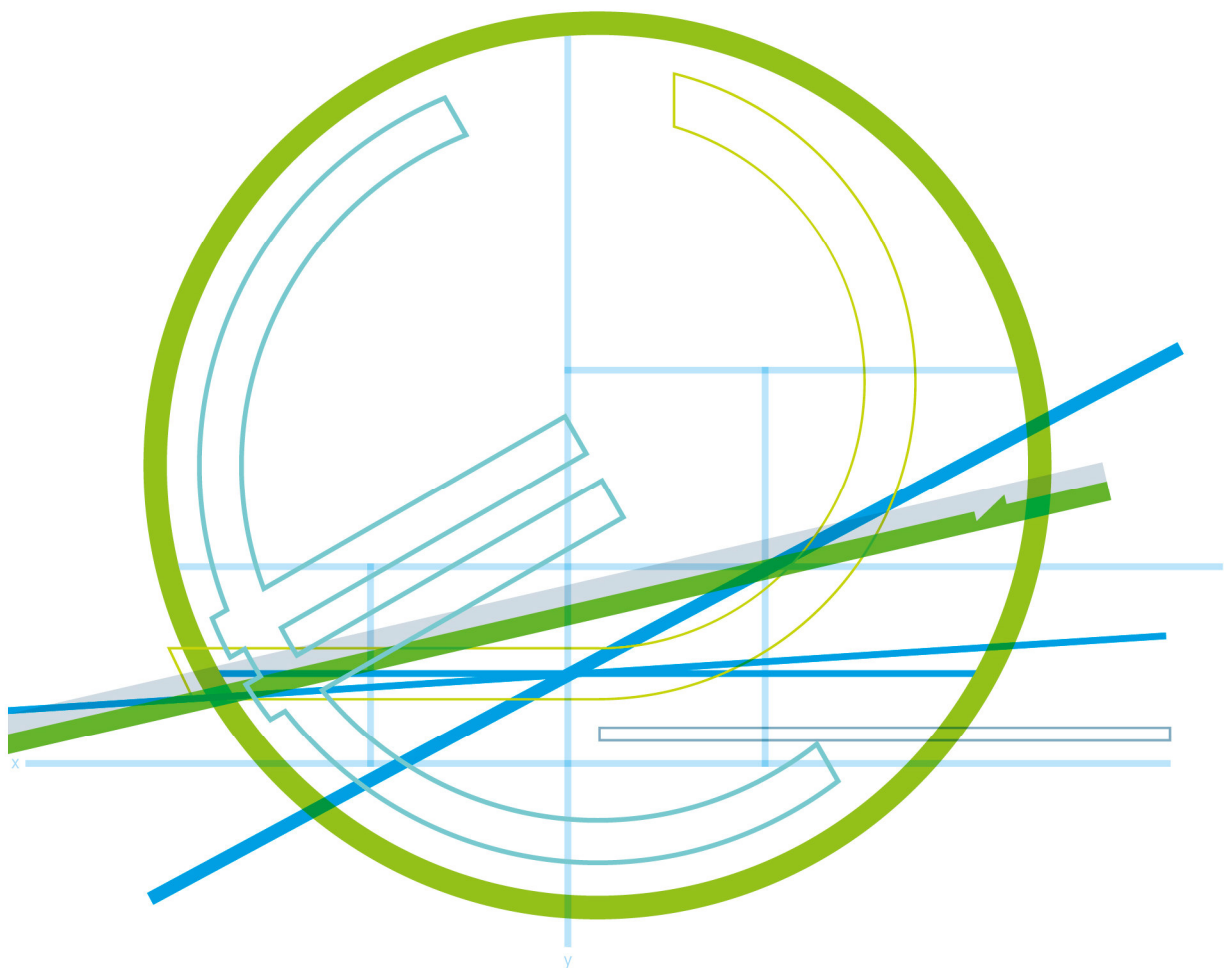


ENERGIESPEICHER DER ZUKUNFT

Energiespeicher für erneuerbare
Energie als Schlüssel-Technologie für
zukünftige Energiesysteme



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

NEUE ENERGIEN 2020

Programmsteuerung



Programmabwicklung



Endbericht

ENERGIESPEICHER DER ZUKUNFT ***Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel- Technologie für zukünftige Energiesysteme***

*K.-P. FELBERBAUER, M. KLOESS, G. JUNGMEIER, R. HAAS,
K. KÖNIGHOFER, W. PRÜGGLER, J. PUCKER, R. REZANIA,
M. BEERMANN, A. WENZEL*

*FFG-Projekt Nr.: 821935
JOANNEUM RESEARCH Projekt Nr.: RES.04-09.GF.012-01
JOANNEUM RESEARCH Bericht Nr.: ENG-B-02/11
Endbericht 263 Seiten (inkl. 3 Anhänge)*

ENERGIESPEICHER DER ZUKUNFT
***Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-
Technologie für zukünftige Energiesysteme***

*K.-P. FELBERBAUER, M. KLOESS, G. JUNGMEIER, R. HAAS,
K. KÖNIGHOFER, W. PRÜGGLER, J. PUCKER, R. REZANIA,
M. BEERMANN, A. WENZEL*

FEBRUAR 2012

Projekt Nr.: RES.04-09.GF.012-01
Bericht Nr.: ENG-B-02/11
Freigegeben: Graz, am 07.02.2012



R. Padinger
Forschungsgruppenleiter

K. Könighofer
Projektleiter

Projekttitel

Energiespeicher der Zukunft – Energiespeicher für erneuerbare Energie als Schlüssel-Technologie für zukünftige Energiesysteme

Projektkonsortium

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH
RESOURCES – Institut für Wasser, Energie und Nachhaltigkeit
Energieforschung

Dipl.-Ing. (FH) Dipl.-Ing. Karl-Peter Felberbauer
Dipl.-Ing. Dr. Gerfried Jungmeier
Dipl.-Ing. Kurt Könighofer
Dipl.-Ing. (FH) Johanna Pucker
Dipl.-Ing. Martin Beermann
Ing. Anton Wenzel
Leonhardstraße 59
8010 Graz
Tel. +43/316/876-1324
Fax +43/316/8769-1434
Email: kurt.koenighofer@joanneum.at
www.joanneum.at



Technische Universität Wien
Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft
Dipl.-Ing. Dr. Maximilian Kloess
Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr. Reinhard Haas
Dipl.-Ing. Mag. Dr. Wolfgang Prügler
Dipl.-Ing. Rusbeh Rezaia
Gusshausstraße 27-29/373-2
1040 Wien
Tel. +43/1/58801/370371
Fax. +43/1/58801/370379
Email: kloess@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at



Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020 – 2. Ausschreibung“ durchgeführt.



Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	20
SUMMARY.....	23
1 EINLEITUNG	26
1.1 Aufgabenstellung	26
1.2 Schwerpunkte des Projekts.....	26
1.3 Einordnung in das Programm.....	26
1.3.1 Energiestrategische Ziele	26
1.3.2 Systembezogene Ziele	27
1.3.3 Technologiestrategische Ziele	28
1.4 Verwendete Methoden	29
1.4.1 Literaturrecherche.....	29
1.4.2 Ökonomische Bewertung	29
1.4.2.1 Elektrische Energiespeicher.....	29
1.4.2.2 Thermische Energiespeicher	29
1.4.2.3 Brennstoffe als Energiespeicher	29
1.4.3 Ökologische Bewertung.....	30
1.4.4 Modell „E-Store Austria“	30
1.4.5 Stakeholdereinbindung.....	31
1.5 Aufbau des Endberichts	31
2 GRUNDLAGEN ENERGIESPEICHER.....	32
2.1 Energiespeicher im Überblick.....	32
2.2 Kennzeichen von Energiespeichern.....	33
2.2.1 Brennstoffe als Energiespeicher.....	35
2.2.2 Elektrische Energiespeicher	35
2.2.3 Thermische Energiespeicher.....	38
3 BRENNSTOFFE ALS ENERGIESPEICHER	40
3.1 Fossile Brennstoffe	40
3.1.1 Überblick.....	40
3.1.2 Grunddaten und Stand der Technik	41
3.1.2.1 Speicherung von festen fossilen Brennstoffen.....	41
3.1.2.2 Speicherung von flüssigen fossilen Brennstoffen.....	42
3.1.2.3 Speicherung von gasförmigen fossilen Brennstoffen	43
3.1.3 Einsatzbereiche	44
3.2 Biogene Brennstoffe	44
3.2.1 Überblick.....	44
3.2.2 Grunddaten - Stand der Technik	45
3.2.2.1 Speicherung von festen biogenen Brennstoffen	45
3.2.2.2 Speicherung von flüssigen biogenen Brennstoffen	46
3.2.2.3 Speicherung von gasförmigen biogenen Brennstoffen	46
3.2.3 Einsatzbereiche	47
3.2.4 Zukünftiges Entwicklungspotential	47
3.3 Wasserstoff	47
3.3.1 Überblick.....	47
3.3.2 Grunddaten - Stand der Technik	49
3.3.2.1 Speicherung in Gasflaschen	49
3.3.2.2 Speicherung als Flüssigwasserstoff.....	49
3.3.2.3 Speicherung in Metallhydriden.....	50

3.3.2.4	Speicherung in Eisenschwämmen	50
3.3.2.5	Speicherung in Salzkavernen	51
3.3.3	Einsatzbereiche	52
3.3.4	Wasserstoff als elektrischer Energiespeicher	52
3.3.5	Zukünftiges Entwicklungspotential	53
3.4	Erneuerbares Methan	53
3.4.1	Überblick	53
3.4.2	Grunddaten – Stand der Technik	55
3.4.3	Einsatzbereiche	57
3.5	Zusammenfassung Brennstoffe als Energiespeicher	57
4	ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER	58
4.1	Pumpspeicherkraftwerke	58
4.1.1	Grunddaten – Stand der Technik	58
4.1.2	Einsatzbereiche	59
4.1.3	Investitionskosten	59
4.1.4	Zukünftiges Entwicklungspotential	60
4.2	Druckluftspeicherkraftwerke	60
4.2.1	Grunddaten – Stand der Technik	60
4.2.2	Einsatzbereiche	61
4.2.3	Zukünftiges Entwicklungspotential	61
4.2.4	Investitionskosten	62
4.3	Schwungradspeicher	63
4.3.1	Grunddaten – Stand der Technik	63
4.3.2	Einsatzbereiche	64
4.3.3	Zukünftiges Entwicklungspotential	64
4.4	Elektrochemische Energiespeicher	65
4.4.1	Überblick	65
4.4.2	Grunddaten – Stand der Technik	66
4.4.2.1	Blei-Säure-Batterien	68
4.4.2.2	Nickelbasierte-Batterien	68
4.4.2.3	Lithium-Ionenbasierte-Batterien	69
4.4.2.4	Hochtemperatur-Batterien	70
4.4.2.5	Redox-Flow-Batterien	72
4.4.2.6	Hybrid-Flow-Batterien	72
4.4.2.7	Metall-Luft-Batterien	73
4.4.2.8	Brennstoffzellen	73
4.4.3	Einsatzbereiche	74
4.4.4	Zukünftige Entwicklungspotentiale	74
4.4.4.1	Blei-Säure-Batterien	74
4.4.4.2	Redox-Flow-Batterien	75
4.4.4.3	Natrium-Schwefel-Batterien	75
4.4.4.4	Lithium-Ionenbasierte-Batterien	75
4.4.5	Investitionskosten elektrochemischer Energiespeicher	75
4.4.6	Elektrofahrzeuge als elektrische Energiespeicher – Vehicle-to-Grid (V2G)	76
4.5	Elektrische/elektromagnetische Energiespeicher	77
4.5.1	Überblick	77
4.5.2	Grunddaten – Stand der Technik	77
4.5.2.1	Elektrochemische Kondensatoren	77
4.5.2.2	Supraleitende Spulen	78
4.6	Zusammenfassung elektrische Energiespeicher	79
5	THERMISCHE ENERGIESPEICHER	84

5.1	Überblick	84
5.2	Sensible thermische Energiespeicher	85
5.2.1	Grunddaten – Stand der Technik	85
5.2.2	Einsatzbereiche	85
5.2.2.1	Kurzzeitspeicher	85
5.2.2.2	Langzeitspeicher	86
5.2.3	Zukünftiges Entwicklungspotential	88
5.3	Latentwärmespeicher.....	88
5.3.1	Grunddaten – Stand der Technik	88
5.3.2	Einsatzbereiche	89
5.3.3	Zukünftiges Entwicklungspotential	90
5.4	Thermochemische Energiespeicher.....	91
5.4.1	Grunddaten – Stand der Technik	91
5.4.1.1	Sorptionsspeicher	91
5.4.1.2	Thermochemische Energiespeicher mit reversiblen chemischen Bindungen	93
5.4.2	Einsatzbereiche	93
5.4.3	Zukünftiges Entwicklungspotential	94
5.5	Zusammenfassung thermische Energiespeicher	94
6	BEWERTUNG VON ENERGIESPEICHERN.....	95
6.1	Anwendungsbeispiele.....	95
6.1.1	Elektrische Energiespeicher	95
6.1.1.1	Angebotsnah.....	95
6.1.1.2	Verbrauchernah	96
6.1.2	Thermische Energiespeicher.....	98
6.1.2.1	Angebotsnah.....	98
6.1.2.2	Verbrauchernah	100
6.1.3	Brennstoffe als Energiespeicher.....	102
6.1.3.1	Angebotsnah.....	102
6.1.3.2	Verbrauchernah	103
6.2	Ökonomische Bewertung	105
6.2.1	Elektrische Energiespeicher - angebotsnah – zentrale Großspeicher	105
6.2.1.1	Speicherkosten	107
6.2.1.2	Speicherbewirtschaftung.....	110
6.2.1.3	Strompreisannahmen.....	111
6.2.1.4	Speicherbewirtschaftung Tagesspeicher	112
6.2.1.5	Speicherbewirtschaftung Wochenspeicher	115
6.2.1.6	Speicherbewirtschaftung Jahres-/Saisonspeicher	119
6.2.2	Elektrische Energiespeicher - verbrauchernah – dezentrale Kleinspeicher.....	121
6.2.3	Vehicle-to-Grid (V2G)	123
6.2.3.1	Technische und wirtschaftliche Voraussetzungen für Vehicle-to-grid	124
6.2.3.2	Traktionsbatterien für Elektrofahrzeuge	124
6.2.3.3	Nutzungsgrad.....	125
6.2.3.4	Investitionskosten, Lebensdauer und Speicherkosten	126
6.2.3.5	Speicherpotential Österreich.....	130
6.2.4	Thermische Speicher	134
6.2.4.1	Einfamilienhaus (verbrauchernah)	134
6.2.4.2	Mehrfamilienhaus (angebotsnah).....	136
6.2.5	Brennstoffe als Energiespeicher.....	139
6.2.6	Zusammenfassung	144
6.3	Ökologische Bewertung	145
6.3.1	Methode.....	145
6.3.2	Elektrische Energiespeicher	146
6.3.2.1	Untersuchte Systeme.....	147

6.3.2.2	Ergebnisse.....	148
6.3.3	Thermische Energiespeicher.....	154
6.3.3.1	Untersuchte Systeme.....	154
6.3.3.2	Ergebnisse.....	155
6.3.4	Brennstoffe als Energiespeicher.....	158
6.3.4.1	Untersuchte Systeme.....	158
6.3.4.2	Ergebnisse.....	159
6.3.5	Zusammenfassung.....	160
7	ENERGIESPEICHER-MODELLIERUNG „E-STORE AUSTRIA“	162
7.1	Das Energiesystem Österreich	162
7.1.1	Aufbau des Energiesystems Österreich	162
7.1.2	Angebotsverlauf der Primärenergieträger im Energiesystem Österreich.....	167
7.1.2.1	Fossile und biogene Primärenergieträger	167
7.1.2.2	Andere nicht brennstoffgebundene erneuerbare Primärenergieträger.....	167
7.1.3	Bedarfsverlauf der Nutzenergie im Energiesystem	172
7.1.3.1	Raumwärme.....	173
7.1.3.2	Prozesswärme	173
7.1.3.3	Verkehr	173
7.1.3.4	Mechanische Arbeit	174
7.1.3.5	Licht	174
7.2	Modellbeschreibung – „E-Store Austria“	174
7.2.1	Modellstruktur	175
7.2.1.1	Jahresbilanz.....	176
7.2.1.2	Monatsbilanz.....	176
7.2.1.3	Tagesbilanz-Strom.....	177
7.2.2	Szenarien-Festlegung	179
7.2.2.1	Primärenergieangebot	179
7.2.2.2	Nutzenergiebedarf	180
7.2.2.3	Anteil der Endenergieträger an der Deckung des Nutzenergiebedarfs	181
7.2.2.4	Endenergieangebot und Endenergiebedarf	182
7.3	Ergebnisse der Jahresbilanz.....	183
7.3.1	Ermittlung Nutzenergiebedarf.....	183
7.3.2	Ermittlung der Primärenergieangebots.....	184
7.3.3	Endenergieangebot und Endenergiebedarf	185
7.4	Ergebnisse der Monatsbilanz.....	187
7.4.1	Monatliches Endenergieangebot	187
7.4.2	Saisonaler Speicherbedarf	195
7.4.2.1	Speicherbedarf nach Endenergieträgern	197
7.4.2.2	Saisonale Energiespeicher	198
7.4.2.3	Speicherbedarf je Nutzenergieart	200
7.5	Ergebnisse der Tagesbilanz-Strom	208
8	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN FÜR STAKEHOLDER IN ÖSTERREICH	213
8.1	Allgemeine Empfehlungen für die Energiewirtschaft.....	213
8.2	Empfehlungen für die Elektrizitätswirtschaft	214
8.3	Empfehlungen für die Mineralölwirtschaft.....	214
8.4	Empfehlungen für die Automobilindustrie	214
8.5	Empfehlungen für F&E-Unternehmen	215
8.6	Empfehlungen für die Politik.....	216
9	SCHLUSSFOLGERUNGEN	217
9.1	Brennstoffe.....	217
9.2	Elektrische Energiespeicher	217
9.3	Thermische Energiespeicher	217

9.4	Speicherbedarfsentwicklung.....	218
10	LITERATURVERZEICHNIS.....	220
11	ANHANG.....	226
11.1	Energiespeicherdatenbank.....	226
11.2	Ökologische Bewertung	245
11.2.1	Elektrische Energiespeicher	245
11.2.2	Thermische Energiespeicher.....	250
11.2.3	Brennstoffe als Energiespeicher.....	252
11.3	Energiespeicher Workshops.....	254
11.3.1	Zusammenfassung 1. Workshop.....	254
11.3.2	Zusammenfassung 2. Workshop.....	259

Tabellenverzeichnis

TABELLE 1: KENNGRÖßEN VON ENERGIESPEICHERN.....	34
TABELLE 2: ANWENDUNGSGBIETE UND SYSTEMANFORDERUNGEN AN BRENNSTOFFE ALS ENERGIESPEICHER	35
TABELLE 3: KENNGRÖßEN KONVENTIONELLER THERMISCHER KRAFTWERKE	37
TABELLE 4: ANWENDUNGSGBIETE UND SYSTEMANFORDERUNGEN ELEKTRISCHER ENERGIESPEICHER.....	38
TABELLE 5: ANWENDUNGSGBIETE UND SYSTEMANFORDERUNGEN THERMISCHER ENERGIESPEICHER	39
TABELLE 6: FOSSILE BRENNSTOFFE – EIGENSCHAFTEN UND EINSATZGBIETE.....	41
TABELLE 7: BIOGENE BRENNSTOFFE – EIGENSCHAFTEN UND EINSATZGBIETE.....	45
TABELLE 8: EXISTIERENDE WASSERSTOFF-KAVERNEN	51
TABELLE 9: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK WASSERSTOFF ALS ENERGIESPEICHER.....	52
TABELLE 10: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK ERNEUERBARES METHAN ALS ENERGIESPEICHER.....	56
TABELLE 11: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK PUMPSPEICHERKRAFTWERKE	58
TABELLE 12: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK DIABATE DRUCKLUFTSPEICHERKRAFTWERKE.....	61
TABELLE 13: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK SCHWUNGRADSPEICHER	64
TABELLE 14: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK ELEKTROCHEMISCHE ENERGIESPEICHER	67
TABELLE 15: BRENNSTOFFZELLENTYPEN UND IHRE EIGENSCHAFTEN.....	74
TABELLE 16: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK ELEKTROCHEMISCHE KONDENSATOREN	78
TABELLE 17: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK SUPRALEITENDE SPULEN	79
TABELLE 18: ANWENDUNGSBEREICHE ELEKTRISCHER ENERGIESPEICHER IM VERGLEICH	80
TABELLE 19: KENNDATEN ELEKTRISCHER ENERGIESPEICHER IM VERGLEICH	80
TABELLE 20: ÜBERSICHT STAND DER TECHNIK THERMISCHER ENERGIESPEICHER.....	84
TABELLE 21: REVERSIBLE CHEMISCHE PROZESSE ZUR THERMOCHEMISCHEN WÄRMESPEICHERUNG IM ÜBERBLICK.....	93
TABELLE 22: ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER ANGEBOOTSNAH - ZENTRALE GROßSPEICHER - TAGES- UND WOCHENSPEICHER	106
TABELLE 23: INVESTITIONSKOSTEN WASSERSTOFF- UND METHANSPEICHER	116
TABELLE 24: SPEICHERERTRÄGE UND WIRTSCHAFTLICH DARSTELLBARE KOSTEN	121
TABELLE 25: SPEICHERTECHNOLOGIEN DEZENTRALE SPEICHER – TAGES- UND WOCHENSPEICHER.....	121
TABELLE 26: SPEZIFIKATIONEN DER HEIZSYSTEME - EINFAMILIENHAUS	134
TABELLE 27: SPEZIFIKATIONEN DER HEIZSYSTEME – ANGEBOOTSNAHE SPEICHERUNG „MEHRFAMILIENHAUS“	137
TABELLE 28: ANWENDUNGSFALL BIOGASANLAGE DEZENTRAL (TAGESSPEICHER).....	140
TABELLE 29: ANWENDUNGSBEISPIELE BIOGASANLAGE ZENTRAL (WOCHENSPEICHER)	142
TABELLE 30: VERGLEICH GROßHANDELSPREIS UND SPEICHERKOSTEN.....	143
TABELLE 31: ZUSAMMENSETZUNG DES „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“.....	147
TABELLE 32: TREIBHAUSGASEMISSIONEN UND PRIMÄRENERGIEBEDARF FÜR DIE AUSGEWÄHLTEN VARIANTEN DER STROMBEREITSTELLUNG (INKL. TRANSPORT VIA 100 KM STROMNETZ).....	147
TABELLE 33: STROMMIX ÖSTERREICH – ANTEILE DER STROMERZEUGUNG ZUR DECKUNG DES STROMVERBRAUCHS IN ÖSTERREICH 2007	154
TABELLE 34: ÜBERBLICK ÜBER DIE TREIBHAUSGASEMISSIONEN DER UNTERSUCHTEN ELEKTRISCHEN ENERGIESPEICHER (AUSGENOMMEN DIABATE DRUCKLUFTSPEICHER (CAES))	161
TABELLE 35: FOSSILE UND ERNEUERBARE PRIMÄRENERGIETRÄGER	164
TABELLE 36: DIE WICHTIGSTEN FOSSILEN UND ERNEUERBAREN SEKUNDÄR- BZW. ENDENERGIETRÄGER ...	164
TABELLE 37: JÄHRLICHES PRIMÄRENERGIEANGEBOT DER 4 SZENARIEN	180
TABELLE 38: JÄHRLICHER NUTZENERGIEBEDARF DER 4 SZENARIEN	181
TABELLE 39: BLEI-SÄURE UND NiCd – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK.....	229
TABELLE 40: NiMH UND NiZn – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	230
TABELLE 41: NaS UND Li-ION – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	231
TABELLE 42: Li-Po UND Li-Fe – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK.....	232
TABELLE 43: Li-Mn UND Li-FePO ₄ – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	233
TABELLE 44: Li-Ti UND Li-Ni-Co – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK.....	234
TABELLE 45: Li-Ko-Ox UND Na-NiCl – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	235
TABELLE 46: Zn-LUFT UND METAL-LUFT – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	236
TABELLE 47: Zn-Br UND KONDENSATOREN – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	237
TABELLE 48: SCHWUNGRÄDER UND PUMPSPEICHER – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK.....	238
TABELLE 49: DRUCKLUFTSPEICHER UND FLOW-BATTERIEN – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK.....	239
TABELLE 50: SUPRALEITENDE SPULEN UND WASSERSTOFF – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK.....	240

TABELLE 51: HEIßWASSERSPEICHER UND FLUIDSPEICHER – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	241
TABELLE 52: FESTSTOFFSPEICHER UND KIES-WASSER-SPEICHER – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	242
TABELLE 53: ERDSONDEN- UND AQUIFERWÄRMESPEICHER – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	243
TABELLE 54: LATENTWÄRMESPEICHER UND THERMOCHEMISCHE ENERGIESPEICHER – ÜBERSICHT SPEICHERDATENBANK	244
TABELLE 55: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR ANGEBOTSDNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	245
TABELLE 56: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR ANGEBOTSDNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	245
TABELLE 57: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR ANGEBOTSDNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	246
TABELLE 58: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR ANGEBOTSDNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	246
TABELLE 59: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR ANGEBOTSDNAHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	246
TABELLE 60: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR ANGEBOTSDNAHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	247
TABELLE 61: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR ANGEBOTSDNAHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	247
TABELLE 62: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR ANGEBOTSDNAHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	247
TABELLE 63: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR VERBRAUCHERNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	248
TABELLE 64: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR VERBRAUCHERNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	248
TABELLE 65: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR VERBRAUCHERNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	248
TABELLE 66: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR VERBRAUCHERNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	248
TABELLE 67: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR VERBRAUCHERNAHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	249
TABELLE 68: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR VERBRAUCHERNAHE TAGESSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	249
TABELLE 69: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR VERBRAUCHERNAHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	249
TABELLE 70: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR VERBRAUCHERNAHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	249
TABELLE 71: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, WÄRMEPUMPE UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZU WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT WÄRMEPUMPE (OHNE WÄRMESPEICHER)	250
TABELLE 72: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, GASKESSEL UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZU WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT GASKESSEL (OHNE WÄRMESPEICHER)	250
TABELLE 73: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, WÄRMEPUMPE UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZU WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT WÄRMEPUMPE (OHNE WÄRMESPEICHER)	251
TABELLE 74: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, GASKESSEL UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZU WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT GASKESSEL (OHNE WÄRMESPEICHER)	251
TABELLE 75: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR BIOGAS-BHKW ALS TAGESSPEICHER UND BIOMETHAN-GÜD ALS WOCHEN-/MONATSSPEICHER IM VERGLEICH ZU REFERENZSYSTEM	252
TABELLE 76: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR BIOGAS-BHKW ALS TAGESSPEICHER UND BIOMETHAN- GÜD ALS WOCHEN-/MONATSSPEICHER IM VERGLEICH ZU REFERENZSYSTEM	252
TABELLE 77: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR FESTE BIOMASSE UND FLÜSSIGE BIOMASSE ALS BRENNSTOFFSPEICHER	253
TABELLE 78: KUMULIERTER ENERGIEBEDARF FÜR FESTE BIOMASSE UND FLÜSSIGE BIOMASSE ALS BRENNSTOFFSPEICHER	253

Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1: PROZESS DER ENERGIESPEICHERUNG	32
ABBILDUNG 2: ÜBERSICHT ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER, THERMISCHE ENERGIESPEICHER, BRENNSTOFFE ALS ENERGIESPEICHER	33
ABBILDUNG 3: EINTEILUNG VON KRAFTWERKSTYPEN NACH IHRER JAHRESNUTZUNGSDAUER	36
ABBILDUNG 4: KATEGORIEN DER RESERVELEISTUNG	37
ABBILDUNG 5: ÜBERSICHT DER MÖGLICHKEITEN ZUR ERZEUGUNG VON WASSERSTOFF AUS ERNEUERBARER ENERGIE	48
ABBILDUNG 6: FUNKTIONSDIAGRAMM EINES WASSERSTOFFSPEICHERS	53
ABBILDUNG 7: FUNKTIONSDIAGRAMM EINES EE-CH ₄ SPEICHERS	56
ABBILDUNG 8: PUMPSPEICHER - SCHEMATISCHE DARSTELLUNG	58
ABBILDUNG 9: INVESTITIONSKOSTEN UND LEISTUNG INTERNATIONALE PUMPSPEICHERPROJEKTE (BLASENGRÖÖE = LEISTUNG)	59
ABBILDUNG 10: DIABATER DRUCKLUFTSPEICHER CAES - SCHEMATISCHE DARSTELLUNG	61
ABBILDUNG 11: ADIABATE DRUCKLUFTSPEICHER AA-CAES - SCHEMATISCHE DARSTELLUNG	62
ABBILDUNG 12: PRINZIP EINES SCHWUNGRADSPEICHERS	63
ABBILDUNG 13: AUFBAU UND PRINZIP EINER NATRIUM-SCHWEFEL-BATTERIE (NAS-BATTERIE)	71
ABBILDUNG 14: PRINZIP EINER VANADIUM-REDOX-BATTERIE	72
ABBILDUNG 15: VERGLEICH DER INVESTITIONSKOSTEN VON AKKUMULATOREN	76
ABBILDUNG 16: VEHICLE-TO-GRID	77
ABBILDUNG 17: SCHEMA ELEKTROCHEMISCHER KONDENSATOR	77
ABBILDUNG 18: VOLUMETRISCHE ENERGIEDICHTE VON 1 M ³ BRENNSTOFF BZW. DER POTENTIELLEN ENERGIE VON 1 M ³ SPEICHERMEDIUM	82
ABBILDUNG 19: ELEKTRISCHE ENERGIE AUS 1 M ³ ENERGIESPEICHER-VOLUMEN	83
ABBILDUNG 20: FESTSTOFFSPEICHER ANDASOL	86
ABBILDUNG 21: SCHEMA HEIÖWASSERWÄRMESPEICHER	86
ABBILDUNG 22: SCHEMA KIES-WASSER-WÄRMESPEICHER	87
ABBILDUNG 23: SCHEMA ERDSONDENWÄRMESPEICHER	87
ABBILDUNG 24: SCHEMA AQUIFERWÄRMESPEICHER	88
ABBILDUNG 25: PRINZIPIEN DER LATENTEN UND SENSIBLEN WÄRMESPEICHERUNG IM VERGLEICH	89
ABBILDUNG 26: PRINZIP DER ADSORPTION UND ABSORPTION BEI SORPTIONSSPEICHERN	91
ABBILDUNG 27: ANWENDUNGSBEISPIELE ALLGEMEIN IM ÜBERBLICK	95
ABBILDUNG 28: ANWENDUNGSBEISPIEL - ANGEBOTSNAHE ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER	95
ABBILDUNG 29: ANGEBOTSNAHE ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER-ANWENDUNGSBEISPIELE IM ÜBERBLICK	96
ABBILDUNG 30: VERBRAUCHERNAHE ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER-ANWENDUNGSBEISPIELE IM ÜBERBLICK	97
ABBILDUNG 31: ANWENDUNGSBEISPIEL - VERBRAUCHERNAHER STROMSPEICHER	97
ABBILDUNG 32: ANGEBOTSNAHE THERMISCHE ENERGIESPEICHER-ANWENDUNGSBEISPIELE IM ÜBERBLICK	98
ABBILDUNG 33: ANWENDUNGSBEISPIEL – ANGEBOTSNAHER THERMISCHER ENERGIESPEICHER	99
ABBILDUNG 34: VERBRAUCHERNAHE THERMISCHE ENERGIESPEICHER-ANWENDUNGSBEISPIELE IM ÜBERBLICK	100
ABBILDUNG 35: ANWENDUNGSBEISPIEL – VERBRAUCHERNAHER THERMISCHER ENERGIESPEICHER	100
ABBILDUNG 36: ANGEBOTSNAHE BRENNSTOFFE ALS ENERGIESPEICHER-ANWENDUNGSBEISPIELE IM ÜBERBLICK	102
ABBILDUNG 37: ANWENDUNGSBEISPIEL – ANGEBOTSNAHE BRENNSTOFFSPEICHER	102
ABBILDUNG 38: VERBRAUCHERNAHE BRENNSTOFFE ALS ENERGIESPEICHER-ANWENDUNGSBEISPIELE IM ÜBERBLICK	103
ABBILDUNG 39: ANWENDUNGSBEISPIEL – VERBRAUCHERNAHE BRENNSTOFFSPEICHER	104
ABBILDUNG 40: SPEZIFISCHE KOSTEN DER SPEICHERUNG – TAGESSPEICHER (STROMPREIS LADEN: $P_{IN} = 0 \text{ €/MWH}$)	108
ABBILDUNG 41: SPEZIFISCHE SPEICHERKOSTEN DER TAGESSPEICHER IN ABHÄNGIGKEIT VOM PREIS DES LADESTROMS	108
ABBILDUNG 42: SPEZIFISCHE KOSTEN DER SPEICHERUNG – WOCHENSPEICHER (STROMPREIS LADEN: $P_{IN} = 0 \text{ €/MWH}$)	109
ABBILDUNG 43: SPEZIFISCHE SPEICHERKOSTEN DER WOCHENSPEICHER IN ABHÄNGIGKEIT VOM PREIS DES LADESTROMS	109
ABBILDUNG 44: STROM-GROÖHANDELSPREISE – 2009 EXAA (DATENQUELLE: APCS 2011)	111
ABBILDUNG 45: STROM-GROÖHANDELSPREISE – SZENARIO 2020	111

ABBILDUNG 46: SPEICHERSTAND BEI ERTRAGS-MAXIMIERENDEM TAGESSPEICHERBETRIEB – PUMPSPEICHER & LI IONEN-AKKU ($H_{IN}=H_{OUT}=92\%$).....	113
ABBILDUNG 47: SPEICHERSTAND BEI ERTRAGS-MAXIMIERENDEM TAGESSPEICHERBETRIEB – NAS & REDOX FLOW ($H_{IN}=H_{OUT}=87\%$).....	113
ABBILDUNG 48: SPEICHERSTAND BEI ERTRAGS-MAXIMIERENDEM TAGESSPEICHERBETRIEB – AA-CAES ($H_{IN}=H_{OUT}=84\%$)	114
ABBILDUNG 49: KOSTEN, ERTRÄGE UND PROFITE DER UNTERSCHIEDLICHEN SPEICHERTECHNOLOGIEN – TAGESSPEICHER.....	115
ABBILDUNG 50: SENSITIVITÄT DES JÄHRLICHEN PROFITS AUS DEM SPEICHERBETRIEB GEGENÜBER ÄNDERUNGEN DER INVESTITIONSKOSTEN – TAGESSPEICHER (STROMPREISE 2009).	115
ABBILDUNG 51: SPEICHERSTAND BEI ERTRAGS-MAXIMIERENDEM WOCHENSPEICHERBETRIEB – PUMPSPEICHER	117
ABBILDUNG 52: SPEICHERSTAND BEI ERTRAGS-MAXIMIERENDEM WOCHENSPEICHERBETRIEB – WASSERSTOFFSPEICHER	117
ABBILDUNG 53: SPEICHERSTAND BEI ERTRAGS-MAXIMIERENDEM WOCHENSPEICHERBETRIEB – METHANSPEICHER	118
ABBILDUNG 54: KOSTEN, ERTRÄGE UND PROFITE DER UNTERSCHIEDLICHEN SPEICHERTECHNOLOGIEN – WOCHENSPEICHER	118
ABBILDUNG 55: SENSITIVITÄT DES JÄHRLICHEN PROFITS AUS DEM SPEICHERBETRIEB GEGENÜBER ÄNDERUNGEN DER INVESTITIONSKOSTEN - WOCHENSPEICHER (STROMPREISE 2009).....	119
ABBILDUNG 56: OPTIMALER SAISONALER SPEICHERBETRIEB DER UNTERSUCHTEN TECHNOLOGIEN	120
ABBILDUNG 57: SPEZIFISCHE KOSTEN DER SPEICHERUNG – DEZENTRALER STROMSPEICHER	122
ABBILDUNG 58: SPEZIFISCHE SPEICHERKOSTEN DEZENTRALER STROMSPEICHER IN ABHÄNGIGKEIT VOM PREIS DES LADESTROMS.....	123
ABBILDUNG 59: VEHICLE-TO-GRID	124
ABBILDUNG 60: RAGONE DIAGRAMM UNTERSCHIEDLICHER AKKU-TYPEN FÜR DEN MOBILEN EINSATZ.....	125
ABBILDUNG 61: SPEICHERNUTZUNGSGRAD VON VEHICLE-TO-GRID IM VERGLEICH ZU STATIONÄREN ENERGIESPEICHERSYSTEMEN.....	126
ABBILDUNG 62: NOMINELLE UND NUTZBARE KAPAZITÄT DES AKKUMULATORS	127
ABBILDUNG 63: SPANNUNGSVERLAUF EINER LI IONEN ZELLE BEI VOLLSTÄNDIGER ENTLADUNG UND UNTERSCHIEDLICHER ZELLALTERUNG (ADAPTIERT VON PETERSSON ET AL. 2010).	127
ABBILDUNG 64: SPEICHERKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VON DER ENTLADETIEFE BEI UNTERSCHIEDLICHEN INVESTITIONSKOSTEN.....	128
ABBILDUNG 65: SPEICHERKOSTEN IN ABHÄNGIGKEIT VON INVESTITIONSKOSTEN.....	129
ABBILDUNG 66: SPEICHERKOSTEN VON VEHICLE-TO-GRID IM VERGLEICH MIT ANDEREN STATIONÄREN SYSTEMEN	130
ABBILDUNG 67: VERBREITUNGSSZENARIO VON HYBRID- UND ELEKTRO-FAHRZEUGEN.....	130
ABBILDUNG 68: KUMULIERTE ANSCHLUSSLEISTUNG ALLER E-FAHRZEUGE.....	132
ABBILDUNG 69: INSTALLIERTE SPEICHERKAPAZITÄT ALLER ELEKTRO-FAHRZEUGE	132
ABBILDUNG 70: AN LADESTATIONEN ANGESCHLOSSENE FAHRZEUGE – NÄHERUNG	133
ABBILDUNG 71: JÄHRLICHE GESAMTKOSTEN VON HEIZSYSTEMEN – VERBRAUCHERNAHE SPEICHERUNG „EINFAMILIENHAUS“	135
ABBILDUNG 72: SENSITIVITÄT DER JÄHRLICHEN GESAMTKOSTEN GEGENÜBER ÄNDERUNGEN DES ERDGASPREISES – VERBRAUCHERNAHE SPEICHERUNG „EINFAMILIENHAUS“	136
ABBILDUNG 73: SENSITIVITÄT DER JÄHRLICHEN GESAMTKOSTEN GEGENÜBER ÄNDERUNGEN DES STROMPREISES – VERBRAUCHERNAHE SPEICHERUNG „EINFAMILIENHAUS“	136
ABBILDUNG 74: JÄHRLICHE GESAMTKOSTEN VON HEIZSYSTEMEN – ANGEBOTSNAHE SPEICHERUNG „MEHRFAMILIENHAUS“	138
ABBILDUNG 75: SENSITIVITÄT DER JÄHRLICHEN GESAMTKOSTEN GEGENÜBER ÄNDERUNGEN DES GASPREISES – ANGEBOTSNAHE SPEICHERUNG „MEHRFAMILIENHAUS“	138
ABBILDUNG 76: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG: SYSTEM BANDSTROM UND SPITZENSTROM – DEZENTRALE BIOGASANLAGE.....	139
ABBILDUNG 77: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG: SYSTEM BANDSTROM UND SPITZENSTROM – ZENTRALE BIOGASANLAGE.....	140
ABBILDUNG 78: STROM-GROßHANDELSPREISE AN WERKTAGEN – 2009 EXAA	143
ABBILDUNG 79: PROZESSE, DIE IN DER ÖKOLOGISCHEN BEWERTUNG BERÜCKSICHTIGT WERDEN	145
ABBILDUNG 80: SYSTEM „STROMSPEICHER“ MIT „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“ IM VERGLEICH ZUM REFERENZSYSTEM MIT DIREKTER NUTZUNG DES „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“ OHNE STROMSPEICHER.	148

ABBILDUNG 81: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR ANGEBOTSNÄHE TAGESSPEICHER UND DAS REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; STROM AUS „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	149
ABBILDUNG 82: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR AUSGEWÄHLTE ANGEBOTSNÄHE TAGESSPEICHER UND FÜR DAS REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	150
ABBILDUNG 83: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR AUSGEWÄHLTE ANGEBOTSNÄHE TAGESSPEICHER UND FÜR DAS REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	150
ABBILDUNG 84: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR DIE HERSTELLUNG VON ANGEBOTSNÄHEN TAGESSPEICHERN ZUR STROMSPEICHERUNG	151
ABBILDUNG 85: PRIMÄRENERGIEBEDARF FÜR ANGEBOTSNÄHE TAGESSPEICHER UND FÜR DAS REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	151
ABBILDUNG 86: PRIMÄRENERGIEBEDARF FÜR ANGEBOTSNÄHE TAGESSPEICHER UND FÜR DAS REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROM AUS ERDGAS GÜD“	152
ABBILDUNG 87: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR ANGEBOTSNÄHE WOCHEN/MONATSSPEICHER UND FÜR DAS REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	153
ABBILDUNG 88: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR VERBRAUCHERNAHE TAGESSPEICHER UND FÜR DAS REFERENZSYSTEM OHNE SPEICHER; „STROMMIX ERNEUERBAR 2020“	153
ABBILDUNG 89: WÄRMEVERSORGUNG MIT SOLARANLAGE, WÄRMEPUMPE UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZUM REFERENZSYSTEM MIT WÄRMEPUMPE OHNE WÄRMESPEICHER	155
ABBILDUNG 90: WÄRMEVERSORGUNG MIT SOLARANLAGE, ERDGASKESSEL UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZUM REFERENZSYSTEM MIT EINEM GASKESSEL OHNE WÄRMEPUMPE	155
ABBILDUNG 91: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR WARMWASSERBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, WÄRMEPUMPE UND TAGESWÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZUR WARMWASSERBEREITSTELLUNG MIT WÄRMEPUMPE (OHNE SPEICHER)	156
ABBILDUNG 92: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, WÄRMEPUMPE UND THERMISCHEN WOCHEN-/MONATSSPEICHER IM VERGLEICH ZUR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT WÄRMEPUMPE (OHNE SPEICHER)	157
ABBILDUNG 93: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, GASKESSEL UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZUR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT GASKESSEL (OHNE WÄRMEPUMPE).....	157
ABBILDUNG 94: PRIMÄRENERGIEBEDARF FÜR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT SOLARANLAGE, GASKESSEL UND WÄRMESPEICHER IM VERGLEICH ZUR WÄRMEBEREITSTELLUNG MIT GASKESSEL (OHNE WÄRMEPUMPE)	158
ABBILDUNG 95: TREIBHAUSGASEMISSIONEN FÜR EIN BIOMETHANSYSTEM MIT ERDGASSPEICHER UND VERSTROMUNG IN EINEM GÜD-KRAFTWERK IM VERGLEICH ZUR STROMERZEUGUNG MIT ERDGAS IN EINEM GÜD-KRAFTWERK	159
ABBILDUNG 96: ENERGIEFORMEN IN EINEM ENERGIESYSTEM, DEREN UMWANDLUNG UND ANWENDUNG.....	162
ABBILDUNG 97: ENERGIESPEICHER IM KONTEXT EINES ENERGIESYSTEMS	163
ABBILDUNG 98: ENERGIEFLUSSBILD ÖSTERREICH 2005	166
ABBILDUNG 99: ANGEBOTSVORLAUF WASSERKRAFT IM JAHR 2009 VON 145 PJ/A.....	168
ABBILDUNG 100: ANGEBOTSVORLAUF WINDKRAFT IM JAHR 2009 VON 7 PJ/A.....	169
ABBILDUNG 101: ANGEBOTSVORLAUF PHOTOVOLTAIK VON 0,13 PJ/A	170
ABBILDUNG 102: ANGEBOTSVORLAUF UMGEBUNGSWÄRME VON 5 PJ/A	170
ABBILDUNG 103: ANGEBOTSVORLAUF GEOTHERMIE VON 0,5 PJ/A	171
ABBILDUNG 104: ANGEBOTSVORLAUF SOLARWÄRME VON 5 PJ/A.....	172
ABBILDUNG 105: ENDENERGIE, NUTZENERGIE UND ENDENERGIEVERLUSTE JE VERWENDUNGSZWECK	172
ABBILDUNG 106: BEDARFSVORLAUF NUTZENERGIE RAUMWÄRME IM JAHR 2009 VON 229 PJ/A.....	173
ABBILDUNG 107: BEDARFSVORLAUF NUTZENERGIE VERKEHR IM JAHR 2009 VON 128 PJ/A	174
ABBILDUNG 108: „E-STORE AUSTRIA“ - MODELLSTRUKTUR	175
ABBILDUNG 109: MODELLIERUNG JAHRESBILANZ - „E-STORE AUSTRIA“	176
ABBILDUNG 110: MODELLIERUNG MONATSBILANZ – „E-STORE AUSTRIA“	177
ABBILDUNG 111: MODELLIERUNG TAGESBILANZ – „E-STORE AUSTRIA“	178
ABBILDUNG 112: ANTEIL DER ENDENERGIETRÄGER AM NUTZENERGIEBEDARF	182
ABBILDUNG 113: NUTZENERGIEBEDARF IN DEN 4 SZENARIEN.....	183
ABBILDUNG 114: REDUKTION DES NUTZENERGIEBEDARFS BEZOGEN AUF DAS SZENARIO „BASIS 2009“	184
ABBILDUNG 115: PRIMÄRENERGIEANGEBOT IN DEN 4 SZENARIEN.....	185
ABBILDUNG 116: ENDENERGIEANGEBOT BZW. ENDENERGIEBEDARF JE ENDENERGIETRÄGER IN DEN 4 SZENARIEN.....	186
ABBILDUNG 117: ENDENERGIEBEDARF JE NUTZENERGIEART IN DEN 4 SZENARIEN	186

ABBILDUNG 118: MONATLICHES ENDENERGIEANGEBOT JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „BASIS 2009“	187
ABBILDUNG 119: MONATLICHES ENDENERGIEANGEBOT JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - KONSTANT“	188
ABBILDUNG 120: MONATLICHES ENDENERGIEANGEBOT JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „ENERGIESTRATEGIE 2020“	189
ABBILDUNG 121: MONATLICHES ENDENERGIEANGEBOT JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - WACHSTUM“	189
ABBILDUNG 122: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE NUTZENERGIEART – SZENARIO „BASIS 2009“	190
ABBILDUNG 123: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „BASIS 2009“	191
ABBILDUNG 124: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE NUTZENERGIEART – SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - KONSTANT“	192
ABBILDUNG 125: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - KONSTANT“	192
ABBILDUNG 126: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE NUTZENERGIEART – SZENARIO „ENERGIESTRATEGIE 2020“	193
ABBILDUNG 127: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „ENERGIESTRATEGIE 2020“	193
ABBILDUNG 128: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE NUTZENERGIEART – SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - WACHSTUM“	194
ABBILDUNG 129: MONATLICHER ENDENERGIEBEDARF JE ENDENERGIETRÄGER – SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - WACHSTUM“	194
ABBILDUNG 130: GEGENÜBERSTELLUNG ANGEBOOTSVERLAUF – ENDENERGIE UND BEDARFSVERLAUF – ENDENERGIE „BASIS 2009“	195
ABBILDUNG 131: GEGENÜBERSTELLUNG ANGEBOOTSVERLAUF – ENDENERGIE UND BEDARFSVERLAUF – ENDENERGIE „100% ERNEUERBAR 2050 - KONSTANT“	196
ABBILDUNG 132: GEGENÜBERSTELLUNG ANGEBOOTSVERLAUF – ENDENERGIE UND BEDARFSVERLAUF – ENDENERGIE „ENERGIESTRATEGIE 2020“	196
ABBILDUNG 133: GEGENÜBERSTELLUNG ANGEBOOTSVERLAUF – ENDENERGIE UND BEDARFSVERLAUF – ENDENERGIE „100% ERNEUERBAR 2050 - WACHSTUM“	197
ABBILDUNG 134: SPEICHERBEDARF JE ENDENERGIETRÄGER IN DEN 4 SZENARIEN OHNE SPEICHERVERLUSTE	198
ABBILDUNG 135: SPEICHERBEDARF JE ENDENERGIETRÄGER IN DEN 4 SZENARIEN INKL. SPEICHERVERLUSTE	199
ABBILDUNG 136: GEGENÜBERSTELLUNG INSTALLIERTES SPEICHERVOLUMEN IN ÖSTERREICH 2009 UND ERRECHNETES MAXIMAL ERFORDERLICHES PUMPSPEICHERVOLUMEN ZUR DECKUNG DES STROM- SPEICHERBEDARFS IN DEN 4 SZENARIEN	200
ABBILDUNG 137: SPEICHERBEDARF JE NUTZENERGIEART UND ENDENERGIETRÄGER IM SZENARIO „BASIS 2009“	201
ABBILDUNG 138: SPEICHERBEDARF JE NUTZENERGIEART UND JE ENDENERGIETRÄGER IM SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - KONSTANT“	202
ABBILDUNG 139: SPEICHERBEDARF JE NUTZENERGIEART UND JE ENDENERGIETRÄGER IM SZENARIO „ENERGIESTRATEGIE 2020“	202
ABBILDUNG 140: SPEICHERBEDARF JE NUTZENERGIEART UND JE ENDENERGIETRÄGER IM SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - WACHSTUM“	203
ABBILDUNG 141: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART RAUMWÄRME JE QUARTAL IM SZENARIO „BASIS 2009“	204
ABBILDUNG 142: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART RAUMWÄRME JE QUARTAL IM SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - KONSTANT“	204
ABBILDUNG 143: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART RAUMWÄRME JE QUARTAL IM SZENARIO „ENERGIESTRATEGIE 2020“	205
ABBILDUNG 144: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART RAUMWÄRME JE QUARTAL IM SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - WACHSTUM“	205
ABBILDUNG 145: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART VERKEHR JE QUARTAL IM SZENARIO „BASIS 2009“	206
ABBILDUNG 146: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART VERKEHR JE QUARTAL IM SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - KONSTANT“	207
ABBILDUNG 147: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART VERKEHR JE QUARTAL IM SZENARIO „ENERGIESTRATEGIE 2020“	207

ABBILDUNG 148: SPEICHERBEDARF DER NUTZENERGIEART VERKEHR JE QUARTAL IM SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 - WACHSTUM“	208
ABBILDUNG 149: LASTVERLAUF AN EINEM TAG IM JÄNNER - SZENARIO „BASIS 2009“	209
ABBILDUNG 150: LASTVERLAUF AN EINEM TAG IM JÄNNER - SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 – KONSTANT“	210
ABBILDUNG 151: LASTVERLAUF AN EINEM TAG IM JUNI - SZENARIO „BASIS 2009“	211
ABBILDUNG 152: LASTVERLAUF AN EINEM TAG IM JUNI - SZENARIO „100% ERNEUERBAR 2050 – KONSTANT“	211
ABBILDUNG 153: ERHOBENE STATIONÄRE ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER WELTWEIT	226
ABBILDUNG 154: ERHOBENE MOBILE ELEKTRISCHE ENERGIESPEICHER WELTWEIT	227
ABBILDUNG 155: ERHOBENE STATIONÄRE THERMISCHE ENERGIESPEICHER WELTWEIT	228

Zusammenfassung

Ausgangssituation/Motivation

Eine besondere Bedeutung hat die Energiespeicherung bei fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern als Voraussetzung für deren wirtschaftliche und effiziente Nutzung. Da das Angebot der erneuerbaren Energieträger (z.B. Windkraft, Photovoltaik, Solarwärme) kurzzeitig als auch saisonal sehr stark schwanken kann, muss die erzeugte Energie gespeichert werden, um der ebenfalls schwankenden Energienachfrage bedarfsgerecht zur Verfügung gestellt zu werden.

Inhalt und Ziele

Ziel des Projekts war es, ausgehend von den derzeit und zukünftig interessanten Energiespeichertechnologien, den Stand der Technik und die möglichen zukünftigen Entwicklungspotentiale und Einsatzbereiche zu analysieren. Es wurden auch die Möglichkeiten der mobilen elektrischen Energiespeicherung mit der Option der Stromrückeinspeisung aus Elektro-Fahrzeugen in das Stromnetz („Vehicle to Grid – V2G“) untersucht. 28 typische Anwendungsbeispiele wurden für die verbrauchernahe und angebotsnahe Energiespeicherung von Strom, Wärme sowie Brennstoffen festgelegt und hinsichtlich ihrer technischen, ökonomischen und ökologischen Eigenschaften bewertet.

Um Energiespeicher in der Energiewirtschaft erfolgreich einzusetzen, wurden die zukünftigen „speicherbaren“ Energiemengen an erneuerbarer Energie ermittelt werden. Aufbauend auf dem derzeitigen Energiesystem in Österreich („Ist-Situation“) wurde der zukünftige Angebots- und Bedarfsverlaufs an erneuerbarer Energie in einem Analysemodell („E-Store Austria“) eines zukünftig nachhaltigen Energiesystems Österreich basierend auf bis 100 % erneuerbarer Energie erstellt. Hierzu wurden die zu speichernden Energiemengen in 4 Szenarien mit unterschiedlichen Anteilen an erneuerbarer Energie, gesteigerter Energieeffizienz sowie einer erhöhten Nachfrage an Energiedienstleistungen abgeschätzt. Abschließend wurde ein Handlungsleitfaden für die relevanten Stakeholder der Energiewirtschaft erstellt.

Ergebnisse

Energiespeichertechnologien

Brennstoffe

Brennstoffe stellen als chemische Energiespeicher eine einfache und effiziente Art der Energiespeicherung dar. Brennstoffe können flexibel und bedarfsgerecht eingesetzt werden. Neben den heute schon interessanten fossilen (z.B. Heizöl) und biogenen Brennstoffen (z.B. Hackgut, Biogas) können mittel bis langfristig auch neue Brennstoffe (z.B. Wasserstoff, erneuerbares Methan) die aus erneuerbarem Strom erzeugt werden, zur bedarfsgerechten Bereitstellung von elektrischer, thermischer und mechanischer Energie energiewirtschaftlich interessant sein.

Elektrische Energiespeicher

Für die großtechnische Speicherung von elektrischer Energie sowie zum Lastausgleich über Stunden, Tage bzw. für den saisonalen Ausgleich zwischen Angebot und Bedarf im Energiesystem sind bisher in Österreich nur Pumpspeicherkraftwerke im Einsatz. Pumpspeicherkraftwerke besitzen hohe Speichernutzungsgrade von etwa 65-80 %. Zukünftig können auch adiabate Druckluftspeicherkraftwerke bei entsprechenden Rahmenbedingungen einen Beitrag leisten. Der Einsatz von Druckluftspeichern bleibt in Österreich aber aufgrund der hohen Speicherkapazitäten der Pump- und Speicherkraftwerke eher gering, zumal noch zusätzliche Ausbaupotentiale für Pumpspeicherkraftwerke

vorhanden sind. Die Nutzungsgrade von Druckluftspeicherkraftwerken betragen bis zu 70 %, wobei bisher weltweit nur zwei Demoanlagen von Druckluftspeicherkraftwerken realisiert wurden.

Eine wichtige Rolle könnte zukünftig der Einsatz von elektrochemischen Energiespeichern (z.B. Blei-Säure-Batterien) für Regeldienstleistungen (z.B. Sekundenreserve, Frequenzstützung) bzw. zur Entlastung der Niederspannungsverteilnetze im Stromnetz spielen. Elektrochemische Energiespeicher können eine Brückenfunktion zwischen großtechnischen Energiespeichern (z.B. Pumpspeicherkraftwerken) und Hochleistungsenergiespeichern (z.B. Schwungräder, supraleitende Spulen) zur sehr schnellen Bereitstellung hoher Leistungen einnehmen. Sie können elektrische Energie bei hohen Nutzungsgraden (70-95 %) über längere Zeit speichern, als auch sehr rasch wieder abgeben.

Thermische Energiespeicher

Sensible thermische Energiespeicher können zur Wärmespeicherung von Warmwasser und Speicherung von Heizungswasser, auch in Kombination mit einem solarthermischen System, eingesetzt werden. Sensible thermische Energiespeicher ändern ihre fühlbare Temperatur beim Lade- bzw. Entladevorgang. Diese sind Stand der Technik und werden vorrangig mit Wasser als Speichermedium eingesetzt. Darüber hinaus gibt es bereits Anwendungen zur großtechnischen Speicherung von thermischer Energie mit saisonalen Langzeitspeichern wie z.B. Wasserwärmespeicher, Kies-Wasser-Speicher, Aquifer-Wärmespeicher und Erdsondenwärmespeicher. Des Weiteren können sensible thermische Energiespeicher auch zur Speicherung von Hochtemperaturwärme ($>100\text{ }^{\circ}\text{C}$) für industrielle Prozesswärme eingesetzt werden.

Latentwärmespeicher speichern die Umwandlungswärme eines Phasenübergangs (z.B. fest auf flüssig). Thermochemische Energiespeicher speichern die ihnen zugeführte thermische Energie mit Hilfe von reversiblen chemischen Prozessen. Zukünftig können Latentwärmespeicher und thermochemische Energiespeicher zu einer deutlichen Reduktion des Volumens im Bereich der thermischen Speichertechnik beitragen. Latentwärmespeicher speichern die zugeführte thermische Energie latent (verborgen), d.h. die fühlbare Temperatur des Speichermediums ändert sich nicht, jedoch ändert sich der Aggregatzustand des Speichermediums.

Ökonomische Bewertung von Anwendungsbeispielen

Bei den angebotsnahen elektrischen Energiespeichern, „zentralen Großspeichern“, zeigt sich, dass Pumpspeicher für die untersuchten Anwendungsbeispiele, Tagesspeicher und Wochenspeicher, die kostengünstigste Technologie darstellen. Die Stärken dieser Technologie liegen im hohen Nutzungsgrad und den niedrigen spezifischen Investitionskosten. Nachteilig ist bei Pumpspeichern jedoch die begrenzte Verfügbarkeit geeigneter Standorte. Eine mögliche Alternativ stellen adiabate Druckluftspeicher dar. In der Bewertung des Tagesspeichereinsatzes kommen diese am nächsten an die Pumpspeicher heran. Elektrochemische Energiespeicher sind im untersuchten Anwendungsfall (Tagesspeicher) aufgrund ihrer hohen spezifischen Investitionskosten nicht ökonomisch einsetzbar. Auch bei den Langzeitspeichern (Wochen- und Jahresspeicher) stellt der Pumpspeicher die kostengünstigste Option dar. Die untersuchten Energiespeicher mit Wasserstoff- und Methanspeicher, bieten den Vorteil einer besseren Standortverfügbarkeit. Nachteilig ist hier jedoch der geringe Nutzungsgrad. Als Wochenspeicher sind diese Technologien daher mit hohen Kosten verbunden. Als Saisonspeicher können sie in Zukunft ökonomisch interessant werden, sofern es gelingt die Kosten der Technologie zu senken und sich die intersaisonale Preisvolatilität vergrößert.

Bei den verbrauchernahen elektrischen Energiespeichern, den dezentralen Kleinspeichern, stellt die Bleibatterie die ökonomisch günstigste Option dar. Moderne Li-Ionen Zellen haben

zwar einen deutlich höheren Nutzungsgrad und eine längere Lebensdauer, ihre Kosten sind jedoch noch zu hoch. Bei höheren Speicherkapazitäten, wie sie z.B. bei Wochenspeichern vorliegen, haben Wasserstoffspeicher mit Brennstoffzellen etwa gleich hohe Kosten wie Li-Ionen Akkumulatoren. Sie weisen jedoch einen deutlich niedrigeren Nutzungsgrad auf.

Die ökonomische Bewertung der thermischen Speicher zeigt, dass in den untersuchten Anwendungsbeispielen, bei heutigen Brennstoffpreisen nur der Brauchwasserspeicher wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Kombianlagen (Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung) sind aus ökonomischer Sicht demnach nur bei einem Anstieg der Brennstoffpreise energiewirtschaftlich interessant.

Bei der wirtschaftlichen Bewertung von biogenen Brennstoffen als Energiespeicher wurde Biogas untersucht. Die Speicherung von Biogas in einem Biogasspeicher zur Bereitstellung von Spitzenstrom über ein BHKW und die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zur Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk. Es zeigt sich, dass sich durch die Speicherung bei heutigen Rahmenbedingungen kein Vorteil gegenüber der kontinuierlichen Einspeisung (Bandstrom) ergibt. Bei steigender Schwankungsbreite der Strompreise kann sich in Zukunft jedoch ein wirtschaftlicher Vorteil ergeben.

Ökologische Bewertung von Anwendungsbeispielen

Die ökologische Bewertung von Energiespeichertechnologien ergab folgende Ergebnisse:

- Herkunft von Strom bzw. Wärme: Die Herkunft des gespeicherten Strom bzw. der gespeicherten Wärme ist von Bedeutung für die Umweltwirkungen des Gesamtsystems. So kann die Speicherung von elektrischer Energie je nach eingesetztem Energiespeicher zu einer Erhöhung der Treibhausgasemissionen der ursprünglichen Strombereitstellungsart zwischen 20 und 310 % führen.
- Herstellungsaufwand: Für elektrische Energiespeichertechnologien, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern speichern, ist der Herstellungsaufwand mit 10 bis 35 % ein relevanter Einflussfaktor auf die spezifischen Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems.

Speicherbedarf

Im Rahmen der Modellierung des zukünftigen Speicherbedarfs im Energiesystem konnte gezeigt werden, dass zukünftig, bei einer vollständig erneuerbaren Energieversorgung und sehr hoher Energieeffizienz im Energiesystem Österreich, ein zunehmender Speicherbedarf zu erwarten ist. Hier sind der steigende Strom- und Wärmespeicherbedarf hervorzuheben (z.B. saisonal Photovoltaik-Strom und Solarwärme). Je nach Rahmenbedingungen steigen der Stromspeicherbedarf von heute etwa 8 PJ/a auf zukünftig 18 bis 20 PJ/a und der Wärmespeicherbedarf von heute etwa 5 PJ/a auf zukünftig 20 bis 26 PJ/a. Demgegenüber sinkt der Brennstoffspeicherbedarf von heute etwa 25 PJ/a auf zukünftig 16 bis 22 PJ/a.

Summary

Motivation

The storage of energy is of special significance for an economic and efficient use of renewable energy. Due to the fluctuating supply (short-term and seasonal) of renewable energy (e.g. photovoltaic, wind energy, solar heat) the generated energy has to be stored, to ensure an energy supply corresponding the fluctuating energy demand.

Content and objectives

The aim of the project was to give an overview of current and future energy storage technologies, concerning their state of the art, possible future developments as well as their field of application. Furthermore the possibilities of energy storages for mobile use and the possibility of “vehicle to grid” to provide electricity were analysed. 28 examples of consumer- and producer-related energy storage applications for electricity, heat and fuels were set up and assessed, taking into account their technical, economic and ecological characteristics.

For a successful implementation of energy storage technologies the future energy storage demand for renewable energy has to be determined. Based on the current supply and demand regimes in the Austrian energy system (“current-situation”) an analysis model (“E-Store Austria”) of a sustainable Austrian energy system (up to 100 % renewable energy supply) was set up. With this model the possible energy storage demand within four different scenarios were determined. These four scenarios differ in the share of renewable energy, in energy efficiency as well as in the demand of energy services. Based on this study a guideline for relevant stakeholders of the energy economy in Austria was set up.

Results

Energy storage technologies

Fuels are an easy and efficient way to store energy. They have the ability to meet the flexible and fluctuating energy demand. In addition to widely used fossil fuels (e.g. heating oil) and biofuels (e.g. wood chips, biogas) for energy storage new fuels (e.g. hydrogen, renewable methane) can be very interesting for providing electrical, thermal and mechanical energy in a medium- and long-term perspective.

For storing large amounts of electricity, as well as, for balancing the load for hours, days and seasons pumped-storage-power-plants are state of the art. They will also play an important role in the future Austrian energy system. Pumped-storage-power-plants have high energy efficiencies between 65 and 80 %. Furthermore compressed-air-energy-storages could contribute under appropriate conditions. The future use of large compressed-air-energy-storages in Austria is highly questionable due to the high storage capacities of pumped and storage-power-plants. Particularly, due to the fact that there is still potential for pumped-storage-power-plants in Austria. The efficiency of compressed air energy storages amounts up to 70 %, however, only two demo-plants are in operation worldwide.

Electrochemical energy storages could also play an important role in the future Austrian energy system by providing balancing services to the low voltage electricity grid. Electrochemical energy storages have the ability to link between large energy storages (e.g. pumped-storage-power-plants, compressed-air-energy-storages) and high-power-energy-storages (e.g. flywheels, superconducting coils). Electrochemical energy storages are able to store energy with high efficiency (between 70 and 95 %), over a long period and to charge and discharge energy in a fast way.

Sensible thermal energy storages are used to store domestic hot water and heating water. These energy storages are often combined with solar thermal systems. Sensible thermal

energy storages change their temperature during charge and discharge. They are state of the art; normally water is used as storage medium. Furthermore sensible-thermal-energy-storages can be used for large applications (e.g. gravel-water-energy-storages, aquifer-energy-storages and underground-thermal-energy-storages). Another application for thermal energy storages is to store process heat.

In the future latent-heat-storages and thermochemical-energy-storages can contribute to a considerable reduction of volume in the field of thermal energy storages. Latent heat storages store thermal energy by phase change of the storage medium (e.g. solid to fluent). The sensible temperature of the storage remains almost constant. Thermochemical energy storages store energy by using reversible chemical reactions.

Economic assessment of energy storage applications

The economic assessment of producer related electricity energy storage applications showed that pumped-storage -power-plants are the most economic technology for daily and weekly energy storage. The advantages of this technology are the high energy efficiency and the lower specific investment costs related to the storage capacity. As a disadvantage the limitation of suitable locations has to be mentioned. Advanced-adiabatic-compressed-air-energy-storages can be a possible alternative. Electrochemical energy storages are not economic suitable for the assessed energy storage application (daily energy storage) because of their high capacity specific investment costs. Pumped-storage-power plants are also the best economic application for long-term energy storage (weekly and seasonal storage). Alternatives like hydrogen and renewable methane have the advantage of the availability of suitable locations; and the disadvantage of the low energy efficiency. For this reason hydrogen and renewable methane energy storages are not suitable as weekly storage. Nevertheless these storages could be an interesting energy storage application as seasonal storage in the future, if the costs of technology decline and the inter-seasonal price volatility extends.

The economic assessment of consumer related electricity energy storage applications showed that lead-acid batteries are the best economic solution. Although modern Li-Ion cells operate with higher energy efficiency and have longer lifetime expectancies the investment costs are too high. Energy storage applications with high storage capacities (weekly storages) like hydrogen storages in combination with fuel cells almost have the same costs as Li-Ion cells. However the energy efficiency of hydrogen storages is lower.

The economic assessment of thermal energy storages showed that only domestic hot water energy storages are an economic solution for producer related thermal energy storage, if current fuel prices for consumer related were taken into account. A combination with solar heating systems (domestic hot water and heating water) are economic suitable at higher fuel prices.

Within the economic assessment of fuels as energy storages two different biogas applications were analysed, biogas stored in a separate biogas-storage to provide peak load for the electricity grid by using a cogeneration unit and injection of biomethane into the natural gas grid and its use for electricity production in a combined heat and power plant. There is no economic advantage between the storing of biogas or biomethane compared to continuous grid injection. In case of extending price volatility, fuels as energy storages can offer economic advantages.

Ecological assessment of energy storage applications

The ecological assessment of energy storages showed following important influencing points:

- Origin of electricity and heat: The origin of the stored electricity/heat is important for the ecological impacts of the whole energy storage application. Storing electricity can,

depending on the used energy storage application, lead to a rise of the greenhouse gas emissions from the originally electricity generation between 20 and 310 %.

- Construction effort: The construction effort for electrical energy storages which store renewable electricity can be between 10 and 35 % and is therefore an important factor for the whole energy storage application.

Energy storage demand

The modelling of the future energy storage demand shows that a possible 100 % renewable energy supply in combination with higher energy efficiency will lead to a rising storage demand in the Austrian energy system. Within this context the storage demand for electricity and heat have to be emphasized (e.g. seasonal storage demand for photovoltaic electricity and solar heat). Depending on the conditions the storage demand for electricity rises up to 18-20 PJ/year and the energy storage demand for heat rises up to 20-26 PJ/year.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Die Energiespeicherung stellt eine wesentliche Voraussetzung für die effiziente und wirtschaftliche Nutzung von erneuerbarer Energien dar. Das Angebot erneuerbarer Energie kann starken kurzzeitigen und saisonalen Schwankungen unterliegen. Um die Nachfrage bedarfsgerecht zu decken, muss diese Energie daher teilweise zwischengespeichert werden.

1.2 Schwerpunkte des Projekts

Die Schwerpunkte des Projekts sind:

- Erfassung relevanter Systeme zur Strom- und Wärmespeicherung bzw. zur Speicherung von festen, flüssigen und gasförmigen erneuerbaren Brennstoffen, die zum täglichen, wöchentlichen bzw. saisonalen Ausgleich der Nachfrage am Energiemarkt durch das Angebot an erneuerbarer Energie beitragen.
- Möglichkeiten der Energiespeicherung für den mobilen Einsatz sowie die Option der Stromrückspeisung in das Netz („Vehicle to Grid“).
- Technische, ökonomische und ökologische Bewertung der Speichertechnologien in den verschiedenen Anwendungsgebieten.
- Identifizierung zukünftiger Einsatzbereiche der unterschiedlichen Energiespeicher sowie Charakterisierung deren möglicher zukünftiger energiewirtschaftlicher Bedeutung
- Abschätzung der Energiemengen, die zukünftig aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern zu erwarten sind, anhand eines Analysemodells einer zukünftigen nachhaltigen Energiewirtschaft.
- Erarbeitung technischer und ökonomischer Randbedingungen für den effizienten Einsatz und die Integration dieser Energiespeicher in die zukünftigen nachhaltigen Energiesysteme.

1.3 Einordnung in das Programm

1.3.1 Energiestrategische Ziele

Sicherstellung der Kriterien der Nachhaltigkeit: ökonomisch, ökologisch und sozial dauerhaft

In diesem Projekt werden die Energiespeicher für erneuerbare Energie anhand technischer und ökonomischer, ökologischer und sozialer Aspekte verglichen und bewertet. Damit soll ein Beitrag für innovative Energiespeichersysteme in der zukünftigen Energiewirtschaft geleistet werden.

Erhöhung der Ressourcen- und Energieeffizienz

Jede Form der Energiespeicherung ist mit Verlusten verbunden und deshalb sind Bestrebungen notwendig, um diese Verluste zu reduzieren und damit eine effizientere Energiespeicherung zu ermöglichen. Die effiziente Speicherung erneuerbarer Energie kann zur Ressourceneffizienz beitragen, da mehr Energie genutzt werden kann.

Reduktion der Importabhängigkeit bei Energieträgern

Mit einer Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie ist sowohl eine Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern als auch eine Reduzierung der

Treibhausgasemissionen verbunden. Eine Speicherung der fluktuierenden Strommengen aus erneuerbarer Energie, wie z.B. Sonne und Wind, ist notwendig, um diese bedarfsgerecht bereitstellen zu können. Die Energiespeicherung ist somit ein Schlüssel erneuerbare Energie verstärkt nutzen zu können, um einerseits die Entwicklung nachhaltiger Energiesysteme weiterzutreiben und andererseits die Importabhängigkeit von Energieträgern zu reduzieren.

Reduktion des Energiebedarfs durch verbraucherseitige Maßnahmen

Durch verbraucherseitige Maßnahmen im Bereich der Energiespeicherung kann der Bedarf an fossilen und nuklearen Energieträgern reduziert werden („Energiemanagement“).

Aufbau und Sicherung langfristig klimaschützender Raum- und Wirtschaftsstrukturen

Durch Energiespeicherung erneuerbarer Energie besteht die Möglichkeit die erzeugte Energie auch dezentral zu speichern und somit einem zusätzlichen Infrastrukturausbau entgegenzuwirken.

Verbesserung des Wissens über langfristige Entwicklungen, ihre Kosten und Wirkungen

Durch Energiespeicherung wird der Einsatz der erneuerbaren Energieträger langfristig verbessert und deren Energieproduktionskosten reduziert. Ebenfalls kann erneuerbare Energie bedarfsgerecht bereitgestellt werden.

1.3.2 Systembezogene Ziele

Reduktion des Verbrauchs fossiler und nuklearer Energieträger

Mit einer Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energie ist sowohl eine Reduzierung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern als auch eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen verbunden. Eine Speicherung der fluktuierenden Strommengen aus erneuerbarer Energie, wie z.B. Sonne und Wind, ist notwendig, um diese bedarfsgerecht bereitstellen zu können. Die Energiespeicherung ist somit ein Schlüssel erneuerbare Energie verstärkt nutzen zu können, um einerseits die Entwicklung nachhaltiger Energiesysteme voranzutreiben und andererseits die Importabhängigkeit von Energieträgern zu reduzieren.

Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger

Eine Erschließung von Ressourcen erneuerbarer Energieträger wird eine Erhöhung des Anteils der fluktuierenden Energie mit sich bringen. Zur bedarfsgerechten Bereitstellung und um zusätzliche erneuerbare Energie nutzbar zu machen ist unter anderem eine Energiespeicherung notwendig.

Verbesserung der Umwandlungseffizienz

Jede Form der Energiespeicherung ist mit Verlusten verbunden und deshalb sind Bestrebungen notwendig, um diese Verluste zu reduzieren und damit eine effizientere Energiespeicherung zu erhalten.

Entwicklung von Schlüsseltechnologien

Die Energiespeicherung ist der Schlüssel, um verstärkt erneuerbare Energie nutzen zu können sowie die Entwicklung nachhaltiger Energiesysteme voranzutreiben.

Herstellung einer Optionenvielfalt bei Technologien und Energieträgern

Es werden verschiedene Möglichkeiten der Speichersysteme für erneuerbare Energie betrachtet.

Multiplizierbarkeit, Hebelwirkung und Signalwirkung

Da das Angebot der erneuerbaren Energie stark schwanken kann, müssen die zusätzlichen Anforderungen an die Speicherbarkeit erneuerbarer Energie betrachtet werden. Die Energiespeicherung ist der Schlüssel, um verstärkt erneuerbare Energie nutzen zu können sowie die Entwicklung nachhaltiger Energiesysteme voranzutreiben.

(Kosten-)Effizienz der Treibhausgasreduktion: Euro pro Tonne CO₂-Äquivalent pro Jahr, über die Kyoto-Periode und über die technisch-wirtschaftliche Nutzungsdauer der Investition

Auf Basis einer Lebenszyklusanalyse werden alle relevanten Treibhausgasemissionen sowie der kumulierte Primärenergieaufwand ermittelt und die möglichen Umweltauswirkungen bewertet. Die fossilen Energieträger sollen in Zukunft durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden.

1.3.3 Technologiestrategische Ziele

Unterstützung von Innovationssprüngen

Es werden verschiedene Arten der Energiespeicherung betrachtet. Mit Hilfe eines Modells wird eine Bewertung bezüglich des praktischen Einsatzes und des zukünftigen Entwicklungsbedarfes durchgeführt.

Erhöhung des inländischen Wertschöpfungsanteils im Energiesystem

Forschung im Bereich der Energiespeicherung ist für den österreichischen Energiesektor von hoher Relevanz bei der Erreichung ihrer langfristigen Energie- und Klimaziele, die nur mit einer weiteren Erhöhung des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energieträger möglich sind.

Forcierung von Kooperationen und Partnerschaften zwischen Wissenschaft und Wirtschaft

Energiespeicher sind in allen Wirtschaftssektoren und für alle Energieträger erzeugungsnah bzw. verbrauchernah notwendig.

Stärkung der Technologiekompetenz österreichischer Unternehmungen

Für Unternehmen der Energiewirtschaft wird die kostengünstige und nachhaltige Energiespeicherung zunehmend an Bedeutung gewinnen, um den zukünftigen Anforderungen der Versorgungssicherheit unter erhöhter Nutzung erneuerbarer Energie gerecht werden zu können. Das Projekt wird entsprechende Perspektiven aufzeigen.

Verstärkung interdisziplinärer Kooperationen und des Systemdenkens

Durch die Zusammenarbeit der Projektpartner wird die interdisziplinäre Kooperation verstärkt.

Verstärkung internationaler Kooperationen und Ausbau der internationalen Führungsrolle

Durch die zukünftigen Chancen der Energiespeicherung erneuerbarer Energie besteht die Möglichkeit internationale Kooperationen zu verstärken.

Förderungen von Qualifikationen im Energie- und Klimaschutzbereich und Ausbau des Forschungsstandortes

Da nur mit einer weiteren Erhöhung des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energieträger die langfristigen Energie- und Klimaziele erreicht werden können, ist die Forschung im Bereich Energiespeicherung für den österreichischen Energiesektor von hoher Bedeutung. Mit diesem Projekt soll ein wichtiger Beitrag für die österreichische Energieforschung geleistet werden, um innovative Energiespeichersysteme in der Energiewirtschaft darzustellen.

Generierung von Sekundärnutzen bzw. Spin Offs durch eine Technologie

Durch die dezentrale Energiespeicherung besteht die Möglichkeit das Stromnetz zu stabilisieren.

1.4 Verwendete Methoden

1.4.1 Literaturrecherche

Im Rahmen des Projekts wurden zunächst die wesentlichsten Energiespeichertechnologien für die Bereiche Strom (stationär und mobil), Wärme sowie Brenn- und Treibstoffe auf Basis von Literaturrecherchen identifiziert und deren Grunddaten sowie der Stand der Technik und deren Einsatzbereiche dargestellt. Des Weiteren wurden von den erhobenen Energiespeichertechnologien Materialbilanzen, Investitionskosten sowie Betriebskosten recherchiert. In einem weiteren Schritt wurden die Zusammenhänge im Energiesystem Österreich recherchiert und die jährlichen Angebots- und Bedarfsverläufe der Primärenergieträger und der einzelnen Nutzenergiearten identifiziert und auf monatlicher Basis dargestellt. In einem nächsten Schritt wurden sämtliche Input Parameter für die Modellierung des gegenwärtigen und zukünftigen Speicherbedarfs erhoben. Nach der Recherche wurden sämtliche erhobenen Daten geordnet sowie die wichtigsten Aussagen für dieses Projekt zur weiteren Analyse aufbereitet.

1.4.2 Ökonomische Bewertung

Bei der ökonomischen Bewertung werden die Gesamtkosten der Energiespeichertechnologien verglichen. Hierbei werden die Annuitäten der Investitionskosten, die laufenden Kosten und ggf. die Erträge berücksichtigt. Diese Grundmethodik wurde an die Anforderungen in den einzelnen Anwendungsbeispielen angepasst, wobei, gemäß der Ausrichtung der Studie, Anwendungen mit hoher Relevanz für die Integration erneuerbarer Energien ausgewählt werden. Bei allen Anwendungsbeispielen wird der Frage nachgegangen, ob der Einsatz eines Energiespeichers aus wirtschaftlicher Sicht vertretbar ist.

1.4.2.1 Elektrische Energiespeicher

Zentrale elektrische Energiespeicher werden üblicherweise eingesetzt, um Erträge durch Großhandelspreisarbitragen und ggf. durch Systemdienstleistungen zu erwirtschaften. Für die wirtschaftliche Bewertung werden diese Erträge daher den Kosten gegenübergestellt, um so deren wirtschaftliches Potential zu ermitteln.

1.4.2.2 Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher werden üblicherweise eingesetzt, um an Gebäuden thermische Erträge aus Solarkollektoren optimal nutzen zu können. In der Bewertung werden daher die jährlichen Heizkosten (inkl. Kapitalkosten) einer Anwendung mit Energiespeicher und einer ohne Energiespeicher gegenübergestellt.

1.4.2.3 Brennstoffe als Energiespeicher

Bei den Brennstoffen als Energiespeicher wird das Anwendungsbeispiel der Biogasspeicherung herausgegriffen. Konkret wird die kontinuierliche Einspeisung von Biogas mit der Speicherung zum Zwecke bedarfsgerechter Einspeisung verglichen.

Eine detaillierte Darstellung der Methodik für die einzelnen Anwendungsbeispiele findet sich in Kapitel 6.2.

1.4.3 Ökologische Bewertung

Zur Bestimmung der Umweltwirkung für Energiespeichertechnologien wird eine ökologische Bewertung durchgeführt. Die ökologische Bewertung wird in Anlehnung an die Methode der Lebenszyklusanalyse – auch als Ökobilanz bezeichnet – erstellt.

Laut EN ISO 14040:2006 „Umweltmanagement Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen“ bezieht sich eine Ökobilanz auf die Umweltaspekte und Umweltwirkungen (z.B. Nutzung von Ressourcen und die Umweltauswirkungen von Emissionen) im Verlaufe des Lebensweges eines Produktes von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling bis zur endgültigen Beseitigung (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“).

In der ökologischen Bewertung für Energiespeicher werden folgende Umweltwirkungen betrachtet:

Treibhausgasemissionen

Es werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffmonoxid/Lachgas (N_2O) untersucht. Als Maß für die Treibhauswirkung dieser Gase wird das Treibhausgaspotential über einen Zeitraum von 100 Jahren verwendet (GWP 100 - Global Warming Potential 100) Dafür werden folgende Äquivalenzfaktoren angewandt, mit denen die Treibhauswirkung eines Kilogramms CH_4 und N_2O in die äquivalente CO_2 -Menge umgerechnet wird (IPCC 2007):

- $\text{CO}_2 = 1 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$
- $\text{CH}_4 = 25 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$
- $\text{N}_2\text{O} = 298 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$

Die Treibhausgasemissionen werden unterteilt in die Treibhausgasemissionen für

- die Herstellung des Energiespeichers („Herstellungsaufwand“)
- die Strombereitstellung des gespeicherten Stroms („Strombereitstellung“) und
- die Hilfsenergie zum Betrieb des Energiespeichers („Hilfsenergie“).

Kumulierter Energiebedarf

Der kumulierte Energiebedarf umfasst alle Energieeinsätze, die mit dem Bezug von nutzbarer Energie (z.B. Strom, Wärme) aus den Energiespeichern verbunden sind. Der kumulierte Energiebedarf wird differenziert in

- fossile Energieträger (Erdöl, Kohle, Erdgas)
- erneuerbare Energieträger (Sonne, Wind, Biomasse, Wasserkraft)
- sonstige Energieträger (z.B. Kernkraft, Abfälle zur Müllverbrennung).

