien aufgeschlüsselt in Abbildung 34 dargestellt. Eine analoge Darstellung über den gesamten Betrachtungszeitraum findet sich im Anhang (vgl. Abbildung 61). Der Beitrag von BioSNG (grün) und

FT-Synthese (braun) zur Wärmeerzeugung sind im Vergleich zu den anderen aufgeführten Technologien verschwindend gering und in der Abbildung mit bloßem Auge kaum auszumachen. Der Wärmebedarf aus DAC-Technologien (grau) ist im Vergleich zu Szenario-1 deutlich geringer, da der gesamte E-Fuel-Bedarf im Verkehrs Sektor wegfällt und damit weniger CO<sub>2</sub> als Edukt zur E-Fuel Herstellung benötigt wird. Abwärme aus Elektrolysevorgängen (lila) werden über das gesamte Jahr genutzt und können dabei den Wärmebedarf im Sommer recht gut decken. In den Wintermonaten machen sie aber nur einen vergleichsweise kleinen Anteil an der gesamten Wärmeerzeugung aus. In dieser Zeitspanne dominieren Wärmepumpen deutlich. Im Vergleich zu Szenario-1 werden diese aber über kürzere Zeitspannen eingeschaltet und füllen dabei gleichzeitig auch die Wärmespeicher (pink) wieder auf. Generell sind deutlich mehr dieser pinken Peaks sowohl im positivem wie negativem Bereich der Abbildung zu erkennen, was darauf schließen lässt, dass die Wärmespeicher deutlich öfter geladen und entladen werden. Dies lässt sich gut im unteren Teil der Abbildung 35 erkennen.

Abbildung 35 zeigt die Residualwärmeabgabe für den gesamten Betrachtungszeitraum. Unter Berücksichtigung der Wärmespeicher lässt sich auch für dieses Szenario erkennen, dass der Wärmesektor vollständig ohne Überschüsse oder Fehlbeträge gedeckt werden kann (vgl. Mitte der Abbildung). Überschüsse in den Wintermonaten werden genutzt, um den Speicher zu füllen, der besonders während dieser Periode häufig beansprucht wird, was sich gut im unteren Teil der Abbildung erkennen lässt. Weiterhin kann geschlussfolgert werden, warum trotz niedrigeren Bedarfs die Wärmepumpen im Sommer kurzzeitig betrieben werden. Diese Überschüsse sind nötig, um den bis dahin fast vollständig entleerten Speicher wieder zu füllen und damit bereit für die kommenden kälteren Monate zu machen.

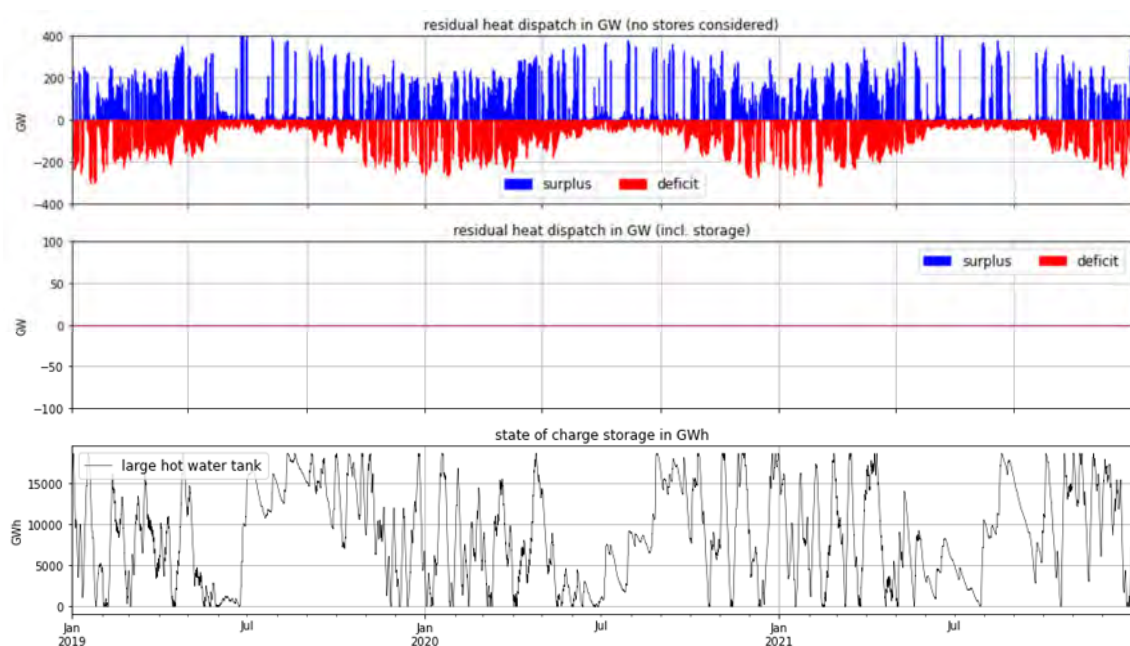


Abbildung 35: Residualwärmeabgabe (Szenario-2) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021

### 4.2.2.3 Wasserstoff-Sektor

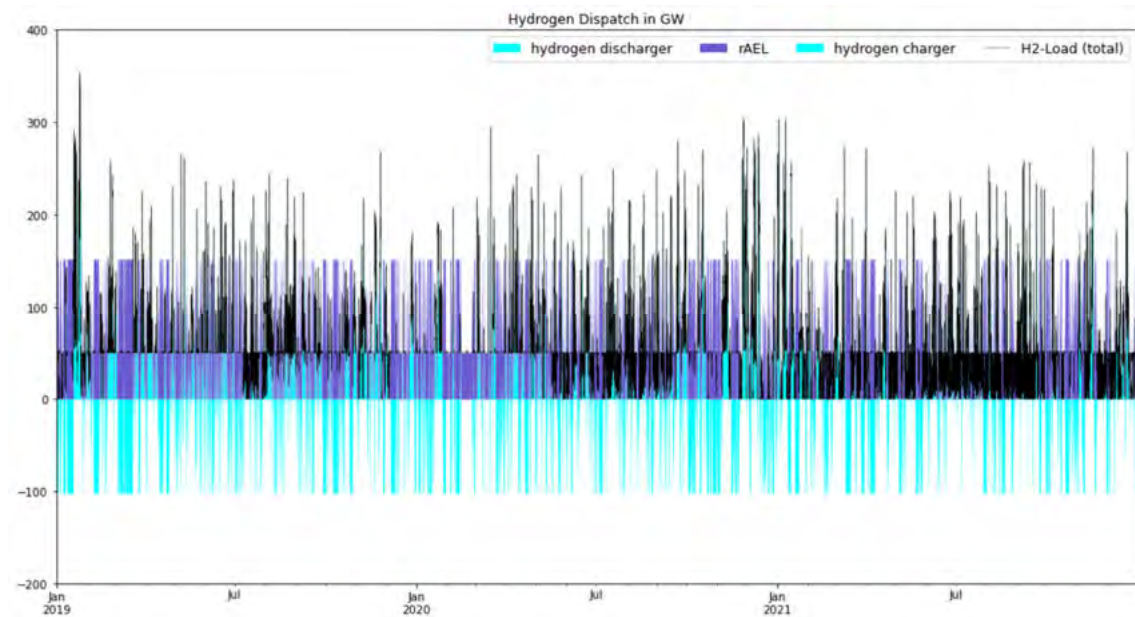


Abbildung 36: Wasserstoffproduktion und -bedarf (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021

In Abbildung 36 ist der Wasserstoffbedarf und dessen Deckung für dieses Szenario dargestellt. Im Vergleich zu Szenario-1 lässt sich erkennen, dass die Last im Ganzen deutlich gesunken ist. Der Grund hierfür liegt, wie bereits zuvor beschrieben, im Bedarf für E-Fuels und wiederum deren Bedarf an Wasserstoff zur Herstellung. Da der Energiebedarf im Verkehrssektor in diesem Szenario vollständig elektrisch gedeckt werden soll, entfällt ein Großteil der E-Fuel-Produktion, wodurch auch die Wasserstofflast sinkt.

Diese niedrigeren Lasten spiegeln sich ebenfalls in der geringeren installierten Elektrolyseleistung und den resultierenden Überschüssen und Fehlbeträgen wider (vgl. Abbildung 37). Es ist allerdings anzumerken, dass die Fehlbeträge verglichen mit Szenario-1 in ihrer Amplitude größer geworden sind. Die Speicherkapazität ist allerdings annähernd gleich groß geblieben bzw. ein wenig gewachsen.

Da bereits zuvor der Wärmesektor als treibende Größe für die Speicherkapazität ausgeschlossen wurde und die aus dem E-Fuel-Bedarf resultierende Last in diesem Szenario ebenfalls keine Rolle spielt, kann geschlossen werden, dass der Wasserstoffspeicher zu einem nicht zu unterschätzenden Teil als Langzeitspeicher für Strom fungiert. Diese These wird dadurch unterstützt, dass die Wasserstoffspeicher als einzige stoffliche Speichervariante in einem Energiesystem, dessen Bedarf durch einen höheren Stromanteil geprägt ist, an Kapazität zugenommen haben und dies sonst nur bei PSKW der Fall ist.

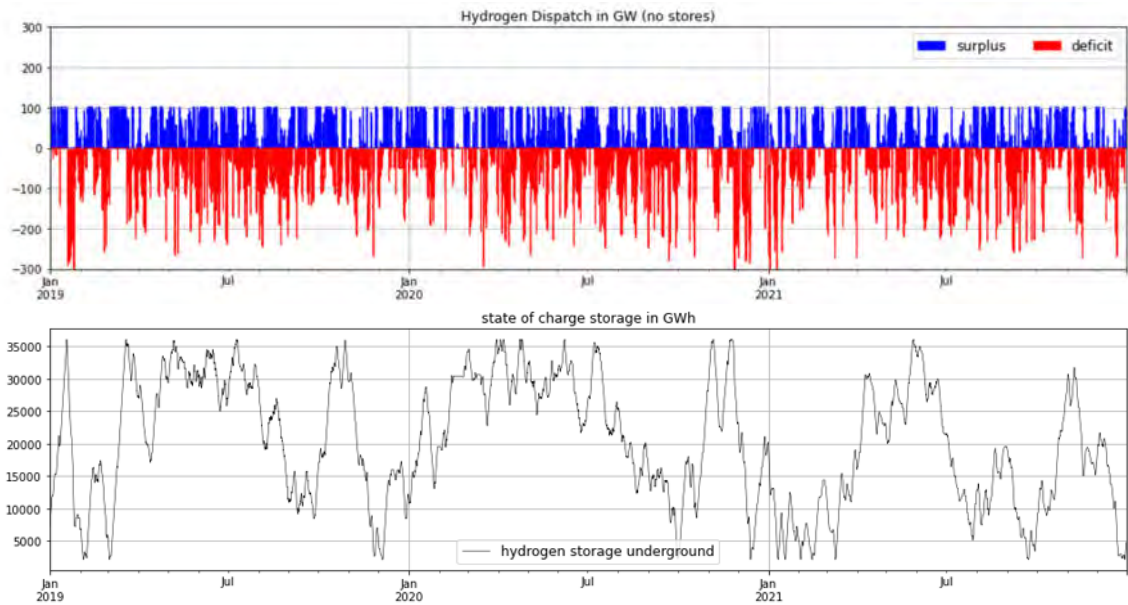


Abbildung 37: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-2) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021

#### 4.2.2.4 Gas-Sektor

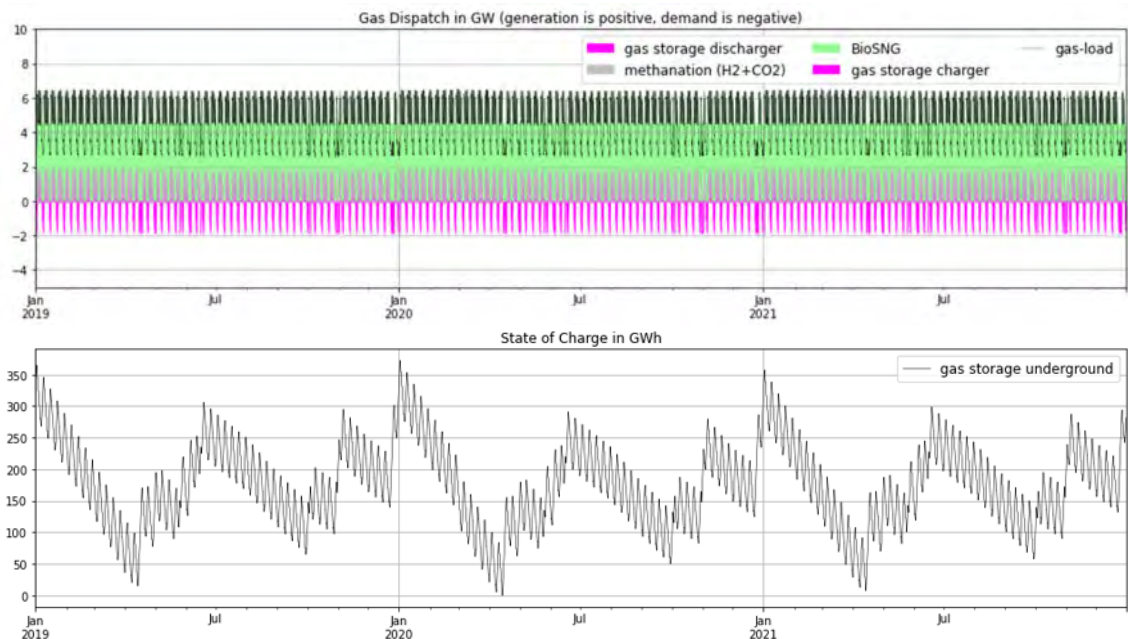


Abbildung 38: Gasbedarf und -produktion (Szenario-2) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

Analog zu Szenario-1 wird in Abbildung 38 der Gasbedarf, dessen Deckung und die Speicherfüllstände der entsprechenden Speicher dargestellt. Die Gas-Produktion verläuft, mit wenigen zeitlichen Ausnahmen, ebenfalls konstant und ausschließlich über die biogene Variante. Überschüsse, die sich aus dem fluktuierenden Bedarf ergeben, werden gespeichert und bei Lastspitzen wieder abgegeben, sodass sich ein ständiger Wechsel zwischen Speicherladung und -entladung ergibt. Hieraus ergibt sich ein verändertes Ladeprofil des Speichers im Vergleich zu Szenario-1. Besonders auffallend ist, dass der Block im Sommer des Jahres 2019, in dem der Bedarf rein durch den Speicher

gedeckt wurde, hier völlig entfällt. Die Speicher dieses Szenarios werden deutlich sichtbarer geladen und entladen, wodurch sich der gezackte Verlauf im unteren Teil der Abbildung ergibt. Tendenziell werden sie dabei zu Beginn des Jahres stärker entleert, im Spätfrühling dann wieder geladen, im Sommer wieder eher entladen und im Herbst so weit geladen, dass der Startwert wieder erreicht wird und der Zyklus von neuem beginnt.

Dieser jährlich periodische Verlauf wird als realistischer eingeschätzt als das sich aus Szenario-1 ergebende Bild. Da der Gasbedarf für beide Szenarien gleich ist, kann davon ausgegangen werden, dass ein analoger Verlauf auch in Szenario-1 möglich ist. Es kann an dieser Stelle nur gemutmaßt werden, dass aufgrund des komplexeren Modells für Szenario-1 ein Berechnungsfehler aufgetreten ist, der sich auch nach multiplen Versuchen nicht eliminieren ließ. Da dieses Problem nur die Gas-Speicherkapazität dieses Szenarios beeinflusst und die zu Beginn angenommene Speicherkapazität deutlich höher ist, verursachen die möglicherweise etwas zu hoch angesetzte nötige Speicherkapazität keine zusätzlichen Investitionskosten, sodass das Ergebnis dennoch als ausreichend genau eingestuft wird.

#### 4.2.2.5 *Fuel-Sektor*

Analog zur Darstellung von Gasbedarfs, -produktion und -speicherfüllstand, bildet Abbildung 39 diese für E-Fuels ab. Ähnlich zu Szenario-1 geschieht die Gas-Produktion ausschließlich über nicht-biogene FT-Synthese. Ein bedeutender Unterschied liegt allerdings darin, dass die fluktuierenden, teils sehr hohen, Lastspitzen, die durch den Bedarf im Verkehrssektor verursacht wurden, hier völlig wegfallen. Infolgedessen kann die Speicherkapazität bei vergleichbarem Verlauf deutlich reduziert werden. Der Fuel-Bedarf kann in jedem Fall und zu jeder Zeit gedeckt werden, insbesondere da die einzig limitierende Faktor die Verfügbarkeit von Strom zum Einspeichern von CO<sub>2</sub>, sowie zur Herstellung von Wasserstoff ist.

Für dieses Energiesystem wurde so eine Lösung simuliert, bei der in einem Jahr annähernd genug E-Fuels produziert werden können, um auch den Bedarf eines weiteren, ertragschwächeren Jahres zu decken. Ersichtlich ist dies an den Füllständen jeweils zu Anfang und Ende eines Jahres. Für das Jahr 2019 konnte so nicht nur der Bedarf gedeckt werden, sondern darüber hinaus genug eingespeichert werden, dass dieser Wert fast dem Startwert für das Jahr 2021 entspricht, in dem der Speicher bis zum Jahresende vollständig entleert wird.

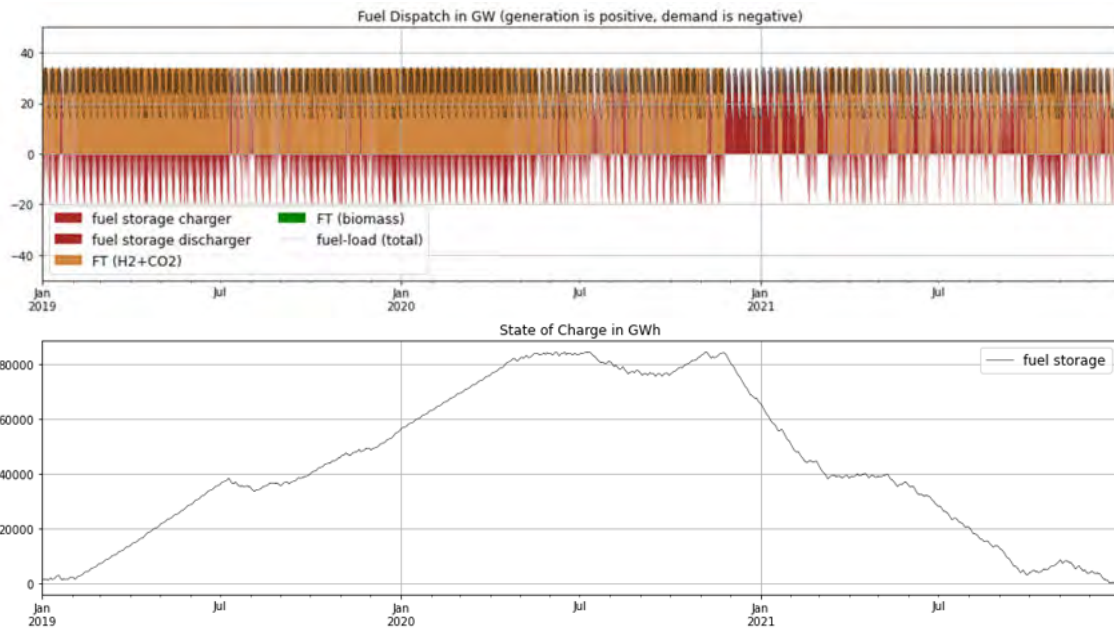


Abbildung 39: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-2) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

### 4.2.3 Analyse der Systemkosten

In Abbildung 40 ist der jährliche Investitionsaufwand und in Abbildung 41 die Anteile an den Gesamtsystemkosten analog zu Szenario-1 dargestellt. Für dieses Szenario ergeben sich für den gesamten Betrachtungszeitraum Systemkosten in Höhe von rund 467 Mrd.€ bzw. durchschnittlich 156 Mrd.€/a.

Die Kosten für den Ausbau von Onshore-WKA machen weiterhin den größten Anteil der Gesamtkosten aus, allerdings sind aufgrund geringerer nötiger Leistungen im Vergleich zu Szenario-1 auch die jährlichen Investitionskosten um etwa ein Drittel gesunken. Durch den Umstieg der Antriebstechnologie von Fuels zu Strom ließen sich wie erwartet die Kosten, für die mit der E-Fuel-Produktion in Verbindung stehenden Technologien DAC und FT, auf etwa ein Viertel senken. Weiterhin fallen die kumulierten Kosten für Elektrolyseure um etwa die Hälfte, da keine zusätzliche Elektrolyse-Leistung mehr notwendig ist, die neben den reversiblen AEL zusätzlichen Wasserstoff zur Weiterverarbeitung produzieren. Dieser Trend setzt sich auch für andere verbaute Technologien fort, sodass allein durch eine Energiewende im Verkehrssektor die Gesamtsystemkosten fast halbiert werden können.

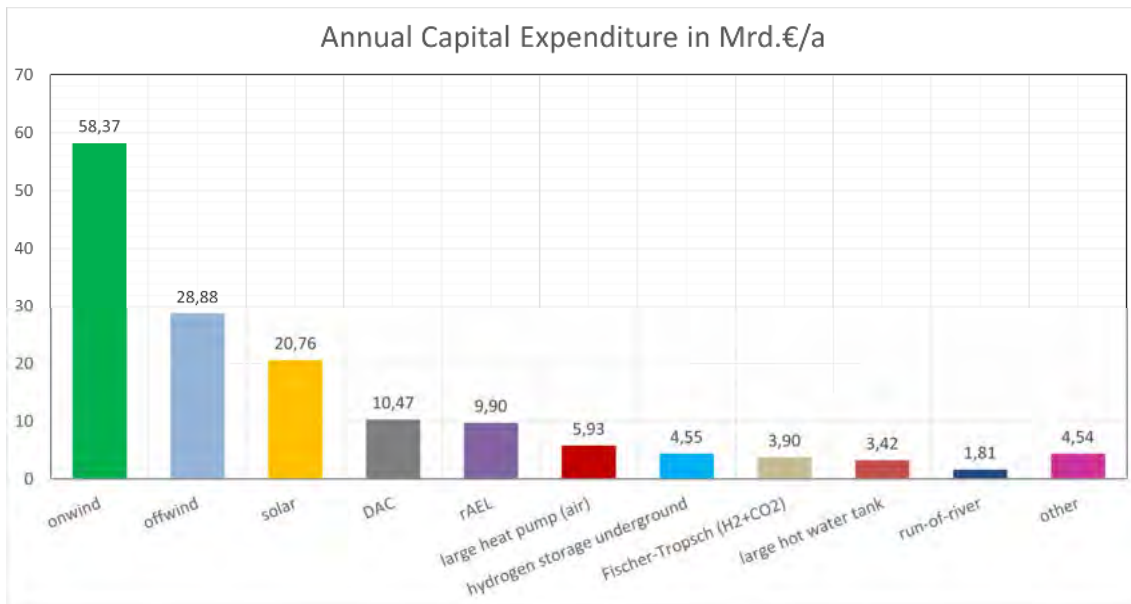


Abbildung 40: Jährlicher Investitionskostenaufwand (Szenario-2) in Mrd.€/a

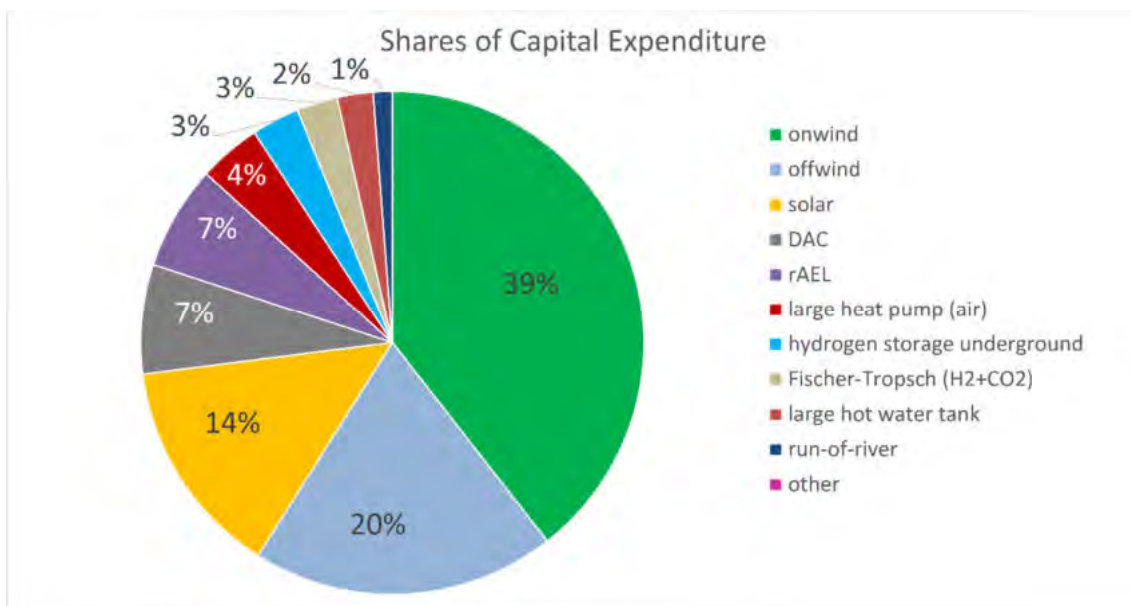


Abbildung 41: Anteile an den Gesamtsystemkosten (Szenario-2)



## 4.3 Szenario-3: „Verkehr elektrisch & mit Wasserstoff betrieben“

### 4.3.1 Installierte Leistung und Kapazität

Wie bereits in Kapitel 3.7 beschrieben, wird für dieses Szenario angenommen, dass PKWs und Züge voll elektrisch und Luft- und Seeverkehr vollständig wasserstoffbasiert fahren bzw. fliegen. Bei LKWs und Bussen wird angenommen, dass diese im Verhältnis 50:50 auf einen elektrischen bzw. wasserstoffbasierten Antrieb umsteigen.

Die zu installierenden Leistungen bewegen sich in ähnlichen Größenordnungen wie in Szenario-2, wobei die erneuerbaren Stromerzeuger teilweise eine leicht höhere Leistung aufweisen. Diese ergeben sich zu 464 GW für PV, 203 GW Offshore, 694 GW Onshore und 4,94 GW Wasserkraft.

Die über den Zeitraum erzeugte Menge Strom beläuft sich so auf etwa 1.262 TWh aus PV-, 2.044 TWh aus Offshore-, 3.401 TWh aus Onshore- und 54 TWh aus Wasserkraft-Anlagen und addiert sich so zu rund 6.761 TWh bzw. durchschnittlich 2.254 TWh/a.

Diese im Vergleich zu Szenario-2 leicht höhere Stromproduktion lässt sich durch den neu aufgetretenen Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor und dem damit verbundenen Strombedarf für Elektrolyseure erklären. Mit einer vorgesehenen Leistung von 266,2 GW für reversible alkalische Elektrolyseure ist diese um ca. 40 GW höher als in Szenario-2.

Die Bereitstellung von Prozesswärme erfolgt einmal mehr über Strom mit einer installierten Leistung von 79,2 GW und Wasserstoff mit 78 GW. Der Bedarf für RW+WW wird über elektrische Heizungen mit 44,1 GW und Wärmepumpen mit 89,2 GW, sowie Abwärme und gespeicherte Wärme gedeckt.

Die Gas- und E-Fuel-Produktion verhält sich analog zu den vorherigen Szenarien mit einer BioSNG Leistung von 7,4 GW und einer nicht-biogenen FT-Leistung von 50,6 GW. Zudem werden DAC-Technologien mit 11,34 GW Leistung vorgesehen, die einen CO<sub>2</sub>-Speicher mit einer Kapazität von 1,299 Mt<sub>CO2</sub> befüllen.

Die Kapazität von Tanks für E-Fuels beläuft sich für dieses Szenario auf 83 TWh (~8,3 Mio. m<sup>3</sup>). Wasserstoff und Gas werden erneut ausschließlich Untertage gespeichert, wobei sich die Speicherkapazitäten zu 33,2 TWh für Wasserstoff und 372 GWh für Gas ergeben.

Als Wärmespeicher kommen ebenfalls großtechnische Heißwassertanks mit einer gesamten Speicherkapazität von 17,154 TWh zum Einsatz.

Bei den Stromspeichern in Form von LIB und PSKW ergeben sich keine Änderungen zu Szenario-2, sodass lediglich die Kapazität der PSKW auf ihr Maximum von 51,6 GWh erhöht wurde.

## 4.3.2 Analyse des Energiesystems und Einfluss der Speicher

### 4.3.2.1 Stromsektor

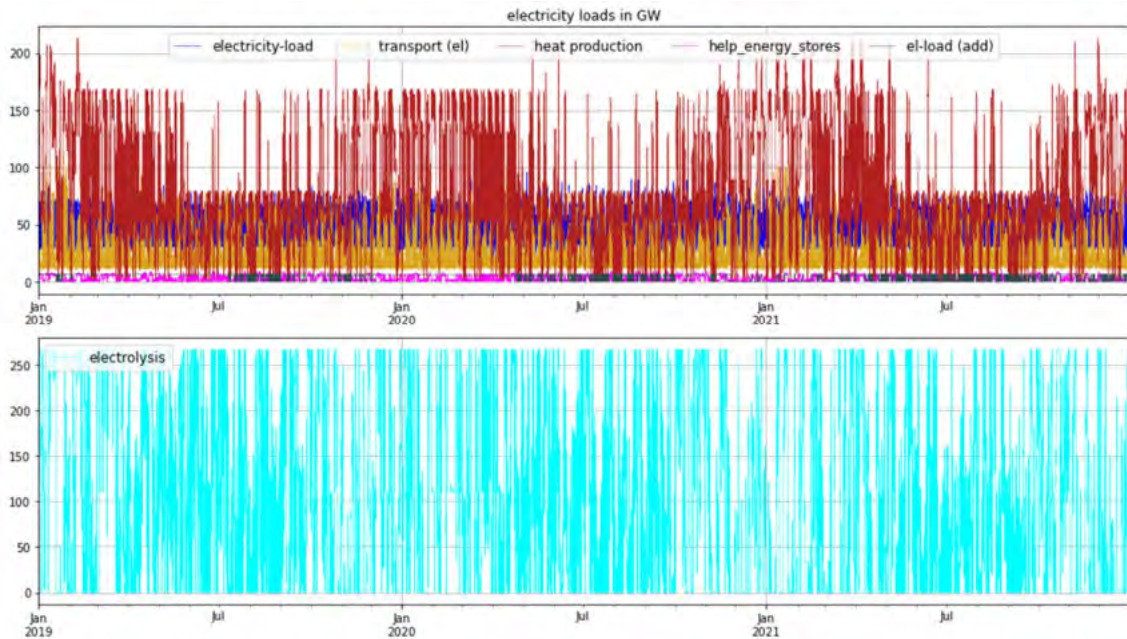


Abbildung 42: Stromlasten (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021

Wie im vorherigen Szenario wird auf eine Darstellung der erneuerbaren Stromerzeugung an dieser Stelle verzichtet und auf den Anhang verwiesen (vgl. Abbildung 62).

Abbildung 42 zeigt die Stromlasten des Szenario-3. Der Verkehrssektor (gelb) weist einen ähnlichen Verlauf zu Szenario-2 auf, allerdings sind die Ausschläge deutlich geringer und bewegen sich größentechnisch im Bereich der allgemeinen Stromlast (blau). Der Strombedarf für Elektrolyseure folgt einem ähnlichen Verlauf wie in Szenario-2, jedoch mit einer etwa 25 Prozent höheren Leistung. Für die Bereiche allgemeiner Strombedarf, Hilfsenergie für Speicher (pink) und zusätzliche Verbraucher z.B. in der Gas oder E-Fuel Produktion (grau) sind keine Veränderungen zu den vorherigen Szenarien festzustellen.

Der Strombedarf über den gesamten Betrachtungszeitraum beläuft sich auf 6811 TWh bzw. durchschnittlich 2.270 TWh/a.

Verglichen mit der Stromproduktion aus Sonne, Wind und Wasser ergibt sich ein Fehlbetrag von etwa 16 TWh/a. Analog zu Szenario-2 wird diese Rest Last durch Brennstoffzellen und Speicher ausgeglichen

Da die Darstellung der Residualstromabgabe und der Speicherfüllstände für Stromspeicher keine nennenswerten Abweichungen von jenen des Szenario-2 aufweisen, wird auf eine erneute Beschreibung an dieser Stelle verzichtet. Die entsprechenden Grafiken für das Szenario-3 lassen sich Abbildung 43 & Abbildung 44 entnehmen.

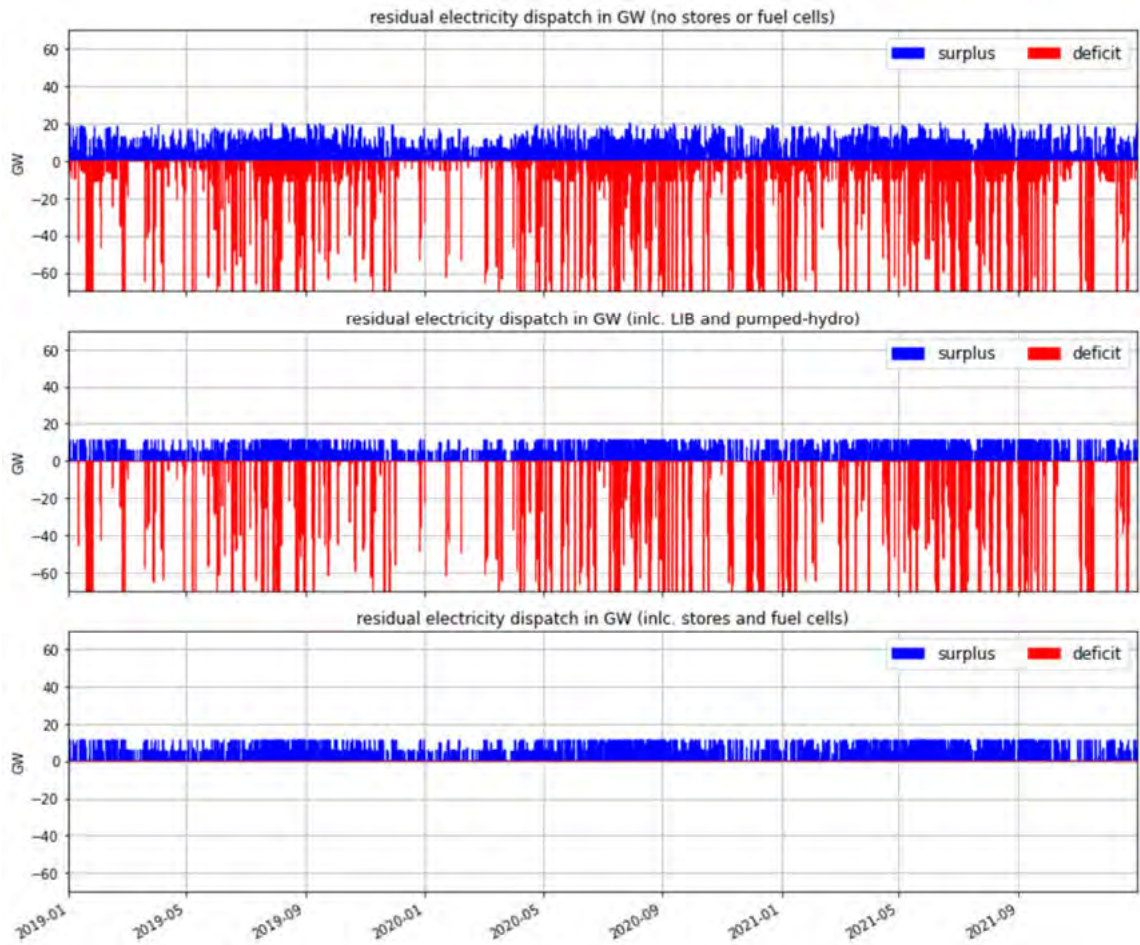


Abbildung 43: Residualstromabgabe (Szenario-3) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) von 2019 bis 2021



Abbildung 44: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-3) in GWh von 2019 bis 2021

#### 4.3.2.2 Wärmesektor

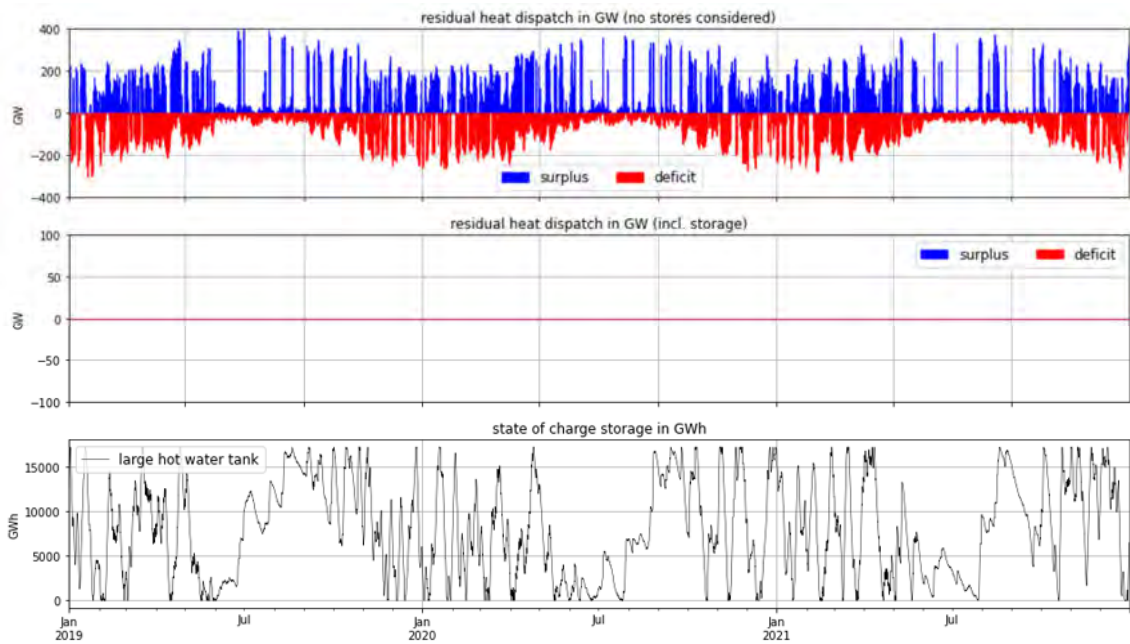


Abbildung 45: Residualwärmeabgabe (Szenario-3) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021

Der Wärmebedarf und dessen Deckung sind im zeitlichen Verlauf denen von Szenario-2 sehr ähnlich, sodass auch für diese auf eine Darstellung an dieser Stelle verzichtet und auf die Abbildung 63 und Abbildung 64 im Anhang verwiesen wird.

Abbildung 45 zeigt die Residualwärmeabgabe für den gesamten Betrachtungszeitraum. Analog zu Szenario-2 ergeben sich hauptsächlich Fehlbeträge in den Wintermonaten, während im Sommer kurzzeitige hohe Überschusspeaks erkennbar sind, die den Speicher wieder füllen. Der Füllstandverlauf dieses ist dabei dem des vorherigen Szenarios ebenfalls sehr ähnlich und unterscheidet sich lediglich hinsichtlich der Amplitude mancher Füllstandpeaks. Unter Berücksichtigung der Wärmespeicher lässt sich aber auch für dieses Szenario erkennen, dass der Wärmesektor vollständig ohne Überschüsse oder Fehlbeträge gedeckt werden kann (vgl. Mitte der Abbildung).

#### 4.3.2.3 Wasserstoff-Sektor

Der Wasserstoffbedarf und seine Deckung sind in Abbildung 46 dargestellt und entsprechen im Verlauf fast exakt dem von Szenario-2. Der einzige nennenswerte Unterschied liegt in der etwas erhöhten Last, die einmal mehr aus der Wahl des Verkehrssektors resultiert. Da die Verbräuche dieses nicht mehr allein durch Strom, sondern teilweise auch durch Wasserstoff gedeckt werden, ergibt sich logischerweise eine im direkten Vergleich höhere Wasserstofflast. Verglichen mit Szenario-1, in dem der Wasserstoff unter Verlusten erst noch weiterverarbeitet werden muss, sind die Lasten dieses Szenarios entsprechend geringer.

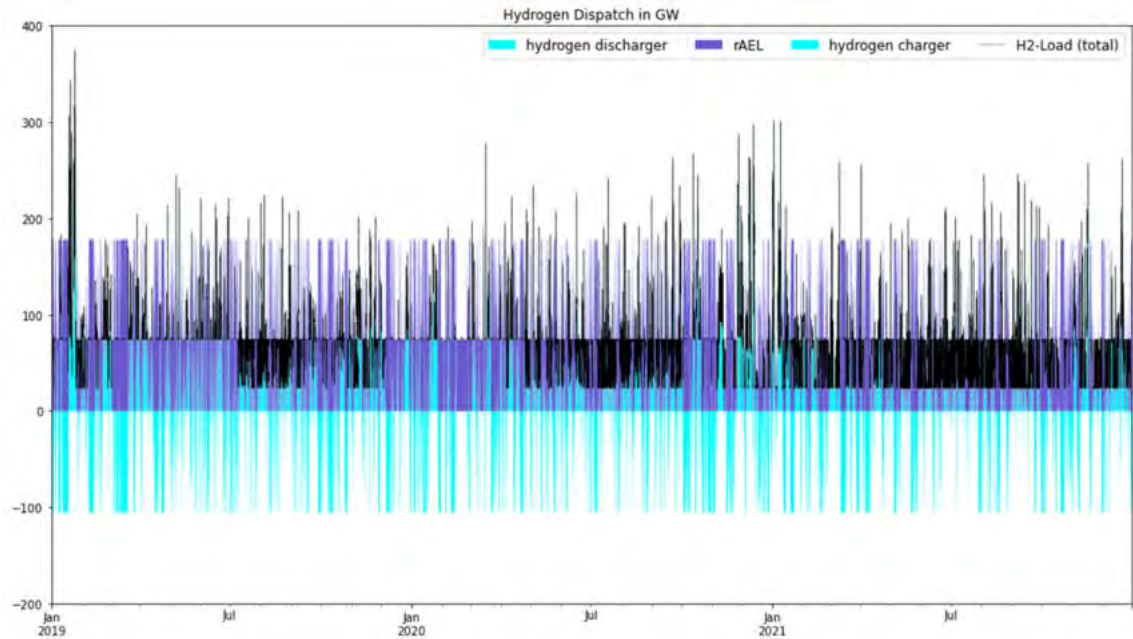


Abbildung 46: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021

#### 4.3.2.4 Gas- und Fuel-Sektor

Die Verläufe des Gas- bzw. Fuel-Bedarfs, sowie deren Deckung sind analog zu Szenario-2. Aus diesem Grund soll zur Beschreibung dieser auf die Kapitel 4.2.2.4 und 4.2.2.5 des vorherigen Szenarios verwiesen werden. Es ergibt Sinn, dass sich die Profile dieser Sektoren in beiden Szenarien gleichen, da die jeweiligen Bedarfe ausschließlich der nicht-energetischen Nutzung zuzuordnen sind und hier gleiche Bedingungen und Annahmen vorliegen. Szenario-1 unterscheidet sich insoweit, dass dort im Fuel-Sektor neben dem nicht-energetischen auch im Verkehrssektor ein Bedarf besteht, aufgrund dessen sich das Erzeugungs- und Speicherverhalten gegenüber Szenario-2 und 3 unterscheiden.

#### 4.3.3 Analyse der Systemkosten

Da sich der jährliche Investitionskostenaufwand und die Anteile an den Gesamtsystemkosten nur geringfügig von denen des vorherigen Szenarios unterscheiden, werden diese nicht noch einmal beschrieben und es sei für deren Darstellung auf die Abbildung 47 und Abbildung 48 zu verweisen.

Die Gesamtsystemkosten belaufen sich für dieses Szenario auf rund 477 Mrd.€ bzw. durchschnittlich 159 Mrd.€/a. Die um etwa 3 Mrd.€/a höheren Kosten im Vergleich zu Szenario-2 ergeben sich hauptsächlich aus der höheren installierten Leistung für Onshore-WKA und PV, die zur Wasserstoffherstellung und Deckung des Bedarfs aus dem Verkehrssektor dienen. Die installierten Leistungen anderer Technologien sind annähernd gleich.

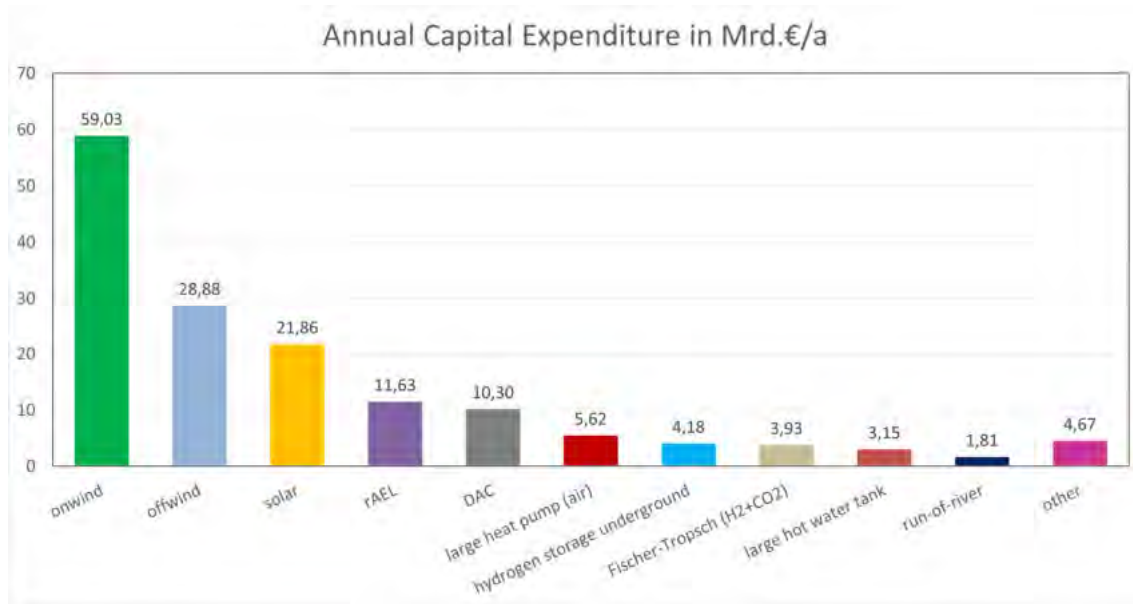


Abbildung 47: Jährlicher Investitionskostenaufwand (Szenario-3) in Mrd.€/a

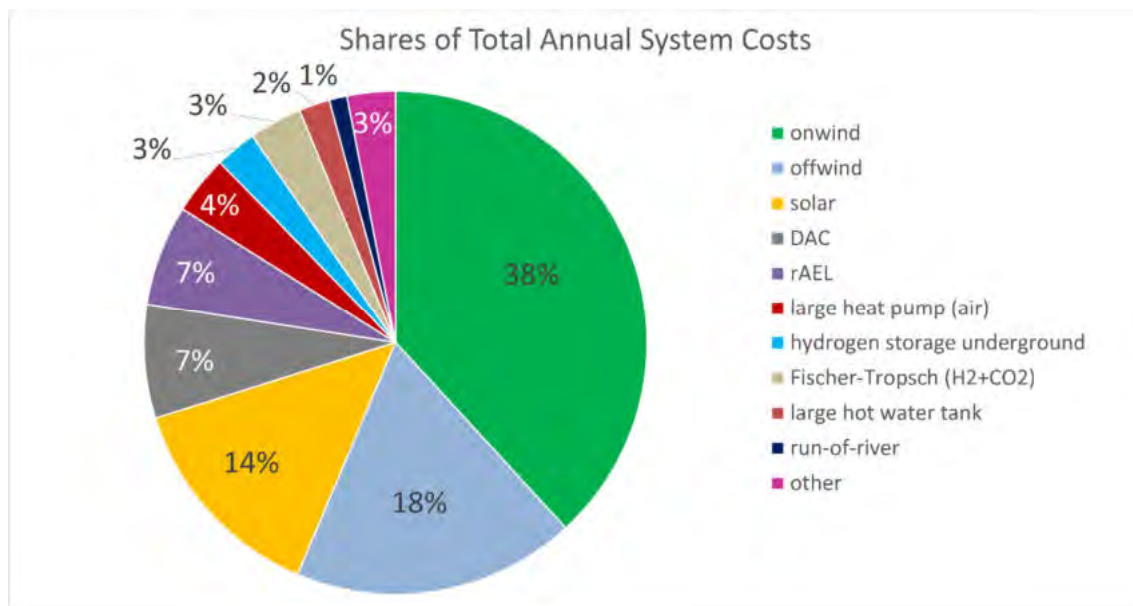


Abbildung 48: Anteile an den Gesamtsystemkosten (Szenario-3)

#### 4.4 Berücksichtigung von Energieeinsparungen und Vergleich der Simulations-Resultate

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse für die drei Basis Szenarien, sowie unter Berücksichtigung von Energieeinsparungen („E\_save“) analysiert. Auf eine ausführliche Darstellung jedes Energiespar-Szenarios mithilfe von Grafiken für jeden Sektor wird hier verzichtet und stattdessen nur relevante oder auffällige Änderungen zum jeweiligen Basis-Szenario aufgezeigt. Zum Vergleich mit den jeweiligen Basis Szenarien befinden sich analog erstellte Grafiken im Anhang dieser Arbeit (vgl. Abbildung 68 bis Abbildung 79).

Tabelle 13 fasst die ermittelten Leistungen und Kapazitäten der verbauten Technologien zusammen, Tabelle 14 den durchschnittlichen Strombedarf der verschiedenen Szenarien nach Sektoren unterteilt, sowie die prognostizierten CO<sub>2</sub>-Reduktionen der Atmosphäre und die Gesamtsystemkosten. Die Abbildungen Abbildung 49 bis Abbildung 55 stellen diese Ergebnisse noch einmal grafisch dar.

Bei der jährlichen CO<sub>2</sub>-Reduktion fällt auf, dass in Szenario-1, bei dem die Verbräuche im Verkehr analog zum Referenzjahr angenommen werden, etwa drei bis vier Mal so viel CO<sub>2</sub> pro Jahr aus der Atmosphäre entnommen wird, wie in Szenario 2 (rein elektrischer Verkehrssektor) und Szenario 3 (elektrischer und wasserstoffbasierter Antrieb). Auf den ersten Blick erscheint dies ein positiver Aspekt dieses Szenarios zu sein, allerdings darf nicht vergessen werden, dass ein Großteil dieses CO<sub>2</sub> dazu genutzt wird E-Fuels herzustellen, die ihrerseits wieder für Emissionen sorgen. Das CO<sub>2</sub> ist damit nicht effektiv aus der Atmosphäre entfernt, sondern nur umgewandelt und lagert in Fuel-Tanks darauf wartend getankt und wieder in die Atmosphäre entlassen zu werden. Da für die Szenarien 2 und 3 keinerlei Technologie verbaut wurden, die Emissionen haben, sind die Reduktionswerte für diese Szenarien als realistischer zu bewerten

Allgemein lässt sich sagen, dass sich Szenarien 2 und 3 in den meisten Sektoren sehr ähneln und sich leicht höhere zu installierende Leistungen und Kapazitäten lediglich aus dem Wasserstoffbedarf im Verkehrssektor resultieren. Da dies der einzige Unterschied der beiden Szenarien hinsichtlich anfänglicher Annahmen ist, ergibt dies durchaus Sinn. Der Wasserstoffsektor wird in Zukunft in jedem Fall an Bedeutung gewinnen, sodass auch Fortschritte in der Mobilität zu erwarten sind. Vor diesem Hintergrund und da voraussichtlich nicht alle Subsektoren des Verkehrssektors vollständig elektrifizierbar sein werden, erscheint das Szenario 3 als ein erstrebenswertes (Zwischen-)Ziel auf dem Weg zu vollkommener Klimaneutralität.

In jedem Fall lässt sich sagen, dass ein Festhalten an klassischen Verbrenner-Motoren mit enormen energetischen und finanziellen Herausforderungen verbunden ist. Ein möglichst hoher Grad an Elektrifizierung in diesem Sektor wirkt sich positiv auf das Gesamtsystem aus, sodass sich der durchschnittliche jährliche Strombedarf um etwa ein Drittel und die Gesamtkosten des Basis-Systems um fast die Hälfte senken lassen.

Mit Blick auf Szenario-1 inklusive Energieeinsparungen fällt auf, dass trotz gesunkener Bedarfe, besonders im Wärmesektor, die Kosten nicht gesunken, sondern sogar

gestiegen sind. Auf den ersten Blick erscheint dieses Resultat wenig logisch, doch werden aufgrund des geringeren Wärmebedarf keine reinen Wärmeerzeuger installiert. Dies hat wiederum zur Folge, dass die guten Effizienzen dieser Technologien nicht genutzt werden und der Wärmespeicher über andere Technologien mit deutlich schlechterer Wärmeeffizienz aufgeladen werden muss. Schlussendlich können nur wenige Technologien in ihrer zu installierenden Leistung oder Kapazität bedeutend reduziert werden. Im Falle der Solarenergie steigert sich die zu installierende Leistung sogar um ca. 14 GW.

Generell lässt sich feststellen, dass unter Berücksichtigung der angenommenen Energieeinsparungen die Leistung für Onshore zurückgeht, während die von PV ansteigt. Der Grund hierfür liegt im jahreszeitlichen Verlauf der entsprechenden Erzeugerprofile in Kombination mit den Einsparungen. Da sich der Wärmebedarf um etwa zwei Drittel reduziert und dies besonders in den Wintermonaten Gewichtung findet, kann die Leistung der Stromerzeuger, die primär in diesem Zeitraum hohe Leistungen erzielen entsprechend reduziert werden. Damit kein Stromdefizit entsteht wird die Leistung der in den Sommermonaten stärker produzierenden Technologien entsprechend erhöht.