1.4.4 Modell „E-Store Austria“

Im Rahmen des Projekts wurde das Modell „E-Store Austria“ entwickelt, mit dem der gegenwärtige und zukünftige Energiespeicherbedarf unter Berücksichtigung eines zukünftig erhöhten Anteils erneuerbarer Energien abgeschätzt wurde. Das Modell „E-Store Austria“ besteht aus einer 3-stufigen Modellierung, auf deren Basis der derzeitige und zukünftige Speicherbedarf ermittelt wird. Die 3 Stufen des Modells „E-Store Austria“ sind:

1. Modellierung einer Jahresbilanz des Energiesystems
2. Modellierung einer Monatsbilanz des Energiesystems
3. Modellierung einer Tagesbilanz des Stromsektors des Energiesystems

Die Modellierung der Jahresbilanz erfolgte mit dem Ziel, eine ausgeglichene Jahresbilanz zwischen Endenergieangebot und Endenergiebedarf zu erhalten. Als Ausgangspunkt der 3-

stufigen Modellierung dienen allgemeine Input-Parameter zur Abbildung der Situation im Energiesystem und Szenarien-Parameter zur Abbildung unterschiedlicher Zeitpunkte des Energiesystems. So können z.B. derzeitige und mögliche zukünftige Situationen im Energiesystem abgebildet werden. Des Weiteren fungieren die Ergebnisse der Modellierung der Jahresbilanz als zusätzliche Input-Parameter für die Modellierung der Monatsbilanz. In einem weiteren Schritt wird mit Hilfe von 12 repräsentativen Tageslastgängen (pro Monat ein Tageslastgang) eine Tagesbilanz des Stromnetzes erstellt. Die Modellierung liefert als Ergebnis unter anderem eine Abschätzung des gesamten Speicherbedarfs im Energiesystem Österreich je Endenergieträger sowie für jede Nutzenergieart in jährlicher und vierteljährlicher Auflösung. Darüber hinaus können auf Basis der ermittelten, repräsentativen Tageslastgänge für das mögliche zukünftige Stromnetz Österreichs Aussagen getroffen werden. Anzumerken ist, dass die zukünftig möglichen Tageslastgänge keine Entwicklung der Strompreise sowie auch keine zukünftig mögliche intelligente Steuerung der Stromnetze berücksichtigen.

1.4.5 Stakeholdereinbindung

Im Rahmen von zwei Workshops wurden einschlägige Stakeholder aus der österreichischen Energiewirtschaft (z.B. Elektrizitätswirtschaft, Automobilindustrie, Mineralölwirtschaft, F&E-Institutionen, Politik) in das Projekt eingebunden. Im Rahmen des 1. Workshops wurden diesen Stakeholdern erste Zwischenergebnisse präsentiert und die Energiespeicher-Anwendungsbeispiele vorgestellt und abgestimmt. Im Rahmen des 2. Workshops wurden vorläufige Endergebnisse aus dem Projekt präsentiert und mit den Stakeholdern diskutiert. Des Weiteren wurden Handlungsempfehlungen für die einzelnen Stakeholdergruppen vorgestellt und diskutiert. Dieser Prozess geschah mit dem Ziel, die Wünsche und Anforderungen der Stakeholder hinsichtlich dieser Handlungsempfehlungen abzustimmen.

1.5 Aufbau des Endberichts

In Kapitel 1 werden die Aufgabenstellung, die Schwerpunkte des Projekts und die Einordnung des Projekts in die Programmlinie „Neue Energien 2020“ dargestellt. Des Weiteren werden die verwendeten Methoden erläutert und ein erster Überblick über die Energiespeicher und ihre Kennzeichen erfolgt.

In den Kapiteln 2 bis 5 werden die allgemeinen Grundlagen von Energiespeicher erläutert sowie auf die unterschiedlichen Energiespeicher im Detail eingegangen. So werden Brennstoffe, elektrische und thermische Energiespeicher anhand ihres Stands der Technik, ihrer Einsatzbereiche sowie anhand ihres zukünftigen Entwicklungspotentials dargestellt.

In Kapitel 6 erfolgt anhand von typischen Energiespeicher-Anwendungsbeispielen eine Gesamtbewertung unter ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten.

In Kapitel 7 wird der Aufbau des Energiesystems Österreich sowie der Aufbau des Modells „E-Store Austria“ erläutert. Mit Hilfe dieses Modells wird in Kapitel 7 der gegenwärtige und zukünftige Speicherbedarf im Energiesystem Österreich abgeschätzt. Die Ergebnisse der Abschätzung des Speicherbedarfs werden ebenfalls in Kapitel 7 erläutert und diskutiert.

In Kapitel 8 werden Handlungsempfehlungen für relevante Stakeholder der österreichischen Energiewirtschaft erläutert.

Abschließend werden in Kapitel 9 die Erkenntnisse der vorangegangenen Kapitel zusammengefasst und schlussgefolgert.

2 Grundlagen Energiespeicher

2.1 Energiespeicher im Überblick

Unter dem Begriff Energiespeicher versteht man energietechnische Einrichtungen, die die ihnen zugeführte Energie („Ladevorgang“) möglichst verlustfrei über eine bestimmte Zeitdauer speichern und diese bei Bedarf wieder kontrolliert abgeben („Entladevorgang“). Den maximalen Energieinhalt erreicht ein Energiespeicher im vollgeladenen Zustand und den niedrigsten nach vollständiger Entladung (Rummich, 2009).

Der Prozess der Energiespeicherung (siehe Abbildung 1) beginnt bei der Energiezufuhr und einer zur Speicherung nötigen Energiewandlung beim Ladevorgang, die mit Verlusten verbunden ist. Die Verluste der tatsächlichen Energiespeicherung hängen vom Speichertyp und der Dauer der Speicherung ab. Beim Entladevorgang kann wiederum eine verlustbehaftete Energiewandlung zur tatsächlichen Nutzung der gespeicherten Energie notwendig sein. Die tatsächliche Energieabgabe aus dem Energiespeicher ergibt sich somit aus der Berücksichtigung der Umwandlungsverluste beim Lade- und Entladen, sowie den Verlusten während der Speicherdauer (Radgen, 2007).

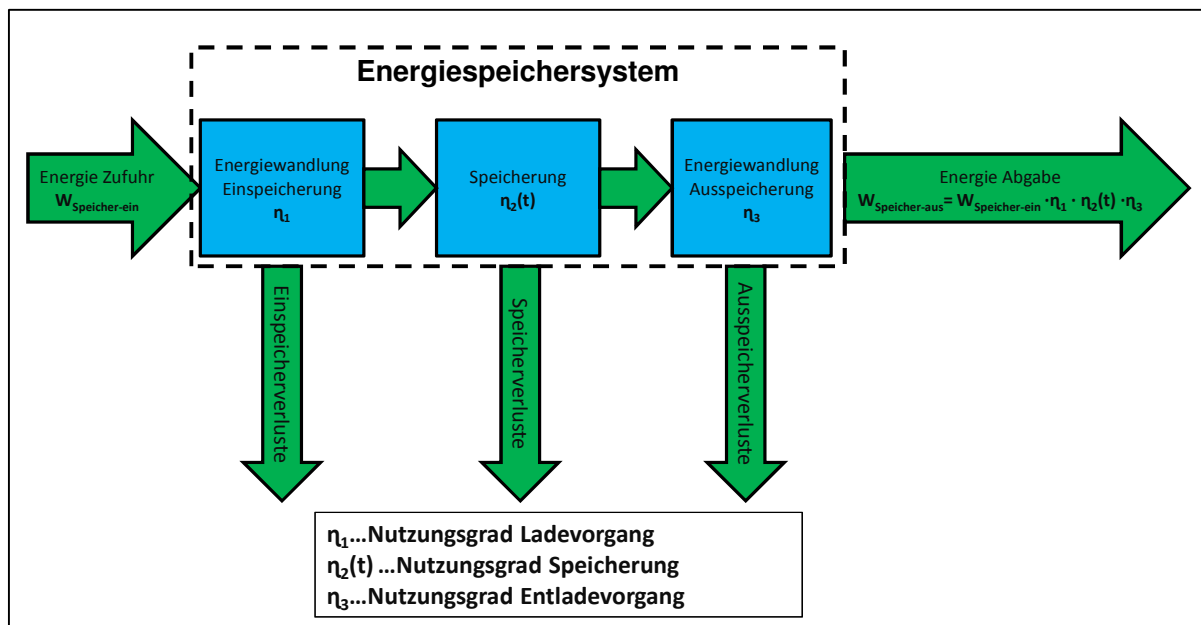


Abbildung 1: Prozess der Energiespeicherung

Quelle: (nach Radgen, 2007)

Die Einteilungsmöglichkeiten von Energiespeichern können nach gespeicherter Energieform und Anwendungsgebiet erfolgen. Im Überblick lassen sich Energiespeicher nach der gespeicherten Energieform wie folgt einteilen (Radgen, 2007):

1. Mechanische Energiespeicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Schwungradspeicher, Druckluftspeicher)
2. Chemische Energiespeicher (z.B. Batterien, Brennstoffe, thermochemische Energiespeicher)
3. Elektrische bzw. elektromagnetische Energiespeicher (z.B. Kondensatoren, supraleitende magnetische Spulen)
4. Thermische Energiespeicher (z.B. Wasser, Kies-Wasser, Latentwärmespeicher)

Nach ihrem Anwendungsgebiet lassen sich Energiespeicher in folgende Kategorien einteilen:

1. Elektrische Energiespeicher
2. Thermische Energiespeicher
3. Brennstoffe als Energiespeicher

Abbildung 2 zeigt eine Übersicht der elektrischen, thermischen Energiespeicher sowie von Brennstoffen als Energiespeicher.

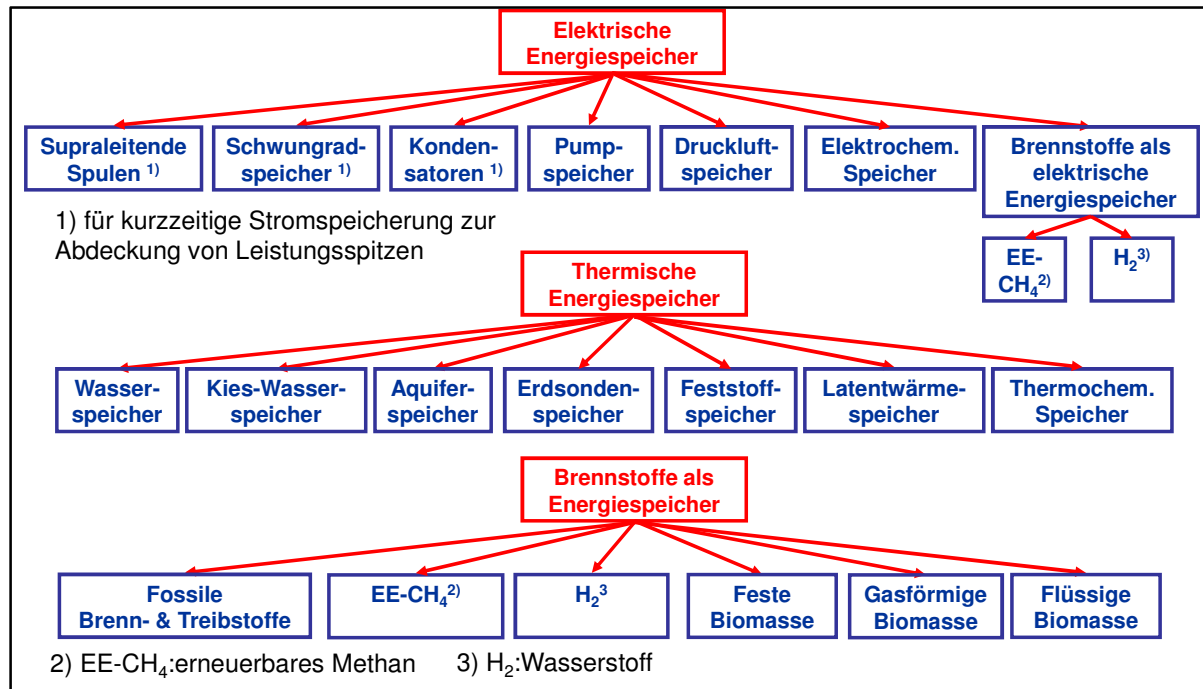


Abbildung 2: Übersicht elektrische Energiespeicher, thermische Energiespeicher, Brennstoffe als Energiespeicher

2.2 Kennzeichen von Energiespeichern

An Energiespeicher werden je nach Anwendungsgebiet und Aufgaben unterschiedliche Anforderungen gestellt. Die wesentlichsten Aufgaben von Energiespeichern im Energiesystem sind (Rummich, 2009):

- Bevorratung von Energie
- Ausgleich von Angebot und Bedarf
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Qualität der Energiebereitstellung
- Deckung von kurzfristig hohen Nachfragen im Energiesystem
- Bereitstellung von Energie für mobile Energieverbraucher

Je nach Anwendungsgebiet und Aufgabe werden unterschiedliche Parameter (z.B. technische, wirtschaftliche, ökologische) vorgegeben die ein Energiespeicher erfüllen sollte. Die wesentlichen technischen Kenngrößen eines Energiespeichers sind in Tabelle 1 aufgelistet und erläutert.

Tabelle 1: Kenngrößen von Energiespeichern

Quelle: (nach INT, 2009)

Anforderungen	Einheit	Erläuterung
Speicherkapazität	[J] oder [Wh]	Gibt die nutzbare Energie eines Energiespeichers in Joule [J] oder Wattstunden [Wh] an.
Speicherleistung	[W]	Gibt die maximale abrufbare Energie eines Energiespeichers pro Zeiteinheit an. Ihre Einheit ist das Watt [W].
Wirkungsgrad	[%]	Gibt das Verhältnis von abgegebener zu zugeführter Leistung für einen stationären Zustand eines Energiespeichers an. Er ist ein Maß für die Energieeffizienz und den notwendigen Ressourceneinsatz. Er wird häufig in Prozent angegeben.
Nutzungsgrad	[%]	Gibt das Verhältnis von abgegebener zu zugeführter Energie über einen bestimmten Zeitraum an und wird auch in Prozent angegeben.
Be- und Entladezeit	Sekunden, Stunden, Wochen, Monate	Gibt die Zeit an, die benötigt wird, um eine bestimmte Energiemenge zuzuführen oder zu entnehmen.
Speicherzyklus	Sekunden, Stunden, Wochen, Monate	Die Dauer eines Speicherzyklus ergibt sich aus der Summe von Lade-, Halte- und Entladezeit.
Entladetiefe	[%]	Gibt die maximal entnommene Energiemenge eines Zyklus bezogen auf die Speicherkapazität in Prozent an.
Verluste	[%/Tag]	Verluste können bei der Ladung und Entladung auftreten und treten meist zeitabhängig als Selbstentladeverluste auf. Sie werden oft in Prozent pro Zeitintervall angegeben.
Zugriffszeiten	Millisekunden, Sekunden, Minuten	Beschreiben die Zeitspanne, in der das System in der Lage ist, 50 % seiner Leistung abzugeben.
Volumetrische und gravimetrische Energiedichte	[Wh/l], [Wh/kg]	Gibt das Verhältnis des nutzbaren Energieinhalts zu seiner Masse oder seinem Volumen an. Dementsprechend spricht man von der spezifischen gravimetrischen [Wh/kg] bzw. von der volumetrischen Energiedichte [Wh/l].
Leistungsdichte	[W/l], [W/kg]	Gibt das Verhältnis der maximalen Entladeleistung bezogen auf die Masse [W/kg] oder das Volumen [W/l] des Speichermediums an.
Lebensdauer	Zyklusanzahl, Monate, Jahre, Tage	Die Zyklenlebensdauer wird angegeben, wenn bei den Lade- und Entladeprozessen Verschleißerscheinungen auftreten. Die kalendарische Lebensdauer wird verwendet, wenn bei einem System auch ohne Nutzung Verschleiß auftritt bzw. die typische Zyklenzahl nicht der begrenzende Faktor für die Lebensdauer ist.
Leistungsgradient	[W/s]	Gibt an wie schnell ein System seine Leistungsabgabe variieren kann. Er wird in der Einheit [W/s] angegeben.

2.2.1 Brennstoffe als Energiespeicher

Brennstoffe eignen sich besonders als Energiespeicher, da sie Energie in chemischer Form und je nach Brennstoff nahezu verlustfrei speichern sowie bedarfsgerecht und flexibel eingesetzt werden können. Die gespeicherte chemische Energie kann durch Verbrennung in nutzbare Energie (mechanische, thermische und elektrische Energie) umgewandelt werden. Brennstoffe lassen sich hinsichtlich ihres Aggregatzustandes in feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe unterteilen. Die Anwendungsgebiete von Brennstoffen im Kontext der Energiewirtschaft können auf einige wesentliche reduziert werden. Diese sind:

- die Erzeugung und Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie
- die Bereitstellung mechanischer Arbeit
- die Bereitstellung von Licht

Abhängig vom Typ des Brennstoffs ergeben sich allgemeine Systemanforderungen und spezifische Systemanforderungen (Tabelle 2). Allgemeine Systemanforderungen an Brennstoffe sind hohe Energiedichten, die Lagerbeständigkeit, ein niedriger Anteil an Fremdstoffen und hohe Schütt- bzw. Lagerdichte. Spezifische Systemanforderungen sind z.B. die Stückigkeit und die Abriebfestigkeit bei festen Brennstoffen.

Tabelle 2: Anwendungsgebiete und Systemanforderungen an Brennstoffe als Energiespeicher

Systemanforderungen	feste Brennstoffe	flüssige Brennstoffe	gasförmige Brennstoffe
hohe Energiedichte (Heizwert)	++	++	++
Lagerbeständigkeit (z.B. Verdunstungsverluste)	++	++	++
niedriger Wassergehalt	++	+	++
niedriger Anteil Fremdstoffe	++	++	++
Stückigkeit (Abmessungen, Geometrie)	++	-	-
Größenverteilung	++	-	-
Schütt- bzw. Lagerdichte	++	++	++
Abriebfestigkeit	+	-	-
Viskosität	-	++	-

++ sehr wichtig; + wichtig; - weniger wichtig

2.2.2 Elektrische Energiespeicher

Je nach Primärenergieangebot und lokalem Bedarf an elektrischer Energie erfolgt die Erzeugung der elektrischen Energie in Kraftwerken unterschiedlicher Größe (von einigen kW bis mehreren hundert MW). Da der Bedarf und zusätzlich das Angebot an elektrischer Energie aus intermittierenden Erzeugungsquellen (Windkraft, PV) im Tagesverlauf schnellen Änderungen unterworfen sein kann, arbeiten Kraftwerke im Parallelbetrieb, d. h. während ein einzelnes Kraftwerk mit 100 % Leistung arbeitet, müsste ein weiteres dieselbe Spitzenleistung als Reserveleistung für etwaige Revisionen bzw. unvorhergesehen Ausfälle (z.B. Schwankungen im Wasserdargebot, hohe Brennstoffkosten) vorhalten. Jedoch reduziert sich die notwendige Reserveleistung mit vielen parallel arbeitenden Kraftwerken (Schwab, 2006).

Da die Bereitstellung der elektrischen Energie genau dem aktuellen Bedarf entsprechen muss, werden Kraftwerkseinsatzplanungen auf Basis von Bedarfsprognosen erstellt und

kurzfristige Schwankungen über die Bereitstellung von Leistungsreserven ausgeglichen. Thermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke bieten eine sehr hohe Verfügbarkeit und Regelbarkeit und werden im Rahmen von Kraftwerkseinsatzplanungen gezielt eingesetzt. Kraftwerke mit hoher Verfügbarkeit und Regelbarkeit werden nach ihrer Beteiligung an der Deckung des tageszeitlich schwankenden elektrischen Energiebedarfs in Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke eingeteilt. Diese 3 Kraftwerkstypen unterscheiden sich in der Jahresnutzungsdauer. Grundlastkraftwerke werden über 4.000 Stunden im Jahr, Mittellastkraftwerke zwischen 2.500-4.000 Stunden im Jahr und Spitzenlastkraftwerke zwischen 500-1.000 Stunden im Jahr eingesetzt (Abbildung 3) (Schwab, 2006).

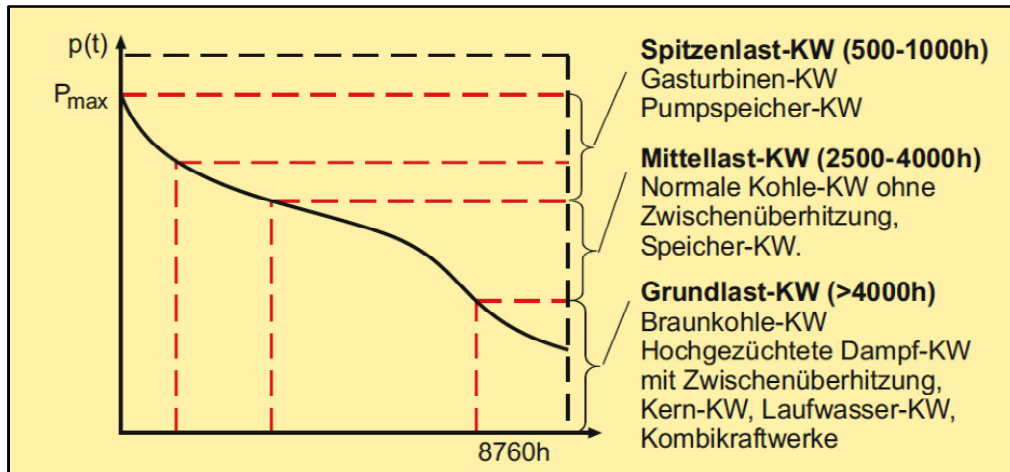


Abbildung 3: Einteilung von Kraftwerkstypen nach ihrer Jahresnutzungsdauer

Quelle: (Schwab, 2006)

Kurzfristige Schwankungen bzw. Störungen der Erzeugung bzw. des Bedarfs werden durch die Bereitstellung von Reserveleistung ausgeglichen. Schwankungen können auftreten durch (Konstantin, 2007):

- Ausfall von Kraftwerken
- Ausfall oder Zuschaltung von größeren Lasten
- Abweichungen zwischen prognostizierter und tatsächlicher Last

Diese Reserveleistung wird nach der Dauer der Bereitstellung in festgelegte Kategorien (z.B. Ansprechzeit, Dauer der Bereitstellung) eingeteilt und je nach Bedarf werden diese nacheinander abgerufen, wobei die vorangegangene Reserveleistung durch die nachfolgende Reserveleistung ersetzt wird (Abbildung 4). Diese Kategorien sind (Konstantin, 2007):

1. Primärregelung („Sekundenreserve“):
Ausschöpfen der rotierenden Reserve (Steigerung der Bereitstellung um 3-5 %) bei bereits in Betrieb befindlichen Kraftwerken. Diese muss innerhalb von 15-30 Sekunden aktivierbar sein und mindestens 15 Minuten aufrechterhalten werden.
2. Sekundärregelung („Minutenreserve“):
Um die volle Leistung der Primärregelung für andere Vorkommnisse wiederherzustellen wird die Primärregelung innerhalb von 30 Sekunden durch die Sekundärregelung abgelöst. Diese wird von Kraftwerken bereitgestellt die in Teillast (z.B. Schwallbetrieb von Laufwasserkraftwerken, Gasturbinenkraftwerke) betrieben werden und muss für mindestens 1 Stunde aufrechterhalten werden.

3. Tertiärregelung:

Die Tertiärregelung löst spätestens 15 Minuten nach Auftreten der Schwankung die Sekundärregelung ab, um diese für andere Ereignisse auf ihren Ausgangswert zurückzuführen. Die Tertiärregelung wird meist durch den Einsatz von Speicher-, Pumpspeicher- und Gasturbinenkraftwerke bereitgestellt.

4. Stundenreserve:

Die Tertiärregelung wird nach spätestens 1 Stunde von der Stundenreserve abgelöst. Diese wird durch thermische Kraftwerke bereitgestellt.

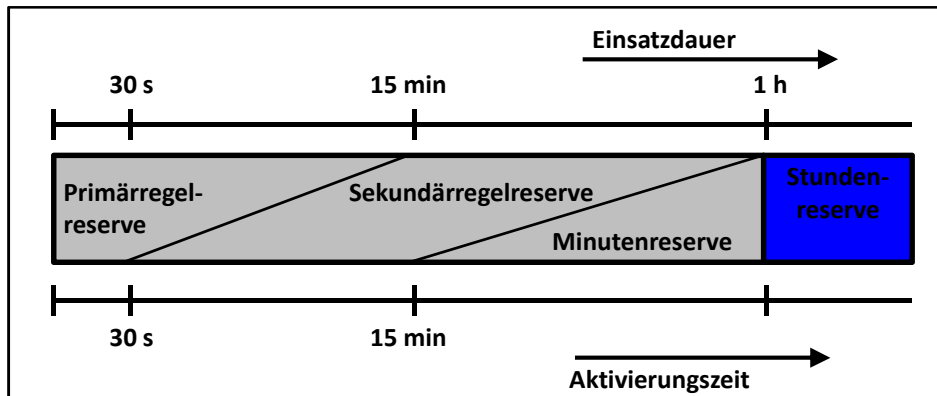


Abbildung 4: Kategorien der Reserveleistung

Quelle: (nach CONSENTEC, 2008)

Für die Bereitstellung der Reserveleistung kommen in Betrieb befindliche Kraftwerke (thermische und Wasserkraftwerke) und auch „heruntergefahrte“ Kraftwerke (thermische Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke) in Frage. In Tabelle 3 sind die durchschnittlichen Kenngrößen (Anfahrdauer, Mindestbetriebszeit, Mindeststillstandzeit) thermischer Kraftwerke dargestellt.

Tabelle 3: Kenngrößen konventioneller thermischer Kraftwerke

Quelle: (nach Gwisdorf et al., 2009)

Kenngrößen	Kohle-Kraftwerk	Gas-/Öl-Kraftwerk	Atom-Kraftwerk
Anfahrdauer [h]	3-60	1-4	15-24
Mindestbetriebszeit [h]	6-15	1-6	15-24
Mindeststillstandzeit [h]	6-15	1-6	24-48

Im Zusammenhang mit der Bereitstellung von kurzfristiger Reserveleistung wird zwischen (Konstantin, 2007):

- Regelenergie und
- Ausgleichsenergie unterschieden.

Regelenergie wird eingesetzt, um die Frequenz im Stromnetz aufrechtzuerhalten und ist eine Systemdienstleistung. Ausgleichsenergie dient dem Ausgleich von Abweichungen zwischen der Kraftwerkseinsatzplanung und der tatsächlichen Last (Konstantin, 2007).

Mit der Zunahme der Erzeugung elektrischer Energie aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen (z.B. Windkraft, Photovoltaik) steigt die benötigte Reserveleistung und somit der Bedarf an schnell regelbaren Kraftwerken und Energiespeichern (Schwab, 2006).

Energiespeicher werden im Stromnetz für unterschiedliche Aufgaben eingesetzt. So kommen z.B. bereits heute Batterien zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) zum Einsatz, um Verbrauchern mit hohen Anforderungen an die Stromversorgung (z.B. Krankenhäuser, industrielle Fertigungsprozesse) eine bestimmte Qualität der Stromversorgung zu gewährleisten. Energiespeicher werden im Stromnetz zur Bereitstellung von Sekundenreserve, wie auch zum Stunden-, Tages-, Wochen- und Jahreslastausgleich, eingesetzt. Je nach Anwendungsgebiet der Energiespeicher sind unterschiedliche Systemanforderungen (z.B. Zugriffszeit, Anzahl möglicher Speicherzyklen) zu berücksichtigen (Tabelle 4) (INT, 2009).

Tabelle 4: Anwendungsgebiete und Systemanforderungen elektrischer Energiespeicher

Quelle: (nach INT, 2009)

Systemanforderungen	Sekundenreserve	USV *	Stunden-, Tages-, Wochen- und Saisonlastausgleich
Geringe Zugriffszeit	++	++	-
Hoher Energieinhalt	-	-	++
Hohe Energiedichte	-	-	-
Hohe Leistung	++	++	+
Hohe Leistungsdichte	++	++	-
Geringe Selbstentladung	+	++	+
Hohe Lebensdauer	-	+	++
Hohe maximale Zyklenanzahl	++	-	+
Typische Einsatzzeit	Ab wenigen Sekunden bis zu 1 Stunde	10 Minuten	10 Minuten bis zu 1 Tag

++ sehr wichtig; + wichtig; - weniger wichtig; * unterbrechungsfreie Stromversorgung

2.2.3 Thermische Energiespeicher

Die Anwendungsgebiete (Tabelle 5) von thermischen Energiespeichern umfassen den Einsatz in der Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Kälte sowie von Prozesswärme. Diese Anwendungsgebiete unterscheiden sich im Temperaturbereich und hinsichtlich ihrer Systemanforderungen an den thermischen Energiespeicher. Thermische Energiespeicher werden im Bereich der Klimatisierung als Kältespeicher ($<0^{\circ}\text{C} - 20^{\circ}\text{C}$), im Bereich der Raumwärme und Brauchwassererwärmung (bis 100°C) und im Bereich der Prozesswärme (bis 100°C sowie bis über 500°C) eingesetzt. Die wesentlichsten Systemanforderungen sind geringe thermische Verluste, lange kalendarische Lebensdauer, hoher Energieinhalt, hohe Energiedichte und kurze Zugriffszeiten. Diese Systemanforderungen sind je nach Anwendungsgebiet von unterschiedlicher Bedeutung.

Tabelle 5: Anwendungsgebiete und Systemanforderungen thermischer Energiespeicher

Quelle: (nach INT, 2009)

Systemanforderungen	Kurzzeitspeicher	Langzeitspeicher
kurze Zugriffszeit	++	-
hoher Energieinhalt	+	++
hohe Energiedichte	+	++
geringe thermische Verluste	+	++
lange kalendarische Lebensdauer	+	++
lange Zyklenlebensdauer	+	-
Anwendungsgebiete		
Klimatisierung	x	x
Raumwärme	x	x
Brauchwassererwärmung	x	x
Prozesswärme	x	
Temperaturbereiche		
Kälte (<0 °C - 20 °C)	x	x
Niedertemperaturbereich (bis 100 °C)	x	x
Mitteltemperaturbereich (100-500 °C)	x	
Hochtemperaturbereich (über 500 °C)	x	

++ sehr wichtig; + wichtig; - weniger wichtig; x zutreffend

In den nachfolgenden Kapitel 2 bis 5 werden die Möglichkeiten der Energiespeicherung im Detail erläutert. Die Möglichkeiten der Speicherung von Brennstoffen, der Speicherung von elektrischer Energie und der Speicherung von thermischer Energie werden hinsichtlich ihres Stands der Technik und hinsichtlich ihrer Funktionsprinzipien erläutert. Des Weiteren wird auf ihre zukünftigen Entwicklungspotentiale eingegangen.

3 Brennstoffe als Energiespeicher

Eine einfache Art Energie zu speichern und bedarfsgerecht zur Strom- und Wärmeerzeugung einzusetzen, ist durch Brenn- und Treibstoffe als Energiespeicher gegeben. Brenn- und Treibstoffe lassen sich nach dem Aggregatzustand (fest, flüssig, gasförmig) und dem Ursprung in fossile und biogene Brenn- und Treibstoffen, sowie Wasserstoff einteilen.

In den folgenden Kapiteln wird auf die Eigenschaften von Brennstoffen als Energiespeicher und die unterschiedlichen Möglichkeiten ihrer Speicherung eingegangen. Im weiteren Verlauf wird der Begriff „Brennstoffe“ verwendet, der den Begriff „Treibstoffe“ einschließt.

3.1 Fossile Brennstoffe

Fossile Brennstoffe sind aus Pflanzenteilen durch Erhitzung unter Luftabschluss und unter hohem Druck über einen Zeitraum von mehreren Millionen Jahren entstanden. Dabei wurden vor allem O₂-haltige Molekülgruppen abgespalten, wodurch der Kohlenstoffgehalt zunahm und gleichzeitig der Wasserstoffgehalt abnahm (Grote et al., 2007).

Im Folgenden wird ein Überblick über die unterschiedlichen fossilen Brennstoffe gegeben und die Möglichkeiten der Speicherung von fossilen Brennstoffen erläutert.

3.1.1 Überblick

Fossile Brennstoffe lassen sich hinsichtlich ihres Aggregatzustands in feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe einteilen. Die bedeutendsten sind:

- feste fossile Brennstoffe
 - Kohle (z.B. Steinkohle, Braunkohle)
 - Koks
- flüssige fossile Brennstoffe
 - Heizöl (z.B. Heizöl schwer, Heizöl leicht)
 - Diesel
 - Benzin
 - Petroleum/Kerosin
- gasförmige fossile Brennstoffe
 - Erdgas
 - Flüssiggas
 - Gichtgas
 - Kokereigas

In Tabelle 6 sind die gravimetrischen und volumetrischen Energiedichten sowie ihre Einsatzgebiete aufgelistet.

Tabelle 6: Fossile Brennstoffe – Eigenschaften und Einsatzgebiete

Quelle: (Grote et al., 2007; Recknagel et al., 2004)

fossile Brennstoffe	gravimetrische Energiedichte [kWh/kg]	volumetrische Energiedichte [kWh/m³]	Einsatzgebiet
feste fossile Brennstoffe			
Kohle	2,1 - 9,2	2.700 - 12.000	Strom- und Wärmeproduktion, Stahlverarbeitung
Koks	8,1	6.900	Wärmeproduktion, Stahlverarbeitung
flüssige fossile Brennstoffe			
Heizöl	11,0 - 11,9	10.000 - 10.600	Strom- und Wärmeproduktion
Diesel	11,60	10.100	Strom- und Wärmeproduktion, Treibstoff
Benzin	11,80	8.500	Treibstoff
Petroleum/Kerosin	11,80 - 12,10	34.100 - 34.800	Treibstoff
gasförmige fossile Brennstoffe			
Erdgas	10 - 14	8,88 - 10,42	Strom- und Wärmeproduktion, Treibstoff
Flüssiggas	12,8 - 13	25,80 - 34,35	Wärmeproduktion
Gichtgas	0,4 - 0,6	1,10	Strom- und Wärmeproduktion, Treibstoff
Kokereigas		1,40	Wärmeproduktion

3.1.2 Grunddaten und Stand der Technik

3.1.2.1 Speicherung von festen fossilen Brennstoffen

Die Speicherung von festen fossilen Brennstoffen erfolgt meistens im Freien und ist damit der Witterung ausgesetzt. Daher ist immer wieder zu prüfen, ob eine Feuchtigkeitsaufnahme stattfindet bzw. bereits erfolgt ist. Die Aufnahme von Feuchtigkeit kann zur Erwärmung und Gasbildung im Inneren der Halden und in weiterer Folge zur Selbstentzündung führen. Daher muss die Temperatur im Inneren von Halden kontinuierlich überwacht werden. Bei der großtechnischen Speicherung von Kohle unterscheidet man (Rummich, 2009):

- Kegelhalden
Diese entstehen durch die natürliche Schüttung. Der Kegelwinkel ergibt sich aus den Reibungskräften zwischen den Kohlestücken.
- Reihenhalden
Diese sind in eine Richtung ausgedehnte Kegelhalden.
- Flächenhalden
Diese werden meist für sehr große Mengen eingesetzt.

Bei der Speicherung in Form von Halden müssen geeignete Einrichtungen für die Haldenbildung (Aufhaltung) und für den Transport (z.B. Kräne, Förderbänder, Bagger)

vorhanden sein. Bei der Speicherung von kleineren Mengen in Hallen und Bunkern ist die Kohle von der Witterung geschützt, meist bereits zerkleinert und für die automatische Beschickung von Kesselanlagen vorbereitet (Rummich, 2009).

3.1.2.2 Speicherung von flüssigen fossilen Brennstoffen

Rohöl als Ausgangsstoffe für sämtliche anderen flüssigen fossilen Brennstoffe wird mittels riesiger Tankschiffe (Fassungsvermögen bis über 500.000 t) und Rohrleitungen (Pipelines) mit über 1 m Durchmesser transportiert. Diese Pipelines erreichen Transportleistungen von bis zu 80 GW und liegen damit über der Transportleistung von Erdgas und von elektrischer Energie (max. einige GW). Es gibt folgende Arten der stationären Speicherung von flüssigen fossilen Brennstoffen (Rummich, 2009):

- oberirdische Speicherung
 - Stahltanks mit festem Dach (Festdachtanks) (Volumen: 100-250 m³)
 - Stahltanks mit beweglichem Dach (Schwimmdachtanks) (Volumen: 100-250 m³)
- unterirdische Speicherung
 - Stahltanks
 - Ausgeförderte Erdöl- oder Erdgaslagerstätten
 - Porenspeicher
 - Kavernen (natürlich entstanden)
 - Aquiferspeicher (Porenspeicher aus denen Wasser verdrängt wurde)
 - Künstlich hergestellte unterirdische Hohlräume (z.B. aufgelassene Bergwerke, Kavernen)

Bei der oberirdischen stationären Speicherung entstehen Verdunstungsverluste und bei Stahltanks mit beweglichem Dach besteht die Gefahr des Wassereintritts. Bei der unterirdischen stationären Speicherung in Porenspeichern (ausgeförderte Erdöl- oder Erdgaslagerstätten, Aquiferspeicher) muss ein Kissengas bzw. bei Erdöl eine im Speicher verbleibende Restölmenge berücksichtigt werden, die für den Betrieb erforderlich ist. Die Speicherung von Sekundärenergieträgern wie, z.B. Benzin und Diesel, kann ober- und unterirdisch in Stahltanks erfolgen. Diese Speicher werden hauptsächlich zur Entkopplung des Energieflusses zwischen der Raffinerie und dem Tankstellenverteilnetz eingesetzt (Rummich, 2009).

Für die mobile Speicherung von flüssigen fossilen Brennstoffen in Fahrzeugtanks werden überwiegend einschichtige oder mehrschichtige Kunststoff-Kraftstoffbehälter eingesetzt. Der wesentliche Vorteil von Kunststofftanks gegenüber Stahltanks liegt in der höheren Variabilität bei der Formgebung und einem höheren Kraftstoff-Füllvolumen durch die bessere Ausnutzung des verfügbaren Einbauraums (INT, 2009).

3.1.2.3 Speicherung von gasförmigen fossilen Brennstoffen

Zum Transport von gasförmigen fossilen Brennstoffen (vorrangig Erdgas) werden Tankschiffe und Pipelines eingesetzt. Diese sind meist direkt mit Einrichtungen zur Speicherung von gasförmigen fossilen Brennstoffen verbunden. Es gibt folgende Arten der stationären Speicherung von gasförmigen fossilen Brennstoffen (Rummich, 2009):

- Oberirdische Speicherung
 - Gasflaschen mit Drücken von 300 bar (Standard)
 - Gasflaschen mit Drücken von 700 bar (in Erprobung)
 - Glockengas-, Teleskopgas- und Scheibengasbehälter mit Drücken von etwa 1,5 bar (Volumen: 600.000-700.000 m³)
 - Kugelgasbehälter und zylinderförmige Röhrengasbehälter für Drücke über 1,5 bar
- Unterirdische Speicherung
 - Ausgeförderte Erdöl- oder Erdgaslagerstätten
 - Porenspeicher
 - Kavernen (natürlich entstanden)
 - Aquiferspeicher (Porenspeicher aus denen Wasser verdrängt wurde)
 - Künstlich hergestellte unterirdische Hohlräume (z.B. aufgelassene Bergwerke, Kavernen)

Bei unterirdischen Speichern von gasförmigen fossilen Brennstoffen unterteilt sich dieser in einen Anteil Kissengas und Arbeitsgas. Der Anteil des Kissengases beträgt etwa 33-50 % vom maximalen Speichervolumen und verbleibt permanent im Speicher. Das Kissengas ist im Speicher erforderlich um den minimal notwendigen Speicherdruck für die Be- und Entladung des Speichers zu gewährleisten. Das Arbeitsgas wird zusätzlich zum Kissengas in den Speicher geladen und kann wieder entnommen werden (INT, 2009).

Porenspeicher

Porenspeicher bestehen zu einem Großteil aus porösem Gestein sowie Gesteins- und Schotter-schichten. Die Be- und Entladung erfolgt bei einem Porenspeicher relativ langsam, da das Gas Zeit benötigt um in die Hohlräume im Gestein und zwischen den Gesteinsschichten einzudringen und diese zu füllen bzw. zu entweichen (Rummich, 2009).

Kavernen

Kavernen können natürlichen oder künstlichen Ursprungs sein. Dabei handelt es sich um große unterirdische Hohlräume. Diese können zur Speicherung von Erdgas und flüssigen fossilen Brennstoffen (z.B. Rohöl) eingesetzt werden. Künstliche Kavernen werden durch Aussolung erschlossen, d.h. es wird Wasser in den Hohlraum eingeleitet welches das in der Tiefe liegende Salz löst und dieses gelöst an die Oberfläche transportiert. Somit wird die Kaverne vergrößert. Künstliche Kavernen können Tiefen von bis zu 3.000 m, Durchmesser von etwa 60-100 m, Höhen von mehreren 100 m und somit Volumen von über 800.000 m³ erreichen (INT, 2009).

Aquiferspeicher

Aquiferspeicher sind mit Wasser gefüllte Hohlräume im Gestein. Diese Hohlräume sind meist Porenspeicher aus denen durch Einpressen von Gas Wasser verdrängt wurde. Bei Poren- und Aquiferspeichern beträgt der maximale Speicherdruck 60-80 bar (Rummich, 2009).

3.1.3 Einsatzbereiche

Fossile Brennstoffe werden hauptsächlich in folgenden Bereichen eingesetzt:

- Erzeugung von elektrischer Energie
- Erzeugung von thermischer Energie
- Erzeugung von mechanischer Energie als Treibstoffe für Traktionsanwendungen
- Stahlverarbeitung

3.2 Biogene Brennstoffe

Biogene Brennstoffe werden oft auch als Biomasse bezeichnet und stellen Sonnenenergie dar, die in chemischer Form durch Photosynthese gespeichert ist. Biogene Brennstoffe sind organische Primär- und Sekundärstoffe, die durch Photosynthese entstanden sind und Zucker, Stärke, Zellulose und Öle in unterschiedlich hohen Anteilen enthalten. Während des Wachstums von festen biogenen Brennstoffen wird CO₂ gebunden.

Im Folgenden wird ein Überblick über die unterschiedlichen biogenen Brennstoffe gegeben und die Möglichkeiten der Speicherung von biogenen Brennstoffen erläutert.

3.2.1 Überblick

Biogene Brennstoffe lassen sich hinsichtlich ihres Aggregatzustands in feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe einteilen. Die bedeutendsten sind:

- feste biogene Brennstoffe
 - Scheitholz
 - Hackschnitzel
 - Pellets
 - Stroh
- flüssige biogene Brennstoffe
 - Pflanzenöl
 - Biodiesel
 - Bioethanol
 - Synthetische Biotreibstoffe
- gasförmige biogene Brennstoffe
 - Biogas
 - Biomethan (z.B. aufbereitetes Biogas, SNG - Synthetic Natural Gas)

In Tabelle 7 sind die gravimetrischen und volumetrischen Energiedichten sowie ihre Einsatzgebieten aufgelistet.

Tabelle 7: Biogene Brennstoffe – Eigenschaften und Einsatzgebiete

Quelle: (Grote et al., 2007; Recknagel et al., 2004; Kaltschmitt et al., 2001)

biogene Brennstoffe	gravimetrische Energiedichte [kWh/kg]	volumetrische Energiedichte [kWh/m³]	Einsatzgebiet
festen biogene Brennstoffe			
Scheitholz	4,0 - 4,4		Strom- und Wärmeproduktion
Hackschnitzel	3,3 - 4,3	700 - 1.100	Strom- und Wärmeproduktion
Pellets	4,9 - 5,4	3.200 - 3.500	Wärmeproduktion
Stroh			
flüssige biogene Brennstoffe			
Pflanzenöl	10,0		Strom- und Wärmeproduktion, Treibstoff
Biodiesel	10,3		Strom- und Wärmeproduktion, Treibstoff
Bioethanol	8,0	7.032	Treibstoff
synthetische Biotreibstoffe	5,5 – 12,0	4.300 - 9.100	Treibstoff
gasförmige biogene Brennstoffe			
Biogas		5,5 - 7,5	Strom- und Wärmeproduktion, Treibstoff
Biomethan		8,80 - 10,40	Strom- und Wärmeproduktion, Treibstoff

3.2.2 Grunddaten - Stand der Technik

3.2.2.1 Speicherung von festen biogenen Brennstoffen

Die Speicherung von festen biogenen Brennstoffen kann am Boden im Freien, in Hallen oder in Hochbehältern erfolgen.

Speicherung am Boden im Freien

Die Speicherung von festen biogenen Brennstoffen kann am Boden im Freien mit oder ohne Witterungsschutz (in Hallen, Hochbehältern) erfolgen. Bei nicht aufbereitetem Holz und Rinde erfolgt die Speicherung zumeist ohne Witterungsschutz. Jedoch ist bei der Speicherung ohne Witterungsschutz darauf zu achten, dass Sekundärverschmutzung und eine Wiederbefeuchtung des Brennstoffes vom Untergrund unterbunden wird. Dies kann durch das Stapeln auf Holzplanken, Paletten oder trockenem Kiesboden erreicht werden. Die Ein- und Ausspeicherung erfolgt meist mittels Front- oder Radladern (Kaltschmitt et al., 2001).

Bei aufbereiteten Brennstoffen wird die Speicherung mit Witterungsschutz bevorzugt, um diese vor Regen zu schützen. Dies ist besonders wichtig, da stückiges Brennholz den angestrebten lufttrockenen Zustand (etwa 12-20 % Wassergehalt) erst nach

1-2 jähriger Lagerung erreicht und gegen Wiederbefeuchtung geschützt werden muss. Als Abdeckung kommen mobile Abdeckungen (z.B. Planen) oder fest installierte Abdeckungen in Frage. Bei beiden Abdeckungsvarianten ist auf ausreichende natürliche oder technische Durchlüftung zu achten, um die bei der Lagerung entstehende Wärme und Feuchtigkeit abzuführen. Die Ein- und Ausspeicherung erfolgt meist mittels Front- oder Radladern (Kaltschmitt et al., 2001).

Speicherung in Hallen

Die Speicherung in Hallen stellt hinsichtlich des Witterungsschutzes einen wesentlichen Vorteil dar. Des Weiteren kann der Arbeitsbedarf für die Ein- und Ausspeicherung reduziert werden. Die Speicherung kann in ggf. vorhandenen Gebäuden (z.B. landwirtschaftliche Altgebäude) oder in neu errichteten Hallen erfolgen. Bei der Speicherung von festen biogenen Brennstoffen mit hohem Wassergehalt ist auf eine ausreichende Luftzufuhr zu achten um die bei der Lagerung entstehende Wärme und Feuchtigkeit abführen zu können und so Gebäudeschäden vorzubeugen (Kaltschmitt et al., 2001).

Speicherung in Hochbehältern

Die Speicherung von festen biogenen Brennstoffen in Hochbehältern wird hauptsächlich für Schüttgüter angewendet. Diese Behälter werden entweder in Gebäuden oder im Freien aufgestellt und bestehen aus Holz, Kunststoff oder Metall. Die Einspeicherung erfolgt meist mittels pneumatischen oder mechanischen Fördersystemen. Bei der Ausspeicherung kann, wenn es sich um leicht rieselfähige biogene Brennstoffe (z.B. Pellets, Rapssaat) handelt und ein trichterförmiger Auslauf oder ein Schrägboden-Auslauf vorhanden ist, auf ein Fördersystem verzichtet werden. Sind diese Voraussetzungen nicht gegeben, ist ein alternatives Austragesystem (z.B. Drehschneckenaustragung, Schubbodenaustragung) zur Ausspeicherung einzusetzen (Kaltschmitt et al., 2001).

3.2.2.2 Speicherung von flüssigen biogenen Brennstoffen

Die Speicherung von flüssigen biogenen Brennstoffen erfolgt meist in Kunststoff- und Stahlbehältern unterschiedlicher Größe. Bei der Situierung des Speichers ist auf die Eigenschaften (z.B. Temperaturbeständigkeit) des jeweiligen flüssigen biogenen Brennstoffs zu achten, um einerseits die Ein- und Ausspeicherung und andererseits die Beständigkeit des Brennstoffes zu gewährleisten (Rummich, 2009). Im Wesentlichen gibt es zur Speicherung von flüssigen biogenen Brennstoffen dieselben Möglichkeiten wie bei der Speicherung von flüssigen fossilen Brennstoffen (siehe Kapitel 3.1.2.2).

3.2.2.3 Speicherung von gasförmigen biogenen Brennstoffen

Die Speicherung von gasförmigen biogenen Brennstoffen erfolgt in der Regel über einen Gasspeicher („Gasometer“). Dabei kann zwischen der Speicherung in Folien- und Nassgasometer mit Glocke und Speichertanks bzw. -flaschen unterschieden werden.

Foliengasometer

Foliengasometer bestehen aus gasdichten Materialien, die an einem Bügel aufgehängt oder mittels spezieller Vorrichtungen am Boden befestigt sind. Mit Foliengasometern lassen sich je nach Größe und Ausführung maximale Drücke zwischen 25 und 50 mbar erreichen. Die typischen Speichervolumina von Foliengasometer liegen zwischen 1 und maximal 1.000 m³ (Kaltschmitt et al., 2001).

Nassgasometer mit Gas-Glocke

Bei Nassgasometern mit Gas-Glocke bewegt sich die Gas-Glocke in einem mit Flüssigkeit gefüllten Behälter (z.B. im Gaswerk) oder direkt auf dem Gärgut (z.B. bei Faultürmen in Klärwerken). Der Betriebsdruck des Speichers kann über entsprechende Belastung der Gas-Glocke mit Gewichten eingestellt werden. Nassgasometer sind meist aus hartem, glasfaserverstärktem Kunststoff gefertigt, um Korrosionserscheinungen vorzubeugen. Wenn sich die Gas-Glocke direkt auf dem Fermenter befindet, können Wärme- und Gasverluste auftreten (Schwierigkeiten der Wärme- und Gasdichtigkeit). Die typischen Speichervolumina von Nassgasometern mit Gas-Glocke liegen zwischen 50 und 500 m³ (Kaltschmitt et al., 2001).

Speichertanks bzw. -flaschen

Die Speicherung von biogenen gasförmigen Brennstoffen wird vor allem für die Verwendung dieser Brennstoffe in mobilen Anwendungen eingesetzt (z.B. Traktionsanwendungen von Landmaschinen und anderen Kraftfahrzeugen). Bei der Speicherung von gasförmigen biogenen Brennstoffen in Speichertanks bzw. -flaschen werden selten Drücke von 10-20 bar überschritten. Für den Einsatz in Kraftfahrzeugen wird jedoch die Hochdruckspeicherung im Bereich von 200-300 bar erforderlich. Dies erfordert bei Biogas eine Aufbereitung auf Erdgasqualität (Kaltschmitt et al., 2001).

3.2.3 Einsatzbereiche

Biogene Brennstoffe werden hauptsächlich in folgenden Bereichen eingesetzt:

- Erzeugung von elektrischer Energie
- Erzeugung von thermischer Energie
- Erzeugung von mechanischer Energie als Treibstoffe für Traktionsanwendungen

3.2.4 Zukünftiges Entwicklungspotential

Die zukünftigen Entwicklungspotentiale von biogenen Brennstoffen stellen sich je nach Brennstoff unterschiedlich dar. An dieser Stelle sei auf fachspezifische Literatur verwiesen (vgl. u.a. Kaltschmitt et al., 2001; Urban et al., 2008; TheiBing, 2006; FNR, 2006)

3.3 Wasserstoff

3.3.1 Überblick

Wasserstoff (H₂) ist das häufigste Element des Universums. Wasserstoff nimmt in der Erdkruste den neunten Platz mit 0,88 Gew-% ein. Nach der atomaren Konzentration ist Wasserstoff das dritthäufigste Element nach Sauerstoff und Silizium. Jedoch ist Wasserstoff fast ausschließlich in chemischen Verbindungen vorhanden (z.B. Wasser, Säuren). Wasserstoff muss somit erst gewonnen werden und stellt einen kohlenstofffreien Energieträger dar. Die Gewinnung von Wasserstoff ist immer mit Energieaufwand verbunden, jedoch lässt sich Wasserstoff mit praktisch allen Energiequellen gewinnen (Wietschel et al., 2010).

Eine ganzheitliche Betrachtung des Energieträgers Wasserstoff (von seiner Herstellung über die Elektrolyse, die Speicherung und die Rückverstromung in z.B. einer Brennstoffzelle) zeigt, dass Wasserstoff als Energiespeicher einsetzbar wäre. Gerade in Fragen der Netzstabilität und der Speicherung von elektrischem Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Quellen wird Wasserstoff als Speicher angedacht. Dabei soll in Situationen mit einem Stromüberangebot mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt und zwischengespeichert werden. In Hochlastzeiten wiederum wird der Wasserstoff mittels Brennstoffzelle, Gasturbine bzw. einem Verbrennungsmotor rückverstromt (INT, 2009). Wasserstoff besitzt eine sehr hohe

gravimetrische Energiedichte von 33,3 kWh/kg. Im Gegensatz dazu jedoch nur eine geringe volumetrische Energiedichte von 3 kWh/m³ (im Vergleich dazu Benzin 8.760 kWh/m³) (Wietschel et al., 2010).

Derzeit wird der Großteil des Wasserstoffs durch Erdgasreformierung in der Petrochemie hergestellt und als chemischer Werkstoff, sowie in Demoanwendungen der Energiewirtschaft eingesetzt. Eine weitere Methode ist die Wasserspaltung (Spaltung von Wasser - H₂O zu Wasserstoff-H₂ und Sauerstoff-O₂) (Abbildung 5). Die benötigte Energie zur Spaltung von Wasser kann durch Wärme (Thermolyse), chemische Energie (Umwandlung von z.B. Biomasse), elektrische Energie (Elektrolyse) oder Photonen (Photolyse) zugeführt werden. Die verfahrenstechnisch einfachste und effizienteste Weise der Herstellung von Wasserstoff ist die Elektrolyse von Wasser (INT, 2009). Die unterschiedlichen Möglichkeiten der Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie sind in (Jungmeier et al., 2006) erläutert.

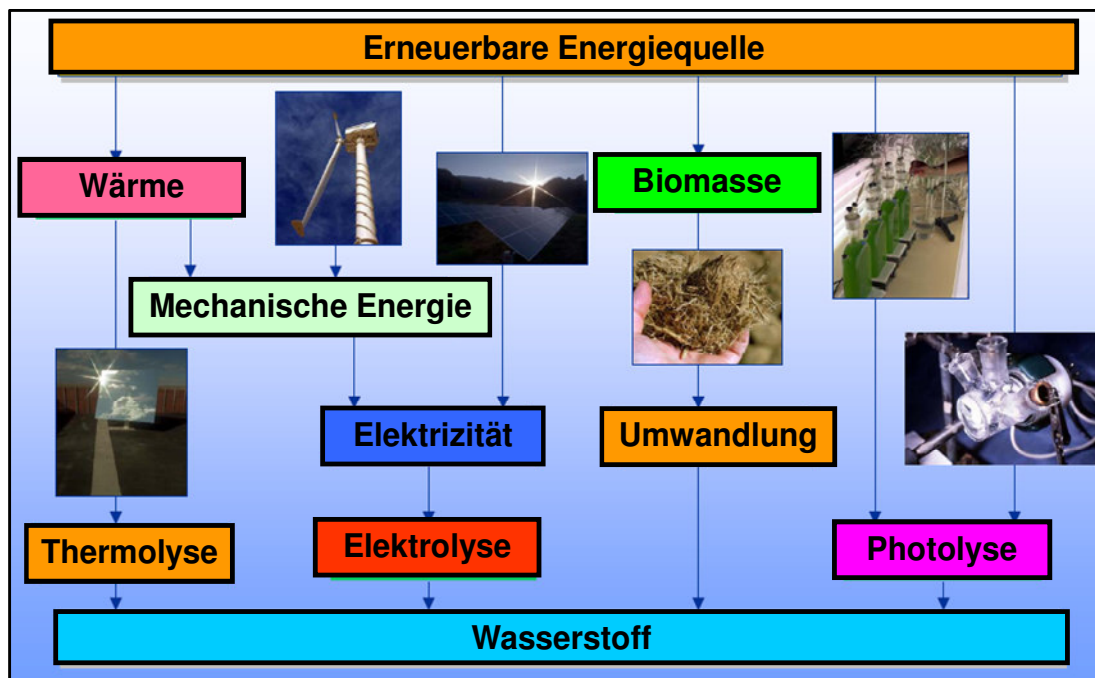


Abbildung 5: Übersicht der Möglichkeiten zur Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie
Quelle: (Jungmeier et al., 2006 nach IPHE, 2005)

Im Folgenden werden die wesentlichen Kenndaten der unterschiedlichen Verfahren zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff erläutert. Die verbleibenden Möglichkeiten der Erzeugung von Wasserstoff aus erneuerbarer Energie sind in (Jungmeier et al., 2006) im Detail erläutert.

Bei der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff wird Wasser (H₂O) unter Zuführung von elektrischer Energie zu Wasserstoff (H₂) und Sauerstoff (O₂) gespalten ($2\text{H}_2\text{O} \rightarrow 2\text{H}_2 + \text{O}_2 + 286 \text{ kJ/mol}$) (Rummich, 2009). Die Verfahren zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff lassen sich nach der Art des ionenleitenden Elektrolyten und der Betriebstemperatur in folgende Elektrolysetypen mit den jeweiligen Nutzungsgraden einteilen (INT, 2009):

- Alkalische Elektrolyse mit wässriger Lauge als Elektrolyt bei einer Betriebstemperatur von 80 °C und Nutzungsgraden zwischen 60 und 70 % (Wietschel et al., 2010) und über 80 % bei Prototypen (Leistungsbereich: 10 kW_{el}) (INT, 2009).

- Membranelektrolyse mit einer protonleitenden Membran als Elektrolyt bei einer Betriebstemperatur von 80 °C und Nutzungsgraden zwischen 47 und 53%
- Hochtemperaturelektrolyse mit Keramikmembran als Sauerstoffionenleiter bei einer Betriebstemperatur von 650-1.000 °C

Die alkalische Elektrolyse ist Stand der Technik, die Membranelektrolyse wird bisher nur in kleinem Maßstab angewendet und die Hochtemperaturelektrolyse befindet sich noch im Labormaßstab (Wietschel et al., 2010).

Wesentliche Vorteile von Wasserstoff als Energiespeicher sind seine Umweltfreundlichkeit (verbrennt CO₂ frei bzw. wird elektrochemisch umgesetzt), seine hohe gewichtsspezifische Energiedichte und die vielen Möglichkeiten seiner Herstellung. Ein weiterer Vorteil ist, dass die Technologie prinzipiell bereits einsetzbar ist, wenn auch nicht wirtschaftlich.

Die Speicherung von Wasserstoff für die Wiederverstromung ermöglicht zum Einen sehr große Speicherleistungen und –kapazitäten und zum Anderen auch die Lade- und Entladeleistung unabhängig voneinander zu dimensionieren.

Nachteilig ist seine geringe volumetrische Speicherdichte im Vergleich zu Flüssigkraftstoffen wie Benzin und anderen gasförmigen Energieträgern und einhergehenden Schwierigkeiten bei der Speicherung (Wietschel et al., 2010).

3.3.2 Grunddaten - Stand der Technik

Die Möglichkeiten der Speicherung von Wasserstoff sind:

- Oberirdische Speicherung
 - Gasflaschen mit Drücken von 700 bar (Standard)
 - Flüssigwasserstoff-Speicher
 - Speicherung in Metallhydriden
 - Speicherung in Eisenschwämmen
- Unterirdische Speicherung
 - Unterirdische Gasflaschen
 - Unterirdische Flüssigwasserstoff-Speicher
 - Kavernen

3.3.2.1 Speicherung in Gasflaschen

Die Speicherung von Wasserstoff in Gasflaschen bei Drücken von bis zu 700 bar stellt mittlerweile den Stand der Technik dar und ist technisch wenig aufwendig (Sauer, 2006). Die Speicherung bei Drücken von bis zu 200 bar wird meist für kleine Mengen gewählt. Zur Speicherung von Wasserstoff in mobilen Anwendungen (z.B. Fahrzeugen) werden überwiegend Drücke von bis zu 700 bar gewählt. Diese Speicher bestehen meist aus einem zylinderförmigen Behälter mit einem Leichtmetallkern (z.B. Aluminium), welcher von einem karbonfaserverstärkten Epoxidharzmantel umgeben ist. Diese sind für Drücke von 350 bar ausgelegt. Die Anwendung von Polymerkernen (mehrlagiger Polymerkern) wird auch untersucht, um das Tankgewicht für mobile Anwendungen weiter zu reduzieren. Hier existieren bereits erste Prototypen für Anwendungen mit Drücken zwischen 350 und 700 bar (INT, 2009).

3.3.2.2 Speicherung als Flüssigwasserstoff

Die Speicherdichte von flüssigem Wasserstoff ist um den Faktor 800 höher als bei der Speicherung in Gasflaschen bei einem Druck von 1 bar. Dafür wird der Wasserstoff auf unter -253 °C abgekühlt um zu verflüssigen. Dafür werden jedoch etwa 25 % des Energieinhalts

des Wasserstoffs benötigt. Des Weiteren muss bei der flüssigen Speicherung rund 1 % des Wasserstoffs für die Aufrechterhaltung des flüssigen Zustands aufgebracht werden und somit ist die Speicherung im flüssigen Zustand nicht sehr effizient (Sauer, 2006).

Zur stationären Speicherung von Flüssigwasserstoff werden wärmeisolierte, doppelwandige Behälter eingesetzt. Neben dem hohen Energieaufwand zur Verflüssigung des Wasserstoffs stellt die Verdampfung des flüssigen Wasserstoffs ein Problem dar. Der verflüssigte Wasserstoff geht bei minimaler Erwärmung wieder in den gasförmigen Zustand dies erzeugt einen Überdruck im Behälter. Dieser Überdruck muss kontinuierlich über Ventile abgebaut werden. Im mobilen Bereich werden Behälter zur Speicherung von Flüssigwasserstoff mit bis zu 300 Lagen dünner Isolierfolie ausgeführt und der maximale Druck im Behälter mittels eines Ablassventils auf 5 bar begrenzt. Die Zeit bis zum Ansprechen des Ventils, d.h. die Zeitdauer bis so viel Flüssigwasserstoff in den gasförmigen Zustand gewechselt hat, beträgt zwischen 3 und 5 Tage. Die Verdampfungsverluste lassen sich mittlerweile über Rückkühlsysteme minimieren und somit die Ansprechzeit auf etwas mehr als 12 Tage erhöhen (INT; 2009).

3.3.2.3 Speicherung in Metallhydriden

Neben der Speicherung von Wasserstoff in gasförmiger und flüssiger Form kommt auch die Möglichkeit der Einlagerung von Wasserstoff in Trägermedien (z.B. Metalle, Metalllegierungen, Kohlenstoffnanostrukturen) in Frage. Bisher ist nur die Metallhydridspeicherung relevant (Oertel, 2008). Bei der Speicherung von Wasserstoff in Metallhydriden werden Wasserstoffatome auf Zwischengitterplätzen von Metallen und Metallverbindungen eingelagert. Die Vorgänge des Ladens und Entladens laufen im Idealfall bei konstantem Druck und Temperatur ab. Bei der Ladung der Metalle bzw. Metalllegierungen mit dem Wasserstoff entsteht Wärme (exothermer Prozess). Durch die Zufuhr von Wärme (je nach Legierung auf einem Temperaturniveau von mehreren 100 °C) wird der endotherme Prozess der Entladung in Gang gesetzt und der Wasserstoff wird freigesetzt (Rummich, 2009).

Wesentlicher Nachteil von Metallhydridspeichern sind die niedrigen Speicherdichten die je nach System zwischen 2-5 Gew-% liegen. Vorteile sind die hohe volumetrische Speicherdichte (>1 kWh/l) und die Langzeitstabilität (keine Selbstentladung bzw. Verdampfungsverluste). Die bisher erreichten Speicherkapazitäten mit Metallhydriden zur Speicherung von Wasserstoff liegen bisher jedoch noch unterhalb der interessanten Bereiche für technische Anwendungen (Oertel, 2008).

3.3.2.3.1 Speicherung in flüssigen Hydriden

Flüssige Hydride sind Flüssigkeiten, die eine hohe Anzahl an chemisch gebundenen Wasserstoffatomen aufweisen (z.B. Erdgas, Methanol, Ameisensäure). Wesentlicher Vorteil wäre die einfache Handhabung ähnlich einem flüssigen Brennstoff. Der chemisch gebundene Wasserstoff wird hier über Reformierung freigesetzt, jedoch werden dabei auch Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO₂) und Spuren von Stickoxiden (NO_x) freigesetzt. Angedachte Einsatzgebiete sind Traktionsanwendungen und tragbare Anwendungen (z.B. Laptops, Mobiltelefone) (Oertel, 2008).

3.3.2.4 Speicherung in Eisenschwämmen

Bei der Herstellung von Eisen wird Eisenerz mit Kohlenmonoxid und Wasserstoff zu metallischem Eisen (Eisenschwamm) reduziert. Dieser Wasserstoff kann bei der Oxidation des Eisenschwammes zu Eisenoxid freigesetzt werden. Eisenschwammspeicher befinden sich derzeit in Entwicklung (Oertel, 2008).

Weitere im Entwicklungsstadium befindliche Speichermethoden für Wasserstoff sind:

- Fulleren-Speicher (vgl. Rummich, 2009)
- Glas-Mikrokugeln (vgl. Rummich, 2009)
- Nanocubes (vgl. Oertel, 2008)

3.3.2.5 Speicherung in Salzkavernen

Die unterirdische Speicherung von Wasserstoff orientiert sich an unterirdischen Erdgasspeichern. Erdgas wird unter anderem in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten gelagert. Da es bei der Speicherung von Wasserstoff in solchen Lagerstätten zu Verunreinigungen mit Kohlenwasserstoffrestanteilen kommen würde, müssen hier praktische Erfahrungen Aufschluss geben. Aquiferspeicher kommen vorerst für die Speicherung von Wasserstoff nicht in Frage, da das Explorationsrisiko sehr hoch ist. Daher werden vorrangig Salzkavernen für die unterirdische Speicherung von Wasserstoff diskutiert und angewandt (Tabelle 8).

Wesentlicher Vorteil von Salzkavernen sind die hohen Ein- und Auslagerungsraten und die Möglichkeit des häufigen Umschlags. Wesentlicher Nachteil ist die erforderliche Erstellung der Salzkavernen und der damit verbundenen Soleaufkommen (Crotagino et al., 2008). Salzkavernen werden seit etwa 30 Jahren zur Speicherung von Wasserstoff im Bereich der chemischen und petrochemischen Industrie, vorwiegend in den USA und Großbritannien, eingesetzt (Tabelle 8).

Tabelle 8: Existierende Wasserstoff-Kavernen

Quelle: (Crotagino et al., 2008)

	Teesside Großbritannien	Lake Jackson USA	Liberty County USA
Betreiber	S.Petrochemical	Conoco Phillips	Praxair
Inbetriebnahme	ca. 1980	1986	2007
Speichervolumen [m ³]	3 x 70.000	588.000	566.000
Speicherdruck [bar]	45 (konstant)	70 – 135	76 – 134
Energieinhalt [GWh]	~ 25	~ 92	~ 80

Tabelle 9 zeigt die wesentlichen Merkmale von Wasserstoff, die Herstellungseffizienz mittels Elektrolyse und die Rückverstromungseffizienz für unterschiedliche Technologien.

Tabelle 9: Übersicht Stand der Technik Wasserstoff als Energiespeicher

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Gravimetrische Energiedichte [kWh/kg]	33,3	Wietschel et al., 2010
Volumetrische Energiedichte [kWh/Nm ³]	3	Wietschel et al., 2010
Nutzungsgrad Elektrolyse [%]	60-70	Wietschel et al., 2010
Elektrischer Nutzungsgrad – Verstromung Brennstoffzelle (gesamte Bandbreite aller Typen) [%]	40-80	INT, 2009
Elektrischer Nutzungsgrad – Verstromung GuD-KW [%]	55-60	Wietschel et al., 2010
Nutzungsgrad "Strom - Speicherung - Strom" Brennstoffzelle [%]	24-56	eigene Berechnungen; durch Addition der jeweils oberen und unteren Nutzungsgrade errechnet
Nutzungsgrad "Strom - Speicherung - Strom" GuD-KW [%]	35-41	eigene Berechnungen; durch Addition der jeweils oberen und unteren Nutzungsgrade errechnet

3.3.3 Einsatzbereiche

Wasserstoff kann im Bereich der Energietechnik vielseitig eingesetzt werden. Mögliche Anwendungen von erneuerbar elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff in der Energietechnik sind:

- Erzeugung von elektrischer und/oder thermischer Energie mit:
 - Brennstoffzelle
 - Verbrennungsmotor
 - Gasturbine
 - Gas- und Dampfturbine
- Erzeugung mechanischer bzw. elektrischer Energie für Traktionsanwendungen mit:
 - Brennstoffzelle in Fahrzeugen in Kombination mit Elektromotoren
 - Verbrennungsmotor in Fahrzeugen

3.3.4 Wasserstoff als elektrischer Energiespeicher

Wasserstoff lässt sich zur Speicherung elektrischer Energie einsetzen. Hierbei wird durch Elektrolyse mit elektrischer Energie Wasserstoff erzeugt, welcher verdichtet und in Druckbehältern gespeichert wird. Prinzipiell lassen sich Wasserstoffspeicher sowohl zentral, im Kraftwerksmaßstab, als auch dezentral, als Kleinanlagen, realisieren. Für Anlagen im Kraftwerksmaßstab können zur Speicherung ehemalige Erdgasspeicher, Aquifere und Salzkavernen in Betracht gezogen werden. Letztere werden derzeit für potentielle zukünftige Wasserstoffspeicher favorisiert. Salzkavernen ermöglichen hohe Ein- und Auslagerungsraten, häufige Umschläge und benötigen nur einen geringen Mindestdruck im Speicher. Dieser so genannte Kissengasanteil definiert jene Menge an Gas, die bei der Auslagerung noch im Speicher verbleiben muss. Wegen der hohen Energiedichte des Energieträgers ist dieser Umstand bei der Speicherung von Wasserstoff ein entscheidender Vorteil. Die Rückverstromung des Wasserstoffs erfolgt in GuD-Anlagen.

Die wichtigsten Komponenten eines Wasserstoffspeichers sind somit Elektrolyseur, Kompressor, Kaverne, Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD-Kraftwerk). Der Gesamtnutzungsgrad eines Speicherzyklus beträgt etwa 27-38 % (siehe Abbildung 6).

Die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff lässt sich durch Formel 1 beschreiben und ist in Kapitel 3.3 erläutert

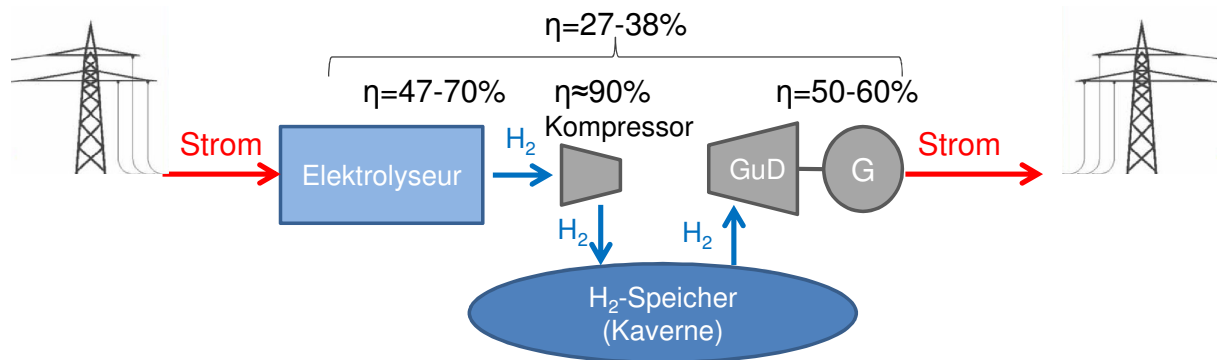


Abbildung 6: Funktionsdiagramm eines Wasserstoffspeichers

Wasserstoff besitzt zwar eine hohe massenbezogene Energiedichte, die volumenbezogene Energiedichte ist jedoch relativ gering. Bei der Wasserstoffspeicherung muss deswegen mit hohen Druckniveaus gearbeitet werden. Bei entsprechender Teufenlage kann der Wasserstoff bei einem Maximaldruck von 160-180 bar gespeichert werden. Unter diesen Bedingungen lässt sich bei gleichem Kavernenvolumen deutlich mehr Energie speichern als in Druckluftspeichern. Daher sind Wasserstoffspeicher nicht nur als Tagesspeicher sondern auch als Wochen-/ Monatsspeicher oder sogar Jahresspeicher einsetzbar.

In der Studie wurde auch die verbrauchernahe Anwendung von Wasserstoffspeichern berücksichtigt. Die Funktionsweise ist hier prinzipiell wie bei den angebotsnahen Speichern, jedoch wird der Wasserstoff nach Elektrolyse und Verdichtung in Druckflaschen gespeichert und die Rückverstromung erfolgt in einer Brennstoffzelle (siehe Kapitel 4.4.2.8). Bei Elektrolyse und Verdichtung treten bei kleineren Anlagen höhere Verluste auf als bei großen, angebotsnahen Anlagen. Mit Brennstoffzellen kann jedoch auch bei kleinen Anlagen ein hoher Verstromungsnutzungsgrad (etwa 50 %) erzielt werden.

3.3.5 Zukünftiges Entwicklungspotential

Zukünftig wird für den Einsatz von Wasserstoff als Energieträger vor allem der technische Entwicklungsfortschritt von Bedeutung sein. Hier werden die Erhöhung der Lebensdauer sowie der Nutzungsgrade im Bereich der Elektrolyse entscheidend sein. Des Weiteren müssen für die großtechnische Speicherung des Wasserstoffs im Untergrund geeignete Hohlräume gefunden und erschlossen werden. Für die großtechnische Stromerzeugung mittels Wasserstoff in GuD-Kraftwerken ist die Entwicklung von reinen Wasserstoff-Gasturbinen erforderlich. Der wesentliche Entwicklungsfortschritt muss jedoch im Bereich der Investitionskosten getätigt werden, damit die Anwendungen um den Wasserstoff größere Verbreitung finden (Wietschel et al., 2010).

3.4 Erneuerbares Methan

3.4.1 Überblick

Neben dem Einsatz von Wasserstoff als Energiespeicher für Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen wird auch die synthetische Erzeugung von Erdgas (erneuerbarem Methan) aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen in Betracht gezogen. Hierbei wird zunächst die elektrolytische Erzeugung von Wasserstoff mittels Strom

aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen durchgeführt, um dann in der Methanisierung durch Zugabe von Kohlendioxid (CO_2) erneuerbares Methan (EE-CH_4) zu erzeugen (Sternner, 2009).

Erneuerbares Methan kann in das Erdgasnetz bzw. Erdgasspeicher eingespeist werden und unterschiedlichen Anwendungen wie Erdgas zur Verfügung gestellt werden. So kann das erneuerbare Methan z.B. für die Erzeugung von Strom und Wärme in einem Gas- und Dampfkraftwerk (GuD-Kraftwerk), im Transportsektor oder in industriellen Prozessen eingesetzt werden (Sternner, 2009).

Wesentlicher Vorteil von Methan im Vergleich zu Wasserstoff ist die höhere volumetrische Energiedichte von $9,97 \text{ kWh/m}^3$ (im Vergleich dazu Wasserstoff 3 kWh/m^3). Jedoch besitzt Methan im Vergleich zu Wasserstoff mit $13,8 \text{ kWh/kg}$ eine niedrigere gravimetrische Energiedichte (im Vergleich dazu Wasserstoff $33,3 \text{ kWh/kg}$). Des Weiteren kann Methan direkt in das bestehende Erdgasnetz eingespeist werden und so eine sehr große Speicherkapazität nutzen (Sternner, 2009). In Österreich betrug die Speicherkapazität der auf österreichischem Bundesgebiet befindlichen Erdgasspeicher im Jahr 2007 etwa 169 PJ und sollte laut damaligen Prognosen bis 2011 auf etwa 233 PJ und bis 2015 auf etwa 317 PJ erweitert werden (Maurer, 2007).

3.4.2 Grunddaten – Stand der Technik

Die Herstellung von erneuerbarem Methan mittels Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen umfasst 2 wesentliche Transformationsschritte:

1. Elektrolytische Herstellung von H_2 (Elektrolyse)
2. Methanisierung von H_2 zu erneuerbarem Methan (Methanisierung)

Elektrolyse

Die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff lässt sich durch Formel 1 beschreiben und ist in Kapitel 3.3 erläutert. Der Nutzungsgrad der elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff bewegt sich zwischen 47 und 70 %.



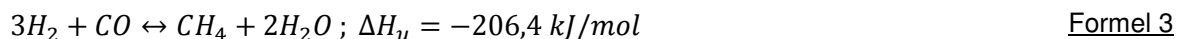
Methanisierung

Die Methanisierung ist Stand der Technik im Bereich der Kohlevergasung und ist Gegenstand von Forschungstätigkeiten im Bereich der Vergasung von Biomasse. Die energetische Effizienz der Methanisierung bewegt sich zwischen 75 und 85 % und ist ein katalytischer Prozess bei Temperaturen zwischen 180 und 350 °C und Drücken zwischen 1 und 100 bar. Die Methanisierung mittels CO_2 (Formel 4) ist eine Kombination aus dem endothermen Prozess der umgekehrten Wassergas-Shift-Reaktion (Formel 2) und dem exothermen Prozess der Methanisierung mit Kohlenmonoxid (CO) (Formel 3) (Sternier, 2009).

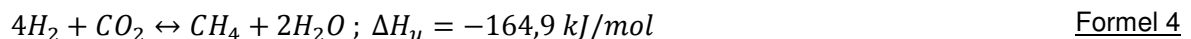
Prozess 1: umgekehrte Wassergas-Shift-Reaktion (endotherm):



Prozess 2: Kohlenmonoxid-Methanisierung (exotherm):



Gesamtreaktionsgleichung:



Als mögliche CO_2 -Quellen für die Methanisierung werden fossile Kraftwerke, CO_2 -Speicher (Carbon Capture Storage – CCS), Biogasanlagen und industrielle Prozesse und CO_2 aus der Luft untersucht (Sternier, 2009).

Neben der Erzeugung von erneuerbarem Methan aus H_2 und CO_2 wäre auch die Erzeugung von Dimethylether (C_2H_6O), erneuerbarem Kerosin ($C_{10}H_{22}$ bis $C_{16}H_{34}$) oder Fischer-Tropsch-Kraftstoffen möglich. In einem weiteren Schritt wäre auch die Herstellung von Methanol (CH_4O), Ethanol (C_2H_6O) und Ethylen (C_2H_4) möglich (Sternier, 2009).

Soll erneuerbares Methan zukünftig wieder verstromt werden ergibt sich über die elektrolytische Herstellung von Wasserstoff (Nutzungsgrad: 47-70 %), die Methanisierung (Nutzungsgrad: 75-85 %), eine etwaige Verdichtung (Nutzungsgrad: etwa 90 %) und eine Verstromung in einem Gas- und Dampfkraftwerk (elektrischer Nutzungsgrad: 58,5-60 %) ein Gesamtnutzungsgrad (Strom zu Strom) von etwa 18,5-32 %. In (Sternier, 2009) wird von einem Gesamtnutzungsgrad zwischen 28 und 45 % ausgegangen (unter Vernachlässigung etwaiger Verluste durch Transport und Verdichtung) (Sternier, 2009). Berücksichtigt man etwaige Verluste durch Transport und Verdichtung ergibt sich ein Gesamtnutzungsgrad (Strom zu Strom) von 20-35 %.

Das gewonnene erneuerbare Methan kann ins vorhandene Erdgasnetz eingespeist werden, wo es dann in Erdgasspeichern gespeichert wird und bei Bedarf über konventionelle thermische Kraftwerke (z.B. GuD-Kraftwerk oder BHKW) wieder verstromt werden kann (siehe Abbildung 7).

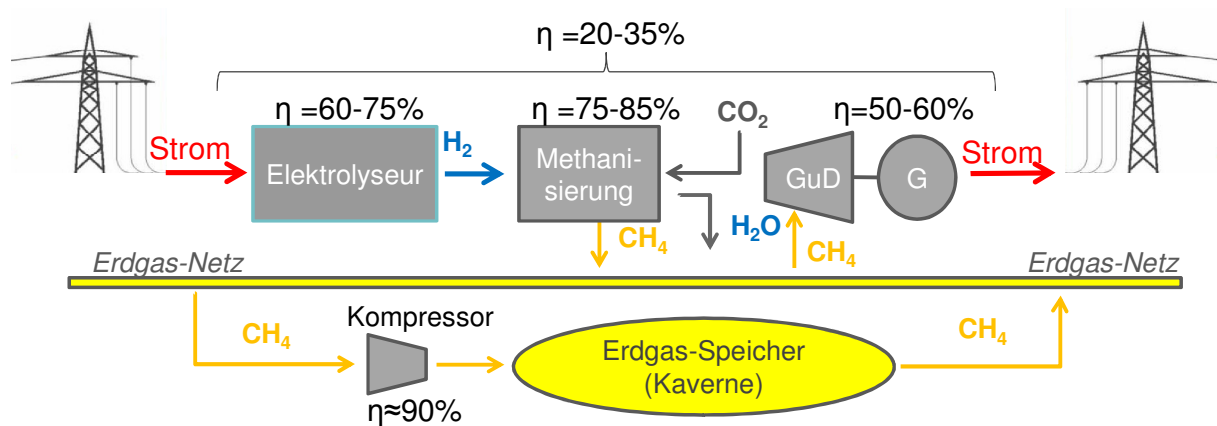


Abbildung 7: Funktionsdiagramm eines EE-CH₄ Speichers

Das Einsatzgebiet dieses Konzepts liegt in der großtechnischen Langzeitspeicherung fluktuierender erneuerbarer Erzeugung. Seine Stärke liegt darin, dass bei der Verwendung von Methan als Speichermedium auf eine vorhandene Infrastruktur mit sehr großer Speicherkapazität zurückgegriffen werden kann. Über das bestehende Erdgasnetz lassen sich auch große Energiemengen von den Erzeugungs- zu den Verbraucherzentren transportieren, wo sie dann in thermischen Kraftwerken verfeuert werden können. Diesen Vorteilen steht jedoch der geringe Nutzungsgrad von nur etwa 20-35 % gegenüber.

Tabelle 10 zeigt einen Überblick über die wesentlichen Merkmale von erneuerbarem Methan, die Herstellungseffizienz mittels Elektrolyse und Methanisierung und die Rückverstromungseffizienz in einem Gas- und Dampfkraftwerk.

Tabelle 10: Übersicht Stand der Technik erneuerbares Methan als Energiespeicher

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Gravimetrische Energiedichte [kWh/kg]	13,9	Recknagel et al., 2004
Volumetrische Energiedichte [kWh/Nm ³]	9,9	Recknagel et al., 2004
Nutzungsgrad Elektrolyse [%]	60-70	Wietschel et al., 2010
Nutzungsgrad Methanisierung [%]	75-85	Sterner, 2009
Elektrischer Nutzungsgrad – Verstromung GuD-Kraftwerk	50-60	Wietschel et al., 2010
Nutzungsgrad "Strom – Speicherung (Verdichtung) - Strom" [%]	20-35	eigene Berechnungen; durch Addition der jeweils oberen und unteren Nutzungsgrade errechnet

3.4.3 Einsatzbereiche

Erneuerbares Methan kann im Bereich der Energietechnik ähnlich wie Erdgas vielseitig eingesetzt werden. Mögliche Anwendungen sind hier:

- Erzeugung von elektrischer und/oder thermischer Energie mit:
 - Brennstoffzelle
 - Verbrennungsmotor
 - Gasturbine
 - Gas- und Dampfturbinen
- Erzeugung mechanischer Energie für Transportanwendungen

3.5 Zusammenfassung Brennstoffe als Energiespeicher

Brennstoffe stellen als chemische Energiespeicher eine einfache Art der Energiespeicherung dar. Brennstoffe können flexibel und bedarfsgerecht eingesetzt zu werden. Neben fossilen (z.B. Heizöl) und biogenen Brennstoffen (z.B. Hackgut, Biogas) können auch neue Brennstoffe (z.B. Wasserstoff, erneuerbares Methan) zur bedarfsgerechten Bereitstellung von elektrischer, thermischer und mechanischer Energie energiewirtschaftlich interessant sein.

Die Erzeugung von erneuerbarem Methan aus Strom und die großen Speicherkapazitäten der österreichischen Erdgasspeicher, die zukünftig zur Speicherung herangezogen werden könnten, bieten großes Potential. Neben den Kosten wird der Nutzungsgrad entscheidend sein, ob dieses Konzept energiewirtschaftlich Bedeutung erlangen kann. Hinsichtlich ihrer sozialen Akzeptanz sind Brennstoffe allgemein anerkannt. Die durch die Nutzung fossiler Brennstoffe verursachten Emissionen, z.B. Treibhausgasen und Schadstoffen, ist jedoch zu berücksichtigen.

4 Elektrische Energiespeicher

Zur Speicherung von elektrischer Energie und den damit verbundenen unterschiedlichen Einsatzbereichen kommen verschiedene Energiespeicher in Frage. Im vorliegenden Kapitel wird auf bereits bewährte elektrische Energiespeicher sowie mögliche zukünftige elektrische Energiespeicher eingegangen. Dies erfolgt über die Darstellung des Stands der Technik, die Funktionsweise, die Einsatzbereiche und zukünftige Entwicklungspotentiale dieser elektrischen Energiespeicher.

4.1 Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke sind bewährte Energiespeicher in der Elektrizitätswirtschaft und werden seit Jahrzehnten eingesetzt. Ihr Bau ist jedoch mit erheblichen Eingriffen in die Natur verbunden und stößt des Öfteren auf Widerstand in der Bevölkerung.

4.1.1 Grunddaten – Stand der Technik

Pumpspeicherkraftwerke sind Wasserkraftwerke, die über ein Ober- und ein Unterwasserbecken verfügen. Die Speicherung von elektrischer Energie erfolgt durch das Pumpen von Wasser aus dem Unterwasser- in das Oberwasserbecken (Abbildung 8). Auf diese Weise wird elektrische Energie in potentieller Energie gespeichert. Wird die gespeicherte Energie benötigt, strömt das Speichermedium Wasser aus dem Oberwasserbecken in das tiefer liegende Unterwasserbecken. Dabei durchströmt das Wasser eine Turbine die einen Generator antreibt, welcher die in der Turbine erzeugte mechanische Energie in elektrische Energie umwandelt (Rummich, 2009). Tabelle 11 zeigt einen Überblick über den Stand der Technik bei Pumpspeicherkraftwerken mit sämtlichen relevanten Parametern.

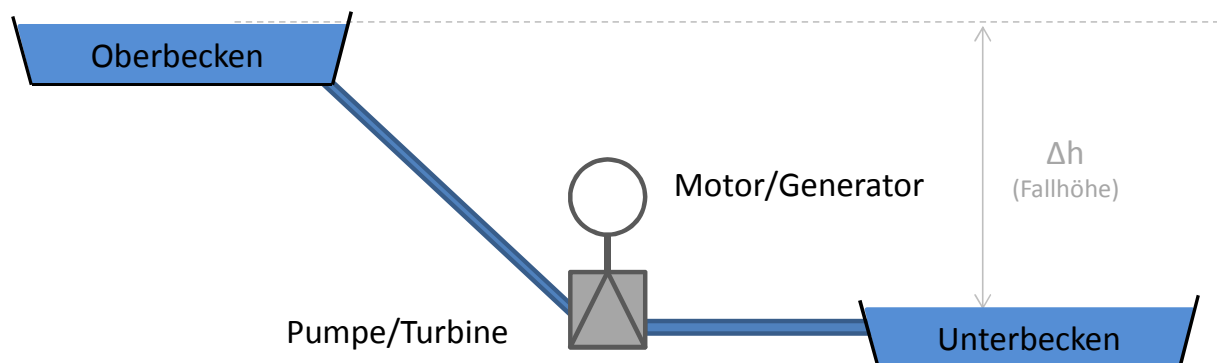


Abbildung 8: Pumpspeicher - schematische Darstellung

Tabelle 11: Übersicht Stand der Technik Pumpspeicherkraftwerke

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Typischer Leistungsbereich [MW]	20–2.000	Marriyappan et al., 2004
Energiedichte bei 300 m Fallhöhe [kWh/m³]	0,8	Eigene Berechnungen
Nutzungsgrad [%]	65-80	Ibrahim et al., 2008
Typische Speicherdauer	Stunden, Tage, Wochen, Monate	Kaltschmitt et al., 2009
Speicherverluste [%/Tag]	Verdampfung vom Klima abhängig	

Der wesentliche Vorteil von Pumpspeicherkraftwerken ist, dass sie eine etablierte Technologie im Bereich der großtechnischen Energiespeicherung sind und verhältnismäßig hohe Nutzungsgrade im Bereich von 65-80 % aufweisen (Ibrahim et al., 2008).

Ein wesentlicher Nachteil von Pumpspeicherkraftwerken ist die Abhängigkeit von topographischen Verhältnissen, um ausreichende große Fallhöhen und Speichervolumina zu erreichen (Oertel, 2008).

4.1.2 Einsatzbereiche

Pumpspeicherkraftwerke werden vorrangig zum Ausgleich der vom prognostizierten Tagesbedarf abweichenden Leistung im Stromnetz und zum Stromhandel eingesetzt (Sauer, 2006). Des Weiteren können sie innerhalb einer Minute aus dem Stillstand auf die maximale Generatorleistung hochgefahren werden (Wagner, 2003) und als Regelkraftwerke zur Frequenz- und Spannungshaltung des Stromnetzes sowie auch zum Lastausgleich eingesetzt werden (Kaltschmitt et al., 2009). Die Maschinensätze können innerhalb weniger Sekunden aus dem Pump- in den Turbinenbetrieb umgeschaltet werden (Strobl et al., 2006) und sich so auf rasch wechselnde Bedingungen einstellen.

4.1.3 Investitionskosten

Da die Investitionskosten für ein Pumpspeicherkraftwerk vor allem von seiner Gesamtleistung abhängen, werden meist leistungsbezogene Kosten angegeben. Abbildung 9 zeigt die Investitionskosten und die Leistung einiger internationaler Pumpspeicherprojekte. Die Kosten liegen bei den meisten Projekten zwischen 500 €/kW und 1.000 €/kW, aber es gibt auch Projekte mit deutlich höheren Kosten (Deane et al. 2010). Diese Unterschiede sind einerseits auf die Auslegung des Speichervolumens und somit der Kapazität des Speichers (Tages- oder Wochenspeicher), andererseits auf die topographischen Voraussetzungen vor Ort zurückzuführen. Bei einigen der Projekte mit niedrigen Investitionskosten handelt es sich um Erweiterungen vorhandener Anlagen (z.B. der Adaptierung eines Speicherkraftwerks zu einem Pumpspeicherkraftwerk), während die Anlagen mit hohen Investitionskosten meist Neuerrichtungen sind. Insgesamt lässt sich aus diesen Werten eine Spanne von Investitionskosten für Pumpspeicherkraftwerke zwischen 500 €/kW und 1.500 €/kW ableiten.

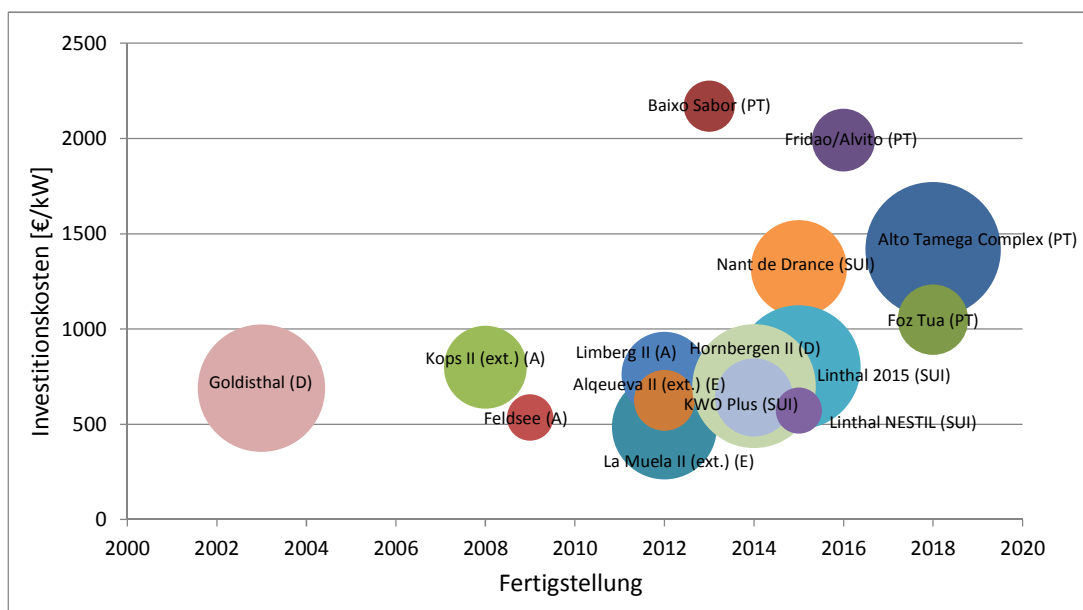


Abbildung 9: Investitionskosten und Leistung internationale Pumpspeicherprojekte (Blasengröße = Leistung)

Datenquelle: Deane et al. 2010

4.1.4 Zukünftiges Entwicklungspotential

In Japan wird statt Süßwasser bereits Salzwasser in Pumpspeicherkraftwerken eingesetzt, um die Höhenunterschiede an Steilküsten zu nützen. Daraus sollen Erfahrungen in Bezug auf die eingesetzte Technik und mögliche Umweltbeeinträchtigungen gewonnen werden. Auch die Nutzung von unterirdischen Speicherseen wäre eine mögliche Alternative, dabei würde ein künstlicher oder bestehender See oberirdisch als Oberbecken fungieren und das Unterbecken würde unterirdisch künstlich angelegt bzw. würden aufgelassene Bergwerke genutzt werden (Oertel, 2008). Eine weitere Möglichkeit wäre die Nutzung von aufgelassenen Tagebauten (Schulz et al., 2010). Des Weiteren gibt es auch technische Potentiale und Erfordernisse, die es in Bezug auf klassische Pumpspeicherkraftwerke zu berücksichtigen gilt (Nackler, 2010):

1. Nutzung bestehender Speicherkraftwerke als Pumpspeicherkraftwerke durch den Zubau einer Pumpe
2. Ausnutzung von bestehenden Speicherseen für Pumpspeicherkraftwerke, durch die Verbindung dieser (z.B. Limberg II)
3. Nutzung von bestehenden Flusstauungen als Unterwasserspeicher und den Zubau von Oberwasserbecken (Projekte an der Donau , Traun)
4. Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken an Flüssen und Laufwasserkraftwerksstufen bzw. Seen als Oberwasser und unterirdische Unterwasserbecken (mehrere 100 m tief in der Erde)

4.2 Druckluftspeicherkraftwerke

In den nachfolgenden Kapiteln wird auf den Stand der Technik der Druckluftspeicherkraftwerke, die möglichen Einsatzbereiche und deren Entwicklungspotentiale eingegangen.

4.2.1 Grunddaten – Stand der Technik

Druckluftspeicherkraftwerke stellen eine interessante Alternative zu Pumpspeicherkraftwerken dar, zumal die sichtbaren Eingriffe in die Natur weniger sichtbar sind. Bei diabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Compressed Air Energy Storage - CAES) handelt es sich im Prinzip um herkömmliche Gasturbinen-Spitzenlastkraftwerke. Mit Hilfe von überschüssiger elektrischer Energie wird ein Motor und in weiterer Folge ein Kompressor angetrieben, der Luft verdichtet und anschließend in einen Speicher leitet (Crotagino, 2003). Die Luft wird bei etwa 50-70 bar gespeichert (Oertel, 2008). Die bei der Kompression entstehende Wärme wird ungenutzt abgeführt. Als Speicher kommen zumeist Formationen im Untergrund in Frage, wie zum Beispiel Salzkavernen, Aquifer-Strukturen und aufgelassene Bergwerke. Je nach Bedarf wird die komprimierte Luft aus dem Speicher entnommen und einer Gasturbine zugeführt (Crotagino, 2003). Die aus dem Speicher, entnommene Luft muss durch die Zugabe eines Brennstoffes (Erdgas) wieder erhitzt werden (BINE, 2007), um einem Vereisen der Turbine entgegenzuwirken (Oertel, 2008). Abbildung 10 zeigt eine schematische Darstellung eines diabaten Druckluftspeichers. Da Erdgasspeicher auch ausgesolte Salzkavernen nutzen, kann es hier zukünftig zu einer Nutzungskonkurrenz mit Druckluftspeicherkraftwerken kommen (Wietschel et al., 2010). Von einer Nutzungskonkurrenz zwischen Druckluftspeicherkraftwerken und der Speicherung von abgeschiedenem CO₂ wird nicht ausgegangen, da die Speicherung von CO₂ in größeren Tiefen von etwa 800 m erfolgen sollte (Oertel, 2008).

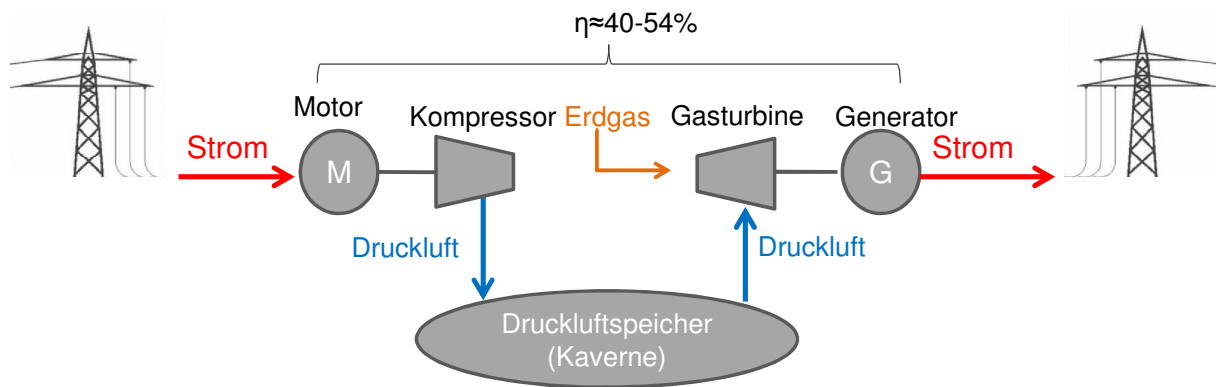


Abbildung 10: Diabater Druckluftspeicher CAES - schematische Darstellung

In Tabelle 12 sind die wesentlichen Parameter von diabaten Druckluftspeicherkraftwerken ersichtlich.

Tabelle 12: Übersicht Stand der Technik diabate Druckluftspeicherkraftwerke

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Typischer Leistungsbereich [MW]	25-2,500	Marriyappan et al., 2004
Energiedichte bei 20 bar [kWh/Nm ³]	3	Oertel, 2008
Nutzungsgrad (Strom-Luft-Strom) [%]	40-54	BINE, 2007
Typische Speicherdauer	Stunden-Tage	Wietschel et al., 2010
Speicherverluste [%/Tag]	0 (sehr gering)	Wietschel et al., 2010
Typische Entladedauer bei Nennleistung [Stunden]	2-24	Marriyappan et al., 2004

Des Weiteren weisen Druckluftspeicherkraftwerke vernachlässigbare, geringe Leckagen auf. Vor allem bei der Verwendung von Salzkavernen als Speicher sind diese sehr gering (Gandy, 2002). Ein Nachteil von CAES-Kraftwerken ist, wie aus Tabelle 12 hervorgeht, dass die derzeit möglichen Nutzungsgrade von diabaten Druckluftspeicherkraftwerken im Bereich von etwa 54 % liegen und somit deutlich unter dem von Pumpspeicherkraftwerken. Des Weiteren benötigen diabate Druckluftspeicherkraftwerke eine Zu-Feuerung mit Erdgas, was wiederum zu Emissionen führt.

4.2.2 Einsatzbereiche

Die gespeicherte Energie von Druckluftspeicherkraftwerken steht bereits nach 10 Minuten mit voller Leistung zur Verfügung (Crotogino, 2003). Generell kommen Druckluftspeicherkraftwerke für dieselben Einsatzbereiche wie Pumpspeicherkraftwerke in Frage.

4.2.3 Zukünftiges Entwicklungspotential

Die Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken (Advanced Adiabatic-Compressed Air Energy Storage – AA-CAES) soll den niedrigen Nutzungsgraden von diabaten Druckluftspeicherkraftwerken entgegenwirken. Dabei werden Nutzungsgradverluste durch adiabate Druckluftspeicherung reduziert. Neben der Luft wird bei adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken die bei der Kompression entstehende Wärme adiabatisch zwischengespeichert und bei Entnahme der gespeicherten Luft wieder zugeführt (Abbildung 11). Auf diese Weise kann auf den Einsatz von Erdgas gänzlich verzichtet und Nutzungsgrade von bis zu 70 % können erreicht werden. Bisher ist noch kein

Druckluftspeicherkraftwerk dieser Art in Betrieb, jedoch wird die Entwicklung intensiv vorangetrieben (BINE, 2007).

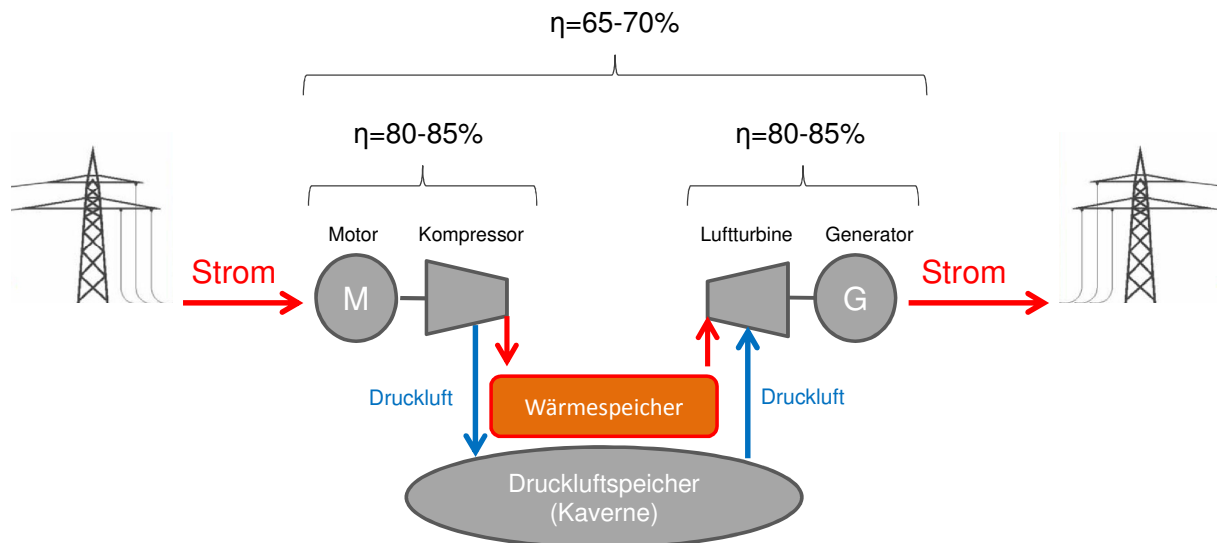


Abbildung 11: Adiabate Druckluftspeicher AA-CAES - schematische Darstellung

Die Errichtung eines adiabaten Druckluftspeicherkraftwerks hängt von der Komponenten- und Prozessentwicklung in den Bereichen der Wärmespeicherung, Kompressor- und Luftturbintechnik ab (BINE, 2007). Kompressoren müssen Temperaturen von etwa 650 °C und Drücken von 100-200 bar standhalten und kurze Anfahrzeiten garantieren. Die derzeit verfügbaren Kompressoren erfüllen diese Anforderungen nicht. Für die Speicherung, der bei der Kompression entstehenden Wärme mit einem Temperaturniveau von 50-650 °C, kommen derzeit sensible Wärmespeicher, wie z.B. Feststoffspeicher (z.B. Beton, Naturstein) oder Flüssigspeicher (z.B. Öle, Flüssigsalze), in Frage. Thermochemische Speicher und Phasenwechselmedien sind aufgrund der hohen Temperaturniveaus nicht geeignet (INT, 2009). Wesentliche kritische Punkte bei der Entwicklung von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken sind (Wietschel et al., 2010):

1. Entwicklung adiabater Verdichter (Material, Materialbeanspruchung, Rotordynamik),
2. Untersuchung der Druckwechselfestigkeit von Kavernen,
3. Entwicklung kostengünstiger und druckfester nicht abrasiver Hochtemperaturspeicher,
4. Thermodynamische Optimierung der Druckluftspeicherkraftwerke hinsichtlich thermischer Speicherung und
5. Entwicklung alternativer Anlagenlayouts von adiabaten Druckluftspeicherkraftwerken für den Einsatz von marktnahen Kompressor- und Turbinentechnologien.

4.2.4 Investitionskosten

Da bis heute noch keine AA-CAES realisiert wurden können die Investitionskosten nur geschätzt werden. Aufgrund des ähnlichen Aufbaus können die Kosten des CAES teilweise als Referenz herangezogen werden. Weltweit wurden bis dato erst zwei diabate Druckluftspeicherkraftwerke realisiert. Bei Abschätzungen der Investitionskosten muss daher auf die Kosten dieser Anlagen zurückgegriffen werden bzw. auf Einschätzungen von Experten vertraut werden. Beide diabaten CAES wiesen Investitionskosten in der Höhe von etwa 500 \$/kW auf (US Dollar 2010) (Sameniego Seta 2010). Schätzungen bezüglich aktueller Investitionskosten von diabaten CAES bezogen auf Europa schwanken zwischen

600 und 1000 €/kW (Mauch 2009; Wietschel 2010). Die Bandbreite ergibt sich vor allem aus den Unsicherheiten bezüglich der Gegebenheiten am Standort. Dies betrifft vor allem die Fragen, ob bereits eine Kaverne vorhanden ist, welches Kavernenvolumen angestrebt wird, und welche bergbaulichen Maßnahmen für eine Nutzung als Speicher noch erforderlich sind.

Der Hauptunterschied zwischen CAES und AA-CAES besteht im thermischen Speicher. In Anbetracht der oben beschriebene Komplexität dieser Komponente muss hier mit deutlich höheren Investitionskosten gegenüber diabaten Systemen gerechnet werden.

4.3 Schwungradspeicher

Schwungradspeicher sind im Gegensatz zu Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerken wesentlich kleinere Energiespeicher und eignen sich für die kurzfristige Bereitstellung hoher Leistungen. Nachfolgend wird auf den Stand der Technik, die Einsatzbereiche und die zukünftigen Entwicklungspotentiale von Schwungradspeichern eingegangen.

4.3.1 Grunddaten – Stand der Technik

Schwungradspeicher (Flywheel Energy Storage Systems, FESS) speichern elektrische Energie in kinetischer Energie (Abbildung 12). Beim Ladevorgang wird das Schwungrad mit Hilfe eines Elektromotors in Bewegung versetzt. Beim Entladevorgang dient der Motor als Generator und wird vom Schwungrad angetrieben, auf diese Weise wird die Bewegungsenergie des Körpers wieder in elektrische Energie umgewandelt (Oertel, 2008). Speicherverluste treten in Form von Drehzahlverminderungen, wie z.B. durch Reibungsverluste (Lagerreibungsverluste, Gasreibung), auf (Rummich, 2009).

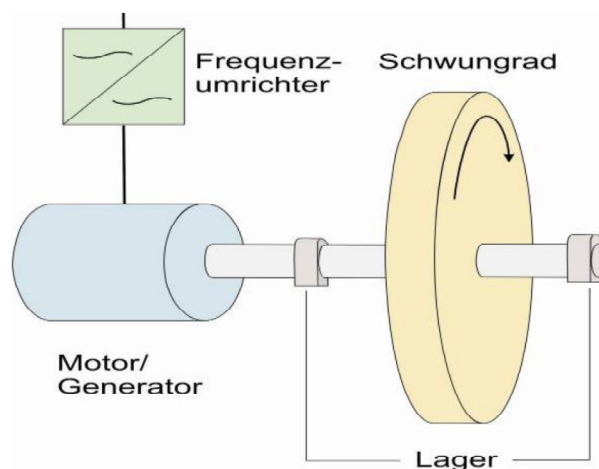


Abbildung 12: Prinzip eines Schwungradspeichers

Quelle: (INT, 2009)

Tabelle 13 zeigt einen Überblick über den Stand der Technik bei Schwungradspeichern mit sämtlichen relevanten Parametern.

Tabelle 13: Übersicht Stand der Technik Schwungradspeicher

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Typischer Leistungsbereich [MW]	0,005-3	Marriyappan et al., 2004
Energiedichte [kWh/m³]	7,5-25	Wietschel et al., 2010
Nutzungsgrad [%]	85-95	Marriyappan et al., 2004
Typische Speicherdauer	Sekunden-Minuten	Oertel, 2008
Speicherverluste [%/Tag]	bis zu 100	Wietschel et al., 2010
Typische Entladedauer bei Nennleistung	Sekunden bis Minuten	Wietschel et al., 2010
Lebensdauer [Jahre]	20	Marriyappan et al., 2004

Die Nutzungsgrade für Schwungradspeicher werden bei der Kurzzeitspeicherung mit 90-95 % angegeben (BINE, 2003). Als Low-Speed-Flywheels bezeichnet man Stahlrotoren die mit 5.000 bis 10.000 Umdrehungen pro Minute betrieben werden. Als High-Speed-Flywheels werden Rotoren aus Verbundwerkstoffen bezeichnet. Diese werden in Vakuumkammern zur Vermeidung von Luftreibung gelagert und erreichen bis zu 100.000 Umdrehungen pro Minute (Oertel, 2008).

Im mobilen Bereich werden Schwungräder zur Nutzung der Bremsenergie eingesetzt. Diese gespeicherte Energie wird beim Anfahren oder Beschleunigen genutzt. Auf diese Weise lässt sich der hauptsächlich im Betrieb befindliche Verbrennungsmotor kleiner dimensionieren und im optimalen Arbeitsbereich betreiben, wodurch Kraftstoff eingespart werden kann (Rummich, 2009). Wesentliche Nachteile in Bezug auf die Langzeitspeicherung ergeben sich aus den relativ hohen Stand-by-Verlusten (Nichtinanspruchnahme der gespeicherten Energie), die bis zu 20 % betragen können (BINE, 2003).

4.3.2 Einsatzbereiche

Da die Zugriffszeit von Schwungradspeichern im Bereich von Millisekunden liegt eignen sich diese sehr gut zur Glättung von Leistungs- und Lastschwankungen, sowie für die Bereitstellung von Lastspitzen zur Leistungsüberbrückung (BINE, 2003). Des Weiteren eignen sich Schwungradspeicher als Kurzzeitspeicher und weisen eine sehr gute Tiefenentladung auf (Oertel, 2008).

4.3.3 Zukünftiges Entwicklungspotential

Nachfolgende Formel 5 zeigt, dass der Energieinhalt einer rotierenden Masse mit dem Quadrat der Winkelgeschwindigkeit ω zunimmt (BINE, 2003).

$$E_k = \frac{1}{2} \cdot J \omega^2$$

Formel 5

E_k kinetische Energie [kg m²/s²]
 J Trägheitsmoment [kg m²]
 ω Winkelgeschwindigkeit [rad/s]

Für eine Erhöhung der speicherbaren Energiemenge ist daher eine Erhöhung der Umdrehungszahlen effektiver, als eine Erhöhung der eingesetzten Schwungmasse. Aufgrund dieser Tatsache werden zunehmend Materialien mit hoher Zugfestigkeit bei

gleichzeitig geringer Dichte, wie z.B. Verbundwerkstoffe als Schwungmassen, eingesetzt (BINE, 2003).

Ein weiterer wichtiger Punkt in der Optimierung der Schwungradspeicher ist die Minimierung von Lagerverlusten. Bisher wurden oft mechanische Gleit- bzw. Walzlager eingesetzt, diese werden zunehmend durch berührungslose Lager, wie zum Beispiel Magnetlager, ersetzt. Die Lagerverluste liegen bei Magnetlagern um den Faktor 5-20 niedriger als bei konventionellen Lagern (Oertel, 2008).

Zukünftig wird auch die Integration von Schwungradsystemen („Smart Energy Matrix“) im Stromnetz geplant. Überlegungen gehen dahin, als Basiseinheit ein 100 kW Schwungrad zu wählen und bis zu 10 dieser Einheiten in einem Container zusammenzufassen und so 1 MW Leistung bereitzustellen. Selbst große Hallen mit bis zu 20 MW Leistung sind angedacht (INT, 2009).

4.4 Elektrochemische Energiespeicher

Im Folgenden wird ein Überblick über die unterschiedlichen elektrochemischen Energiespeicher, sowie deren Stand der Technik, Einsatzgebiete und allgemeine Entwicklungspotentiale gegeben.

4.4.1 Überblick

Der Aufbau von elektrochemischen Energiespeichern besteht meist aus Einzelzellen mit gleichen elektrochemischen Eigenschaften, die entweder zur Steigerung der Spannung in Serie oder zur Steigerung der Stromstärke parallel zu einer Batterie verschaltet sind (Rummich, 2009). Elektrochemische Energiespeicher bestehen aus folgenden galvanischen Elementen (INT; 2009):

- Elektroden:
 - Anode (-Pol)
 - Kathode (+Pol)
- Elektrolyt

Bei elektrochemischen Energiespeichern unterscheidet man zwischen Primär- und Sekundärbatterien und Brennstoffzellen.

Primär-Batterien (klassische Batterien)

Primär-Batterien speichern die chemische Energie in Form von aktiver Masse in den Elektroden. Bei der Entladung dieser erfolgt eine nicht wieder umkehrbare Umwandlung in elektrische Energie. Die Reaktionsprodukte können nicht mehr durch die Zufuhr von elektrischer Energie (Ladung) in chemische Speicherenergie rückgeführt werden. Jedoch gibt es bereits Bestrebungen diesen Prozess zu ermöglichen (siehe Alkali-Mangan-Zelle) (Rummich, 2009).

Sekundär-Batterien

Bei Sekundär-Batterien (Batterien) wird die zugeführte elektrische Energie vorwiegend in Form von chemischer Energie gespeichert. Diese sind dann in Form von chemischen Verbindungen (meistens als aktive Massen in den Elektroden) gespeichert. Zink-Brom Batterien speichern die ihnen zugeführte elektrische Energie nicht als aktive Masse in der Kathode, da sich das flüssige Brom außerhalb der Zellen befindet und bei Bedarf dem Elektrolyt zugeführt wird. Bei Redox-Flow-Batterien werden die Reaktanten für Elektroden außerhalb der Zellen gespeichert. Bei der Entladung von Sekundär-Batterien wird die gespeicherte chemische Energie in elektrische Energie umgewandelt. Da die Vorgänge bei

der Entladung überwiegend reversibel erfolgen, kann den Sekundär-Batterien nach der Entladung wieder elektrische Energie zugeführt werden (Rummich, 2009).

Bei Sekundär-Batterien unterscheidet man zwischen einer Vielzahl von unterschiedlichen elektrochemischen Energiespeichertypen. Im Wesentlichen sind das (INT, 2009):

- Blei-Säure-Batterien (Pb-Säure-Batterien)
- Nickelbasierte-Batterien
 - Nickel-Cadmium Batterie (NiCd-Batterien)
 - Nickel-Metallhydrid Batterien (NiMH-Batterien)
 - Nickel-Zink Batterien (Ni-Zn-Batterien)
- Lithium-Ionenbasierte-Batterien
 - Lithium-Polymer-Batterien
 - Lithium-Titanat-Batterien
 - Nano-Phosphat-Lithium-Ion-Batterien (LiFePO_4)
- Hochtemperatur-Batterien
 - Natrium-Nickelchlorid-Batterien (Na-NiCl-Batterien, ZEBRA-Batterien)
 - Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien)
- Redox-Flow-Batterien
 - Vanadium-Redox-Flow-Batterien (VRB)
 - Vanadium-Brom-Redox-Flow-Batterien (VBRB)
 - Natrium-Polysulfid-Bromid Batterie (Regenesys)
- Hybrid-Flow-Batterien
 - Zink-Brom-Batterien (Zn-Br-Batterien)
 - Cer-Zink-Batterien
- Metall-Luft-Batterien

4.4.2 Grunddaten – Stand der Technik

Die Vielzahl an elektrochemischen Energiespeichern unterscheidet sich hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften und Rahmenbedingungen. Tabelle 14 gibt einen Überblick über den Stand der Technik der unterschiedlichen elektrochemischen Energiespeicher. An dieser Stelle sei angemerkt, dass es sich hierbei nur um eine „Momentaufnahme“ handelt, da die Entwicklungen und Innovationen im Bereich der elektrochemischen Energiespeicher sehr rasch stattfinden.

Tabelle 14: Übersicht Stand der Technik elektrochemische Energiespeicher
Datenquelle: (nach INT 2009; Rummich, 2009; Oertel, 2008)

	Blei-Säure	Ni-Cd	Ni-MH	Ni-Zn	Li-Ion allgemein	Na-NiCl (Zebra)	Na/S	Redox-Flow allgemein	Zn-Luft
Gravimetrische Energiedichte [Wh/kg]	30-50 20-45	45-80 25-40	60-120 55-85	60	110-160 90-160	80-100 90-100	130	15-25	200-300
Volumetrische Energiedichte [Wh/l]	60-95	35-100 135	135	170	200-300		80-100	20-33	250-300
Gravimetrische Leistungsdichte [W/kg]	100	600	750 / 600	>900	1350	109 90-155 170	90-110		70
Zyklenzahl [80%-Nennkapazität]	200-300 stationär ~2.000	1.000- 4.000 100-800	300-500 100-800	100- 500	300-500 500-1.200	600 1.700 ~3.700	>1.000 2.500	>10.000 >16.000	300
Selbstentladung [% pro Monat]	5%	5-20%	30%		10% 5-10% (20°C)				
Ladefaktor [%]	80-90%	57% ~70%	~70%		90-95%	91%	85%	72%	50%
Arbeitstemperatur [°C]	-40-60	15-60 -20-60	0-50	-20-60		280-330	285-380		-20-60

4.4.2.1 Blei-Säure-Batterien

Blei-Säure-Batterien sind die am weitest verbreiteten elektrochemischen Energiespeicher, seit über 100 Jahren bekannt und technisch ausgereift. Sie bestehen aus einer negativen Elektrode, die im geladenen Zustand aus feinverteiltem metallischen und porösem Blei (Pb) (zu Massenplatten gepresst) besteht. Die positive Elektrode ist meist in röhrenförmigen Platten aus perforiertem Kunststoff eingebettet und besteht aus Bleioxid (PbO_2). Zwischen den Elektroden befinden sich Separatoren um Kurzschlüsse zu verhindern. Als Elektrolyt wird Wasser mit verdünnter Schwefelsäure (H_2SO_4) eingesetzt. Beim Entladeprozess bildet sich aus den aktiven Massen Bleisulfat (PbSO_4) und Wasser wodurch die Säuredichte vermindert wird (Gesamtreaktion: $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2 \text{H}_2\text{SO}_4 \leftrightarrow 2 \text{PbSO}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} + \text{elektrische Energie}$). Am Ende der Ladung einer Blei-Säure Batterie wird die sogenannte Gasungsspannung (etwa 2,4 V) erreicht, dadurch erfolgt bei der klassischen Blei-Säure Batterie eine teilweise Elektrolyse und somit ein teilweiser Verbrauch des Wassers. Hier ist besonders auf gute Belüftung während des Ladevorgangs zu achten, da sich Knallgas bilden kann. Nach mehreren Lade-Entladezyklen ist der gesunkene Elektrolytspiegel durch Nachfüllen von destilliertem Wasser auszugleichen (Rummich, 2009).

Neben den Bautypen mit flüssigen Elektrolyten werden auch Bauformen mit festgelegten Elektrolyten verwendet, dabei wird das eingesetzte Elektrolyt in Gelform (Gelbatterie) oder in einem Glasfasergewebe zwischen den Elektroden (Vliesbatterie bzw. AGM-Batterie – Absorbent Glass Mat) fixiert. Diese Typen weisen zwar geringere Energie- und Leistungsdichten auf, jedoch kann bei diesen kein Elektrolyt ausfließen und selbst bei Überladung kommt es zu keiner Knallgasbildung. Des Weiteren entfällt das Nachfüllen von Wasser, da der bei der Ladung an der positiven Elektrode gebildete Sauerstoff durch die entstehenden Kanäle des Elektrolytträgers zur negativen Elektrode diffundieren kann und dort wieder Wasser bildet. Heute werden aus Sicherheitsgründen bereits ventilregulierte Blei-Säure-Batterien (Valve Regulated Lead Acid – VRLA) angeboten. Diese besitzen ein Überdruckventil für den Fall zu hoher Ladeströme und dadurch bedingter Überhitzung des Elektrolyten (Rummich, 2009).

Vorteilhaft bei Blei-Säure-Batterien ist, dass sie bei hohen Spannungen eine hohe Belastbarkeit aufweisen, sehr wartungsarm sind, fast vollständig wiederverwertet werden können, keinen Memory-Effekt und nur geringe Selbstentladung aufweisen. Ein Nachteil bei Blei-Säure-Batterien ist, dass sie nicht schnellladefähig sind, hohes Gewicht aufweisen, lange Ladezeiten (14-16 h) haben und gegenüber hohen Temperaturen (über 45 °C) sowie gegenüber Tiefenentladung empfindlich reagieren (Oertel, 2008).

4.4.2.2 Nickelbasierte-Batterien

Nickelbasierte-Batterien wurden entwickelt um eine Alternative zu den schweren Blei-Säure-Batterien zu haben. Nickelbasierte Batterien sind heute wie Blei-Säure-Batterien Stand der Technik und werden sehr breit eingesetzt. Im Wesentlichen ist hier zwischen den Nickel-Cadmium-, der Nickel-Metallhydrid- und der Nickel-Zink-Batterien zu unterscheiden (Oertel, 2008).

Nickel-Cadmium-Batterien

Nickel-Cadmium-Batterien bestehen in geladenem Zustand aus Kathodenplatten, die mit Nickel(III)-oxidhydroxid ($\text{NiO}(\text{OH})$) beladen sind und aus Anodenplatten mit fein verteiltem Cadmium. Als Elektrolyt wird meist Kalilauge eingesetzt. Der elektrische Strom wird bei einer geladenen Nickel-Cadmium-Batterie über eine Redoxreaktion ($2 \text{NiO}(\text{OH}) + \text{Cd} + 2 \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow 2 \text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{Cd}(\text{OH})_2 + \text{elektrische Energie}$) gewonnen. Nickel-Cadmium-Batterien weisen eine hohe Lebensdauer, eine hohe Zyklenanzahl, hohe elektrische Leistung sowie schnelles Laden auf und sind in einem breiten Temperaturbereich einsetzbar. Wesentlicher Nachteil

ist, dass sie aus dem giftigen Schwermetall Cadmium bestehen. Des Weiteren weisen sie einen Memory-Effekt auf und bei häufiger Teilentladung verringert sich die Kapazität. Haupteinsatzgebiete sind elektrische Werkzeuge, Mobiltelefone und Laptops (INT, 2009).

Nickel-Metallhydrid-Batterien

Nickel-Metallhydrid-Batterien wurden als Ersatz für Nickel-Cadmium-Batterien entwickelt, da sie sich nicht aus giftigen Bestandteilen zusammensetzen. Jedoch sind sie im Aufbau der Kathode ident (NiO(OH)-Elektrode). An der Anode kommt statt Cadmium Wasserstoff und Nickel oder ein Seltenerd-Metall als aktives Material zum Einsatz ($\text{MH} + \text{NiOOH} \leftrightarrow \text{Ni(OH)}_2 + \text{M} + \text{elektrische Energie}$; M...Metall-Legierung). Gegenüber Nickel-Cadmium-Batterien weisen Nickel-Metallhydrid-Batterien 30-50 % höhere Energiedichten auf, sind einfacher zu entsorgen (INT; 2009) und weisen keinen merklichen Memory-Effekt auf (Rummich, 2009). Jedoch reagieren Nickel-Metallhydrid-Batterien empfindlich auf Überladung, Überhitzung und falsche Polung. Des Weiteren weisen sie eine hohe Selbstentladungsrate auf und verlieren bei tiefen Temperaturen deutlich an Leistung (INT, 2009).

Nickel-Zink-Batterien

Bei Nickel-Zink-Batterien besteht die Anode aus einer Nickelelektrode und alkalischem Elektrolyt und die Kathode besteht aus Zink ($\text{H}_2\text{O} + \text{Zn} + 2\text{NiOOH} \leftrightarrow \text{ZnO} + 2\text{Ni(OH)}_2 + \text{elektrische Energie}$). Vorteile der Nickel-Zink-Batterien sind die bessere Umweltverträglichkeit und die im Vergleich zu Nickel-Cadmium-Batterien höheren Leistungs- und Energiedichten. Des Weiteren lassen sich Nickel-Zink-Batterien sehr schnell laden, wodurch die Batterie für hohe Zyklenfolgen geeignet ist (INT, 2009).

4.4.2.3 Lithium-Ionenbasierte-Batterien

Lithium ist ein hochreaktives Element, das als Anodenmaterial eingesetzt wird. Es darf jedoch nicht mit wässrigen Elektrolyten kombiniert werden, da es zu heftigen Reaktionen kommt (Oertel, 2008). Aufgrund seiner hohen Reaktivität und der hohen Energiedichten wird es meist mit organischen Elektrolyten oder Salzschnmelzen kombiniert eingesetzt. Zu Beginn der Entwicklung der Lithium-Ionenbasierten-Batterien wurden diese als nicht aufladbare Batterien (Primärbatterien) eingesetzt, da sich bei der Entladung die gebildeten Lithium-Ionen im Elektrolyt lösten und so eine Elektrode aus Lithium-Metall zersetzte. Nachdem entdeckt wurde, dass sich Lithium in Schichtgittern bestimmter Graphitsorten und Oxide einbinden lässt, wurde die Entwicklung von wieder aufladbaren Batterien mit Lithium als Anodenmaterial möglich. Dabei sind die Bindungskräfte zwischen den Schichtgittern und dem Lithium so gering, dass die Lithium-Ionen leicht ein- und wieder ausgelagert werden können. Als Anode werden meist Lithium-Metalloxide (z.B. LiCoO_2 , LiNiO_2) und als Kathode wird Graphit eingesetzt. Der Transport des Stroms erfolgt durch Lithium-Ionen. Diese treten aus der Graphitkathode aus und werden in die Metalloxid-Anode eingebaut ($\text{Li}_{1-x}\text{Mn}_2\text{O}_4 + \text{Li}_x\text{nC} \leftrightarrow \text{LiMn}_2\text{O}_4 + \text{nC} + \text{elektrische Energie}$; n...ganze Zahl, x...Zahl zwischen 0 und 1). Bei Lithium-Ionenbasierten-Batterien wird zwischen Lithium-Ionen-Polymer-Batterien, Lithium-Titanat-Batterien und Nano-Phosphat-Lithium-Ionen Batterien unterschieden (INT, 2009).

Vorteile von klassischen Lithium-Ionenbasierten-Batterien sind die hohe Energie- und Leistungsdichte, gute Nutzungsgrade (>90 %) und das vorhandene Entwicklungspotential (Rummich, 2009). Nachteile sind Sicherheitsprobleme, da Lithium-Ionen-Batterien aus leicht brennbaren Komponenten bestehen, die bei Kontakt mit Wasser heftig reagieren (INT, 2009). Weitere Nachteile sind die erforderliche Ladeüberwachung, die erforderliche elektronische Überwachung beim Betrieb, das schlechte Ladeverhalten bei tiefen Temperaturen, die aufwändige Produktion und der hohe Preis (Rummich, 2009). Im Gegensatz zu Blei-Säure und Nickelbasierten-Batterien befinden sich Lithium-Ionenbasierte-Batterien noch am Beginn der Entwicklung (INT, 2009).

Lithium-Ionen-Polymer-Batterien

Bei Lithium-Ionen-Polymer-Batterien wird im Gegensatz zu klassischen Lithium-Ionen-Batterien ein Elektrolyt auf Polymerbasis eingesetzt, der gleichzeitig als Separator zwischen den Elektroden dient (Rummich, 2009). Dieser Elektrolyt ist meist fest und trocken und weist eine schwache Ionenleitfähigkeit auf, deshalb wird noch ein Gel-Elektrolyt hinzugefügt. Lithium-Ionen-Polymer-Batterien werden in Bereichen eingesetzt, die eine dünne Geometrie und hohe Flexibilität erfordern (INT, 2009).

Vorteile von Lithium-Ionen-Polymer-Batterien sind die höhere Energiedichte als bei klassischen Lithium-Ionen-Batterien, die niedrigere Masse und die Anpassbarkeit der Zellenbauform an den Anwendungsfall. Nachteile sind die erforderliche elektronische Überwachung der Zelle bzw. Batterie beim Laden und Entladen, mitunter die Kühlprobleme bei hohen Strömen, das schlechte Ladeverhalten bei tiefen Temperaturen und die noch nicht ausgereifte Technologie (Rummich, 2009).

Lithium-Titanat Batterien

Bei Lithium-Titanat-Batterien handelt es sich um eine Weiterentwicklung der klassischen Lithium-Ionen-Batterien. Bei diesen wird die aus Graphit bestehende Anode durch eine nanostrukturierte Lithium-Titanat-Anode ersetzt, welche die Bildung einer Li^+ -Ionen undurchlässigen Oberfläche verhindert und die Oberfläche bis um den Faktor 100 vergrößert. Dadurch können die Li^+ -Ionen die Oberfläche der Elektrode leichter erreichen (Rummich, 2009).

Nano-Phosphat-Lithium-Ion Batterien

Bei Nano-Phosphat-Lithium-Ionen-Batterien wurden Fortschritte mit Hilfe der Nanotechnologie erreicht. Bei diesem Batterietyp wird ein Nanophosphat als Kathode genutzt und als Anode wird Eisen eingesetzt. Sie lassen sich häufiger laden, eine Vollladung soll innerhalb von 5 Minuten möglich sein und die Leistungsdichten sollen laut Hersteller ohne Schutzschaltung bis zu 3.000 W/kg betragen (Oertel, 2008).

4.4.2.4 Hochtemperatur-Batterien

Hochtemperatur-Batterien arbeiten bei Temperaturen zwischen 250 °C und 350 °C und unterscheiden sich darin, dass die Elektroden flüssig und der Elektrolyt fest sind. Die hohen Temperaturen werden benötigt, um die Elektroden zu verflüssigen und den festen Elektrolyten (z.B. Keramik) leitend zu machen. Zu den Hochtemperatur-Batterien zählen die Natrium-Nickelchlorid-Batterie (ZEBRA-Batterie) und die Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie) (Oertel, 2008).

Wesentlicher Vorteil dieser Batteriesysteme ist, dass kaum Nebenreaktionen auftreten und dadurch sehr hohe Nutzungsgrade erreicht werden können. Jedoch ist eine kontinuierliche Aufrechterhaltung der hohen Temperaturen erforderlich um Temperaturschwankungen und mechanischen Belastungen des keramischen Elektrolyten vorzubeugen. Dies erfordert zusätzlichen Energieaufwand, daher ist es sinnvoll beide Batteriesystemen für Anwendungen mit Zyklen ohne zu lange Wartezeiten zwischen dem Be- und Entladen einzusetzen (Oertel, 2008).

Natrium-Nickelchlorid-Batterien

Natrium-Nickelchlorid-Batterien (Zero Emissions Battery Research Activity – ZEBRA) werden hauptsächlich für Traktionsanwendungen in Hybrid- bzw. Elektro-Fahrzeugen eingesetzt, obwohl diese ebenfalls für stationäre Anwendungen geeignet sind. Der Einsatz in Elektro-Fahrzeugen ist jedoch umstritten, da bei langen Standzeiten der Fahrzeuge die thermischen Verluste den Gesamtnutzungsgrad reduzieren. Durchgesetzt hat sich dieses Batteriesystem in mobilen Anwendungen bis jetzt noch nicht. Bei ZEBRA-Batterien bestehen die negative Elektrode im geladenen Zustand aus Natrium und die positive Elektrode aus Nickelchlorid.

Die Trennung der Elektroden erfolgt durch eine Keramikwand, diese ist für Natriumionen leitfähig für Elektronen jedoch nicht (Gesamtreaktion: $\text{NiCl}_2 + 2 \text{Na} \leftrightarrow 2 \text{NaCl} + \text{Ni}$ + elektrische Energie). Die NaNiCl_2 -Zellen sind zylindrisch aufgebaut und dicht verschweißt, wodurch sie wartungsfrei sind und es zu keiner Gasbildung kommt. Das Aufrechterhalten der geforderten Innentemperatur (etwa 300 °C) wird durch ein thermisches Batteriemanagement geregelt (Oertel, 2008). Des Weiteren weisen ZEBRA-Batterien keine Selbstentladung auf und können unabhängig von der Umgebungstemperatur betrieben werden. Nachteile von ZEBRA-Batterien sind, dass ein aufwendiges thermisches Batteriemanagement erforderlich ist und die Stand-By-Verluste bei langen Standzeiten sehr hoch sind. Ferner birgt der Bruch des Festelektrolyten Gefahren (Rummich, 2009).

Natrium-Schwefel-Batterien

Das Hauptanwendungsgebiet von Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien) ist derzeit der stationäre Bereich. NaS-Batterien bestehen aus einer flüssigen Natriumkathode und einer flüssigen Schwefelanode, diese sind durch einen keramischen Festelektrolyten voneinander getrennt (Abbildung 13). In den Kristallgitterfehlern dieses keramischen Elektrolyten können Natriumionen diffundieren. Bei der Entladung wird flüssiges Natrium zu Na^+ -Ionen oxidiert. Nachdem diese den Elektrolyten passiert haben reagieren sie mit dem Schwefel zu Natriumpolysulfid (Gesamtreaktion: $2 \text{Na} + 3 \text{S} \leftrightarrow 2 \text{Na}_2\text{S}_3$ (bzw. Na_2S_4 , Na_2S_5) + elektrische Energie). NaS-Batterien arbeiten in einem Temperaturbereich zwischen 290 °C und 360 °C (Oertel, 2008). Ähnlich wie bei den ZEBRA-Batterien ist auch hier ein thermisches Batteriemanagement erforderlich, um die Batterie auf Betriebstemperatur zu bringen und sie im Betrieb zu kühlen. Des Weiteren besitzen NaS-Batterien eine geringe thermische Zyklenanzahl (etwa 30 Vollzyklen), NaS-Batterien können nur 30-mal vollständig abgekühlt und wieder erwärmt werden. Wesentliche Vorteile von NaS-Batterien sind, dass sie keine Degradation, keinen Memory-Effekt, keine Gasbildung beim Laden und Entladen und keine Selbstentladung aufweisen (Rummich, 2009).

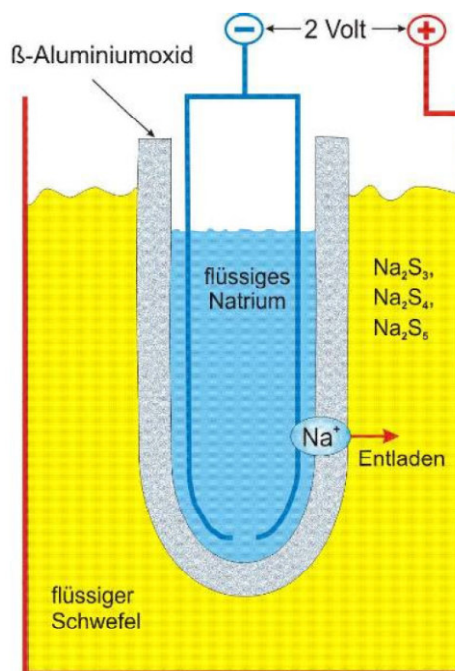


Abbildung 13: Aufbau und Prinzip einer Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie)

Quelle: (INT, 2009)

4.4.2.5 Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien sind Batterien mit externem Speicher, d.h. das energiespeichernde Speichermedium (Metallsalzlösung und Elektrolyt – in Lösung vorliegende Redoxpaare) wird außerhalb der Zelle in Tanks gelagert und durchströmen diese nur (Abbildung 14). Dies ermöglicht es, dass die gespeicherten Energiemengen unabhängig von der Zellgröße jederzeit erhöht werden können. Bei Redox-Flow-Batterien liegen der Elektrolyt und die Elektroden in flüssiger Form vor (Oertel, 2008). Die Elektroden fungieren dabei als Katalysatoren. Die beiden Flüssigkeitskreisläufe werden durch eine H^+ -Ionen leitende Membran getrennt und die Flüssigkeiten werden beim Lade- bzw. Entladevorgang mittels Pumpen umgewälzt (Rummich, 2009). Beim Lade- bzw. Entladevorgang ändert sich das Mischungsverhältnis von geladenen zu ungeladenen Anteilen im Speichermedium der 2 Tanks (INT, 2009).

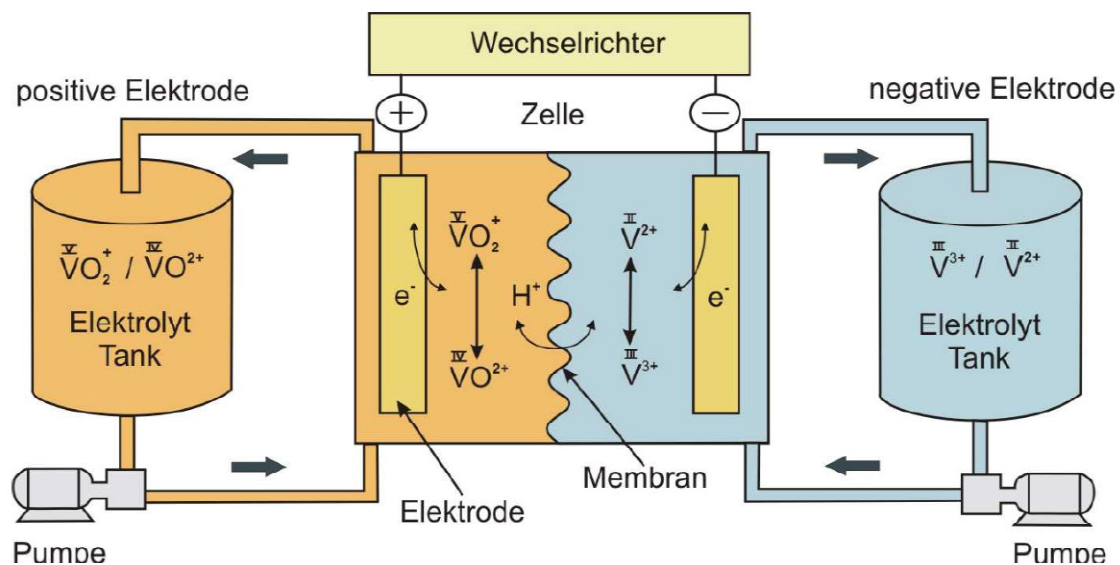


Abbildung 14: Prinzip einer Vanadium-Redox-Batterie

Quelle: (INT, 2009)

Bei Redox-Flow-Batterien kann zwischen folgenden Typen unterschieden werden (INT, 2009):

- Vanadium-Redox-Batterien
- Vanadium-Bromid-Batterien
- Polysulfid-Bromid-Batterien

Weiterführende Informationen über die Funktionsweisen und den Aufbau dieser Redox-Flow-Batterien sind in (INT, 2009) zu finden.

4.4.2.6 Hybrid-Flow-Batterien

Hybrid-Flow-Batterien weisen Parallelen zu den Redox-Flow Batterien auf, jedoch besitzen sie eine oder mehrere elektroaktive Komponenten in fester Form. Dadurch wird deren Kapazität begrenzt, da nur eine gewisse Menge an festem Material in die Zelle passt. Im Gegensatz zu Redox-Flow-Batterien können Hybrid-Flow-Batterien bei maximaler Last schneller entladen werden. Derzeit sind Zink-Brom- und Cer-Zink-Batterien von praxisrelevanter Bedeutung (Oertel, 2008).

Weiterführende Informationen über die Funktionsweisen und den Aufbau dieser Hybrid-Flow-Batterien sind in (Oertel, 2008) zu finden.

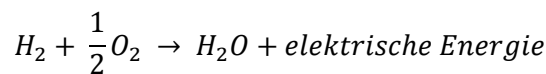
4.4.2.7 Metall-Luft-Batterien

Bei Metall-Luft-Batterien kommen Metalle mit hoher Energiedichte zum Einsatz (z.B. Zink, Aluminium, Magnesium). Dadurch können kompakte Bauweisen erzielt werden. Die Vorteile von Metall-Luft-Batterien bestehen in ihren hohen Energiedichten von ca. 200 Wh/kg, der kompakten Bauweise, den kostengünstigen Materialien und der Sicherheit (Rohstoffe sind nicht brennbar). Nachteilig sind jedoch die hohe Sensitivität bei extremen Temperaturen und die moderate Leistung.

Weiterführende Informationen über die Funktionsweisen und den Aufbau dieser Hybrid-Flow-Batterien sind in (INT, 2009) zu finden.

4.4.2.8 Brennstoffzellen

Werden in einer Brennstoffzelle H_2 als Brennstoff und O_2 als Oxidationsmittel eingesetzt lautet die chemische Reaktionsgleichung (Rummich, 2009):



Eine Brennstoffzelle ist ähnlich aufgebaut wie andere Zellen mit bipolaren Elektrodenanordnungen (z.B. Zink-Brom-Batterien). Der Brennstoff (hier H_2) wird an der Anode oxidiert und gibt dabei Elektronen ab. Das Oxidationsmittel (hier O_2) wird an der Kathode unter Aufnahme von Elektronen reduziert. Im Gegensatz zu anderen elektrochemischen Energiespeichern sind bei Brennstoffzellen keine Reaktanden (aktive Massen) in den Elektroden gespeichert. Diese werden von außen zugeführt. An den Elektroden sind meist Katalysatoren aufgebracht, um einen optimalen Reaktionsablauf zu garantieren. Je nach Brennstoffzellentyp und deren Betriebstemperatur kommen als Elektrolyt Membranelektrolyte, flüssige, feste Elektrolyte und Salzschnmelzen zum Einsatz (Rummich, 2009).

Ähnlich wie bei den unterschiedlichen Arten zur elektrolytischen Herstellung von Wasserstoff werden Brennstoffzellen (eng: Fuel Cell) auch nach Typen eingeteilt. Diese sind (INT, 2009):

- Alkaline Fuel Cell (AFC)
- Direct Methanol Fuel Cell (DMFC)
- Polymer Electrolyte Membran Fuel Cell (PEMFC)
- Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC)
- Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC)
- Solid Oxide Fuel Cell (SOFC)

In Tabelle 15 sind die unterschiedlichen Brennstoffzellentypen und ihre Eigenschaften erläutert.

Tabelle 15: Brennstoffzellentypen und ihre Eigenschaften

Datenquelle: (INT, 2009; Oertel et al., 2001; Eichlseder et al., 2008)

	Brennstoff	Betriebstemperatur [°C]	Wirkungsgrad [%]	Elektrolyt & Leitfähigkeit	Leistung [kW]	Anwendung
Alkaline Fuel Cell - AFC	H ₂	60-120	60-70 ¹⁾ 50-55 ²⁾	Kalilauge OH ⁻ -Ionen	10-100	Raumfahrt, Fahrzeuge
Direct Methanol Fuel Cell - DFC	CH ₃ OH	80	40-50 ¹⁾ 20-30 ²⁾	Polymer H ⁺ -Ionen		
Polymer Electrolyt Membran Fuel Cell - PEMFC	H ₂		50-70 ¹⁾ 40-50 ²⁾	Polymer H ⁺ -Ionen	0,01-1	Kleingeräte
Phosphoric Acid Fuel Cell - PAFC	H ₂	160-220	50-55 ¹⁾ 40-45 ²⁾	Phosphorsäure H ⁺ -Ionen	bis 10.000	Kleinkraftwerke
Molten Carbonate Fuel Cell - MCFC	H ₂ (CH ₄ , Biogas)	620-660	60-70 ¹⁾ 50-60 ²⁾	Karbonschmelze CO ₃ ²⁻ -Ionen	bis 100.000	Kraftwerke
Solid Oxide Fuel Cell - SOFC	H ₂ (CH ₄)	800-1.000	70-80 ¹⁾ 50-60 ²⁾	Keramik O ₂ -Ionen	bis 100.000	Kraftwerke, Hilfstriebwerk

1)...Gesamtnutzungsgrad mit Wärme-Auskopplung; 2)...elektrischer Nutzungsgrad

4.4.3 Einsatzbereiche

Elektrochemische Energiespeicher kommen für viele Einsatzbereiche in Frage. Im Überblick sind das (Oertel, 2008; INT, 2009):

- Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)
- Traktionsanwendungen
- Anwendungen im Konsumbereich (z.B. Mobiltelefone, Digitalkameras)
- Lastverschiebung, Lastmanagement im Stromnetz (peak shaving)

4.4.4 Zukünftige Entwicklungspotentiale

Im vorliegenden Kapitel wird auf die zukünftigen Entwicklungspotentiale folgender ausgewählten elektrochemischen Energiespeicher eingegangen:

- Blei-Säure-Batterien
- Redox-Flow-Batterien
- Natrium-Schwefel-Batterien
- Lithium-Ionenbasierte-Batterien

4.4.4.1 Blei-Säure-Batterien

Das zukünftige Entwicklungspotential im Bereich der Blei-Säure-Batterien wird als gering angesehen. Neue Zellen-Designs sollen zu einer Erhöhung der Zyklenzahlen und so zu einer erhöhten Lebensdauer beitragen (Wietschel et al., 2010).

4.4.4.2 Redox-Flow-Batterien

Entwicklungspotentiale bei Vanadium-Redox-Flow-Batterien werden in folgenden Bereichen erwartet (Wietschel et al., 2010):

- Stabilisierung des Elektrolyten
- Wasserausgleich zwischen der positiven und der negativen Elektrolytlösung
- Austausch von Wasser durch ionische Flüssigkeiten
- Aufbau des Stacks (z.B. parallel oder in Serie durchströmte Einzelzellen) - Zelldesign
- Preiswerte Membranen
- Elektrolyt-Aufbereitung
- Reaktivierung von Elektroden nach längerer Standzeit
- Batteriemanagement

4.4.4.3 Natrium-Schwefel-Batterien

Die bei Natrium-Schwefel-Batterien eingesetzten keramischen Elektrolyte weisen eine hohe Empfindlichkeit gegenüber Temperaturschwankungen auf und stehen unter einer hohen inneren mechanischen Spannung. In weiterer Folge können sie brechen und werden als Separator unbrauchbar. Die Verbesserung der Eigenschaften der eingesetzten Keramiken kann zu einer wesentlich einfacheren Handhabung beitragen (Wietschel et al., 2010).

4.4.4.4 Lithium-Ionenbasierte-Batterien

Lithium-Ionenbasierte-Batterien befinden sich im Vergleich zu anderen elektrochemischen Energiespeichern im Bereich der intensiven Entwicklung in den Anfängen und besitzen hohes Entwicklungspotential. Ansätze zur Weiterentwicklung sind die Entwicklung von „Hochvolt-Zellen“ mit Nominalspannungen über 4 V, die Entwicklung neuer Elektrolyten auf Basis ionischer Flüssigkeiten und die Untersuchung von Nachfolgegenerationen von Lithium-Ionenbasierten-Batterien wie Lithium-Metall- oder Lithium-Schwefel-Batterien (Wietschel et al., 2010).

Die Entwicklungspotentiale der verschiedenen Lithium-Ionenbasierten-Batterien sind folgende (Wietschel et al., 2010):

- Lithium-Titanat-Batterien: Erhöhung der Zyklenfestigkeit
- Lithium-Eisenphosphat-Batterien (Nano-Phosphat-Lithium-Ion-Batterien (LiFePO_4))
Herstellung günstigerer Zellen, Hemmnisse sind die schlechte elektrische Leitfähigkeit von Eisenphosphat und ein schwaches Tieftemperaturverhalten

4.4.5 Investitionskosten elektrochemischer Energiespeicher

Bei den elektrochemischen Energiespeichern hängt die Speicherkapazität von der Anzahl der eingesetzten Speicherzellen ab. Dadurch besteht hier oft ein linearer Zusammenhang zwischen Speicherkapazität und Speicherkosten. Zur Angabe der Investitionskosten werden daher die Kosten pro Energieeinheit (€/kWh) angegeben. Abbildung 15 zeigt die spezifischen Investitionskosten der wichtigsten elektrochemischen Energiespeicher, wobei Kostenschätzungen aus unterschiedlichen Literaturquellen herangezogen wurden. Bei den etablierten Technologien, Blei-Säure- und Natrium-Schwefel-Batterien, werden die spezifischen Kosten allgemein ähnlich eingeschätzt. Demnach liegen die Kosten von Blei-Säure-Batterien zwischen 150 und 200 €/kWh und die von NaS-Batterien zwischen 200 und 400 €/kWh. Bei den neueren Technologien, Li-Ionen-Batterien und Vanadium-Redox-Flow-Batterien gehen die Schätzungen jedoch deutlich auseinander. Bei Li-Ionen reicht die

Spanne von 500 bis 1.500 €/kWh, bei Redox-Flow-Batterien von 300 bis 800 €/kWh. Bei letzteren ist die Angabe der Kosten pro Speicherkapazität auch insofern problematisch, da Redox-Flow-Batterien, elektrochemische Speicher mit externem Speicher sind, wodurch die Investitionskosten nicht so stark von der Kapazität abhängen (siehe Kapitel 0).

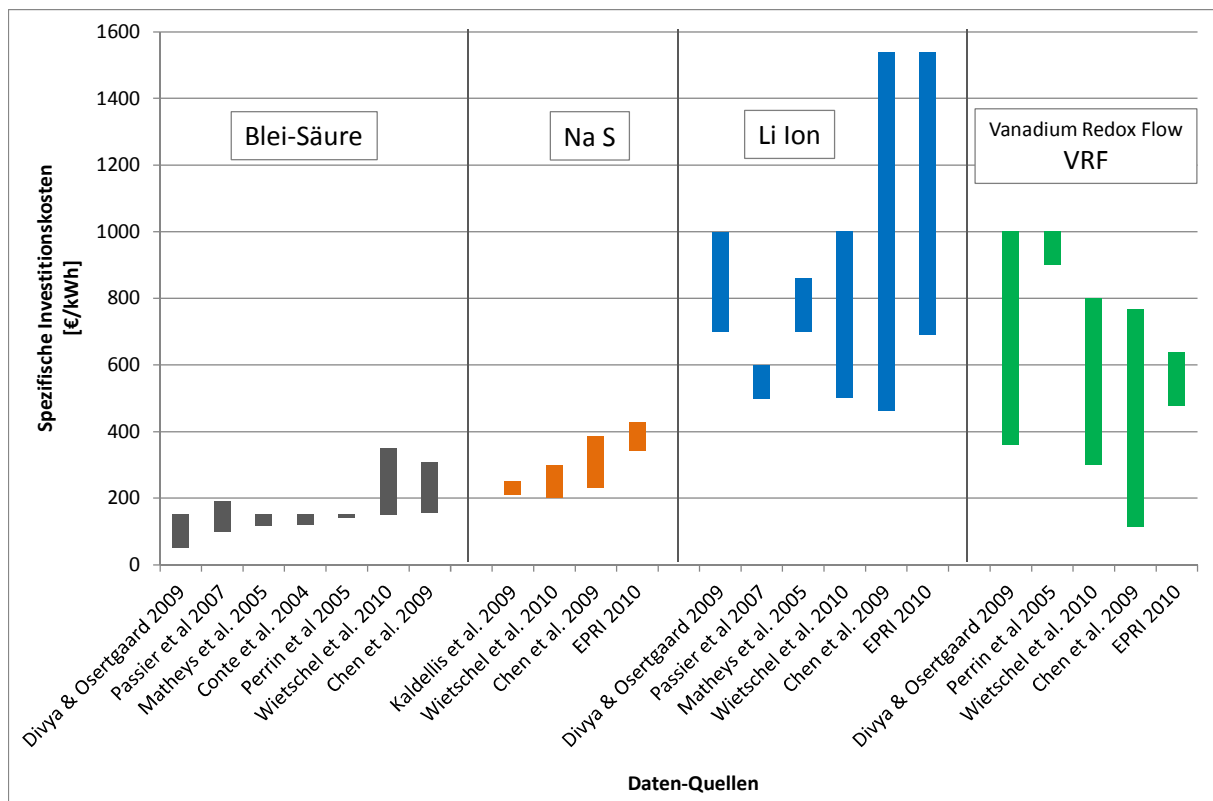


Abbildung 15: Vergleich der Investitionskosten von Akkumulatoren

4.4.6 Elektrofahrzeuge als elektrische Energiespeicher – Vehicle-to-Grid (V2G)

Prinzipiell können elektrochemische Energiespeicher in Elektro-Fahrzeugen auch als elektrischer Energiespeicher für das Energiesystem genutzt werden. Um dieses, auch vehicle-to-grid (V2G) genannte Konzept zu ermöglichen, müssen jedoch einige technische und wirtschaftliche Voraussetzungen erfüllt sein. Für gesteuertes Laden und Rückspeisen ist eine Ladeeinrichtung erforderlich, die bidirektionale Lastflüsse ermöglicht und darüber hinaus über Zähler und Kommunikationssysteme verfügt, die eine externe Steuerung des Speichers zulässt

Abbildung 16 zeigt die schematische Funktionsweise von V2G und die auftretenden Umwandlungsverluste.

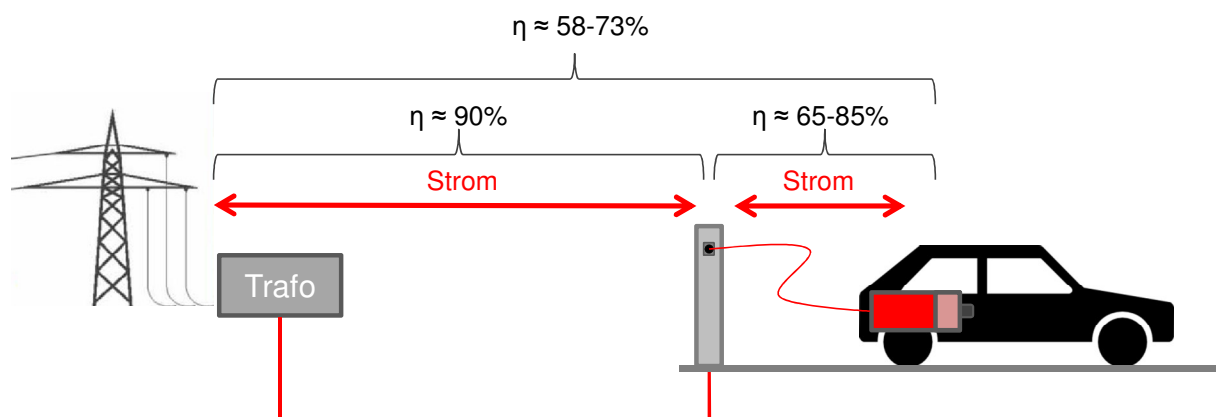


Abbildung 16: Vehicle-to-grid

Bei entsprechender Verbreitung können die Elektro-Fahrzeuge kumulierte Speicherleistungen und Speicherkapazitäten erreichen, die eine Erschließung dieses Potentials für die Elektrizitätswirtschaft interessant machen. Eine detaillierte Behandlung techno-ökonomischer Aspekte von V2G erfolgt in Kapitel 6.2.

4.5 Elektrische/elektromagnetische Energiespeicher

4.5.1 Überblick

Die derzeit wesentlichsten elektrischen bzw. elektromagnetischen Energiespeicher sind elektrochemische Kondensatoren (oft auch als Super- oder Ultrakondensatoren bezeichnet) und die supraleitenden magnetischen Energiespeicher (oft auch als supraleitende Spulen bezeichnet - Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) (Marriyappan et al., 2004).

4.5.2 Grunddaten – Stand der Technik

4.5.2.1 Elektrochemische Kondensatoren

Elektrochemische Kondensatoren füllen die Lücke zwischen den in der Elektronik eingesetzten Kondensatoren und den Batterien. Sie speichern elektrische Energie in Form elektrischer Spannung zwischen zwei Elektroden, die eine Spannungsdifferenz aufweisen und durch ein Dielektrikum voneinander getrennt sind (siehe [Abbildung 17](#)). Die Speicherkapazität eines Kondensators ist von der Permeabilität des eingesetzten Dielektrikums, der Fläche und dem Abstand der Elektroden abhängig (Marriyappan et al., 2004). Durch Anlegen einer Spannung an einen ungeladenen Kondensator wandern die gleichmäßig im Elektrolyt verteilten Ionen zur jeweils entgegengesetzt geladenen Elektrode. An diesen bildet sich eine spiegelbildliche Doppelschicht aus (siehe [Abbildung 17](#)). Dieses Prinzip ermöglicht es für Anode und Kathode denselben Werkstoff einzusetzen (Oertel, 2008).

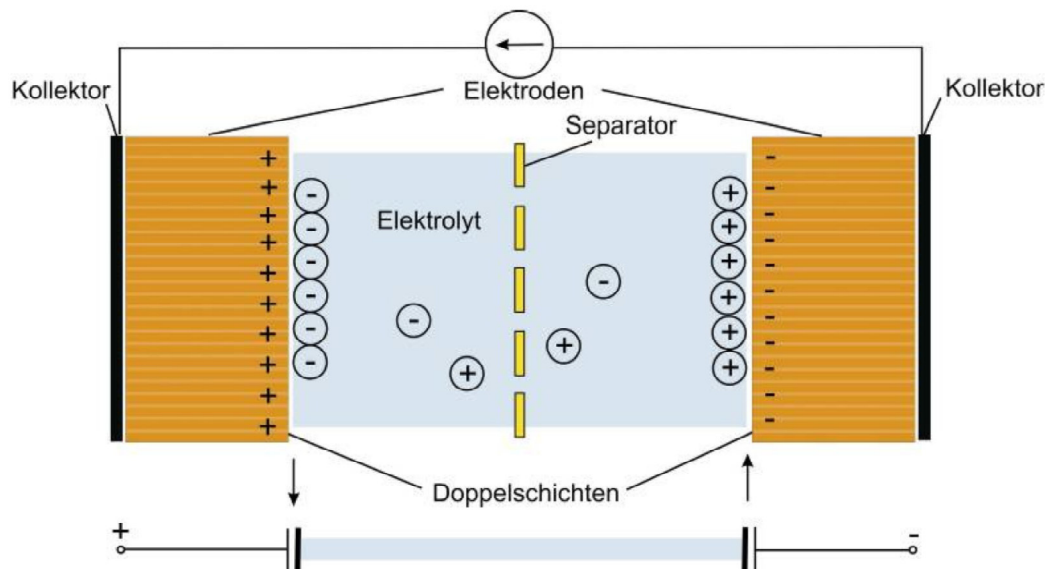


Abbildung 17: Schema elektrochemischer Kondensator

Quelle: (INT, 2009)

Bei elektrochemischen Kondensatoren unterscheidet man zwischen reinen Doppelschichtkondensatoren (Electric Double Layer Capacitors - EDLC, Superkondensatoren - Supercaps) und Pseudokondensatoren (Ultrakondensatoren). Mit

Hilfe von Hybridkondensatoren kann die Gesamtkapazität und somit die Energie- und Leistungsdichte erheblich gesteigert werden. Bei diesem Bautyp kommen eine EC-Elektrode und eine batterie- bzw. elkoähnliche Elektrode (Elektrode aus einem Elektrolytkondensator) zum Einsatz. Hybridkondensatoren werden teilweise bereits kommerziell eingesetzt (Oertel, 2008).

Die Vorteile von elektrochemischen Kondensatoren sind hohe Nutzungs-, Lade- und Entladennutzungsgrade, hohe Zyklenzahlen, hohe Leistungsdichte, lange Lebensdauer, Schnellladefähigkeit, Tiefenentladungsfestigkeit, das Fließen hoher Ströme, niedriger Innenwiderstand, Unempfindlichkeit gegen Überspannungen, kein Memoryeffekt, Möglichkeit zur Zusammenschaltung zu Modulen, breiter Arbeitstemperaturbereich, geringer Wartungsaufwand, Robustheit, geringes Gewicht, kleine Größe und eine Recycelbarkeit von bis zu 70 %.

Diesen stehen als Nachteile eine hohe Selbstentladung (im Vergleich zu Batterien), geringe maximale Ladespannung pro Zelle, sowie eine niedrige Energiedichte gegenüber (INT, 2009). Tabelle 16 zeigt einen Überblick über den Stand der Technik bei elektrochemischen Kondensatoren.

Tabelle 16: Übersicht Stand der Technik elektrochemische Kondensatoren

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Energiedichte [Wh/kg]	<0,1	INT, 2009
Leistungsdichte [W/kg]	2-10.000	INT, 2009
Ladefaktor [%]	>90	INT, 2009
Typische Entladezeiten	Millisekunden - Sekunden	INT, 2009

4.5.2.1.1 Einsatzbereiche

Doppelschichtkondensatoren werden im Bereich der elektrischen Versorgungsnetze zur Stabilisierung, zur Reduktion von Netzschwankungen im Sekundenbereich als Sekundenreserve und als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) eingesetzt (INT, 2009). Des Weiteren werden sie im Bereich der Traktion zur Rückgewinnung von Bremsenergie in Straßen-, U- oder S-Bahnen sowie Hybrid- und Elektro-Fahrzeugen eingesetzt. Dabei kann die durch die Bremsung gespeicherte Energie zur Beschleunigung genutzt werden (Wietschel et al., 2010).

4.5.2.1.2 Zukünftiges Entwicklungspotential

Bei Doppelschichtkondensatoren bietet sich Entwicklungspotential durch die Entwicklung neuer elektrochemisch stabiler Elektrolyte mit größerer Leistungsfähigkeit, sowie durch neue Elektrodenmaterialien mit größeren und zugänglicheren Oberflächen. Dadurch ergeben sich Möglichkeiten, die Nennspannung zu erhöhen (Wietschel et al., 2010).

4.5.2.2 Supraleitende Spulen

Supraleitende Spulen speichern die ihnen zugeführte elektrische Energie im elektrischen Feld einer supraleitenden Spule. Supraleitung bedeutet, dass verschiedene Materialien bei Unterschreiten einer bestimmten Temperatur (Sprungtemperatur) ihren elektrischen Widerstand verlieren. Dieser Effekt ermöglicht es, einem Stromfluss für lange Zeit, theoretisch auch unbegrenzt, ohne äußere Energiezufuhr verlustfrei zu fließen. Der Aufbau von supraleitenden Spulen besteht im Wesentlichen aus einem kryogenen System zur Kühlung des Leiters (Spule), einem Wechselrichter und 2 Schaltern. Bei der Beladung wird der Wechselstrom in Gleichstrom umgewandelt und in die Spule geleitet wodurch sich ein Magnetfeld aufbaut. Um die Funktion der Spule aufrechtzuerhalten muss das Gesamtsystem ständig unterhalb der Sprungtemperatur gehalten werden (INT, 2009).

Wesentlicher Vorteil von supraleitenden Spulen ist, dass die Supraleitung nahezu verlustfrei stattfindet. Nur in den Zu- und Ableitungen sowie dem Wechselrichter der Spule entstehen Verluste. Die gesamten Verluste betragen etwa 5 %. So können Nutzungsgrade von 90-95 % erreicht werden. Jedoch ist auch die Kühlung des Gesamtsystems zu berücksichtigen. Bei langem Stand-By-Betrieb verursacht es die meisten Verluste. Diese können pro Tag etwa 10-12 % betragen. Daher eignen sich supraleitende Spulen vorrangig nur als Kurzzeitspeicher. Supraleitende Spulen weisen des Weiteren vergleichsweise hohe Leistungsdichten im Bereich von etwa 1-10 kW/kg auf, jedoch bei geringen Energiedichten von 1-10 kWs/kg (INT, 2009). Tabelle 17 zeigt einen Überblick über den Stand der Technik bei supraleitenden Spulen mit sämtlichen relevanten Parametern.

Tabelle 17: Übersicht Stand der Technik supraleitende Spulen

	Kenndaten	Quelle - Anmerkungen
Energiedichte [kWs/kg]	1-10	INT, 2009
Leistungsdichte [kW/kg]	1-10	Oertel, 2008
Ladefaktor [%]	90-98	INT, 2009
Typische Einsatzzeiten	Millisekunden	Oertel, 2008

4.5.2.2.1 Einsatzbereiche

Da supraleitende Spulen sehr kurze Zugriffszeiten (im Millisekundenbereich) und eine hohe Tiefenentladung aufweisen, werden diese meist für Anwendungen eingesetzt, die sehr hohe Leistungen in einem relativ kurzen Zeitraum benötigen. So kommen supraleitende Spulen in elektrischen Versorgungsnetzen zur Stabilisierung, zur Reduktion von Netzschwankungen im Sekundenbereich als Sekundenreserve und als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) zum Einsatz (INT, 2009).

4.5.2.2.2 Zukünftiges Entwicklungspotential

Die Entwicklungspotentiale im Bereich der supraleitenden Spulen finden sich vorrangig im Bereich der Erhöhung der Sprungtemperatur bei Hochtemperatur-supraleitenden Spulen. Dadurch lassen sich die Kosten für die Kühlung der Spule reduzieren und flüssiger Stickstoff kommt als Kühlmedium in Frage. Dieser ist um ein Vielfaches kostengünstiger zu verflüssigen als Helium (Wietschel et al., 2010).