Dieser Einfluss, der z.B. durch Gebäudesanierung zu realisieren ist, lässt sich auch in den installierten Leistungen der Wärmeerzeuger beobachten. Während die Prozesswärmeerzeugung nur durch Einsparungen in der Industrie profitiert und somit zu installierende Leistungen sinken, lassen sich die Leistungen von Elektroheizungen und Wärmepumpen teils deutlich reduzieren.

Auch bei den Elektrolyseuren lässt sich eine Reduzierung der zu installierenden Leistungen verzeichnen. Diese fallen allerdings nicht so groß aus und bewegen sich mit Ausnahme von Szenario-1, in dem die Elektrolyse-Leistung im einstelligen Prozentbereich reduziert werden konnte, im Bereich von ca. 15 Prozent, was den angenommenen Einsparungen in der Industrie entspricht.

Bei den Energiespeichern fallen gleich einige Dinge ins Auge, unter anderem, die im Vergleich zu den Basis Szenarien 2 und 3 deutlich höheren Speicherkapazität der jeweiligen Varianten inklusive Energieeinsparungen. Diese liegen von der Größenordnung deutlich näher beim Wert, der für das Szenario-1 errechnet wurde. Die Erzeugung, Ein- und Ausspeicherung von Gas erfolgt dabei analog, was bedeutet, dass auch hier über die Sommermonate kein Gas produziert wird und sämtliche Bedarfe über den Speicher gedeckt werden. Eine weitere ähnliche Anomalie lässt sich bei den CO<sub>2</sub>-Speichern feststellen. Da die Kosten der jeweiligen Speicher, selbst bei höher errechneten nötigen Kapazitäten, weniger als ein Prozent der Gesamtsystemkosten ausmachen, wird der Einfluss möglicher Berechnungsfehler in der Simulation auf das Gesamtergebnis allerdings als äußerst gering eingeschätzt.

Weiterhin fällt die erstmals erhöhte Kapazität der LIB-Speicher auf, die mit zunehmenden Elektrifizierungsgrad ebenfalls weiter zunimmt. Indem in anderen Sektoren Leistung und damit Kosten eingespart wurden, wurde es erstmals energetisch und finanziell lukrativ diese Technologie verstärkt einzusetzen.



Zusammengefasst lassen sich durch die Energieeinsparungsmaßnahmen die Gesamtsystemkosten für die Szenarien 2 und 3 noch einmal um etwa 20 Prozent reduzieren. Insofern die Kosten dieser Maßnahmen diese Reduktion nicht übersteigen, empfiehlt es sich dringend diese verstärkt umzusetzen, sodass die angenommenen Reduktionen auch erreicht werden.

Tabelle 13: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse für Leistung und Kapazität

	Szenario-1		Szenario-2		Szenario-3	
	Basis	E_save	Basis	E_save	Basis	E_save
<b>erneuerbare Stromerzeuger [GW]</b>						
PV	944	958	441	448	464	473
Onshore-Wind	1.137	955	687	452	694	463
Offshore-Wind	203	203	203	203	203	203
Wasserkraft	4,94	4,94	4,94	4,94	4,94	4,94
<b>Wärmeerzeuger [GW]</b>						
el. Heizungen	98,9	-	55,6	24,8	44,1	36,8
Wärmepumpe (groß)	42,0	-	94,2	25,8	89,2	18,5
Prozesswärmeerzeuger (el.)	79,9	67,5	78,9	66,7	79,2	66,9
Prozesswärmeerzeuger (H <sub>2</sub> )	68,4	58,0	79,2	66,0	78,0	64,6
<b>Entladeleistung Stromspeicher [GW]</b>						
Li-Ion Batterie	5,87	5,87	5,87	25,82	5,87	8,06
Pumpspeicher-KW	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79	6,79
<b>Energiewandler [GW]</b>						
alkal. Elektrolyse	147,38	358,4	-	-	-	29,7
alkal. Elektrolyse (reversibel)	385,5	155,3	226,7	189,6	266,2	197,2
alkal. Brennstoffzelle	385,5	155,3	226,7	189,6	266,2	197,2
biogene Methanisierung	8,65	8,4	7,4	6,9	7,4	7,25
Fischer-Tropsch (H <sub>2</sub> +CO <sub>2</sub> )	186,7	175,5	50,2	46,0	50,6	45,1
direct air capture	42,3	40,4	11,53	10,23	11,34	10,26
<b>Speicher</b>						
Li-Ion Batterie [GWh]	8,67	9,21	8,67	78,12	8,67	25,55
Pumpspeicher-KW [GWh]	48,89	51,6	51,6	51,6	51,6	51,6
Heißwassertanks [TWh]	77,0	89,69	18,6	12,3	17,2	22,5
H <sub>2</sub> -Untertage [TWh]	32,7	30,5	36,1	20,2	33,2	19,4
Gas-Untertage [TWh]	16,93	23,99	0,37	9,72	0,37	14,03
Fuel-Tank [TWh]	118,8	92,1	84,4	73,2	83,0	69,2
CO <sub>2</sub> -Tank [MtCO <sub>2</sub> ]	3,723	0,684	0,445	1,580	1,299	1,097

Tabelle 14: Zusammenfassung der Simulationsergebnisse Verbrauch und Kosten

	Szenario-1		Szenario-2		Szenario-3	
	Basis	E_save	Basis	E_save	Basis	E_save
Systemkosten [Mrd. €/a]	285	306	156	126	159	130
CO <sub>2</sub> -Reduktion [Mio.t/a]	276,2	264,6	72,9	61,2	72,9	61,2
<b>durchschnittlicher Energiebedarf [TWh/a]</b>						
E-Fuels	957	923	212	178	212	178
Gas	40	34	40	34	40	34
Prozesswärme	495	416	495	416	495	416
Wärme	790	284	790	284	790	284
Wasserstoff	0	0	0	0	205	205
Strom	3.388	3.053	2.255	1.845	2.270	1.870
<i>Allgemein</i>	417	387	417	387	417	387
<i>Transport</i>	12	12	398	398	195	195
<i>Prozesswärme-erzeugung</i>	475	402	387	322	420	353
<i>Wärmeerzeugung</i>	137	0	264	62	248	51
<i>Elektrolyse</i>	2.135	2051	727,3	627	929	836
<i>Hilfsenergie</i>	24	20	19,7	13	19	13
<i>sonstige</i>	188	181	42	35	42	35

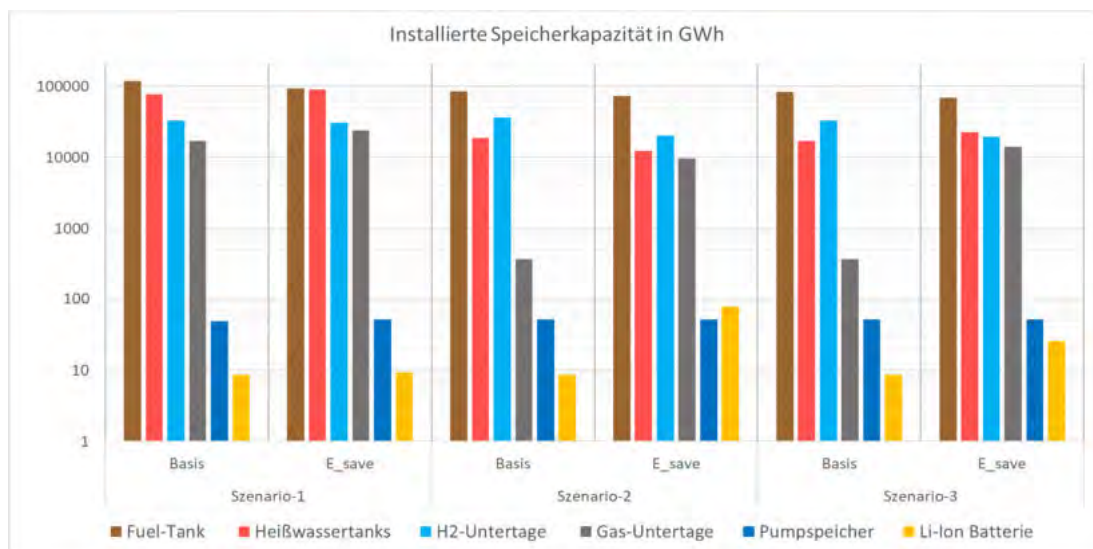


Abbildung 49: Simulationsergebnisse zur installierten Speicherkapazität in GWh

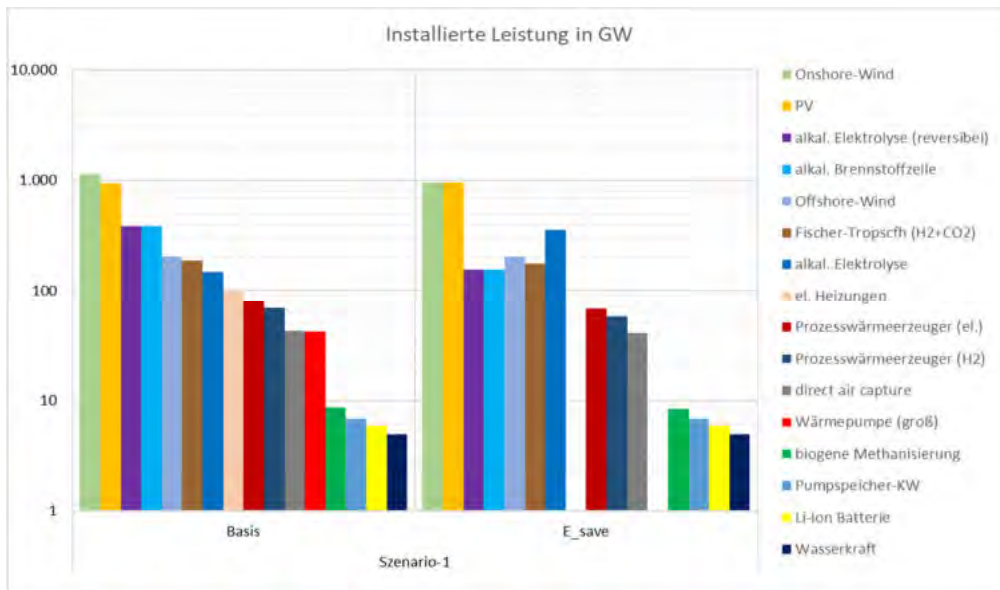


Abbildung 50: Simulationsergebnisse zur installierten Leistung in GW (Szenario-1)

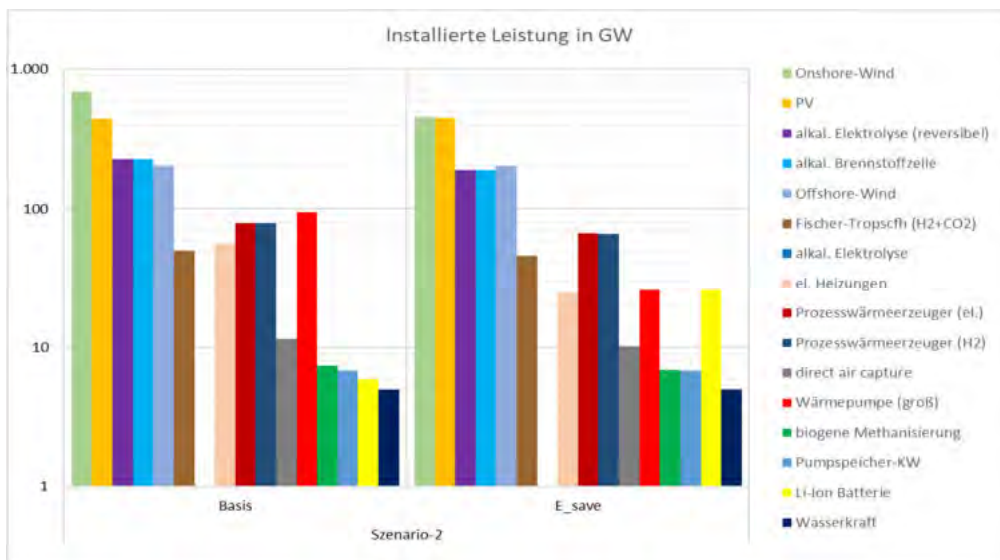


Abbildung 51: Simulationsergebnisse zur installierten Leistung in GW (Szenario-2)

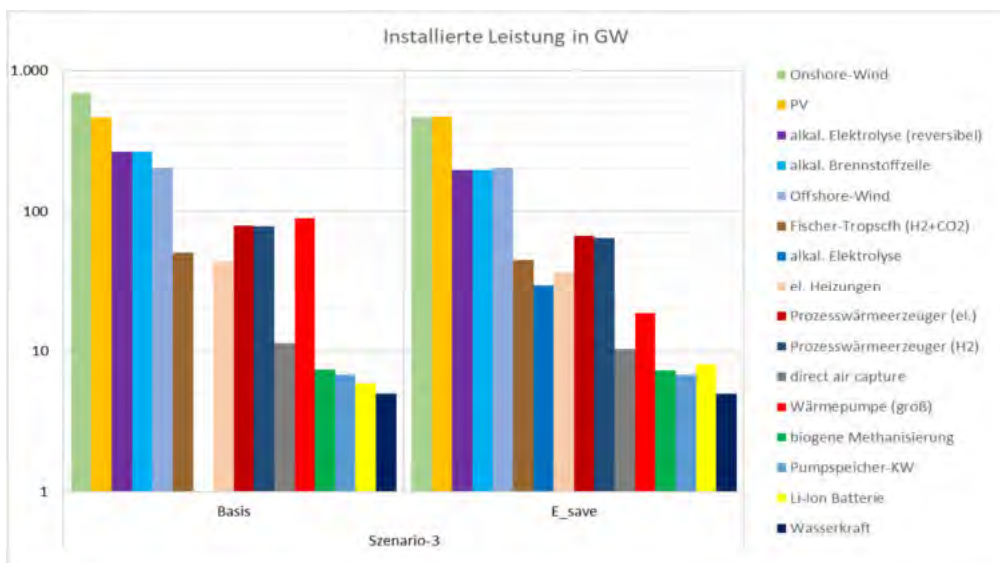


Abbildung 52: Simulationsergebnisse zur installierten Leistung in GW (Szenario-3)

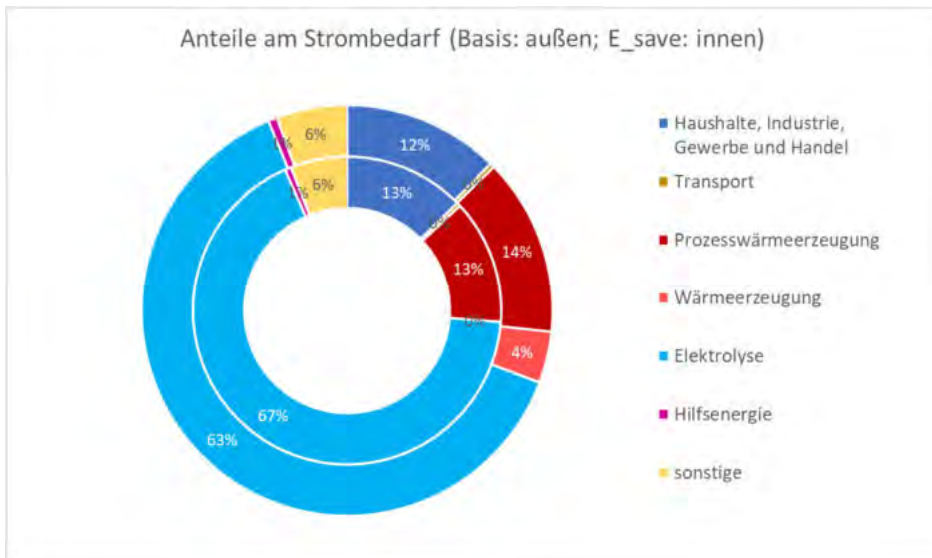


Abbildung 53: Anteile am Strombedarf Szenario-1 (Basis: außen; E\_save: innen)

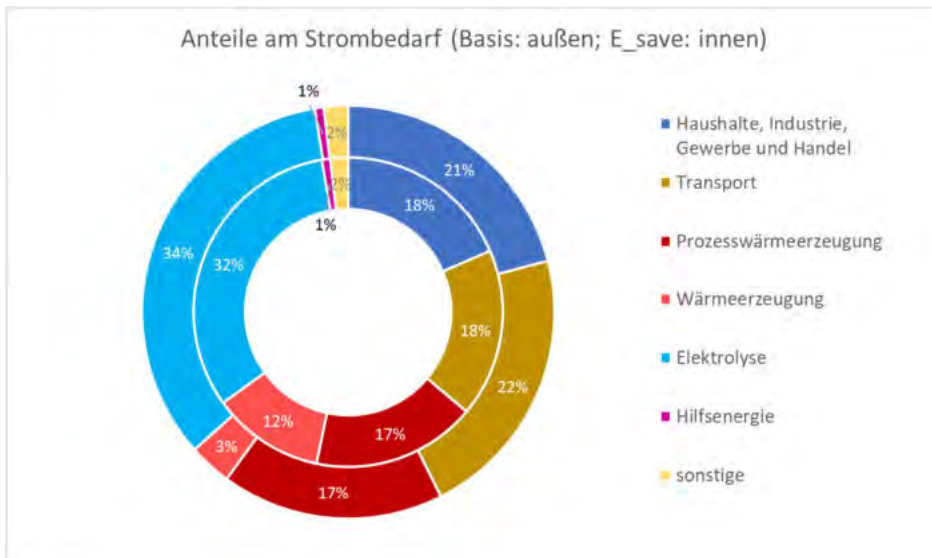


Abbildung 54: Anteile am Strombedarf Szenario-2 (Basis: außen; E\_save: innen)

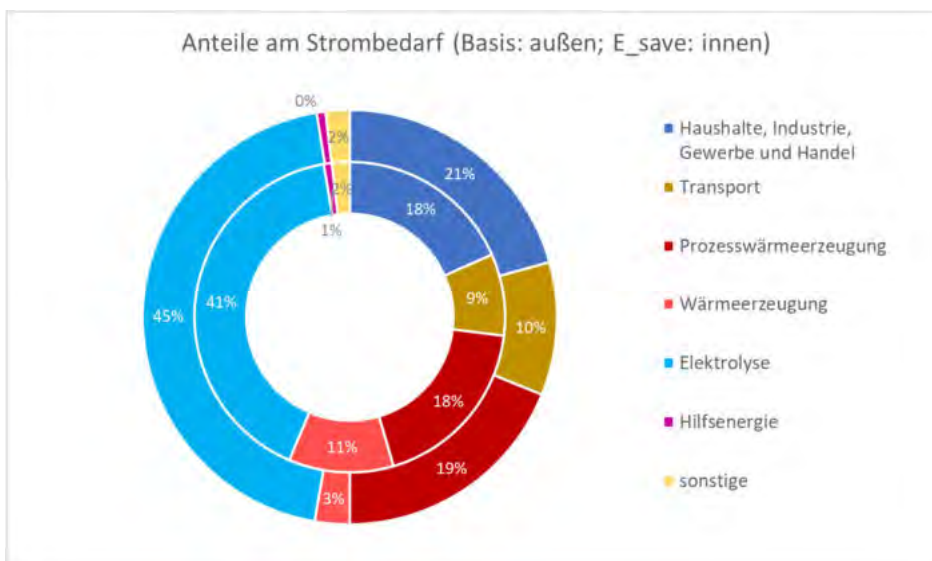


Abbildung 55: Anteile am Strombedarf Szenario-3 (Basis: außen; E\_save: innen)

## 5 Diskussion & Ausblick

### 5.1 Diskussion

Bei den in dieser Arbeit aufgestellten Prognosen bezüglich zu installierender Leistungen, Kapazitäten und Kosten handelt es sich um Simulationsresultate eines vereinfachten Netzwerk-Modell, das in der Programmiersprache Python verfasst wurde.

Daraus folgend kann es sich hier nur um eine Annäherung, an die in der Realität tatsächlich vorhandenen Bedingungen handeln, sodass die Ergebnisse dementsprechend zu bewerten sind.

Aufgrund der enormen Komplexität des Energiesektors wurden so teilweise nacheinander laufende Reaktionen, wie z.B. bei der Produktion von Gas oder E-Fuels, zusammengefasst und konstante Effizienten angenommen, auch wenn Einflussfaktoren wie Prozessstemperatur, Degradation oder ob die Technologie in Teillastbetrieb läuft, einen Einfluss auf diese haben können. Theoretisch ist die Implementierung einer gleitenden Effizienz möglich und würde die Genauigkeit der Resultate erhöhen, allerdings sind hierfür passende Profile nötig und es ist mit einer deutlichen Erhöhung der Simulationsdauer zu rechnen.

Allgemein ließe sich das Netzwerk um diverse Technologien ergänzen, wodurch das Gesamtsystem an Flexibilität in Punkto Wahl der Technologie gewinnt, und potenziell noch besser geeignete und günstigere Resultate gefunden werden, doch sollte auch hier eine Balance zwischen Rechenzeit und geforderter Genauigkeit gefunden werden.

Da die Rechenzeit pro Simulation mit den in dieser Arbeit vorgestellten Technologieoptionen bereits einige Stunden in Anspruch nahm, wurde auf die Implementierung weiterer Technologien bzw. der Aufspaltung zusammengefasster verzichtet. Bereits jetzt stößt die Rechenkapazität eines noch relativ modernen Standrechners, in diesem Falle mit einem AMD Ryzen 5 5600X Prozessor mit 6 Kernen und einer Arbeitsspeicherleistung von 32 GB, an seine Grenzen; wobei zu erwähnen ist, dass diese Hardwarekonfiguration nicht zwingend der limitierende Faktor ist. Wird eine Simulation gestartet, so wird eine entsprechende Problem- und Lösungs-Datei in Python erzeugt, die völlig unabhängig von späteren Ausgabedateien zu sein scheint. Diese können mit steigender Komplexität des Modells teilweise sehr groß werden und den virtuell zugeteilten Speicher für Python-Dateien im entsprechenden Unterordner bereits vollständig füllen. Selbst das manuelle Ändern des Speicherpfades auf eine andere leerere Festplatte, sodass ausgeschlossen werden kann, dass kein physischer Speicherplatz mehr verfügbar ist, konnte keine Abhilfe hierfür schaffen.

Allgemein scheint die Berechnung von Speicherkapazitäten fehleranfälliger zu sein als z.B. die Errechnung nötiger Erzeugerkapazitäten. Besonders auffällig wird dies, wenn ein konstanter oder periodisch konstanter Bedarf besteht. Im Falle eines konstanten Verbrauchs kam es so oft vor, dass der entsprechende Speicher vollkommen umgangen wurde und z.B. Biomasse geerntet, danach sofort vergast und zur Deckung des Bedarfs genutzt wurde, vollkommen ohne Beteiligung von Speichern. Dieses

Simulationsverhalten wird als Grund für die im vorherigen Kapitel angesprochenen Anomalien in der Speicherkapazität von Gas- und CO<sub>2</sub>-Speichern vermutet und zeigt noch einmal die Wichtigkeit von realistischen Standard Last- bzw. Erzeuger-Profilen auf.

Als Erzeugerprofile wurden die errechneten CF-Profile für Sonne, Wind und Wasser verwendet. Da diese jeweils für ein (Wetter-)Jahr erstellt und in der Simulation aneinander gekettet wurden, ist ihre allgemeine Gültigkeit begrenzt. Für besonders sonnenreiche Jahre könnte das CF-Profil von PV entsprechend anders aussehen und im Jahresdurchschnitt höhere Werte erzielen, was wiederum Einfluss auf die von der Simulation errechnete zu installierende Leistung hat. Für diese Arbeit wurde ein Betrachtungszeitraum von 2019 bis 2021 gewählt, sodass die Resultate weniger abhängig vom Wetter eines speziellen Jahres sind. Eine noch wetterunabhängigere Lösung wäre demnach erreichbar, indem der Betrachtungszeitraum um weitere Jahre erweitert wird. Dies steigert die Rechenzeit allerdings für jedes hinzugefügte Jahr bedeutend.

Die Abschätzung der jeweiligen Technologiekosten erfolgte hauptsächlich über die Angaben verschiedener Technologiekatologe, die von der Dänischen-Energieagentur veröffentlicht und regelmäßig aktualisiert werden. Da diese Kosten und weitere technologiespezifischen Daten für zukünftige Jahre ebenfalls nur prognostiziert werden können, kann es in der Realität zu erheblichen Abweichungen kommen. Für Folgesimulationen sollten die Kostenannahmen darum entsprechend kontrolliert und ggf. angepasst werden.

Bei der Erstellung des Netzwerkes wurde zunächst nur ein Jahr betrachtet, sodass Fehler schneller gefunden und korrigiert werden konnten. Für die letztendlich in dieser Arbeit vorgestellten Simulationen wurde der Betrachtungszeitraum entsprechend erweitert. Innerhalb der Simulation wird dies jedoch nach wie vor als eine Investitionsperiode angesehen. PyPSa bietet die Möglichkeit den Betrachtungszeitraum in verschiedene Investitionsperioden aufzuteilen, sodass sich beispielsweise jährliche Zubau Mengen ergeben. Eine solche Betrachtung ist für die Zukunft potenziell interessant, allerdings müssen sämtliche Generatoren, Stores und Links und weitere Netzwerkparameter überarbeitet werden. Dies war im zeitlichen Bearbeitungsrahmen dieser Arbeit nicht mehr möglich, besonders da sich hieraus neue programmiertechnische Problematiken ergeben hätten.

## 5.2 Ausblick

Da ein Großteil der genutzten Kenntnisse erst während der Ausarbeitung autodidaktisch erlernt werden mussten, wurde das Netzwerk nach besten Gewissen und Möglichkeit erstellt bzw. programmiert. Mit größeren Vorkenntnissen bzw. mehr Übung im Umgang mit Python-Netzwerken und der Simulation von Energiesystemen wäre es potenziell möglich den Code weiter zu optimieren, besonders hinsichtlich der Rechendauer und -stabilität.

Aus diesen Gründen handelt es sich bei dem erstellten Simulations-Code nur um eine erste Version eines Tools zur Abschätzung der nötigen Leistungen und Kapazitäten eines Klimaneutralen Energiesystems für Deutschland. Dieses kann und sollte in Zukunft

weiterverwendet, angepasst und weiter optimiert werden, sodass die Aussagekraft der Ergebnisse weiter gesteigert werden können.

Beispielhaft könnte für zukünftige Simulationen der Biomasse-Sektor entsprechend der Kategorien, denen die Potenziale zugeordnet wurden, aufgespaltet werden und für jeden der vier Subsektoren entsprechende Generatoren definiert werden, die das Wachstum der entsprechenden Biomasse-Klasse widerspiegeln kann. Auf diese Weise wäre eine zeitlich abhängige Füllung des Speichers möglich, der das Biomassenpotenzial repräsentiert, statt von einem anfangs gefüllten Biomassespeicher auszugehen, dessen Kapazität dem Biomassepotenzial für den Betrachtungszeitraum entspricht.