4.6 Zusammenfassung elektrische Energiespeicher

Abschließend werden die wichtigsten Eigenschaften und Einsatzbereiche der elektrischen Energiespeicher zusammengefasst. Hinsichtlich ihrer Einsatzbereiche lassen sich elektrische Energiespeicher folgende angebotsnahen und verbrauchernahen Anwendungen zuordnen (Tabelle 18):

- Stundenlastausgleich
- Tageslastausgleich
- Saisonlastausgleich
- Traktionsanwendungen (z.B. in Elektro-Fahrzeugen)
- Bereitstellung von Sekundenreserve
- Gewährleistung einer unabhängigen Stromversorgung (USV)

Tabelle 18: Anwendungsbereiche elektrischer Energiespeicher im Vergleich

Elektrische Energiespeicher	Sekunden- reserve	USV *	Stunden- lastausgleich	Tageslast- ausgleich	Saisonlast- ausgleich
Pumpspeicherkraftwerke	x		x	x	x
Druckluftspeicherkraftwerke	x		x	x	x
Schwungräder	x	x		x	
Elektrochemische Energiespeicher	x	x	x	x	x
Elektrische/elektromagnetische Energiespeicher	x	x			

* unabhängige Stromversorgung

Die Zuordnung der elektrischen Energiespeicher zu den Anwendungsbereichen erfolgte mit ihren wesentlichen Kenndaten, die in Tabelle 19 für die jeweiligen elektrischen Energiespeicher dargestellt sind. Pumpspeicherkraftwerke haben im Vergleich zu den anderen elektrischen Energiespeichern mit einer Energiedichte von etwa 0,8 kWh/m³ (abhängig von der Fallhöhe) eine geringe volumetrische Speicherkapazität. Diabate und adiabate Druckluftspeicherkraftwerke weisen mit etwa 3 kWh/m³ eine etwas höhere volumetrische Energiedichte auf. Die höchsten volumetrischen Energiedichten besitzen elektrochemische Energiespeicher mit, je nach Batterietyp, etwa 25-300 kWh/m³. Demgegenüber besitzen elektrische Energiespeicher zur kurzfristigen Bereitstellung hoher Leistungen, wie Schwungradspeicher, elektrochemische Kondensatoren und supraleitende Spulen, hohe Leistungsdichten zwischen 380-1.300 W/kg.

Tabelle 19: Kenndaten elektrischer Energiespeicher im Vergleich

Elektrische Energiespeicher	Volumetrische Energiedichte [kWh/m ³]	Leistungsdichte [W/kg]	Nutzungsgrad (Strom-Speicher-Strom) [%]
Pumpspeicher- kraftwerke	0,8 ¹⁾	-	65-80
Diabate Druckluftspeicher- kraftwerke	3 ²⁾	-	50-54
Adiabate Druckluftspeicher- kraftwerke	3 ²⁾	-	50-70
Schwungradspeicher	7,5-25	380-1.300	85-95
Elektrochemische Energiespeicher	35-300	100-1.350	55 - 95
Elektrochemische Kondensatoren	2-20	2-10.000	>90
Supraleitende Spulen	1-10	1.000-10.000	90-98

... bei 300 m Fallhöhe, ²⁾...bei 20 bar

Es zeigt sich, dass für jede erforderliche Energiespeicheranwendung ein Energiespeicher vorhanden ist. Jedoch muss je nach Anwendung der richtige Energiespeicher gewählt werden. So kommen für die großtechnische Speicherung von größeren elektrischen Energiemengen zum Lastausgleich über Stunden, Tage bzw. für den saisonalen Ausgleich zwischen Angebot und Bedarf im Energiesystem bisher nur Pumpspeicherkraftwerke in Frage. Darüber hinaus besitzen Druckluftspeicherkraftwerke, allen voran adiabate Druckluftspeicherkraftwerke, das Potential hier einen wesentlichen Beitrag zu leisten. Der Einsatz von Druckluftspeichern jeglicher Art im Rahmen von großtechnischen Anlagen bleibt

in Österreich, aber aufgrund der hohen Speicherkapazitäten der Pump- und Speicherkraftwerke, zu bezweifeln, zumal auch noch nicht realisierte Speicherpotentiale auf Seiten der Pumpspeicherkraftwerke (Pirker, 2010) vorhanden sind. Eine wichtige Rolle könnte zukünftig der Einsatz von elektrochemischen Energiespeichern zur Bereitstellung von Regeldienstleistungen (z.B. Sekundenreserve, Frequenzstützung) bzw. zur Entlastung der Niederspannungsverteilnetze im Stromnetz spielen. Vor allem da elektrochemische Energiespeicher eine Brückenfunktion zwischen großtechnischen Energiespeichern (z.B. Pumpspeicherkraftwerken) und Hochleistungsenergiespeichern (z.B. Schwungräder, supraleitende Spulen) zur sehr schnellen Bereitstellung hoher Leistungen einnehmen können. Sie können Energie bei hohen Nutzungsgraden sowohl über längere Zeit speichern, als auch die Energie kurzfristig sehr rasch aufnehmen und auch wieder abgeben.

Bei der Errichtung von Pumpspeicherkraftwerken kommt es zu wesentlichen Eingriffen in der Natur (z.B. Errichtung von Staumauern), daher muss die öffentliche und soziale Akzeptanz dieser Energiespeicher durch entsprechende Maßnahmen sichergestellt werden. Die soziale Akzeptanz von Druckluftspeicherkraftwerken ist ähnlich einzustufen wie für Gaskraftwerke bzw. Erdgasspeicher und sind je nach Projektvorhaben zu bewerten. Schwungradspeicher, elektrochemische Energiespeicher, elektrochemische Kondensatoren sowie auch supraleitende Spulen sind hinsichtlich ihrer sozialen Akzeptanz als neutral einzustufen, da sie in konventionelle Strukturen der Elektrizitätswirtschaft (z.B. in Umspannwerken) integriert werden können.

Um die Speicherfähigkeit von Brennstoffen mit elektrischen Energiespeichern zu vergleichen, wurden in Abbildung 18 die volumetrischen Energiedichten von 1 m³ Speichermedium gegenübergestellt. Bei dieser Gegenüberstellung wurden gängige Verdichtungsgrade bzw. Höhenunterschiede berücksichtigt. Es ist deutlich zu erkennen, dass Brennstoffe wie Erdgas, Wasserstoff (H₂) und Hackgut gegenüber Speichermedien wie z.B. Luft und Wasser, bei Umgebungsdruck als auch im komprimierten Zustand wesentlich höhere Energiedichten aufweisen. So besitzt Erdgas, bezogen auf den unteren Heizwert bei Normbedingungen eine volumetrische Energiedichte von etwa 11 kWh/Nm³ und im komprimierten Zustand bei 200 bar etwa 2.580 kWh/m³. Demgegenüber weist 1 m³ Wasser auf einer Höhe von 300 bzw. 600 m nur eine Energiedichte von etwa 0,8 bzw. 1,6 kWh/m³ auf. Hackgut hat eine volumetrische Energiedichte von etwa 780 kWh/m³.

In einem weiteren Schritt wurde die aus 1 m³ Energiespeicher-Volumen erzeugbare elektrische Energie ermittelt (Abbildung 19). Bei dieser Gegenüberstellung wurden gängige Umwandlungstechnologien und deren Nutzungsgrade in folgenden Speichernutzungsketten angenommen:

- Nutzung von 1 m³ komprimiertem konventionellem Erdgas in einem GuD-Kraftwerk
- Nutzung von 1 m³ komprimiertem erneuerbarem Methan (EE-CH₄) in einem GuD-Kraftwerk (inkl. Elektrolyse, Methanisierung, Verdichtung, GuD-Prozess)
- Nutzung von 1 m³ komprimiertem Wasserstoff in einem GuD-Kraftwerk (inkl. Elektrolyse, Verdichtung, GuD-Prozess)
- Nutzung von 1 m³ Hackgut in einem Dampfprozess
- Nutzung von 1 m³ verdichteter Luft in einem adiabaten Druckluftspeicherkraftwerk
- Nutzung von 1 m³ Wasser in einer Höhe von 300 bzw. 600 m in einem Wasserkraftwerk

So können aus 1 m³ Erdgas bei einem Druckniveau von 200 bar in einem GuD-Kraftwerk etwa 1.548 kWh elektrischer Energie gewonnen werden. Demgegenüber können aus demselben Kubikmeter Erdgas bei Nutzung des Speichermediums erneuerbares Methan (EE-CH₄) bei Berücksichtigung der gesamten Speichernutzungskette etwa 627 kWh

elektrischer Energie gewonnen werden. Die Differenz von etwa 921 kWh ergibt sich aus dem Umstand, dass die Erzeugung von erneuerbarem Methan aus Strom verlustbehaftet ist (siehe Kapitel 3.4). Aufgrund der hohen Effizienz von Pumpspeicherkraftwerken lassen sich bei der Nutzung der potentiellen Energie von 1 m³ Wasser auf einer Fallhöhe von 300 bzw. 600 m etwa 0,6 bzw. 1,3 kWh elektrische Energie gewinnen.

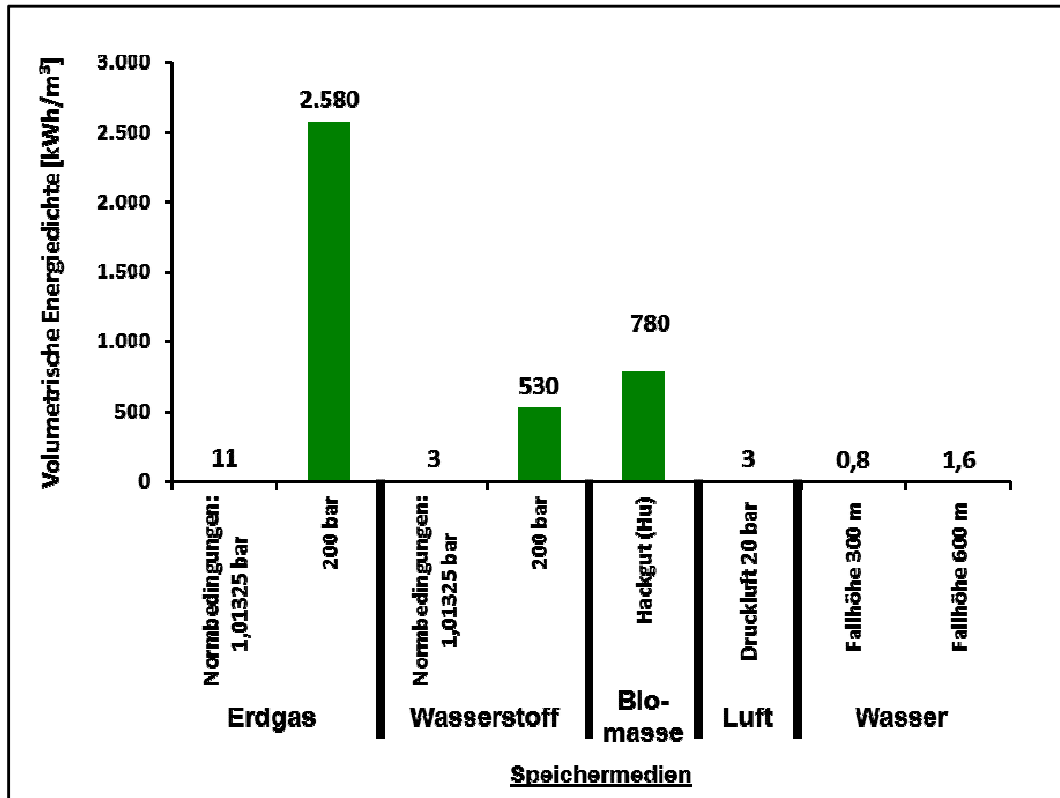


Abbildung 18: Volumetrische Energiedichten von 1 m³ Brennstoff bzw. der potentiellen Energie von 1 m³ Speichermedium

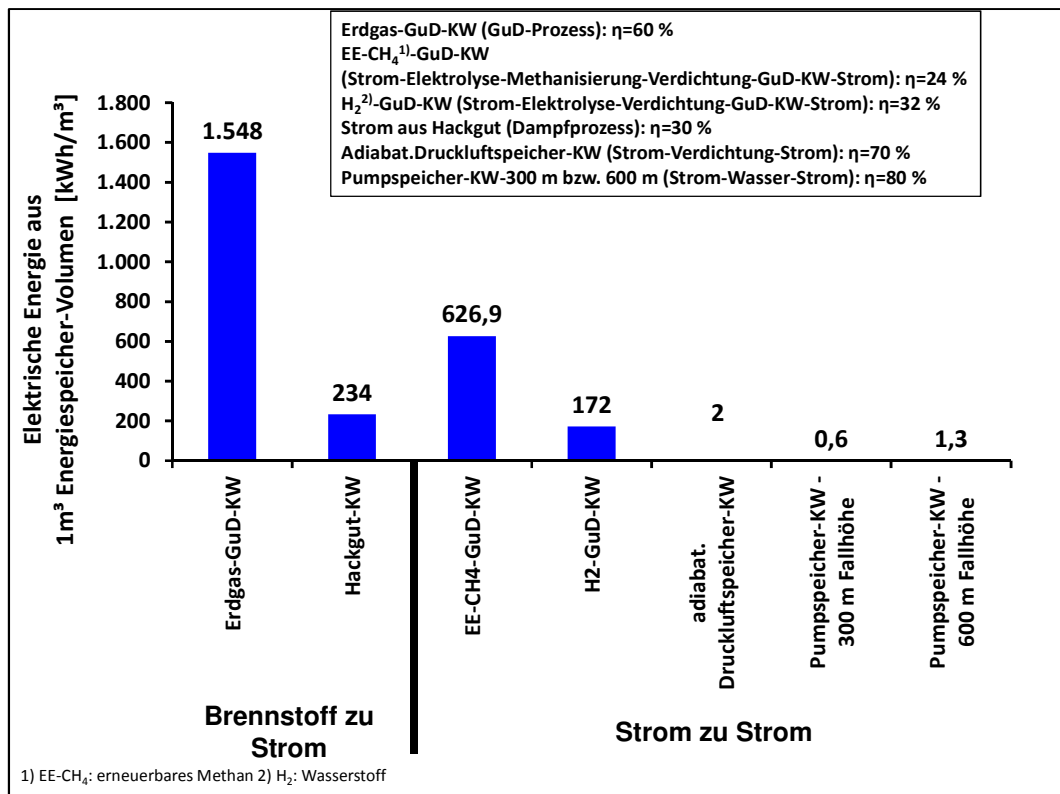


Abbildung 19: Elektrische Energie aus 1 m³ Energiespeicher-Volumen

5 Thermische Energiespeicher

5.1 Überblick

Thermische Energiespeicher werden eingesetzt, um thermische Energie (Wärme und Kälte) zu speichern. Sie werden unterteilt in:

- sensible thermische Energiespeicher,
- Latentwärmespeicher und
- thermochemische Energiespeicher.

Sensible („sentire“ lat. für „fühlen“) Wärmespeicher verändern beim Laden und Entladen ihre fühlbare Temperatur. Bei Latentwärmespeichern ändert sich die fühlbare Temperatur nicht maßgeblich, jedoch ändert sich der Aggregatzustand des Speichermediums und die Wärme wird latent (verborgen) gespeichert. Thermochemische Speicher speichern die thermische Energie durch endotherme (Energie aufnehmende) bzw. exotherme (Energie abgebende) Reaktionen.

Tabelle 20 zeigt eine Übersicht des Stands der Technik der einzelnen thermischen Energiespeicher.

Tabelle 20: Übersicht Stand der Technik thermischer Energiespeicher

Quelle: (Agentur für Erneuerbare Energie, 2009)

Thermische Energiespeicher	Energiedichte [kWh/m ³]	typische Größe [m ³]	typische Anwendungen
Kies-Wasser-Wärmespeicher	30-50	> 1.000	Nahwärmenetze
Heißwasser-Wärmespeicher	60-80	50 - 6.000	Warmwasser, Heizung
Erdsonden-Wärmespeicher	15-30	> 50.000	Nahwärmenetze
Aquifer-Wärmespeicher	30-40	> 1.000	Nahwärmenetze
Latentwärmespeicher	120-200	einige - 100	Warmwasser, Heizung, mobile Wärme
Sorptionsspeicher	100-500	> 10	Heizung, Nahwärmenetze, mobile Wärme
thermochem. Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen	160-10.500	-	Bisher nur im Labormaßstab erprobt
Feststoff-Wärmespeicher	20-50	600 - 12.000	Solarthermische Kraftwerke, Prozesswärme
Warmwasserspeicher	60-80	0,2 - einige	Warmwasser, Heizung

5.2 Sensible thermische Energiespeicher

5.2.1 Grunddaten – Stand der Technik

Sensible thermische Energiespeicher ändern ihre fühlbare Temperatur beim Lade- bzw. Entladevorgang. Sie sind Stand der Technik und werden vorrangig mit Wasser als Speichermedium eingesetzt. Wesentlicher Nachteil sind die thermischen Verluste und die dadurch erforderliche Dämmung. Die Verluste entstehen aufgrund der Differenz zwischen der Temperatur des thermischen Energiespeichers und der Umgebung (Oertel, 2008).

Die thermischen Verluste sind proportional zur Oberfläche des Speichermediums, zur Temperaturdifferenz zwischen dem thermischen Energiespeicher und der Umgebung, zur spezifischen Wärmekapazität des Speichermaterials und zum Wärmedurchgangskoeffizienten des Dämmmaterials. Der Wärmedurchgangskoeffizient wiederum ist proportional zur Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials und indirekt proportional zur Stärke der Dämmschicht. Die thermischen Verluste sind direkt proportional zur Oberfläche des thermischen Energiespeichers, deshalb werden thermische Energiespeicher mit einem möglichst kleinen Oberflächen-Volumenverhältnis angestrebt. Sensible thermische Energiespeicher werden häufig nach deren volumetrischer Wärmekapazität (volumetrische Energiedichte) beurteilt (INT, 2009). Diese gibt an welche Menge an thermischer Energie pro Volumen gespeichert werden kann (z.B. kWh/m³).

Die gespeicherte thermische Energiemenge q in einem Volumen V lässt sich unter Berücksichtigung der Dichte ρ des Speichermediums, der spezifischen Wärmekapazität des Speichermediums bei konstantem Druck C_p und der Temperaturdifferenz ΔT zwischen dem Speichermedium und der Umgebung über Formel 6 berechnen (Huggins, 2010):

$$q = \rho \cdot C_p \cdot V \cdot \Delta T$$

Formel 6

Q	gespeicherte	thermische	Energie	[kJ]
ρ	Dichte	des	Speichermediums	[kg/m ³]
C_p	spezifische	Wärmekapazität		[kJ/(kgK)]
V	Volumen			[l]
ΔT	Temperaturdifferenz			[K]

5.2.2 Einsatzbereiche

Thermische Energiespeicher können hinsichtlich ihrer Einsatzbereiche in Lang- und Kurzzeitspeicher eingeteilt werden.

5.2.2.1 Kurzzeitspeicher

Heißwasserwärmespeicher

Das Speichermedium bei Heißwasserwärmespeichern ist Wasser, das mit 4,18 kJ/kgK eine hohe Wärmekapazität aufweist. Heißwasserwärmespeicher sind meist zylindrisch aufgebaut, um die Ausbildung stabiler thermischer Schichten zu gewährleisten. Heißwasserwärmespeicher werden zumeist in Hausheizungssystemen zur Speicherung des Warmwassers und/oder des Heizungswassers eingesetzt, oft bivalent, d.h. in Kombination einer konventionellen Heizung mit einer solarthermischen Anlage (Oertel, 2008).

Dampfspeicher

Dampfspeicher sind aus einem oder mehreren Stahlkesseln gefertigt und werden mit Wasserdampf beladen, welcher nach der Beladung auskondensiert. Die Temperatur des Dampfs entspricht der Siedetemperatur und liegt aufgrund der Druckniveaus bei bis zu 10 bar über 100 °C. Dampfspeicher werden in industriellen Prozessen zur Bereitstellung von kurzzeitig gespeicherter Prozesswärme eingesetzt. Zur Langzeitspeicherung sind

Dampfspeicher nicht geeignet, da diese keine Wärme mit konstantem Temperatur- und Druckniveau bereitstellen (Oertel, 2008).

Fluid- und Feststoffspeicher

Bei Fluid- und Feststoffspeichern ist das Speichermedium flüssig bzw. fest. Fluidspeicher nutzen Thermoöle, Flüssigsalze oder Druckwasser. Thermoöle und Flüssigsalze werden z.B. in solarthermischen Kraftwerken eingesetzt. Als Feststoffspeicher werden Hochtemperaturbeton (Abbildung 20) und Hochtemperaturkeramiken eingesetzt und praxisnah erprobt (Oertel, 2008).



Abbildung 20: Feststoffspeicher ANDASOL

Quelle: (Laing et al., 2005)

5.2.2.2 Langzeitspeicher

Langzeitwärmespeicher werden meist zur Speicherung von solarthermisch gewonnener Wärme eingesetzt und finden vorrangig in Deutschland und Skandinavien Verbreitung. Zu Kurzzeitspeichern zählen neben Heißwasserspeichern auch Kies-Wasser-, Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher (Oertel, 2008).

Heißwasserwärmespeicher

Heißwasserspeicher (Abbildung 21) zur Langzeitspeicherung von thermischer Energie werden unter 100 °C betrieben und können ein Volumen von mehreren 1.000 m³ aufweisen. Sie können unabhängig von geologischen Gegebenheiten in unterschiedlichen Größen ausgeführt werden und weisen eine Temperaturschichtung auf. Die Dämmung dieser Speicher erfolgt meist mit Glas- oder Mineralfasern, Schaumglas bzw. -schotter oder Blähglasgranulat (Oertel, 2008).

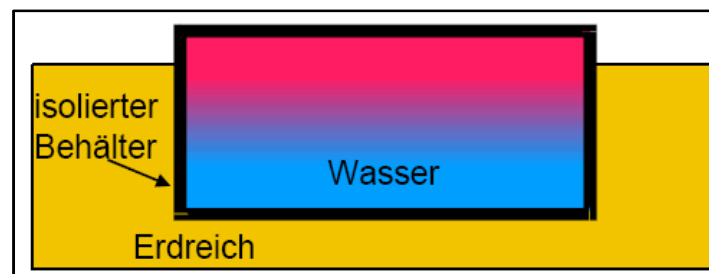


Abbildung 21: Schema Heißwasserwärmespeicher

Quelle: (Himpel, 2009)

Kies-Wasser-Wärmespeicher

Kies-Wasser-Wärmespeicher (Abbildung 22) sind Gruben, die mit Kies-Wasser als Speichermedium aufgefüllt werden. Meist sind sie noch mit einer Kunststoffolie wasserdicht ausgekleidet. Sie stellen eine kostengünstige Alternative zu den Betonkonstruktionen der Heißwasserspeicher dar (Oertel, 2008).

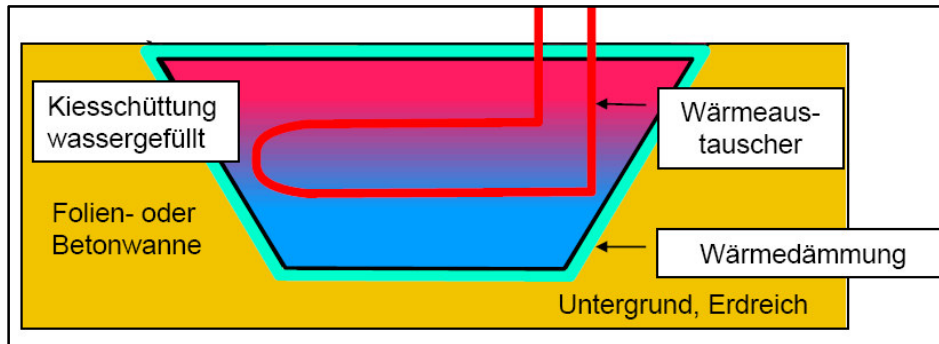


Abbildung 22: Schema Kies-Wasser-Wärmespeicher

Quelle: (Himpel, 2009)

Erdsondenwärmespeicher

Erdsondenwärmespeicher (Abbildung 23) speichern die thermische Energie direkt im Erdreich bzw. in den Gesteinsschichten. Die Übertragung der thermischen Energie erfolgt mittels in den Erdboden eingelassener U-förmiger Sonden, die häufig aus Kunststoff bestehen. Wassergesättigte Tone bzw. Tongesteine sind geeignete Untergründe, da sie eine hohe Wärmekapazität und Dichtheit aufweisen und Grundwasserbewegungen unterbinden. Aufgrund der trägen Wärmeleitung des Untergrunds weisen Erdsondenwärmespeicher deutlich längere Zugriffszeiten auf und müssen einen eingeschwungenen Zustand aufweisen. Dieser Zustand ist meist erst nach 3 bis 5 Jahren nach der ersten Beladung erreicht. Nach der Einschwingphase wird davon ausgegangen, dass 50-70 % der gespeicherten thermischen Energie genutzt werden können. Da die thermischen Verluste bei Erdsondenwärmespeichern sehr hoch sind, werden für eine effiziente Langzeitspeicherung Speichergrößen größer 50.000 m³ als sinnvoll angegeben (Oertel, 2008).

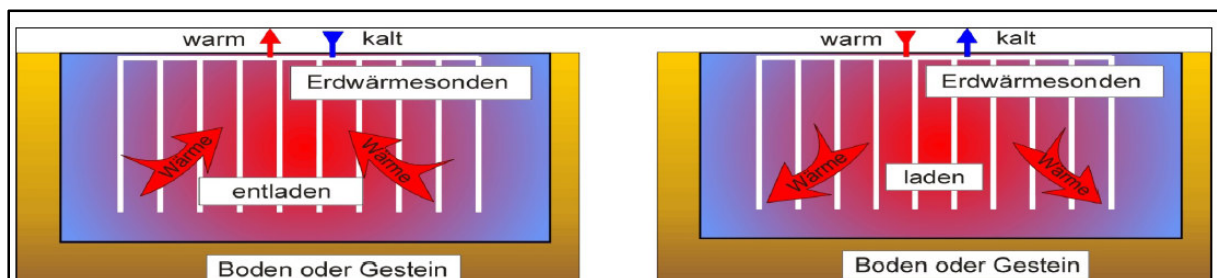


Abbildung 23: Schema Erdsondenwärmespeicher

Quelle: (Himpel, 2009)

Aquiferwärmespeicher

Aquiferwärmespeicher (Abbildung 24) speichern die thermische Energie auch im Untergrund in hydraulisch abgeschlossenen Grundwasserschichten. Die Beladung und Entladung erfolgt über 2 Bohrungen. Die „kalte Bohrung“ dient der Entnahme des kalten Grundwassers, welches oberirdisch prozesstechnisch erwärmt wird und über die 2. Bohrung („warme Bohrung“) wieder in das Aquifer geleitet wird. Die 2 Bohrungen können sich im Untergrund thermisch beeinflussen, daher muss die Anordnung dieser in einem Abstand von 50-300 m erfolgen. Aquiferwärmespeicher weisen wie Erdsondenwärmespeicher eine mehrjährige Einschwingphase auf und sollten große Speichervolumina (ab etwa 100.000 m³) aufweisen.

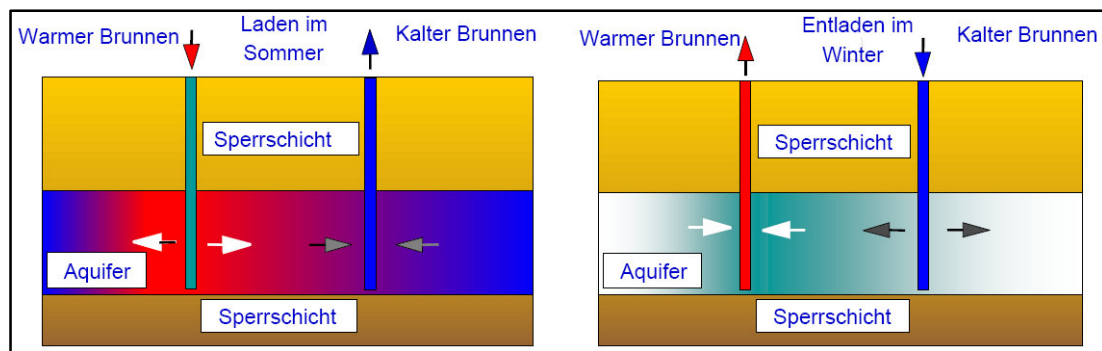


Abbildung 24: Schema Aquiferwärmespeicher

Quelle: (Himpel, 2009)

5.2.3 Zukünftiges Entwicklungspotential

Im Bereich der sensiblen thermischen Energiespeicher gibt es nach wie vor Bestrebungen die Effizienz dieser zu erhöhen. So gibt es im Bereich der Feststoffspeicher Bestrebungen diese verstärkt im Bereich von solarthermischen Kraftwerken und im Rahmen von Prozesswärmespeicherung einzusetzen (vgl. Bahl et al., 2009). Flüssigsalze werden ebenfalls bereits in solarthermischen Kraftwerken als thermischer Energiespeicher zur Pufferung der erzeugten Wärme genutzt (vgl. Planta Solar de Almería 2007-2010). Im Bereich der klassischen Wasserspeicher gibt es Bestrebungen die Be- und Entladesysteme dieser thermischen Energiespeicher in Kombination mit solarthermischen Systemen weiterzuentwickeln (vgl. Göppert et al., 2009). Die Minimierung von thermischen Verlusten bei Wasserspeichern spielt nach wie vor eine wesentliche Rolle. Im Rahmen von Forschungsprojekten wird etwa der Einsatz von diversen Vakuum-Isolationsmechanismen (vgl. Altenburger et al., 2011) untersucht.

5.3 Latentwärmespeicher

5.3.1 Grunddaten – Stand der Technik

Latentwärmespeicher speichern die ihnen zugeführte thermische Energie latent (verborgen), d.h. die fühlbare Temperatur des Speichermediums ändert sich nicht maßgeblich, jedoch ändert sich der Aggregatzustand des Speichermediums. Latentwärmespeicher speichern die Umwandlungswärme eines Phasenübergangs (z.B. fest auf flüssig).

Wesentlicher Vorteil von Latentwärmespeichern zu herkömmlichen thermischen Energiespeichern ist, dass sie bereits bei sehr geringen Temperaturdifferenzen über einen gewissen Zeitraum eine relativ große Wärmemenge pro Speichervolumen aufnehmen und diese beliebig lange verlustfrei speichern können (Abbildung 25). Bei einer Temperaturveränderung von 10 °C bei einem Schmelzvorgang kann eine etwa 10-20-fach höhere Wärmespeicherdichte erzielt werden. Dadurch lässt sich die Menge des Speichermediums und die Baugröße des thermischen Energiespeichers reduzieren (INT, 2009).

Latentwärmespeicher werden oft auch als Phasenwechselspeicher bzw. das Speichermedium als Phasenwechselmaterial (Phase Change Material – PCM) bezeichnet. Das Speichermedium ist meist ein chemisch einheitlicher Stoff mit einem festen Schmelzpunkt, daher ergeben sich für unterschiedliche Arbeitstemperaturen (Temperaturbereiche) auch unterschiedliche Speichermedien (Oertel, 2008).

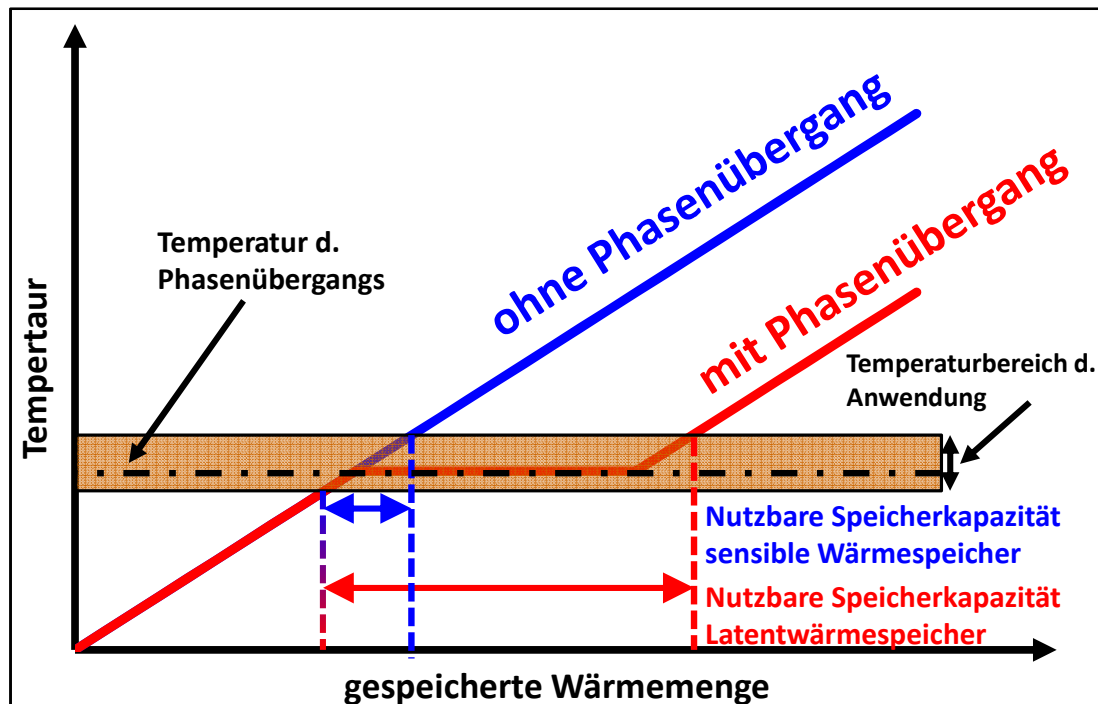


Abbildung 25: Prinzipien der latenten und sensiblen Wärmespeicherung im Vergleich

Quelle: (nach Mehling, 2004)

Die gespeicherte thermische Energiemenge q in einem Phasenwechselmaterial lässt sich über die Masse m des Phasenwechselmaterials unter Berücksichtigung der spezifischen Wärmekapazität des Phasenwechselmaterials im flüssigen Zustand $c_{p, \text{flüssig}}$ und im festen Zustand $c_{p, \text{fest}}$, der maximalen Temperatur des Phasenwechselmaterial in der Anwendung T_{max} , der minimalen Temperatur des Phasenwechselmaterial in der Anwendung T_{min} , der Schmelztemperatur T_{schmelz} des Phasenwechselmaterial und der Schmelzenthalpie des Phasenwechselmaterial $\Delta h_{\text{schmelz}}$ berechnen (Formel 7) (BINE, 2005):

$$q = m \cdot (c_{p, \text{flüssig}} \cdot (T_{\text{max}} - T_{\text{schmelz}}) + c_{p, \text{fest}} \cdot (T_{\text{schmelz}} - T_{\text{min}}) + \Delta h_{\text{schmelz}}) \quad \text{Formel 7}$$

q	gespeicherte	thermische	Energie	[kJ]
m	Masse	des	Phasenwechselmaterials	[kg]
$c_{p, \text{flüssig}}$	spez. Wärmekapazität	des Phasenwechselmat.	flüssigen Zustand	[kJ/kg K]
$c_{p, \text{fest}}$	spez. Wärmekapazität	des Phasenwechselmat.	fester Zustand	[kJ/kg K]
T_{max}	maximale	Temperatur	der Anwendung	[K]
T_{min}	minimale	Temperatur	der Anwendung	[K]
T_{schmelz}	Schmelztemperatur	des	Phasenwechselmaterials	[K]
$\Delta h_{\text{schmelz}}$			Schmelzenthalpie	[kJ/kg]

5.3.2 Einsatzbereiche

Latentwärmespeicher können für die Speicherung von Wärme und Kälte eingesetzt werden. Zur Speicherung von Wärme kommen Wasser und wässrige Salzlösungen zum Einsatz. Im Temperaturbereich unter 0°C kommen häufig wässrige eutektische Salzlösungen (Gemenge z.B. 2 Salze einer bestimmten Zusammensetzung, die in festem Zustand nicht, in flüssigem Zustand voll mischbar sind) zum Einsatz. Im Temperaturbereich zwischen 0°C und 20°C werden Gashydrate bzw. Clathrate (unter Druck wird ein Gas in Wasser gelöst, dadurch wird das Molekülgitter des Eises stabilisiert und der Schmelzpunkt erhöht) eingesetzt (INT, 2009). Die Speicherung von Wärme erfolgt bei Temperaturen zwischen 5 und etwa 130°C mit Salzhydraten (Salze mit einem hohen Wassergehalt) und eutektischen Mischungen von Salzhydraten. Salzhydrate haben den Nachteil, dass sie nicht kongruent schmelzen, dabei kommt es aufgrund von Dichteunterschieden zu Phasenbildungen und eine erneute

Verfestigung des Materials erfolgt nur unvollständig. Um diesem Phänomen entgegenzuwirken gibt es erste Ansätze (z.B. Mikroverkapselung, Umrühren – vgl. Mehling, 2001).

Des Weiteren sind Paraffine (parum affinis lat. für „wenig reaktionsfähig“) für diesen Temperaturbereich einsetzbar. Diese sind in Ihrer Handhabung einfacher, da sie chemisch sehr reaktionsträge sind und dadurch keine Korrosionserscheinungen an Metallen aufweisen. Für den Temperaturbereich über 130 °C werden Salze (z.B. Nitrate, Chloride, Carbonate) und deren eutektische Mischungen eingesetzt. Diese wurden vorrangig für den Einsatz in Parabolrinnenkraftwerken untersucht (siehe dazu Mehling, 2002).

Zahlreiche Phasenwechselmaterialien haben bereits ihre Marktreife erreicht und stehen für die Bereiche der Gebäudetechnik (z.B. Fußbodenheizungen, Sonnenschutzsysteme, Glasfassaden) und Bautechnik (z.B. PCM-Gipsputze, PCM-Gipskartonplatten zur passiven Gebäudeklimatisierung) zur Verfügung (Oertel, 2008).

Wesentliches Problem bei der technischen Umsetzung von Latentwärmespeichern ist die niedrige Wärmeleitfähigkeit der eingesetzten Speichermedien (z.B. Paraffine: 0,2 W/(mK), Salzhydrate: 0,6 W/(mK)). Um eine entsprechende Lade- und Entladeleistung bzw. eine ausreichend hohe Wärmestromdichte bereitzustellen, werden sehr große Wärmeübertragungsflächen bzw. Speichermedien mit höherer Wärmeleitfähigkeit benötigt. Um dieses Problem zu lösen, werden verschiedene Ansätze verfolgt, wie z.B. die Entwicklung hochleitfähiger Verbundmaterialien, hier wird das Speichermedium mit einer sehr gut wärmeleitenden Matrix zu einem Verbundmaterial umgesetzt (INT, 2009).

5.3.3 Zukünftiges Entwicklungspotential

Zukünftig könnte der Einsatz von Latentwärmespeichern für die Nutzung industrieller Prozesswärme ein interessantes Anwendungsgebiet werden. Mit hochleitfähigen Salz-Graphit-Verbundmaterialien (z.B. Nitraten) kann der Temperaturbereich von 130-330 °C abgedeckt werden. Daraus ergeben sich auch Möglichkeiten Latentwärmespeicher als mobile Wärmespeicher einzusetzen und so ungenutzte Wärme z.B. industrielle Abwärme an anderen Orten zur Verfügung zu stellen (Oertel, 2008). Für den Temperaturbereich von 90-180 °C werden derzeit Zuckeralkohole als Speichermedium erprobt. Diese weisen hohe Energiedichten auf und zeigen keine Separation (INT, 2009).

Auch die Weiterentwicklung von Phasenwechselmaterialien bietet zukünftig Potential. Zukünftig sollen Phasenwechselfluide (Phase Change Slurries – PCS) zum Einsatz kommen. Das sind Wärmeträgerfluide, die aus einer Trägerflüssigkeit und einem Phasenwechselmaterial bestehen. Im Vergleich zu Wasser können diese Wärmeträgerfluide im jeweiligen Temperaturbereich größere Energiemengen pro Volumen speichern und die Umsetzung vom kompakten thermischen Energiespeichern wird möglich. In der Kältetechnik werden für den Temperaturbereich zwischen -15 und 0 °C sogenannte Ice-Slurries eingesetzt. Diese basieren auf einem Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch. Im Temperaturbereich zwischen 0 und 18 °C befinden sich PCS in Entwicklung, die als Phasenwechselmaterial Emulsionen mit Paraffinen enthalten (INT, 2009).

5.4 Thermochemische Energiespeicher

5.4.1 Grunddaten – Stand der Technik

Thermochemische Energiespeicher speichern die ihnen zugeführte thermische Energie mit Hilfe von reversiblen chemischen Prozessen. Thermochemische Speicher werden in Sorptionsspeicher und Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen unterteilt.

5.4.1.1 Sorptionsspeicher

Bei Sorptionsspeichern lagern sich in bzw. an Festkörpern oder Flüssigkeiten Fremdmoleküle an. Bei Sorptionsspeichern wird zwischen Adsorptions- und Absorptionsspeichern unterschieden.

Adsorptionsspeicher

Vorwiegend werden Adsorptionsspeicher bei Heizzwecken eingesetzt, bei diesen werden der Vorgang der Desorption zum Beladen und der Vorgang der Adsorption zum Entladen des Speichers genutzt. Bei der Beladung (Desorption) des Adsorptionsspeichers wird dem festen Speichermedium (z.B. Zeolithe, Silikagel) Wärme mit hoher Temperatur zugeführt, infolgedessen gibt das Speichermedium Feuchtigkeit in Form von Wasserdampf ab. Dieser Wasserdampf wird in einem Kondensator/Verdampfer aufgefangen und kondensiert dort. Die dabei entstehende Kondensationswärme kann für weitere Zwecke genutzt werden. Bei der Entladung (Adsorption) des Adsorptionsspeichers wird dem Kondensator/Verdampfer Wärme zugeführt, diese führt zum Verdampfen des aufgefangenen Wassers. Dieser Wasserdampf lagert sich an das Speichermedium (Sorptionmaterial) an, dadurch wird Energie freigesetzt und die Luft wird erwärmt und kann genutzt werden (Abbildung 26).

Adsorptionsspeicher erreichen je nach Material und Systemauslegung hohe Energiedichten im Bereich von etwa 200-500 kWh/m³ (Oertel, 2008). Die bisher erzielten Energiedichten im Pilotmaßstab lagen bei etwa 130 kWh/m³ (vgl. Henning, 2002; Purkathofer et al., 2003).

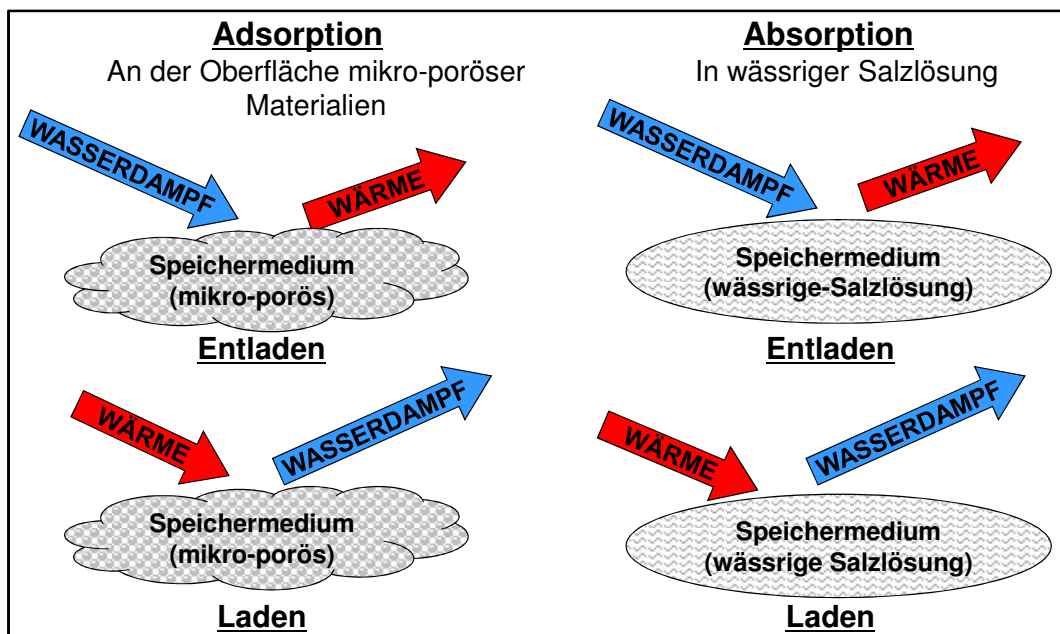


Abbildung 26: Prinzip der Adsorption und Absorption bei Sorptionsspeichern

Quelle: (nach Himpel, 2009)

Als Speichermedien eignen sich Stoffe mit poröser Oberfläche und hygroskopischen Eigenschaften. Aufgrund der Porosität besitzen diese Stoffe eine große innere Oberfläche. In Kombination mit den hygroskopischen Eigenschaften können diese Stoffe große Mengen

Wasser speichern. Zeolithe besitzen eine innere Oberfläche von bis zu 1.000 m²/g und benötigen für die Desorption Temperaturen über 100 °C. Ihr Arbeitstemperaturbereich liegt bei etwa 100-300 °C. Silikagel als weiteres mögliches Speichermedium besitzt eine innere Oberfläche von etwa 300-800 m²/g. Silikagel ist aufgrund der größeren Poren und der geringeren inneren Oberfläche im Vergleich zu Zeolithen weniger hygroskopisch. Daher können diese das adsorbierte Wasser bereits bei Temperaturen unter 100 °C abgeben. Ihr Arbeitstemperaturbereich liegt bei etwa 40-100 °C. Metallhydride eignen sich auch als Speichermedium für Adsorptionsspeicher. Ihr Arbeitstemperaturbereich liegt bei etwa 280-500 °C. Zeolithe und Silikagel sind umweltverträglich, gesundheitlich unbedenklich und nicht brennbar, daher bedürfen diese Energiespeicher keinerlei besonderer Schutzmaßnahmen. (INT, 2009).

Eine wichtige Größe zur Beurteilung von Adsorptionsspeichern ist der Temperaturhub. Dieser gibt die Temperaturdifferenz zwischen Kondensator/Verdampfer und dem Speichermedium während der Adsorption an. Er beschreibt die Temperaturerhöhung der durchströmenden Luft im Fall der Adsorption (Entladung). Der Temperaturhub ist eine entscheidende Größe für Heizanwendungen und sollte bei dieser Anwendung so groß wie möglich sein. Großer Temperaturhub bedeutet, dass auch bei geringen Verdampfungstemperaturen eine für Heizzwecke ausreichend hohe Temperatur durch die Adsorption erreicht werden kann (INT, 2009).

Das EU-Projekt HYDES (High Energy Density Sorption Heat Storage for Solar Space Heating; 1998-2001) lieferte Energiedichten von etwa 120 kWh/m³. Im Nachfolgeprojekt MODESTORE (Modular High Energy Density Sorption Storage; 2005-2006) (vgl. Wagner et al., 2006) war das Ziel der Bau eines Adsorptionsspeichers der 2. Generation und die Erreichung einer Energiedichte von etwa 150 kWh/m³ unter Laborbedingungen. In einem Einfamilienhaus wurde unter realen Bedingungen ein Adsorptionsspeicher für die Langzeitspeicherung eingesetzt. Wesentliche Erkenntnisse waren, dass die praktisch erreichbaren Energiedichten mit etwa 50 kWh/m³ im Bereich von konventionellen Heißwasserwärmespeichern lagen und die Materialpaarung Silikagel und Wasser nach den Erfahrungen des Projekts nicht geeignet ist um höhere solare Deckungsgrade zu erreichen als mit konventionellen Pufferspeichern (INT, 2009).

Vorteilhaft ist, dass die Speicherung bei Adsorptionsspeichern nahezu verlustfrei erfolgt, eine fast unbegrenzte Speicherdauer erreicht wird und diese nahezu beliebig oft be- und entladen werden können. Wesentlicher Nachteil von Adsorptionsspeichern ist die geringe Wärmeleitfähigkeit von Zeolithen (0,2-0,6 W/(mK)) und von Silikagel (0,14-0,2 W/(mK)). Die Geometrie der Gesamtanordnung des Speichermediums und des Wärmetauschers haben entscheidenden Einfluss auf den Wärmeübergang und die Fähigkeit des Speichermediums Wasser aufzunehmen bzw. abzugeben. Die dauerhafte Anordnung von kompakten Zeolithschichten mit einem metallischen Wärmetauscher stellt eine weitere Herausforderung dar, da die Zeolithschichten aufgrund der unterschiedlichen Wärmeausdehnung abplatzen. Als Alternative werden Zeolithpellets eingesetzt. Diese werden lose in die Zwischenräume eingebracht, hier besteht noch Optimierungsbedarf (Oertel, 2008).

Absorptionsspeicher

Bei Absorptionsspeichern wird eine wässrige Salzlösung als Speichermedium eingesetzt. Bei der Beladung (Desorption) des Speichers wird die Salzlösung durch zugeführte heiße Luft aufkonzentriert und der ausgetriebene Wasserdampf wird in einem Kondensator/Verdampfer aufgefangen. Bei der Entladung (Absorption) kann die aufkonzentrierte Salzlösung dazu genutzt werden einen Luftstrom zu entfeuchten ([Abbildung 26](#)). Durch diesen Vorgang kann trockene Luft gewonnen werden die anschließend in einem nachgeschalteten Befeuchter abgekühlt und zu Klimatisierungszwecken eingesetzt werden kann. Das flüssige Speichermedium (Absorptionsspeicher) geht im Gegensatz zum festen Speichermedium (Adsorptionsspeicher) schwächere Bindungen ein, dadurch wird nur die entfeuchtete Luft

erhitzt. Aus diesem Grund werden Absorptionsspeicher nicht für Heizzwecke eingesetzt (INT, 2009).

5.4.1.2 Thermochemische Energiespeicher mit reversiblen chemischen Bindungen

Thermochemische Energiespeicher auf Basis von reversiblen Bindungen nutzen die Bindungsenergie von Molekülen. Das Beladen des Speichers erfolgt durch die Zufuhr von Wärme, dadurch wird eine chemische Verbindung in ihre Basisverbindungen zerlegt. Die Entladung des Speichers erfolgt indem die beiden Basisverbindungen miteinander reagieren und dabei Wärme freigesetzt wird.

Tabelle 21 zeigt einen Überblick von reversiblen chemischen Prozessen die sich zum Einsatz der thermochemischen Wärmespeicherung eignen und deren Eigenschaften. Thermochemische Energiespeicher auf Basis von reversiblen Bindungen befinden sich noch weitestgehend im Forschungs- und Entwicklungsstadium.

Tabelle 21: Reversible chemische Prozesse zur thermochemischen Wärmespeicherung im Überblick

Quelle: (INT, 2009)

A \rightleftharpoons	B +	C	GJ/m ³	T(°C)
MgSO ₄ · 7 H ₂ O	MgSO ₄	7 H ₂ O	2,8	122
SiO ₂	Si	O ₂	37,9	4065
FeCO ₃	FeO	CO ₂	2,6	180
Fe(OH) ₂	FeO	H ₂ O	2,2	150
CaSO ₄ · 2 H ₂ O	CaSO ₄	2 H ₂ O	1,4	89
MgSO ₄ · H ₂ O	MgSO ₄	H ₂ O	1,3	216
ZnCO ₃	ZnO	CO ₂	2,5	133
CaCl ₂ · 2 H ₂ O	CaCl ₂ · H ₂ O	H ₂ O	0,6	174
MgSO ₄ · 7 H ₂ O	MgSO ₄ · H ₂ O	H ₂ O	2,3	105

5.4.2 Einsatzbereiche

Adsorptionsspeicher

Adsorptionsspeicher finden in Heizgeräten für Einfamilienhäuser und zukünftig womöglich vermehrt als Wärmespeicher in Verbindung mit Heizanwendungen Verwendung. Auch der Einsatz als mobile thermische Energiespeicher wird untersucht (siehe Storch et al., 2006). Prinzipiell eignen sie sich auch zur Kurzzeitspeicherung, die Verwendung als Langzeitspeicher steht jedoch im Vordergrund (INT, 2009).

Absorptionsspeicher

Absorptionsspeicher kommen meist bei Klimatisierungszwecken zum Einsatz und eignen sich nicht für den Einsatz in Heizanwendungen (INT; 2009).

Thermochemische Energiespeicher mit reversiblen chemischen Bindungen

Thermochemische Energiespeicher mit reversiblen chemischen Bindungen werden zurzeit nur in Forschungs- und Entwicklungsanwendungen eingesetzt (INT, 2009).

5.4.3 Zukünftiges Entwicklungspotential

Adsorptionsspeicher sind technisch zur Wärmespeicherung weiter entwickelt als Absorptionsspeicher. Adsorptionsspeicher werden auch in zahlreichen Pilotprojekten erprobt und erste kommerzielle Produkte sind erhältlich (INT, 2009).

Bei Adsorptionsspeicher gibt es Entwicklungen zum Einsatz eines auf Silikagel basierenden Speichermediums. Dieses ermöglicht hohe Energiedichten und wird Selective Water Sorbents (SWS) genannt. Es handelt sich um Materialien auf Basis einer Silikagelmatrix, welche mit einem hygroskopischen Salz imprägniert sind. Die Materialstabilität stellt noch eine Herausforderung dar, d.h. mögliche Auswaschung des Salzes sowie Korrosion. Die Auswaschung des Salzes soll durch die Mischung verschiedener Salze vermindert werden. Als Trägermaterial für die Salzmischung werden sowohl Blähgläser (aufgeschäumte Gläser) aus dem Glasrecycling als auch Keramik- und Komposit-Granulate untersucht (INT, 2009).

5.5 Zusammenfassung thermische Energiespeicher

Die Einsatzbereiche der unterschiedlichen thermischen Energiespeichertechnologien sind sehr vielfältig, wie auch deren technischen Unterschiede und spezifischen Kenndaten. So können sensible thermische Energiespeicher zur Speicherung von Warmwasser bzw. zur Speicherung von Heizungswasser im häuslichen Bereich, oft auch in Kombination mit einem solarthermischen System, eingesetzt werden. Darüber hinaus gibt es auch bereits Anwendungen zur großtechnischen Speicherung von thermischer Energie mit Hilfe von Langzeitspeichern, wie z.B. Wasserwärmespeicher, Kies-Wasser-Speicher, Aquifer-Wärmespeicher und Erdsondenwärmespeicher. Diese Wärmespeicher besitzen je nach Temperaturniveau Energiedichten zwischen 30 und 80 kWh/m³. Zur weiteren Steigerung der Effizienz dieser thermischen Energiespeicher werden unterschiedliche Dämmvarianten (z.B. Vakuumdämmung), sowie Be- und Entlademöglichkeiten entwickelt und erprobt. Sensible thermische Energiespeicher können des Weiteren auch zur Speicherung von Hochtemperaturwärme im Bereich der Prozesswärmeanwendungen eingesetzt werden. Hier kommen vor allem Druckwasserspeicher zum Einsatz. Neben den klassischen sensiblen thermischen Energiespeichern bieten Latentwärmespeicher und thermochemische Energiespeicher mit Energiedichten von etwa 120-200 bzw. 160-10.500 kWh/m³, großes Potential zukünftig zu einer deutlichen Reduktion des Volumens im Bereich der thermischen Speichertechnik beizutragen. Hier ist je nach thermischer Energiespeichertechnologie noch unterschiedlich viel Entwicklungsarbeit erforderlich.

Die Nutzung von konventionellen Warmwasser- bzw. Heizungswasserspeichern im häuslichen Bereich ist allgemein sozial akzeptiert und stellt den Stand der Technik dar. Die Errichtung großtechnischer thermischer Energiespeicher, z.B. in Siedlungen bzw. im Untergrund, erfordert eine gesonderte Betrachtung je nach Projektvorhaben. Hochtemperaturwärmespeicher für Prozesswärmeanwendungen sind hinsichtlich ihrer sozialen Akzeptanz als neutral einzustufen, da sie bei sachgemäßer Betriebsweise keine merkbaren Eingriffe auf die Natur bzw. den Menschen herbeiführen. Der Einsatz von Latentwärmespeichern und thermochemischen Energiespeichern kann hinsichtlich ihrer sozialen Akzeptanz ebenfalls als neutral eingestuft werden, sofern der Betrieb sachgemäß erfolgt und es zu keiner Freisetzung etwaiger toxischer Stoffe kommt.

6 Bewertung von Energiespeichern

6.1 Anwendungsbeispiele

Um die unterschiedlichen Energiespeichertechnologien vergleichbar zu machen wurden 28 Anwendungsbeispiele für praktische Anwendungen festgelegt. Um eine realitätsnahe Bewertung zu gewährleisten, wurden die Spezifikationen in Anlehnung an existierende Anwendungen festgelegt und im 1. Stakeholder-Workshop vorgestellt und abgestimmt.

Elektrische Energiespeicher (20 Beispiele)	Thermische Energiespeicher (4 Beispiele)	Brennstoffe als Energiespeicher (4 Beispiele)
<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Angebotsnah (16 Beispiele)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tagesspeicher ▪ Wochenspeicher ▪ <u>Verbrauchernah (4 Beispiele)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tagesspeicher ▪ Wochenspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Angebotsnah (2 Beispiele)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tagesspeicher ▪ Wochenspeicher ▪ <u>Verbrauchernah (2 Beispiele)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tagesspeicher ▪ Wochenspeicher 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <u>Angebotsnah (2 Beispiele)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tagesspeicher ▪ Wochenspeicher ▪ <u>Verbrauchernah (2 Beispiele)</u> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Tagesspeicher ▪ Wochenspeicher

Abbildung 27: Anwendungsbeispiele allgemein im Überblick

6.1.1 Elektrische Energiespeicher

6.1.1.1 Angebotsnah

Bei den Anwendungsbeispielen „Elektrische Energiespeicher – angebotsnah“ (Abbildung 28) werden stationäre Großspeicher untersucht. Leistung und Kapazität wurden dabei entsprechend den Anforderungen im österreichischen Energiesystem definiert. Als Lade- und Entladeleistung wurden 300 MW angenommen. Bei den Anwendungsbeispielen wurde zwischen Tages- und Wochenspeichern mit unterschiedlichen Technologien unterschieden.

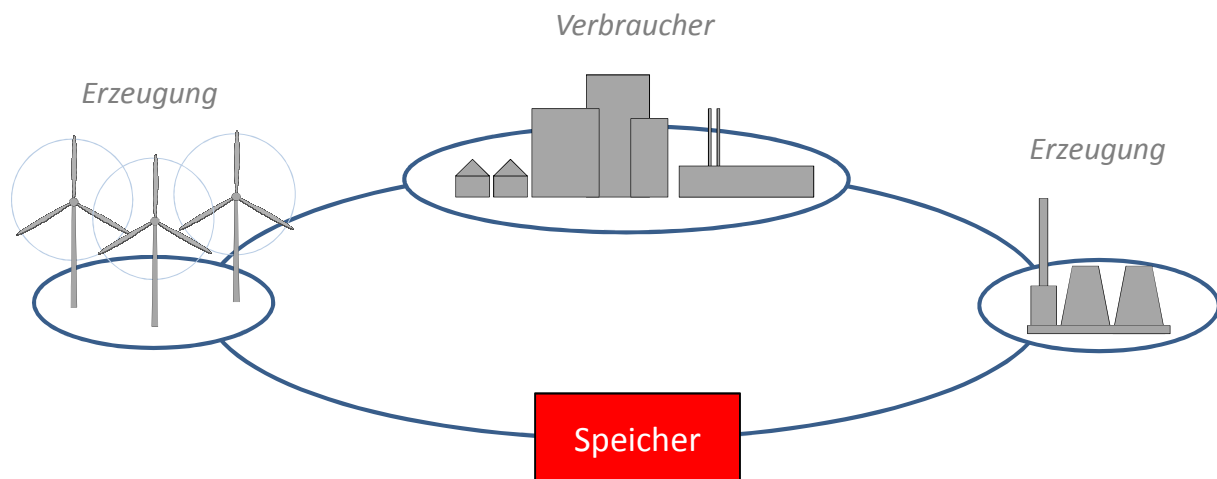


Abbildung 28: Anwendungsbeispiel - angebotsnahe elektrische Energiespeicher

Tagesspeicher:

Bei den Tagesspeichern wurde eine Speicherkapazität von 2.100 MWh angenommen. Es wurden dabei folgende Technologien bewertet:

- Pumpspeicher
- Adiabater Druckluftspeicher (AA-CAES)
- Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie)

- Vanadium-Redox-Flow-Batterie
- Li-Ionen-Akkumulatoren (Li-Ion-Akku)

Wochenspeicher:

Bei den Wochenspeichern wurde eine Speicherkapazität von 10.500 MWh angenommen. Aufgrund dieser Speicherkapazität wurden hier andere Technologien als bei den Tagesspeichern herangezogen. Folgenden Optionen wurden untersucht:

- Pumpspeicher
- Wasserstoffspeicher (H₂)
- Methanspeicher (Erneuerbares Methan - EE-CH₄)

Der Aufbau und die Funktionsweisen der Technologien wurden in Kapitel 4 beschrieben. In der Bewertung wurde bei allen Systemen von einer Neuerrichtung ausgegangen. In Abbildung 29 sind die angebotsnahen elektrischen Energiespeicher-Anwendungsbeispiele mit ihren Spezifikationen ersichtlich.

Angebotsnah (zentrale Großanlagen)	
Tagesspeicher	Leistung: 300 MW Kapazität: 2.100 MWh Technologien: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pumpspeicher ▪ Druckluftspeicher diabat (CAES) ▪ Druckluftspeicher adiabatisch (AA-CAES) ▪ Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) ▪ Redox-Flow-Batterien ▪ Lithium-Ionen-Akkumulatoren
Wochenspeicher	Leistung: 300 MW Kapazität: 10.500 MWh Technologien: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pumpspeicher ▪ Wasserstoffspeicher (H₂) ▪ Methanspeicher (EE-CH₄)

Abbildung 29: Angebotsnahe elektrische Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick

6.1.1.2 Verbrauchernah

Unter verbrauchernahen elektrischen Energiespeichern, sind dezentrale Speicher zu verstehen, die sich beim Endverbraucher befinden. Abbildung 30 zeigt einen Überblick der verbrauchernahen elektrischen Energiespeicher-Anwendungsbeispiele.

Verbrauchernah (dezentrale Kleinanlagen)	
Tagesspeicher	Leistung: 10 kW Kapazität: 10 kWh Technologien: <ul style="list-style-type: none"> ■ Blei-Säure-Batterien ■ Lithium-Ionen-Akkumulatoren
Wochenspeicher	Leistung laden: 1 kW Leistung entladen: 10 kW Kapazität: 60 kWh Technologien: <ul style="list-style-type: none"> ■ Blei-Säure-Batterien ■ H₂-Speicher+ Brennstoffzelle

Abbildung 30: Verbrauchernahe elektrische Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick

Es wurde ein Einfamilienhaus angenommen, in dem eine dezentrale Erzeugungseinheit (z.B. PV-Anlage) mit einem elektrischen Energiespeicher kombiniert wird. Dementsprechend wurden auch die Systemanforderungen definiert. Als minimale Ladeleistung wurde 1 kW angenommen, die etwa der maximalen Erzeugung einer 10 m² PV-Anlage entspricht. Als Entladeleistung müssen 10 kW erreicht werden, um auch Spitzen in der Haushaltslast abdecken zu können.

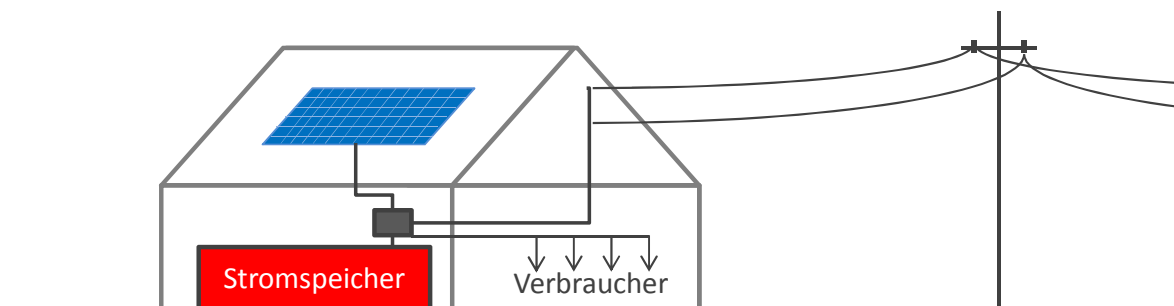


Abbildung 31: Anwendungsbeispiel - verbrauchernaher Stromspeicher

Auch bei den dezentralen Anwendungen wurde zwischen Tages- und Wochenspeichern unterschieden, wobei jeweils unterschiedliche Technologien untersucht wurden.

Tagesspeicher:

Hier wurden die Blei-Säure-Batterien mit Li-Ionen-Akkumulatoren verglichen.

Wochenspeicher:

Beim Wochenspeicher wurden Blei-Säure-Batterien mit einer wasserstoff-basierten Anwendung verglichen.

Wie bereits in Kapitel 4 beschrieben, kann Wasserstoff auch in dezentralen Speichersystemen eingesetzt werden. Das Funktionsprinzip ist hier prinzipiell wie bei den angebotsnahen Energiespeichern, jedoch wird der Wasserstoff nach der Elektrolyse und Verdichtung in Druckflaschen gespeichert und die Rückverstromung erfolgt in einer Brennstoffzelle. Bei Elektrolyse und Verdichtung treten bei kleineren Anlagen höhere

Verluste auf, als bei großen angebotsnahen Energiespeichern. Mit der Brennstoffzelle kann jedoch auch bei kleinen Anlagen ein hoher Verstromungsnutzungsgrad (etwa 50 %) erzielt werden. Um die Systemanforderung für das Anwendungsbeispiel zu erfüllen, wurde eine Systemleistung des Elektrolyseurs von 1 kW und der Brennstoffzellen von 10 kW angenommen. Mit dieser Konfiguration ist das System in der Lage, Strom aus einer 1 kW-peak PV-Anlage zu speichern und bedarfsgerecht mit hoher Leistung ins Haushaltsnetz abzugeben. Zur Speicherung des Wasserstoffs wurden Druckflaschen mit einem Volumen von 50 l und einem Maximaldruck von 200 bar angenommen, in denen sich unter diesen Bedingungen etwa 0,9 kg Wasserstoff pro Flasche speichern lassen (Fronius, 2010). Um eine Kapazität von 60 kWh elektrischer Energie zur Verfügung zu haben, müssen 120 kWh in Form von Wasserstoff gespeichert sein, wofür vier solcher Druckflaschen erforderlich sind.

6.1.2 Thermische Energiespeicher

6.1.2.1 Angebotsnah

Im Rahmen der Bewertung von angebotsnahen thermischen Energiespeichern wurden stationäre Groß-Wärmespeicher in Kombination mit Solarwärmekollektoren und einer Zusatzheizung für ein Mehrfamilienhaus (solare Kombianlage) untersucht. Als Wärmespeicher wurden nur Wasserspeicher untersucht. Abbildung 32 zeigt die angebotsnahen thermischen Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick.

Angebotsnah (Mehrfamilienhaus)	
Tagespeicher	Warmwasserbedarf: 183 MWh/a Speichervolumen: 27 m ³ Technologien: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Solare Warmwasserbereitung ▪ Warmwasserspeicher (Solar + Zusatzheizung)
Wochen-/ Monatspeicher	Gesamtwärmebedarf: 498 MWh/a Speichervolumen: 72 m ³ Technologien: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Solare Kombianlage (Warmwasser & Heizung) ▪ Warmwasserspeicher (Solar + Zusatzheizung)

Abbildung 32: Angebotsnahe thermische Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick

Abbildung 33 zeigt den schematischen Aufbau eines angebotsnahen thermischen Energiespeicher-Anwendungsbeispiels. Analog zu den Anwendungsbeispielen der elektrischen Energiespeicher wurde auch bei den thermischen Energiespeichern Anwendungsbeispiele für Tagesspeicher und Wochenspeicher festgelegt.

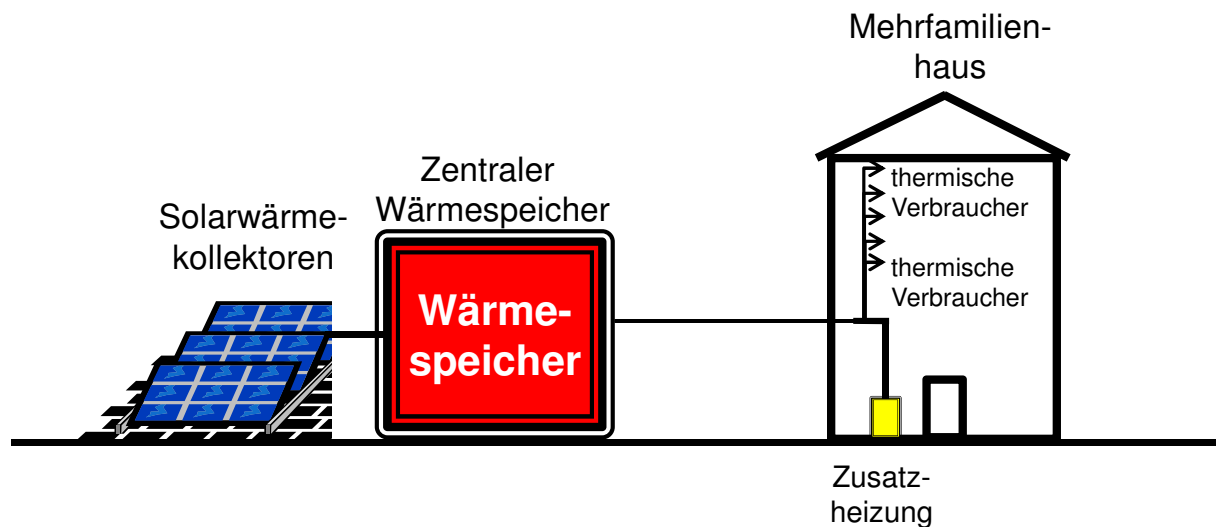


Abbildung 33: Anwendungsbeispiel – angebotsnaher thermischer Energiespeicher

Tagesspeicher:

Bei den Tagesspeichern wurde angenommen, dass der thermische Speicher als Warmwasserspeicher dient und die Solarwärmekollektoren zur Warmwasserbereitung eingesetzt werden und durch ein Zusatzheizungssystem ergänzt werden.

Die Eckdaten der angebotsnahen thermischen Tagesspeicher Energiespeicher-Anwendungsbeispiele sind:

- 100 Wohneinheiten zu je 70 m²
- Bewohner je Wohneinheit: 3 Personen
- Warmwasserbedarf pro Person und Tag: 30 Liter (60 °C)
- Leistung-Zusatzheizung: 150 kW
- Kollektorfläche: 540 m²
- Speichervolumen: 27 m³
- Solare Deckung (Warmwasserbedarf): 71 %

Wochenspeicher:

Im Rahmen der Wochenspeicher wurde davon ausgegangen, dass der thermische Speicher als Pufferspeicher dient und die Solarwärmekollektoren zur Warmwasser- und Heizungswasserbereitung (solares Kombisystem) eingesetzt werden und durch ein Heizungssystem ergänzt werden.

Die Eckdaten der angebotsnahen thermischen Wochenspeicher Energiespeicher-Anwendungsbeispiele sind:

- 100 Wohneinheiten zu je 70 m²
- Bewohner je Wohneinheit: 3 Personen
- Heizwärmebedarf: 45 kWh/m²
- Warmwasserbedarf pro Person und Tag: 30 Liter (60 °C)
- Leistung-Zusatzheizung: 150 kW
- Kollektorfläche: 720 m²
- Speichervolumen: 72 m³
- Solare Deckung (Warmwasser- & Heizwärmebedarf): 40 %

6.1.2.2 Verbrauchernah

Im Rahmen der Bewertung von verbrauchernahen thermischen Energiespeichern wurden stationäre Wärmespeicher in Kombination mit Solarwärmekollektoren und einer Zusatzheizung für ein Einfamilienhaus untersucht. Als Wärmespeicher wurden Wasserspeicher untersucht. Abbildung 34 zeigt die verbrauchernahen thermischen Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick mit ihren Spezifikationen.

Verbrauchernah (Einfamilienhaus)	
Tagesspeicher	Warmwasserbedarf: 6,9 MWh/a Speichervolumen: 0,3 m ³ Technologien: <ul style="list-style-type: none"> Solare Warmwasserbereitung Warmwasserspeicher (Solar + Zusatzheizung)
Wochen-/ Monatspeicher	Gesamtwärmebedarf: 7,5 MWh Speichervolumen: 1,2 m ³ Technologien: <ul style="list-style-type: none"> Solare Kombianlage (Warmwasser & Heizung) Warmwasserspeicher (Solar + Zusatzheizung)

Abbildung 34: Verbrauchernahe thermische Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick

Abbildung 35 zeigt den schematischen Aufbau eines verbrauchernahen thermischen Anwendungsbeispiels. Analog zu den Anwendungsbeispielen der elektrischen Energiespeicher wurden auch bei den thermischen Energiespeichern Anwendungsbeispiele für Tagesspeicher und Wochenspeicher festgelegt.

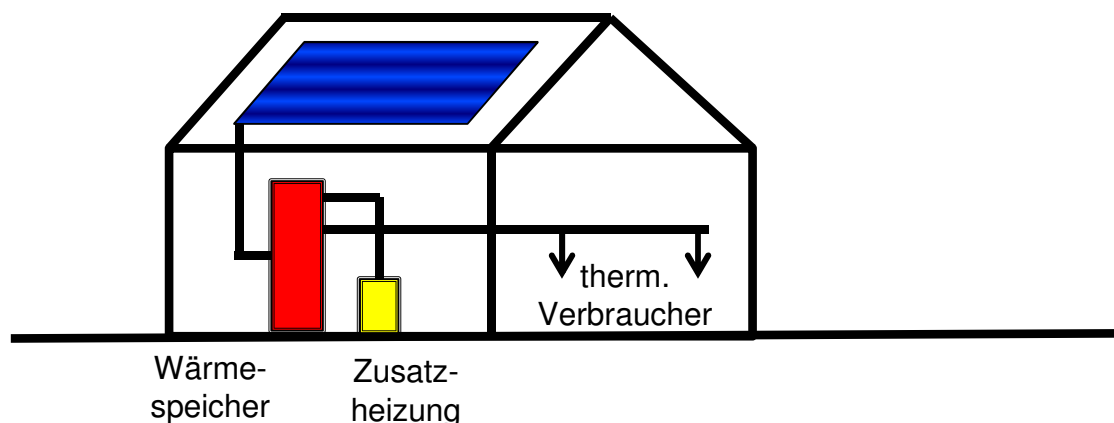


Abbildung 35: Anwendungsbeispiel – verbrauchernaher thermischer Energiespeicher

Tagesspeicher:

Im Rahmen der Tagesspeicher wurde davon ausgegangen, dass der thermische Speicher als Warmwasserspeicher dient und die Solarwärmekollektoren zur Warmwasserbereitung eingesetzt werden und durch ein Zusatzheizungssystem ergänzt werden.

Die Eckdaten der angebotsnahen thermischen Tagesspeicher Energiespeicher-Anwendungsbeispiele sind:

- Bewohner: 3 Personen
- Warmwasserbedarf pro Person und Tag: 50 Liter (60 °C)
- Leistung-Zusatzheizung: 10 kW
- Kollektorfläche: 6 m²
- Speichervolumen: 0,3 m³
- Solare Deckung (Warmwasser): 59 %

Wochenspeicher:

Im Rahmen der Wochenspeicher wurde davon ausgegangen, dass der thermische Speicher als Pufferspeicher dient und die Solarwärmekollektoren zur Warmwasser- und Heizungswasserbereitung (solares Kombisystem) eingesetzt werden und durch ein Zusatzheizungssystem ergänzt werden.

Die Eckdaten der angebotsnahen thermischen Wochenspeicher Energiespeicher-Anwendungsbeispiele sind:

- Wohnfläche: 100 m²
- Bewohner je Wohneinheit: 3 Personen
- Heizwärmebedarf: 45 kWh/m²
- Warmwasserbedarf pro Person und Tag: 50 Liter (60 °C)
- Leistung-Zusatzheizung: 10 kW
- Kollektorfläche: 12 m²
- Speichervolumen: 1,2 m³
- Solare Deckung (Warmwasser- & Heizwärmebedarf): 37 %

6.1.3 Brennstoffe als Energiespeicher

6.1.3.1 Angebotsnah

Neben elektrischen und thermischen Energiespeicher-Anwendungsbeispielen wurden auch Anwendungsbeispiele für die Anwendung von Brennstoffen als Energiespeicher festgelegt. Im Rahmen der Bewertung von angebotsnahen Brennstoffen als Energiespeicher wurde die Speicherung von Biogas bzw. aufbereitetem Biogas (Biomethan) als Brennstoff untersucht. Abbildung 36 zeigt die angebotsnahen Brennstoffe als Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick.

Angebotsnah (zentral)	
Tagesspeicher	Biogasspeichervolumen: 1.890 Nm ³ /d Effektiv gespeicherte Energie/a: 1.505 MWh/a Technologien: <ul style="list-style-type: none">Gasförmige Biomasse: Biogas-BHKW
Wochen-/ Monatspeicher	Biomethanspeichervolumen: 835.000 Nm ³ /Zyklus Effektiv gespeicherte Energie/a: 67.500 MWh/a Technologien: <ul style="list-style-type: none">Gasförmige Biomasse: Biomethan GuD

Abbildung 36: angebotsnahe Brennstoffe als Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick

Abbildung 37 zeigt den schematischen Aufbau eines angebotsnahen „Brennstoff als Energiespeicher“ Anwendungsbeispiels. Analog zu den Anwendungsbeispielen der elektrischen Energiespeicher wurden auch bei den Brennstoffen als Energiespeicher Anwendungsbeispielen für Tagesspeicher und Wochenspeicher festgelegt.

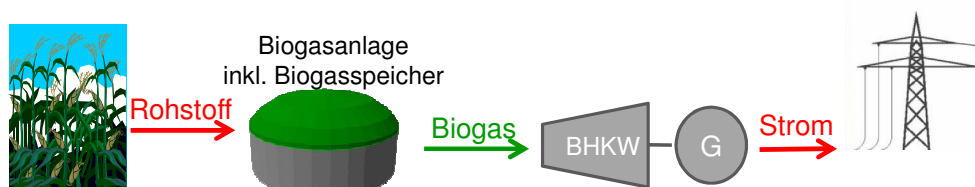


Abbildung 37: Anwendungsbeispiel – angebotsnahe Brennstoffspeicher

Tagesspeicher:

Das kontinuierlich erzeugte Biogas wird über ein Blockheizkraftwerk (BHKW) bedarfsgerecht (tägliche Betriebszeit des BHKW: 6 Stunden) verstromt. Somit wird das Biogas 18 Stunden pro Tag einem Biogasspeicher zugeführt und zwischengespeichert. Eine derartige Anwendung könnte zukünftig eine Möglichkeit der bedarfsgerechten Leistungsbereitstellung sein. Die wesentlichen Eckpunkte dieses Anwendungsbeispiels sind:

- Biogasertrag aus der Biogasanlage: 105 Nm³/h
- Volumen Biogasspeicher-separat: 1.890 Nm³
- BHKW-elektrische Leistung: 0,8 MW
- BHKW-Betriebszeiten täglich: 6 Stunden

Wochenspeicher:

Bei den Wochenspeichern wird das kontinuierlich erzeugte Biogas in einem nachgeschalteten Prozess (physikalische Druckwechsel-Adsorption) zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist. Das eingespeiste Biomethan wird in einem Erdgasspeicher verdichtet gespeichert. Im Anschluss wird das gespeicherte Biomethan über einen GuD-Prozess verstromt.

Die Eckdaten der angebotsnahen Wochenspeicher für Brennstoffe als Energiespeicher sind:

- Biogasertrag aus der Biogasanlage: 5.800 Nm³/h
- Biomethanertrag (nach Eigenbedarf und Verdichtung): 2.900 Nm³/h
- GuD-Prozess-elektrische Leistung: 38 MW
- Erforderliche Erdgasspeicherkapazität: 835.200 Nm³

6.1.3.2 Verbrauchernah

Bei den verbrauchernahen Anwendungsbeispielen der Brennstoffe als Energiespeicher wurde davon ausgegangen, dass Brennstoffe direkt beim Verbraucher gespeichert werden und bedarfsgerecht eingesetzt werden. Abbildung 38 zeigt die verbrauchernahen Brennstoffe als Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick.

Verbrauchernah (dezentral)	
Tagespeicher	Speichervolumen: 80 l Entladeleistung: 57 kW Technologien: <ul style="list-style-type: none">▪ Flüssige Biomasse: Biodiesel
Wochen-/ Monatspeicher	Speichervolumen: 4 m ³ Entladeleistung: 12 kW Technologien: <ul style="list-style-type: none">▪ Feste Biomasse: Pelletslager

Abbildung 38: Verbrauchernahe Brennstoffe als Energiespeicher-Anwendungsbeispiele im Überblick

Abbildung 39 zeigt den schematischen Aufbau eines verbrauchernahen Anwendungsbeispiels für Brennstoffe als Energiespeicher. Dieses Beispiel besteht aus einem Brennstoffspeicher in Kombination mit einem Heizungskessel in einem Einfamilienhaus. Analog zu den thermischen Anwendungsbeispielen wurde auch bei den Brennstoffen als Energiespeicher zwischen Tages- und Wochenspeichern unterschieden.

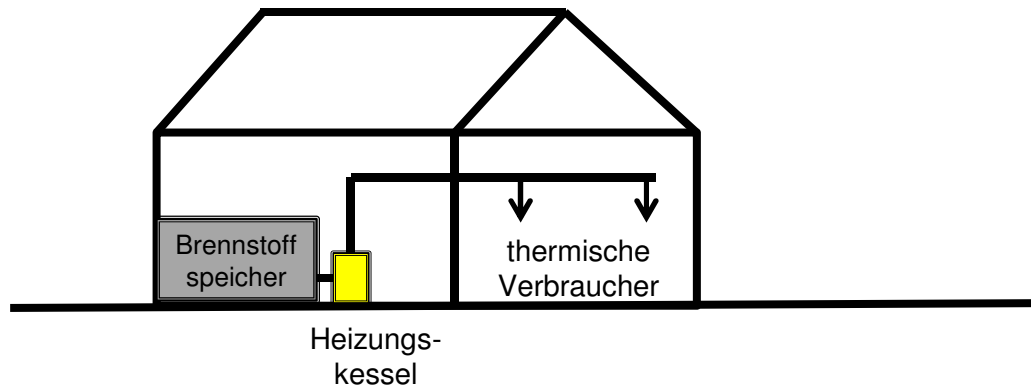


Abbildung 39: Anwendungsbeispiel – verbrauchernahe Brennstoffspeicher

Tagesspeicher:

Bei verbrauchernahen Tagesspeichern wurde davon ausgegangen, dass ein PKW in seinem Treibstofftank eine gewisse Menge an flüssiger Biomasse (Biodiesel) speichert. Dieser Speicher wird in gewissen Zeitintervallen, aufgrund einer festgelegten Kilometerleistung und einem spezifischen Treibstoffbedarf pro Kilometer, entladen und anschließend wieder mit Biodiesel geladen. Die wesentlichen Eckpunkte dieses Anwendungsbeispiels sind:

- Speichervolumen: 0,08 m³
- gespeicherte Energie pro Jahr: 8.660 MWh/a

Wochenspeicher:

Im Rahmen der Wochenspeicher wurde davon ausgegangen, dass in einem Einfamilienhaus eine Jahresmenge an Brennstoff (Pellets) gespeichert wird und über einen Heizungskessel bedarfsgerecht thermische Energie bereitgestellt wird.