Es wird vermutet, dass aufgrund dieser getroffenen Vereinfachung auch keine Biomasse-Speicher gebaut wurden, wenn auch die Option hierfür im Code implementiert ist. Einfach gesagt besteht zurzeit keine Notwendigkeit separate Speicher zu bauen, wenn bereits ein gefüllter Biomassepotenzial-Speicher vorhanden ist, aus dem die Biomasse bei Bedarf einfach entnommen werden kann. Füllt sich dieser Speicher allerdings erst über die Zeit und dabei stärker in den Sommermonaten, um das Pflanzenwachstum realistischer zu modellieren, so kann vermutet werden, dass genau in dieser Zeit auch verstärkt geerntet wird, sodass sich die Installation von Speichern eher lohnt, um Biomasseerträge aus dem Sommer auch im Winter verfügbar zu machen.

Da bereits eine Import-Option für Energieträger implementiert wurde, wäre es durchaus denkbar und interessant dies auch für Strom zu tun und darüber hinaus Export-Optionen zu implementieren. Auf diese Weise wäre es möglich über Energieimporte und -exporte einen Börsenhandel zu simulieren und dessen Einfluss auf die zu installierenden Leistungen und Kapazitäten zu analysieren.

In dieser Arbeit wurden keine regionalen Unterschiede gemacht und Deutschland demnach als einheitliche „White-Box“ angesehen werden kann, wurden Transportwege für verschiedene Energieformen oder -träger nicht berücksichtigt. Für zukünftige Simulationen könnten demnach diese inklusive ihrer Kosten und Verluste implementiert werden. Hierzu notwendig sind allerdings Kenntnisse z.B. über durchschnittliche Transportwege, die Länge von Pipelines oder Stromtrassen oder regionale Erzeuger- und Lastprofile. Hieraus folgt, dass deutlich mehr spezifische Informationen gebraucht werden und das Netzwerk vollständig überarbeitet werden müsste, sodass z.B. in Norddeutschland erzeugter Strom über Trassen transportiert wird, um so Stromlasten in Süddeutschland zu decken.

Trotz all der genannten Einschränkungen und Vereinfachungen, konnte ein Tool gebaut werden, dass anhand von individuell einstellbaren Kosten- und Effizienzzannahmen über vorbereitete Profile und Wetterdaten ein nachhaltiges Energiesystem erstellt, dass alle auftretenden Verbräuche des Betrachtungszeitraumes decken kann, hinsichtlich der Gesamtsystemkosten optimiert ist und Prognosen über die zu installierenden Leistungen und Kapazitäten zulässt.

## 6 Fazit

In dieser Arbeit wurde mithilfe eines in der Programmiersprache Python verfassten Simulations-Code ein vereinfachtes Energiesystem für die nachhaltige Energieversorgung Deutschlands erstellt und über einen Betrachtungszeitraum von drei Jahren in stündlicher Auflösung simuliert.

Das Ziel dieser Simulation ist anhand von im Vorfeld getroffener Annahmen ein Energiesystem zu generieren, das vollständig klimaneutral ist, auf regenerative Quellen setzt und trotz Fluktuation dieser auch in Zeiten einer Dunkelflaute die Energieversorgung in allen Sektoren sicherstellt, sodass sich Prognosen über die zu installierenden Leistungen und Speicherkapazitäten, sowie deren Kosten treffen lassen können.

Hierfür wurden normierte Last- und Erzeugungsprofile verschiedener Sektoren erstellt, sowie Temperaturdaten der Jahre 2019 bis 2021 genutzt, wobei die tatsächlichen Verbräuche des Jahres 2019 als Referenz und Skalierungsfaktor der Lastprofile dient. Zudem wurden drei verschiedene den Verkehrssektor betreffende Szenarien definiert, bei dem in Szenario-1 die Verbräuche analog zum Referenzjahr angenommen werden, in Szenario-2 von einem vollkommen elektrischen Verkehrssektor ausgegangen wird, sowie Szenario-3 bei dem angenommen wird, dass PKWs und Züge voll elektrisch fahren und Luft- und Seeverkehr vollständig wasserstoffbasiert fahren bzw. fliegen. Bei LKWs und Bussen wird angenommen, dass diese im Verhältnis 50:50 auf einen elektrischen bzw. wasserstoffbasierten Antrieb umsteigen.

Es kann festgehalten werden, dass jedes aus den Szenarien resultierende Energiesystem den Anforderungen entspricht und eine lückenlose Energieversorgung garantieren kann, allerdings mit unterschiedlichem Installations- und Kostenaufwand.

Für das erste Szenario ergeben sich so zu installierende Erzeugerleistungen von 944 GW für PV, 1.137 GW für Onshore-WKA, 203 GW für Offshore-WKA, sowie 4,94 GW Wasserkraft. Weiterhin besteht ein enormer Installationsbedarf für Elektrolyseure mit insgesamt rund 533 GW. Der so produzierte Wasserstoff wird dabei zu einem großen Teil für die Weiterverarbeitung zu E-Fuels benötigt. Da (Erd-)Gas zur Nutzung in KWK-Anlagen ausgeschlossen wurde, reduzieren sich die nötigen Speicherkapazitäten von heutigen etwa 250 TWh deutlich auf ca. 16,93 TWh; für die Wasserstoffspeicherung werden Untertagespeicher mit einer Kapazität von 32,7 TWh vorgesehen. Die Gasproduktion erfolgt dabei ausschließlich über die Methanisierung von Biomüll, dessen angenommenes jährliches Potenzial nicht vollständig ausgeschöpft werden muss. Zusammengefasst ergibt sich für dieses Szenario ein durchschnittlicher Strombedarf von 3.388 TWh/a und Gesamtsystemkosten in Höhe von 285 Mrd.€/a.

Für Szenario-2 fallen die zu installierenden Erzeugerleistungen mit 441 GW für PV und 687 GW für Onshore-WKA deutlich geringer aus; die Leistungen für Offshore-WKA und Wasserkraft sind dabei identisch zu Szenario-1. Auch die Elektrolyse-Leistung lässt sich in Szenario-2 auf rund 227 GW senken. Die Wasserstoffspeicherung erfolgt ebenfalls untertage mit einer vorgesehenen Kapazität von 36,1 TWh. Aufgrund des höheren



Stromanteils dieses Systems werden auch die PSKW auf ihre angenommene Maximalkapazität von 51,6 GWh aufgestockt. Da der Fuel-Bedarf aus dem Verkehrssektor durch einen aufgrund höherer Effizienz geringeren Strombedarf substituiert wird, entfällt ein Großteil der E-Fuel-Produktion, die mit nicht zu unterschätzenden Verlusten auf dem Weg von Strom über Wasserstoff zu E-Fuels behaftet ist. Infolgedessen beläuft sich der durchschnittliche jährliche Strombedarf auf etwa 2.255 TWh/a und die Gesamtsystemkosten auf 156 Mrd.€/a. Im Vergleich zu Szenario-1 lässt sich der Strombedarf somit um etwa ein Drittel und die Kosten um fast die Hälfte reduzieren.

Für Szenario-3 ist der gleiche Trend zu erkennen, wenn auch die zu installierenden Erzeugerleistungen mit 464 GW für PV und 694 GW für Onshore-WKA, sowie die Elektrolyse-Leistung mit 266 GW etwas höher sind als in Szenario-2. Diese leicht höheren Werte resultieren aus dem Wasserstoffbedarf des Verkehrssektors und damit verbundenen Verlusten bei der Herstellung, die dieses vom vorherigen Szenario unterscheidet. Dies spiegelt sich auch im durchschnittlichen Stromverbrauch von 2.270 TWh/a und Gesamtsystemkosten in Höhe von 159 Mrd.€/a wider, die in beiden Fällen nur geringfügig höher ausfallen als in Szenario-2, aber weiterhin bedeutend geringer sind als in Szenario-1.

Des Weiteren wurden die gleichen Szenarien noch einmal unter Berücksichtigung von Energieeinsparpotenzialen simuliert. Hierbei wird angenommen, dass aufgrund von Effizienzsteigerungen, Sanierungen und weiteren Maßnahmen in der Industrie Einsparungen in Höhe von 16 Prozent und im Wärmesektor Einsparungen in Höhe von 67 Prozent möglich sind.

Die zu installierende Leistung für Offshore-WKA und Wasserkraft bleibt dabei identisch zu den Basis-Szenarien, allerdings wird die PV-Leistung ein wenig erhöht, für Szenario-2 auf 448 GW bzw. für Szenario-3 auf 473 GW. Demgegenüber lässt sich die zu installierende Onshore-Leistung allerdings deutlich auf 452 GW für Szenario-2 bzw. 463 GW für Szenario-3 senken. Die Reduzierung des Wärmebedarfs hat besonderen Einfluss in den Wintermonaten, da ein Großteil der Wärme zu dieser Zeit von elektrischen Wärmeerzeugern wie z.B. Wärmepumpen bereitgestellt wird, sodass die installierte Leistung von Stromerzeugern, die primär in diesem Zeitraum hohe Leistungen erzielen, wie z.B. Offshore-WKA, reduziert werden kann. Damit kein Stromdefizit entsteht wird die Leistung der in den Sommermonaten stärker produzierenden Technologien, wie z.B. PV, entsprechend erhöht und außerdem die Leistung und Kapazität von LIB auf 25,82 GW und 78,12 GWh für Szenario-2 bzw. 8,06 GW und 25,55 GWh für Szenario-3 angehoben. Die Batterien fungieren in diesen Systemen folglich nicht mehr nur als Kurzzeitspeicher, sondern können auch die Rolle heutiger Kapazitätsreserven ersetzen. Die Elektrolyse-Leistung und Wasserstoffspeicherkapazität lässt sich im Vergleich zu den Szenarien ohne Energieeinsparungen auf rund 190 GW und 20,2 TWh für Szenario-2 bzw. 197 GW und 19,4 TWh für Szenario-3 reduzieren.

Unter Berücksichtigung der Energieeinsparungen ergibt sich so ein durchschnittlicher jährlicher Strombedarf von 1.845 TWh/a und Gesamtsystemkosten in Höhe von 126 Mrd.€/a für Szenario-2 mit rein elektrisch betriebenem Verkehrssektor, sowie 1.870 TWh/a und 130 Mrd.€/a für Szenario-3.

Die Gesamtsystemkosten für die Szenarien 2 und 3 lassen sich demnach noch einmal um etwa 20 Prozent reduzieren. Insofern die Kosten der Energieeinsparmaßnahmen diese Reduktion nicht übersteigen, empfiehlt es sich dringend diese verstärkt umzusetzen, sodass die angenommenen Reduktionen auch erreicht werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Umstellung unseres heutigen auf fossilen Energieträgern beruhenden Energiesystems auf ein klimaneutrales, nachhaltiges mit immensen Herausforderungen und Kosten im dreistelligen Milliardenbereich verbunden ist. Die aus dieser Arbeit hervorgegangenen Ergebnisse zeigen dabei, dass besonders ein Festhalten an alten Antriebstechnologien im Verkehrssektor die Energiewende erschwert und zusätzlich verteuert. Ein möglichst hoher Grad der Elektrifizierung in Kombination mit einem Ausbau von Wind und Solarenergie, sowie Stromspeichern als Kurzzeitspeicher und Wasserstoffspeichern inklusive Elektrolyseuren und Brennstoffzellen als Langzeitspeicheroption versprechen ein Energiesystem mit vergleichsweise niedrigem Strombedarf und Gesamtkosten, die sich zusätzlich noch durch Energieeinsparungen senken lassen.

Die in dieser Arbeit ermittelten Prognosen bezüglich der zu installierenden Leistungen und Kapazitäten geben uns Richtwerte für ein anzustrebendes Ziel der Energiewende. Es liegt nun an uns allen, den Weg dorthin zu beschreiten und dieses Ziel schnellstmöglich zu erreichen, damit sich Naturkatastrophen wie im Ahrtal in Zukunft nicht häufiger wiederholen.

## 7 References

- [1] J. Schmid-Johannsen, U. Lang, and N. Heiliger, *SWR-Datenanalyse zur Flutkatastrophe an der Ahr*. [Online]. Available: <https://www.swr.de/swraktuell/rheinland-pfalz/flut-in-ahrweiler-so-gross-ist-der-schaden-104.html> (accessed: Jun. 20 2023).
- [2] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz): EEG 2023*, 2014. Accessed: Jun. 21 2023. [Online]. Available: [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/BJNR106610014.html](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html)
- [3] V. Quaschnig, "Sektorkopplung durch die Energiewende," Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Jun. 2016. Accessed: Sep. 7 2023. [Online]. Available: <https://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/index.php>
- [4] J. Brandes, M. Haun, D. Wrede, P. Jürgens, C. Kost, and H.-M. Henning, "WEGE ZU EINEM KLIMANEUTRALEN ENERGIESYSTEM: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen," Update November 2021: Klimaneutralität 2045, Freiburg, Nov. 2021. Accessed: Sep. 7 2023. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>
- [5] G. Kobiela *et al.*, "CO<sub>2</sub>-neutral bis 2035 : Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5-°C-Grenze ; Diskussionsbeitrag für Fridays for Future Deutschland," 2020.
- [6] Prognos AG; Öko-Institut e.V.; Wuppertaler-Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, "Klimaneutrales Deutschland 2045: Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann," Jun. 2021. Accessed: Sep. 7 2023. [Online]. Available: [https://www.agora-energiesysteme.de/veroeffentlichungen/?tx\\_agorathemen\\_themenliste%5Bprodukt%5D=2362&cHash=339a19b9beef6f42436a078b70d0fc2e](https://www.agora-energiesysteme.de/veroeffentlichungen/?tx_agorathemen_themenliste%5Bprodukt%5D=2362&cHash=339a19b9beef6f42436a078b70d0fc2e)
- [7] U. Böke, "100% EE bis spätestens 2030: Präsentation und Bericht bei Runden Tisch Erneuerbarer Energien," Mar. 2021. [Online]. Available: <https://energiesysteme-2030.de/themen>
- [8] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, *EEG 2023: Ausbau erneuerbarer Energien massiv beschleunigen*. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/schwerpunkte/klimaschutz/novelle-eeg-gesetz-2023-2023972> (accessed: Jun. 27 2023).
- [9] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, *Klimaschutzgesetz und Klimaschutzprogramm: Ein Plan fürs Klima*. [Online]. Available: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/klimaschutzgesetz-2197410> (accessed: Jun. 27 2023).
- [10] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Energy-Charts*. [Online]. Available: <https://energy-charts.info/index.html?l=de&c=DE>
- [11] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Lesitung: Installierte Leistung*. [Online]. Available: [https://energy-charts.info/charts/installed\\_power/chart.htm?l=](https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=)

- de&c=DE&chartColumnSorting=default&year=2022&interval=month (accessed: May 16 2023).
- [12] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Energie: Anteil Erneuerbarer Energien*. [Online]. Available: [https://energy-charts.info/charts/renewable\\_share/chart.htm?l=de&c=DE](https://energy-charts.info/charts/renewable_share/chart.htm?l=de&c=DE)
- [13] Umweltbundesamt, *Energie aus Wasserkraft*. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/energie-aus-wasserkraft#vom-wasser-zum-strom> (accessed: Jun. 28 2023).
- [14] Tennessee Valley Authority, *Hydroelectric Dam*. [Online]. Available: <https://www.tva.com/energy/our-power-system/hydroelectric/how-hydroelectric-power-works> (accessed: Sep. 6 2023).
- [15] Bundesministerium für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (BMZ), *Biomasse: Energiespender seit Jahrtausenden*. [Online]. Available: <https://www.bmz.de/de/themen/energie/erneuerbare-energien/biomasse> (accessed: Aug. 17 2023).
- [16] Bundesministerium für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Ed., “Informationsblatt CO<sub>2</sub>-Faktoren: Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft - Zuschuss,” Nov. 2021. Accessed: Aug. 17 2023. [Online]. Available: [https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew\\_infoblatt\\_co2\\_faktoren\\_2021.html](https://www.bafa.de/SharedDocs/Downloads/DE/Energie/eew_infoblatt_co2_faktoren_2021.html)
- [17] Umweltbundesamt, Ed., “Bioenergie,” Apr. 2023. Accessed: Aug. 17 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#bioenergie-ein-weites-und-komplexes-feld->
- [18] T. Vorlesung Prof.-Dr.-Ing. Schneiders, “Grundlagen und Kennzahlen der Energiespeicherung,” TH-Köln, Mar. 2021.
- [19] P. Kurzweil, *Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Lithium-Ionen-Batterien, rechtliche Grundlagen*, 1st ed. [Place of publication not identified]: Morgan Kaufmann, 2015.
- [20] S. Vorlesung Rabe, “Vorlesung Batteriespeicher: Redox-Flow-Batterien,” TH-Köln, Jun. 2023.
- [21] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Pumpspeicher integrieren die Erneuerbaren ins Netz: Wasserkraft als Stromspeicher*. [Online]. Available: <https://www.dena.de/themen-projekte/energiesysteme/flexibilitaet-und-speicher/pumpspeicher/> (accessed: Jun. 29 2023).
- [22] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), *Der Beitrag von Pumpspeicherwerken zur Netzstabilität und zur Versorgungssicherheit - die wachsende Bedeutung von Pumpspeicherwerken für die Energiewende*. Ergebnispapier. [Online]. Available: [https://www.dena.de/test/user\\_upload/150716\\_Ergebnispapier\\_Pumpspeicherwerke.pdf](https://www.dena.de/test/user_upload/150716_Ergebnispapier_Pumpspeicherwerke.pdf) (accessed: Jun. 29 2023).
- [23] S. Heimerl and B. Kohler, “Aktueller Stand der Pumpspeicher Kraftwerke in Deutschland,” Oct. 2017. Accessed: Jun. 29 2023. [Online]. Available: <https://>

- [www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi\\_2017\\_10\\_Heimerl\\_Kohler\\_PSKW.pdf](http://www.fwt.fichtner.de/userfiles/fileadmin-fwt/Publikationen/WaWi_2017_10_Heimerl_Kohler_PSKW.pdf)
- [24] Wikimedia Foundation Inc., *Liste von Pumpspeicherkraftwerken*. [Online]. Available: [https://de.wikipedia.org/wiki/Liste\\_von\\_Pumpspeicherkraftwerken#Pumpspeicherkraftwerke\\_einzeln\\_L%C3%A4nder](https://de.wikipedia.org/wiki/Liste_von_Pumpspeicherkraftwerken#Pumpspeicherkraftwerke_einzeln_L%C3%A4nder) (accessed: Jun. 29 2023).
- [25] I. Stadler, *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*. Berlin: Springer Vieweg, 2014. [Online]. Available: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1524955>
- [26] T. Vorlesung Prof.-Dr.-Ing. Schneiders, "Thermische Energiespeicherung," TH-Köln, Apr. 2021.
- [27] P. Kurzweil, *Brennstoffzellentechnik: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Anwendungen*, 2nd ed. Wiesbaden: Vieweg + Teubner, 2013.
- [28] Vorlesung Prof. Dr. Peter Stenzel, "Design wasserstoffbasierter Energiesysteme: Teil 3: Wasserstoffherzeugung - Elektrolyse," TH-Köln, Jan. 2021.
- [29] The Danish Energy Agency, *Technology Data*. [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data> (accessed: Jun. 20 2023).
- [30] B. Sundén, *Hydrogen, Batteries and Fuel Cells: Chapter 8 - Fuel cell types - overview*: Academic Press, 2019. Accessed: Aug. 13 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-816950-6.00008-7>
- [31] Vorlesung Prof. Dr. Peter Stenzel, "Design wasserstoffbasierter Energiesysteme: Teil 7: Brennstoffzellen," TH-Köln, Nov. 2021.
- [32] P. Breeze, *Power Generation Technologies: Chapter 7 - Fuel Cells*, 3rd ed.: Newnes, 2019. Accessed: Aug. 13 2023. [Online]. Available: <https://doi.org/10.1016/C2017-0-03267-6>
- [33] Gas Infrastructure Europe, *Aggregated Gas Storage Inventory*. [Online]. Available: <https://agsi.gie.eu/> (accessed: Aug. 14 2023).
- [34] Initiative Energien Speichern e.V., *Gasspeicherkapazitäten*. [Online]. Available: <https://energien-speichern.de/erdgasspeicher/gasspeicherkapazitaeten/> (accessed: Aug. 14 2023).
- [35] PRIMAGAS Energie GmbH, *Flüssiggas-Umrechnung – mit unserem Rechner ganz leicht*. [Online]. Available: <https://fluessiggas.de/wissen/fluessiggas/fluessiggas-umrechnung/#fluessiggas-rechner> (accessed: Aug. 14 2023).
- [36] PROGAS GmbH & Co KG, *Flüssiggas-Rechner: Flüssiggas Online-Umrechnung*. [Online]. Available: <https://progas.de/fluessiggas-rechner-umrechnung> (accessed: Aug. 14 2023).
- [37] AG Energiebilanzen e. V., *Bilanzen 1990 bis 2030: Bilanz 2019*. [Online]. Available: [https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020&wpv\\_aux\\_current\\_post\\_id=45&wpv\\_aux\\_parent\\_post\\_id=45&wpv\\_view\\_count=2753-CATRe4257049c177cf191052746afc46d0a3](https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/bilanzen-1990-bis-2030/?wpv-jahresbereich-bilanz=2011-2020&wpv_aux_current_post_id=45&wpv_aux_parent_post_id=45&wpv_view_count=2753-CATRe4257049c177cf191052746afc46d0a3) (accessed: Jun. 21 2023).

- [38] AG Energiebilanzen e. V., *Auswertungstabellen zur Energiebilanz 1990 bis 2021*. [Online]. Available: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/auswertungstabellen/> (accessed: Jun. 21 2023).
- [39] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, *Gesamtausgabe der Energiedaten - Datensammlung des BMWi*. Energiedaten und -szenarien. [Online]. Available: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Branchenfokus/Wirtschaft/branchenfokus-energieversorgung.html?cms\\_artId=8141cd8d-164d-4264-8ae9-24c110b0646e](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Branchenfokus/Wirtschaft/branchenfokus-energieversorgung.html?cms_artId=8141cd8d-164d-4264-8ae9-24c110b0646e) (accessed: Jun. 27 2023).
- [40] N. Szarka *et al.*, “Biomass flow in bioeconomy: Overview for Germany,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 150, p. 111449, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111449.
- [41] WIP GmbH & Co Planungs-KG, *S2Biom: Tools for biomass chains*. [Online]. Available: <https://s2biom.wenr.wur.nl/home> (accessed: Aug. 15 2023).
- [42] C. Panoutsou, A. Singh, and L. Wenzelides, *Roadmap for lignocellulosic biomass and relevant policies for a bio-based economy in 2030*. [Online]. Available: <https://s2biom.wenr.wur.nl/doc/S2Biom%20GERMANY%20biomass%20potential%20and%20policies.pdf> (accessed: Jun. 29 2023).
- [43] WIP GmbH & Co Planungs-KG, *S2Biom: Biomass characteristics*. [Online]. Available: <https://s2biom.wenr.wur.nl/web/guest/biomass-characteristics>
- [44] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Umwelt: Klima - Stundenwerte*. [Online]. Available: [https://energy-charts.info/charts/climate\\_hours/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2022&source=air\\_temperature](https://energy-charts.info/charts/climate_hours/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2022&source=air_temperature) (accessed: May 16 2023).
- [45] GitHub, Inc., *PyPSA / technology-data: outputs*. [Online]. Available: [https://raw.githubusercontent.com/PyPSA/technology-data/master/outputs/costs\\_2025.csv](https://raw.githubusercontent.com/PyPSA/technology-data/master/outputs/costs_2025.csv) (accessed: Jun. 20 2023).
- [46] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Leistung: Stromerzeugung*. [Online]. Available: <https://energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2022&source=total> (accessed: May 16 2023).
- [47] S. Birk, “Auswirkungen von Sektorkopplungsmaßnahmen im zukünftigen innerstädtischen Niederspannungsnetz,” Dec. 2017. Accessed: Jul. 31 2023. [Online]. Available: [http://100pro-erneuerbare.com/publikationen/2017-11-Birk/Birk-Sektorkopplung\\_im\\_Niederspannungsnetz.htm](http://100pro-erneuerbare.com/publikationen/2017-11-Birk/Birk-Sektorkopplung_im_Niederspannungsnetz.htm)
- [48] Deutsche Energie-Agentur, Ed., “DENA-GEBÄUDEREPORT 2023: Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand,” 2022. Accessed: Jul. 31 2023. [Online]. Available: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena\\_Gebaeudereport\\_2023.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena_Gebaeudereport_2023.pdf)
- [49] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., *Standardlastprofile Strom*. [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/> (accessed: Jul. 31 2023).