Die Eckdaten der angebotsnahen Wochenspeicher für Brennstoffe als Energiespeicher sind:

- Speichervolumen: 3 m³
- gespeicherte Energie pro Jahr: 7.870 MWh/a

6.2 Ökonomische Bewertung

In der ökonomischen Bewertung werden die Energiespeichertechnologien nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten untersucht. Hierbei wird versucht für alle Anwendungsbeispiele den Speicherbetrieb nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten realitätsnah zu modellieren. Dementsprechend mussten für die unterschiedlichen Speichertypen (Strom-, Wärme-, Brennstoffspeicher) und Anwendungsgebieten (verbauchernah, angebotsnah) mitunter unterschiedliche Ansätze gewählt werden.

6.2.1 Elektrische Energiespeicher - angebotsnah – zentrale Großspeicher

Bei den angebotsnahen (erzeugernahen) Energiespeichern (Großspeicher) wird von optimiertem Speicherbetrieb ausgegangen, mit dem Ziel der Ertragsmaximierung. In der Bewertung wurden Energiespeicher gemäß der in Kapitel 6.1 vorgestellten Definition, Tages- und Wochenspeicher untersucht. Die technischen und wirtschaftlichen Parameter wurden dabei so gewählt, dass der aktuelle technische Stand repräsentiert wird, der auch bei einer Planung in Hinblick auf eine Inbetriebnahme des Speichers im Jahr 2020 herangezogen würde. Die Werte wurden dabei aus der Literatur entnommen (siehe Tabelle 22). Die Investitionskosten stellen dabei eine Unsicherheit dar, da in der Literatur teilweise abweichende Werte zu finden sind bzw. Kostenspannen angegeben werden (siehe Kapitel 4). Bei Pumpspeichern und Druckluftspeichern ist dies vor allem auf unterschiedliche Standortvoraussetzungen zurückzuführen. Bei elektrochemischen Energiespeichern wurden in den vergangenen Jahren große technische Fortschritte gemacht, die auch zu einer Verringerung der Kosten geführt haben. Das Ausmaß der zukünftigen Kostendegression ist aus heutiger Sicht jedoch schwer abschätzbar und stellt eine Unsicherheit in der wirtschaftlichen Bewertung dar.

Tabelle 22: Elektrische Energiespeicher angebotsnah - zentrale Großspeicher - Tages- und Wochenspeicher

	Tagespeicher					Wochenspeicher		
	Pump-speicher	AA-CAES	NaS	Redox-Flow	Li-Ion	Pump-speicher	Wasserstoff-speicher	Methan-speicher
Leistung Kapazität	[MW] [MWh]	300 2.100	300 2.100	300 2.100	300 2.100	300 10.500	300 10.500	300 10.500
Nutzungsgrad Laden Entladen	[%] [%]	84 84	87 87	87 87	92 92	92 92	68 55	50 55
Abschreibungsdauer [Jahre]	20	20	10	10	10	20	20	20
Investitionskosten Wertbereich aus der Literatur & eigene Schätzungen:	[€/kW] [€/kWh]	600-1.200	200-500	200-600	500-1.500	1.000-2.500	1500-2200	1.200-2800
in der Analyse angenommene Werte:	[€/kW] [€/kWh]	1000	400	400	600	1.500	2.000	2.700
Gesamtkosten	[Mio. €]	300	840	840	1.260	450	600	810

6.2.1.1 Speicherkosten

Um einen groben Überblick über die Speicherkosten zu erlangen, wurden in einem ersten Schritt die spezifischen Speicherkosten berechnet. Dabei wurden die jährlichen Betriebsstunden, der Preis des Ladestroms, sowie der Speichernutzungsgrad berücksichtigt. Die jährlichen Kosten für den Speicher C_s (Formel 8) ergeben sich aus den Kapitalkosten CC (Formel 9) und den Betriebskosten OC . Bei der Berechnung der jährlichen Kapitalkosten wurde ein Zinssatz von 8 % angenommen. Die Betriebskosten wurden aus der Literatur entnommen.

$$C_s = \frac{CC + C_B}{T} + p_{in} \cdot (1 - \eta) \quad \text{Formel 8}$$

$$CC = IC \cdot CRF \quad \text{Formel 9}$$

$$CRF = \frac{r \cdot (1 + r)^D}{(1 + r)^D - 1} \quad \text{Formel 10}$$

C_s ... Kosten Speicherung [€/Jahr]

CC ... Kapitalkosten [€/Jahr]

C_B ... Betriebskosten (Personal, Wartung, etc.) [€/Jahr]

T ... Betriebsstunden [h/Tag; h/Jahr]

p_{in} ... Großhandelsstrompreis [€/MWh]

η ... Speichernutzungsgrad [%]

IC ... Investitionskosten [€/MWh]

CRF ... Annuitätenfaktor

r ... Zinssatz [%]

D ... Abschreibungsdauer [Jahre]

Um die technologiespezifischen Unterschiede bei den Speicherkosten herauszuarbeiten, wurden für alle Technologien in den Anwendungsbeispielen Tages- und Wochenspeicher die gleichen jährlichen Betriebsstunden angenommen (Tagesspeicher: 2.555 h; Wochenspeicher: 4.375 h). Wird der Preis des Ladestroms nicht berücksichtigt ($p_{in} = 0$ €/MWh) ergeben sich die in Abbildung 40 (Tagesspeichertechnologien) bzw. in Abbildung 42 (Wochen-/Saisonspeicher) dargestellten Speicherkosten. Abbildung 41 und Abbildung 43 zeigen die Abhängigkeit der Speicherkosten vom Preis des Ladestroms. Die Darstellung verdeutlicht den Einfluss des Nutzungsgrads auf die Speicherkosten. Ein geringerer Nutzungsgrad führt zu höheren Verlusten bei der Speicherung und somit zu einem stärkeren Anstieg der Speicherkosten in Abhängigkeit vom Preis des Ladestroms.

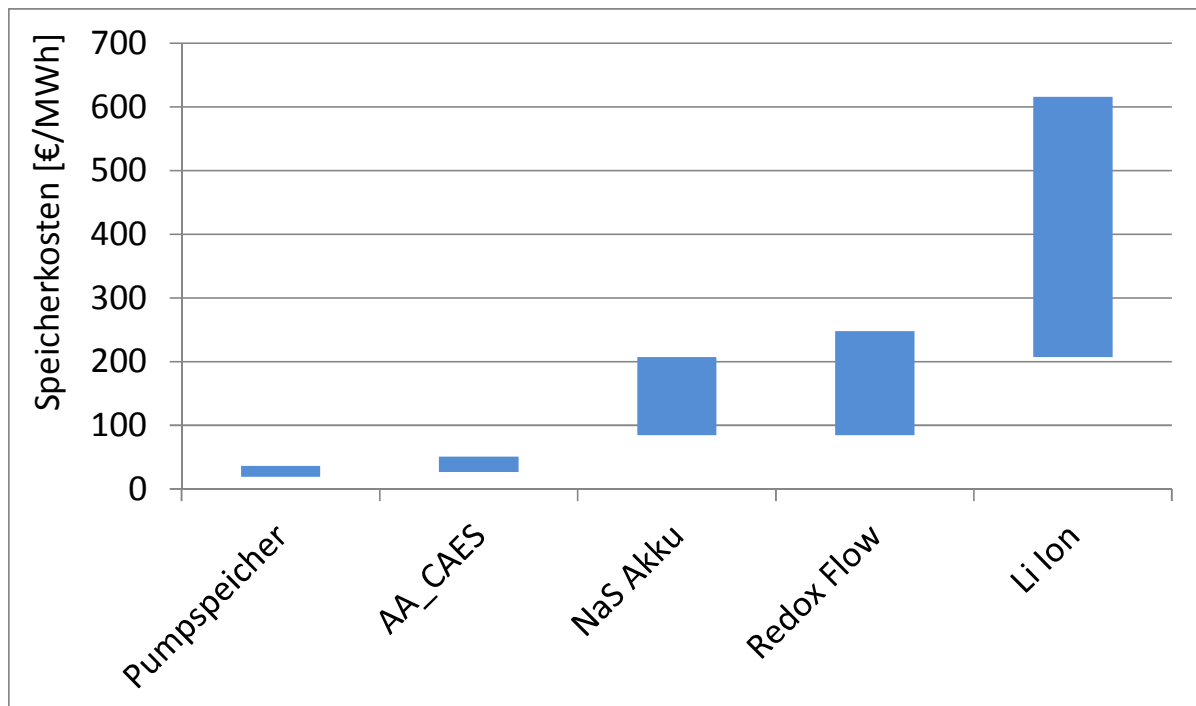


Abbildung 40: Spezifische Kosten der Speicherung – Tagesspeicher (Strompreis Laden: $p_{in} = 0$ €/MWh)

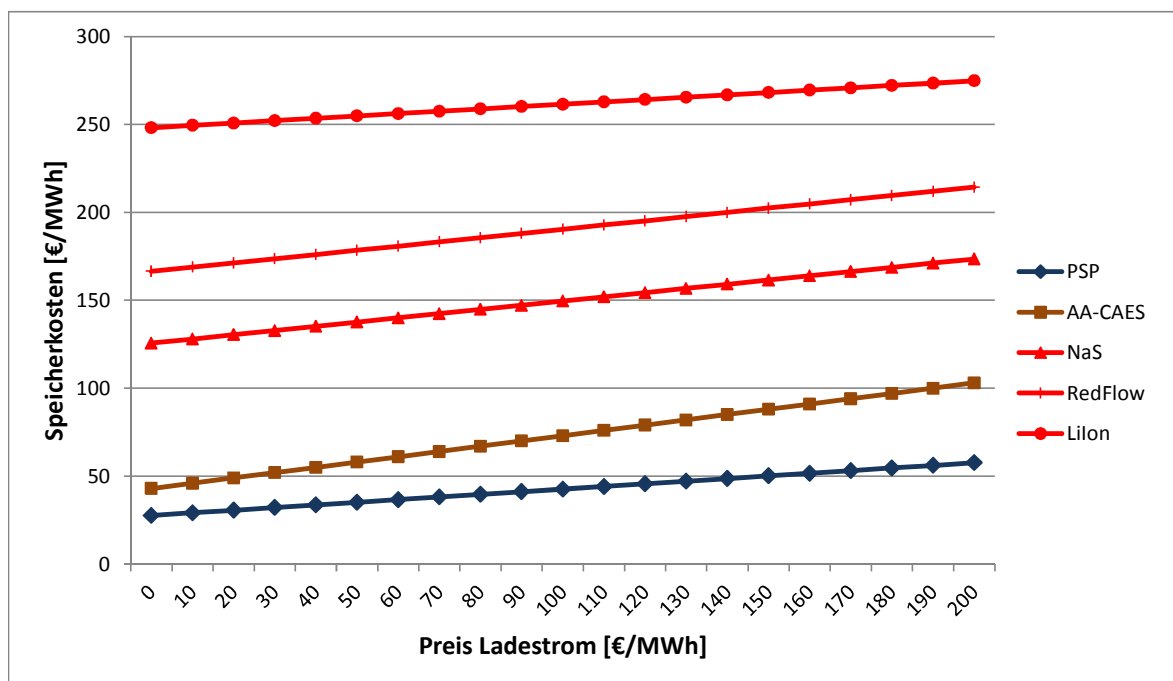


Abbildung 41: Spezifische Speicherkosten der Tagesspeicher in Abhängigkeit vom Preis des Ladestroms

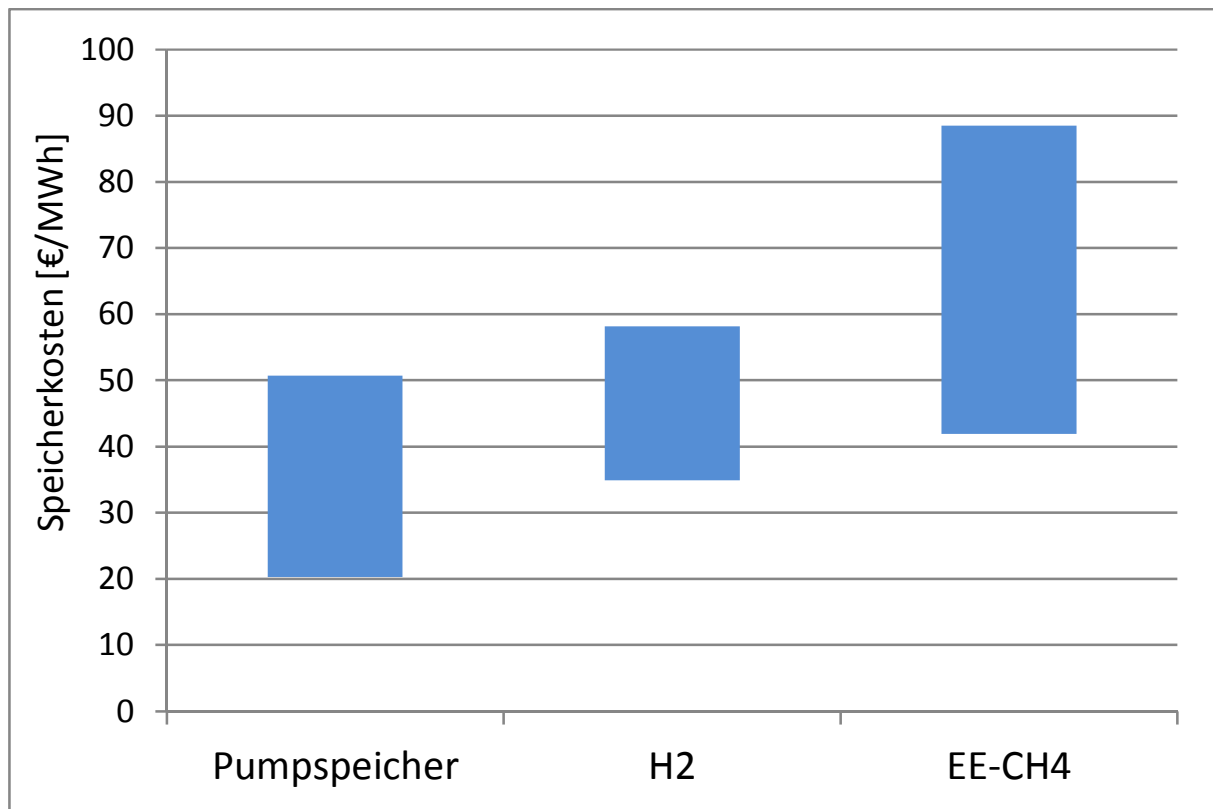


Abbildung 42: Spezifische Kosten der Speicherung – Wochenspeicher (Strompreis Laden: $p_{in} = 0$ €/MWh)

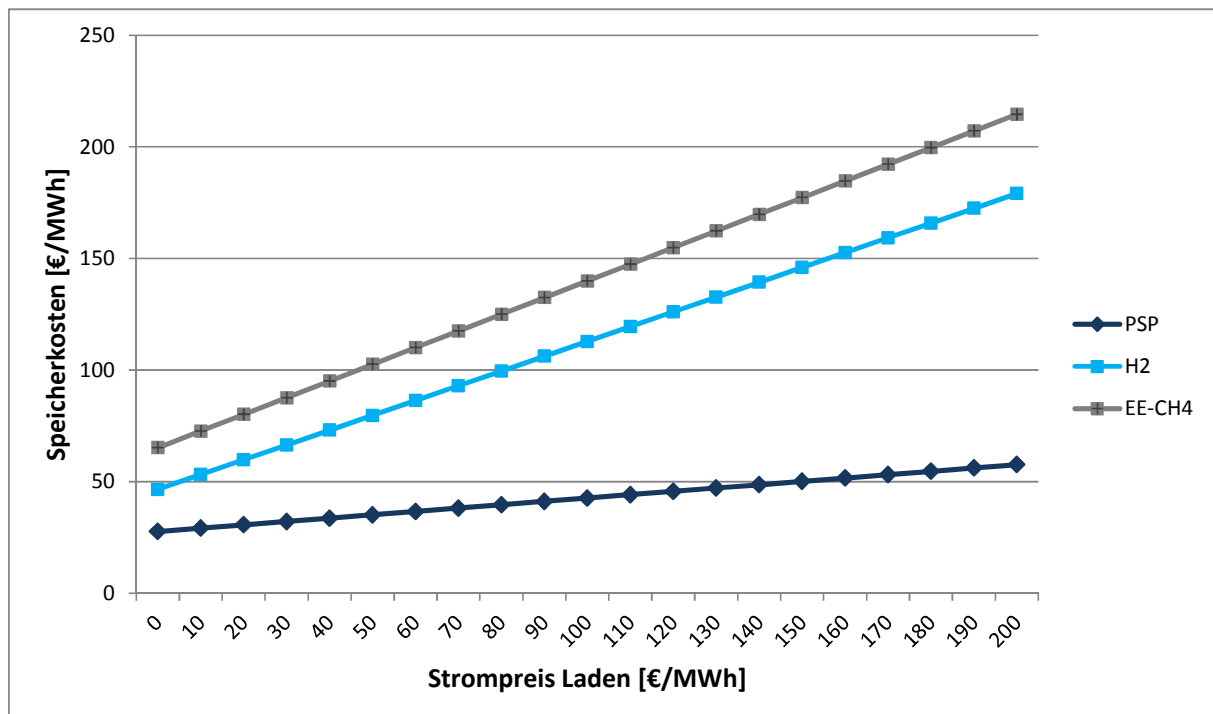


Abbildung 43: Spezifische Speicherkosten der Wochenspeicher in Abhängigkeit vom Preis des Ladestroms

6.2.1.2 *Speicherbewirtschaftung*

Es ist offensichtlich, dass der im vorangegangenen Kapitel gewählte Ansatz zur Berechnung der Speicherkosten nur einen theoretischen Wert liefert, da die jährlichen Betriebsstunden in der Praxis vom Preis und vom Nutzungsgrad abhängig sind und sich je nach eingesetzter Technologie unterscheiden:

$$OT = f(p_{e(t)}, \eta_s) \quad \text{Formel 11}$$

Für eine korrekte wirtschaftliche Bewertung muss daher ein marktbasierter Speicherbetrieb simuliert werden. Ein Ansatz dafür wird im vorliegenden Kapitel vorgestellt.

Bei der Bewirtschaftung eines Großspeichers können verschiedene Arten von Erträgen generiert werden. So können die Preisdifferenzen im täglichen bzw. wöchentlichen Preisverlauf genutzt werden, um Erträge zu erwirtschaften (Großhandelspreis-Arbitrage). Zusätzlich können Erträge aus der Bereitstellung von Systemdienstleistungen generiert werden (Regelenergie, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit). Neben diesen direkten Erträgen lassen sich auch regionale und überregionale Synergien im Gesamtsystem erzielen. So kann durch eine Ausweitung der Speicherkapazität die Kapazität an Spitzenlasterzeugung reduziert werden. Weiters ließe sich auch die Auslastung erneuerbarer Erzeugung erhöhen, indem überschüssige Energie in Schwachlastzeiten zum Laden der Energiespeicher genutzt wird, womit diese Energie seltener abgeregelt werden muss. Eine weitere Synergie der Errichtung eines Energiespeichers kann darin liegen, dass durch deren Einsatz der Bedarf an Netzausbauten und Netzverstärkungen verringert wird.

Da jedoch all diese wirtschaftlichen Synergien bei den heutigen Rahmenbedingungen nicht unmittelbar dem Speicherbetreiber zu Gute kommen, werden sie bei der wirtschaftlichen Bewertung eines Speicherprojekts aus Betreibersicht kaum berücksichtigt. Insofern wurden bei der Bewertung der Energiespeicher nur die erstgenannten, direkten Erträge (Nutzung der Preisdifferenzen im täglichen bzw. wöchentlichen Preisverlauf) berücksichtigt. Der Speicher wurde somit als Einzelprojekt bewertet und die oben genannten regionalen und überregionalen Synergien vernachlässigt. Um den jährlichen Profit G (Formel 12) des Energiespeichers zu ermitteln, wurden die Erträge aus dem Speicherbetrieb, R_{p-o} und R_r den Kosten C gegenübergestellt.

$$G = R_{p-o} + R_r - C \quad \text{Formel 12}$$

G ... Profit [€/Jahr]

R_{p-o} ... Erträge aus Großhandelspreis-Arbitrage [€/Jahr]

R_r ... Erträge aus Bereitstellung von Systemdienstleistungen [€/Jahr]

C ... Speicherkosten [€/Jahr]

Bei der Bewirtschaftung eines Energiespeichers wird versucht eine Speicherstrategie zu finden, die zu größtmöglichen Speichererträgen führt. In der Praxis wird beim Speicherbetrieb einerseits laufend auf Preissignale reagiert, wobei im Betrieb heuristische Methoden verfolgt werden. Andererseits wird auf statistische Preisdaten bzw. aktuelle Prognosedaten der Erzeugung zurückgegriffen, um daraus einen optimalen Speicherfahrplan abzuleiten.

Um diesen optimalen Speicherbetrieb zu simulieren, wurde ein lineares Optimierungsmodell erstellt. Das Modell wurde in der Modellierungsumgebung **General Algebraic Modelling System** – GAMS implementiert. Als Zielfunktion wurde die Maximierung der Speichererträge angenommen. Die wesentlichen Randbedingungen sind die maximale Lade- und Entladeleistung sowie die Maximalkapazität des Energiespeichers. Als Parameter wurden

die technologiespezifischen Nutzungsgrade sowie der Großhandelsstrompreis aus dem Jahr 2009 (APCS 2011) zugrunde gelegt. Bei diesem Ansatz wird somit von einer vollkommenen Information des Speicherbetreibers über den Preisverlauf ausgegangen, auf dessen Grundlage der Speicherfahrplan festgelegt wird. In der Praxis liegt diese Information natürlich nicht vor, sondern es muss auf die, oben beschriebenen Methoden, zurückgegriffen werden. Obwohl diese Methoden durch langjährige Erfahrung und immer ausgereifere Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen zu sehr guten Ergebnissen gelangen, liegen die Erträge in der Praxis dennoch unter den Erträgen, die sich aus optimaler Bewirtschaftung bei voller Information ergeben. Somit sind die hier ermittelten Erträge als Maximalwerte zu betrachten.

6.2.1.3 Strompreisannahmen

Die Speicherbewirtschaftung erfolgte auf Basis des Spotmarktpreises der EXAA aus dem Jahr 2009. Beim Tagesspeicher und Wochenspeicherbetrieb wurden charakteristische Werk- und Wochenendtage für die Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergangszeit gewählt anhand derer der Speicherbetrieb untersucht wurde (siehe [Abbildung 44](#)).

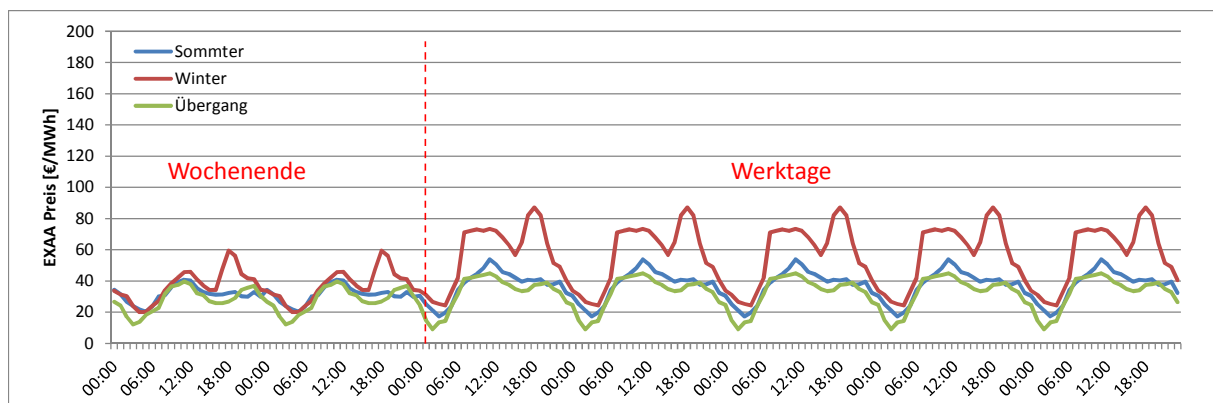


Abbildung 44: Strom-Großhandelspreise – 2009 EXAA (Datenquelle: APCS 2011)

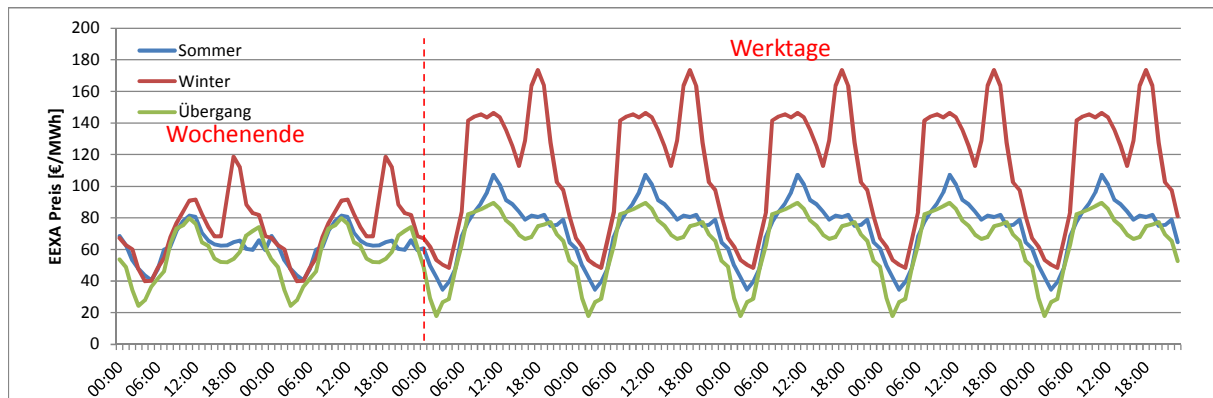


Abbildung 45: Strom-Großhandelspreise – Szenario 2020

Grundsätzlich ist am Preisverlauf zu erkennen, dass die Peak-/Off-Peak Differenz an Wintertagen deutlich höher ist als im Sommer oder in der Übergangszeit. Auch die Preisdifferenz zwischen Werktagen und Wochenenden ist im Winter deutlich höher. Während im Sommer und in der Übergangszeit die höchsten Preise in der Mittagszeit auftreten, liegt die Preisspitze im Winter in den Abendstunden.

Um den Einfluss von Änderungen der Strom-Großhandelspreise auf die Wirtschaftlichkeit des Energiespeichers zu untersuchen, wurde zusätzlich zu den Preisverläufen von 2009 auch ein Strompreisszenario für 2020 untersucht. Bei den Annahmen wurden Strompreis-Szenarien für Österreich herangezogen, wobei ein Szenario mit ambitioniertem Ausbau

erneuerbarer Stromerzeugung gewählt wurde (Haas et al. 2009). In diesem Szenario kommt es zu einem Anstieg der Strompreise um etwa 100 % (Abbildung 45). Für die Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern ist jedoch weniger die Höhe der Preise als deren Volatilität über den Tages-, Wochen- und Jahresverlauf von Interesse. Grundsätzlich gehen die Meinungen bezüglich der Entwicklung der Großhandelspreise bei steigendem Anteil erneuerbarer Erzeugung auseinander. Es gibt sowohl Argumente die für eine Abflachung des Tages-Preisverlaufs sprechen, als auch Argumente die für eine höhere Volatilität sprechen. Da die oben beschriebenen Szenarien keine Aussage über den Preisverlauf machen, mussten für die Untersuchung Annahmen getroffen werden. Es wurde daher ein Anstieg des Strompreises um 100% bei gleichem qualitativen Preisverlauf angenommen. Dies führt folglich zu einer Vergrößerung der Differenz zwischen Peak- und Off-peak Preisen was sich im Allgemeinen günstig auf die Erträge aus dem Speicherbetrieb auswirkt (siehe Abbildung 46).

6.2.1.4 Speicherbewirtschaftung Tagesspeicher

Bei den Tagesspeichern wurden die Technologien gemäß ihrem Speichernutzungsgrad in drei Gruppen eingeteilt. Pumpspeicher und Li-Ionen Akkus mit einem Lade- und Entladennutzungsgrad von 92 %, NaS- und Redox Flow Akkumulatoren mit 87 % und AA-CAES mit 84 %. Abbildung 46 bis Abbildung 48 zeigen die optimale Speicherstrategie für diese drei Gruppen, jeweils für Werktage und Wochentage in den Jahreszeiten Sommer, Winter und Übergangszeit. Prinzipiell ergibt sich bei allen Technologien eine ähnliche Betriebsstrategie. So wird der Energiespeicher in der zweiten Nachthälfte geladen, wo zu allen Jahreszeiten die niedrigsten Großhandelspreise vorliegen (vgl. Abbildung 44) und erreicht dann in den frühen Morgenstunden den höchsten Speicherstand. Am Vormittag und um die Mittagszeit wird der Energiespeicher wieder entladen. Hier zeigt sich jedoch ein Unterschied zwischen Winter- und Sommertagen. Während der Energiespeicher an Sommertagen am Nachmittag bereits komplett entladen wird, wird er an Wintertagen nur teilweise entladen, um auch in den frühen Abendstunden Energie in das Netz rückspeisen zu können und somit auch von der abendlichen Preisspitze zu profitieren. An Wintertagen zeigen sich deutliche Unterschiede in der Betriebsstrategie der Technologiegruppen. Bei Technologien mit sehr hohem Nutzungsgrad, wie z.B. Pumpspeicher und Li-Ionen Akku, wird der Speicher am Nachmittag sogar wieder aufgefüllt, um die stark ausgeprägte Preisspitze am Abend besser nutzen zu können (siehe Abbildung 46). Bei Technologien mit niedrigerem Nutzungsgrad wird dieser Nachladevorgang bei optimierter Betriebsstrategie nicht mehr durchgeführt (siehe Abbildung 47 & Abbildung 48). Dies verdeutlicht den in Formel 11 beschriebenen Einfluss von Speichernutzungsgrad und Großhandelsstrompreis auf die Betriebsstunden des Energiespeichers.

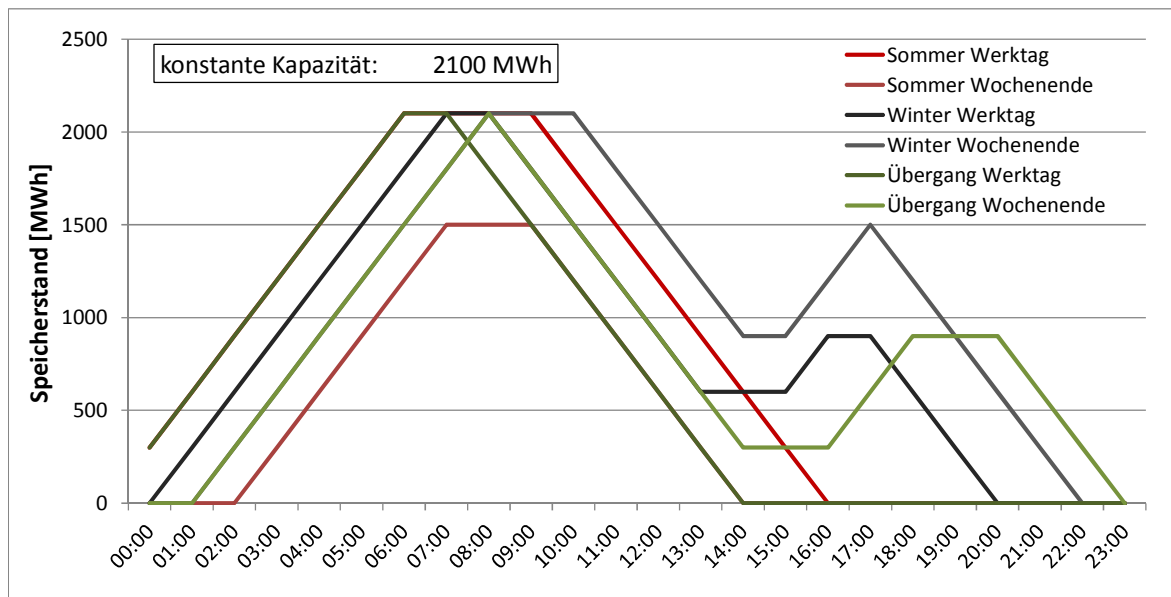


Abbildung 46: Speicherstand bei ertrags-maximierendem Tagesspeicherbetrieb – Pumpspeicher & Li Ionen-Akku ($\eta_{in}=\eta_{out}=92\%$)

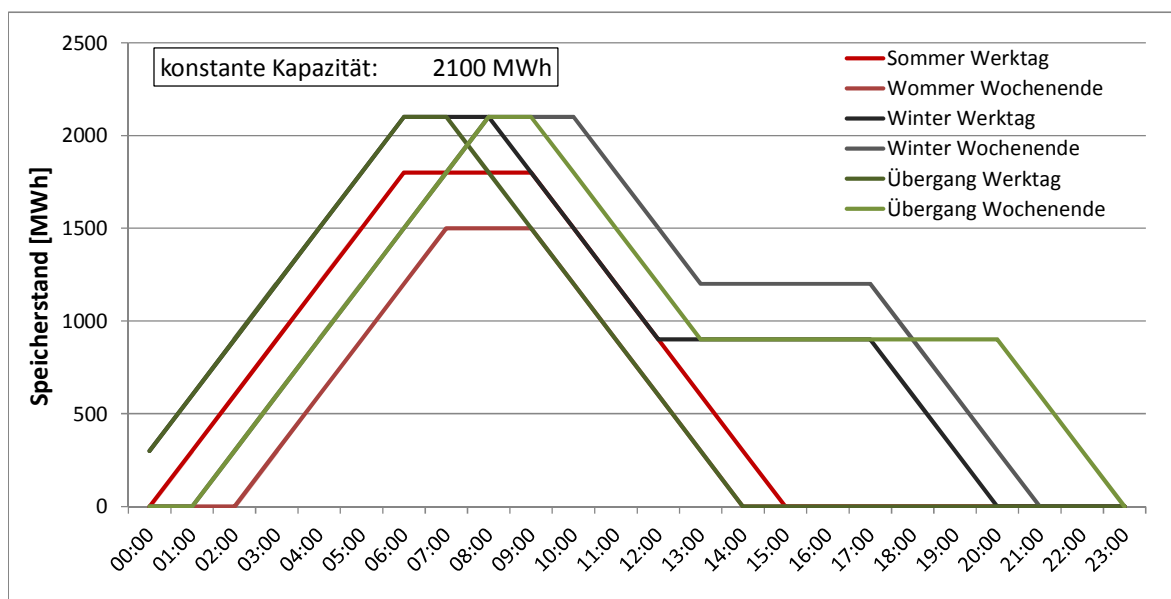


Abbildung 47: Speicherstand bei ertrags-maximierendem Tagesspeicherbetrieb – NaS & Redox Flow ($\eta_{in}=\eta_{out}=87\%$)

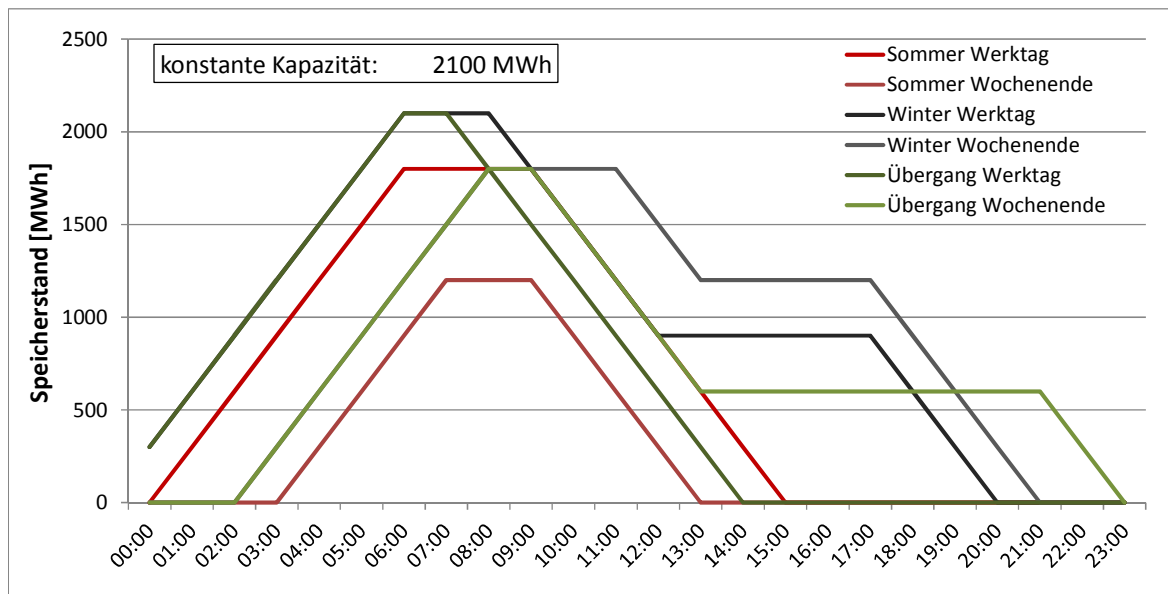


Abbildung 48: Speicherstand bei ertrags-maximierendem Tagesspeicherbetrieb – AA-CAES ($\eta_{in}=\eta_{out}=84\%$)

Wie sich die Unterschiede in der Betriebsstrategie der Energiespeicher auf deren Erträge auswirken wird in Abbildung 49 verdeutlicht. Dabei wird zwischen den Erträgen aus dem Preisverlauf von 2009 und jenen aus dem Verlauf von 2020 unterschieden. Es ist zu erkennen, dass die Speichererträge mit dem Nutzungsgrad steigen. Den Speichererträgen stehen die Kapital- und Betriebskosten gegenüber, woraus sich die jährlichen Profite ableiten lassen (rote Balken). Der Vergleich der Technologien zeigt, dass Pumpspeicher im hier gewählten Anwendungsfall die wirtschaftlich beste Option darstellen. Dies liegt vor allem am hohen Nutzungsgrad und an den geringen kapazitätsspezifischen Investitionskosten (vgl. Kapitel 4.4). Es zeigt sich allerdings, dass auch mit dem Pumpspeicher unter den getroffenen Annahmen (Kapitalkosten) beim Preisverlauf von 2009 und der Auslegung als Tagesspeicher keine Profite erzielen lassen. Erst bei den für 2020 angenommenen Großhandelspreisen würde der Pumpspeicher im Tagesspeicherbetrieb einen Profit erzielen. Mit dem adiabaten Druckluftspeicher (AA-CAES) lässt sich unter den getroffenen Annahmen weder bei den Preisen von 2009 noch im Szenario-2020 im Tagesspeicherbetrieb ein Profit erzielen. Die Sensitivitätsanalyse bezüglich der Investitionskosten zeigt, dass beim Preisniveau von 2009, wesentlich geringere Investitionskosten, als die hier angenommenen erforderlich wären damit Pumpspeicher und AA-CAES profitabel wären. In Kapitel 4.4 wurde bereits angemerkt, dass die Investitionskosten bei beiden Technologien stark von Standortgegebenheiten abhängen. Insofern ließen sich an besonders günstigen Standorten durchaus niedrigeren Investitionskosten erzielen, womit beide Technologien auch wirtschaftlich darstellbar wären.

In Bezug auf elektrochemische Energiespeicher lässt sich durch die Resultate sagen, dass diese Technologien für den hier gewählten Anwendungsfall aus wirtschaftlicher Sicht ungeeignet sind. Hauptgrund dafür sind die hohen spezifischen Investitionskosten. Im Sinne einer wirtschaftlich optimalen Auslegung würde man elektrochemische Energiespeicher, bei gleicher Leistung, mit einer deutlich geringeren Speicherkapazität dimensionieren. Außerdem spielt bei diesen Speichern auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen für die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Rolle. Aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeit sind Akkumulatoren für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, von Primärregelleistung, über Sekundärregelleistung bis hin zur Minutenreserve, geeignet (siehe Kapitel 2).

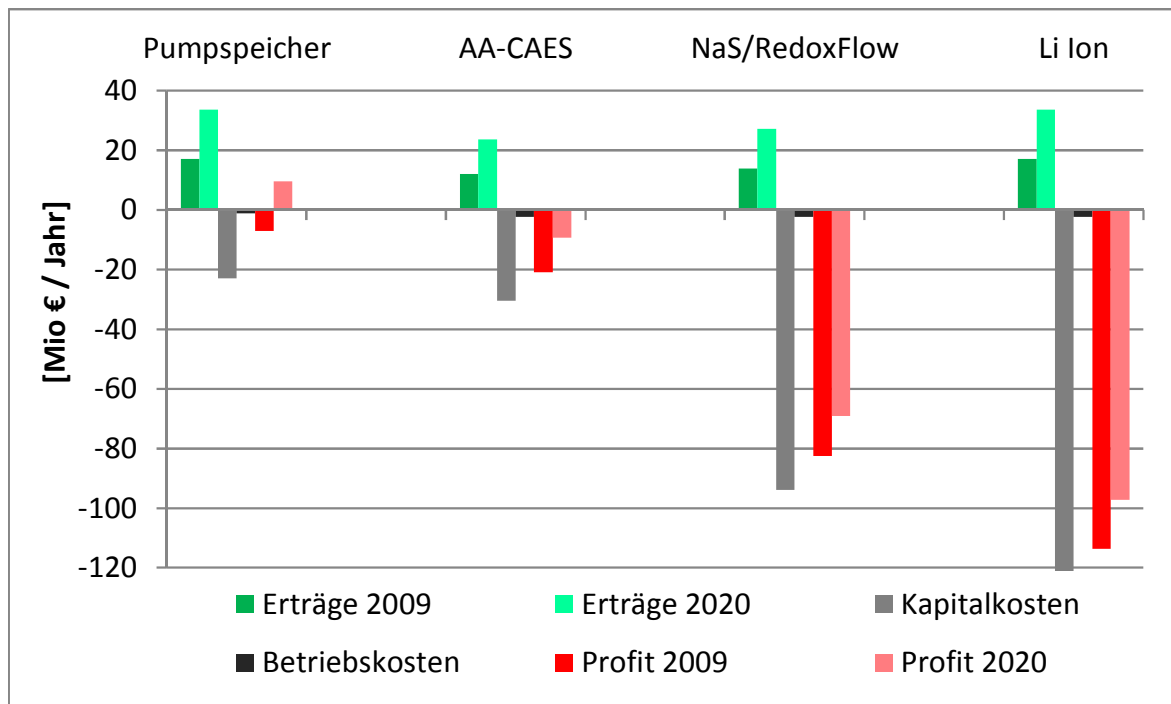


Abbildung 49: Kosten, Erträge und Profite der unterschiedlichen Speichertechnologien – Tagesspeicher

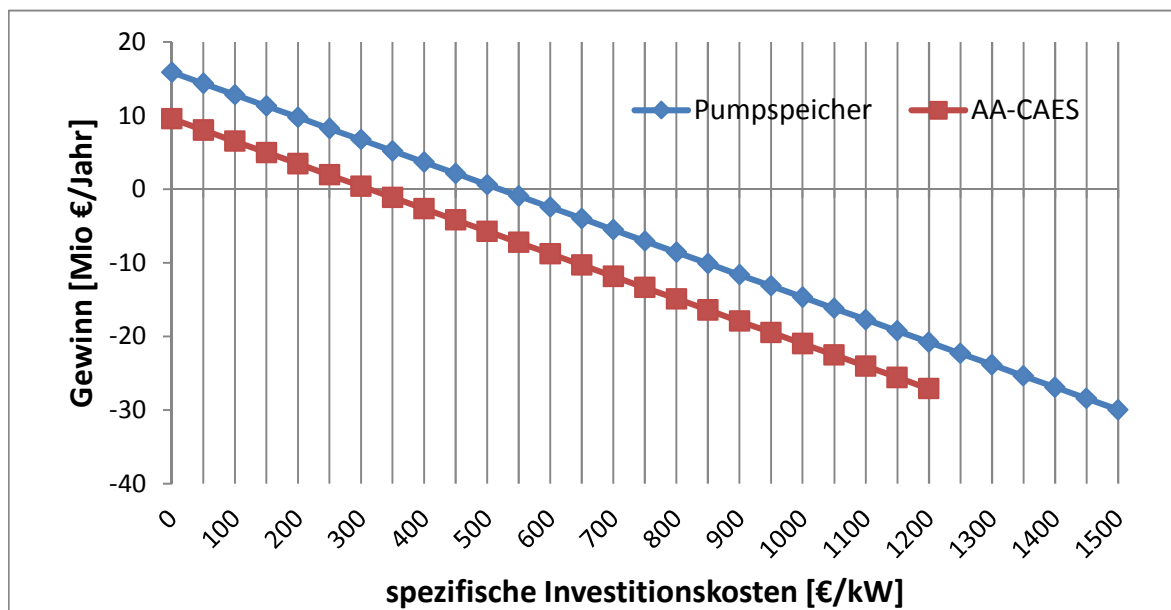


Abbildung 50: Sensitivität des Jährlichen Profits aus dem Speicherbetrieb gegenüber Änderungen der Investitionskosten – Tagesspeicher (Strompreise 2009).

6.2.1.5 Speicherbewirtschaftung Wochenspeicher

Bei der Bewertung der Wochenspeicher wurde prinzipiell wie bei den Tagesspeicher vorgegangen. Aufgrund der höheren erforderlichen Kapazität werden hier jedoch andere Speichertechnologien in Betracht gezogen. Neben Pumpspeichern wurden Wasserstoff- und Methanspeicher untersucht. Eine Systembeschreibung dieser Speicherkonzepte erfolgte bereits in Kapitel 4. Ein kritischer Punkt bei allen bewerteten Systemen stellt die Unsicherheit

der Investitionskosten dar. Beim Pumpspeicher sind diese, so wie schon beim Tagesspeicher, stark von den Standortbedingungen abhängig. Hier ist auch anzumerken, dass die Auswahl möglicher Standorte für die Errichtung eines Pumpspeichers, sich bei höheren Speicherkapazitäten weiter einschränkt.

Da es bis heute noch keine Anwendungen von Methan- und Wasserstoffspeichern im Kraftwerksmaßstab gibt, wurden deren Investitionskosten aus den Kosten ihrer Komponenten abgeleitet (siehe Tabelle 23). Hier ergibt sich jedoch die Unsicherheit, welche Komponenten tatsächlich dem Speichersystem zuzuordnen sind. Ein wesentlicher Vorteil beider Konzepte liegt darin, dass vorhandene Infrastruktur für die Speicherung genutzt werden kann. Beim Methanspeicher kann auf das bestehende Erdgasnetz und vorhandene Erdgasspeicher zurückgegriffen werden, und die Rückverstromung kann in existierenden thermischen Kraftwerken erfolgen. Ähnliches gilt für den Wasserstoffspeicher. Hier wird zwar ein anderer Energieträger als jener in der existierenden Infrastruktur verwendet, grundsätzlich ist die Einspeisung in das vorhandene Erdgasnetz jedoch möglich, da bezüglich des Wasserstoffanteils im Erdgas infrastrukturseitig aus technischer Sicht gewisse Freiheitsgrade bestehen. Vor einer Umsetzung dieses Konzepts wären jedoch noch entsprechende regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen. Bei der Nutzung reinen Wasserstoffs wäre hingegen eine separate Infrastruktur vorzusehen, was zu höheren Investitionskosten führt.

Tabelle 23: Investitionskosten Wasserstoff- und Methanspeicher

Kraftwerkskomponenten		Wasserstoff-speicher		Methan-speicher	Quelle
Elektrolyseur	[€/kW]	1.000		1.000	Wietschel et al. 2010
Methanisierungsanlage	[€/kW]			1.000	Annahme
Kompressor	[€/kW]	160		160	EPRI 2003
GuD-Kraftwerk	[€/kW]	550		550	Wietschel et al. 2010
Speicher (Salzkaverne)	[€/kWh]	0,5		0,15	Wietschel et al. 2010
	[€/kW]	≈1.800		≈2.800	

Abbildung 51 zeigt den optimalen Wochenspeicherbetrieb eines Pumpspeichers. Es ist zu erkennen, dass der Speicher sowohl Wochen- als auch Tageszyklen abdeckt. Dabei wird einerseits die Preisdifferenz zwischen Wochenenden und Werktagen, andererseits werden auch die Preisdifferenzen während der Tage genutzt. Im Laufe des Wochenendes wird der Speicher geladen und ist am Montag in den frühen Morgenstunden vollständig gefüllt. Von Montag bis Freitag wird er dann langsam entladen, wobei es tagsüber, entsprechend dem optimalen Tagesspeicherbetrieb, auch Phasen gibt, in denen wieder geladen (gepumpt) wird. Am Freitag in den frühen Abendstunden ist der Speicher dann vollkommen entladen und wird im Laufe des Wochenendes wieder gefüllt.

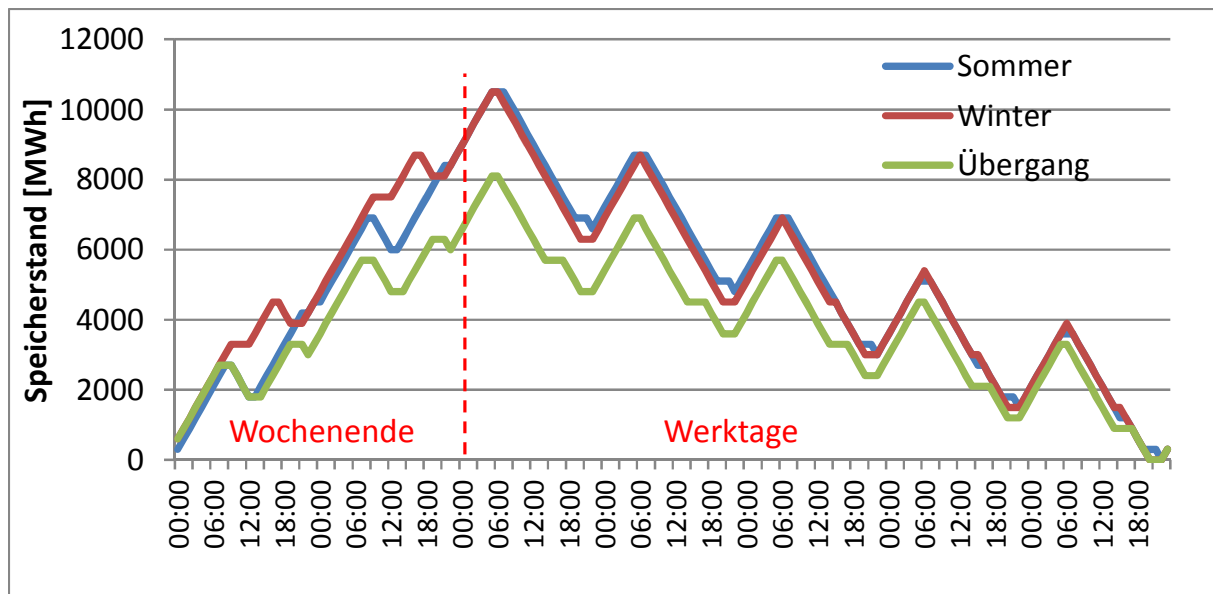


Abbildung 51: Speicherstand bei ertrags-maximierendem Wochenspeicherbetrieb – Pumpspeicher

Abbildung 52 und Abbildung 53 zeigen den optimalen Wochenspeicherbetrieb für Wasserstoff- und Methanspeicher. Im Vergleich zum Pumpspeicher zeigt sich die Auswirkung des geringeren Nutzungsgrads auf den Speicherbetrieb. Bei den geringen Nutzungsgraden der beiden Speicherkonzepte kann der Speicher nur bei entsprechend hoher Differenz zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen betrieben werden, was zu deutlich weniger Betriebsstunden gegenüber dem Pumpspeicher führt. Demzufolge wird beim Wasserstoffspeicher nur noch etwa 40 % der definierten Maximalkapazität genutzt, beim Methanspeicher sogar nur 15 %. Es ist auch zu erkennen, dass die Differenz zwischen Wochenenden und Werktagen nur noch im Winter genutzt werden kann, während die Speicher im Sommer als Tagesspeicher betrieben wird.

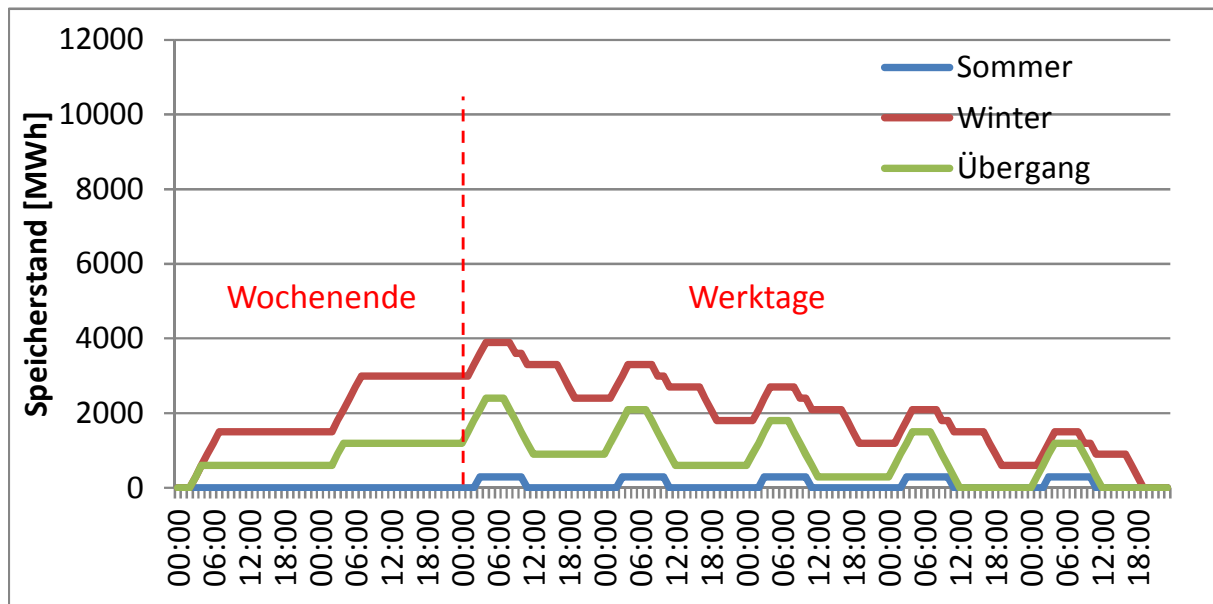


Abbildung 52: Speicherstand bei ertrags-maximierendem Wochenspeicherbetrieb – Wasserstoffspeicher

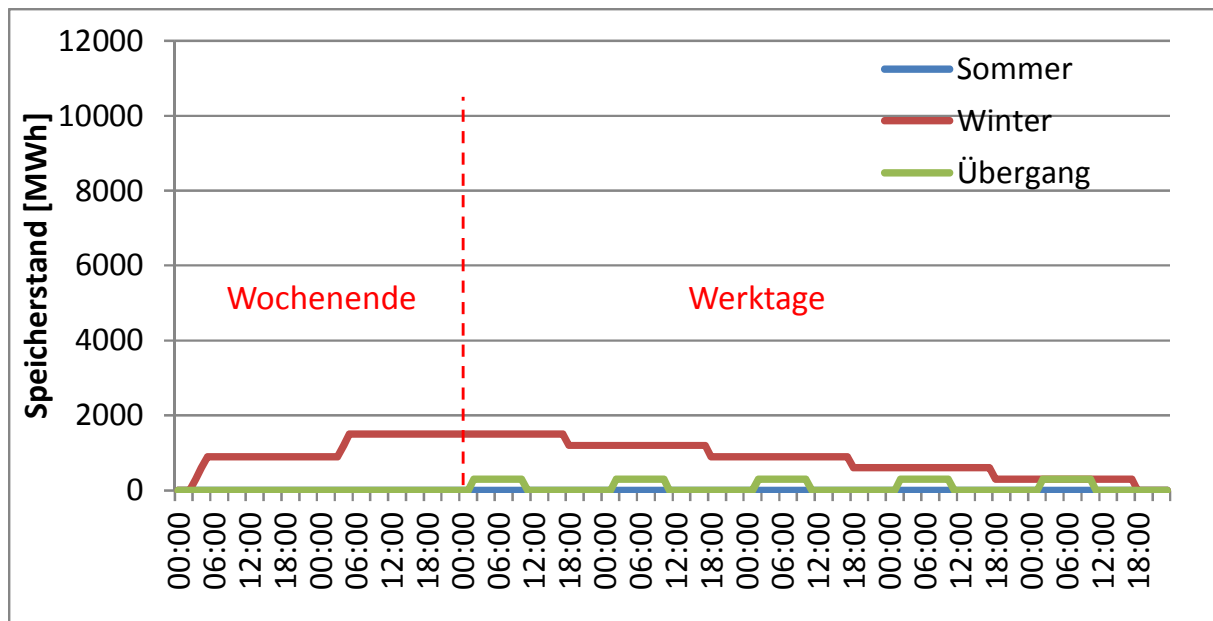


Abbildung 53: Speicherstand bei ertrags-maximierendem Wochenspeicherbetrieb – Methanspeicher

Dieser eingeschränkte Speicherbetrieb wirkt sich auch auf die Speichererträge aus (siehe [Abbildung 54](#)). Im Vergleich zum Pumpspeicher lassen sich mit Wasserstoff- und Methanspeichern im Wochenspeicherbetrieb nur geringe Erträge erzielen, denen hohen Kapitalkosten gegenüberstehen. Auch mit dem Pumpspeicher reichen die Erträge weder beim Preisverlauf 2009 noch beim Szenario 2020 aus, um die Kapital- und Betriebskosten abzudecken. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Errichtung eines Pumpspeichers nur bei Investitionskosten unter 700 €/kW profitabel wäre (siehe [Abbildung 55](#)).

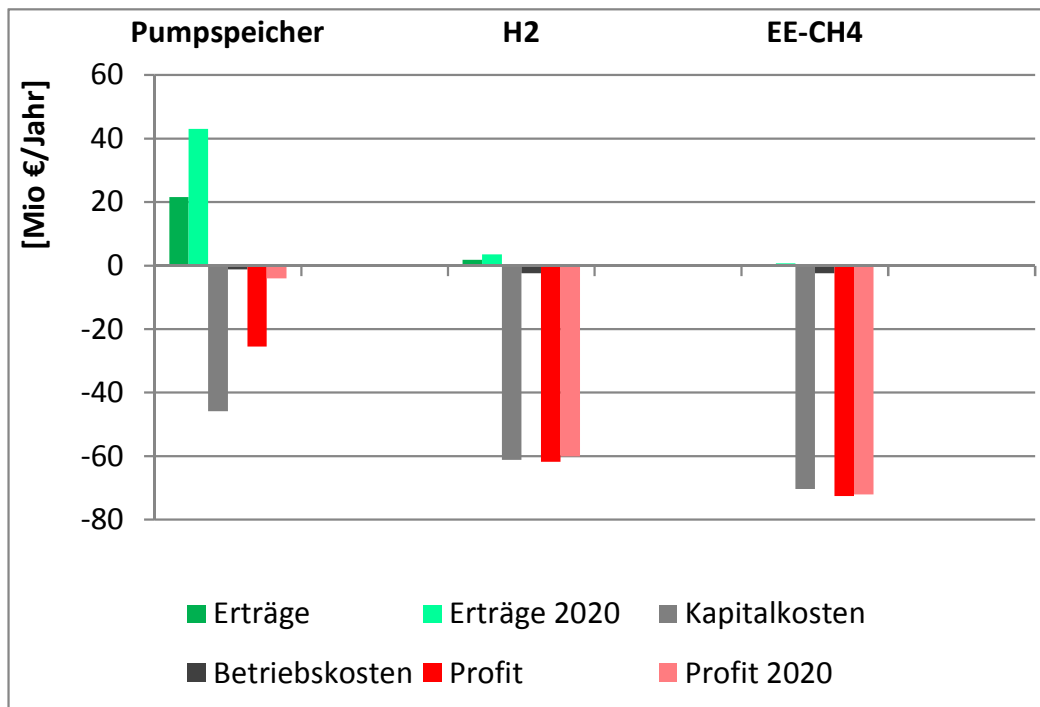


Abbildung 54: Kosten, Erträge und Profite der unterschiedlichen Speichertechnologien – Wochenspeicher

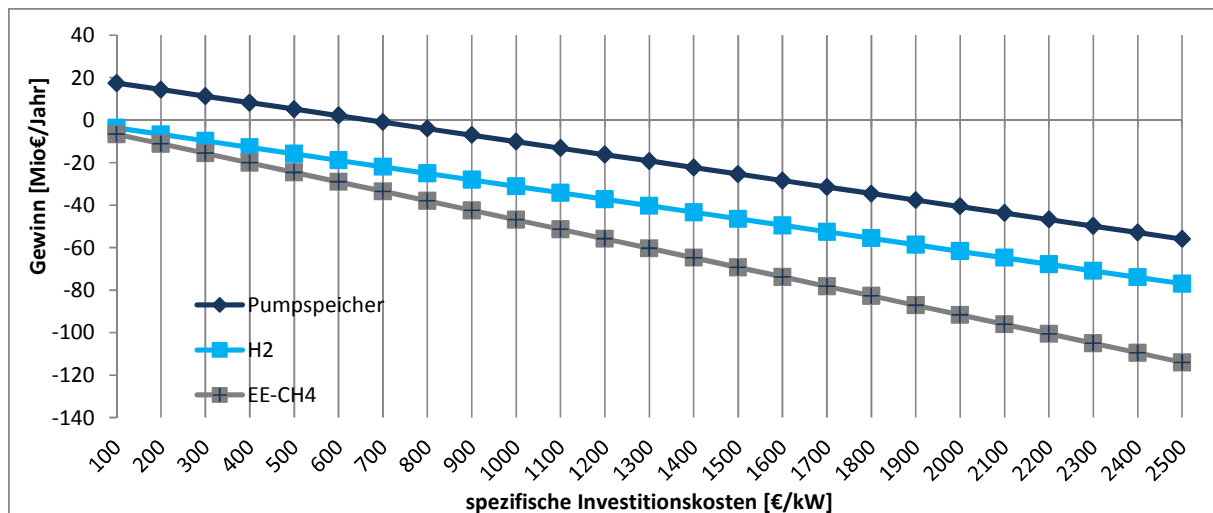


Abbildung 55: Sensitivität des Jährlichen Profits aus dem Speicherbetrieb gegenüber Änderungen der Investitionskosten - Wochenspeicher (Strompreise 2009).

6.2.1.6 Speicherbewirtschaftung Jahres-/Saisonspeicher

Eine weitere Möglichkeit der Nutzung von elektrischen Energiespeichern ist der Einsatz als Jahres-/Saisonspeicher. Hierbei kann zusätzlich zu den Großhandelspreis-Differenzen während der Tage und Wochen auch jene zwischen den Saisons genutzt werden. Üblicherweise sind die EXAA Spotmarktpreise im Winter deutlich höher als in den Übergangszeiten und im Sommer. Diese Differenz lässt sich prinzipiell auch durch einen Energiespeicher nutzen. Hierfür sind jedoch Systeme mit entsprechend hoher Speicherkapazität bzw. geringen kapazitätsspezifischen Investitionskosten erforderlich. In der vorliegenden Analyse wurden Pumpspeicher, Wasserstoffspeicher und Methanspeicher als Saisonspeicher untersucht.

Bei der Simulation des Speicherbetriebs wurde grundsätzlich wie bei den Tages- und Wochenspeicher vorgegangen. Der einzige Unterschied besteht darin, dass die Maximalkapazität nicht festgelegt wurde sondern durch das Optimierungsmodell bestimmt wird. Abbildung 56 zeigt die zeitlichen Verläufe des Speicherstands für die drei Technologien. Bei der Betrachtung des saisonalen Verlaufs zeigen alle drei die gleiche Charakteristik. In den ersten Monaten des Jahres wird der Energiespeicher entladen und etwa im März komplett geleert. In den Folgemonaten wird der Energiespeicher dann kontinuierlich gefüllt und erreicht in den Sommermonaten seinen Höchststand. Im Herbst wird der Energiespeicher dann wieder geleert. Innerhalb dieses saisonalen Zyklus werden entsprechend dem ertragsoptimalen Speicherfahrplan auch Wochen- und Tageszyklen gefahren.

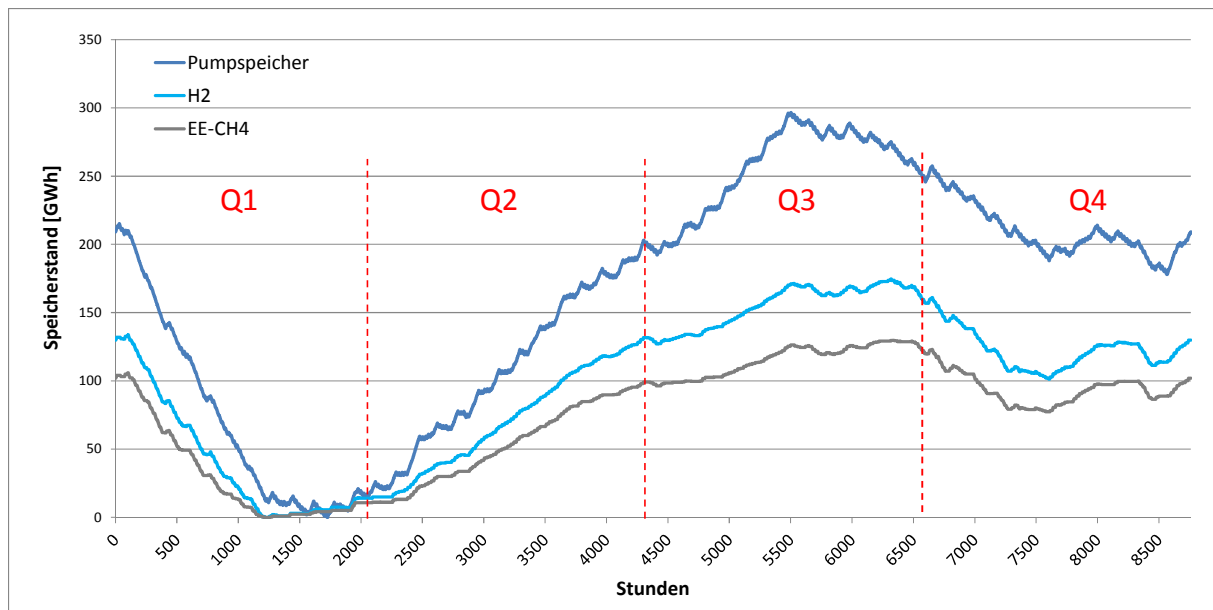


Abbildung 56: Optimaler Saisonaler Speicherbetrieb der untersuchten Technologien

Im Vergleich der Technologien zeigt sich, dass aufgrund des schlechteren Nutzungsgrads die genutzte Speicherkapazität bei Wasserstoff- und Methanspeichern deutlich geringer ist als beim Pumpspeicher. Außerdem können bei diesen Technologien die Tages- und Wochenzyklen nicht im gleichen Ausmaß wie beim Pumpspeicher genutzt werden.

Die unterschiedlichen Nutzungsgrade und der daraus abgeleitete Unterschied im Speicherbetrieb führt zu deutlichen Differenzen bei den jährlichen Speichererträgen (siehe [Tabelle 24](#)). Aus diesen Speichererträgen wurden die maximalen Investitionskosten abgeleitet, bei denen ein solcher Speicher bei den Spotmarktpreisen von 2009 wirtschaftlich noch profitabel wäre. Beim Pumpspeicher liegt diese Grenze etwa bei 800 €/kW, beim Wasserstoffspeicher bei 170 €/kW und beim Methanspeicher bei 100 €/kW. Vergleicht man diese Werte mit den geschätzten Investitionskosten dieser Technologien (siehe [Tabelle 22](#)), wird deutlich, dass ein Saisonspeicher, unter den hier gegebenen Rahmenbedingungen, mit keiner dieser Optionen wirtschaftlich darstellbar ist. Der Pumpspeicher schneidet in puncto Kosten noch am besten ab. Doch auch hier ist die Errichtung eines Speichers im wirtschaftlichen Kostenrahmen kaum realisierbar, vor allem in Anbetracht der Tatsache, dass die günstigsten Standorte für Pumpspeicher bereits genutzt sind.

Im Gegensatz dazu weisen Wasserstoff und Methanspeichern hohe Flexibilität in Bezug auf ihre Standorte auf. Hier stellen die Reduktion der Investitionskosten, sowie die Erhöhung der Nutzungsgrade die zentralen Herausforderungen dar. Da weder beim Wasserstoff- noch beim Methanspeichern bisher Anlagen im Kraftwerksmaßstab realisiert wurden, können die hier ermittelten Werte als Kostenziel für die Technologienentwicklung herangezogen werden. Der Vergleich der Ergebnisse mit den in [Tabelle 23](#) angeführten Kosten verdeutlicht jedoch, dass noch erhebliche Kostenreduktionen erforderlich wären, um eine wirtschaftliche Anwendung dieser Technologie zu ermöglichen. So wie bei Tages- und Wochenspeichern stellt der Verlauf der Großhandels-Strompreise auch beim Jahresspeicher eine Unsicherheit dar. Hier stellt sich die Frage ob ein höherer Anteil erneuerbarer Energien in Zukunft zu größeren intersaisonalen Preisdifferenzen führt, oder ob sich diese Differenz sogar verkleinern wird. Die Entwicklung dieser saisonalen Preisvolatilität wird eine entscheidende Rolle für die Wirtschaftlichkeit dieser Energiespeichertechnologien spielen.

Tabelle 24: Speichererträge und wirtschaftlich darstellbare Kosten

	Erträge aus Speicherbetrieb	Abschreibungs-dauer	Zinssatz	maximale wirtschaftliche Investitionskosten (EXAA-Preise 2009)	
	[€/Jahr]	[Jahre]	[%]	[mio €]	[€/kW]
Pumpspeicher	24,4 Mio.	20	8	240	800
Wasserstoffspeicher	5,2 Mio.	20	8	50	170
Methanspeicher	3,1 Mio.	20	8	30	100

6.2.2 Elektrische Energiespeicher - verbrauchernah – dezentrale Kleinspeicher

Neben den angebotsnahen Anwendungsbeispielen für stationäre Stromspeicher (zentralen Großspeichern) wurden in der Wirtschaftlichkeitsanalyse auch verbrauchernahe Stromspeicher (kleine dezentrale Energiespeicher) untersucht. Hierbei handelt es sich um Systeme die sich in unmittelbarer Nähe zum Verbraucher befinden. Solche Energiespeichersysteme werden oft in Kombination mit Photovoltaikanlagen eingesetzt, wo sie den tagsüber erzeugten Strom speichern um ihn in den Abend- und Nachtstunden, bei höherem Verbrauch, wieder abzugeben. Bei entsprechender Speicherdimensionierung kann auf diese Weise sogar ein netzautarker Betrieb realisiert werden (z.B. bei Inselnetzen).

In der wirtschaftlichen Bewertung wurde, gemäß den in Kapitel 6.1 definierten Systemspezifikationen, zwischen Tages- und Wochenspeichern unterschieden. Für beide Anwendungsbeispiele wurden zwei Technologieoptionen untersucht (siehe Tabelle 25).

Tabelle 25: Speichertechnologien dezentrale Speicher – Tages- und Wochenspeicher

			Tagesspeicher		Wochenspeicher	
			Blei-Säure Akku	Li Ion Akku	Blei-Säure Akku	H2 Speicher
Leistung	laden (max)	[kW]	10	10	10	1
	entladen (max)	[kW]	10	10	10	10
Kapazität		[kWh]	10	10	60	60
Nutzungsgrad	laden	[%]	85	95	85	60
	entladen	[%]	85	95	85	50
Abschreibungsdauer		[Jahre]	5	10	20	20
Investitionskosten		[€]	1.500-3.500	5.000-15.000	6.000-18000	9.000-19.000*

* bei Großserienherstellung

Aus wirtschaftlicher Sicht gibt es mehrere Motive zusätzlich zu einer dezentralen Stromerzeugung (z.B. PV Anlage) auch einen verbrauchernahen Energiespeicher zu betreiben, z.B. im Falle eines Inselnetzes. Hier kann der Energiespeicher genutzt werden um eine ganztägige Deckung des Strombedarfs zu gewährleisten. In diesem Fall steht die Kombination erneuerbare Erzeugung und Energiespeicher in Konkurrenz mit anderen dezentralen Erzeugungstechnologien wie z.B. Diesel-Generatoren. Der Vorteil der Kombination von erneuerbarer Energieerzeugung und Energiespeichern ist, dass kein Brennstoff benötigt wird. Letzteres kann an abgelegenen Orten (Almhütten etc.) eine wichtige Rolle spielen. Welche Technologie aus wirtschaftlicher Sicht günstiger ist, hängt in jedem Fall von den Rahmenbedingungen am Standort ab. Ein weiterer wirtschaftlicher Anreiz für den Betrieb eines dezentralen Energiespeichers kann durch variable Tarife gegeben werden. Bei entsprechender Differenz zwischen Peak- und Off-Peak-Preisen kann es sich für den Verbraucher lohnen einen Energiespeicher einzusetzen. In diesem Fall kann

der Energiespeicher zu Niedrigpreisstunden geladen werden um dann den Eigenverbrauch in Hochpreisstunden zu decken. Auch bei entsprechenden Förderinstrumenten, wie der Eigenverbrauchsvergütung, kann es wirtschaftlich interessant sein die PV Anlage mit einem Energiespeicher zu kombinieren.

In all diesen Anwendungsbeispielen spielen die Speicherkosten eine entscheidende Rolle. Bei der Berechnung der Speicherkosten wurden bei Tagesspeichern 365 Vollzyklen/Jahr und bei Wochenspeichern 125 Vollzyklen/Jahr angenommen. Bei Vernachlässigung des Ladestrompreises ergeben sich damit die in Abbildung 57 dargestellten Speicherkosten. Bei den Tagesspeicheranwendungen zeigt sich, dass die etablierten Blei-Säure-Batterien deutlich geringere Speicherkosten aufweisen als die Li-Ionen-Akkus. Letztere haben zwar die doppelte Lebensdauer, ihre Investitionskosten liegen jedoch mindestens um den Faktor 2,5 über jenen von Blei-Säure-Batterien (siehe Kapitel 4.4.5).

Der Vergleich der Wochenspeicher zeigt, dass bei Vernachlässigung des Ladestroms ($p_{in} = 0 \text{ €/MWh}$) die Speicherkosten der beiden Systeme Blei-Säure-Batterie und Wasserstoffspeicher etwa gleichauf liegen. Für den Wasserstoffspeicher wirkt sich jedoch der schlechtere Zyklen-Nutzungsgrad ($\eta \approx 30\%$) gegenüber der Blei-Säure-Batterie ($\eta \approx 69\%$) aus (siehe Abbildung 57).

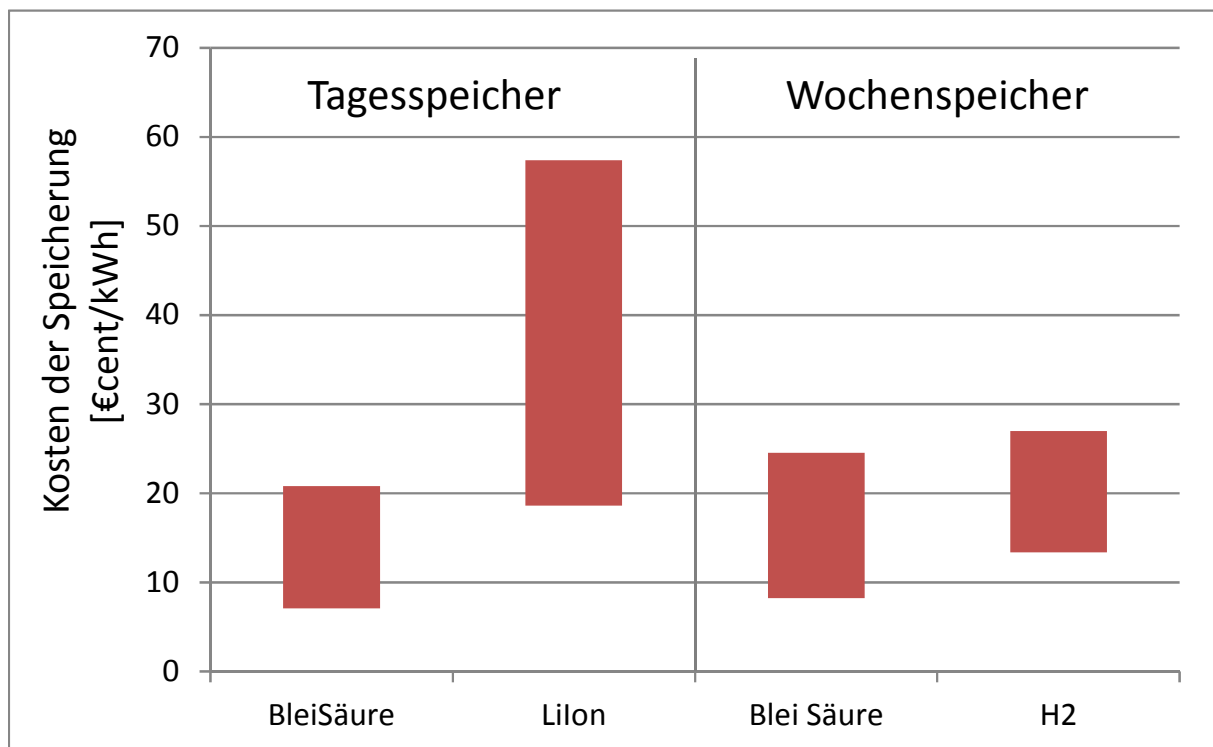


Abbildung 57: Spezifische Kosten der Speicherung – dezentraler Stromspeicher

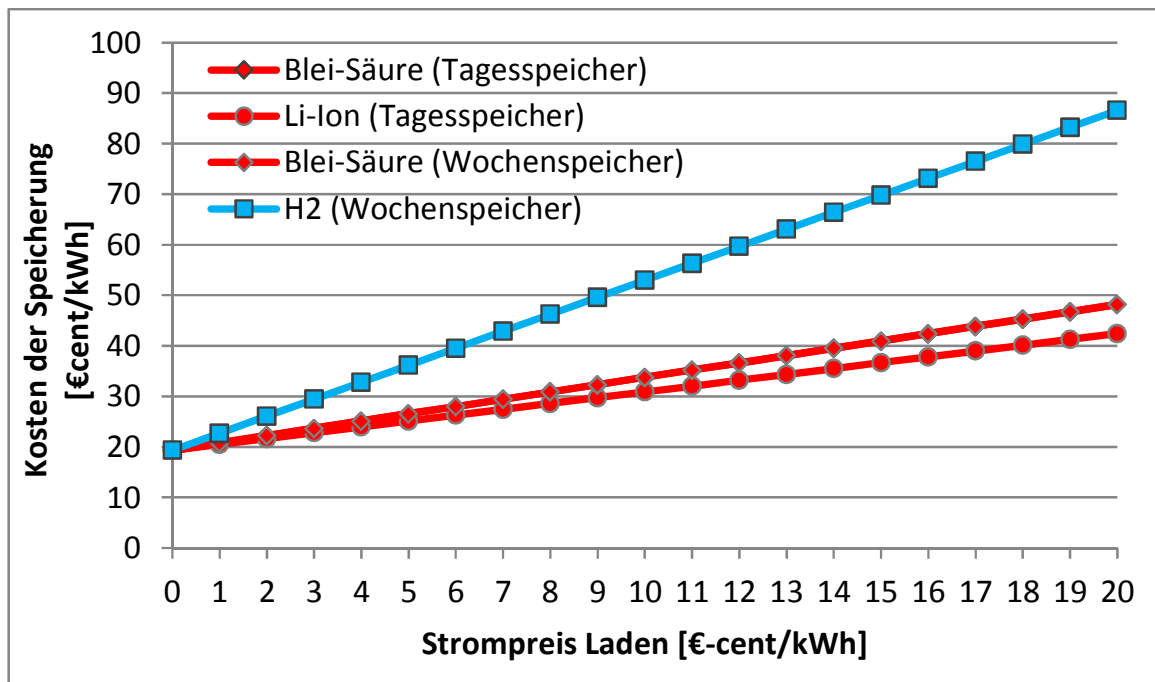


Abbildung 58: Spezifische Speicherkosten dezentraler Stromspeicher in Abhängigkeit vom Preis des Ladestroms

6.2.3 Vehicle-to-Grid (V2G)

Die grundlegende Funktionsweise von Vehicle-to-Grid (V2G) wurde bereits in Kapitel 4 vorgestellt. Im Vergleich zu stationären Energiespeichertechnologien ergeben sich beim Vehicle-to-Grid-Konzept einige wesentlich Unterschiede. Stromspeicher sind so wie Kraftwerke üblicherweise an Übertragungsnetzen (Netzebene 1) oder überregionalen Verteilnetzen (Netzebene 3) angeschlossen. Elektro-Fahrzeuge hingegen werden im lokalen Verteilnetz (Netzebene 7) angeschlossen. Im Vergleich mit anderen Energiespeichern sind bei V2G somit auch die Umspannungsverluste zu berücksichtigen. Für die Regelzone APG wurde ein durchschnittlicher Netzverlust von 6 % angenommen. Es ist auch zu berücksichtigen, dass bei V2G keine konstante Speicherkapazität bzw. Speicherleistung vorliegt. Beide Parameter hängen von der Verfügbarkeit der Elektro-Fahrzeuge am Netz, sowie den von den Fahrzeughaltern auferlegten Restriktionen ab („Wann wird Kapazität zu Verfügung gestellt und wie viel?“). Um V2G zu ermöglichen muss auch eine geeignete Ladeinfrastruktur zur Verfügung stehen, welche bidirektionale Lastflüsse erlaubt und über Kommunikationsschnittstellen verfügt, die eine externe Steuerung des Speichers ermöglicht. Dadurch entstehen gegenüber einfacher Ladeinfrastruktur zusätzliche Kosten, welche bei der wirtschaftlichen Bewertung dieses Konzepts zu berücksichtigen sind.