- [50] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., *Normalized Industrial Electrical Load Profiles (Germany)*. [Online]. Available: <https://opendata.ffe.de/dataset/normalized-industrial-electrical-load-profiles-germany/> (accessed: Jul. 31 2023).
- [51] A. Hoffmann, A.-K. Werner, and V. Melger, "Dunkelflaute: Ermittlung von Langzeitspeicherkapazitäten für ein vollständig auf erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem in Deutschland," TH-Köln, Mar. 2023.
- [52] European Federation for Transport and Environment, Ed., "Electrofuels? Yes, we can ... if we're efficient: Decarbonising the EU's transport sector with renewable electricity and electrofuels," Dec. 2020. Accessed: Aug. 18 2023. [Online]. Available: [https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2020/12/2020\\_12\\_Briefing\\_feasibility\\_study\\_renewables\\_decarbonisation.pdf](https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2020/12/2020_12_Briefing_feasibility_study_renewables_decarbonisation.pdf)
- [53] Department of Digital Transformation in Energy Systems, *PyPSA: Python for Power System Analysis*. [Online]. Available: <https://pypsa.readthedocs.io/en/latest/index.html> (accessed: Aug. 7 2023).
- [54] B. Lux, J. Gegenheimer, K. Franke, F. Sensfuß, and B. Pfluger, "Supply curves of electricity-based gaseous fuels in the MENA region," *Computers & Industrial Engineering*, vol. 162, p. 107647, 2021, doi: 10.1016/j.cie.2021.107647.
- [55] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), Ed., "Treibhausgas-Emissionen in Deutschland," Apr. 2023. Accessed: Aug. 15 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung>
- [56] The World Bank, *Energy Sector Management Assistance Program*. [Online]. Available: [https://www.esmap.org/esmap\\_offshorewind\\_techpotential\\_analysis\\_maps](https://www.esmap.org/esmap_offshorewind_techpotential_analysis_maps) (accessed: Aug. 26 2023).
- [57] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, *Energie: Kreisdiagramme zur Stromerzeugung*. [Online]. Available: [https://energy-charts.info/charts/energy\\_pie/chart.htm?l=de&c=DE](https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.htm?l=de&c=DE)

## Anhang

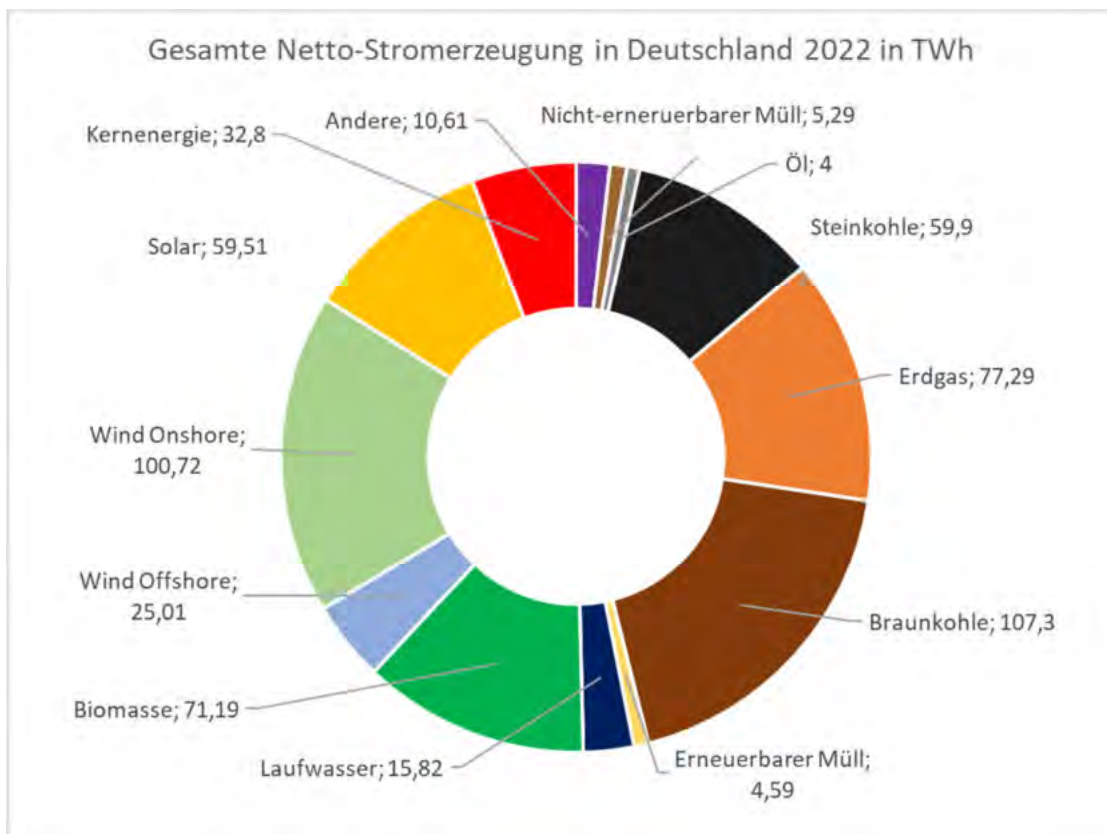


Abbildung 56: Gesamte Nettostromerzeugung in Deutschland 2022 (Eigene Darstellung) [57]



Tabelle 15: Übersicht über die Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland, Stand 09/2017 [23]

Kraftwerksname	Land	Betriebsweise	$h_{\text{Stapel}}$ (m)	$P_p$ (MW)	$P_t$ (MW)	Speicherenergieinhalt (GWh/LZ)
Glems	BW	PO	292,0	68,0	90,0	0,563
Häusern	BW	PM	205,0	106,0	112,0	0,503
Kirchentellinsfurt/Einsiedel	BW	PO	127,0	1,1	1,5	0,019
Säckingen	BW	PM	413,0	298,0	370,0	2,034
Schwarzenbachwerk	BW	PM	357,0	20,0	46,0	0,264
Waldshut	BW	PM	160,0	80,0	160,0	0,429
Wehr	BW	PO	626,0	990,0	980,0	6,201
Witznau	BW	PM	250,0	130,0	240,0	0,718
Happurg *	BY	PO	(209,0)	(126,0)	(160,0)	(0,838)
Langenprozelten	BY	PO	310,4	154,0	164,0	0,950
Leitzachwerk 1	BY	PM	128,0	45,4	49,0	0,622
Leitzachwerk 2	BY	PM	127,0	37,6	49,2	
Oberberg I	BY	PM	235,0	4,6	3,0	0,071
Oberberg II	BY	PO	54,0	1,0	0,5	0,002
Oberberg II a	BY	PO	235,0	5,4	4,2	0,034
Reisach	BY	PO	179,1	84,0	99,0	0,600
Tanzmühle	BY	PO	122,5	24,5	28,0	
Waldeck 1	HE	PO	296,6	70,0	143,0	0,693
Waldeck 2	HE	PO	329,0	476,0	480,0	4,285
Erzhausen	NS	PO	286,7	230,0	220,0	1,035
Koepchenwerk Herdecke	NW	PO	165,2	154,0	153,0	0,590
Rönkhausen	NW	PO	277,0	140,0	140,0	0,690
Sorpekraftwerk *	NW	PM	(63,0)	(6,4)	(7,4)	(0,022)
Geesthacht	SH	PO	80,0	96,0	120,0	0,600
Markersbach	SN	PO	288,0	1.140,0	1.050,0	4,120
Niederwartha *	SN	PO	(143,0)	(120,0)	(120,0)	(0,591)
Wendefurth	ST	PO	126,0	72,0	80,0	0,523
Bleiloch	TH	PM & LW	49,0	30,0	80,0	0,460
Goldisthal	TH	PO	302,0	1.100,0	1.060,0	8,950
Hohenwarte I	TH	PM & LW	56,0	36,0	62,8	0,380
Hohenwarte II	TH	PO	304,0	324,0	320,0	2,087
Summen**				5.912,2	6.300,5	37,389
Legende:				$P_p$ Leistung der Maschinen im Pumpbetrieb $h_p$ mittlere Fallhöhe PM Oberbecken mit natürlichem Zufluss PO Oberbecken ohne natürlichen Zufluss LW Laufwasserkraftwerksbetrieb		
* Anlage derzeit außer Betrieb						
** Summen der betriebsbereiten Anlagen						
$P_t$ Leistung der Maschinen im Turbinenbetrieb						

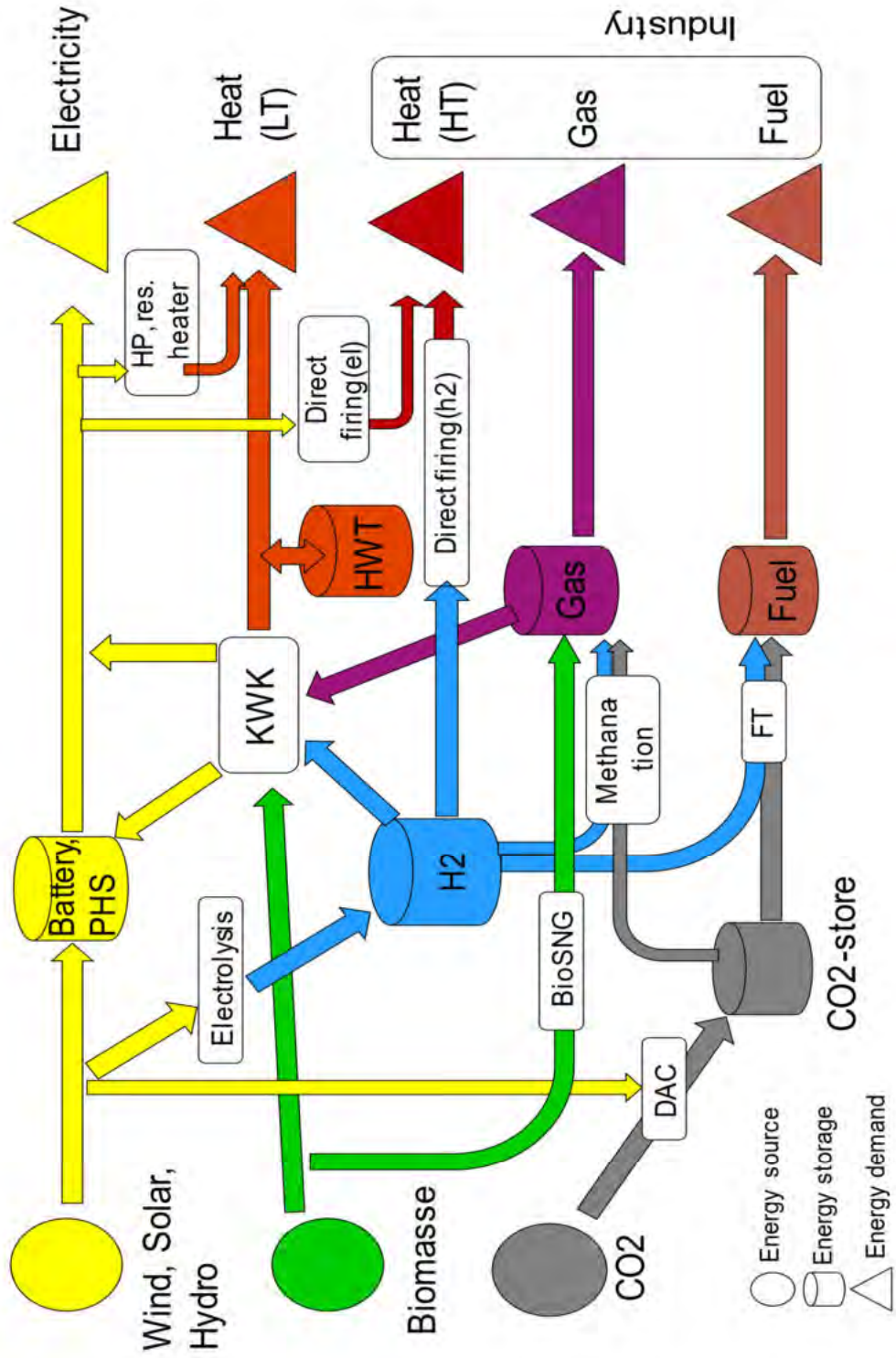


Abbildung 57: Skizze zum Netzwerkaufbau

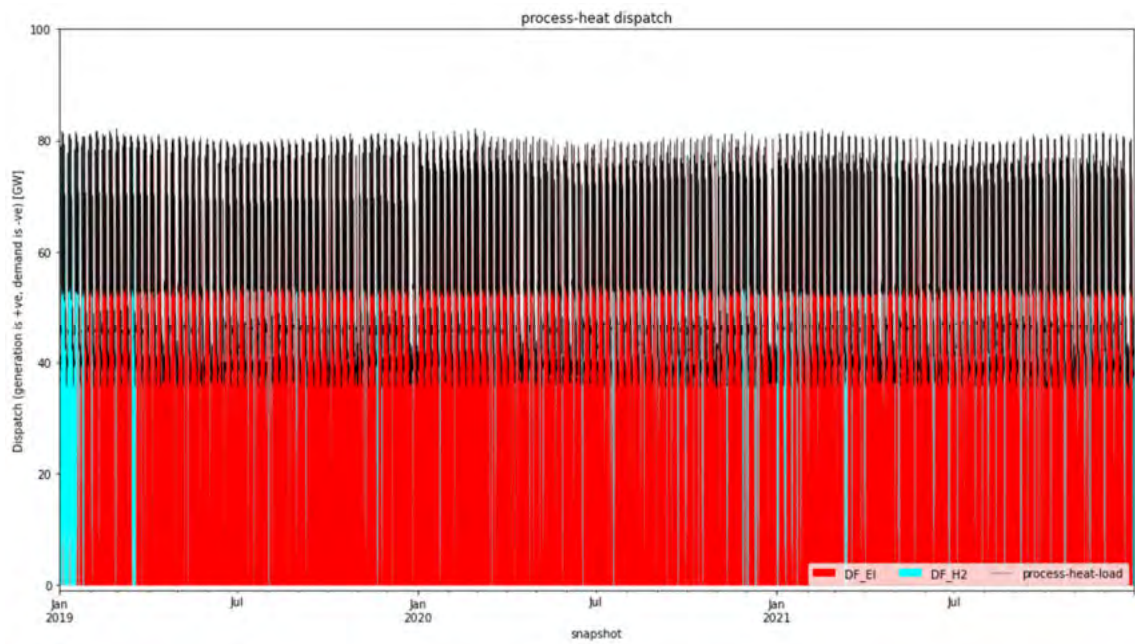
**Szenario-1:**

Abbildung 58: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-1) in GW von 2019 bis 2021

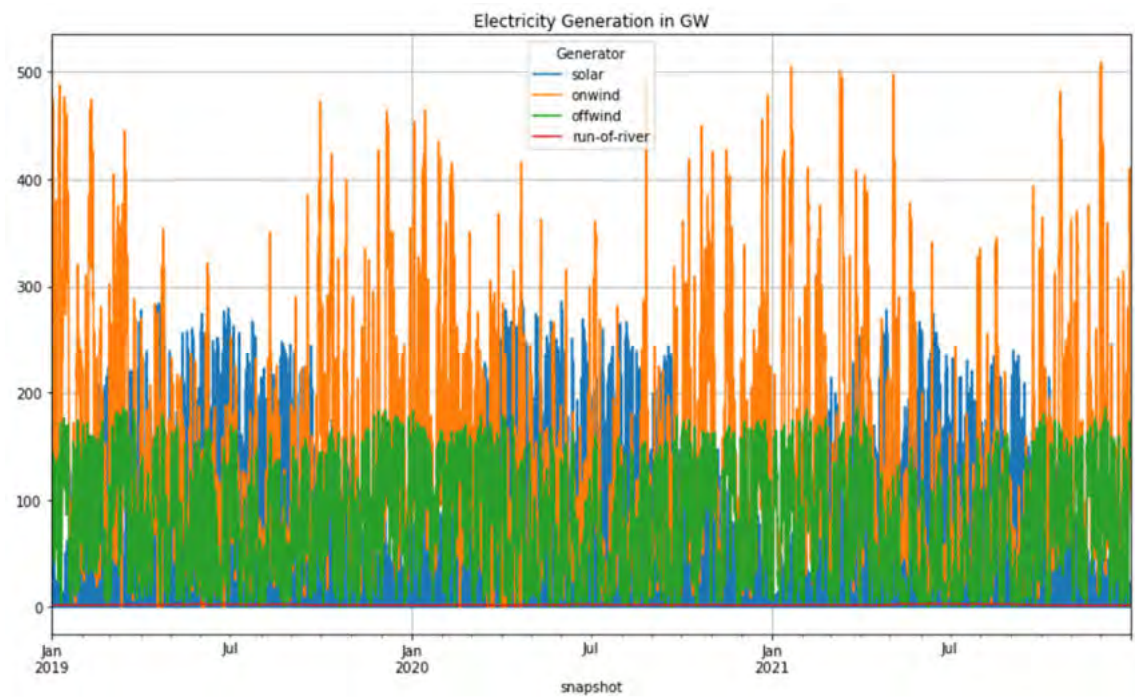
**Szenario-2:**

Abbildung 59: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021

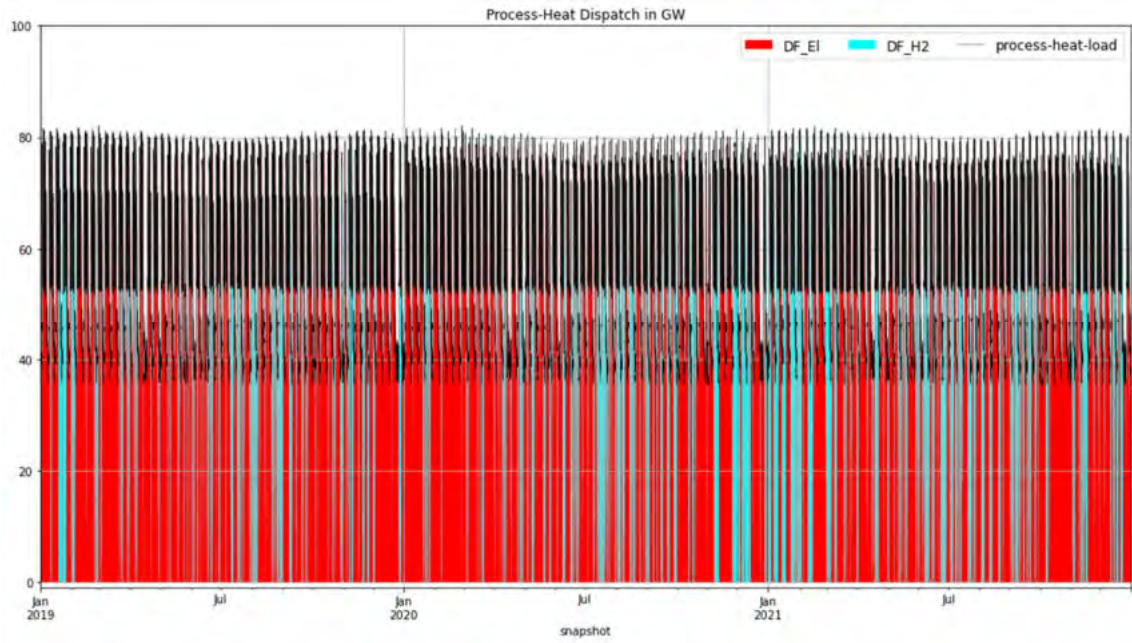


Abbildung 60: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021

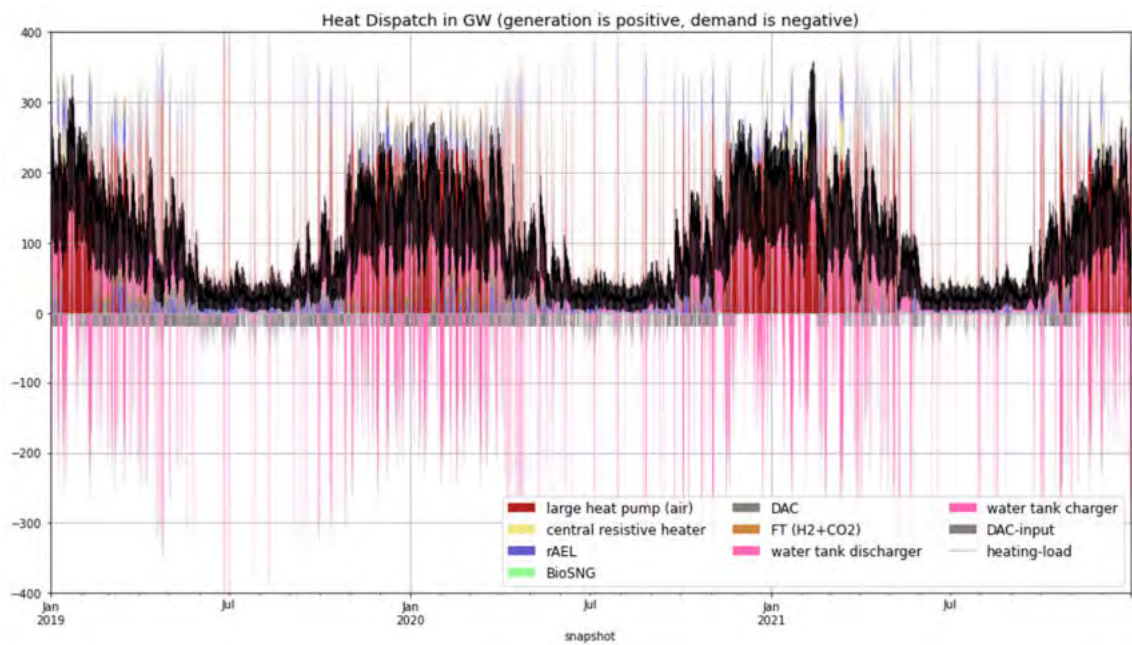


Abbildung 61: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-2) in GW von 2019 bis 2021

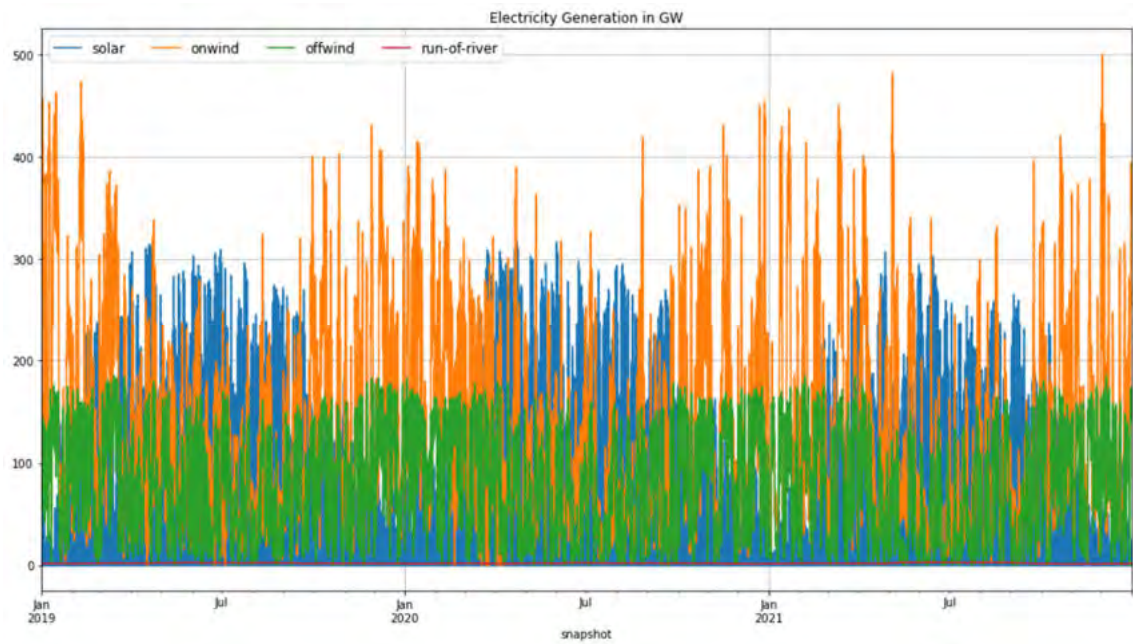
**Szenario-3:**

Abbildung 62: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021

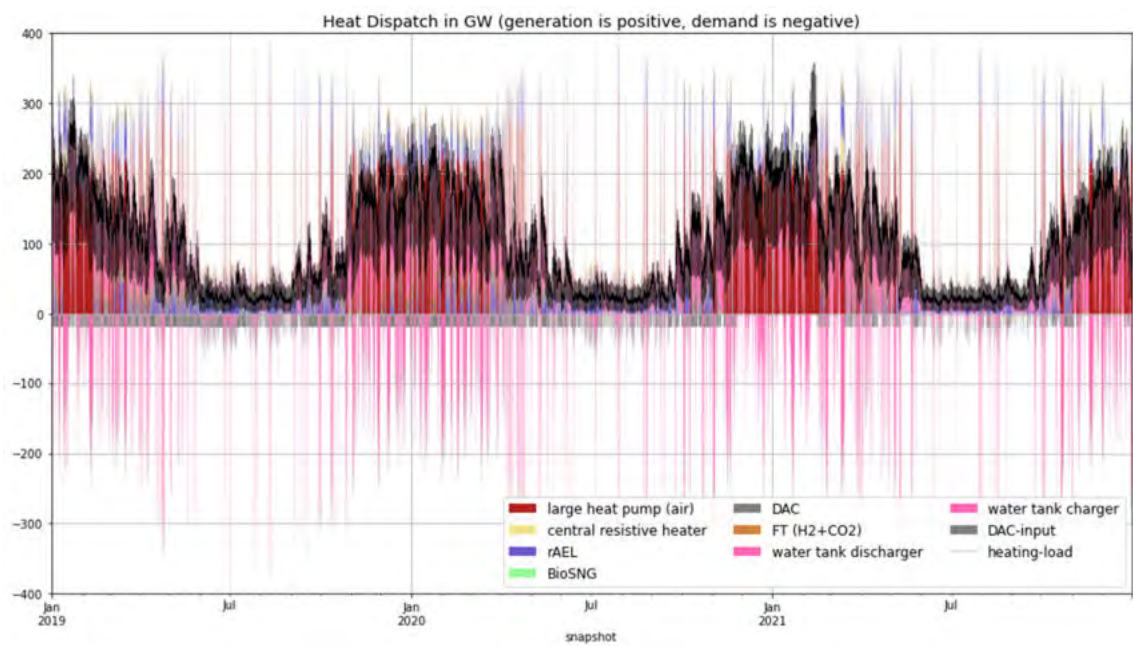


Abbildung 63: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-3) in GW von 2019 bis 2021

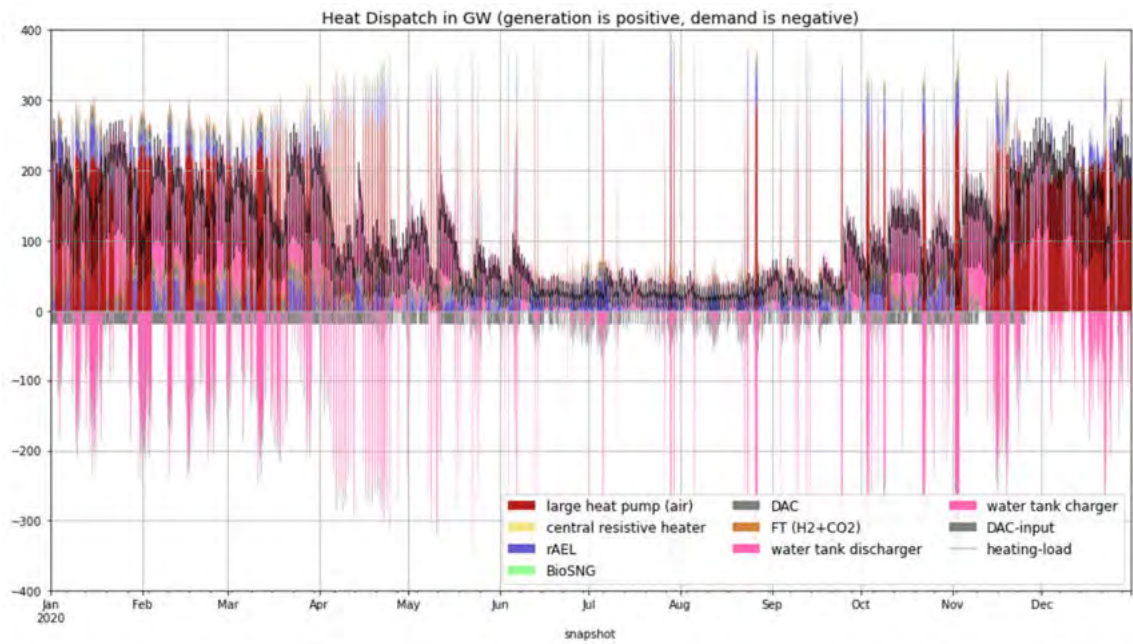


Abbildung 64: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-3) in GW für das Jahr 2020