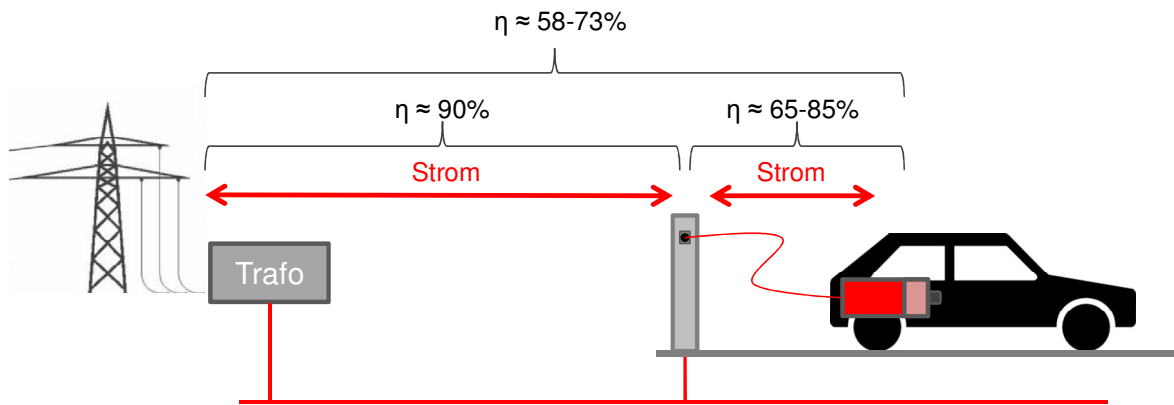


Abbildung 59: Vehicle-to-grid

6.2.3.1 Technische und wirtschaftliche Voraussetzungen für Vehicle-to-grid

Formel 13 fasst die wesentlichen Parameter zusammen, die bei der wirtschaftlichen Betrachtung von V2G berücksichtigt werden müssen. Die Gleichung verdeutlicht den Einfluss batteriespezifischer technischer Parameter. Eine wichtige Rolle spielen hierbei der Lade- und Entladennutzungsgrad η_c und η_{dc} . Wie in Abbildung 59 verdeutlicht liegen die Verluste in einem Ladezyklus heute, je nach eingesetzter Technologie, zwischen 27 % und 42 %. Zu berücksichtigen ist auch die beschleunigte Abnutzung der Traktionsbatterien, die sich durch die zusätzlichen Speicherzyklen ergibt. Die Kosten BD die dabei entstehen hängen von deren Anschaffungskosten, der Zyklen-Lebensdauer und (zumindest bei heute üblichen Zelltypen) der Entladetiefe im Betrieb ab (siehe Kapitel 6.2.3.4) und sind dem Besitzer des Fahrzeugs zu vergüten. Zusätzlich zu den direkten Kosten ist auch ein Deckungsbeitrag für den Fahrzeugeigner vorzusehen. Dieser dient einerseits als Kompensation für die erforderlichen Infrastrukturinvestitionen, und zum anderen als Anreiz die Traktionsbatterie überhaupt zur Verfügung zu stellen.

$$C_{out} = \frac{p_{in}}{\eta_c \cdot \eta_{dc}} + BD + D$$

Formel 13

C_{out} ... Kosten des verkauften Stroms [€/kWh]

p_{in} ... Preis des angekauften Stroms [€/kWh]

η_c ... Ladenutzungsgrad [%]

η_{dc} ... Entladennutzungsgrad [%]

BD ... Batterieabnutzung [€/kWh]

D ... Deckungsbeitrag Fahrzeugeigner (Anreiz) [€/kWh]

6.2.3.2 Traktionsbatterien für Elektrofahrzeuge

Der Einsatz in Elektro-Fahrzeugen oder Plug-In Hybridfahrzeuge stellt hohe Ansprüche an die Energiespeicher. Energie und Leistungsdichte sind zentrale Parameter für Stromspeicher in Elektro-Fahrzeugen. Grundsätzlich wird zwischen gravimetrischer und volumetrischer Energie- und Leistungsdichte unterschieden. Beide Faktoren sind bei Elektro-Fahrzeugen relevant da einerseits begrenztes Platzangebot in den Fahrzeugen herrscht, und andererseits das Gewicht gering gehalten werden soll. Bei reinen Elektro-Fahrzeugen steht die Energiedichte im Vordergrund, da für hohe Reichweiten möglichst viel elektrische Energie gespeichert werden muss, ohne dabei die Fahrzeugmasse zu stark zu steigern. Bei Hybridfahrzeugen ist hingegen die Leistungsdichte entscheidend, da hier eine hohe Leistung

über kurze Zeit gefordert ist. Bei Plug-In Hybriden ist eine geeignete Kombination aus Energie- und Leistungsdichte gefordert.

Abbildung 60 zeigt ein sogenanntes Ragone Diagramm verschiedener Akkutypen die in Elektrofahrzeugen zum Einsatz kommen. In dieser Darstellung sind gravimetrische Leistungs- und Energiedichte aufgetragen. Weiters ist das Verhältnis von Leistung und Kapazität der Energiespeicher, die sogenannte „Charging-/Discharging-rate“ (C-rate) aufgetragen. Die Darstellung unterstreicht die diesbezüglichen Vorteile von in Li Ionen Akkus eingesetzten Li Ionen Zellen. Die Tatsache, dass sich sowohl hohe Energie- als auch Leistungsdichten erzielen lassen machen die Technologie in unterschiedlichen Fahrzeugtypen einsetzbar (Hybrid, Plug-In Hybrid, E-Fahrzeuge).

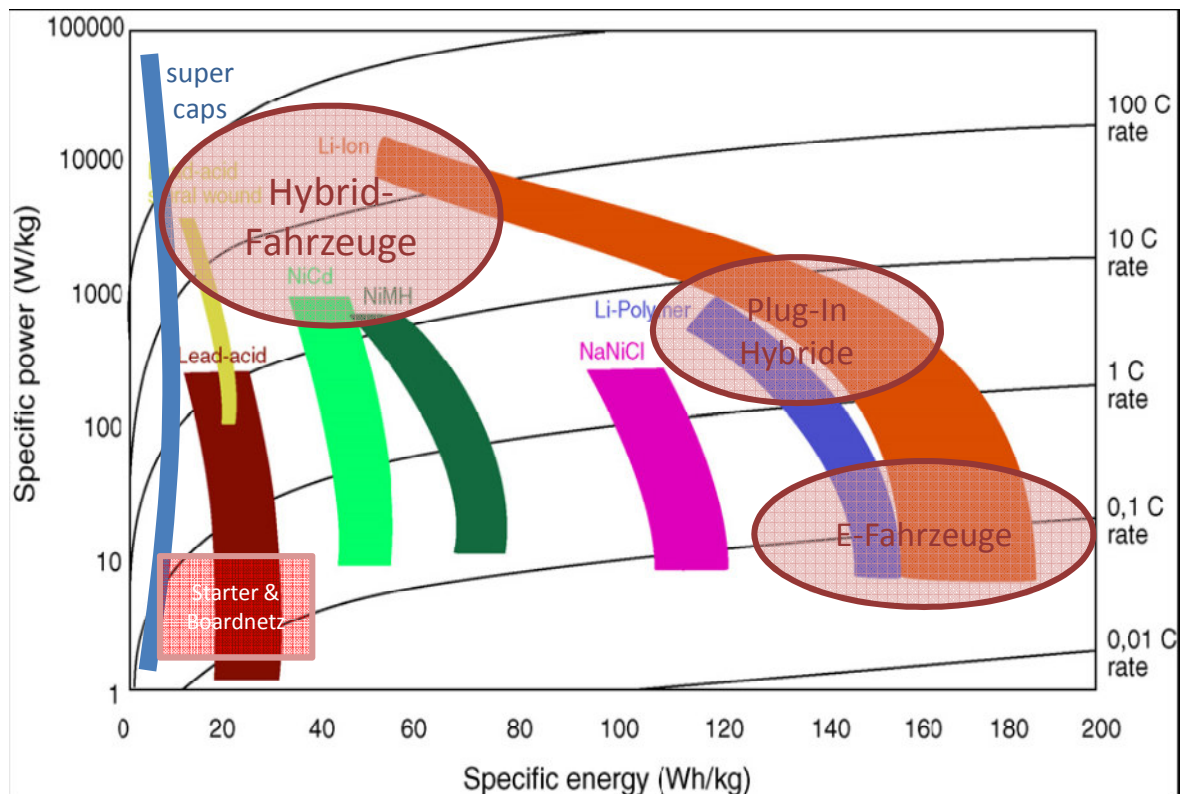


Abbildung 60: Ragone Diagramm unterschiedlicher Akku-Typen für den mobilen Einsatz

Quelle: (adaptiert aus Mattheys & Autenboer 2005)

Der Begriff Li Ionen Zellen umfasst hierbei eine Vielzahl unterschiedliche Zelltypen. Sie unterscheiden sich durch die für die positive Elektrode eingesetzten Lithium Verbindungen und weisen mitunter unterschiedliche Eigenschaften auf (siehe Kapitel 4.4.2.3).

Die wichtigsten Verbindungen für die positive Elektrode ist heute Lithium Cobalt Oxid - LiCoO_2 , welches vor allem in Unterhaltungselektronik zum Einsatz kommt. In den letzten Jahren wird bei Elektrofahrzeugen verstärkt auf Lithium Eisenphosphat Zellen gesetzt, da diese aufgrund ihrer hohen chemischen und thermischen Stabilität sicherer sind als andere Verbindungen und auch in Hinblick auf die Lebensdauer Vorteile bieten (Passier et al 2007).

6.2.3.3 Nutzungsgrad

Der Nutzungsgrad spielt bei Akkumulatoren für Elektro-Fahrzeuge eine entscheidende Rolle. Je höher der Entladennutzungsgrad, desto besser kann die gespeicherte Energie genutzt werden. Somit wirkt sich der Nutzungsgrad direkt auf die Reichweite des Elektro-Fahrzeugs aus. Auch aus wirtschaftlicher Sicht wird eine Minimierung von Lade- und Entladeverlusten durch einen hohen Nutzungsgrad angestrebt. Mit Li Ionen Akkus können heute schon

Nutzungsgrade jenseits der 90 % erzielt werden (Passier et al. 2007; Mattheys & Autenboer 2005) (vgl. Kapitel 4.4). Neben den Lade- und Entladennutzungsgraden der Akkumulatoren sind auch die Verluste in den Gleich- bzw. Wechselrichtern zu berücksichtigen. Hier werden heute Nutzungsgrade von bis zu 97 % erzielt (Campanari et al. 2009).

Der Vergleich der Nutzungsgrade in Abbildung 61 zeigt, dass der Nutzungsgrad von V2G im Bereich von stationären elektrochemischen Energiespeichern liegt. Elektro-Fahrzeuge haben den Nachteil, dass sie auf niedrigeren Netzebenen angeschlossen sind, wodurch sich höhere Netzverluste als bei stationären Energiespeichern ergeben. Diese werden jedoch weitestgehend durch die hohen Nutzungsgrade der Li-Ionen Zellen kompensiert.

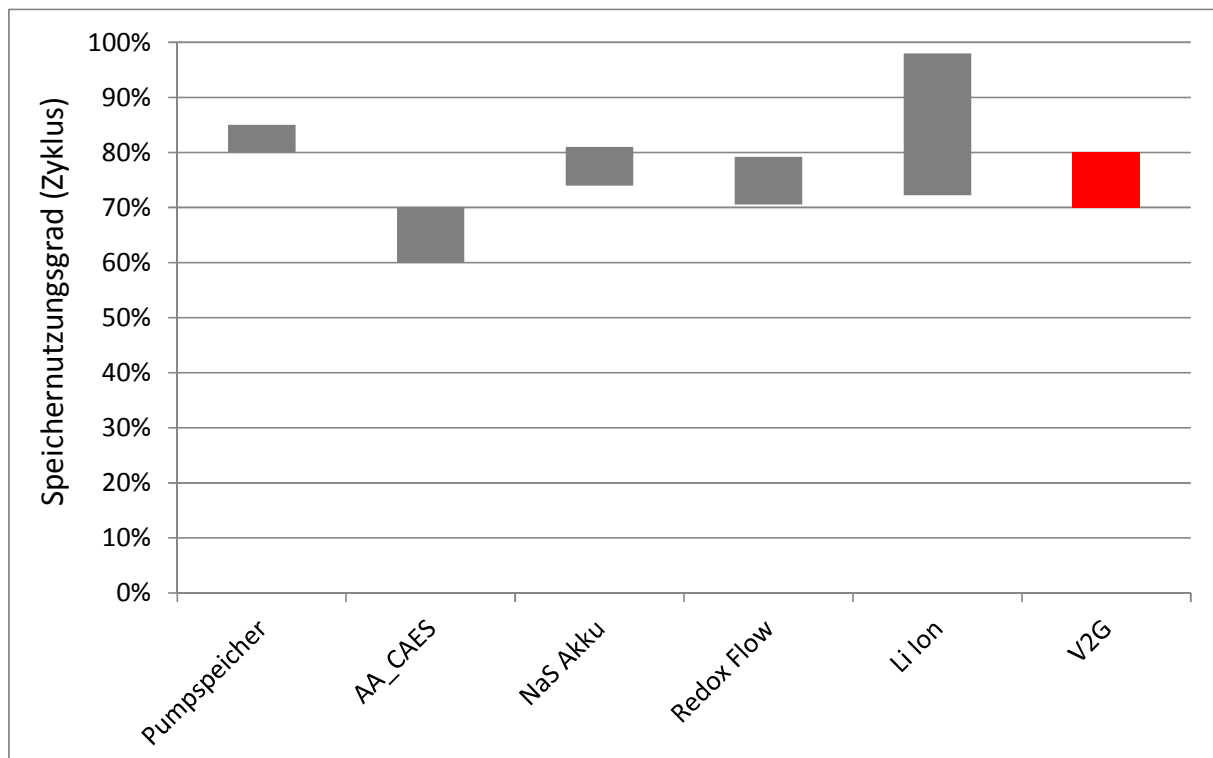


Abbildung 61: Speichernutzungsgrad von Vehicle-to-Grid im Vergleich zu stationären Energiespeichersystemen

6.2.3.4 Investitionskosten, Lebensdauer und Speicherkosten

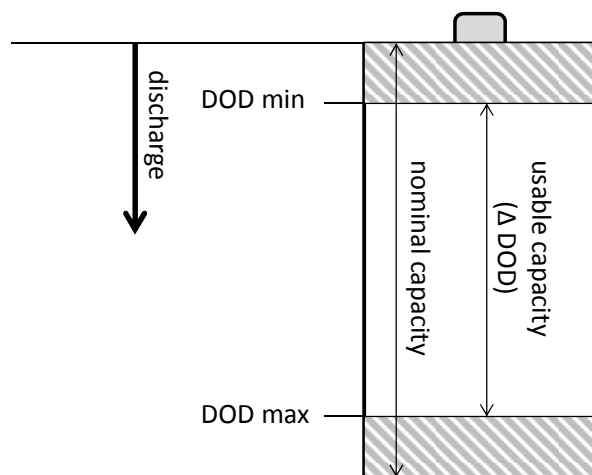
Investitionskosten und Lebensdauer der Akkumulatoren spielen für die Speicherkosten bei V2G eine zentrale Rolle. Die hohen Investitionskosten für die Akkumulatoren sind heute eine der größten wirtschaftlichen Hürden für Elektrofahrzeuge. Die spezifischen Investitionskosten für Li-Ion Zellen bewegen sich heute etwa zwischen 500 €/kWh und 1.000 €/kWh (siehe Kapitel 4.4.5). Auch für die Wirtschaftlichkeit von V2G stellen sie ein wichtiges Kriterium dar, da sie gemeinsam mit der Lebensdauer der Zellen die Höhe der Vergütung bestimmen, die für die Nutzung der mobilen Speicher bei V2G gezahlt werden muss.

Grundsätzlich wird bei Akkumulatoren zwischen kalendarischer Lebensdauer und Zyklen-Lebensdauer unterschieden. Die kalendarische Lebensdauer wird durch die zeitliche Degradation der Zellen bestimmt, die durch ungewollte chemische Reaktionen aufgrund mangelnder thermischer Stabilität hervorgerufen wird. Die Degradation wird dabei durch höhere Umgebungstemperaturen beschleunigt (Gerschler et al. 2010). Für den Einsatz in Hybrid- und Elektrofahrzeuge werden Lebensdauern von 10-15 Jahren angestrebt.

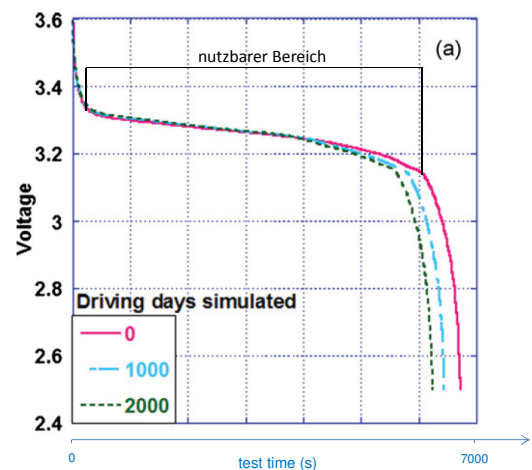
Bei der Zyklen-Lebensdauer wird die Anzahl der Zyklen angegeben nach der die Kapazität der Zellen unter das für die Verwendung im Fahrzeug notwendige Niveau fällt. Bei der Kapazität von Akkumulatoren muss generell zwischen nomineller und nutzbarer Kapazität

unterschieden werden. Die nutzbare Kapazität liegt hier in der Regel bei etwa 80 % der Nominalkapazität (siehe [Abbildung 62](#)). Dies ist auf den charakteristischen Spannungsverlaufs bei der Entladung von Akkumulator-Zellen zurückzuführen. [Abbildung 63](#) zeigt den Spannungsverlauf einer Li Ionen Zelle bei vollständiger Entladung. Nach einem starken Abfall zu Beginn des Entladeprozesses stabilisiert sich die Spannung auf einem Niveau auf dem sie über längere Zeit nur schwach abfällt. Dieses Niveau stellt die Nennspannung der Zelle dar (hier: $\approx 3,2$ V). Die Dauer, in der sich die Spannung auf diesem Niveau hält gibt die Kapazität der Zellen an. Gegen Ende der Entladung fällt die Spannung wieder stark ab. Dann ist die Zelle entladen.

Der Spannungsverlauf in [Abbildung 63](#) stammt aus einer Untersuchung bei der die Alterung von Lithium Eisenphosphat Zellen unter praktischen Einsatzbedingungen in Elektro-Fahrzeugen simuliert wurden (Peterson et al. 2010). Hier wird deutlich, dass sich die Zeit in der die Zellspannung auf dem Niveau der Nennspannung gehalten werden kann mit der Fortdauer der Nutzung verkürzt. Somit verringert sich auch die Kapazität der Akkumulatoren bei fortschreitender Nutzungsdauer.



[Abbildung 62](#): Nominelle und nutzbare Kapazität des Akkumulators



[Abbildung 63](#): Spannungsverlauf einer Li Ionen Zelle bei vollständiger Entladung und unterschiedlicher Zellalterung (adaptiert von Petersson et al. 2010).

Für die Zellalterung ist, bei heute üblichen Zellen, neben der Anzahl der Zyklen auch deren Entladetiefe ausschlaggebend. Hier gilt: je tiefer der Zyklus desto stärker die Abnutzung der Zellen. Der Zusammenhang von Zyklenlebensdauer und Zyklientiefe kann durch [Formel 15](#) beschrieben werden (Rosenkranz 2003).

$$BD = \frac{IC}{Z}$$

[Formel 14](#)

$$Z = 1331 \cdot DOD^{-1,8248}$$

[Formel 15](#)

Z ... Lebensdauer [Zyklen]

DOD ... Entladetiefe [%]

IC ... Investitionskosten für Batterien [€/kWh]

BD ... Kompensation für Abnutzung der Batterien [€/kWh]

Unter Berücksichtigung von Formel 14 und Formel 15 würden sich somit in Abhängigkeit von der Entladetiefe unterschiedliche Speicherkosten ergeben. Abbildung 64 gibt den Zusammenhang von Speicherkosten, Investitionskosten und Entladetiefe wieder. Diese Annäherung der Zelldegradation in Abhängigkeit von der Entladetiefe wird für die heute meist verbreiteten Li-Ionen Zellen (LiCoO_2 , LiNiCoO_2 , LiNiCoAlO_2), sowie NiMh Zellen angewandt. Die Abbildung verdeutlicht, dass sich unter der Annahme heute üblichen Kosten für Li Ionen Akkus ($>500 \text{ €/kWh}$), nur bei geringer Zyklientiefe wirtschaftlich nutzbare Speicherkosten ergeben.

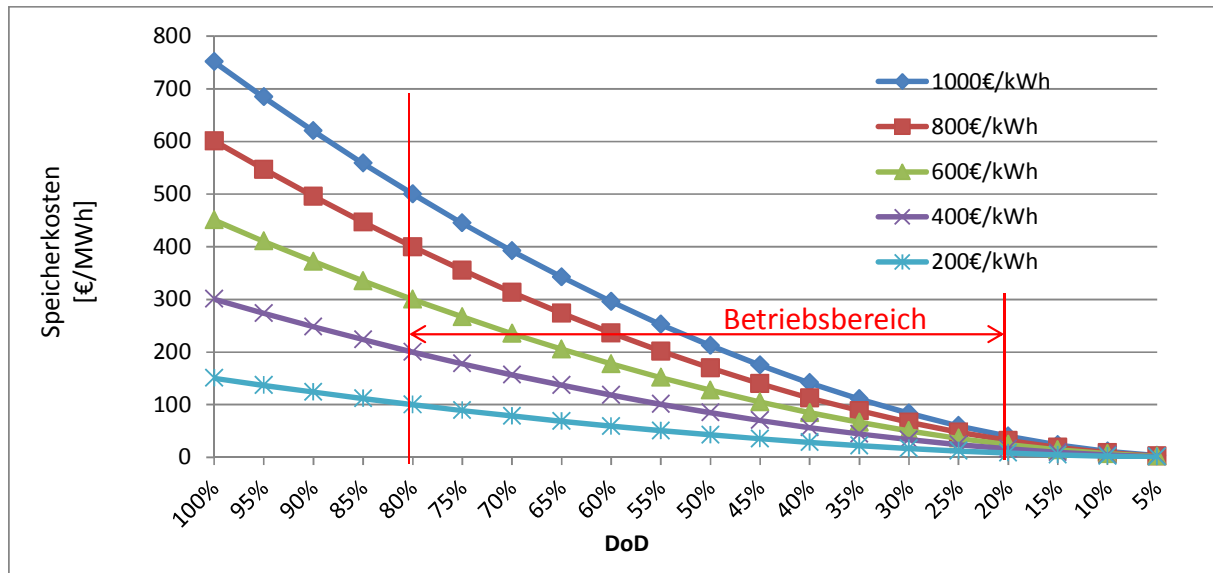


Abbildung 64: Speicherkosten in Abhängigkeit von der Entladetiefe bei unterschiedlichen Investitionskosten

Jüngere Untersuchungen zeigen, dass sich andere Lithium Verbindungen bei der Zellalterung mitunter anders verhalten. Petersson et al. 2010 untersuchten Lithium Eisenphosphat Zellen (LiFePO_4) und stellten fest, dass die Entladetiefe bei diesem Zelltyp für die Zelldegradation kaum eine Rolle spielt und nur der Energie-Durchsatz durch die Zelle relevant ist. Die Kosten der Batterieabnutzung können in diesem Ansatz über Formel 16 bestimmt werden. Der Degradationskoeffizient der Zelle hängt bei dieser Gleichung von der Betriebsart ab. Basierend auf empirischen Untersuchungen wurde er für den V2G-Betrieb auf 0,0027 bestimmt.

$$BD = IK_{\text{Bat}} \cdot DC_{\text{bat}} \cdot 5$$

Formel 16

$$DC_{\text{bat}} \approx 0,0027\%$$

Formel 17

BD_{bat} ... Batterieabnutzung [€/MWh]

IK ... Investitionskosten [€/kWh]

DOD ... Entladetiefe [%]

DC_{bat} ... Batterie Degradationskoeffizient

Gemäß dieser Gleichung ergibt sich ein linearer Zusammenhang (Abbildung 65) zwischen Investitionskosten und Speicherkosten. Sollten sich zukünftige Akkumulatoren in punkto Lebensdauer gemäß diesem Modell verhalten, dann brächte das in Hinblick auf V2G einen

entscheidenden Vorteil, da bei der Steuerung der Akkus weniger Rücksicht auf die Entladetiefe genommen werden müsste.

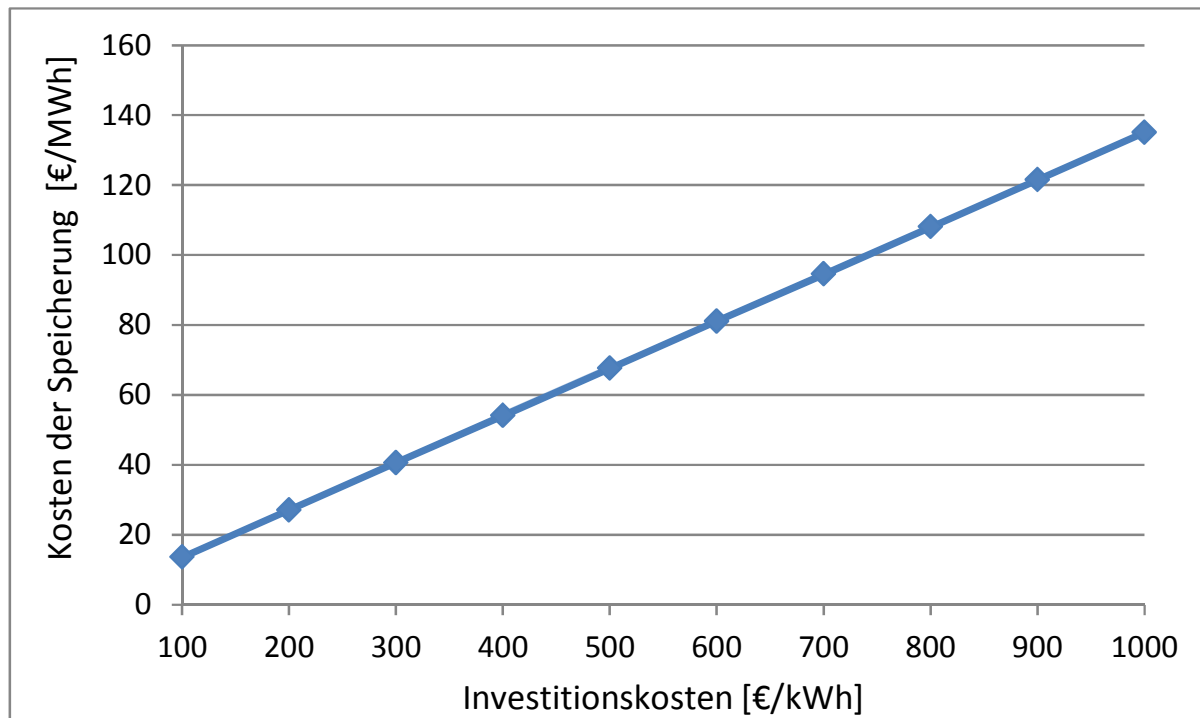


Abbildung 65: Speicherkosten in Abhängigkeit von Investitionskosten

Das Berechnungsmodell nach Peterson 2010 wurde auch beim Vergleich der Speicherkosten in [Abbildung 66](#) zugrunde gelegt. Bei den spezifischen Kosten von Li Ionen Akkus im Jahr 2010 ergeben sich dadurch Speicherkosten von etwa 100 €/MWh. Bei der erwarteten Kostendegression werden die Kosten jedoch bis 2020 auf die Hälfte sinken.

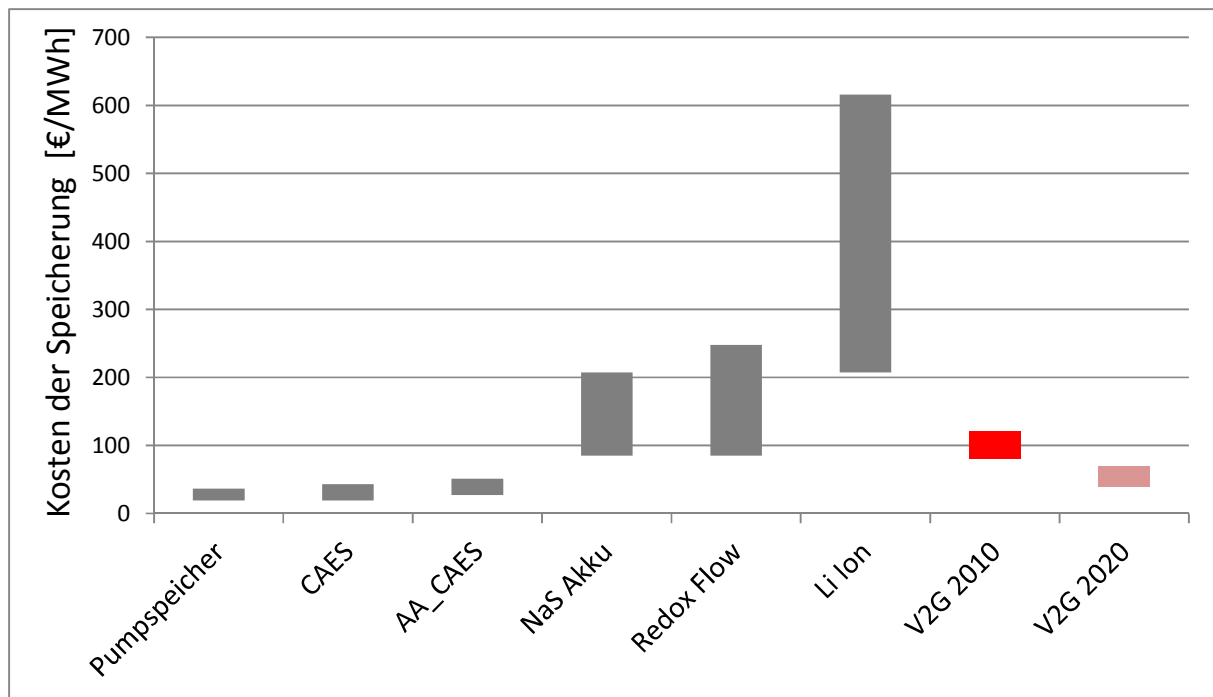


Abbildung 66: Speicherkosten von Vehicle-to-Grid im Vergleich mit anderen stationären Systemen

6.2.3.5 Speicherpotential Österreich

Das Speicherpotential für V2G in Österreich wurde anhand von Verbreitungsszenarien von Elektro-Fahrzeugen in Österreich bis 2050 abgeschätzt (Kloess et al. 2009). Konkret wurde ein Szenario gewählt, bei dem es in Folge entsprechender politischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen zu einer starken Verbreitung von Elektro-Fahrzeugen und Plug-In Hybriden kommt (siehe [Abbildung 67](#)). Aus diesen Szenarien wurden die Jahre 2020, 2030, 2040 und 2050 herangezogen und die Speicherpotentiale untersucht.

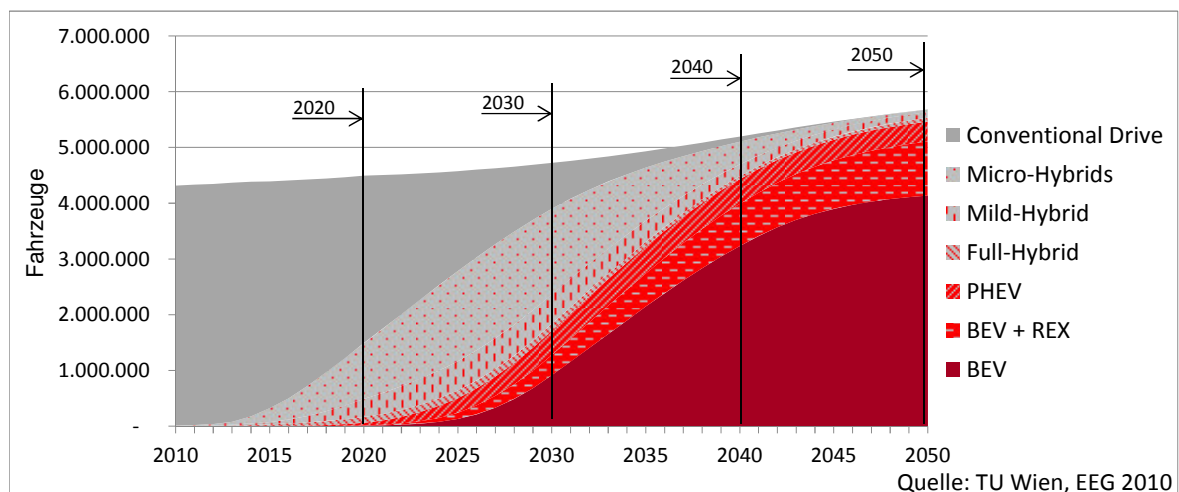


Abbildung 67: Verbreitungsszenario von Hybrid- und Elektro-Fahrzeugen

[Abbildung 68](#) zeigt die kumulierte Anschlussleistung aller Elektro-Fahrzeuge in den Jahren 2020, 2030, 2040 und 2050 unter der Annahme einer Ladeleistung von 3,7 kW. Es zeigt sich, dass sich bereits bei einer Flottendurchdringung von ca. 30 % (2030) eine Anschlussleistung von 6 GW ergibt, was in etwa zwei Drittel der Maximallast in Österreich

2010 (Winter Werktag; etwa 9,6 GW) entspricht. Bei einer vollen Substitution der Flotte durch Elektrofahrzeuge (2040/2050) würde diese Leistung auf mehr als das Doppelte der Maximallast 2010 steigen. Diese Zahlen verdeutlichen, dass durch V2G, zumindest kurzzeitig, sehr hohe Leistungen bereitgestellt bzw. aufgenommen werden können.

Abbildung 69 zeigt die installierte Speicherkapazität aller Fahrzeuge im Szenario 2010-2050. Hierbei wurde die nutzbare Speicherkapazität aller Plug-In Hybride und Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Dies ist jedoch nur ein theoretischer Wert, da diese Gesamtkapazität in der Praxis nie gleichzeitig zur Verfügung stehen wird. Voraussetzung für die Nutzbarkeit des Speichers ist, dass sich das Fahrzeug am Netz befindet und zumindest einen Teil seiner Speicherkapazität für die Nutzung freigegeben hat. Unter diesen Voraussetzungen wird die tagsächlich verfügbare Speicherkapazität somit deutlich unter den hier angeführten Werten liegen. Im Vergleich zur Speicherkapazität existierender Speicherkraftwerke in Österreich ist die Kapazität eines V2G-Speichers recht gering.

Dies wird auch deutlich wenn man versucht einen V2G-Speicher an die in Kapitel 6.1 definierten Spezifikation für zentrale Großspeicher anzupassen. Um eine nominale Einspeiseleistung von 300 MW zu erreichen sind bei einer Anschlussleistung von 3,7 kW (2 phasig, 230 V 16 A) 81.000 Fahrzeuge erforderlich. Um jedoch die für den Tagesspeicher definierte Kapazität von 2.100 MWh zur Verfügung zu haben, müsste jedes Fahrzeug eine Kapazität von 25,9 kWh bereitstellen. Dies liegt deutlich über der nutzbaren Kapazität heutiger Plug-In Hybrid und Elektrofahrzeuge, die üblicherweise im Bereich von 10-20 kWh liegen. Wird eine durchschnittliche nutzbare Speicherkapazität von 13 kWh (nominal 16 kWh) angenommen, dann wären ca. 164.000 Fahrzeuge erforderlich um die gleiche Speicherkapazität des zentralen Tagesspeichers zu erreichen. Tatsächlich wäre die Zahl noch deutlich höher, da die Fahrzeuge in der Praxis nur einen Bruchteil ihres Speichers zur Verfügung stellen können.

Im Praxisbetrieb müsste der Energiespeicher daher entsprechend seinen Charakteristiken eingesetzt werden. Bedingt durch die Kapazitätseinschränkung, wäre nur ein eingeschränkter Betrieb als Tagesspeicher, sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen darstellbar.

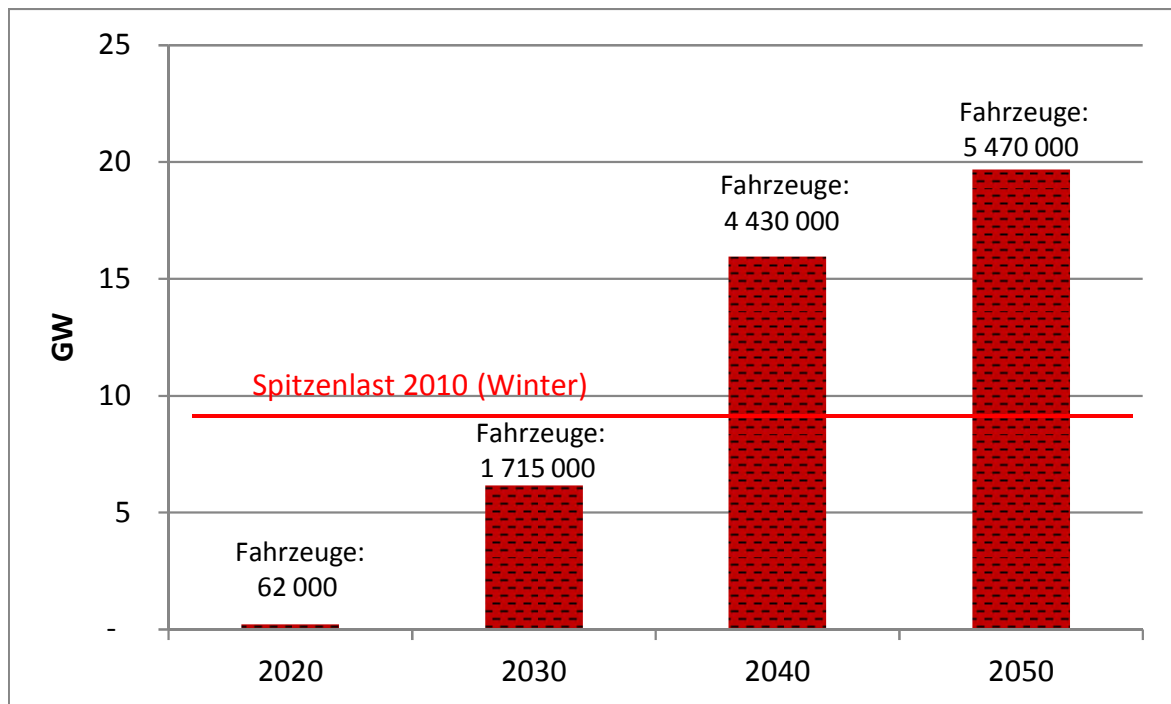


Abbildung 68: Kumulierte Anschlussleistung aller E-Fahrzeuge

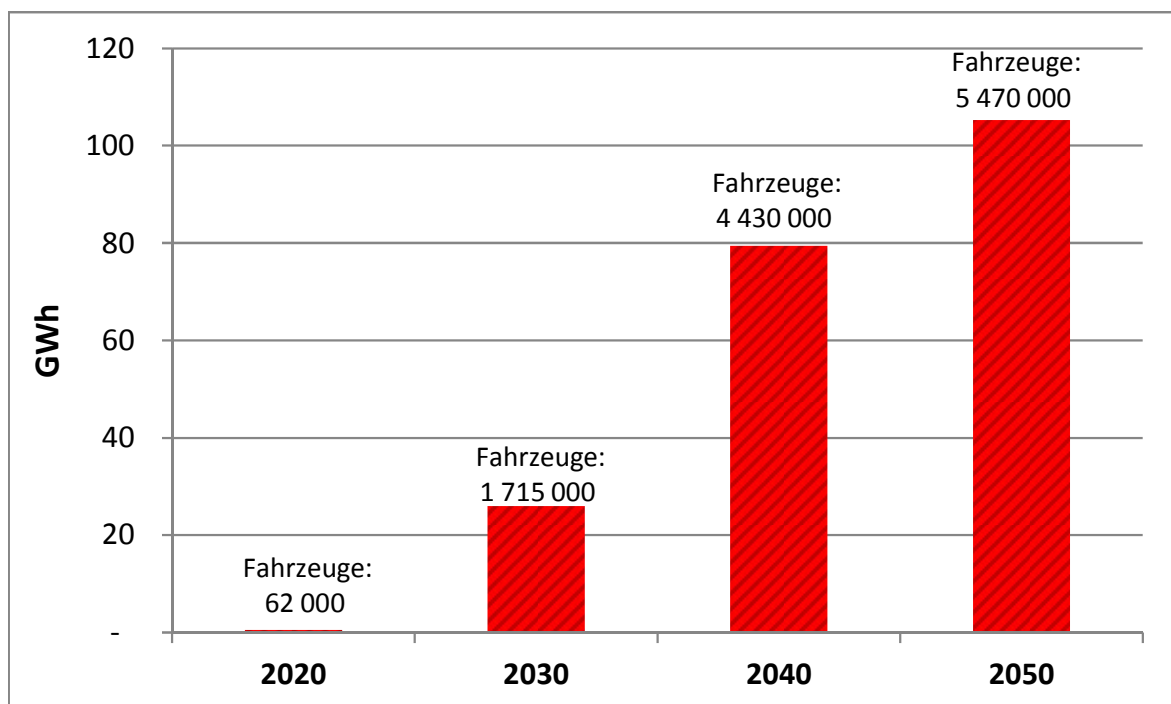


Abbildung 69: Installierte Speicherkapazität aller Elektro-Fahrzeuge

Problematisch bei der Nutzung von Elektro-Fahrzeugen als stationärer Energiespeicher ist auch die beschränkte Verfügbarkeit der Elektro-Fahrzeuge. [Abbildung 70](#) zeigt den zeitlichen Verlauf der Standplatz-Orte von PKW in Österreich. Basierend auf diesen Werten wurde versucht die Anzahl der Elektro-Fahrzeuge, die sich über den Tag tatsächlich am Netz befinden anzunähern. Es wurde dabei angenommen, dass ein Ladeanschluss nur am Primärstellplatz des Elektro-Fahrzeugs verfügbar ist. Hier zeigt sich, dass an einem Werktag etwa 60 % der Elektro-Fahrzeuge im Laufe des Morgens und des Vormittags den Primärstellplatz verlassen. Für die V2G Betrachtung würde dies bedeuten, dass um die

Mittagszeit nur etwa 40 % der Elektro-Fahrzeuge tatsächlich am Netz hängen und für eine Bewirtschaftung zur Verfügung stehen. Im Laufe des Nachmittags kehren die Elektro-Fahrzeuge dann sukzessive an die Primärstellplätze zurück womit ihre Kapazität dann wieder am Netz verfügbar wäre.

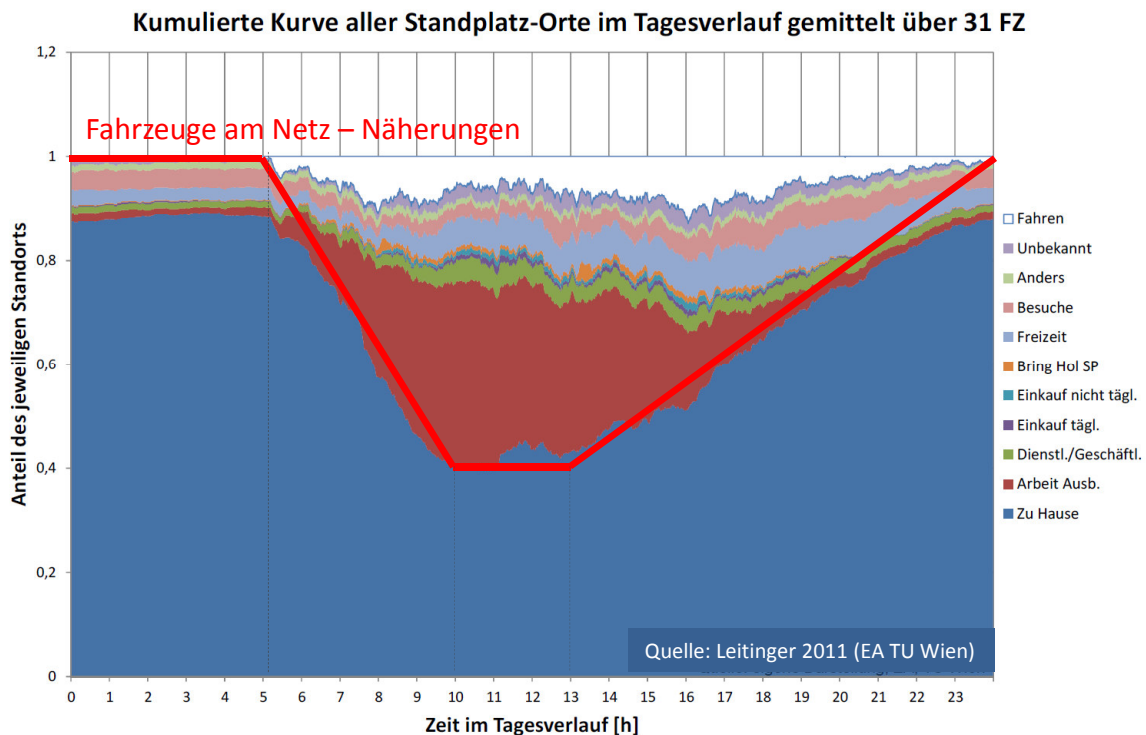


Abbildung 70: An Ladestationen angeschlossene Fahrzeuge – Näherung

Quelle: (Adaptiert von Leitinger, 2011)

Zusätzlich zur Verfügbarkeit des Energiespeichers ist auch dessen Ladezustand zu berücksichtigen. Hier wird deutlich, dass die Bewirtschaftung eines V2G Energiespeichers in der Praxis eine sehr komplexe Aufgabe darstellt, die sich nur durch eine intelligente Steuerung unter Verwendung entsprechender Kommunikation realisieren lässt. Wie diese Steuerung in der Praxis realisiert wird, ist heute noch nicht abschätzbar. Die meisten Ansätze gehen jedoch von der zentralen Steuerung der teilnehmenden Elektro-Fahrzeuge durch einen so genannten „Aggregator“ aus. Durch die Möglichkeit den Ladevorgang der Elektro-Fahrzeuge zu steuern und im Bedarfsfall auch Strom rückzuspeisen kann dieser Erträge generieren, die er teilweise wieder an die Nutzer zurückgeben kann, um somit entsprechende Anreize zu schaffen.

6.2.4 Thermische Speicher

Bei der wirtschaftlichen Analyse thermischer Energiespeicher wurden für die in Kapitel 6.1 definierten Wohnobjekte, Einfamilienhaus (verbrauchernahe Speicherung) und Mehrfamilienhaus (angebotsnahe Speicherung), unterschiedlichen Heizsysteme untersucht. Dabei wurde jeweils eine konventionelle Heizung, mit alternativen Systemen verglichen, bei denen die Heizung durch eine Kombination aus solarthermischen Kollektoren und thermischen Energiespeichern unterstützt wird. Ziel des Kapitels ist es einen Überblick über die Wirtschaftlichkeit thermischer Energiespeichersysteme in typischen Anwendungsbeispielen zu gewinnen. In der Praxis hängt die Wirtschaftlichkeit von Heizsystemen von einer Vielzahl von Faktoren ab und kann sich von Objekt zu Objekt unterscheiden. Die Ergebnisse dürfen daher nicht als allgemeingültig betrachtet werden, sondern sollen lediglich die entscheidenden ökonomischen Faktoren für die Anwendung thermischer Energiespeicher im Raumwärmebereich hervorheben.

6.2.4.1 Einfamilienhaus (verbrauchernah)

Beim Einfamilienhaus (verbrauchernahe Speicherung) wurde von einer Wohnfläche von 100 m² und 3 Einwohnern ausgegangen (Tabelle 26). Mit einem Heizwärmebedarf von 45 kWh/km² entspricht die thermische Qualität in etwa dem österreichischen Standard bei Neubauten. Als Referenzsysteme wurden eine Gas-Zentralheizung (Erdgas Brennwert) sowie eine Erdreich-Wärmepumpe angenommen. Diesen wurden zwei Systeme mit unterschiedlichen thermischen Energiespeichern gegenübergestellt. Eines mit einer 6 m² Solarkollektorfläche und einem 300 l Speicher zur Bereitstellung von Brauchwasser, sowie eine Kombianlage für Brauchwasser und Raumwärme mit einer Kollektorfläche von 12 m² und einem Speichervolumen von 1200 l. Mit dem Brauchwasserspeicher wird eine solare Deckung des Warmwasserbedarfs von 59 % erzielt und mit der Kombianlage eine Deckung des Gesamtwärmebedarfs von 37 %. Als Zusatzheizung wurde sowohl die Verwendung einer Gas-Zentralheizung als auch einer Wärmepumpe untersucht.

Tabelle 26: Spezifikationen der Heizsysteme - Einfamilienhaus

	Referenzsystem	Brauchwasser-speicher	Kombianlage
Wohnfläche [m ²]	100		
Bewohner	3		
Heizwärmebedarf [kWh/m ² /a]	45		
Warmwasserbedarf [l/Pers/Tag]	50 [60°C]		
Kollektorfläche [m ²]		6	21
Speichervolumen [m ³]		0,3	1,2
Solare Deckung	0 %	59 % (Brauchwasser)	37 %
Investitionskosten [€]	8.000	10.850	14.600
Abschreibungsdauer [Jahre]	25		
Zinssatz	8 %		
Erdgas-Arbeitspreis [€cent/kWh]	7		
Strompreis [€cent/kWh]	17		

Abbildung 71 zeigt den Vergleich der jährlichen Gesamtkosten der untersuchten Heizsysteme aufgeschlüsselt nach Kapital und Brennstoffkosten. Hierbei wurden ein Zinssatz von 8 % und eine Abschreibungsdauer von 25 Jahren angenommen. Bei den Brennstoffkosten wurden ein Erdgas-Arbeitspreis von 7 €cent/kWh und ein Strompreis von 17 €cent/kWh angenommen. Es zeigt sich, dass in diesem Anwendungsfall die Gas-

Zentralheizung zwar die niedrigsten Kosten aufweist, das System mit Brauchwasserspeicher jedoch nur etwa 9 % darüber liegt. Diese geringe errechnete Kostendifferenz kann auf Grund der Unsicherheit bezüglich der getroffenen Annahmen nicht als signifikant bezeichnet werden. Hier ist auch auf Artikel 14 der EU Gebäudedirektive zur Energieeffizienz von Gebäuden (DIRECTIVE 2010/31/EU) zu verweisen, nach welcher Kostenunterschiede von unter 15 % als nicht signifikant bezeichnet werden. Als weitere Unsicherheit kommt die Entwicklung des Brennstoffpreises hinzu, die bei einer Nutzungsdauer von 25 Jahre erheblichen Einfluss auf die Gesamtkosten haben kann. Die Sensitivitätsanalyse in Abbildung 72 verdeutlicht dies: ab einem Erdgas-Arbeitspreis von 14 €cent/kWh weist der Brauchwasserspeicher geringere jährliche Kosten als das Referenzsystem auf. Auch bei der Wärmepumpe verringert sich bei steigendem Strompreis die Differenz zwischen Referenzsystem und Brauchwasserspeicher (siehe Abbildung 73). Abbildung 71 und Abbildung 72 veranschaulichen, dass der Brauchwasserspeicher bereits bei heutigen Preisen innerhalb dieser Bandbreite liegt, womit die Wahl dieses Systems aus wirtschaftlicher Sicht vertretbar wäre.

In Bezug auf Systeme mit großen Speichern, wie der hier untersuchten Kombianlage, zeigt sich, dass diese auch bei Annahme einer Verdoppelung des Erdgas-Arbeitspreises von 7 auf 14 €cent deutlich höhere Kosten als der Brauchwasserspeicher bzw. das Referenzsystem aufweisen.

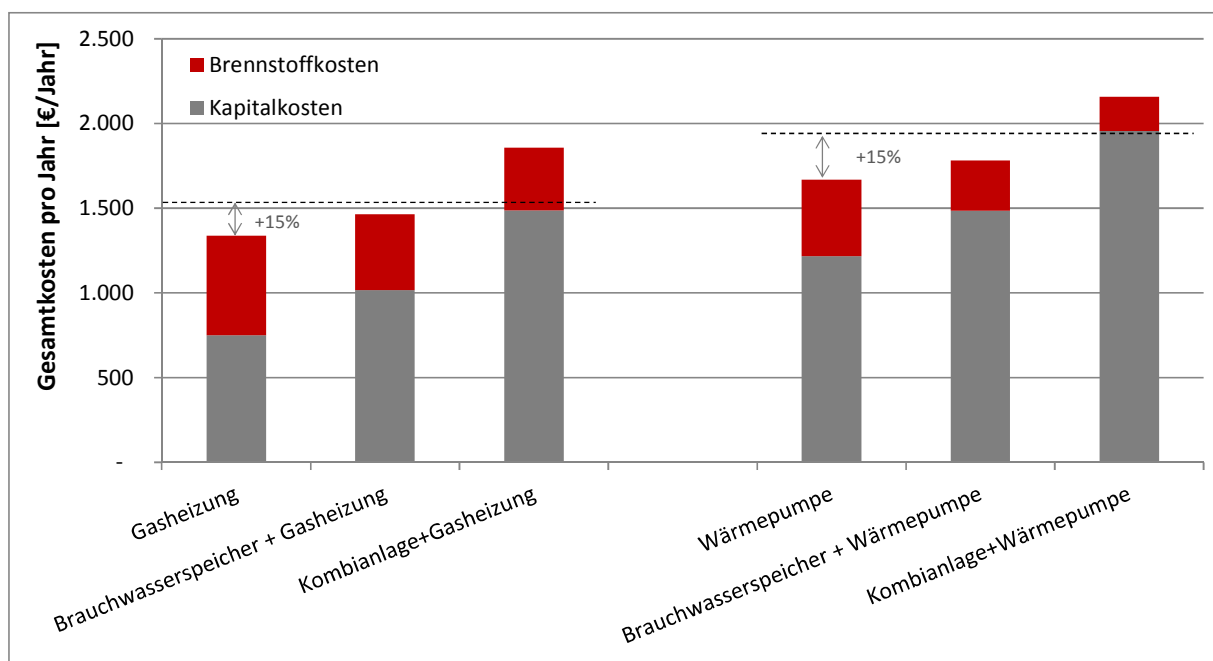


Abbildung 71: Jährliche Gesamtkosten von Heizsystemen – verbrauchernahe Speicherung „Einfamilienhaus“

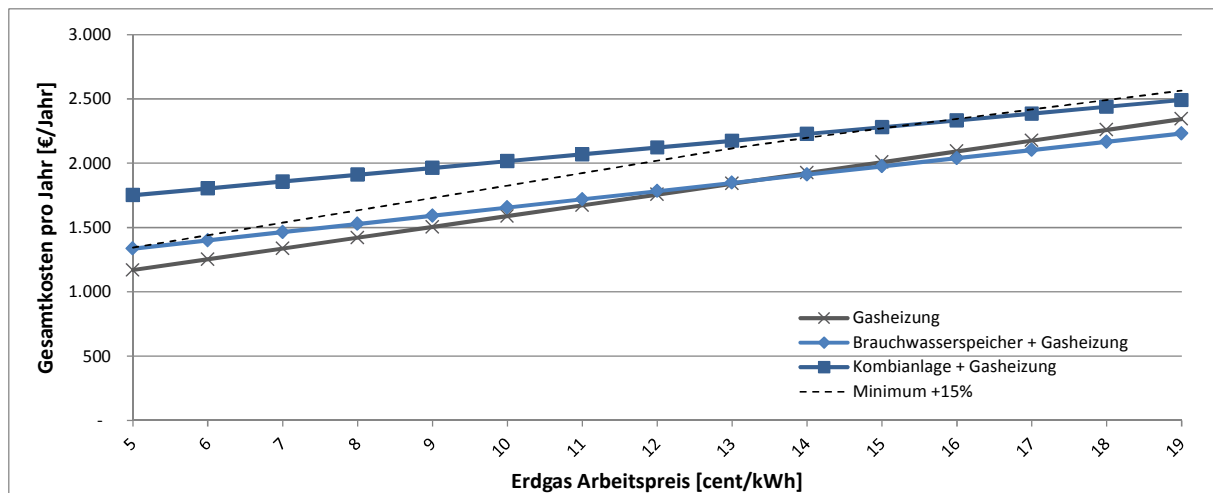


Abbildung 72: Sensitivität der jährlichen Gesamtkosten gegenüber Änderungen des Erdgaspreises – verbrauchernahe Speicherung „Einfamilienhaus“

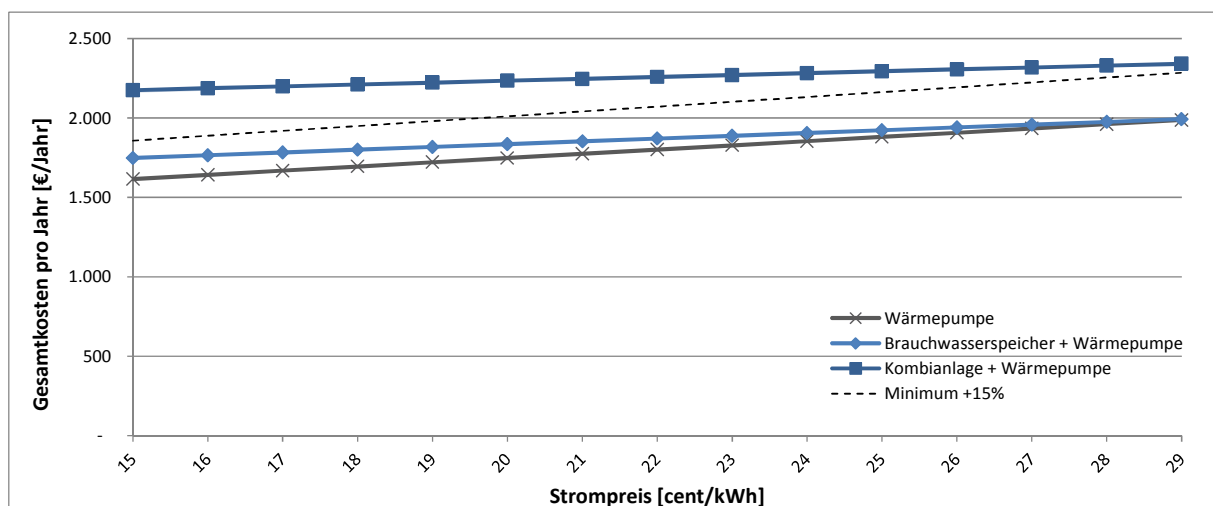


Abbildung 73: Sensitivität der jährlichen Gesamtkosten gegenüber Änderungen des Strompreises – verbrauchernahe Speicherung „Einfamilienhaus,“

6.2.4.2 Mehrfamilienhaus (angebotsnah)

Beim angebotsnahen Anwendungsbeispiel „Mehrfamilienhaus“ wurde eine Wohnfläche von 7.000 m² angenommen (100 Wohneinheiten zu je 70 m²) und eine Einwohnerzahl von 300 Personen (siehe [Tabelle 27](#)). Als Referenz-Heizsystem wurde eine Gas-Zentralheizung angenommen. Bei den untersuchten thermischen Energiespeichern handelt es sich um einen Brauchwasserspeicher mit einem Volumen von 27 m³, der von einem 540 m² Kollektorfläche mit Wärme versorgt wird, sowie einer Kombi-Anlage mit einem 72 m³ Speicher und einer 720 m² Kollektorfläche. Der Brauchwasserspeicher erreicht eine solare Deckung des Warmwasserbedarfs von 71 %, die Kombianlage eine Deckung des Gesamtwärmebedarfs von 40 % (siehe [Tabelle 27](#)).

Tabelle 27: Spezifikationen der Heizsysteme – angebotsnahe Speicherung „Mehrfamilienhaus“

	Referenzsystem	Brauchwasser- speicher	Kombianlage
Wohnfläche [m ²]	7.000		
Bewohner	300		
Heizwärmebedarf [kWh/m ² /a]	45		
Warmwasserbedarf [l/Pers/Tag]	30 [60°C]		
Kollektorfläche [m ²]		540	720
Speichervolumen [m ³]		27	72
Solare Deckung	0 %	71 % (Brauchwasser)	40 %
Investitionskosten [€]	30.000	178.500	246.000
Abschreibungsdauer [Jahre]	25		
Zinssatz	8 %		
Erdgas-Arbeitspreis [€cent/kWh]	7		
Strompreis [€cent/kWh]	17		

Abbildung 74 zeigt den Vergleich der jährlichen Gesamtkosten der drei Systeme. Es zeigt sich, dass beim heutigen Erdgas-Arbeitspreis (7 €cent/kWh angenommen) das Referenz-Heizsystem (Gasheizung) die geringsten Kosten aufweist. Die Kosten des Brauchwasserspeichers liegen etwa 9 % höher, während die Kosten des Kombi-Speichers etwa 22 % höher liegen. Auch hier wäre in der Praxis aufgrund der geringen rechnerischen Kostendifferenz zwischen Referenz- und Brauchwasserspeicher-System das effizientere System vorzuziehen, da ein Anstieg des Gaspreises während der Nutzungsdauer zu erwarten ist. Die Sensitivitätsanalyse gegenüber Änderungen des Erdgas-Arbeitspreises zeigt, dass ab einem Erdgas-Arbeitspreis von 10 €cent/kWh der Brauchwasserspeicher geringere Kosten als das System ohne Speicher aufweist (siehe [Abbildung 75](#)). Auch hier liegt der Brauchwasserspeicher unter den, in der EU-Gebäudedirektive festgelegten, zulässigen Mehrkosten von 15 % (DIRECTIVE 2010/31/EU).

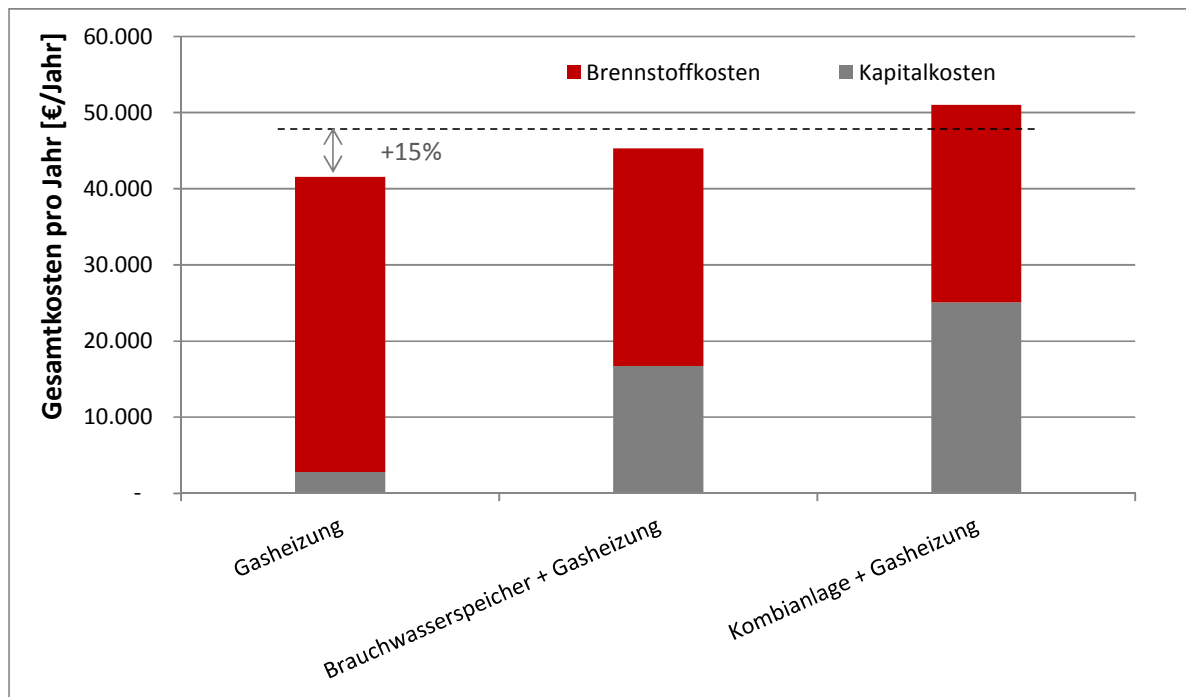


Abbildung 74: Jährliche Gesamtkosten von Heizsystemen – angebotsnahe Speicherung „Mehrfamilienhaus“

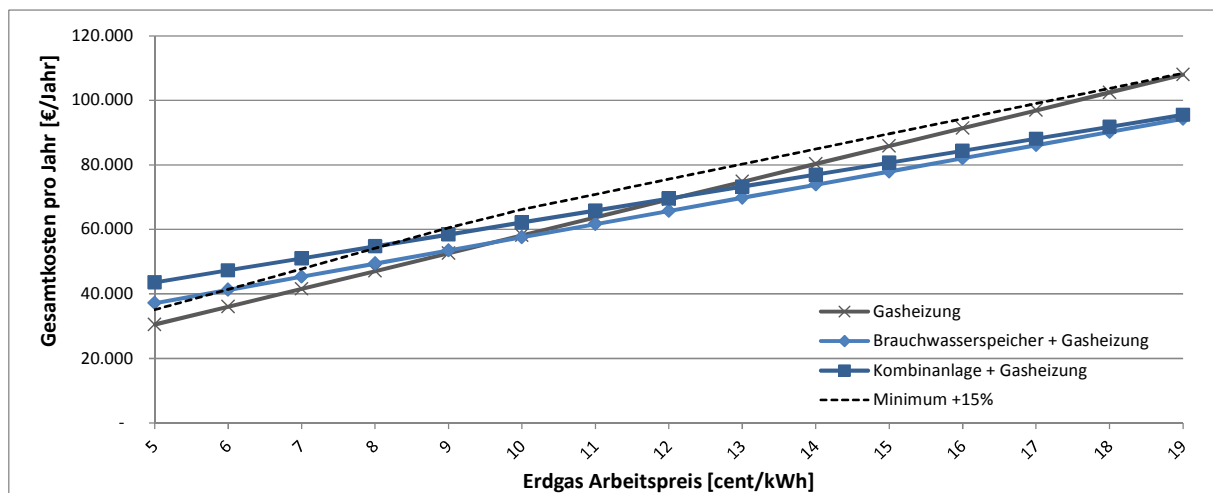


Abbildung 75: Sensitivität der jährlichen Gesamtkosten gegenüber Änderungen des Gaspreises – angebotsnahe Speicherung „Mehrfamilienhaus“

6.2.5 Brennstoffe als Energiespeicher

Für die wirtschaftliche Bewertung von Brennstoffen als Energiespeicher wurden die in Kapitel 6.1 definierten Anwendungsbeispiele für angebotsnahe Brennstoffe als Energiespeicher untersucht. In beiden Fällen wurde jeweils ein System mit Energiespeicher, einem Referenzsystem ohne Energiespeicher gegenübergestellt. Ziel war es die Kosten der Speicherung zu ermitteln und im wirtschaftlichen Umfeld der Anwendungsbeispiele zu bewerten.

Bei den angebotsnahen Anwendungsbeispielen für Brennstoffe als Energiespeicher wurde die Speicherung von Biogas aus Biogasanlagen untersucht ([Abbildung 76](#)). Eine Biogasanlage liefert über den gesamten Tag hinweg einen relativ konstanten Biogasertrag. Aus wirtschaftlicher Sicht ergeben sie für die Nutzung zwei Optionen. Mit dem Biogas kann ein angeschlossenes Blockheizkraftwerk (BHKW) befeuert werden, welches ganztags mit konstanter Leistung Strom ins Netz einspeist. Eine solche Anlage liefert somit Bandstrom. Da Biogasanlagen in Österreich für die Einspeisung einen zeitunabhängigen Einspeisetarif erhalten, werden die meisten Anlagen heute so betrieben. Diese Betriebsart wurde daher auch als Referenz für den Vergleich mit den Speichersystemen herangezogen. Alternativ lässt sich der Ertrag der Biogasanlage auch speichern, damit im Bedarfsfall eine höhere Leistung zur Verfügung steht. Von diesem Konzept wurde bei der Festlegung der Speichersysteme ausgegangen (siehe [Abbildung 76](#)).

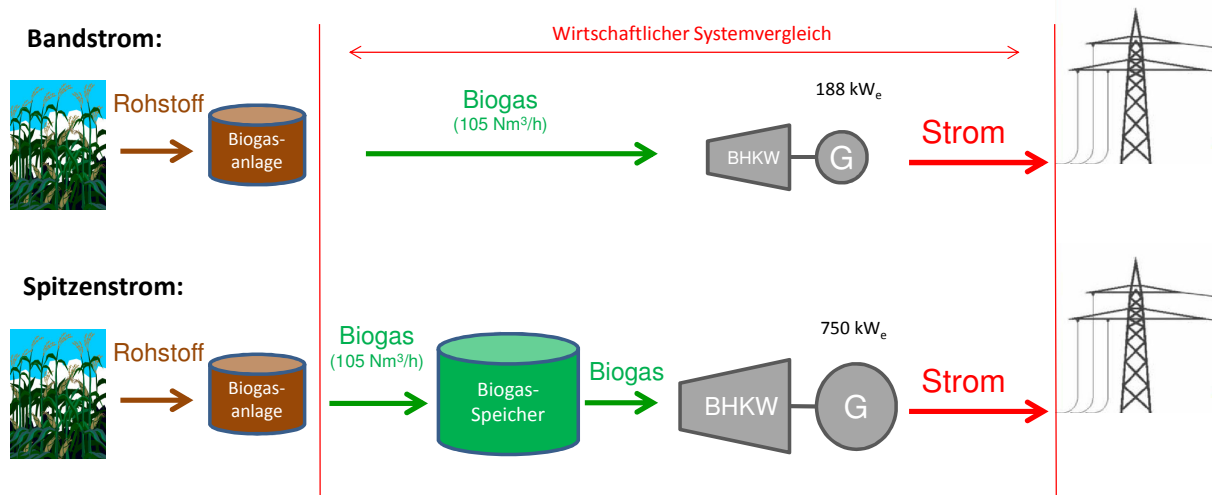


Abbildung 76: Schematische Darstellung: System Bandstrom und Spitzenstrom – dezentrale Biogasanlage

Beim Anwendungsbeispiel einer dezentralen, kleinen Biogasanlage (verbrauchernahe Speicherung) wurde ein Biogasertrag von 105 Nm³/h angenommen. In der Referenzanlage betreibt das Biogas ein BHKW, das einen konstanten Output von 188 kW-elektrisch über 24 h liefert (Bandstrom; 7.000 Betriebsstunden/Jahr). Im System mit Energiespeicher wurde angenommen, dass das Biogas gespeichert wird, um in einem BHKW mit einer elektrischen Output-Leistung von 750 kW und 6 Betriebsstunden pro Tag verstromt zu werden, um damit Spitzenstrom bereitzustellen. Die getroffenen Annahmen sowie die Kosten sind in [Tabelle 28](#) angeführt. Die Werte wurden basierend auf Kalt 2010, Kollmann 2006 und Klinski 2006 festgelegt. Für die Substratkosten wurden 0,13 €/Nm³ Rohbiogas angenommen. Aufgrund der hohen jährlichen Volllaststunden von 7.000 h/a wurde beim BHKW für Bandstrom eine Abschreibungsdauer von 8 Jahren angenommen, während das Spitzenstrom-BHKW (1.750h/a) auf 20 Jahre abgeschrieben werden kann. Beim Spitzenstrom-BHKW wurden aufgrund der höheren Anlagenleistung auch geringere spezifische Investitionskosten angenommen als beim Bandstrom-BHKW (vgl. ASUE 2005). Bei der Berechnung wurde ein Kalkulationszinssatz von 8 % angenommen. Wartungs- und Instandhaltungskosten, sowie

Erlöse aus dem Wärmeverkauf wurden nicht berücksichtigt. Basierend auf diesen Annahmen ergibt sich eine Differenz der Stromgestehungskosten von 15,5 €/MWh (siehe Tabelle 28).

Tabelle 28: Anwendungsfall Biogasanlage dezentral (Tagesspeicher)

	Biogasanlage	BHKW			Speicher		Kosten				Strom- gestehungs- kosten
	Biogasertrag	Betriebs- dauer	Leistung	spez. Invest. Kosten	Volumen	spez. Invest. Kosten	Biogas- anlage	Brennstoff (Substrat)	BHKW	Speicher	
	[Nm ³ /h]	[h/Tag]	[kW]	[€/kW]	[Nm ³]	[€/Nm ³]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[€/a]	
Bandstrom	105	24	188	800	-		74.861	95.550	26.102		149,7
Spitzenstrom	105	6	750	500	1.890	43	74.861	95.550	38.195	8.278	165,2
Kostendifferenz:										[€/MWh]	15,5

Beim Anwendungsbeispiel der großen, zentralen Biogasanlage (angebotsnahe Speicherung) wurde ein Biogasertrag von 5.800 Nm³/h angenommen (Abbildung 77). In der Praxis finden sich heute europaweit nur wenige Anlagen solcher Größenordnung, in Zukunft können diese aber an Bedeutung gewinnen. AIS Referenzfall wurde analog zur dezentralen Anlage angenommen, dass das Biogas in einem BHKW mit einer elektrischen Leistung von 10 MW und 7.000 Betriebsstunden pro Jahr verstromt wird (Bandstrom). Alternativ dazu wurden angenommen, dass das Biogas zu Erdgasqualität aufbereitet wird, in das Erdgasnetz eingespeist wird, und bei Bedarf in einem GuD-Kraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 38 MW verstromt wird.

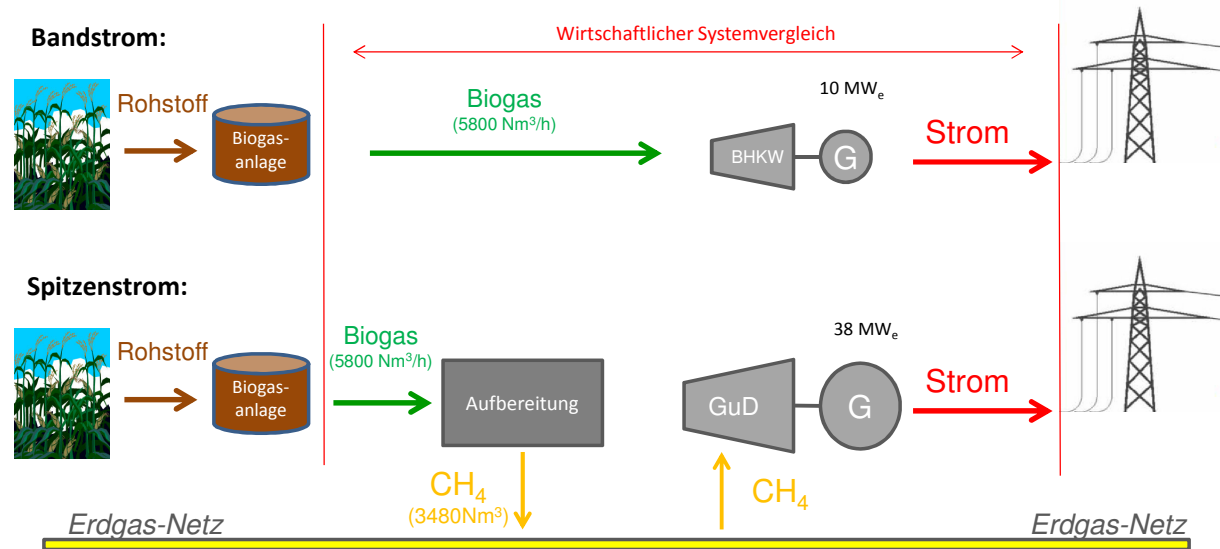


Abbildung 77: Schematische Darstellung: System Bandstrom und Spitzenstrom – zentrale Biogasanlage

Tabelle 29 zeigt die Annahmen zu den beiden Systemen und den Kostenvergleich (Kosten der Biogaserzeugung vernachlässigt). Beim Vergleich dieser beiden Konzepte stehen prinzipiell die Kosten des dezentralen BHKWs, den Kosten von Gasaufbereitung, Einspeisung und GuD-Kraftwerk gegenüber. In der Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde angenommen, dass das GuD-Kraftwerk mit anlagenüblichen Vollaststunden (4.000 h/Jahr) betrieben wird. Das aufbereitete Erdgas aus der Biogasanlage deckt daher nur einen Teil

des jährlichen Brennstoffbedarfs ab, während der Rest durch Brennstoffen aus anderen Bezugsquellen (z.B. fossiles Erdgas) abgedeckt wird. Aufgrund seines höheren Nutzungsgrads ($\eta \approx 50\%$) ergibt sich beim GuD-Kraftwerk bei der Stromerzeugung ein geringerer spezifischer Brennstoffverbrauch als beim BHKW ($\eta \approx 36\%$). Der höhere Aufwand durch Aufbereitung, Einspeisung in das Erdgasnetz und anschließende Rückverstromung kann nur teilweise durch den höheren Nutzungsgrad des GuD-Kraftwerks kompensiert werden. Insgesamt bleiben Mehrkosten von 12,1 €/MWh (siehe Tabelle 29).

Tabelle 29: Anwendungsbeispiele Biogasanlage zentral (Wochenspeicher)

	Biogas-anlage	BHKW			GuD-Kraftwerk				Kosten					Strom-gestehungs-kosten		
		Volllast-stunden	Leistung	spez. Invest. Kosten	Volllast-stunden	Leistung	spez. Invest. Kosten	Brennstoff (Substrat)	BHKW	GuD-Kraftwerk	Gasauf-bereitung	Netz-einspeisung				
	Biogas-ertrag	[h/a]	[MW]	[€/kW]	[h/Jahr]	[MW]	[€/kW]	Biogas-anlage	[€/a]	[€/a]	[€/a]	[cent/kWh]	[cent/kWh]	[€/MWh]		
Direkt-verstromung (Bandstrom)	5.800	7.000	10	400				2.067.600		720.918				111,3		
	5.800				4.000*	38	600	2.067.600		5.278.000	2.322.230	1,2	0,15	123,3		
Kostendifferenz:															[€/MWh]	12,1

*davon 1800 Stunden mit aufbereitetem Erdgas aus der Biogasanlage

Wie oben erwähnt wird Strom aus Biogasanlagen in Österreich heute mit einem fixen Einspeisetarif vergütet. Bei marktgeführten Betrieb würde ein Betreiber jedoch versuchen die Einspeisung vor allem zu Zeiten hoher Preise durchzuführen. Indem er Spitzenstrom bereitstellt kann er bei gleichem Output der Biogasanlage die Erträge aus der Einspeisung maximieren. Dies lässt sich durch die hier vorgestellten Konzepte zur Speicherung bzw. Einspeisung realisieren. Aufgrund der höheren Investitionen ergeben sich bei den Anwendungsbeispielen mit Energiespeicher (Spitzenstrom) höhere Stromgestehungskosten. Diese Kostendifferenz ist mit den Differenzen der Strom-Großhandelspreise im Tagesverlauf zu vergleichen. Beispielhaft wurden Strom Großhandelspreise aus dem Jahre 2009 für einen Werktag im Sommer, Winter und in der Übergangszeit herangezogen (Abbildung 78). Für diese Beispieltage wurde die Differenz der Durchschnittspreise über den Tag mit den Durchschnitt aus den 6 h mit den höchsten Preisen verglichen (24 h Bandstrom gegenüber 6 h Spitzenstrom).

Die Ergebnisse zeigen, dass bei den üblichen Preisverläufen an Werktagen die Preisdifferenz nur im Winter größer ist als die Kostendifferenz der untersuchten Systeme. Insofern ergibt sich kein klarer wirtschaftlicher Vorteil für die speicherbasierten Anwendungen (siehe Tabelle 30). Hier ist jedoch anzumerken, dass die Wärmeabsätze nicht berücksichtigt wurden welche auch einen Einfluss auf den wirtschaftlichen Vergleich haben können. Speziell bei der Gegenüberstellung der Direktverstromung am Ort der Biogasanlage und der Einspeisung in das Erdgasnetz mit Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk können sich hier Unterschiede ergeben. GuD-Kraftwerke werden meist im Bereich von Ballungszentren errichtet, wo die Wärme, z.B über ein lokales Fernwärmenetz, leichter abgesetzt werden kann als direkt an der Biogasanlage.

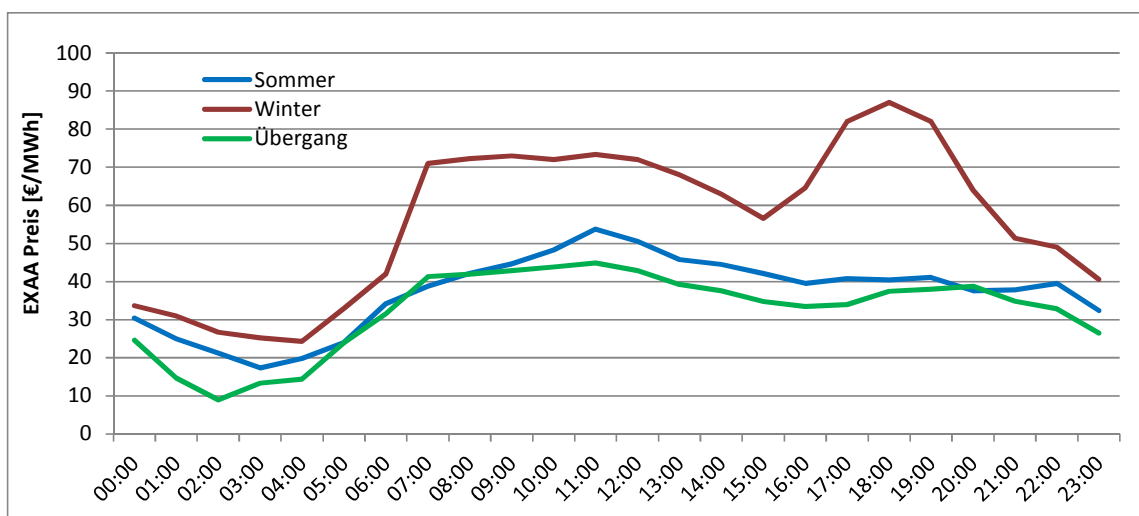


Abbildung 78: Strom-Großhandelspreise an Werktagen – 2009 EXAA

Tabelle 30: Vergleich Großhandelspreis und Speicherkosten

	Strom-Großhandelspreise 2009			Speicherkosten	
	Mittelwert 24h	Mittelwert 6h	Differenz	Biogas-speicher	Erdgas-einspeisung
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Sommer	37,2	47,9	10,8	15,5	12,1
Übergang	32,4	43,0	10,6		
Winter	56,6	78,3	21,7		

6.2.6 Zusammenfassung

Bei den angebotsnahen elektrischen Energiespeichern, den zentralen Großspeichern, zeigt sich, dass Pumpspeicher für die untersuchten Anwendungsbeispiele, Tagesspeicher und Wochenspeicher, die wirtschaftlich günstigste Technologie darstellen. Die Stärken der Technologie liegen im hohen Nutzungsgrad und den, verglichen zu den Alternativen, niedrigen kapazitätsspezifischen Investitionskosten. Nachteilig ist bei Pumpspeichern jedoch die begrenzte Verfügbarkeit geeigneter Standorte. Eine mögliche Alternative stellen adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES) dar. In der Bewertung des Tagesspeichereinsatzes kommen diese am nächsten an die Pumpspeicher heran. Elektrochemische Energiespeicher sind im untersuchten Anwendungsfall (Tagesspeicher) aufgrund ihrer hohen kapazitätsspezifischen Investitionskosten nicht wirtschaftlich. Auch bei den Langzeitspeichern (Wochen- und Jahresspeicher) stellt der Pumpspeicher die günstigste Option dar. Die untersuchten Alternativen, Wasserstoff- und Methanspeicher, bieten zwar den Vorteil einer besseren Standortverfügbarkeit, nachteilig ist hier jedoch der geringe Nutzungsgrad. Als Wochenspeicher sind diese Technologien daher nicht geeignet. Als Saisonspeicher können sie in Zukunft wirtschaftlich werden, sofern es gelingt die Kosten der Technologie zu senken und sich die intersaisonale Preisvolatilität vergrößert.