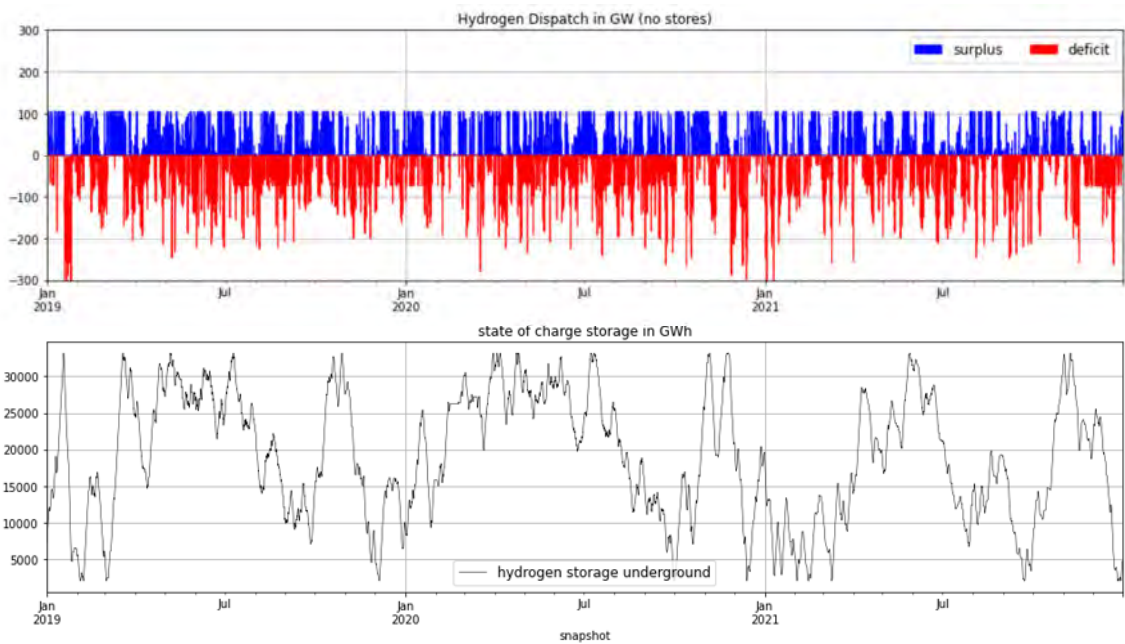


Abbildung 65: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-3) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021

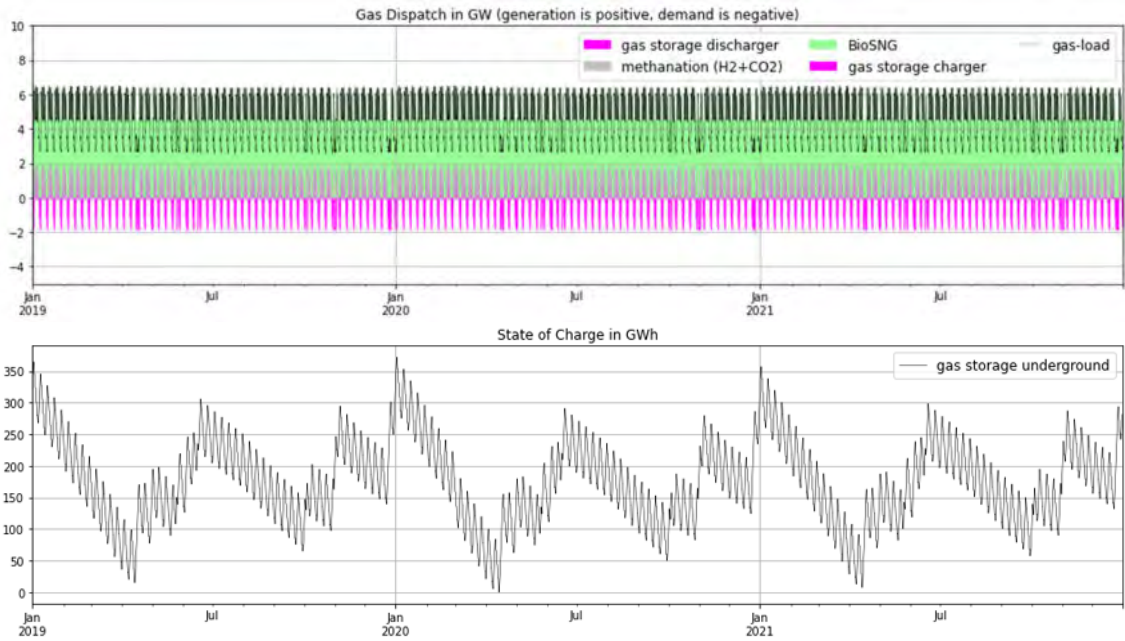


Abbildung 66: Gasbedarf und -produktion (Szenario-3) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

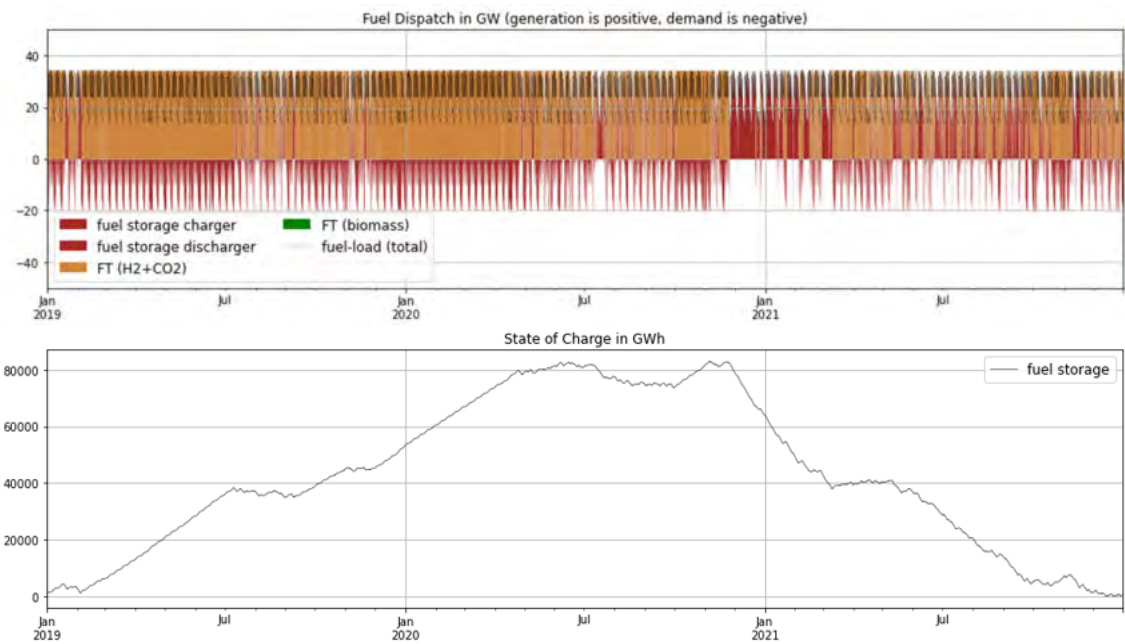


Abbildung 67: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-3) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

## Szenarien unter Berücksichtigung von Energieeinsparpotenzialen

### Szenario-1 (E save)

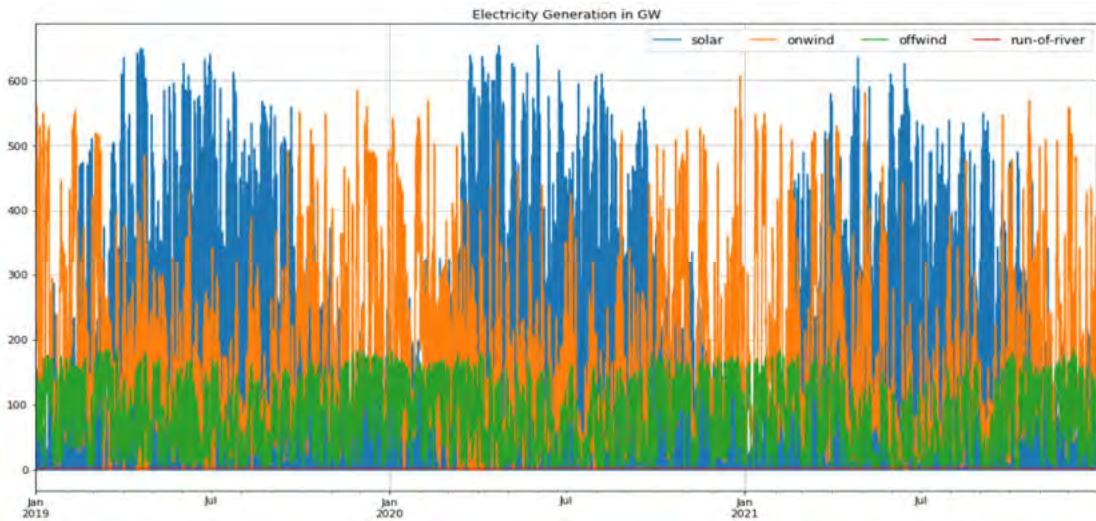


Abbildung 68: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-1; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

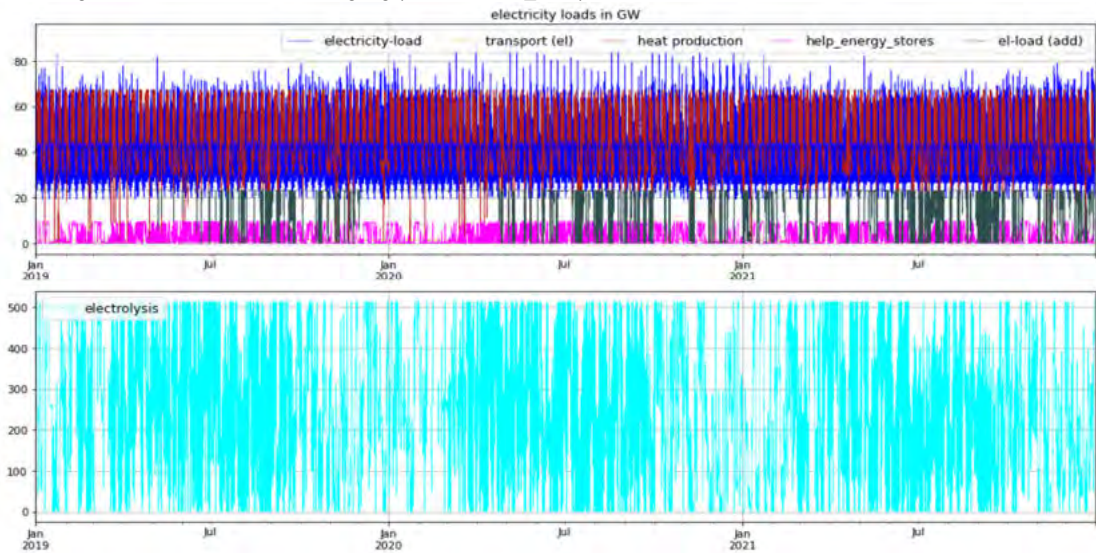


Abbildung 69: Stromlasten (Szenario-1; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

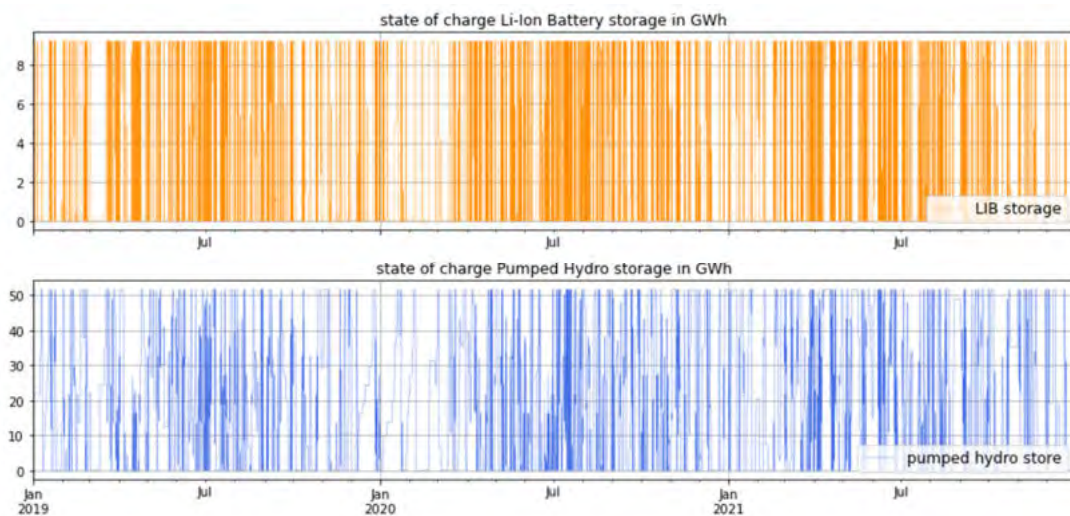


Abbildung 70: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-1; E\_save) in GWh von 2019 bis 2021



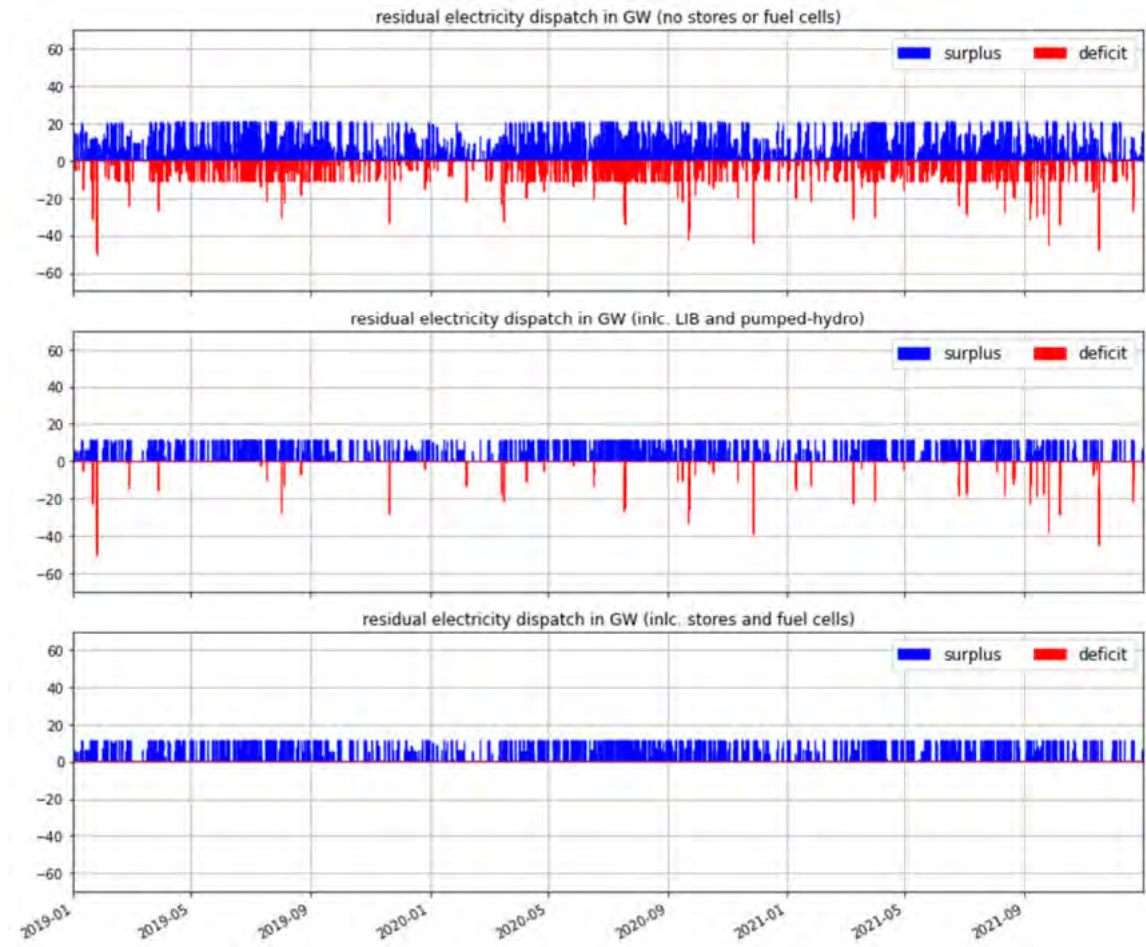


Abbildung 71: Residualstromabgabe (Szenario-1; E\_save) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ)

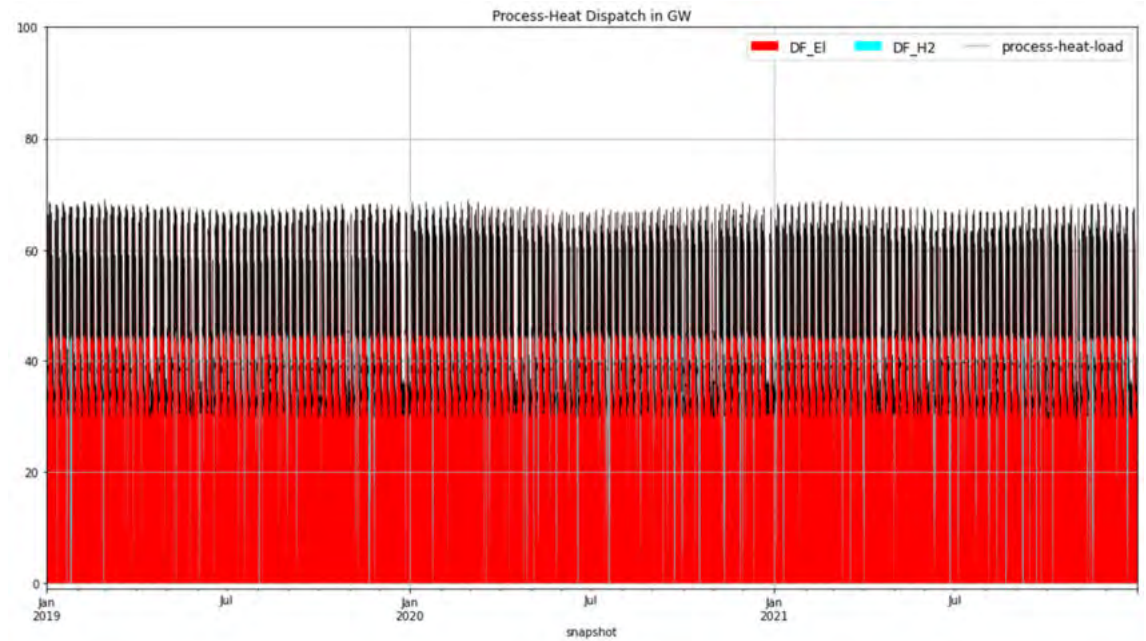


Abbildung 72: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-1; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

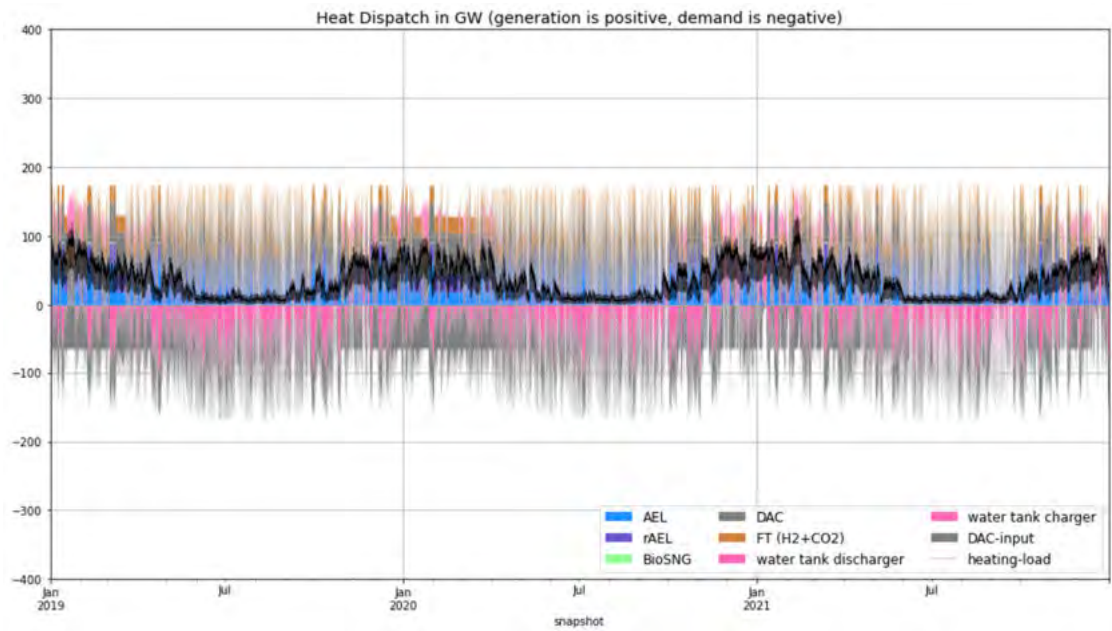


Abbildung 73: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-1; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

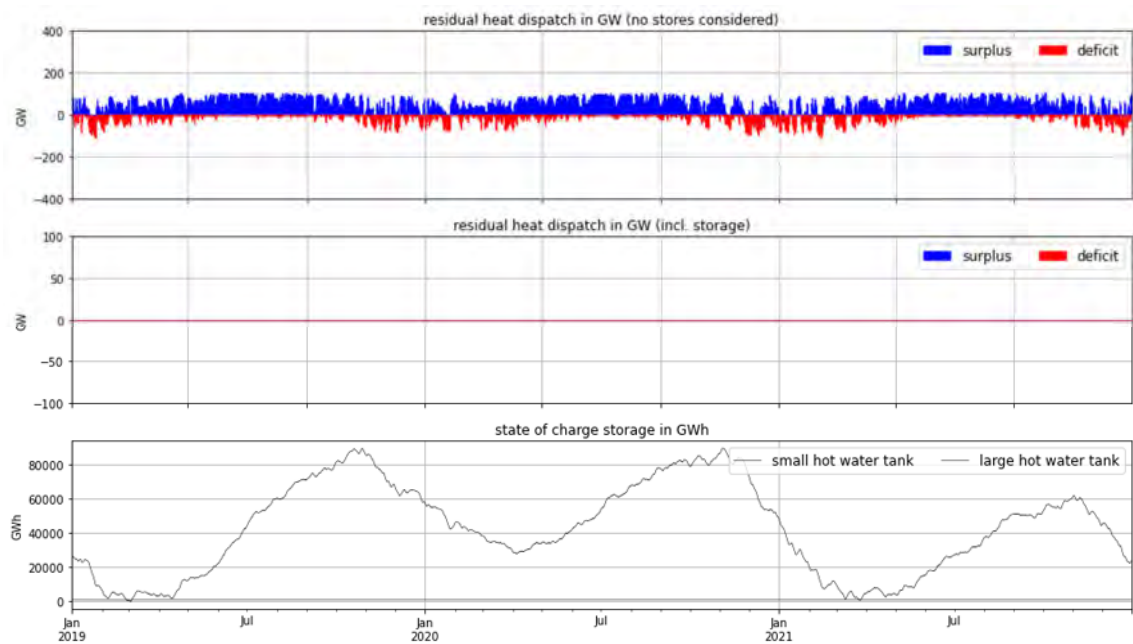


Abbildung 74: Residualwärmeabgabe (Szenario-1; E\_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021

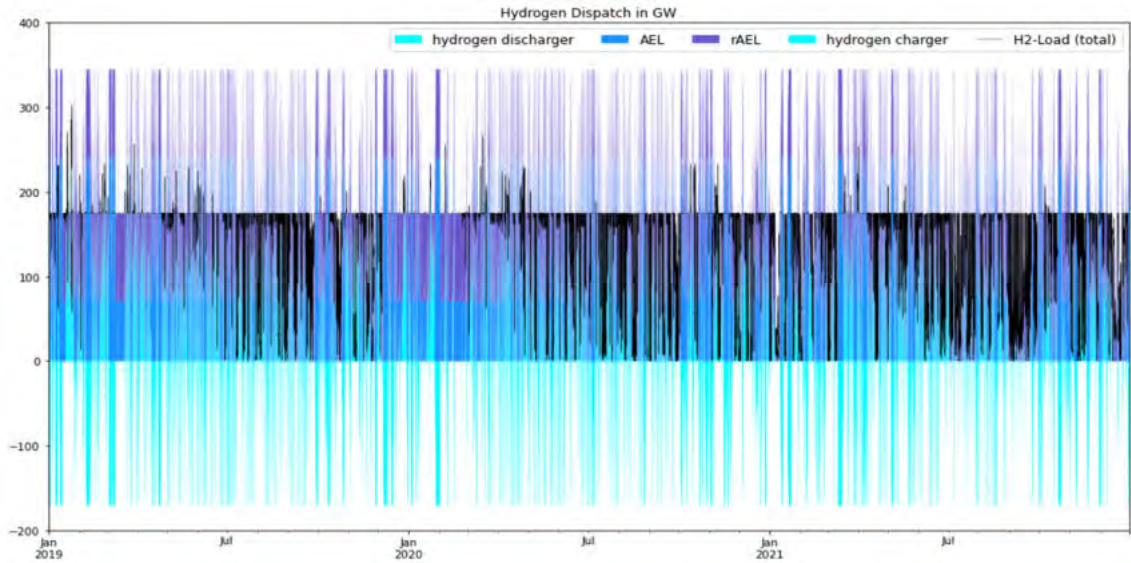


Abbildung 75: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-1; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

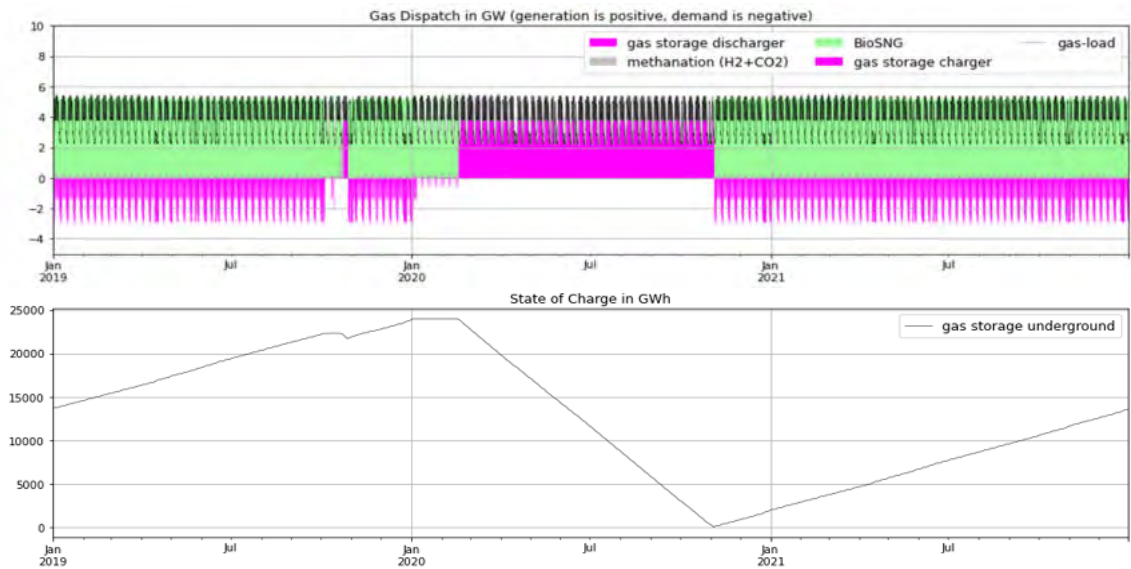


Abbildung 76: Gasbedarf und -produktion (Szenario-1; E\_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

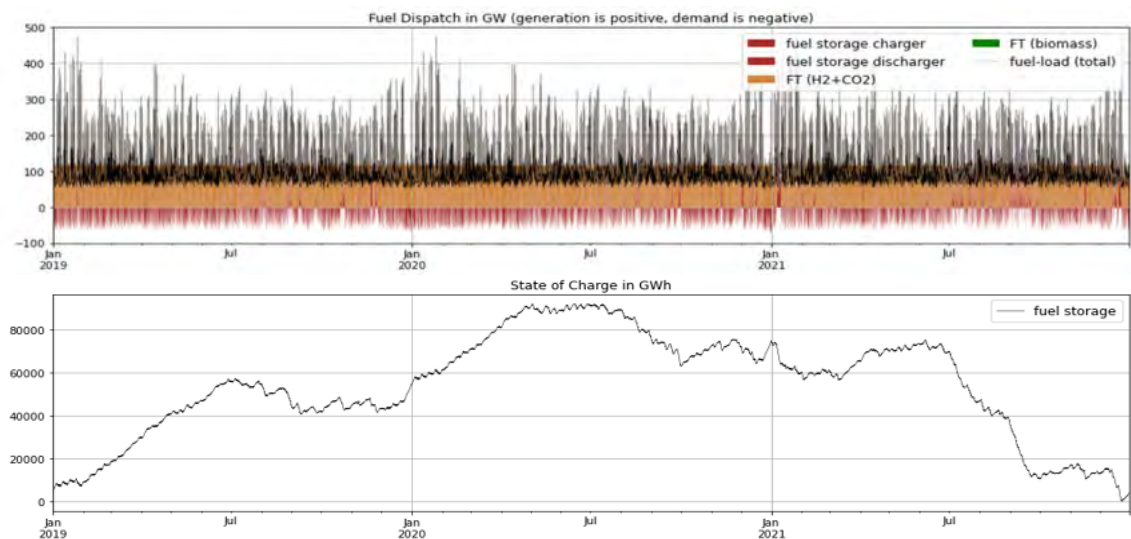


Abbildung 77: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-1; E\_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

**Szenario-2 (E save)**

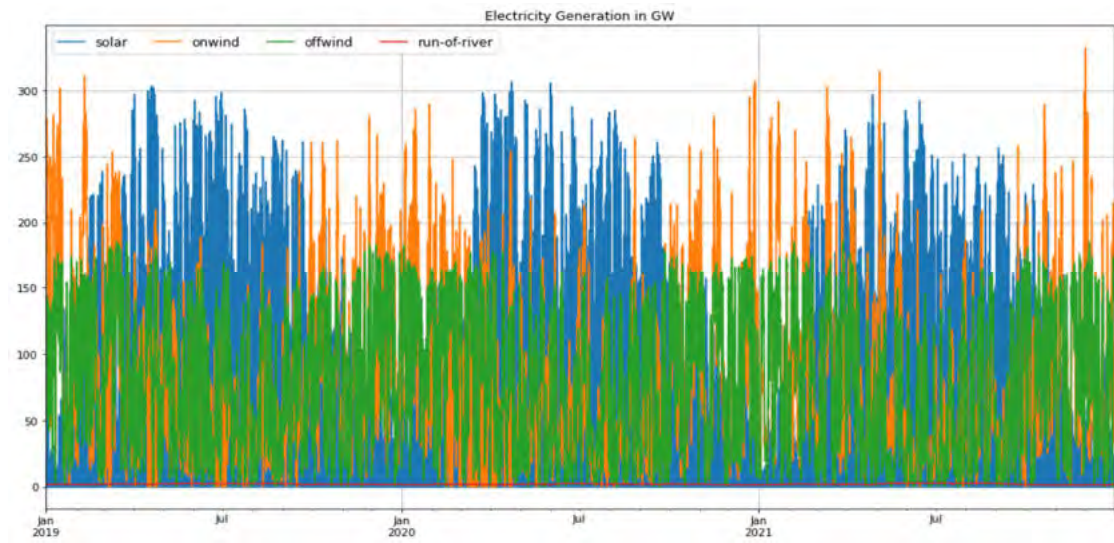


Abbildung 78: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-2; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

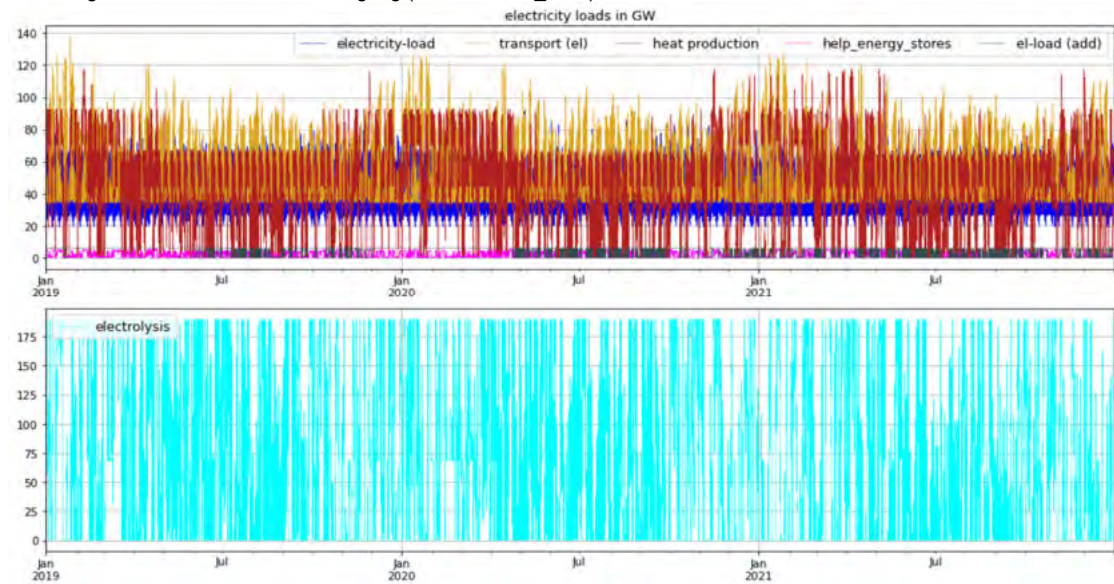


Abbildung 79: Stromlasten (Szenario-2; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

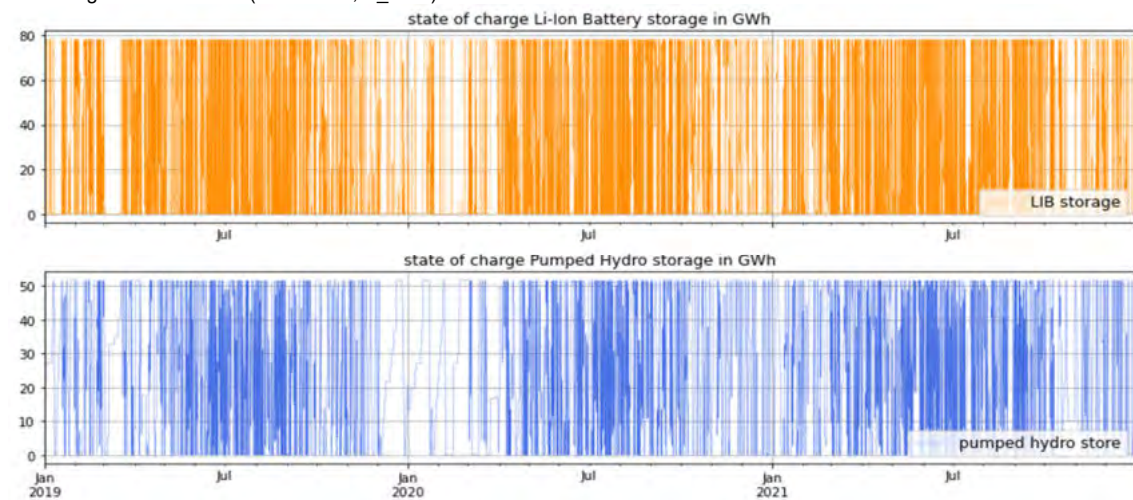


Abbildung 80: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-2; E\_save) in GWh von 2019 bis 2021

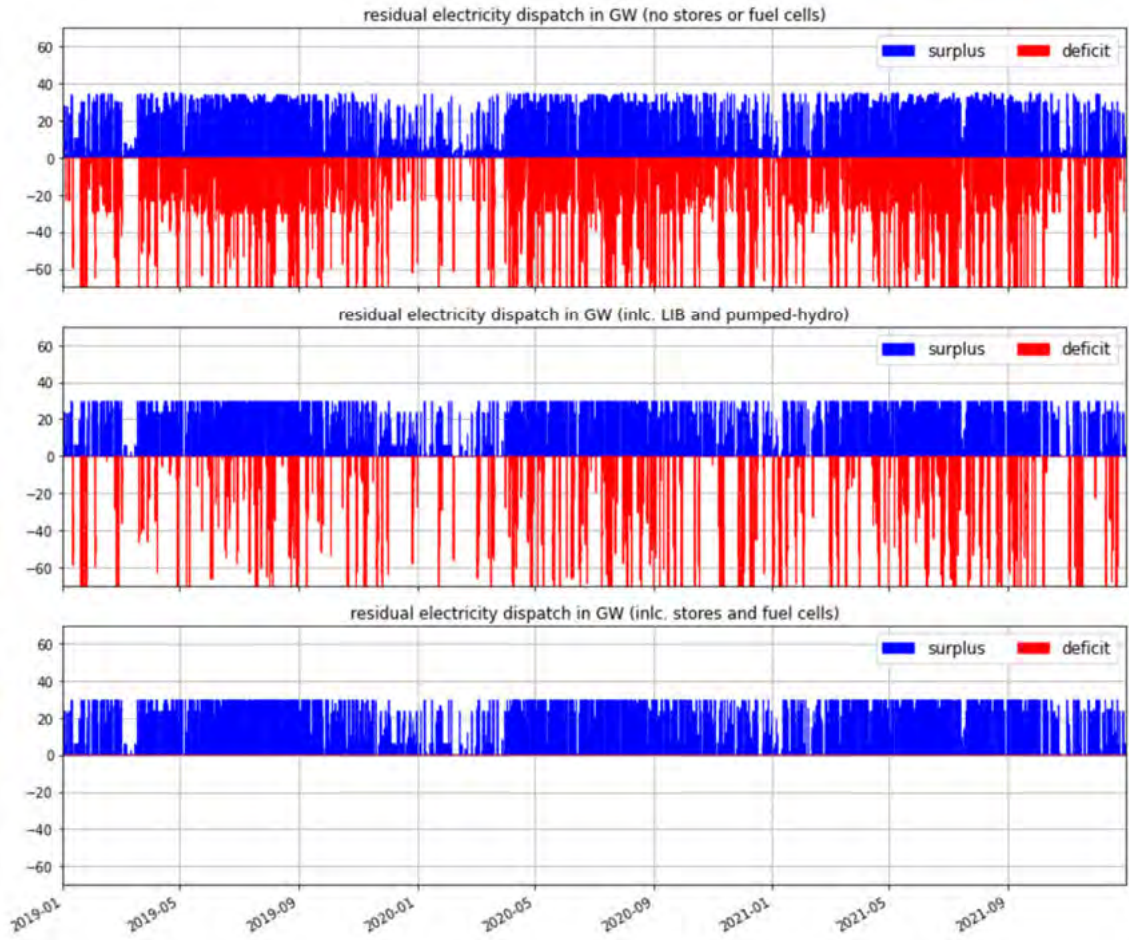


Abbildung 81: Residualstromabgabe (Szenario-2; E\_save) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ)

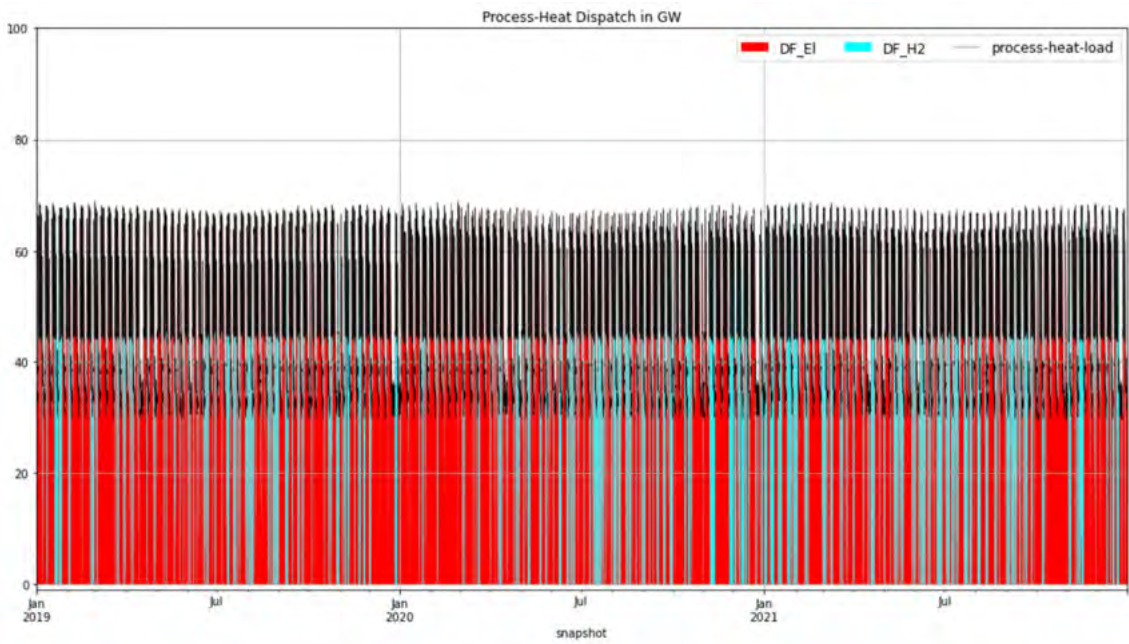


Abbildung 82: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-2; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

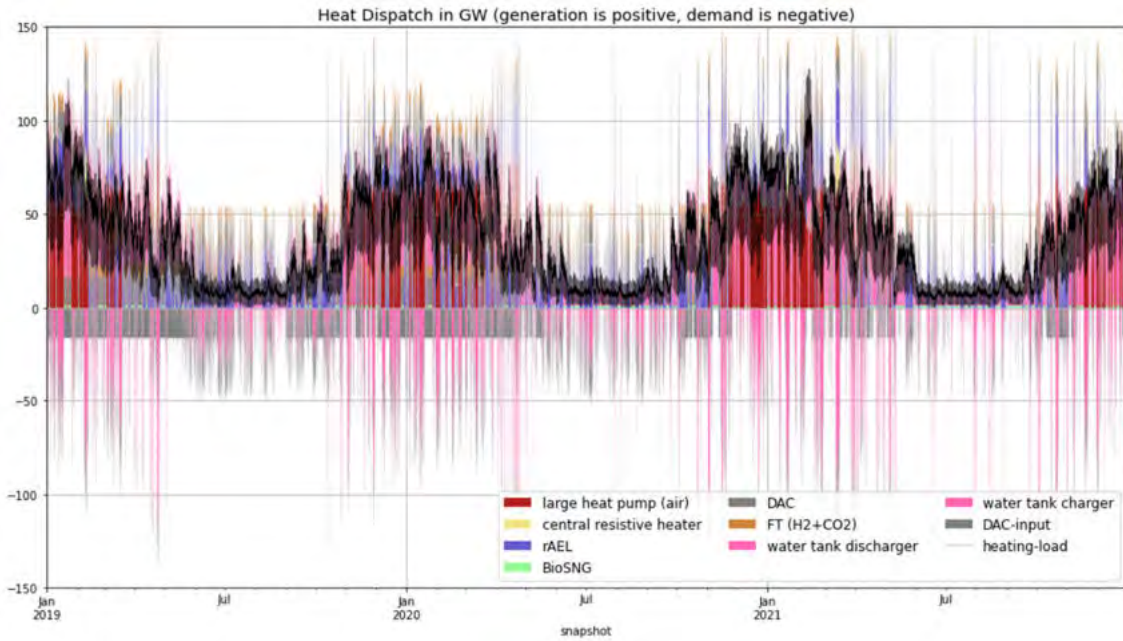


Abbildung 83: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-2; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

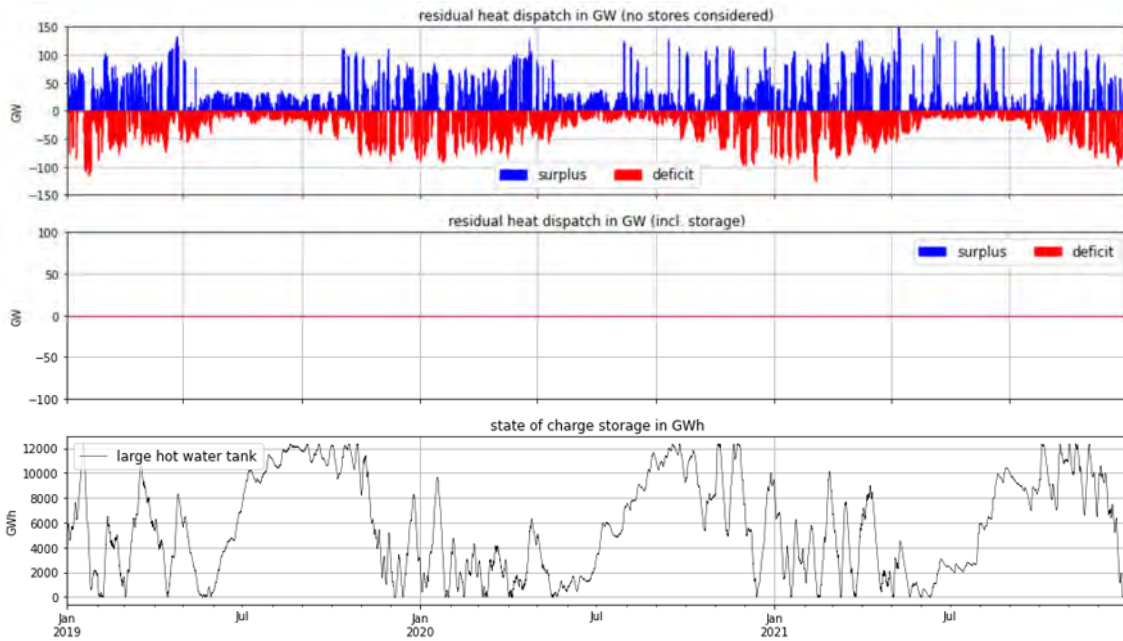


Abbildung 84: Residualwärmeabgabe (Szenario-2; E\_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021

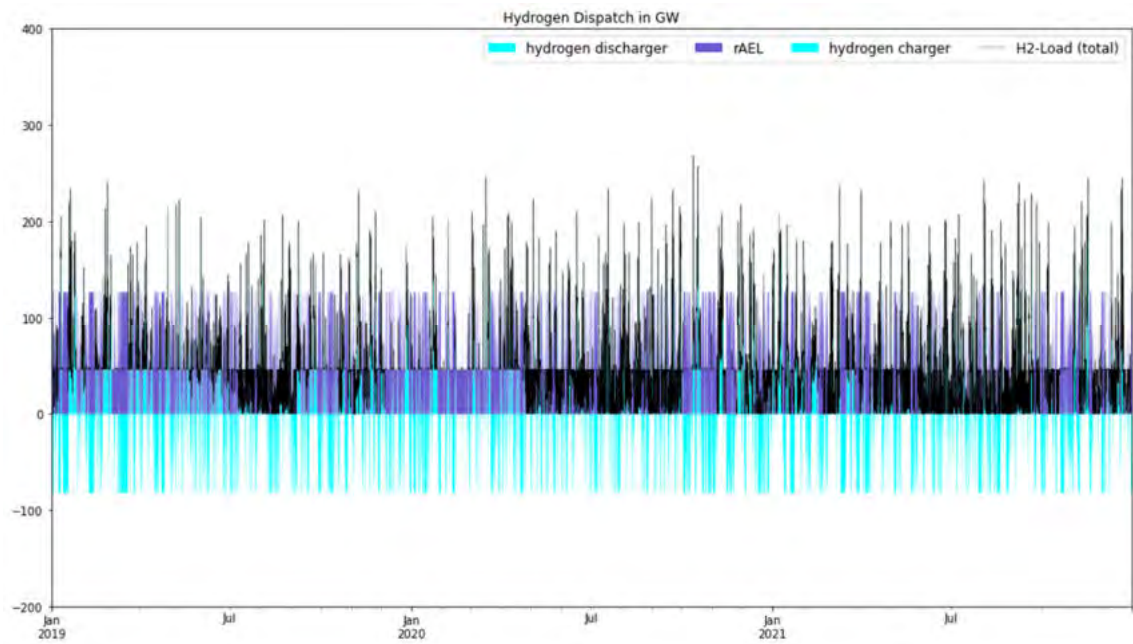


Abbildung 85: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-2; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

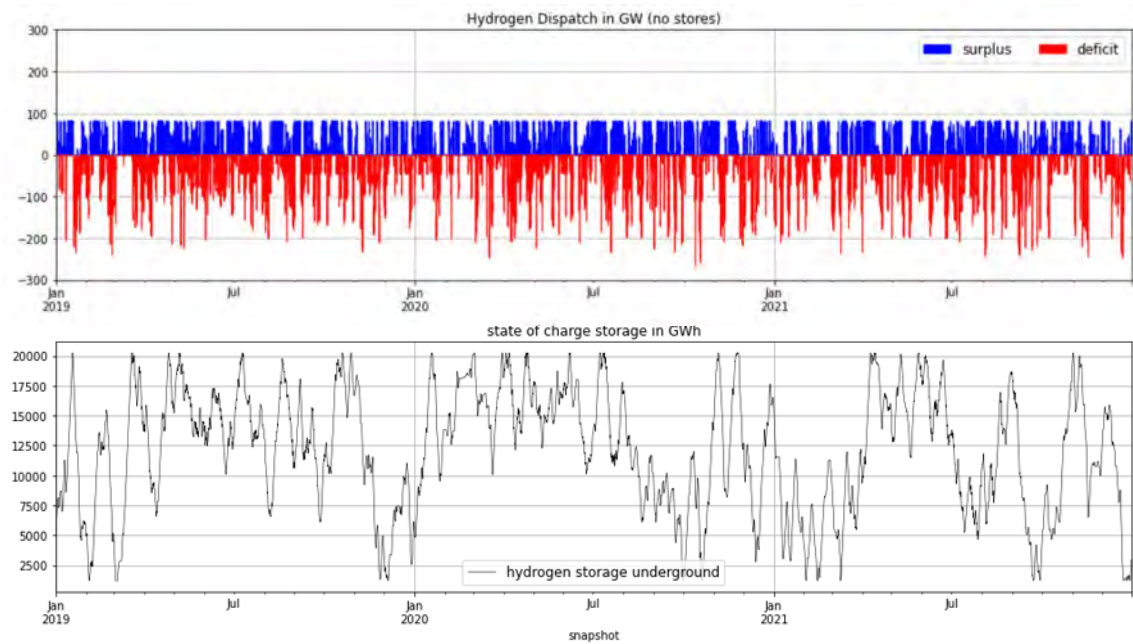


Abbildung 86: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-2; E\_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021

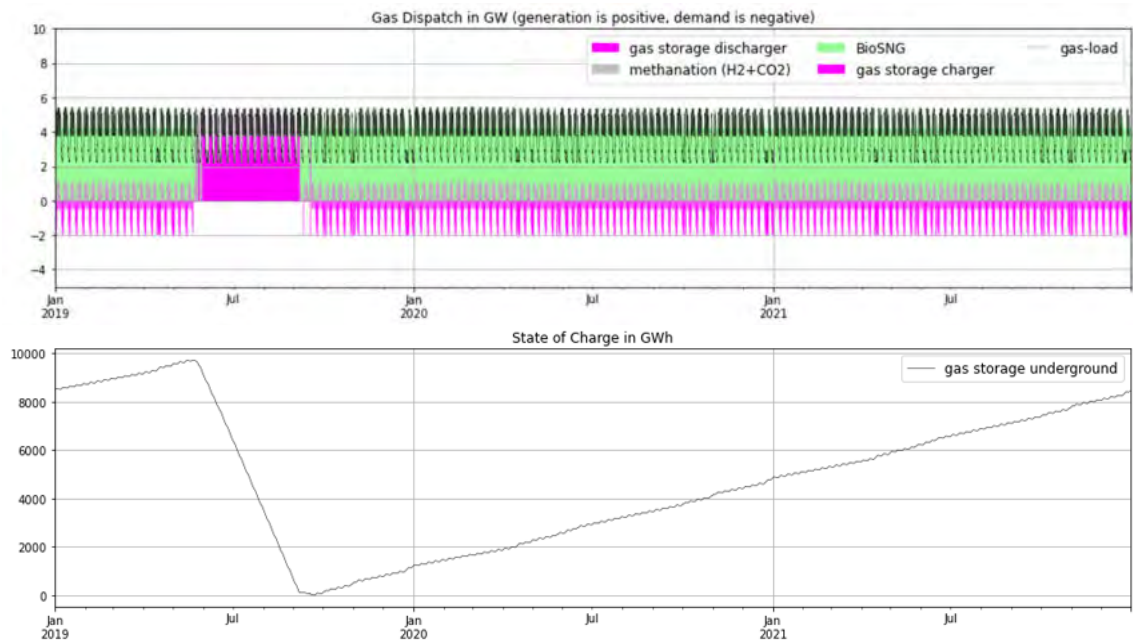


Abbildung 87: Gasbedarf und -produktion (Szenario-2; E\_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

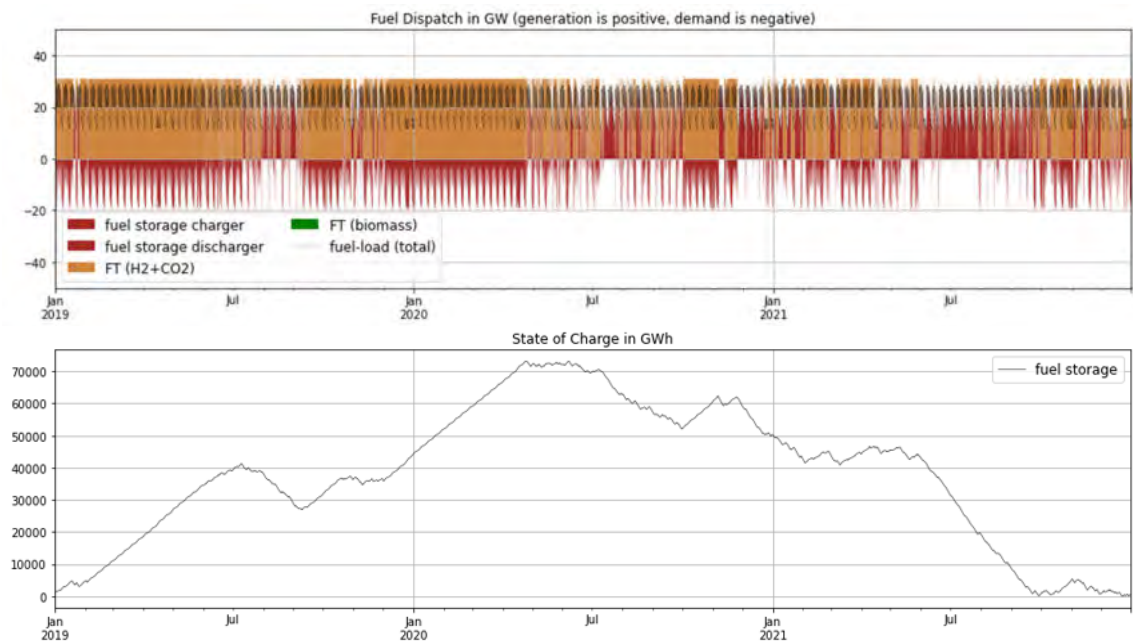


Abbildung 88: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-2; E\_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021