Bei den verbrauchernahen elektrischen Energiespeichern, den dezentralen Kleinspeichern, stellt die Bleibatterie die wirtschaftlich günstigste Option dar. Moderne Li-Ionen Zellen haben zwar einen deutlich höheren Nutzungsgrad und eine längere Lebensdauer, ihre Kosten sind jedoch noch zu hoch. Bei höheren Speicherkapazitäten, wie sie z.B. bei Wochenspeichern vorliegen, haben Wasserstoffspeicher mit Brennstoffzellen etwa gleiche Kosten wie Li-Ionen Akkumulatoren. Sie weisen jedoch einen deutlich niedrigeren Nutzungsgrad auf.

Die wirtschaftliche Bewertung der thermischen Speicher hat gezeigt, dass in beiden untersuchten Anwendungsbeispielen, Einfamilienhaus und Mehrfamilienhaus, bei heutigen Brennstoffpreisen nur der Brauchwasserspeicher wirtschaftlich konkurrenzfähig ist. Kombianlagen (Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung) sind aus wirtschaftlicher Sicht demnach nur bei einem Anstieg der Brennstoffpreise sinnvoll.

Bei der wirtschaftlichen Bewertung der Brennstoffspeicher wurden zwei Anwendungsbeispiele für Biogas untersucht: Die Speicherung von Biogas in einem Biogasspeicher zur Bereitstellung von Spitzenstrom über ein BHKW und die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz zur Rückverstromung in einem GuD-Kraftwerk. Es zeigt sich, dass sich durch die Speicherung bei heutigen Rahmenbedingungen kein Vorteil gegenüber der kontinuierlichen Einspeisung (Bandstrom) ergibt. Bei steigender Preisvolatilität kann sich in Zukunft jedoch ein wirtschaftlicher Vorteil ergeben.

6.3 Ökologische Bewertung

6.3.1 Methode

Zur Bestimmung der Umweltwirkung der ausgewählten Anwendungsbeispiele für Energiespeichertechnologien wird eine ökologische Bewertung durchgeführt. Die ökologische Bewertung wird in Anlehnung an die Methode der Lebenszyklusanalyse – auch als Ökobilanz bezeichnet – erstellt.

Laut EN ISO 14040:2006 „Umweltmanagement Ökobilanz - Grundsätze und Rahmenbedingungen“ bezieht sich eine Ökobilanz auf die Umweltaspekte und Umweltwirkungen (z.B. Nutzung von Ressourcen und die Umweltauswirkungen von Emissionen) im Verlaufe des Lebensweges eines Produktes von der Rohstoffgewinnung über die Produktion, Anwendung, Abfallbehandlung, Recycling bis zur endgültigen Beseitigung (d.h. „von der Wiege bis zur Bahre“).

Für die ökologische Bewertung der Energiespeicher werden die in Abbildung 79 dargestellten relevanten Prozesse berücksichtigt:

- Energiespeicher bestehend aus Ladeeinheit, Speicher und Entladeeinheit
- Herstellungsaufwand der Materialien, die im Energiespeicher verbaut sind
- Bereitstellung der Hilfsenergie zum Betrieb des Energiespeichers (z.B. Erdgasbereitstellung beim Betrieb eines diabaten Druckluftspeichers (CAES))
- Energetische Verluste, die beim Betrieb des Energiespeichers auftreten
- Bereitstellung der Energie, die gespeichert wird

Die funktionelle Einheit der ökologischen Bewertung für den Vergleich der Energiespeichertechnologien sind Emissionen und Energiebedarf bezogen auf die nutzbare Energie aus dem Speicher, z.B.:

- $\text{kg CO}_2\text{-Äq.}/\text{MWh}_{\text{Strom aus Speicher}}$
- $\text{kWh kumulierter Energiebedarf}/\text{MWh}_{\text{Strom aus Speicher}}$

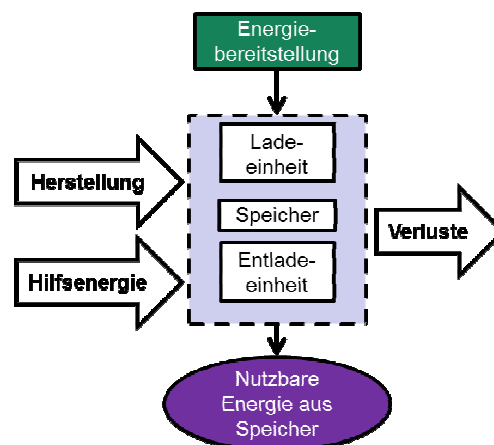


Abbildung 79: Prozesse, die in der ökologischen Bewertung berücksichtigt werden

Zur Bewertung der Umweltauswirkungen der Energiespeicherung werden die Systeme mit Energiespeicher Systemen ohne Energiespeicher gegenübergestellt (Referenzsystem). Das Referenzsystem liefert dieselbe messbare Energie wie der Energiespeichersystem (z.B. 1 MWh Strom).

In der ökologischen Bewertung für Energiespeicher werden folgende Umweltwirkungen betrachtet:

Treibhausgasemissionen

Es werden die Treibhausgase Kohlendioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffmonoxid/Lachgas (N_2O) untersucht. Als Maß für die Treibhauswirkung dieser Gase wird das Treibhausgaspotential für den Zeitraum von 100 Jahren verwendet (GWP 100 - Global Warming Potential 100) Dafür werden folgende Äquivalenzfaktoren angewandt, mit denen die Treibhauswirkung eines Kilogramms CH_4 bzw. N_2O in die äquivalente CO_2 -Menge umgerechnet wird (IPCC 2007):

- $\text{CO}_2 = 1 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$
- $\text{CH}_4 = 25 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$
- $\text{N}_2\text{O} = 298 \text{ CO}_2\text{-Äq.}$

Die Treibhausgasemissionen werden unterteilt in die Anteile für die

- Herstellung des Energiespeichers („Herstellungsaufwand“)
- Strombereitstellung des gespeicherten Stroms („Strombereitstellung“) und
- Hilfsenergie zum Betrieb des Energiespeicher („Hilfsenergie“).

Kumulierter Primärenergiebedarf

Der kumulierte Primärenergiebedarf umfasst alle Energieeinsätze, die mit dem Bezug von nutzbarer Energie (z.B.: Strom, Wärme) aus den Energiespeichern verbunden sind. Der kumulierte Energiebedarf wird differenziert in

- fossile Energieträger (Erdöl, Kohle, Erdgas)
- erneuerbare Energieträger (Sonne, Wind, Biomasse, Wasserkraft)
- sonstige Energieträger (z.B. Kernkraft, Abfälle zur Müllverbrennung)

ausgewiesen.

Die Datenbasis für die ökologische Bewertung setzt sich wie folgt zusammen:

- projektspezifische Daten zu Energiespeichertechnologien (z.B. Hilfsenergiebedarf, Speicherverluste)
- Literaturrecherche zum eingesetzten Material in Energiespeichern
- Datenbank GEMIS – Globales Emissions-Modell integrierte Systeme, Version 4.6. (Öko-Institut 2010) für Daten zu Emissionen und Ressourcenbedarf der Materialherstellung und Energiebereitstellung

6.3.2 Elektrische Energiespeicher

Die Grunddaten zu den ausgewählten Anwendungsbeispielen für elektrische Energiespeicher sind in Abschnitt 6.1 Anwendungsbeispiele angeführt. Im Abschnitt „Untersuchte Systeme“ werden zusätzliche Informationen für die ökologische Bewertung dargestellt. Der Abschnitt Ergebnisse beinhaltet ausgewählte Ergebnisse für die untersuchten Anwendungsbeispiele. Die vollständigen Ergebnisse für alle Anwendungsbeispiele sind im Anhang „Ökologie“ in Tabellenform angeführt.

6.3.2.1 Untersuchte Systeme

Bei den elektrischen Energiespeichern wurden angebotsnahe (zentrale Großspeicher) und verbrauchernahe (dezentrale) Speicher untersucht. In Hinblick auf die Betriebsweise wurden sowohl Tagesspeicher, als auch Wochen-/Monatsspeicher berücksichtigt.

Für die Bereitstellung des gespeicherten Stroms wurden zwei verschiedene Varianten für die Art der Stromerzeugung untersucht:

- „Strommix Erneuerbar 2020“ ist ein Mix aus verschiedenen Stromerzeugungstechnologien basierend auf erneuerbaren Energieträgern. Der Mix repräsentiert die bis zum Jahr 2020 zusätzlich realisierbaren Potentiale erneuerbarer Stromproduktion (Beermann et al 2010). Tabelle 31 zeigt die Zusammensetzung.

Tabelle 31: Zusammensetzung des „Strommix Erneuerbar 2020“

Quelle: Beermann et al 2010

Strommix Erneuerbar 2020	[TWh]	[%]
Biomasse fest	4,3	26,4%
Biomasse gasförmig	0,7	4,2%
Wind	5,3	32,6%
PV	2,0	12,1%
Wasser groß	3,0	18,5%
Wasser klein	1,0	6,2%
Summe	16,2	100,0%

„Strom aus Erdgas GuD“ steht für die Strombereitstellung aus Erdgas in einem Gas- und Dampfkraftwerk (GuD-Kraftwerk). Diese Variante wurde gewählt um den Einfluss fossiler Strombereitstellung bei Nutzung eines Energiespeichers auf den Primärenergiebedarf und die Treibhausgasemissionen darzustellen.

Für den Transport des Stroms zum Energiespeicher bzw. Endkunden wurden 100 km Stromnetz berücksichtigt. Tabelle 32 zeigt die Treibhausgasemissionen und den Primärenergiebedarf für die zwei Arten der Strombereitstellung inkl. Stromnetz.

Tabelle 32: Treibhausgasemissionen und Primärenergiebedarf für die ausgewählten Varianten der Strombereitstellung (inkl. Transport via 100 km Stromnetz)

Quelle: Beermann et al 2010, Umweltbundesamt 2009

Art der Stromerzeugung	Treibhausgasemissionen [kg CO₂-Äq./MWh]	Primärenergiebedarf	
		[kWh/MWh]	fossiler Anteil
Strommix Erneuerbar 2020	25	1.740	2,9%
Strom aus Erdgas GuD	504	2.268	99,8%

Für die ökologische Bewertung, werden die elektrischen Energiespeicher einem Referenzsystem gegenübergestellt. Wie in Abbildung 80 dargestellt ist das Referenzsystem die Bereitstellung von 1 MWh Strom ohne Stromspeicherung.

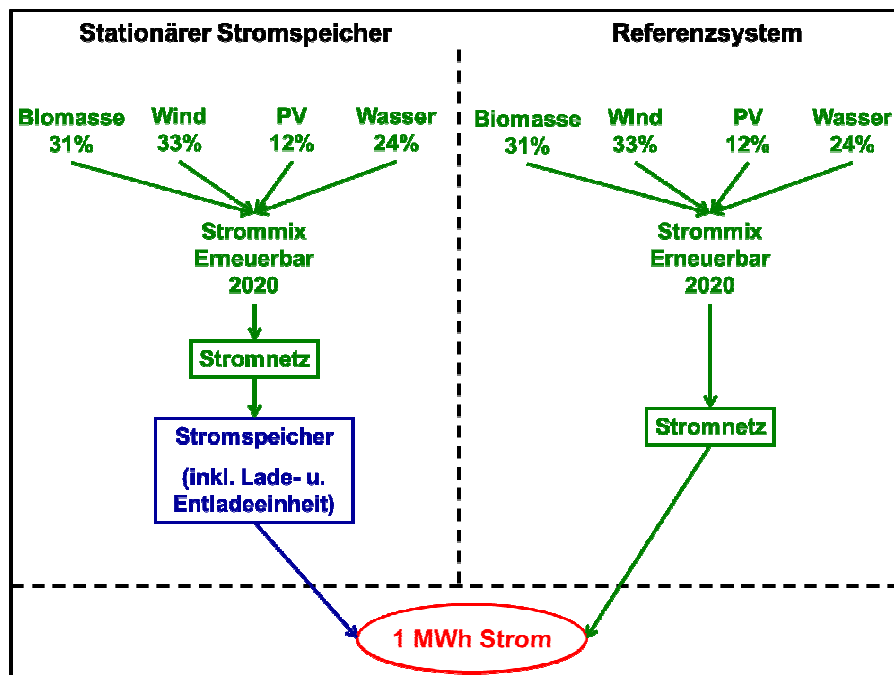


Abbildung 80: System „Stromspeicher“ mit „Strommix Erneuerbar 2020“ im Vergleich zum Referenzsystem mit direkter Nutzung des „Strommix Erneuerbar 2020“ ohne Stromspeicher.

6.3.2.2 Ergebnisse

In Abbildung 81 bis Abbildung 84 sind ausgewählte Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen der Anwendungsbeispiele für angebotsnahen Tagesspeicher zur Stromspeicherung dargestellt.

Die höchsten Treibhausgasemissionen mit 522 kg CO₂-Äq./MWh Strom aus Speicher für den „Strommix Erneuerbar 2020“ weist der diabate Druckluftspeicher (CAES) auf (Abbildung 81). Im Unterschied zu anderen elektrischen Energiespeichern benötigt dieses System Erdgas als Hilfsenergie, um die gespeicherte Druckluft zur Stromerzeugung nutzen zu können. Für die ökologische Bewertung wurde von einem Hilfsenergiebedarf von 1,6 kWh Erdgas pro kWh Spitzenstrom ausgegangen (BINE 2007).

Für den „Strommix Erneuerbar 2020“ liegen die Treibhausgasemissionen für alle anderen Anwendungsbeispiele zwischen 33 bis 45 kg CO₂-Äq./MWh Strom aus Speicher (Abbildung 82). Im Vergleich zur direkten Nutzung des „Strommix Erneuerbar 2020“ ist das eine Erhöhung der Treibhausgasemissionen zwischen 31 und 79 %.

Im Vergleich zum „Strom aus Erdgas“ haben die angebotsnahen Tagesspeicher 16 bis 44 % höher Treibhausgasemissionen als das Referenzsystem ohne Speicherung. Die Treibhausgasemissionen schwanken für diese Variante zwischen 585 und 723 kg CO₂-Äq./MWh Strom aus Speicher (Abbildung 83). Ausgenommen ist der diabate Druckluftspeicher (CAES). Auch wenn der gespeicherte „Strom aus Erdgas“ stammt, sind auf Grund der benötigten Hilfsenergie die Treibhausgasemissionen mit 2.197 kg CO₂-Äq./MWh Strom aus Speicher signifikant höher als bei den anderen angebotsnahen Tagesspeichern.

Die Treibhausgasemissionen für die Herstellung der angebotsnahen Tagesspeicher liegen zwischen 3 und 16 kg CO₂-Äq./MWh Strom aus Speicher (Abbildung 84). Die höchsten Treibhausgasemissionen für die Herstellung weist das Anwendungsbeispiel Li-Ionen Akku auf. Beim Anwendungsbeispiel Vehicle-to-Grid wurden auch Li-Ionen Akkus als Speichermedium berücksichtigt. Jedoch wurde nur ¼ des Herstellungsaufwands der Speicherfunktion zugeordnet, da die Hauptfunktion des Akkus in diesem Fall der Fahrzeugantrieb ist.

In Abbildung 85 und Abbildung 86 ist der Primärenergiebedarf für angebotsnahe Tagesspeicher im Vergleich zum Referenzsystem ohne Speicherung dargestellt. Die Ergebnisse zeigen die gleiche Verteilung wie für die Treibhausgasemissionen. Für den diabaten Druckluftspeicher (CAES) macht bei der Variante „Strommix Erneuerbar 2020“ der fossile Anteil am Primärenergiebedarf ca. 40 % aus, bedingt durch den Hilfsenergiebedarf, der durch Erdgas gedeckt wird. Mit 9.630 kWh/MWh Strom aus Speicher ist der Primärenergiebedarf für dieses System am höchsten. Für alle anderen angebotsnahen Tagesspeicher beträgt der Primärenergiebedarf für den „Strommix Erneuerbar 2020“ zwischen 2.020 und 2.490 kWh/MWh Strom aus Speicher und ist zwischen 16 und 43 % höher als für das Referenzsystem ohne Speicher. Wird „Strom aus Erdgas“ gespeichert ist der fossile Anteil am Primärenergiebedarf bei allen angebotsnahen Tagesspeichern dominierend. Der Primärenergiebedarf beträgt für diese Variante zwischen 2.630 und 3.250 kWh/MWh Strom aus Speicher bzw. 11.480 kWh/MWh Strom aus Speicher für den diabaten Druckluftspeicher (CAES).

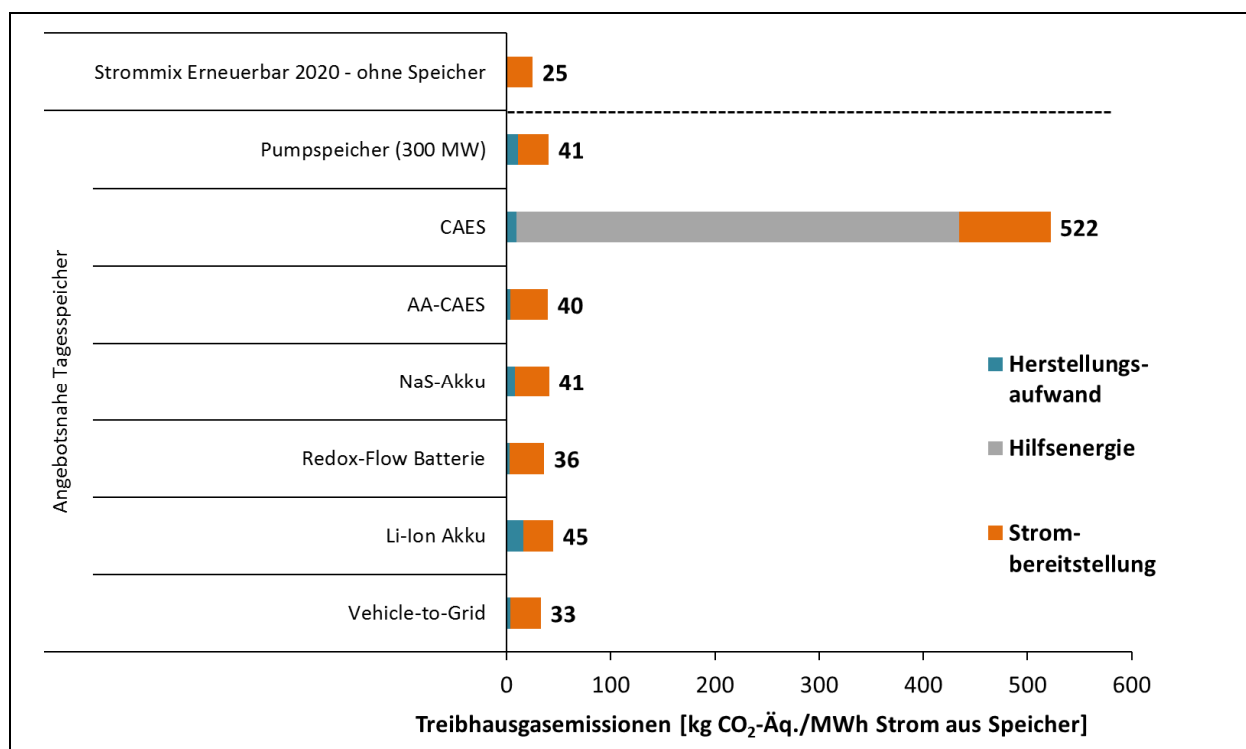


Abbildung 81: Treibhausgasemissionen für angebotsnahe Tagesspeicher und das Referenzsystem ohne Speicher; Strom aus „Strommix Erneuerbar 2020“

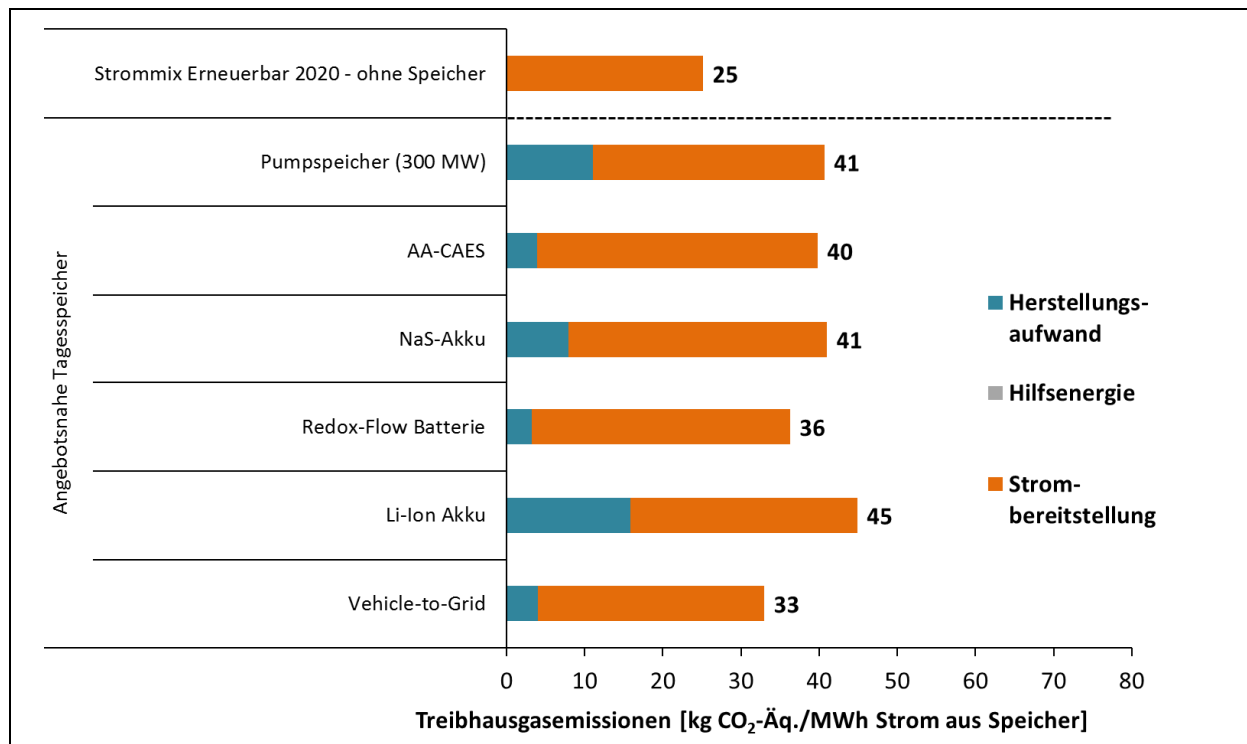


Abbildung 82: Treibhausgasemissionen für ausgewählte angebotsnahe Tagesspeicher und für das Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

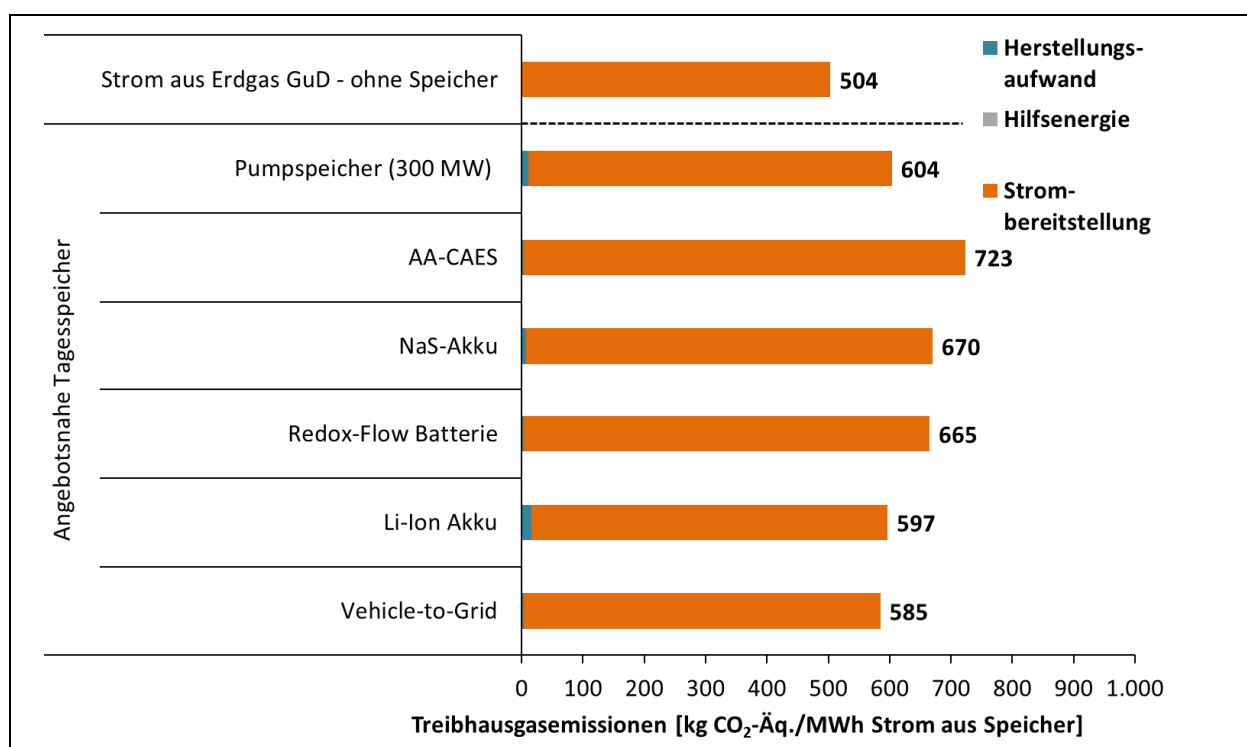


Abbildung 83: Treibhausgasemissionen für ausgewählte angebotsnahe Tagesspeicher und für das Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

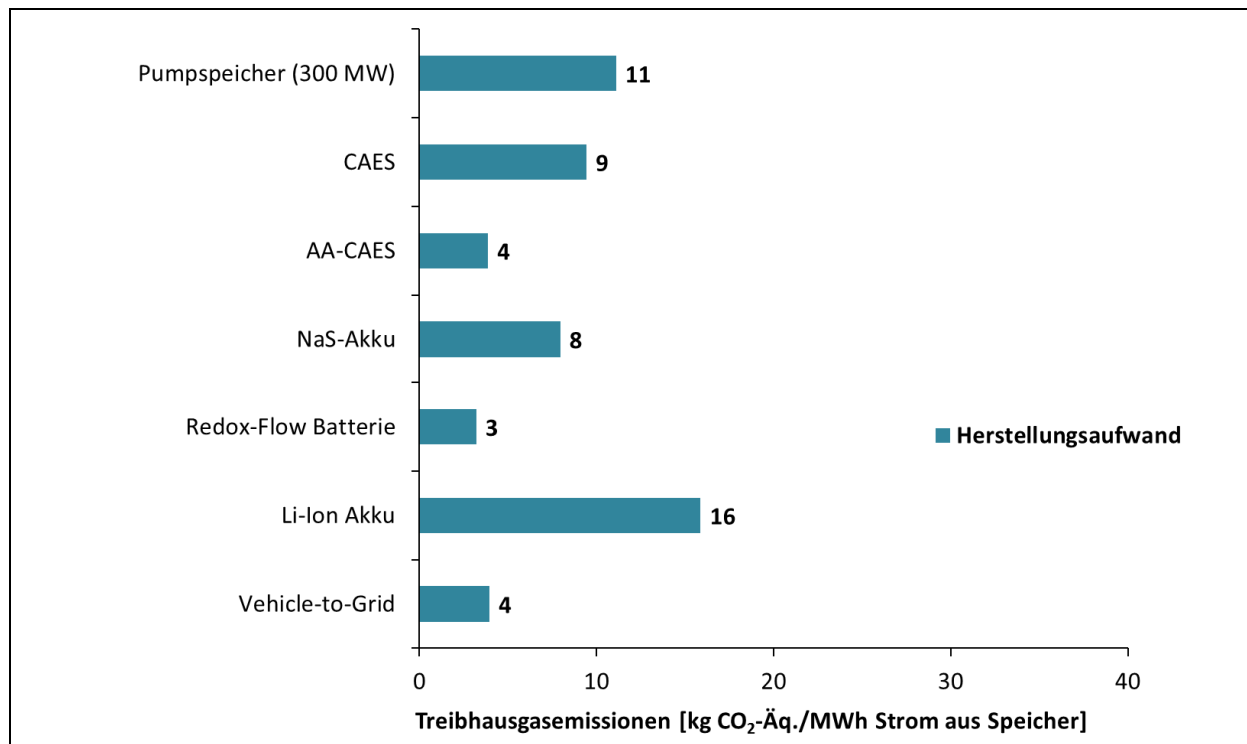


Abbildung 84: Treibhausgasemissionen für die Herstellung von angebotsnahen Tagesspeichern zur Stromspeicherung

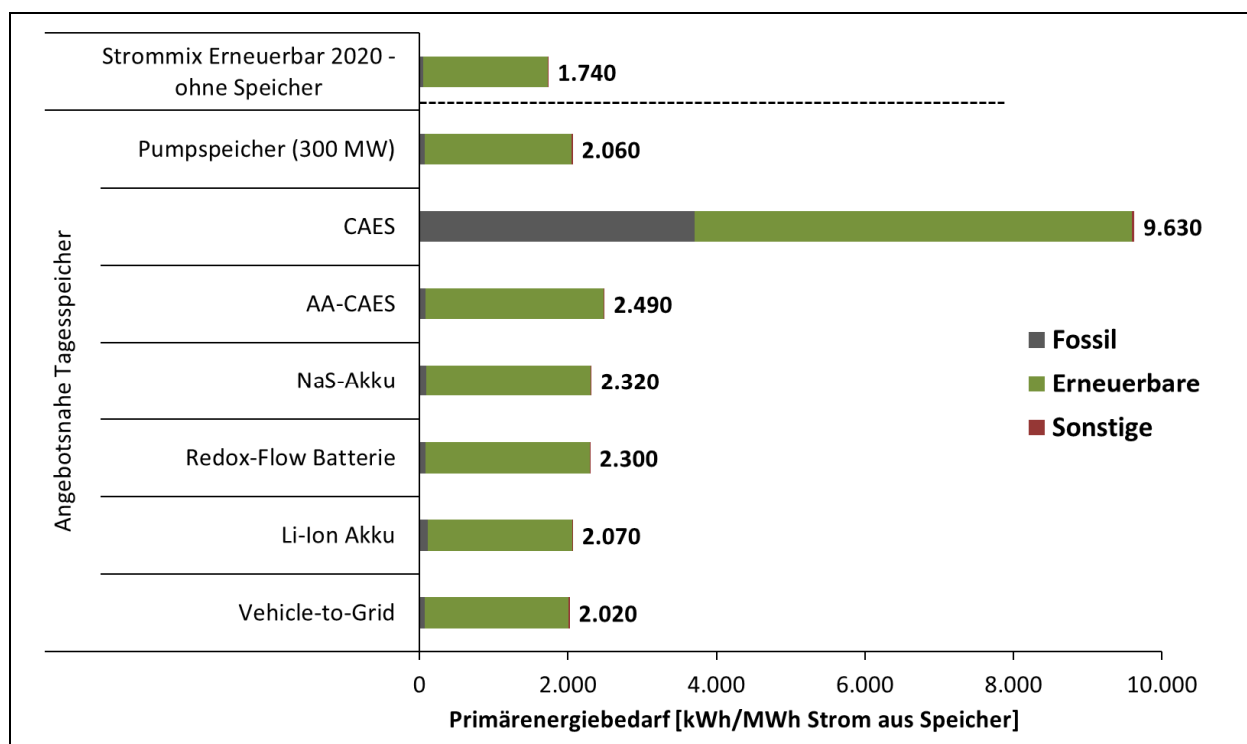


Abbildung 85: Primärenergiebedarf für angebotsnahe Tagesspeicher und für das Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

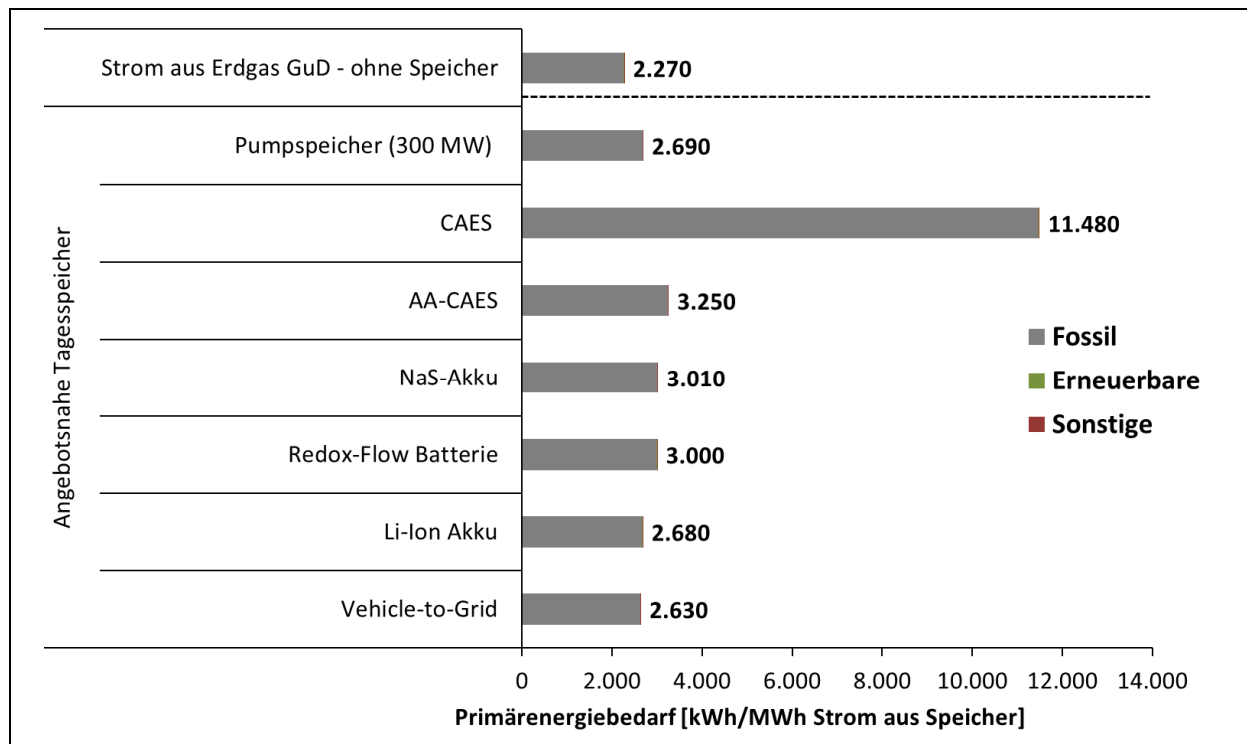


Abbildung 86: Primärenergiebedarf für angebotsnahe Tagesspeicher und für das Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

In Abbildung 87 sind die Treibhausgasemissionen für angebotsnahe Wochen/Monatsspeicher mit „Strommix Erneuerbar 2020“ dargestellt. Die Treibhausgasemissionen betragen zwischen 36 und 101 kg CO₂-Äq./MWh Strom aus Speicher. Der Ladezyklus Woche/Tag weist die geringsten Treibhausgasemissionen auf. Die Speichertechnologie Erneuerbares Methan (EE-CH₄) hat im Vergleich zu den anderen Speichertechnologie einen niedrigeren Systemnutzungsgrad, was einen höheren Strombedarf pro MWh gespeicherten Strom und höhere Emissionen für die Strombereitstellung bedeutet. Dadurch ergeben sich für dieses System die höchsten Treibhausgasemissionen bei den dargestellten Technologien. Im Vergleich zum Referenzsystem ohne Speicher erhöhen sich die Treibhausgasemissionen zwischen 43 und 310 % durch die Speicherung in angebotsnahen Wochen/Monatsspeichern. Der Anteil für die Herstellung des Energiespeichers an den gesamten Treibhausgasemissionen schwankt zwischen 1 und 34 %.

Für die Variante bei der der gespeicherte „Strom aus Erdgas“ bereitgestellt wird, betragen die Treibhausgasemissionen zwischen 504 und 1.994 kg CO₂-Äq./MWh Strom. Im Vergleich zum Referenzsystem ohne Speicher erhöhen sich die Treibhausgasemissionen zwischen 20 und 300 %.

Abbildung 88 zeigt die Treibhausgasemissionen für zwei Anwendungsbeispiele für verbrauchernahe Tagesspeicher. Die Blei-Säure Batterie hat in der Herstellung deutlich geringere Emissionen als der Li-Ionen Akku. Der höher Systemnutzungsgrad des Li-Ionen Akku in der Stromspeicherung und die dadurch geringeren Treibhausgasemissionen für die Strombereitstellung, können den höheren Herstellungsaufwand im Vergleich zur Blei-Säure Batterie nicht aufwiegen. Der Li-Ionen Akku erhöht die Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Referenzsystem ohne Speicher um 2 % und die Blei-Säure Batterie um 36 %.

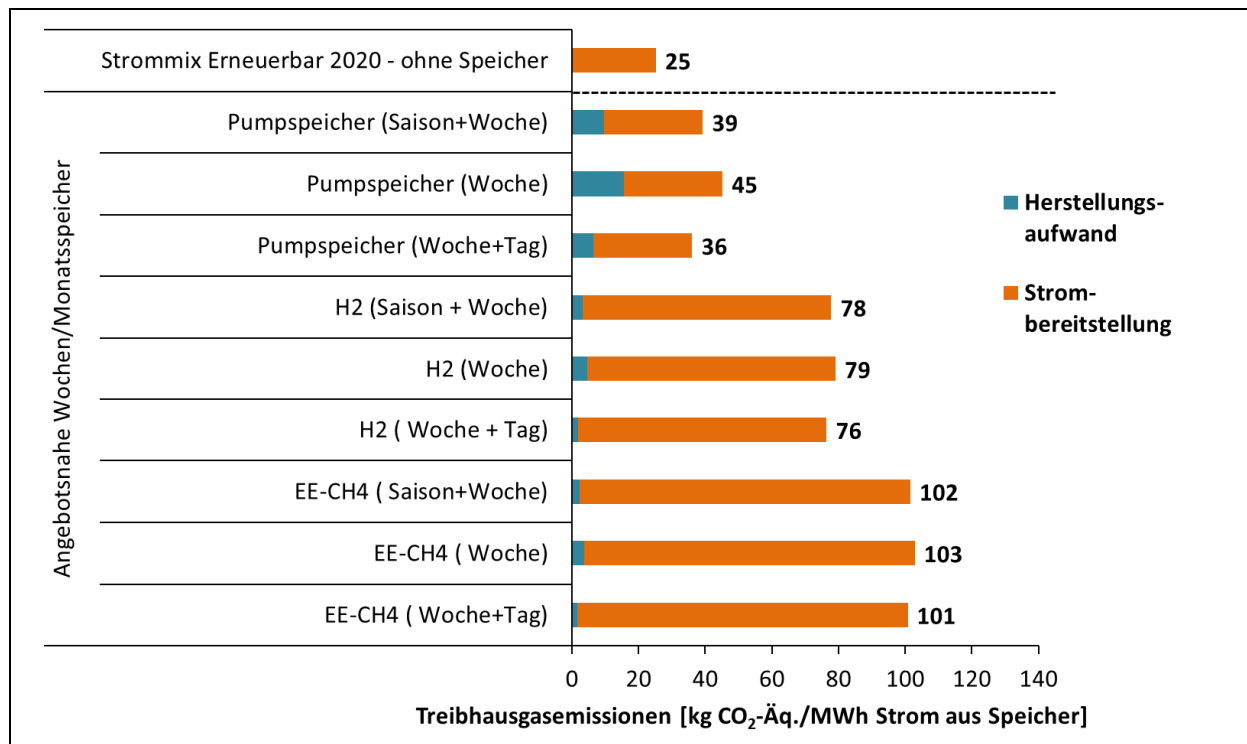


Abbildung 87: Treibhausgasemissionen für angebotsnahe Wochen/Monatsspeicher und für das Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

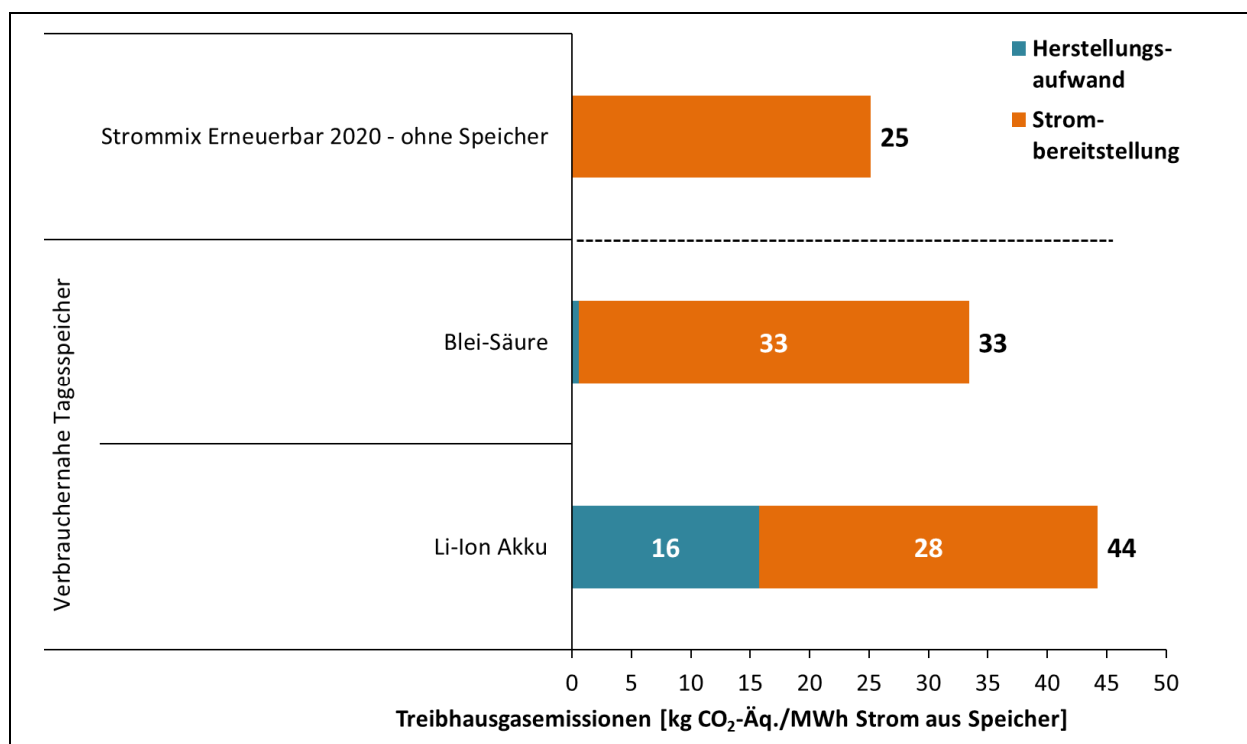


Abbildung 88: Treibhausgasemissionen für verbrauchernahe Tagesspeicher und für das Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

6.3.3 Thermische Energiespeicher

Die Grunddaten zu den ausgewählten Anwendungsbeispielen für thermische Energiespeicher sind in Abschnitt 6.1 Anwendungsbeispiele angeführt. Im Abschnitt „Untersuchte Systeme“ werden zusätzliche Informationen für die ökologische Bewertung dargestellt. Der Abschnitt Ergebnisse beinhaltet ausgewählte Ergebnisse für die untersuchten Anwendungsbeispiele. Die vollständigen Ergebnisse für alle Anwendungsbeispiele sind im Anhang „Ökologie“ in Tabellenform angeführt.

6.3.3.1 Untersuchte Systeme

Bei den thermischen Energiespeichern wurden angebotsnahe (zentrale Großspeicher) und verbrauchernahe (dezentrale) Speicher untersucht. In Hinblick auf die Betriebsweise wurden sowohl Tagesspeicher, als auch Wochen-/Monatsspeicher berücksichtigt. Zur ökologischen Bewertung der thermischen Energiespeicher wurden wie in [Abbildung 89](#) und [Abbildung 90](#) dargestellt, Wärmeversorgungssystem mit Speichern, Wärmeversorgungssystemen ohne Speicher gegenübergestellt. Bei Systemen mit thermischen Speichern wird die Wärme durch eine Solaranlage und ein zusätzliches Heizsystem bereitgestellt. Für die Zusatzheizung wurden

- eine Wärmepumpe, die mit Strommix Österreich betrieben wird und
- ein Erdgaskessel

berücksichtigt.

Der Strommix Österreich basiert auf Daten aus dem Jahr 2007 und setzt sich, wie in [Tabelle 33](#) dargestellt, zusammen (Beermann et al 2010).

Tabelle 33: Strommix Österreich – Anteile der Stromerzeugung zur Deckung des Stromverbrauchs in Österreich 2007

Quelle: Beermann et al 2010

Anteile Stromerzeugung für Stromverbrauch in Österreich	
Österreich Mix	69,2 %
UCTE Mix	30,8 %
Wasserkraft	45,4 %
Kohle	16,5 %
Erdgas	15,6 %
Kernenergie	9,0 %
Müllverbrennung	0,6 %
Biogene Brennstoffe	5,4 %
Erdöl	4,1 %
Wind	3,4 %

Die untersuchten Umweltwirkungen werden für die Wärmeversorgungssysteme mit Speichern und ohne Speicher auf 1 MWh Wärmebedarf bezogen. Im Abhängigkeit vom Anwendungsfall beinhaltet der Wärmebedarf den Warmwasserwärmebedarf oder den Gesamtwärmebedarf (Warmwasserwärmebedarf + Heizungswärmebedarf).

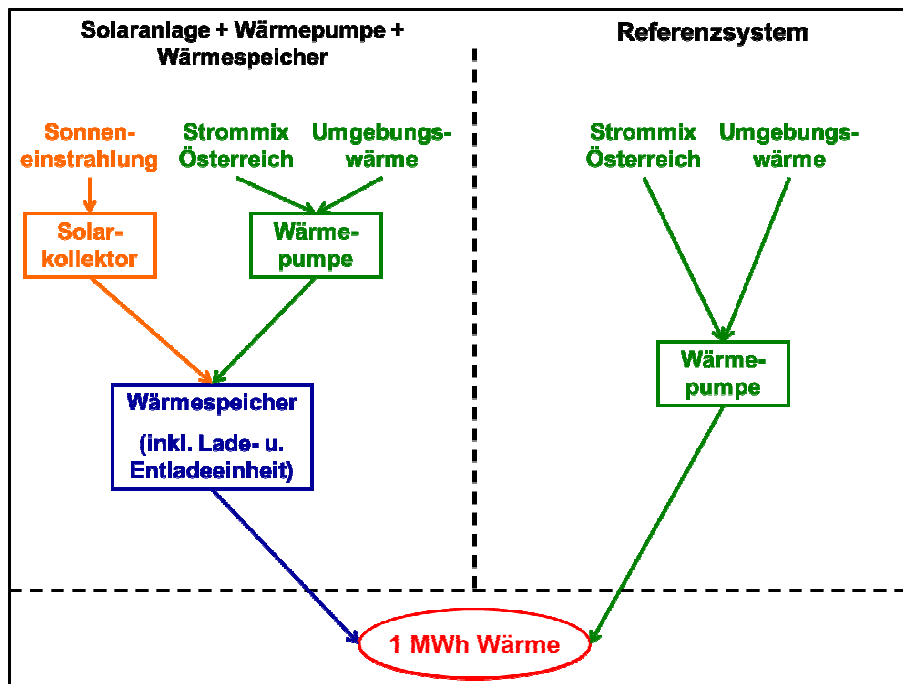


Abbildung 89: Wärmeversorgung mit Solaranlage, Wärmepumpe und Wärmespeicher im Vergleich zum Referenzsystem mit Wärmepumpe ohne Wärmespeicher

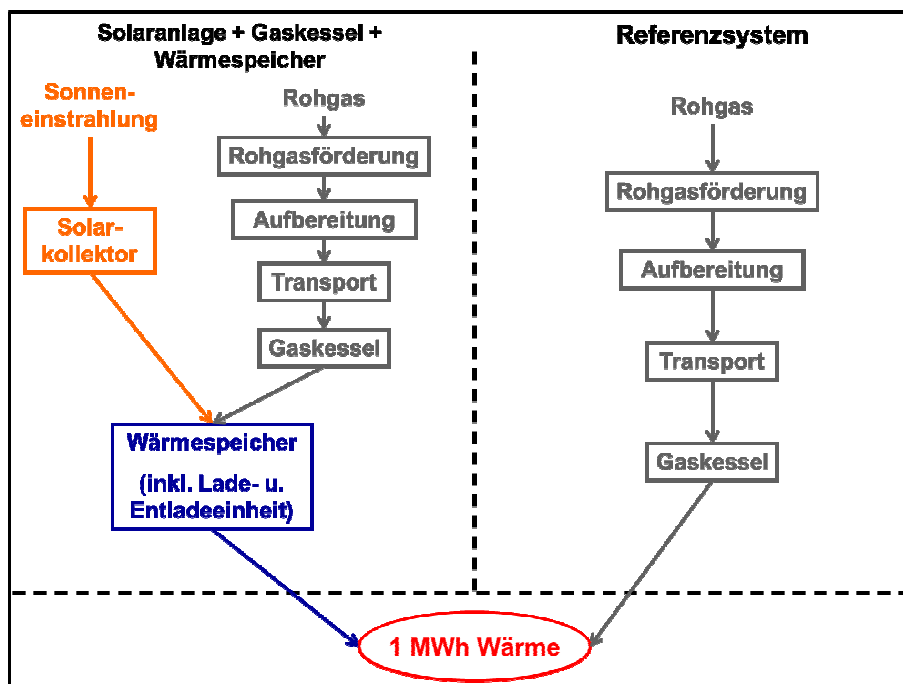


Abbildung 90: Wärmeversorgung mit Solaranlage, Erdgaskessel und Wärmespeicher im Vergleich zum Referenzsystem mit einem Gaskessel ohne Wärmepumpe

6.3.3.2 Ergebnisse

Abbildung 91 und Abbildung 93 zeigen die Ergebnisse für Treibhausgasemissionen für die untersuchten Anwendungsbeispiele für Wärmespeicher. Die Wärmeversorgungssysteme mit Solaranlage und thermischen Speicher reduzieren die Treibhausgasemissionen im Vergleich

zum Wärmeversorgungssystem ohne Speicher. Für die Kombination Solaranlage, thermischer Speicher und Wärmepumpe betragen die Treibhausgasemissionen zwischen 39 und 81 kg CO₂-Äq./MWh Wärmebedarf ([Abbildung 91](#) und [Abbildung 92](#)). Im Vergleich zum reinen Wärmepumpensystem reduzieren diese Wärmeversorgungssysteme die Treibhausgasemissionen zwischen 15 und 70 %.

Für das reine Wärmepumpensystem sind die Treibhausgasemissionen beim Ladezyklus Tagesspeicher und beim Ladezyklus Wochen-/Monatsspeicher unterschiedlich. Beim Betrieb als Tagesspeicher wird der Warmwasserbedarf berücksichtigt, während beim Betrieb als Wochen-/Monatsspeicher der Warmwasser- und der Heizungswärmebedarf berücksichtigt wird, wodurch sich für den 2. Fall günstigere Jahresarbeitszahlen für die Wärmepumpe ergeben.

Für die Kombination Solaranlage, thermischer Speicher und Wärmepumpe hat der Ladezyklus Tagesspeicher die geringsten Treibhausgasemissionen. Bei diesem Anwendungsfall kann ein höherer Teil der Wärme durch die Solaranlage bereitgestellt werden, um den benötigten Wärmebedarf (Warmwasserbedarf) zu decken.

Der Herstellungsaufwand für den thermischen Speicher inklusive Isoliermaterial ist gering (0,25 bis 0,5 kg CO₂-Äq./MWh Wärmebedarf bzw. 0,5 bis 1,2 % des Gesamtsystems).

Für die Kombination Solaranlage, thermischer Speicher und Gaskessel sind die Ergebnisse für die Treibhausgasemissionen ähnlich. Im Vergleich zur Wärmeversorgung mit Gaskessel ohne Speicher reduziert das System mit Solaranlage und Speicher die Treibhausgasemissionen zwischen 20 und 68 %. [Abbildung 94](#) zeigt den Primärenergiebedarf für die Kombination Solaranlage, thermischer Speicher und Gaskessel. Im Vergleich zur Wärmeversorgung mit Gaskessel reduziert das System mit Solaranlage und Speicher den fossilen Primärenergiebedarf zwischen 20 und 70 %.

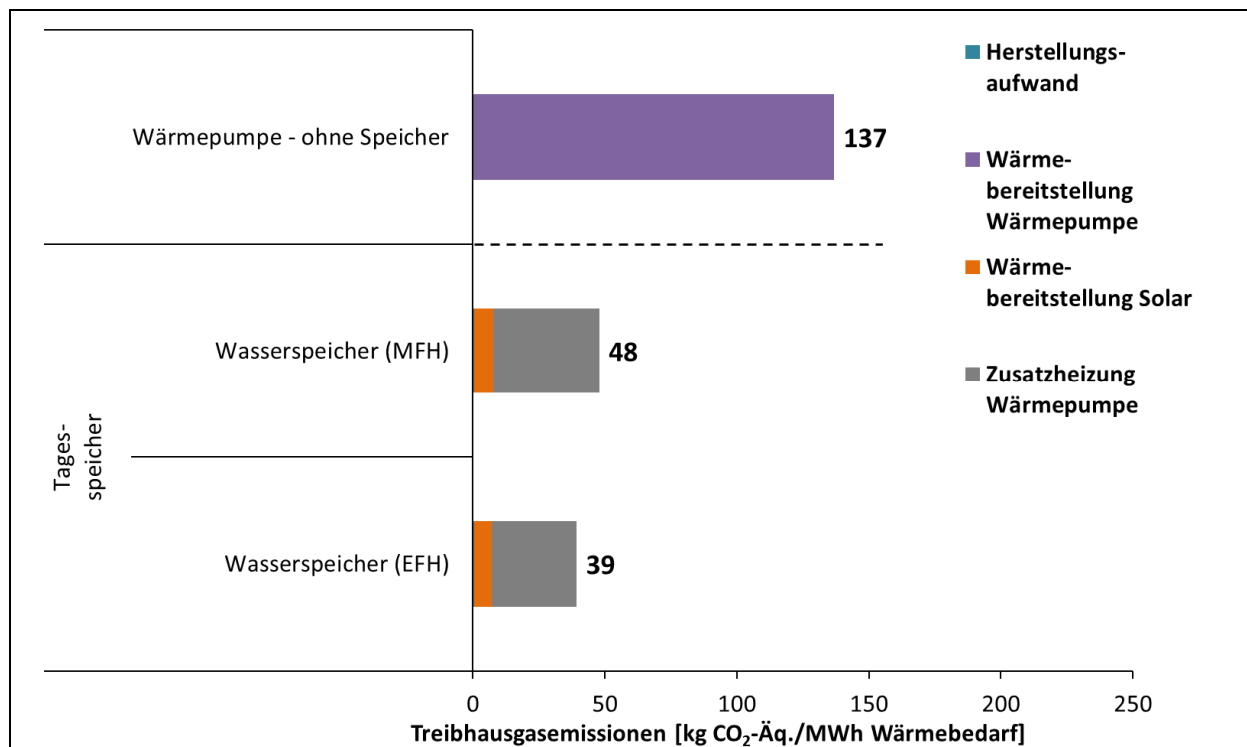


Abbildung 91: Treibhausgasemissionen für Warmwasserbereitstellung mit Solaranlage, Wärmepumpe und Tageswärmespeicher im Vergleich zur Warmwasserbereitstellung mit Wärmepumpe (ohne Speicher)

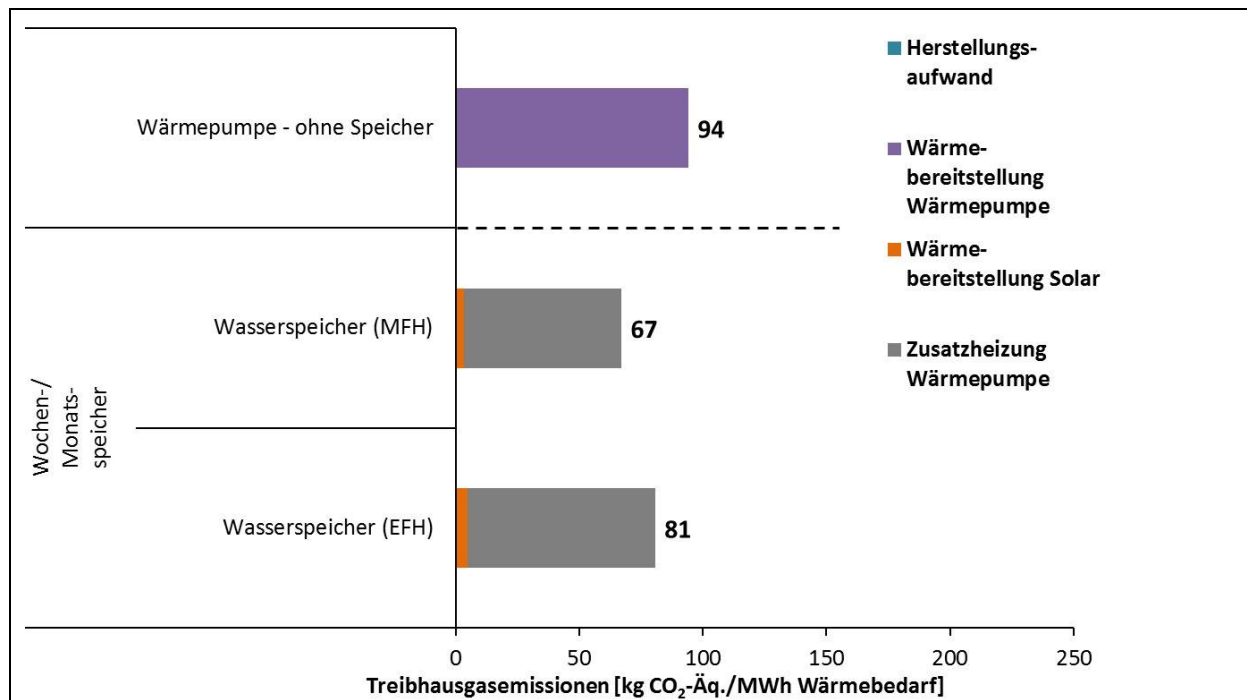


Abbildung 92: Treibhausgasemissionen für Wärmebereitstellung mit Solaranlage, Wärmepumpe und thermischen Wochen-/Monatsspeicher im Vergleich zur Wärmebereitstellung mit Wärmepumpe (ohne Speicher)

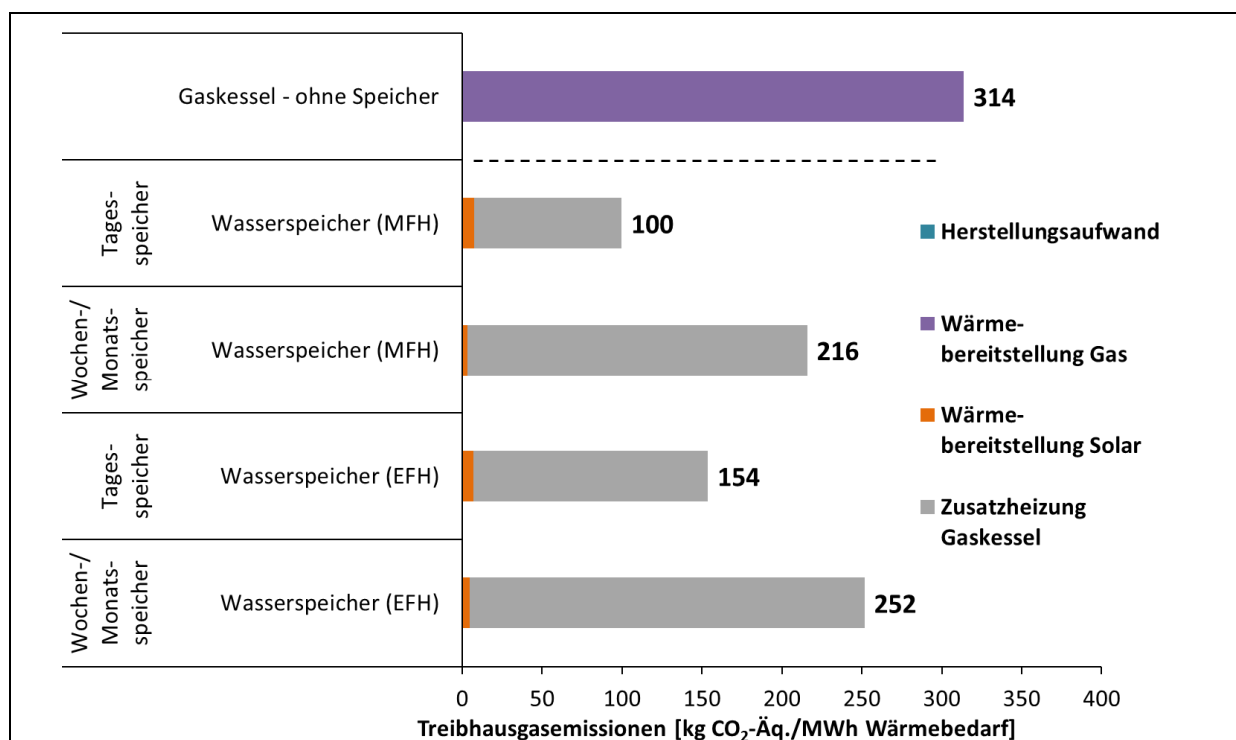


Abbildung 93: Treibhausgasemissionen für Wärmebereitstellung mit Solaranlage, Gaskessel und Wärmespeicher im Vergleich zur Wärmebereitstellung mit Gaskessel (ohne Wärmepumpe)

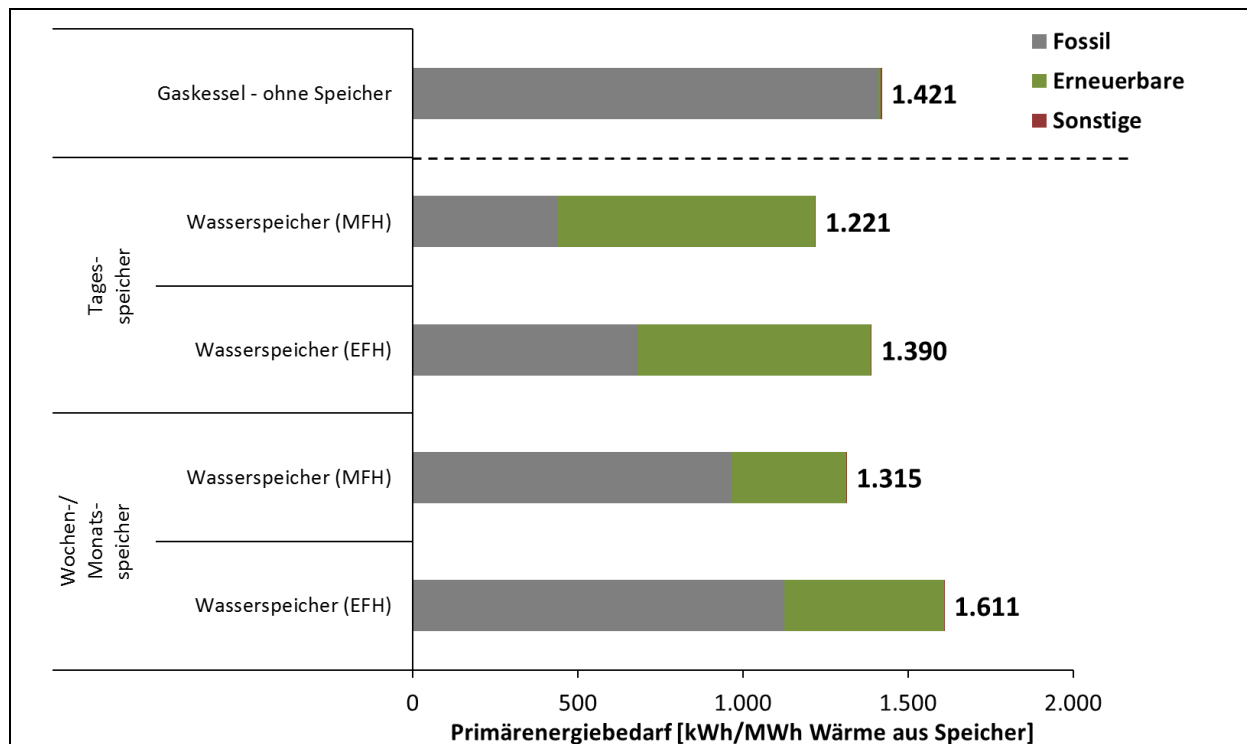


Abbildung 94: Primärenergiebedarf für Wärmebereitstellung mit Solaranlage, Gaskessel und Wärmespeicher im Vergleich zur Wärmebereitstellung mit Gaskessel (ohne Wärmepumpe)

6.3.4 Brennstoffe als Energiespeicher

Die Grunddaten zu den ausgewählten Anwendungsbeispielen für Brennstoffe als Energiespeicher sind in Abschnitt 6.1 Anwendungsbeispiele angeführt. Im Abschnitt „Untersuchte Systeme“ werden zusätzlich relevante Informationen für die ökologische Bewertung dargestellt. Der Abschnitt Ergebnisse beinhaltet ausgewählte Ergebnisse für die untersuchten Anwendungsbeispiele. Die vollständigen Ergebnisse für alle Anwendungsbeispiele sind im Anhang „Ökologie“ in Tabellenform angeführt.

6.3.4.1 Untersuchte Systeme

Auch für Brennstoffe als Energiespeicher wurden entsprechend den definierten Anwendungsbeispielen angebotsnahe (zentrale Großspeicher) und verbrauchernahe (dezentrale) Speicher untersucht. In Hinblick auf die Betriebsweise wurden sowohl Tagesspeicher, als auch Wochen-/Monatsspeicher berücksichtigt.

Als angebotsnahe Speicher wurde Biogas als Energiespeicher ausgewählt. Als Tagesspeicher wird das Biogas in einem Biogas-BHKW verstromt. Als Wochen-/Monatsspeicher wird Biogas weiter zu Biomethan aufbereitet, ins Erdgasnetz eingespeist, in einem Gasspeicher zwischengespeichert und in einem Gas- und Dampfkraftwerk verstromt. Dem Biogassystem als Tagesspeicher wird als Referenzsystem eine Biogasanlage ohne zusätzlichen Gasspeicher gegenübergestellt.

Als Datengrundlage für die ökologische Bewertung wurde ein Biogassystem aus (Bleyl et al 2011) herangezogen. Als Substrate wird eine Energiefruchtfolge von Mais, Triticale, Grünroggen, Sonnenblumen in Kombination mit Rindergülle eingesetzt. Für den Wochen-/Monatsspeicher wird als Aufbereitungsverfahren Druckwasserwäsche angenommen. Dem Biomethansystem als Wochen-/Monatsspeicher wird als Referenzsystem die Stromerzeugung aus einem Erdgas-GuD gegenübergestellt.

Die Treibhausgasemissionen und Primärenergiebedarf werden für alle Systeme auf 1 MWh Strom bezogen. Die mögliche Nutzung von Wärme wird nicht berücksichtigt.

6.3.4.2 Ergebnisse

Der Unterschied der Treibhausgasemissionen für die Nutzung des Biogassystems mit BHKW als Tagesspeicher (125 kg CO₂-Äq./MWh) ist vernachlässigbar im Vergleich zu einem Biogassystem ohne Tagesspeicherfunktion (125 kg CO₂-Äq./MWh). Der zusätzliche Materialaufwand für einen größer dimensionierten Gasspeicher hat auf die spezifischen Treibhausgasemissionen pro MWh Strom nur einen sehr geringen Einfluss.

Abbildung 95 zeigt die Treibhausgasemissionen für das Biomethansystem mit Erdgasspeicher und Verstromung in einem GuD-Kraftwerk als Wochen-/Monatsspeicher. Im Vergleich zur direkten Nutzung von Erdgas zur Stromerzeugung hat das Biomethansystem mit einem zusätzlichen Gasspeicher um 80% geringere Treibhausgasemissionen. Diese Einsparung ergibt sich durch die Nutzung eines Erneuerbaren Energieträgers im Vergleich zu einem fossilen Energieträger. Der Einfluss des zusätzlichen Gasspeichers ist auch hier sehr gering.

Mit Treibhausgasemissionen von 100 kg CO₂-Äq./MWh Strom hat das Biomethansystem ähnliche Treibhausgasemissionen wie das Anwendungsbeispiel Erneuerbares Biomethan (EE-CH₄) als stationärer Stromspeicher.

Ökobilanzierungen im Bereich Biogas (Pucker et al 2010, Bleyl et al 2011) haben gezeigt, dass die Ergebnisse für Treibhausgasemissionen für Biogas- und Biomethansysteme stark schwanken können, u.a. in Abhängigkeit von der Rohstoffzusammensetzung. Die hier dargestellten Ergebnisse sind nur ein Beispiel zur Nutzung von gasförmiger Biomasse als Brennstoffspeicher.

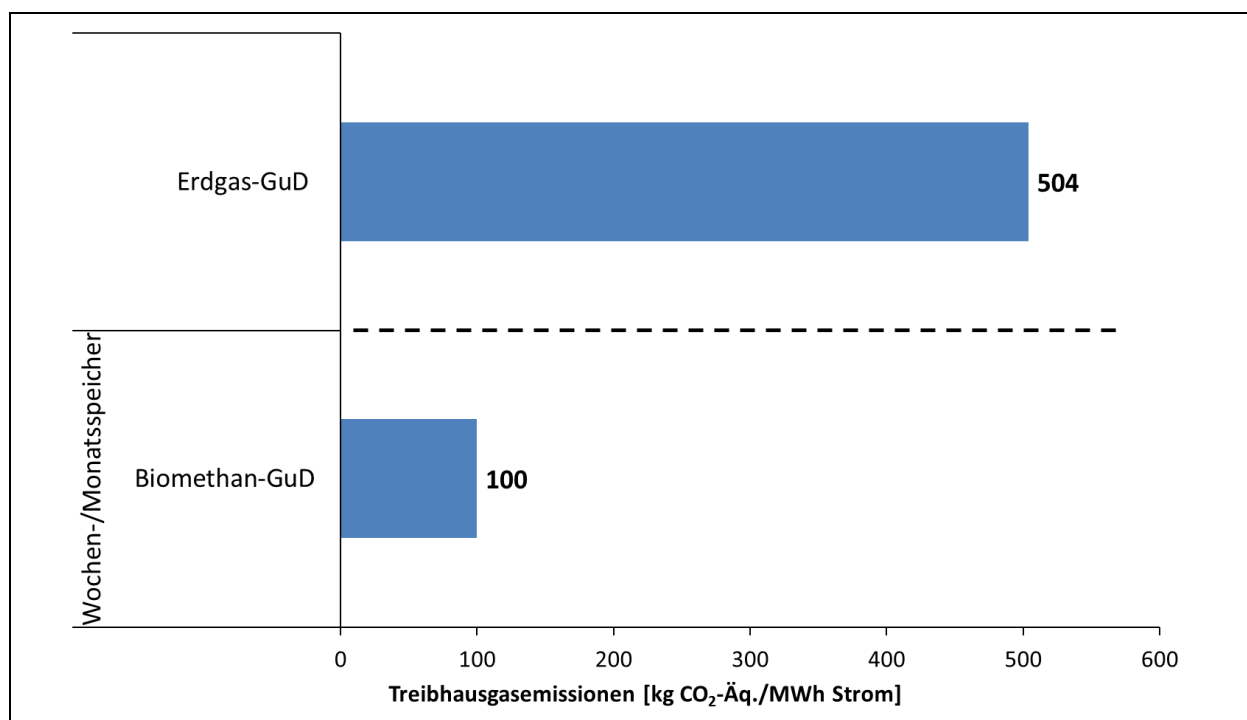


Abbildung 95: Treibhausgasemissionen für ein Biomethansystem mit Erdgasspeicher und Verstromung in einem GuD-Kraftwerk im Vergleich zur Stromerzeugung mit Erdgas in einem GuD-Kraftwerk

6.3.5 Zusammenfassung

Für angebotsnahe elektrische Tagesspeicher zeigen die Ergebnisse für die spezifischen Treibhausgasemissionen und den spezifischen Primärenergiebedarf für den diabaten Druckluftspeicher (CAES) signifikant höhere Werte als für alle anderen Speichertechnologien, durch den Einsatz von Erdgas als Hilfsenergie für die Verstromung der Druckluft. Das Anwendungsbeispiel Vehicle-to-Grid hat die geringsten Treibhausgasemissionen. Hier ist zu beachten, dass bei der Herstellung des Li-Ionen-Akku $\frac{1}{4}$ des Aufwands der Speicherfunktion zugeordnet wurde. Bei den angebotsnahen Wochen-/Monatsspeichern hat der Ladezyklus Woche/Tag die niedrigsten Treibhausgasemissionen. Das Anwendungsbeispiel Erneuerbares Methan (EE-CH₄) hat auf Grund des niedrigeren Systemnutzungsgrades im Vergleich zu den anderen Anwendungsbeispielen hohe Treibhausgasemissionen für die Strombereitstellung. Für die verbrauchernahen Tagesspeicher Blei-Säure Batterie und Li-Ionen Akku liegen die spezifischen Treibhausgasemissionen in derselben Größenordnung wie für die angebotsnahen Tagesspeicher (ausgenommen diabater Druckluftspeicher (CAES)). Tabelle 34 gibt einen Überblick über die Treibhausgasemissionen der untersuchten elektrischen Energiespeicher. Der diabate Druckluftspeicher (CAES) ist in den dargestellten Bandbreiten jedoch ausgenommen.

Bei der Untersuchung der thermischen Energiespeicher wurde ein Zusatzheizsystem (Wärmepumpe oder Erdgaskessel) neben einer Solaranlage berücksichtigt, um den gesamten Wärmebedarf eines Gebäudes bzw. Warmwasserbedarf decken zu können. Die Ergebnisse zeigen, dass die Treibhausgasemissionen für die Herstellung des thermischen Speichers (inkl. Dämmmaterial) im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen des gesamten Wärmeversorgungssystems gering sind (0,5 – 1,2 %).

Bei den Brennstoffspeichern wurde auf die angebotsnahen Anwendungsbeispiele eingegangen. Hier zeigen die Ergebnisse, dass der Betrieb eines Biogassystems mit BHKW als Tagesspeicher praktisch keine Mehremissionen bedingt. Die Ergebnisse für das Biomethansystem liegen mit 100 kg CO₂-Äq./MWh Strom in der Bandbreite der angebotsnahen stationären Monats-/Wochenspeicher. Das Ergebnis für die spezifischen Treibhausgasemissionen für gasförmige Brennstoffe ist jedoch stark abhängig von der Rohstoffzusammensetzung für die Biogasproduktion. Die Möglichkeit der Wärmenutzung bei kombinierten Kraft-Wärmeprozessen (BHKW, GuD mit Wärmeauskopplung) wurde bei den Berechnungen nicht berücksichtigt. Grundsätzlich können natürlich auch bei diesen Systemen entsprechende thermische Speicher vorgesehen werden.

Tabelle 34: Überblick über die Treibhausgasemissionen der untersuchten elektrischen Energiespeicher (ausgenommen diabate Druckluftspeicher (CAES))

Elektrische Energiespeicher	Strombereitstellungsart	Treibhausgas-emissionen [kg CO ₂ -Äq./MWh Strom aus Speicher]	Erhöhung durch Speicherung* [%]
Angebotsnahe Tagesspeicher	Strommix Erneuerbar	33 - 45	30 – 80 %
	Strom aus Erdgas GuD	585 - 723	15 – 45 %
Verbrauchernahe Tagesspeicher	Strommix Erneuerbar	33 - 44	30 – 75 %
	Strom aus Erdgas GuD	587 - 658	15 – 30 %
Angebotsnahe Wochen-/Monatsspeicher	Strommix Erneuerbar	36 – 103	45 – 310 %
	Strom aus Erdgas GuD	599 – 1.994	20 – 300 %
Verbrauchernahe Wochen-/Monatsspeicher	Strommix Erneuerbar	36 - 87	45 – 245 %
	Strom aus Erdgas GuD	726 – 1.695	45 – 240 %

* gerundet

Basierend auf den Ergebnissen aus der ökologischen Bewertung von Energiespeichertechnologien konnten folgende wichtige Einflussfaktoren definiert werden:

- Herkunft von Strom bzw. Wärme: Die Herkunft des gespeicherten Strom bzw. der gespeicherten Wärme ist von Bedeutung für die Umweltwirkungen des Gesamtsystems.
- Speicherverluste bzw. Systemnutzungsgrad: Je höher die Speicherverluste sind bzw. je geringer der Systemnutzungsgrad ist, desto mehr Strom bzw. Wärme muss dem Speicher zugeführt werden, um denselben Output zu erhalten.
- Herstellungsaufwand: Für elektrische Energiespeichertechnologien, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern speichern, ist der Herstellungsaufwand mit 10 bis 35% ein relevanter Einflussfaktor auf die spezifischen Treibhausgasemissionen des Gesamtsystems.

7 Energiespeicher-Modellierung „E-Store Austria“

7.1 Das Energiesystem Österreich

Zur Ermittlung des gegenwärtigen und zukünftigen Speicherbedarfs im Energiesystem Österreich wird zunächst der derzeitige Aufbau des Energiesystems Österreich und seiner Bestandteile dargestellt. In den folgenden Kapiteln wird der Aufbau des Energiesystems erläutert und der Angebotsverlauf der Primärenergie sowie der Bedarfsverlauf der Nutzenergie in Österreich auf Basis der Gesamtenergiebilanz für das Jahr 2009 (Statistik Austria, 2011a) dargestellt.

7.1.1 Aufbau des Energiesystems Österreich

Der Aufbau eines Energiesystems lässt sich allgemein anhand von Abbildung 96 beschreiben. Generell ist ein Energiesystem durch das Angebot von Energie und den Bedarf an Energie geprägt. Die Bereitstellung des Angebots erfolgt in einem ersten Schritt durch Primärenergieträger.

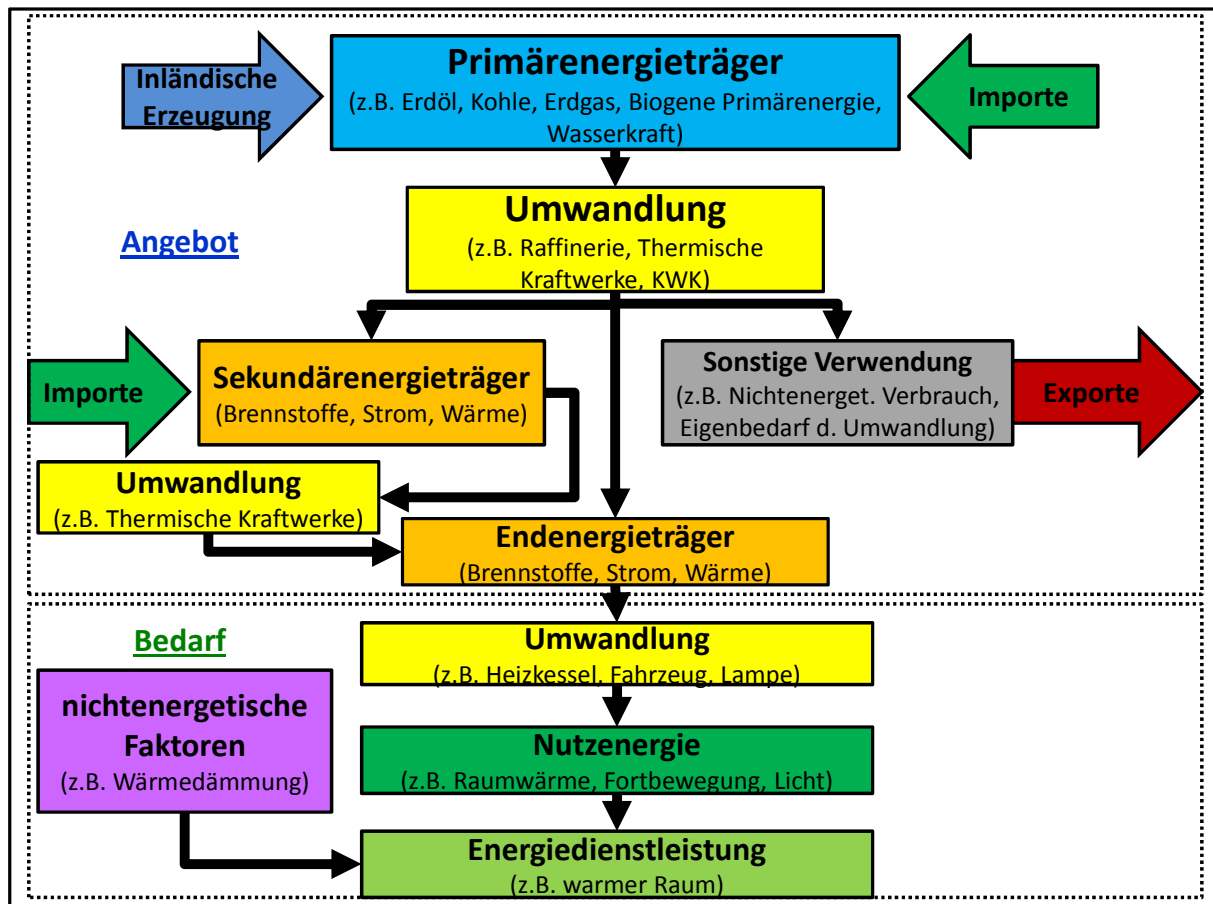


Abbildung 96: Energieformen in einem Energiesystem, deren Umwandlung und Anwendung

Quelle: (nach Konstantin, 2007)

Im Wesentlichen gliedern sich die Abläufe innerhalb eines Energiesystems vom Angebot der Primärenergie bis hin zur Deckung des Nutzenergiebedarfs in folgende Schritte (Abbildung 96):

1. Gewinnungsprozess der Primärenergie (z.B. Bergbau, Förderprozesse)
2. Primärenergieträger (Primärenergieangebot)
3. Umwandlung der Primärenergieträger zu Endenergieträgern
4. Bedarf einer bestimmten Nutzenergie, aus welcher ein Endenergiebedarf resultiert
5. Kontinuierliches Endenergie-Grundangebot deckt dabei den kontinuierlichen Endenergiebedarf (Abbildung 97)
6. Kommt es zu zeitlichen Schwankungen zwischen Endenergieangebot und Endenergiebedarf werden diese, unter anderem durch den Einsatz von Energiespeichern ausgeglichen (Abbildung 97)
7. Umwandlung des Endenergieangebots zu Nutzenergie

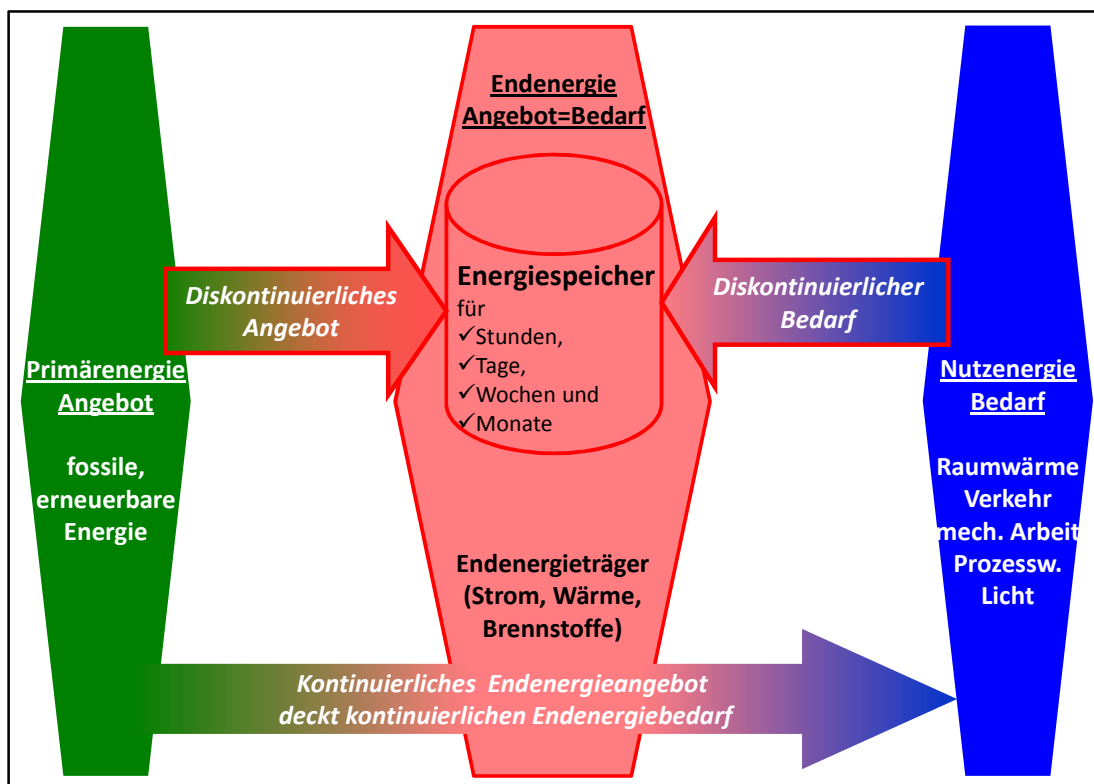


Abbildung 97: Energiespeicher im Kontext eines Energiesystems

Primärenergieträger

Primärenergieträger können fossiler (z.B. Erdöl, Kohle) oder erneuerbarer (z.B. biogene Primärenergie, Wasserkraft) Herkunft sein und durch inländische Erzeugung bzw. durch Importe bereitgestellt werden. Durch Energieumwandlung (z.B. Raffinerie, thermisches Kraftwerk, Kraft-Wärme-Kopplung) werden aus den Primärenergieträgern Sekundär- bzw. Endenergieträger (Brenn- und Treibstoffe, Strom, Wärme) und sonstige Produkte (z.B. zum nichtenergetischen Verbrauch) gewonnen. In Tabelle 35 sind die fossilen und erneuerbaren Primärenergieträger ersichtlich.