**Szenario-3 (E save)**

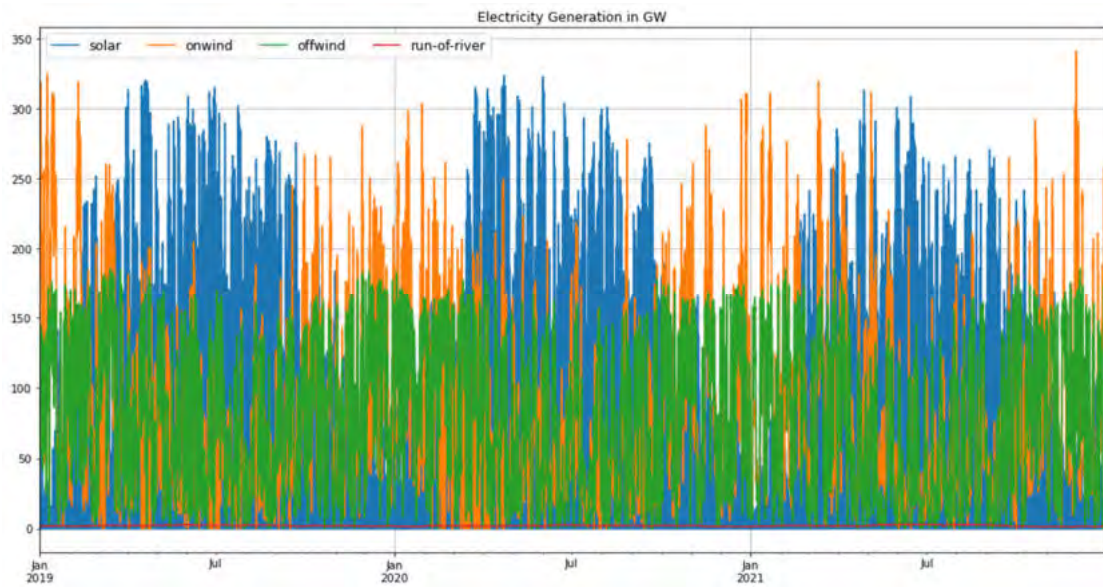


Abbildung 89: Erneuerbare Stromerzeugung (Szenario-3; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

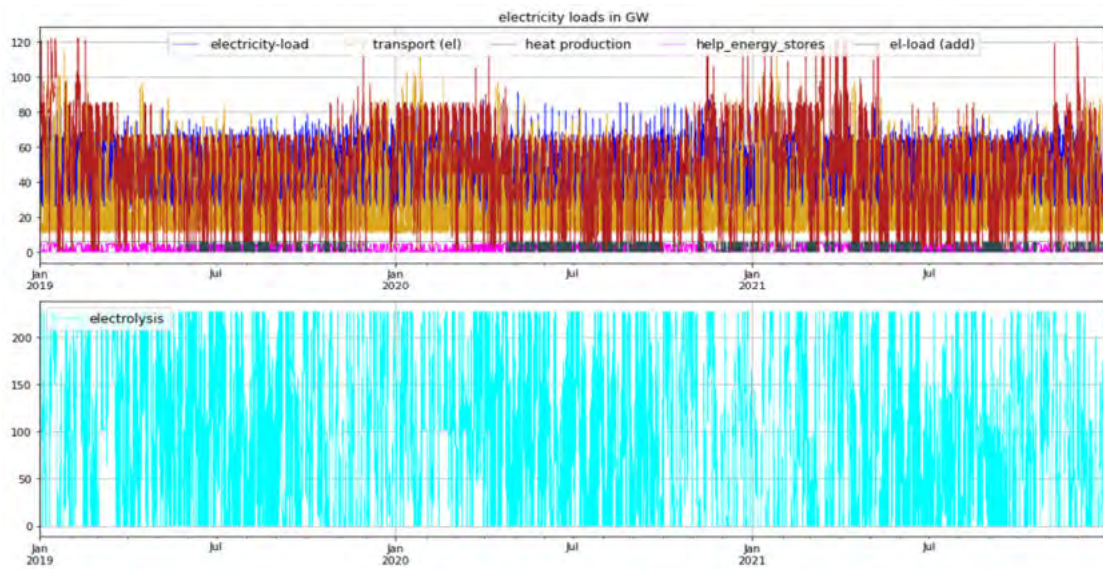


Abbildung 90: Stromlasten (Szenario-3; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

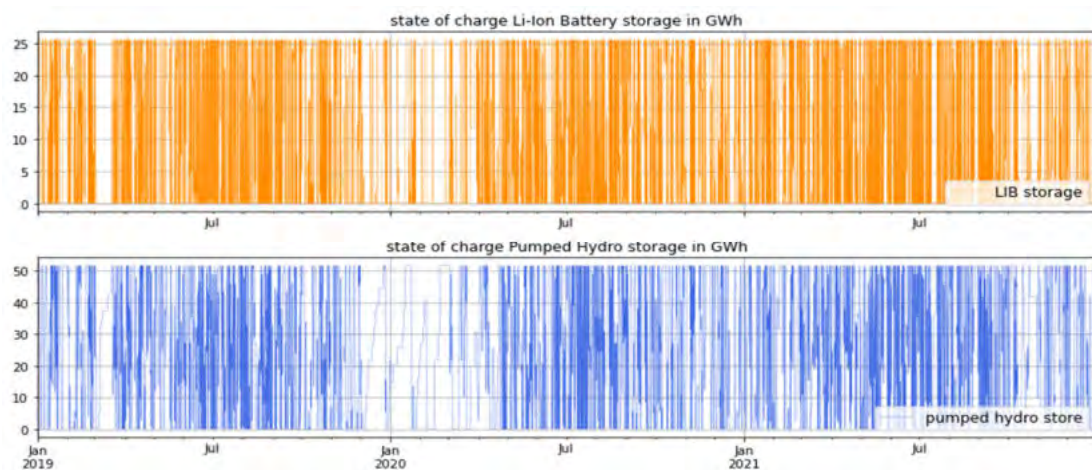


Abbildung 91: Speicherfüllstände Stromspeicher (Szenario-3; E\_save) in GWh von 2019 bis 2021

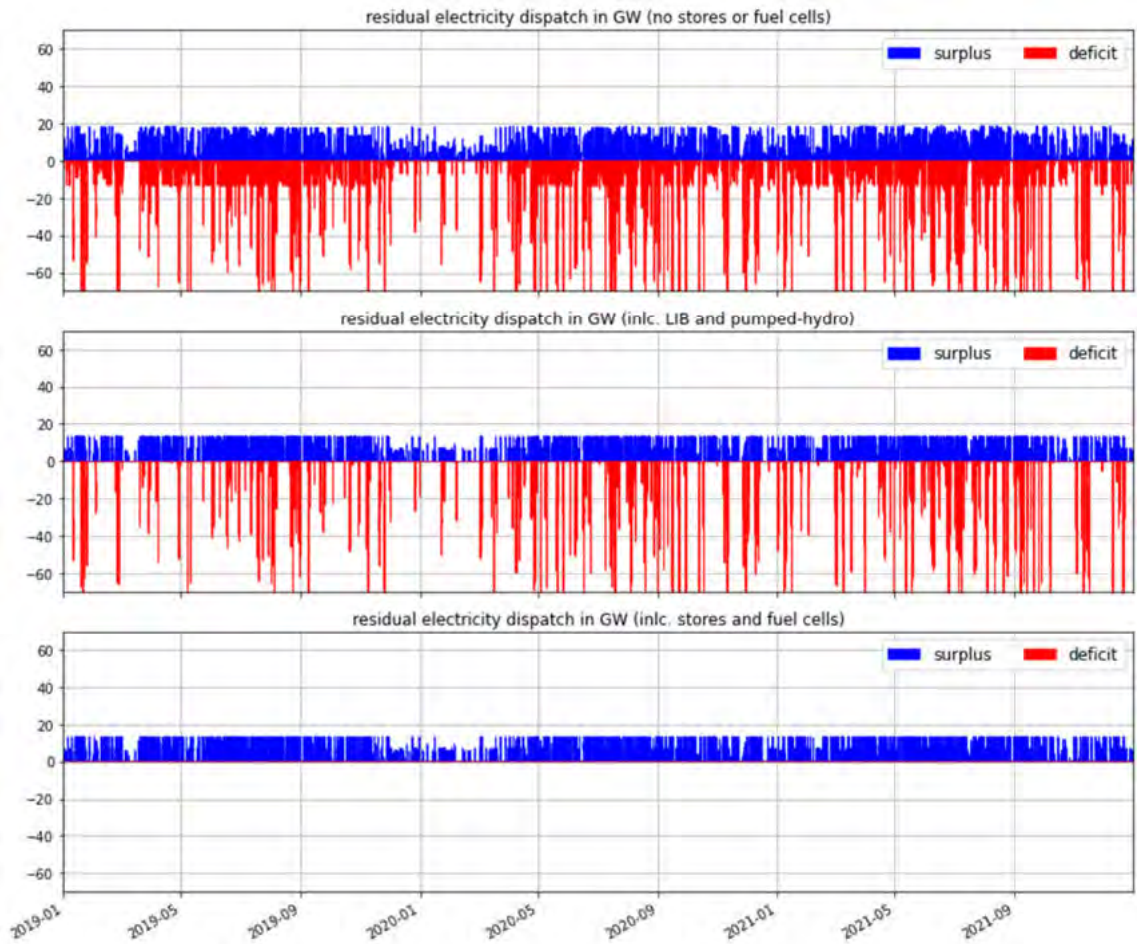


Abbildung 92: Residualstromabgabe (Szenario-3; E\_save) in GW von 2019 bis 2021 (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ)

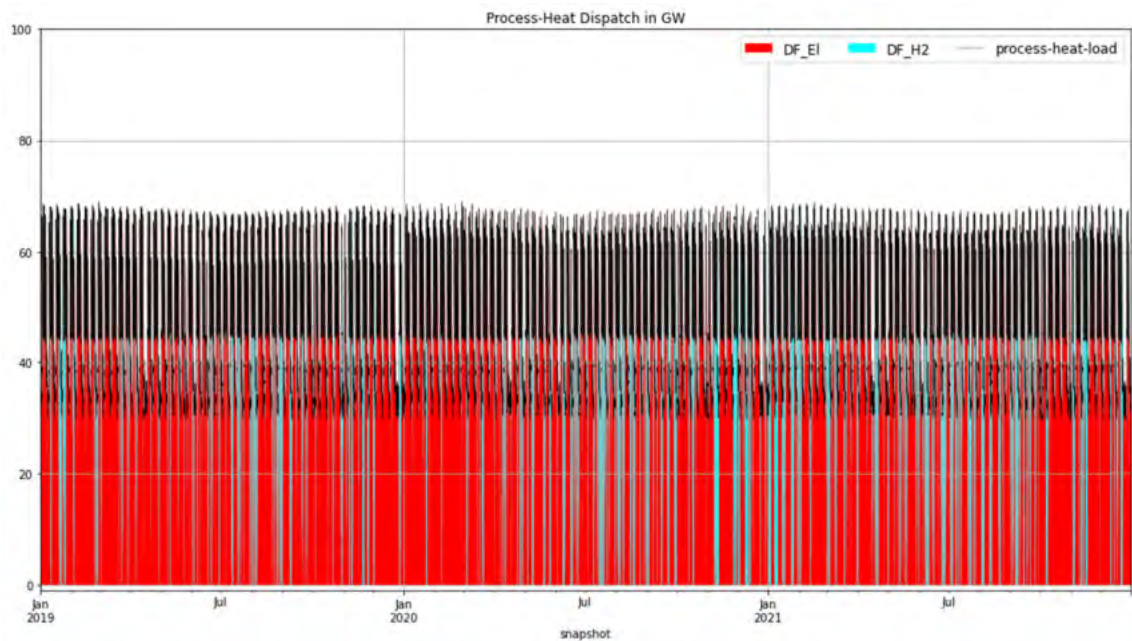


Abbildung 93: Prozesswärmeerzeugung (Szenario-3; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

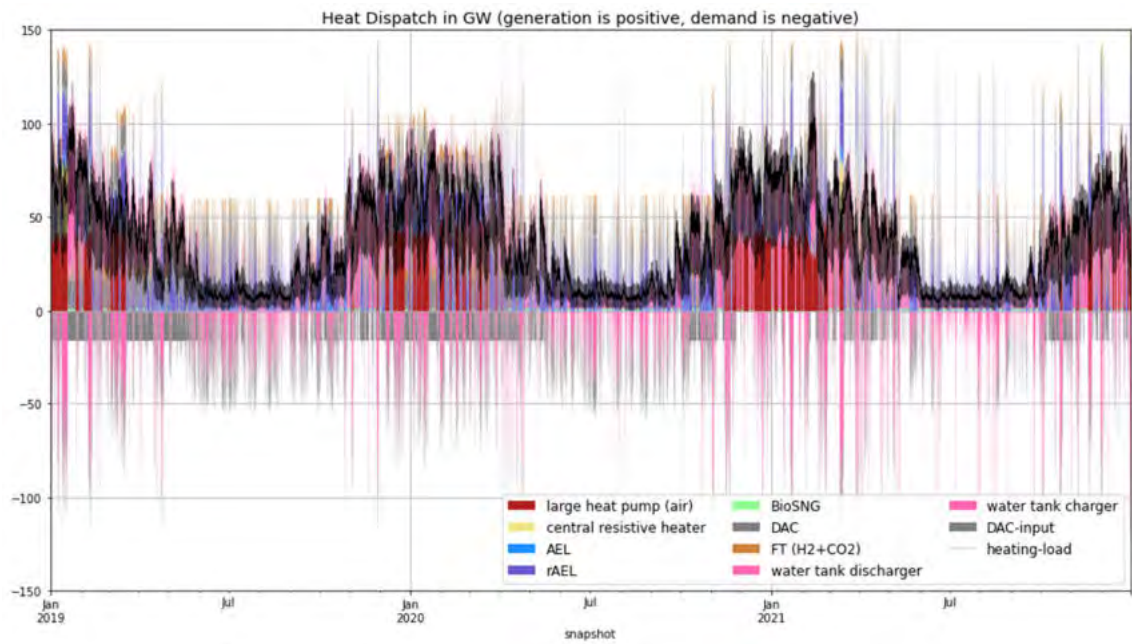


Abbildung 94: Wärmeerzeugung und -bedarf (Szenario-3; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

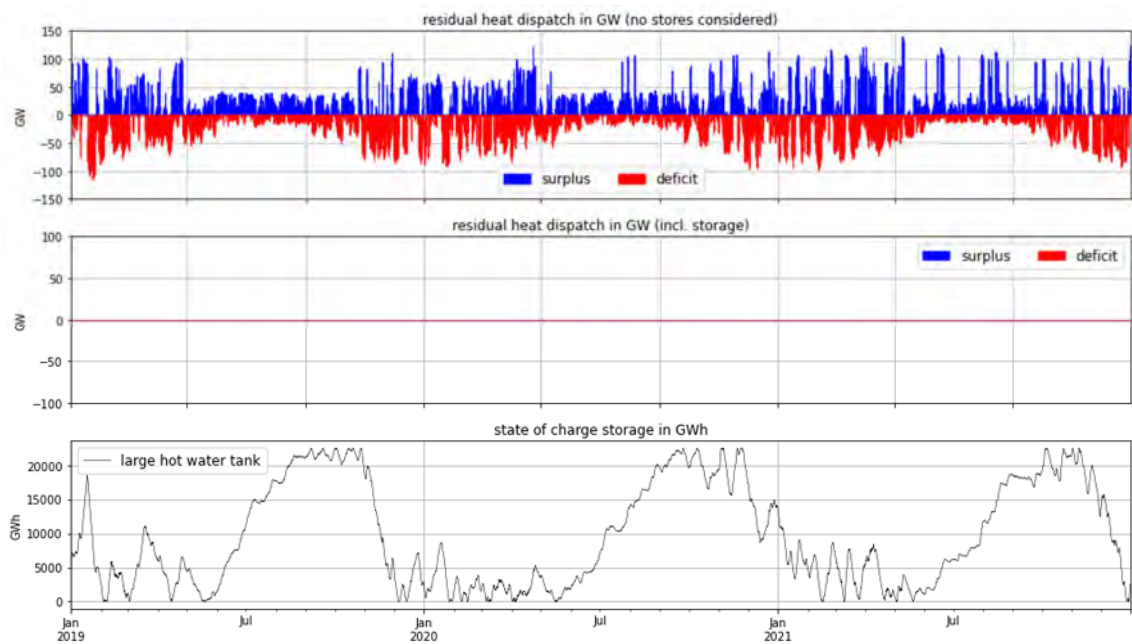


Abbildung 95: Residualwärmeabgabe (Szenario-3; E\_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand der Wärmespeicher in GWh von 2019 bis 2021

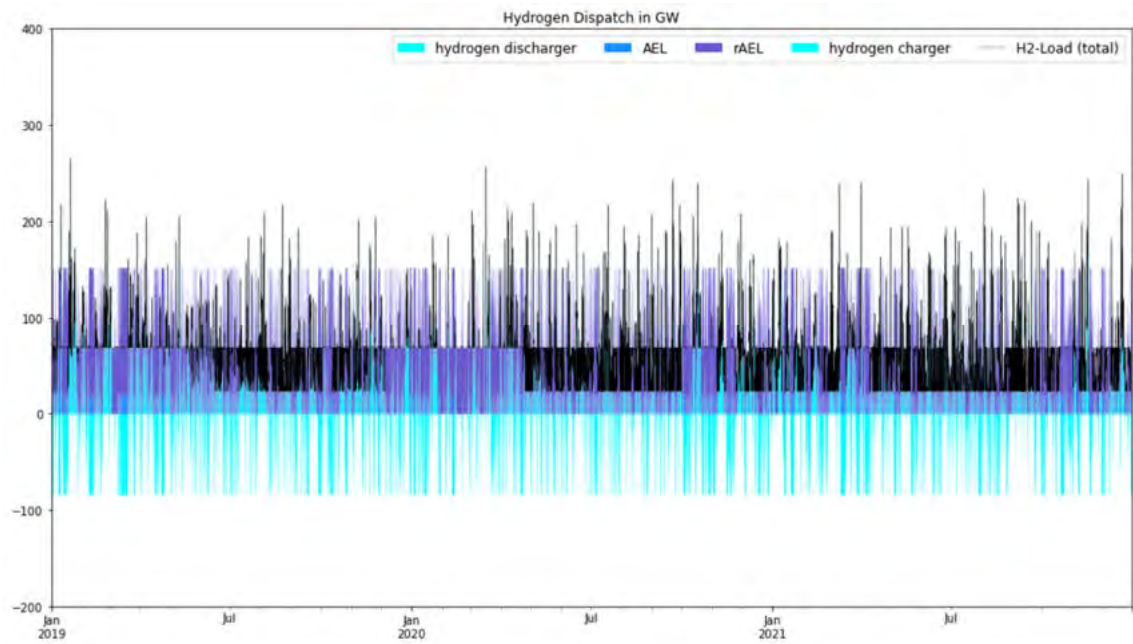


Abbildung 96: Wasserstoffherzeugung und -bedarf (Szenario-3; E\_save) in GW von 2019 bis 2021

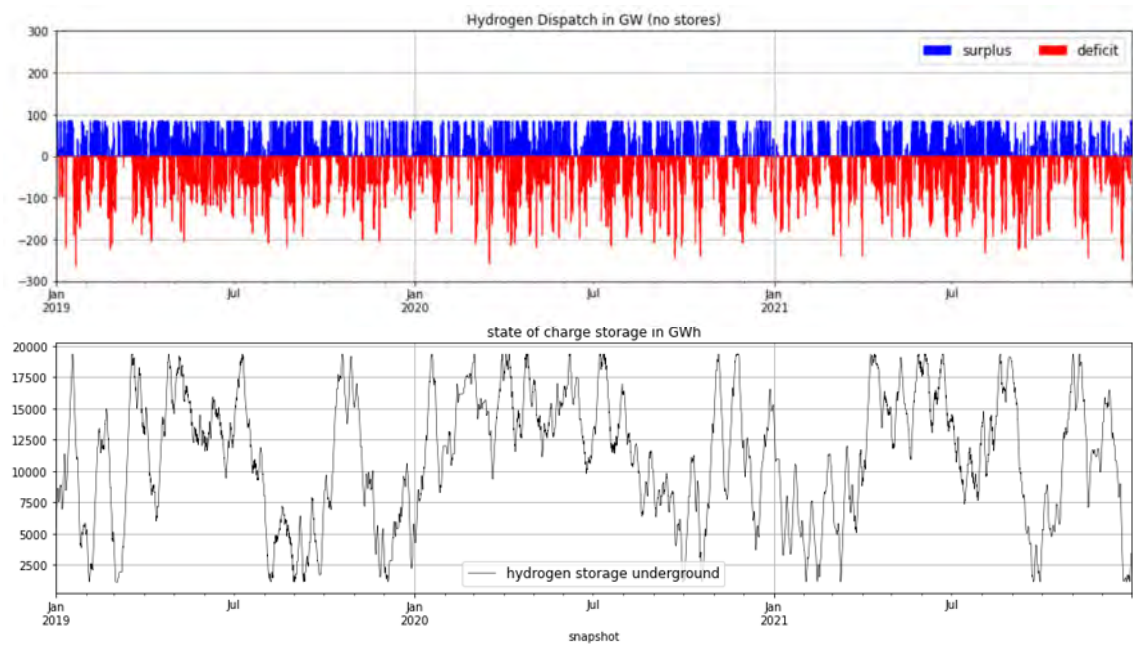


Abbildung 97: Wasserstoffüberschüsse und Fehlbeträge (Szenario-3; E\_save) in GW (Überschüsse sind positiv, Fehlbeträge negativ) und Speicherfüllstand in GWh von 2019 bis 2021

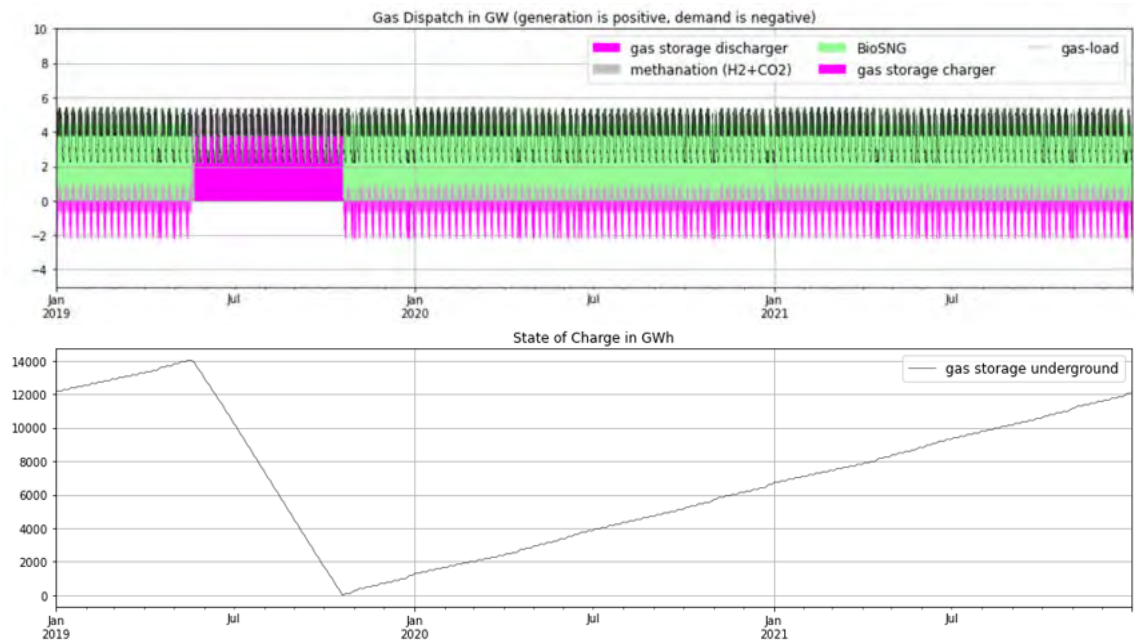


Abbildung 98: Gasbedarf und -produktion (Szenario-3; E\_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021

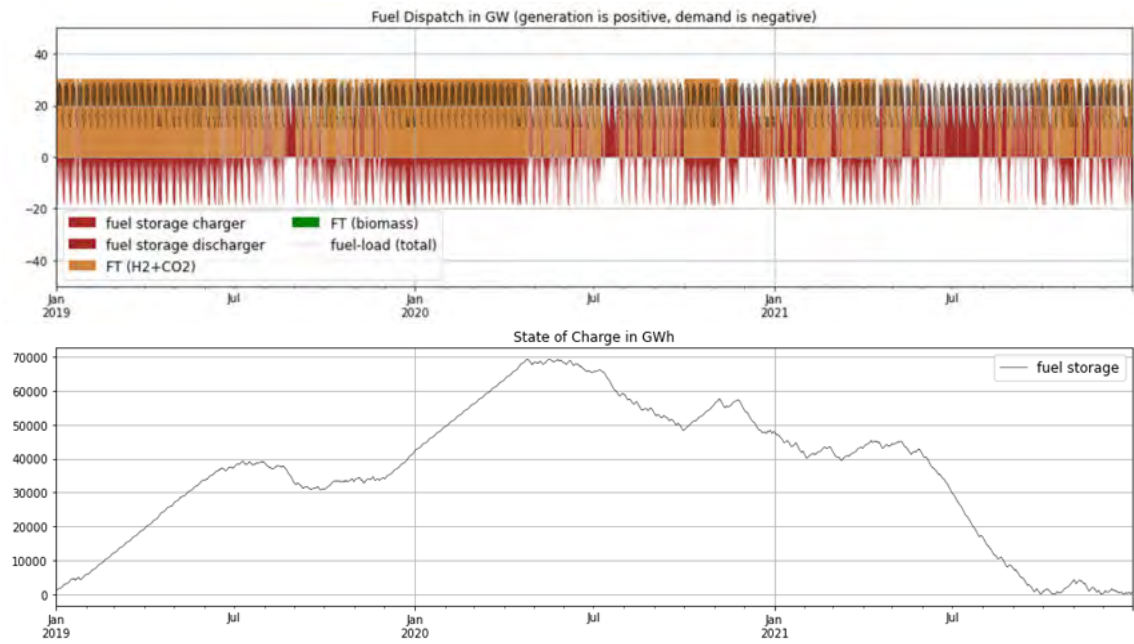


Abbildung 99: Fuel-Bedarf und -produktion (Szenario-3; E\_save) in GW und Speicherfüllstände in GWh von 2019 bis 2021