Tabelle 35: fossile und erneuerbare Primärenergieträger

Fossile Primärenergieträger	Erneuerbare Primärenergieträger
Kohle	Biomasse*
Erdöl	Wasserkraft
Erdgas	Windkraft
	Photovoltaik
	Solarwärme
	Umgebungswärme
	Geothermie

* aus Land- und Forstwirtschaft, biogene Reststoffe

Sekundär- und Endenergieträger

Sekundär- und Endenergieträger können einerseits durch die inländische Umwandlung von Primärenergieträgern gewonnen werden und andererseits auch importiert werden bzw. nach deren Gewinnung auch exportiert werden. Der Unterschied zwischen Sekundär- und Endenergieträger besteht darin, dass ein Sekundärenergieträger vor der Verwendung als Endenergieträger nochmals energetisch umgewandelt wird, z.B. Heizöl das nach der Gewinnung in der Raffinerie aus Erdöl in einem weiteren Schritt als Sekundärenergieträger in einer Kraft-Wärme-Kopplung zu den Endenergieträgern Strom und Wärme umgewandelt wird. In Tabelle 36 sind fossile und erneuerbare Sekundär- bzw. Endenergieträger ersichtlich.

Tabelle 36: Die wichtigsten fossilen und erneuerbaren Sekundär- bzw. Endenergieträger

Fossile Sekundär- und Endenergieträger	Erneuerbare Sekundär- und Endenergieträger
Steinkohle	Stückholz
Koks	Hackgut
Heizöl (leicht, mittel, schwer)	Holzbricketts
Diesel	Pellets
Benzin	Biodiesel
Petroleum/Kerosin	Bioethanol
Erdgas	Biomethanol
Flüssiggas	Pflanzenöl
Gichtgas	Biogas
Erdgas	Deponiegas
	Biomethan
	Wasserstoff
Strom auf Basis fossiler Erzeugung	Strom auf Basis erneuerbarer Erzeugung
Fernwärme auf Basis fossiler Erzeugung	Fernwärme auf Basis erneuerbarer Erzeugung

Nutzenergie

Aus Endenergieträgern wird durch erneute Energieumwandlung (z.B. Treibstoffe in Fahrzeugen) direkt Nutzenergie (z.B. Fortbewegung) gewonnen. Endenergieträger stehen über die Energieumwandlung zur Deckung des Nutzenergiebedarfs in den 5 Nutzenergiearten zur Verfügung. Diese Nutzenergiearten sind:

1. „Raumwärme“: Raumheizung und Klimaanlage
2. „Prozesswärme“: Dampferzeugung und Industrieöfen
3. „Verkehr“: Transport
4. „mechanische Arbeit“: Standmotoren
5. „Licht“: Beleuchtung und EDV

Die Bezeichnungen unter Anführungszeichen dienen im weiteren Verlauf der Arbeit zur Vereinfachung der Begrifflichkeiten als Bezeichnung der einzelnen Nutzenergiearten. Nachfolgende Abbildung 98 zeigt als Ergänzung zu Abbildung 96 das Energieflussbild für Österreich aus dem Jahr 2005. Auf der linken Seite ist das Primärenergieangebot (Aufkommen) dargestellt, das über Umwandlungsschritte zu Sekundär- bzw. Endenergieträgern umgewandelt wird. Auf der rechten Seite sind der Endenergieeinsatz der Nutzenergiearten und der Nutzenergiebedarf dargestellt.

ENERGIEFLUSSBILD ÖSTERREICH 2005

in TJ auf Basis Energiebilanz 2005

Quellen: Statistik Austria, eigene Berechnungen

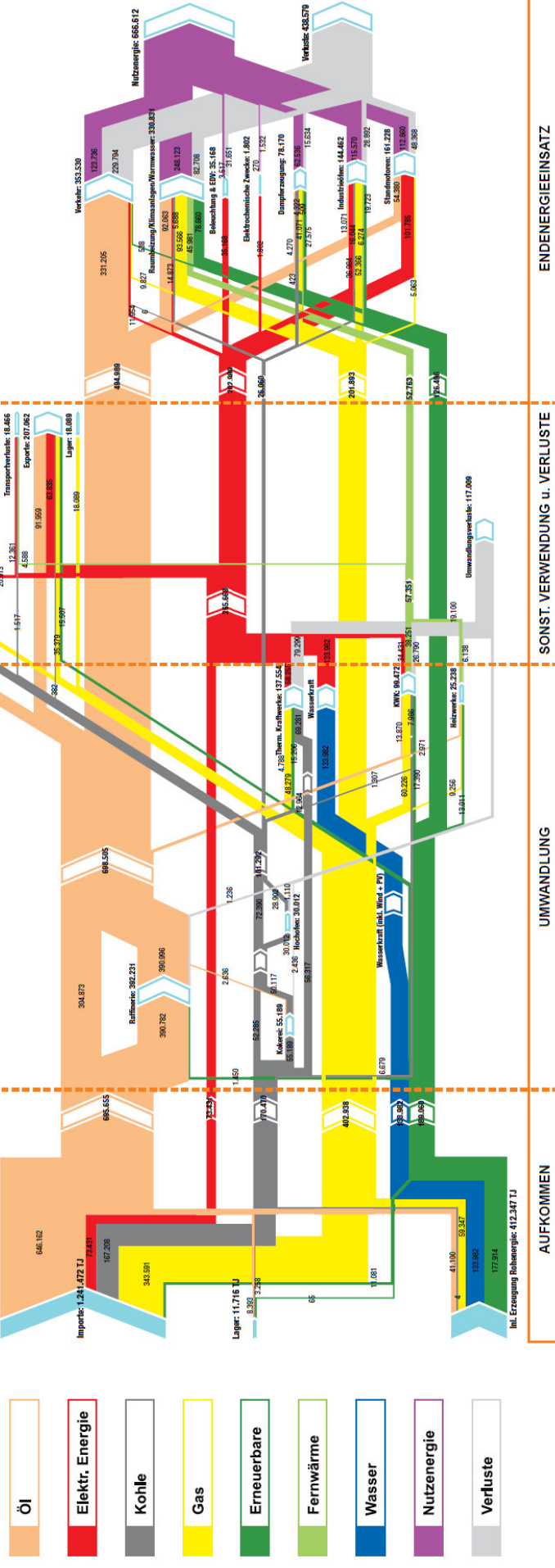


Abbildung 98: Energieflussbild Österreich 2005
Datenquelle: (Austrian Energy Agency, 2011)

7.1.2 Angebotsverlauf der Primärenergieträger im Energiesystem Österreich

Jeder Primärenergieträger weist charakteristische Merkmale im Angebotsverlauf innerhalb eines Jahres auf. In den nachfolgenden Kapiteln wird auf die charakteristischen unterjährigen Angebotsverläufe der einzelnen Primärenergieträger eingegangen. Dies geschieht auf Basis der Zahlen der Gesamtenergiebilanz Österreich (Statistik Austria, 2011a) für das Primärenergieangebot im Jahr 2009.

7.1.2.1 Fossile und biogene Primärenergieträger

Das Primärenergieangebot fossiler und biogener Primärenergieträger setzte sich im Energiesystem Österreich im Jahr 2009 aus 530 PJ Erdöl, 303 PJ Erdgas, 122 PJ Kohle und 147 PJ Biomasse zusammen (Statistik Austria, 2011a). Für das Primärenergieangebot dieser fossilen und biogenen Primärenergieträger wurde vereinfacht ein konstanter gleichmäßiger monatlicher Angebotsverlauf angenommen.

7.1.2.2 Andere nicht brennstoffgebundene erneuerbare Primärenergieträger

Neben den Angebotsverläufen von Brennstoffen aus fossilen und biogenen Primärenergieträgern wurde auch das Primärenergieangebot anderer erneuerbarer Primärenergieträger im Energiesystem Österreich untersucht. Diese sind:

- Wasserkraft
- Windkraft
- Photovoltaik
- Solarwärme
- Umgebungswärme
- Geothermie

7.1.2.2.1 Wasserkraft

Das Primärenergieangebot aus Wasserkraft betrug im Jahr 2009 in Österreich 145 PJ (Statistik Austria, 2011a). Auf Basis des Regelarbeitsvermögens der Laufwasserkraftwerke im Jahr 2009 (e-control, 2011) wurde der monatliche Angebotsverlauf des Primärenergieangebots für die Wasserkraft erstellt (Abbildung 99). Es ist zu erkennen, dass das Primärenergieangebot aus Wasserkraft im Jahresverlauf Schwankungen unterliegt. Diese sind auf das schwankende Wasserdargebot der Flüsse zurückzuführen (Felberbauer, 2009). Hier ist zu erkennen, dass das Primärenergieangebot im Sommerhalbjahr tendenziell höher ist als im Winterhalbjahr.

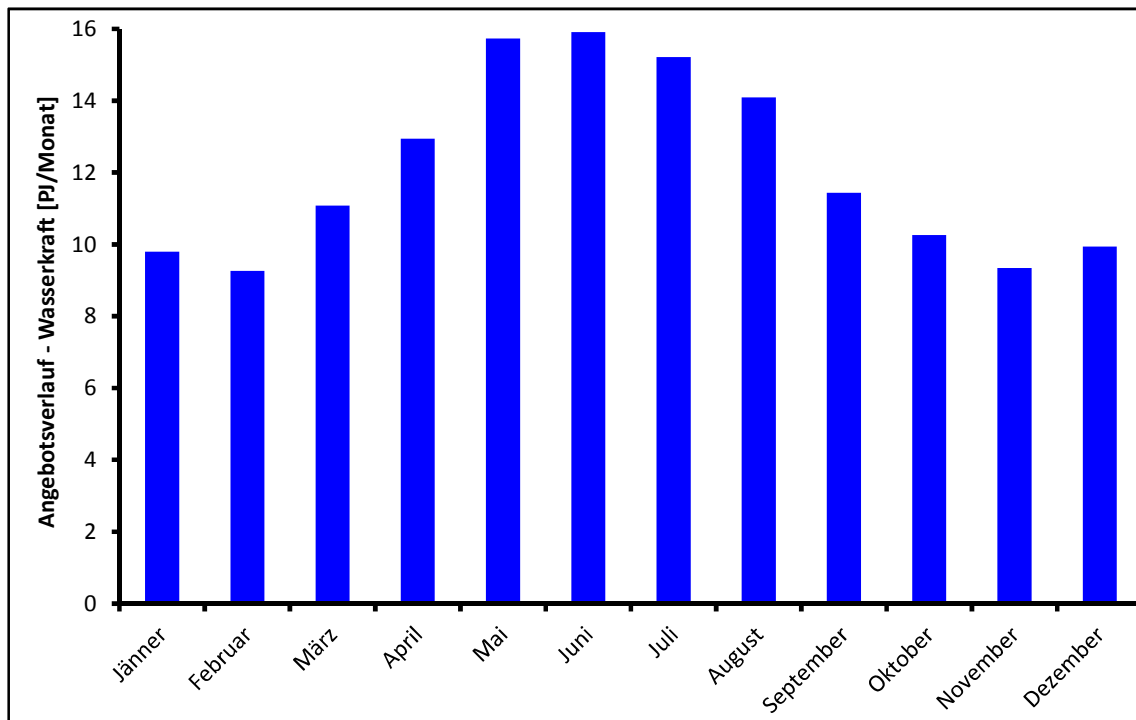


Abbildung 99: Angebotsverlauf Wasserkraft im Jahr 2009 von 145 PJ/a

Datenbasis: (e-control, 2011)

7.1.2.2.2 Windkraft

Im Jahr 2009 betrug das Primärenergieangebot aus Windkraft im Energiesystem Österreich etwa 7 PJ (Statistik Austria, 2011a).

Mit Hilfe der Erzeugungsstatistik der Windkraftanlagen für das Jahr 2009 in der Bilanzgruppe der Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) (OeMAG, 2011) wurde der monatliche Angebotsverlauf der Primärenergie aus Windkraft abgeleitet (Abbildung 100). Es ist zu erkennen, dass das Primärenergieangebot aus Windkraft im Jahresverlauf, aufgrund der Variabilität des Windangebots, starken Schwankungen unterworfen ist. Im Jahr 2009 betrug das Primärenergieangebot, z.B. in den Monaten Februar und März, jeweils etwa 1 PJ wohingegen im darauf folgenden Monat April das Primärenergieangebot nur etwa 0,5 PJ betrug und im Monat September mit etwa 0,3 PJ ihr Minimum erreichte.

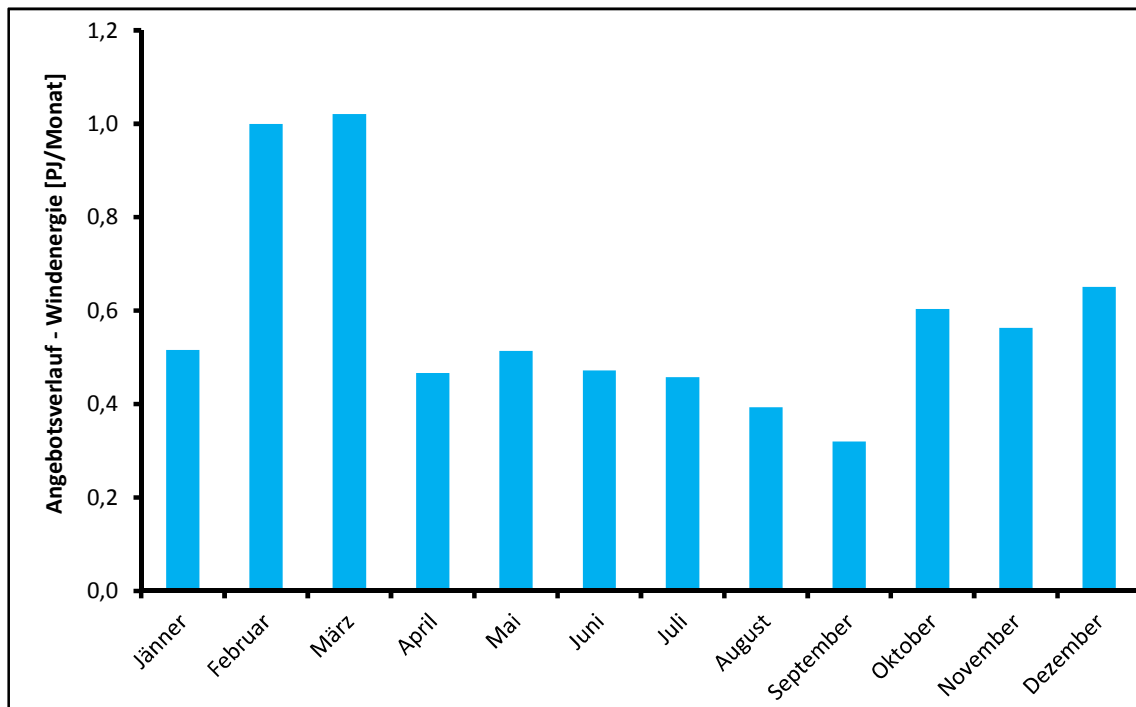


Abbildung 100: Angebotsverlauf Windkraft im Jahr 2009 von 7 PJ/a

Datenbasis: (OeMAG; 2011)

7.1.2.2.3 Photovoltaik

Das Primärenergieangebot mittels Photovoltaik betrug im Jahr 2009 in Österreich etwa 0,13 PJ (Statistik Austria, 2011a).

Der monatliche Angebotsverlauf der Primärenergie aus Photovoltaik wurde auf Basis von standardisierten Viertelstunden-Lastprofilen für Photovoltaikanalgen (EnBW, 2010) erstellt. Der errechnete Angebotsverlauf ist in [Abbildung 101](#) ersichtlich. Es ist zu erkennen, dass das Primärenergieangebot aus Photovoltaik im Jahresverlauf einen typischen Verlauf aufweist. Dieser ist auf die unterschiedlich hohe Strahlungsintensität und Einstrahlungswinkel der Sonne im Jahresverlauf zurückzuführen. Es zeigt sich, dass das Maximum des Primärenergieangebots mittels Photovoltaik im Juni mit etwa 0,017 PJ erreicht wurde. Das niedrigste Primärenergieangebot im Jahresverlauf wurde im Dezember mit etwa 0,03 PJ erreicht.

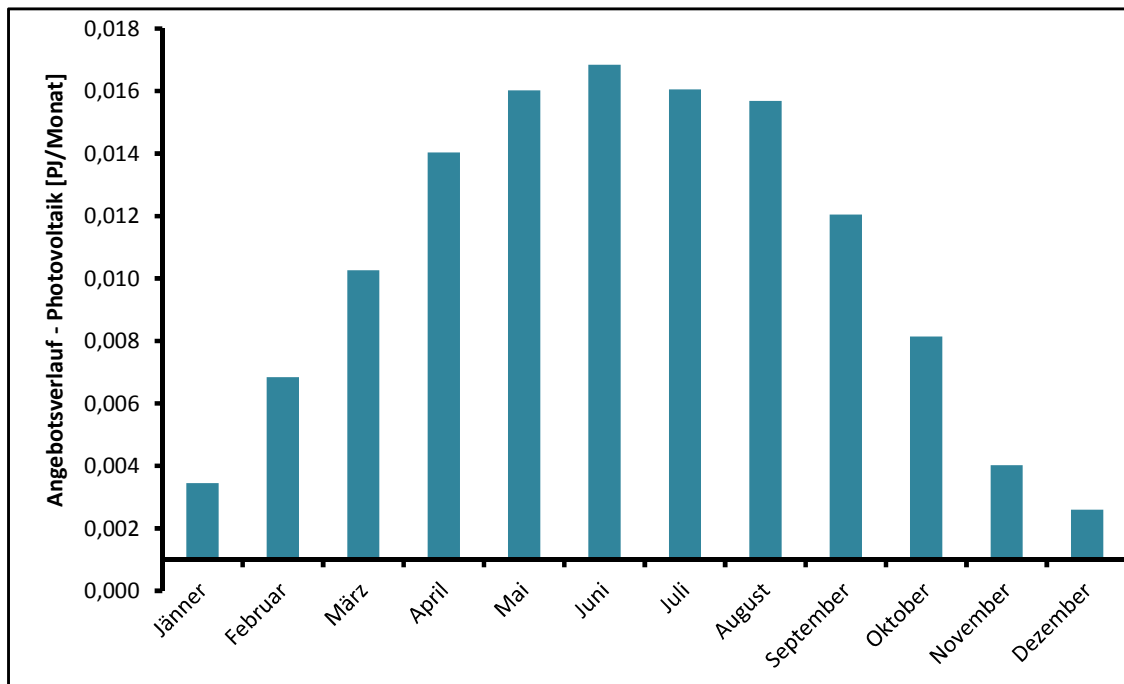


Abbildung 101: Angebotsverlauf Photovoltaik von 0,13 PJ/a

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011a; EnBW, 2010)

7.1.2.2.4 Umgebungswärme

Das Primärenergieangebot aus Umgebungswärme (inkludiert Umgebungsluft – tatsächlich ändert sich die Temperatur der Umgebungsluft im Jahresverlauf, Erdwärme) betrug im Jahr 2009 etwa 5 PJ in Österreich (Statistik Austria, 2011a). Der Angebotsverlauf der Umgebungswärme wurde vereinfacht als monatlich konstant und gleichmäßig verteilt angenommen (Abbildung 102).

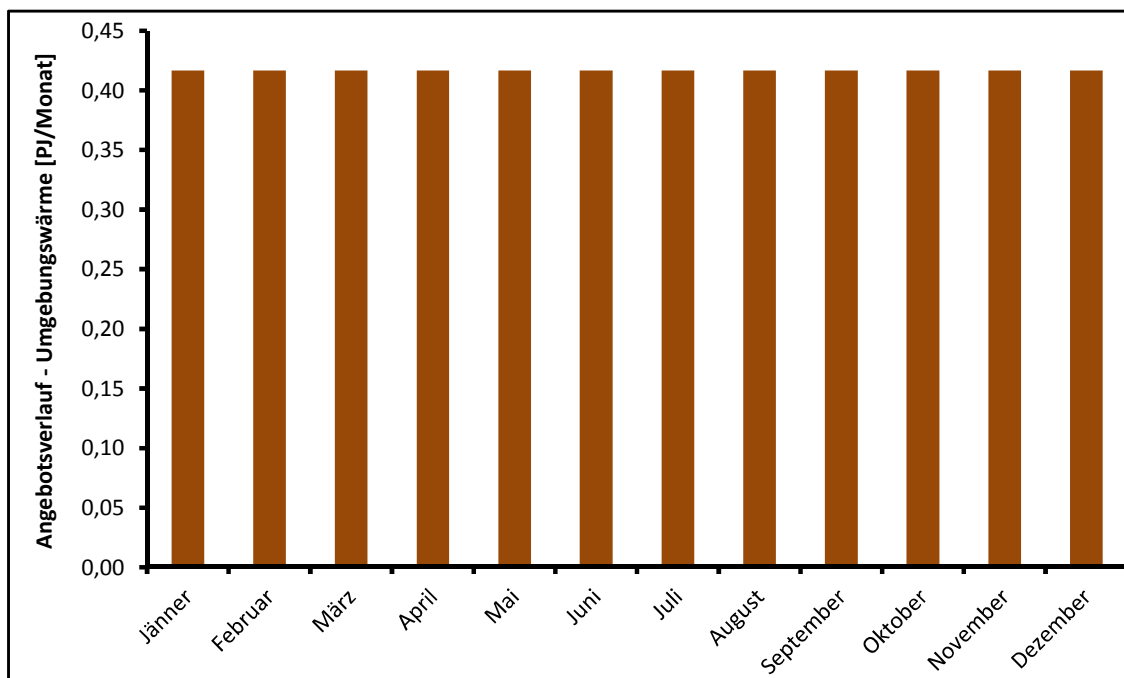


Abbildung 102: Angebotsverlauf Umgebungswärme von 5 PJ/a

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011a)

7.1.2.2.5 Geothermie

Im Jahr 2009 betrug das Primärenergieangebot mittels Geothermie etwa 0,5 PJ (Statistik Austria, 2011a). Der Angebotsverlauf der Geothermie wurde ebenfalls vereinfacht als monatlich konstant und gleichmäßig verteilt angenommen (Abbildung 103).

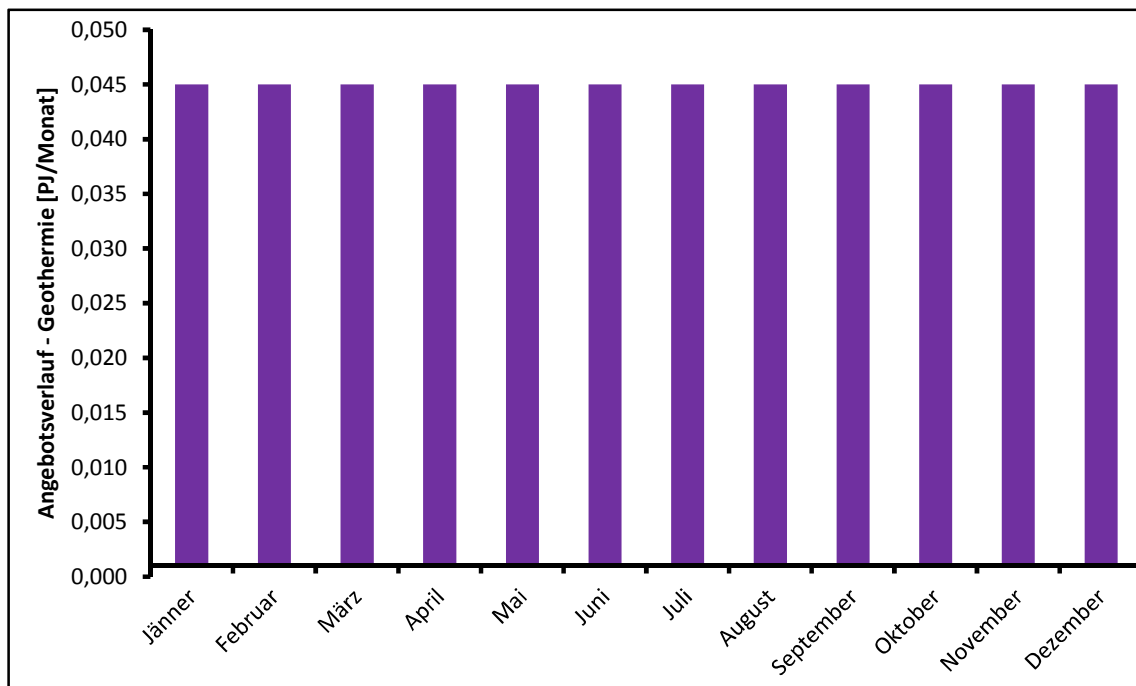


Abbildung 103: Angebotsverlauf Geothermie von 0,5 PJ/a

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011a)

7.1.2.2.6 Solarwärme

Im Jahr 2009 betrug das Primärenergieangebot aus Solarwärme etwa 5 PJ in Österreich (Statistik Austria, 2011a).

Auf Basis der mittleren monatlichen Globalstrahlung für Österreich (ZAMG, 2011) wurde der Angebotsverlauf der Primärenergie aus Solarwärme abgeleitet (Abbildung 104). Es ist zu erkennen, dass das Primärenergieangebot aus Solarwärme im Jahresverlauf einen ähnlichen Verlauf wie die Photovoltaik aufweist. Dieser ist ebenfalls auf die unterschiedlich hohe Strahlungsintensität der Sonne im Jahresverlauf zurückzuführen. Es zeigt sich, dass das Maximum des Primärenergieangebots mittels Solarwärme im Juni mit etwa 0,7 PJ erreicht wurde. Das geringste Primärenergieangebot im Jahresverlauf wurde im Dezember mit etwa 0,1 PJ erreicht.

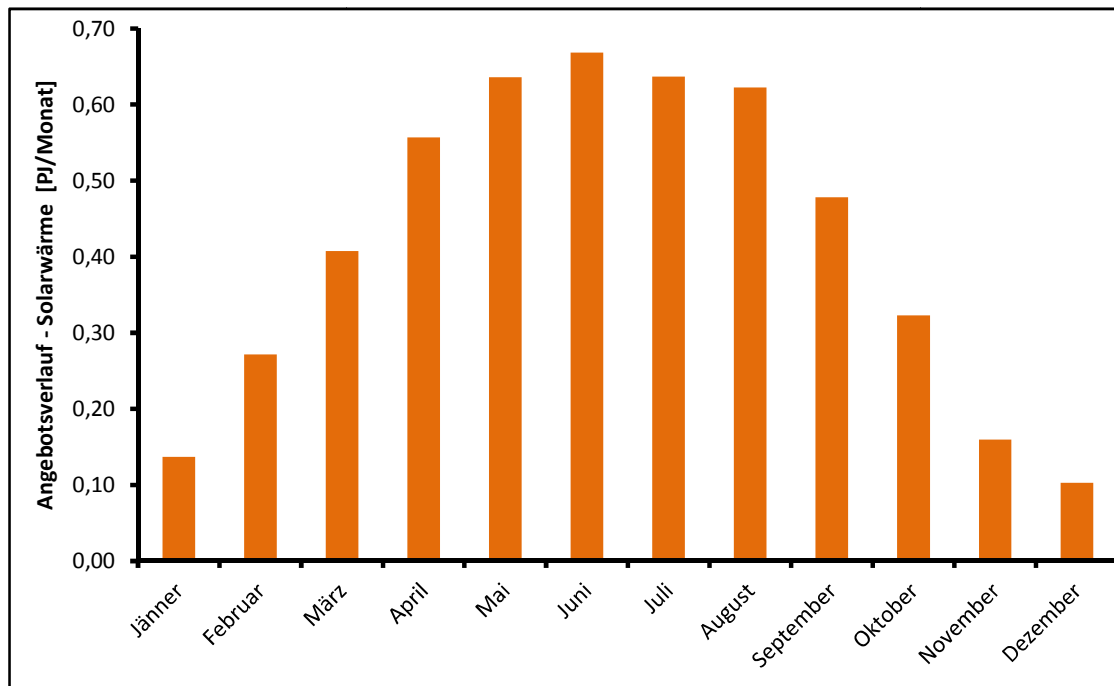


Abbildung 104: Angebotsverlauf Solarwärme von 5 PJ/a

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011a; ZAMG, 2011)

7.1.3 Bedarfsverlauf der Nutzenergie im Energiesystem

Neben dem Angebotsverlauf des Primärenergieangebots wurde auch der Bedarfsverlauf der unterschiedlichen Nutzenergiearten auf Monatsbasis errechnet. Ausgehend vom Endenergiebedarf der jeweiligen Nutzenergieart für das Jahr 2009 (Statistik Austria, 2011b) wurde mit Hilfe des Verhältnisses Nutzenergie zu Endenergie (EEG, 2010) (Abbildung 105) der Nutzenergiebedarf errechnet. In den folgenden Kapiteln wird auf den Nutzenergiebedarf der Nutzenergiearten und ihre Bedarfsverläufe eingegangen.

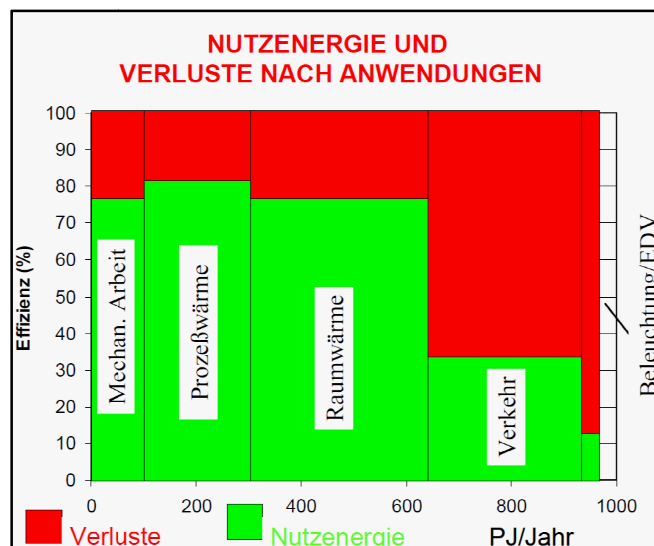


Abbildung 105: Endenergie, Nutzenergie und Endenergieverluste je Verwendungszweck

Quelle: (EEG, 2010)

7.1.3.1 Raumwärme

Der Nutzenergiebedarf für die Nutzenergieart Raumwärme betrug im Jahr 2009 in Österreich etwa 229 PJ. Auf Basis der mittleren Heizgradtage in Österreich (ZAMG, 2011) wurde, unter Berücksichtigung eines konstanten Warmwasserbedarfs (Streicher et al., 2010), ein monatlicher Bedarfsverlauf des Nutzenergiebedarfs der Nutzenergieart Raumwärme erstellt (Abbildung 106). Es ist zu erkennen, dass der Nutzenergiebedarf für die Nutzenergieart Raumwärme im Winterhalbjahr am höchsten ist und im Jänner mit etwa 45 PJ sein Maximum erreicht. Demgegenüber beträgt das Minimum im Juli nur etwa 3,6 PJ, wobei hier die Deckung des Warmwasser- und Kühlbedarfs enthalten sind.

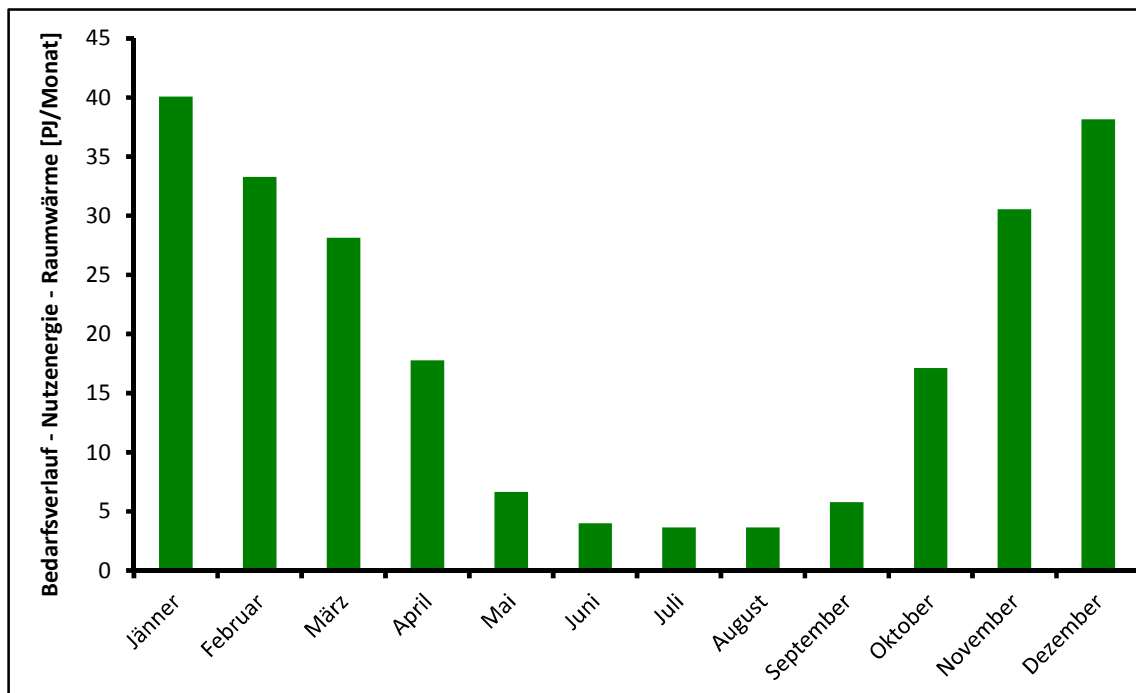


Abbildung 106: Bedarfsverlauf Nutzenergie Raumwärme im Jahr 2009 von 229 PJ/a

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011b; ZAMG, 2011; Streicher, 2010; EEG, 2010)

7.1.3.2 Prozesswärme

Für die Nutzenergieart Prozesswärme betrug der Nutzenergiebedarf im Jahr 2009 etwa 200 PJ. Unter der Annahme, dass die Nutzenergieart Prozesswärme vor allem in der Industrie über das Jahr einen kontinuierlichen Nutzenergiebedarf aufweist, wurde der monatliche Bedarfsverlauf vereinfacht als konstant und gleichmäßig verteilt angenommen. Somit belief sich der monatliche Nutzenergiebedarf für die Nutzenergieart Prozesswärme auf etwa 17 PJ/Monat.

7.1.3.3 Verkehr

Der Nutzenergiebedarf für die Nutzenergieart Verkehr betrug im Jahr 2009 etwa 128 PJ. Zur Erstellung des monatlichen Bedarfsverlaufs der Nutzenergieart Verkehr wurde die Dauerzählstatistik der Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-Aktiengesellschaft (ASFINAG, 2011) herangezogen. Die Dauerzählstatistik gibt, mit mehr als 150 Zählstellen, Auskunft über das Verkehrsaufkommen auf den österreichischen Autobahnen und Schnellstraßen. Auf Basis dieser Zählstatistik wurde ein leichter Rückgang im Verkehrsaufkommen in den Sommermonaten abgeleitet und auf den Bedarfsverlauf angewandt (Abbildung 107). Der Nutzenergiebedarf der Nutzenergieart Verkehr beträgt

somit in den Monaten Jänner bis Mai und September bis Dezember etwa 11 PJ und in den Sommermonaten von Juni bis August etwa 10 PJ.

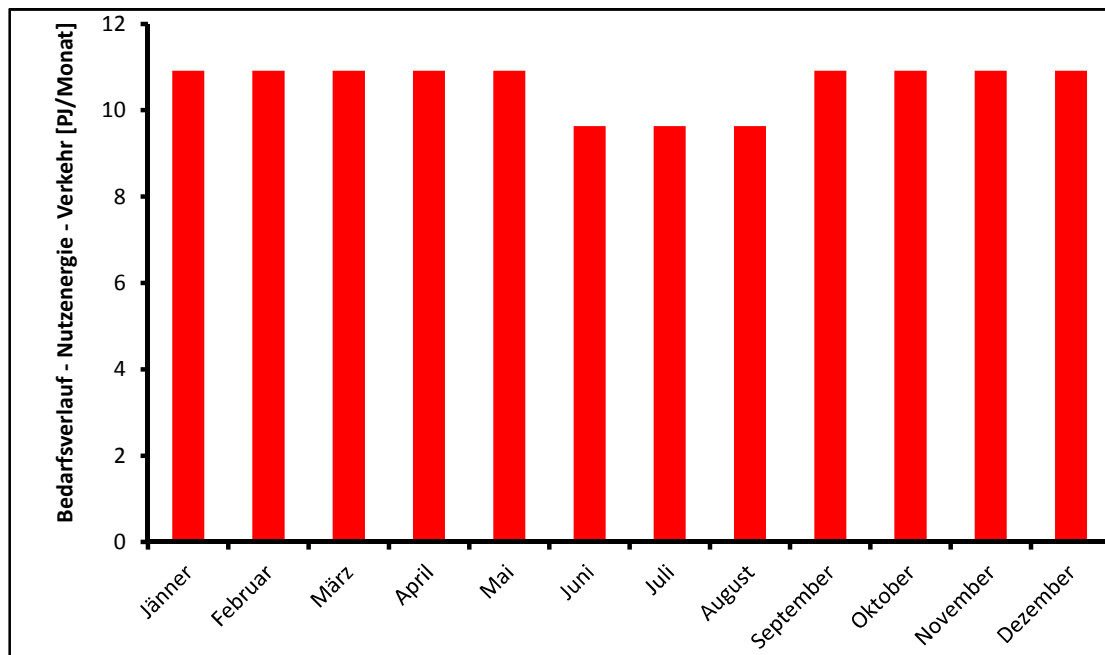


Abbildung 107: Bedarfsverlauf Nutzenergie Verkehr im Jahr 2009 von 128 PJ/a

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011b; EEG, 2010)

7.1.3.4 Mechanische Arbeit

Der Nutzenergiebedarf für die Nutzenergieart mechanische Arbeit betrug im Jahr 2009 etwa 73 PJ. Auch für die Nutzenergieart mechanische Arbeit wurde angenommen, dass diese einen kontinuierlichen Nutzenergiebedarf vor allem in der Industrie über das Jahr aufweist. Folglich wurde der monatliche Bedarfsverlauf als konstant und gleichmäßig verteilt angenommen. Der monatliche Nutzenergiebedarf für die Nutzenergieart mechanische Arbeit betrug somit etwa 6 PJ/ Monat.

7.1.3.5 Licht

Der Nutzenergiebedarf zur Deckung der Nutzenergie Licht betrug im Jahr 2009 etwa 3 PJ. Analog zu den Nutzenergiearten Prozesswärme und mechanische Arbeit wurde für die Erstellung des Bedarfsverlaufs für die Nutzenergieart Licht angenommen, dass diese einen kontinuierlichen Nutzenergiebedarf über das Jahr aufweist. Folglich wurde der monatliche Bedarfsverlauf vereinfacht als konstant und gleichmäßig verteilt angenommen. Der monatliche Nutzenergiebedarf für die Nutzenergie Licht betrug somit etwa 0,3 PJ/Monat.

7.2 Modellbeschreibung – „E-Store Austria“

Zur Ermittlung und Bewertung des derzeitigen und zukünftigen Einsatzes von Energiespeichern sowie des zukünftigen Speicherbedarfs im Energiesystem Österreich wurde ein Analysemodell eines nachhaltigen Energiesystems Österreich („E-Store Austria“) entwickelt. Dieses Modell baut auf die Jahresbilanzmodellierung des Energiesystems Österreich auf (Lauer und Waupotitsch, 1995) und wurde um eine Monats- und Tagesbilanzierung erweitert und weiterentwickelt.

7.2.1 Modellstruktur

In Abbildung 108 ist die Modellstruktur von „E-Store Austria“ ersichtlich. Im Wesentlichen besteht das Modell „E-Store Austria“ aus einer 3-stufigen Modellierung, auf Basis welcher der derzeitige und zukünftige Speicherbedarf ermittelt wird. Die 3 Stufen des Modells „E-Store Austria“ sind die Modellierungen:

1. Jahresbilanz des Energiesystems
2. Monatsbilanz des Energiesystems
3. Tagesbilanz des Stromsektors des Energiesystems

Als Ausgangspunkt der 3-stufigen Modellierung dienen allgemeine Input-Parameter zur Abbildung der Ist-Situation im Energiesystem und Szenarien-Parameter zur Abbildung zukünftiger Energiesysteme.

Des Weiteren fungieren die Ergebnisse der Jahresbilanzmodellierung als zusätzliche Input-Parameter für die Modellierung der Monatsbilanz. In einem weiteren Schritt wird mit Hilfe von 12 repräsentativen Tageslastgängen (pro Monat ein Tageslastgang) eine Tagesbilanz des Tageslastgangs erstellt. Im Folgenden werden die 3 Stufen der Modellierung sowie deren Input- und Szenarien-Parameter erläutert.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die erforderliche Infrastruktur (z.B. Stromnetz) zum Transport der ermittelten Energiemengen in den zukünftigen Szenarien als Vorhanden angenommen wurde.

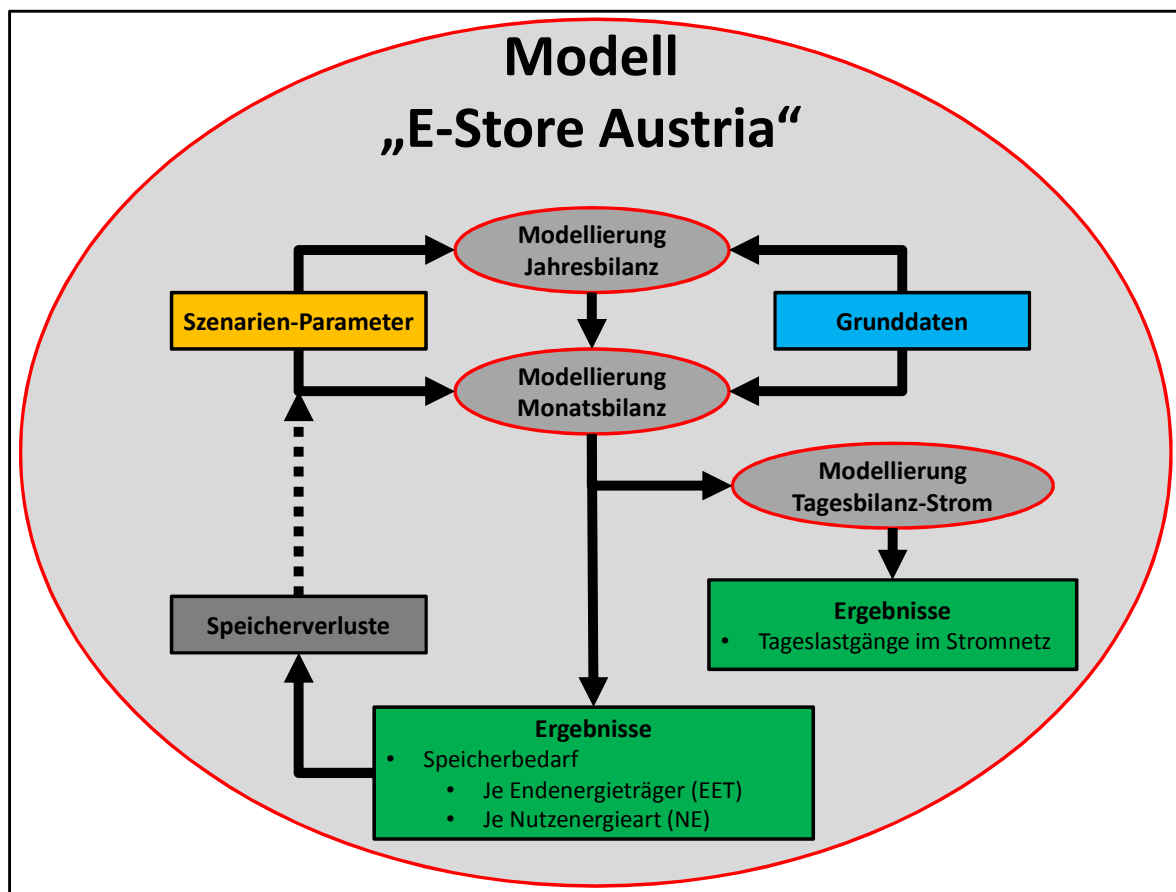


Abbildung 108: „E-Store Austria“ - Modellstruktur

7.2.1.1 Jahresbilanz

Ausgangspunkt für die Modellierung der Jahresbilanz bildet ein Analysemodell, das im Rahmen der Studie „Energiebedarfsdeckung nach einem Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger – Möglichkeiten und Grenzen am Beispiel Österreichs“ (Lauer et al., 1995) entwickelt wurde.

Als Input-Parameter für die Modellierung der Jahresbilanz (Abbildung 109) dienen:

- das Primärenergieangebot (PE-Angebot)
- der Nutzenergiebedarf (NE-Bedarf)
- die Nutzungsgrade der Umwandlungstechnologien
- die Verteilung der Endenergieträger (EET) je Nutzenergieart (NE)

Mit Hilfe der Nutzenergieproduktivität wird ausgehend vom Nutzenergiebedarf der Endenergiebedarf je Nutzenergieart ermittelt. In einem weiteren Schritt wird die Verteilung der Endenergieträger je Nutzenergieart ermittelt. Nach Ermittlung des Endenergiebedarfs können über das verfügbare Primärenergieangebot und unter Berücksichtigung der jeweiligen Umwandlungsnutzungsgrade das Endenergieangebot ermittelt werden. Die Ergebnisse der Jahresbilanzmodellierung in PJ/a sind eine ausgeglichene Jahresbilanz und ein Endenergieangebot, dass dem Endenergiebedarf in PJ/a entspricht.

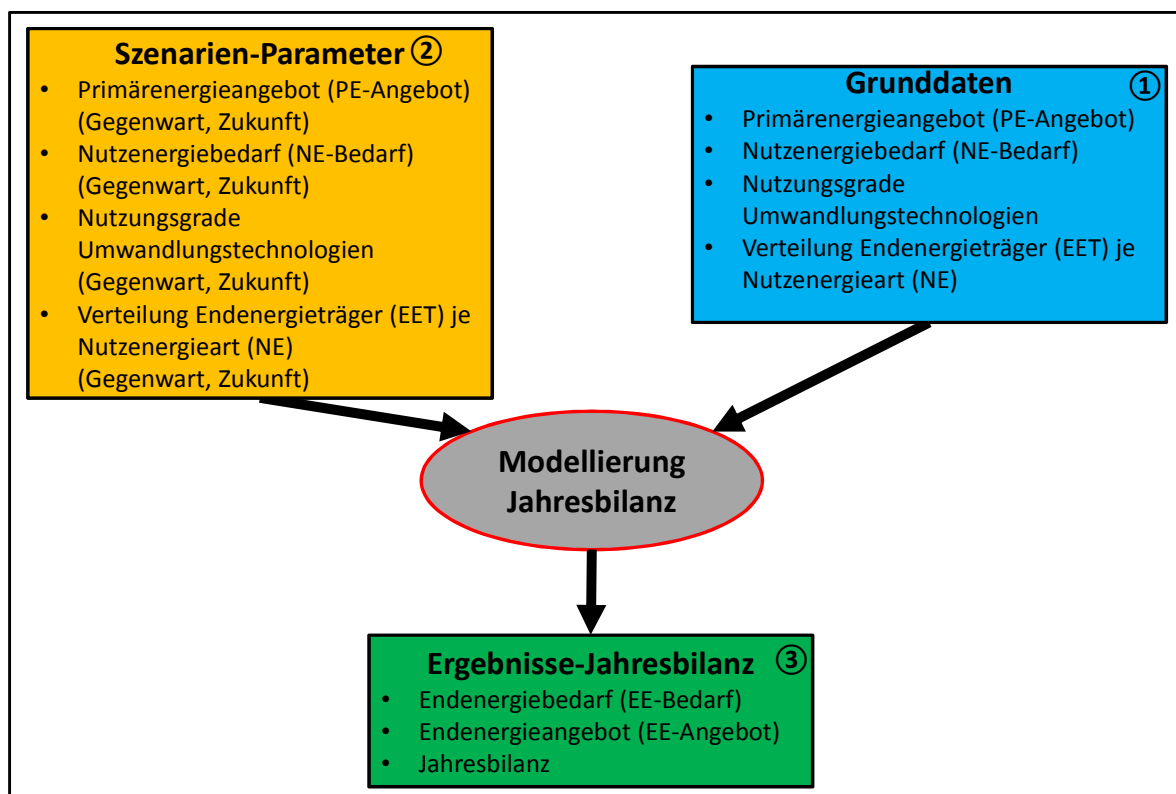


Abbildung 109: Modellierung Jahresbilanz - „E-Store Austria“

7.2.1.2 Monatsbilanz

Die Modellierung der Monatsbilanz (Abbildung 110) ermöglicht es, unter Berücksichtigung der saisonalen Angebotsverläufe der Endenergieträger und der saisonalen Bedarfsverläufe der benötigten Endenergieträger je Nutzenergieart, die saisonalen bzw. monatlichen Unterschiede zwischen Endenergieangebot und Endenergiebedarf abzubilden. Mit Hilfe

dieser Unterschiede lässt sich der Speicherbedarf allgemein im Energiesystem sowie je Endenergieträger und je Nutzenergieart ermitteln.

Die Modellierung der Monatsbilanz benötigt folgende Input-Parameter:

- den jährlichen Endenergiebedarf (EE-Bedarf) je Nutzenergieart
- das jährliche Endenergieangebot (EE-Angebot) je Endenergieträger (EET)
- den monatlichen Bedarfsverlauf je Endenergieträger (EET) bezogen auf die Nutzenergiearten (NE)
- den monatlichen Angebotsverlauf je Endenergieträger (EET) bezogen auf das Primärenergieangebot (PE-Angebot)
- die Nutzungsgrade der zum Einsatz kommenden Energiespeicher

Mit Hilfe des ermittelten Speicherbedarfs können im Anschluss unterschiedliche Energiespeicher (Brennstoffspeicher, Stromspeicher, thermische Energiespeicher) zur Anwendung vorgesehen werden. Basierend auf den jeweils ausgewählten Energiespeichern wird unter Berücksichtigung der jeweiligen Nutzungsgrade der zusätzlich erforderliche Speicherbedarf zur Deckung der Speicherverluste errechnet und ausgewiesen.

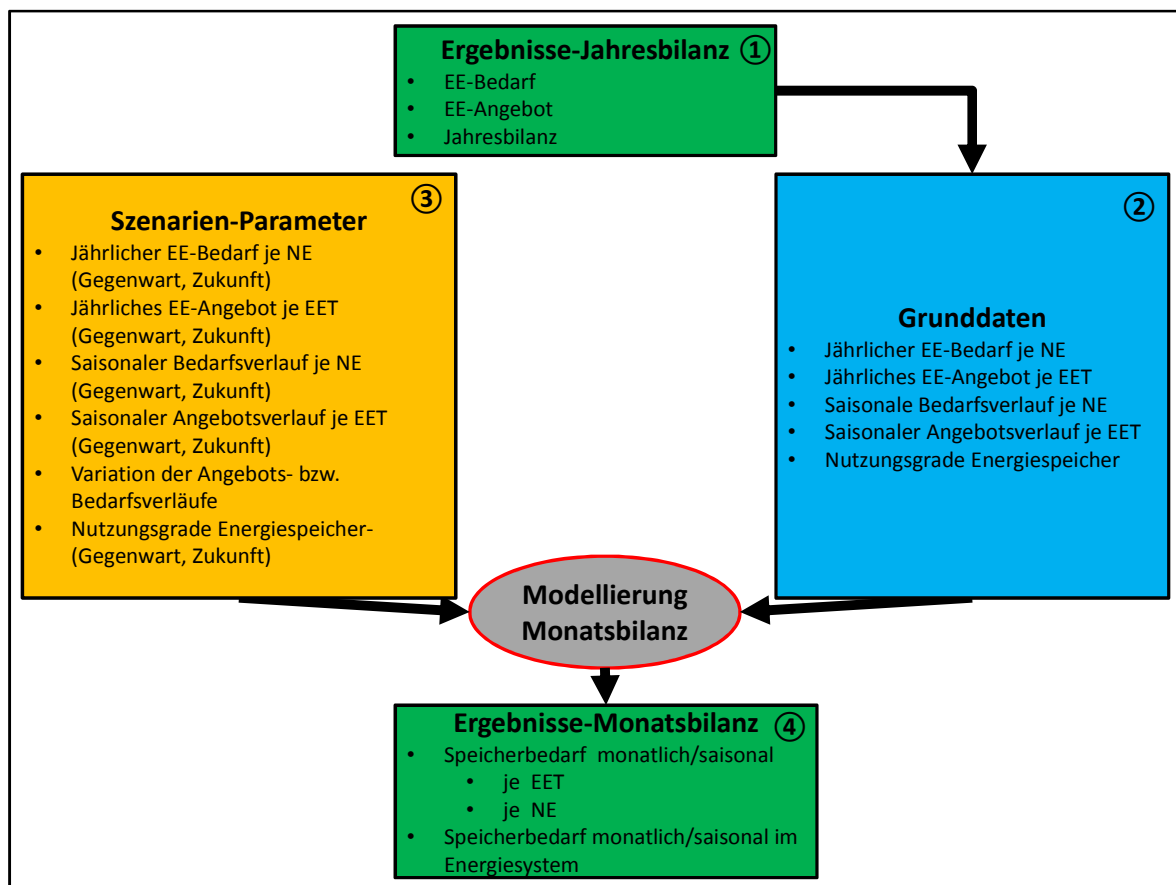


Abbildung 110: Modellierung Monatsbilanz – „E-Store Austria“

7.2.1.3 Tagesbilanz-Strom

Um Aufschluss über die derzeitige und zukünftig mögliche Angebots- und Bedarfssituation im Stromnetz zu bekommen, wird zusätzlich zur Jahres- und Monatsbilanz eine Tagesbilanz des Tageslastgangs im Stromnetz erstellt. Diese „Tagesbilanz-Strom“ wird für ausgewählte Szenarien erstellt. Diese Tagesbilanz umfasst einen repräsentativen Tageslastgang im

Stromnetz in stündlicher Auflösung. Dies geschieht für jeweils einen Monat innerhalb eines Jahres. Als Grundlage für den Bedarfsverlauf dienen 12 repräsentative Bedarfs-Tageslastgänge des öffentlichen Stromnetzes. Demgegenüber werden die Angebotslastgänge der jeweiligen Stromerzeuger auf Basis der von der e-control veröffentlichten 12 Tageslastgänge (stündlich aufgelöst) für das Jahr 2009 (e-control, 2011) erstellt. Dies geschieht unter Berücksichtigung der ermittelten jeweiligen Jahreserzeugung der Stromerzeuger aus der Jahresbilanz und der typischen Lastgänge für das Jahr 2009. Hierzu werden die 12 typischen Lastgänge entsprechend der jeweiligen Jahreserzeugung, je nach Szenario über einen Faktor nach oben bzw. nach unten skaliert. Auf Basis dieser modellierten Tagesbilanzen lassen sich Aussagen über die derzeitige und die mögliche zukünftige Entwicklung der Angebots- und Bedarfssituation im Stromnetz in Österreich treffen.

Hier sei nochmals angemerkt, dass die Modellierung der möglichen zukünftigen Tageslastgänge im Stromnetz Österreich keine Strompreisentwicklung und keine möglichen neue Stromhandelssysteme sowie neue mögliche intelligente Steuerungsmechanismen im Stromnetz berücksichtigt.

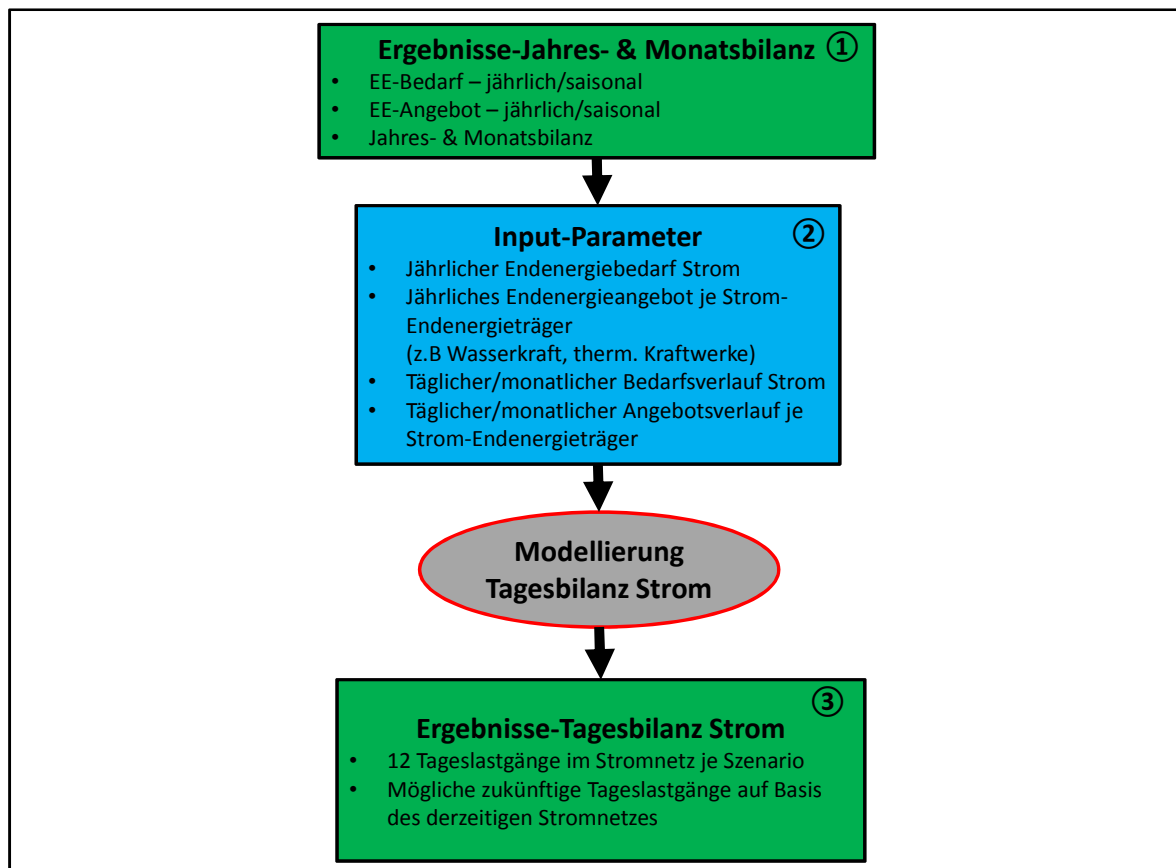


Abbildung 111: Modellierung Tagesbilanz – „E-Store Austria“

7.2.2 Szenarien-Festlegung

Im Rahmen der Ermittlung des derzeitigen und zukünftigen Speicherbedarfs im Energiesystem Österreich wurden Szenarien festgelegt, anhand derer unterschiedliche Rahmenbedingungen berücksichtigt werden konnten. Diese Rahmenbedingungen wurden je nach gewähltem Betrachtungszeitpunkt des österreichischen Energiesystems angepasst. Die 4 Szenarien und ihre Datenbasis (in Klammer gesetzt) sind:

1. „Basis 2009“ (Statistik Austria, 2011a & b; e-control, 2011)
2. „Energiestrategie 2020“ (Lebensministerium und bmwfj, 2010)
3. „100% erneuerbar 2050 – konstant“ (Streicher et al., 2010)
4. „100% erneuerbar 2050 – Wachstum“ (Streicher et al., 2010)

Für das Szenario „Basis 2009“ wurden die Gesamtenergiebilanz für das Jahr 2009 (Statistik Austria, 2011a) sowie der Endenergiebedarf der Nutzenergiearten für das Jahr 2009 (Statistik Austria, 2011b) der Statistik Austria als Datenbasis herangezogen. Des Weiteren wurden Daten der e-control (e-control, 2011) für die Erstellung der „Tagesbilanz-Strom“ herangezogen.

Die Datenbasis für das Szenario „Zukunft 2020“ bildet die im Jahr 2010 veröffentlichte „Energiestrategie Österreich“ (Lebensministerium und bmwfj, 2010) der österreichischen Bundesregierung (z.B. Ziel der Effizienzsteigerung um 20 % gegenüber dem Jahr 2005).

Die Szenarien „100 % erneuerbar 2050 – konstant“ und „100 % erneuerbar 2050 – Wachstum“ wurden in Anlehnung an die im Jahr 2010 veröffentlichte Studie „Energieautarkie für Österreich 2050“ (Streicher et al., 2010) erstellt, die auch zwischen folgende 2 Szenarien unterscheidet:

- Konstant Szenario: konstanter Bedarf an Energiedienstleistung
- Szenario Wachstum: Bedarf an Energiedienstleistungen für alle Sektoren mit 0,8 % pro Jahr steigend

In den folgenden Kapiteln wird auf die Input-Parameter für die Modellierung der jeweiligen Jahres- und Monatsbilanz der 4 Szenarien eingegangen. Im Anschluss daran werden die Ergebnisse der Modellierung dieser 4 Szenarien mit dem Modell „E-Store Austria“ erläutert.

7.2.2.1 Primärenergieangebot

Tabelle 37 zeigt die Input-Parameter des Primärenergieangebots für die 4 Szenarien im Detail. Diese wurden auf Basis einer Literaturrecherche (Statistik Austria, 2011; Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010) erhoben und im Rahmen der Modellierung angepasst, um eine ausgeglichene Jahresbilanz zu erhalten. Jedoch ist anzumerken, dass die jeweiligen Größen der Primärenergieträger im Rahmen der recherchierten Literaturwerte liegen. Mit Hilfe dieser Parameter wurde das Angebot an Primärenergie in der Modellierung abgebildet.

Tabelle 37: Jährliches Primärenergieangebot der 4 Szenarien

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

Primär- energieträger	Basis 2009		Energie- strategie 2020		100% erneuerbar 2050 – konstant		100% erneuerbar 2050 - Wachstum	
	Primär- energie [PJ/a]	Anteil [%]	Primär- energie [PJ/a]	Anteil [%]	Primär- energie [PJ/a]	Anteil [%]	Primär- energie [PJ/a]	Anteil [%]
Kohle	122	9	100	8	0	0	0	0
Erdöl	530	39	450	34	0	0	0	0
Erdgas	303	22	303	23	0	0	0	0
Biomasse	240	18	269	21	230	42	302	40
Wasserkraft	145	11	145	11	150	28	177	24
Wind	7	1	18	1	50	9	52	7
Photovoltaik	0	0	2	0,15	58	11	70	9
Geothermie 2050	-	-	-	-	11	2	71	10
Sonstige (z.B. Solarwärme)	13	1	18	1	45	8	75	10
Summe Primärenergie- angebot	1.360	100	1.305	100	544	100	747	100

7.2.2.2 Nutzenergiebedarf

In einem weiteren Schritt wurde auch der Nutzenergiebedarf der jeweiligen Nutzenergiearten für die 4 Szenarien mit Hilfe einer Literaturrecherche (Statistik Austria, 2011; Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010) erhoben. **Tabelle 38** zeigt den Nutzenergiebedarf der 4 Szenarien im Detail. Hier wurden analog zur Erhebung des Primärenergieangebots Anpassungen durchgeführt, um eine ausgeglichene Jahresbilanz im Rahmen der Modellierung gewährleisten zu können.

Tabelle 38: Jährlicher Nutzenergiebedarf der 4 Szenarien

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

Nutzenergiearten	Basis 2009 [PJ/a]	Energie- strategie 2020 [PJ/a]	100% erneuerbar 2050 – konstant [PJ/a]	100% erneuerbar 2050 – Wachstum [PJ/a]
Raumwärme	229	208	120	169
Prozesswärme	200	200	138	182
Verkehr	128	112	64	76
Mechanische Arbeit	73	73	50	66
Licht	3	3	2	3
Summe Nutzenergiebedarf	633	596	374	496

7.2.2.3 Anteil der Endenergieträger an der Deckung des Nutzenergiebedarfs

Im Rahmen der Modellierung der Jahresbilanz wurde auch die Beteiligung der Endenergieträger an der Deckung des ermittelten Nutzenergiebedarfs in Anlehnung an die recherchierte Literatur (Statistik Austria, 2011; Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010) festgelegt. Je nach Nutzenergieart wird so der benötigte Nutzenergiebedarf über unterschiedliche Endenergieträger bereitgestellt und gedeckt. Abbildung 112 zeigt die Anteile der einzelnen Endenergieträger an der Deckung des Nutzenergiebedarfs in den 4 Szenarien der Modellierung im Modell „E-Store Austria“.

Es ist deutlich zu erkennen, dass beispielsweise im Bereich der Nutzenergieart Verkehr zukünftig von einer Verlagerung von fossilen Energieträgern hin zu Biobrennstoffen, Strom sowie zu Wasserstoff als Endenergieträger angenommen wird. Darüber hinaus wird zukünftig von einer verstärkten Nutzung von Solarwärme, Umgebungswärme und Biobrennstoffen im Bereich der Raumwärme ausgegangen. Im Bereich der Prozesswärme und der mechanischen Arbeit wird ebenfalls davon ausgegangen, dass ein Wechsel von fossilbasierten Energieträgern hin zu einem verstärkten Einsatz von Biobrennstoffen und Strom stattfinden wird. Auf die Darstellung der Nutzenergieart Licht wurde verzichtet, da die Bereitstellung zu 100 % durch den Endenergieträger Strom erfolgt.

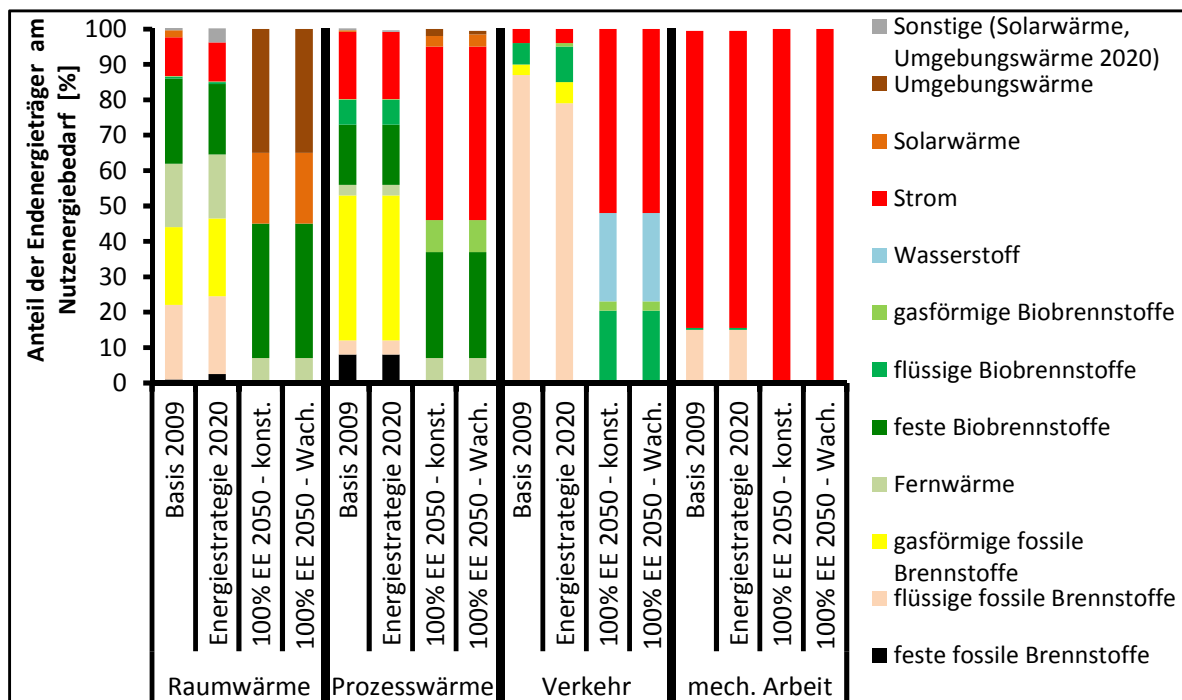


Abbildung 112: Anteil der Endenergieträger am Nutzenergiebedarf

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

7.2.2.4 Endenergieangebot und Endenergiebedarf

Auf Basis des ermittelten Primärenergieangebots und Nutzenergiebedarfs wurde mit den Nutzungsgraden der jeweiligen Umwandlungstechnologien das Endenergieangebot aus dem Primärenergieangebot bzw. der Endenergiebedarf aus dem Nutzenergiebedarf errechnet und eine ausgeglichene Jahresbilanz erstellt. Die Ergebnisse der Jahresbilanzen für die 4 Szenarien sind in Kapitel 7.3.3 erläutert. In einem nächsten Schritt wurden das ermittelte Endenergieangebot bzw. der Endenergiebedarf im Rahmen der Modellierung der Monatsbilanzen auf Basis von monatlichen Angebots- und Bedarfsverläufen verteilt und so der jeweilige Speicherbedarf (siehe Kapitel 7.4) ermittelt. Die Angebots- und Bedarfsverläufe wurden in allen 4 Szenarien je nach Endenergieträger an die in Kapitel 7.1.2 und Kapitel 7.1.3 dargestellten Angebots- und Bedarfsverläufe vereinfacht angepasst.

7.3 Ergebnisse der Jahresbilanz

Im vorliegenden Kapitel wird auf die Ergebnisse der ausgeglichenen Jahresbilanzmodellierung mit Hilfe des Modells „E-Store Austria“ eingegangen.

7.3.1 Ermittlung Nutzenergiebedarf

In einem 1. Schritt wurde im Rahmen der Jahresbilanzmodellierung der gesamte Nutzenergiebedarf und der Nutzenergiebedarf je Nutzenergieart in den 4 Szenarien auf Basis von Literaturturrecherchen erhoben und je nach Szenario angepasst (Abbildung 113). Für das Szenario „Basis 2009“ zur Abbildung der gegenwärtigen Situation wurden die Werte des Endenergiebedarfs aus der Statistik Austria (Statistik Austria, 2011b) herangezogen und auf das Verhältnis von Nutzenergiebedarf zu Endenergiebedarf (EEG, 2010) der Nutzenergiebedarf errechnet. Für die 3 anderen Szenarien wurde der Nutzenergiebedarf auf Basis der vorhandenen Literatur erhoben und analog zum Primärenergieangebot Anpassungen vorgenommen, um eine ausgeglichen Jahresbilanz zu erhalten.

Im Jahr 2009 („Basis 2009“) betrug der Nutzenergiebedarf etwa 633 PJ/a. Der größten Teile entfielen dabei auf die Nutzenergieart Raumwärme mit etwa 229 PJ/a, die Nutzenergieart Prozesswärme mit etwa 200 PJ/a und die Nutzenergieart Verkehr mit etwa 128 PJ/a. Für die zukünftige Entwicklung des Nutzenergiebedarfs wird von einer Erhöhung der Nutzenergieproduktivität ausgegangen (Streicher et al., 2010). Im Szenario „Energiesstrategie 2020“ beträgt der Nutzenergiebedarf etwa 596 PJ/a, dies entspricht einer Reduktion gegenüber dem gegenwärtigen Nutzenergiebedarf um 37 PJ/a bzw. etwa 6 %. Für die Szenarien „100% erneuerbar 2050 - konstant“ und „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“ ergibt sich ein Nutzenergiebedarf von etwa 374 bzw. 496 PJ/a. Dies entspricht einer Reduktion gegenüber dem gegenwärtigen Nutzenenergiebedarf von etwa 41 % bzw. 22 %.

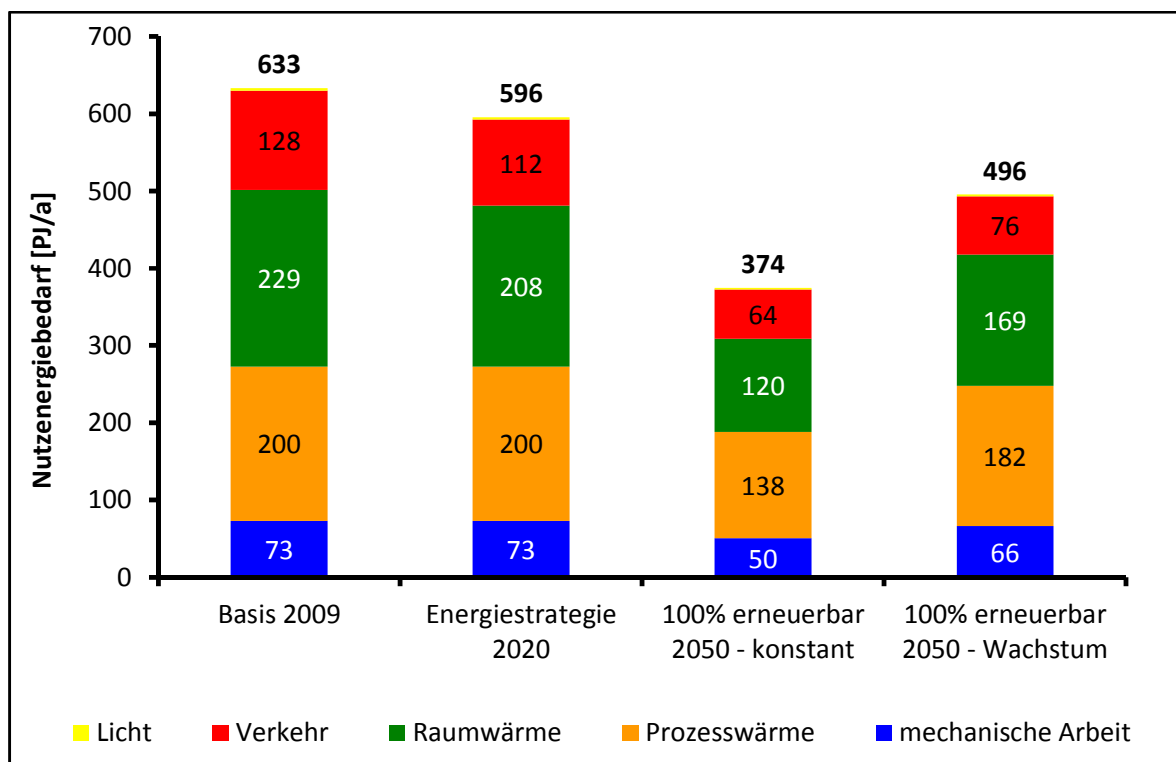


Abbildung 113: Nutzenergiebedarf in den 4 Szenarien

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011b; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

Auf Basis des in [Abbildung 113](#) dargestellten Nutzenergiebedarfs je Nutzenergieart in den 4 Szenarien wurden die Reduktionen im Detail errechnet. In [Abbildung 114](#) ist die Reduktion des Nutzenergiebedarfs je Nutzenergieart in den 3 zukünftigen Szenarien im Vergleich zum Szenario „Basis 2009“ im Detail dargestellt. Es ist zu erkennen, dass zukünftig für die Nutzenergieart Raumwärme von einer Reduktion des Nutzenergiebedarfs, aufgrund von erhöhter Energieeffizienz im Gebäudebestand (Streicher et al., 2010), ausgegangen wird. Hier liegen die erwarteten Reduktionen zwischen etwa 13-47 %. Im Bereich der Nutzenergieart Verkehr wird mit einer zukünftigen Reduktion des derzeitigen Nutzenergiebedarfs um etwa 13-50 %, aufgrund des Umstiegs auf kleinere Fahrzeuge und den hohen Anteil von elektrisch betriebenen Fahrzeugen (Streicher et al., 2010), ausgegangen. Für die Nutzenergieart Licht wird mit einer Reduktion zwischen 17-50 % gerechnet, für die Nutzenergieart Prozesswärme mit einer Reduktion zwischen 9-31 % und für die Nutzenergieart mechanische Arbeit wird ebenfalls mit einer Reduktion zwischen 9-31 % gerechnet.

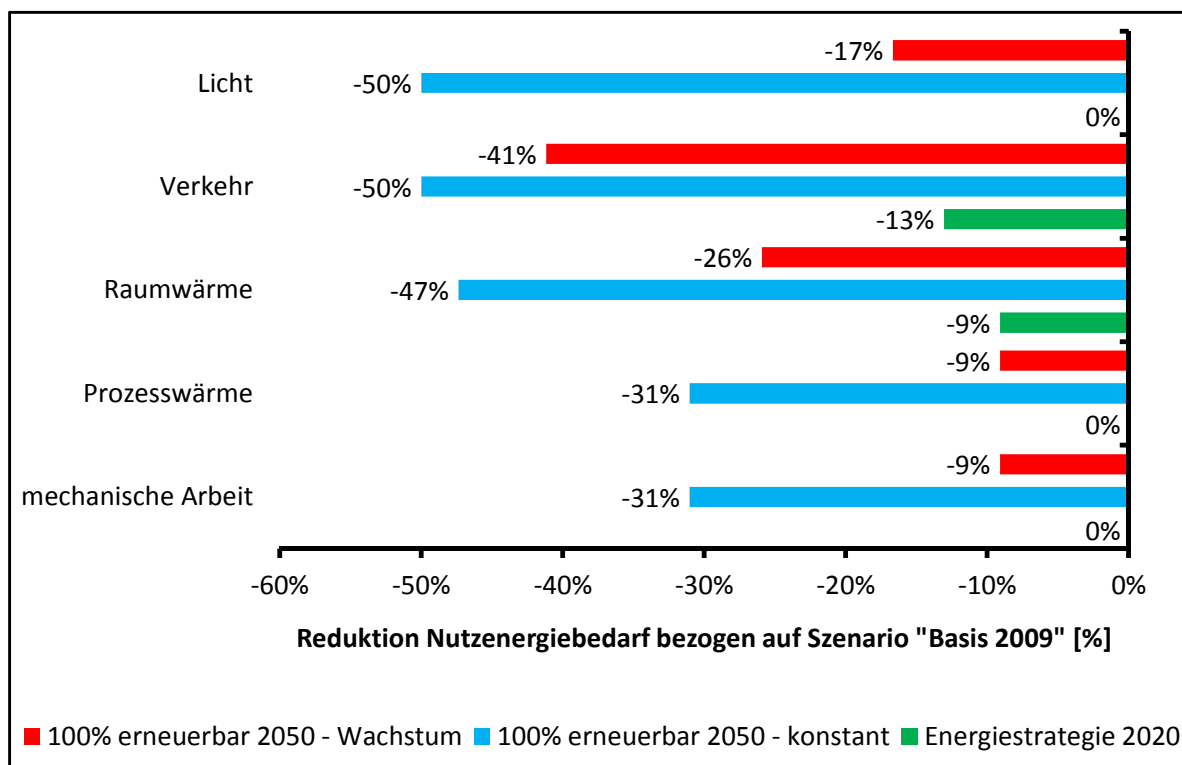


Abbildung 114: Reduktion des Nutzenergiebedarfs bezogen auf das Szenario „Basis 2009“

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011b; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

7.3.2 Ermittlung der Primärenergieangebots

In einem 2. Schritt wurde das Primärenergieangebot in den 4 Szenarien ermittelt ([Abbildung 115](#)). Für das Szenario „Basis 2009“ wurde das Primärenergieangebot auf Basis der Gesamtenergiebilanz für das Jahr 2009 (Statistik Austria, 2011a) erhoben. Für die anderen 3 Szenarien wurde das Primärenergieangebot angepasst, um eine ausgeglichene Jahresbilanz zu erhalten.

In [Abbildung 115](#) ist zu erkennen, dass für die zukünftige Entwicklung des Energiesystems von einem reduzierten Primärenergieangebot, aufgrund des verminderten Nutzenergiebedarfs, ausgegangen wird. Gegenwärtig beträgt im Szenario „Basis 2009“ das Primärenergieangebot etwa 1.360 PJ/a. Bis zum Jahr 2020 wird angenommen, dass sich

dieses auf etwa 1.305 PJ/a verringert. Für das Jahr 2050 wird in den Szenarien „100% erneuerbar 2050 - konstant“ und „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“ von einem Primärenergieangebot von etwa 544 bzw. 747 PJ/a ausgegangen. Dies entspricht einer Reduktion von etwa 60 bzw. 45 % bezogen auf 2009.

Des Weiteren wird sich auch der Anteil der einzelnen Primärenergieträger verändern bzw. werden fossile Primärenergieträger bis zum Jahr 2050 nicht mehr für das Primärenergieangebot herangezogen. Das Primärenergieangebot soll bis zum Jahr 2050 durch 100 % erneuerbare Primärenergieträger durch die Nutzung der in Österreich vorhandenen, Potentiale an erneuerbarer Energie erfolgen. Das heißt, dass sich zukünftig die Nutzung der Wind- und Wasserkraft sowie der Photovoltaik weiter erhöhen wird. Darüber hinaus wird auch die Nutzung der Geothermie zur Wärme- und Stromgewinnung an Bedeutung gewinnen wird sowie auch die Nutzung der Solar- und Umgebungswärme (siehe auch Streicher et al., 2010).

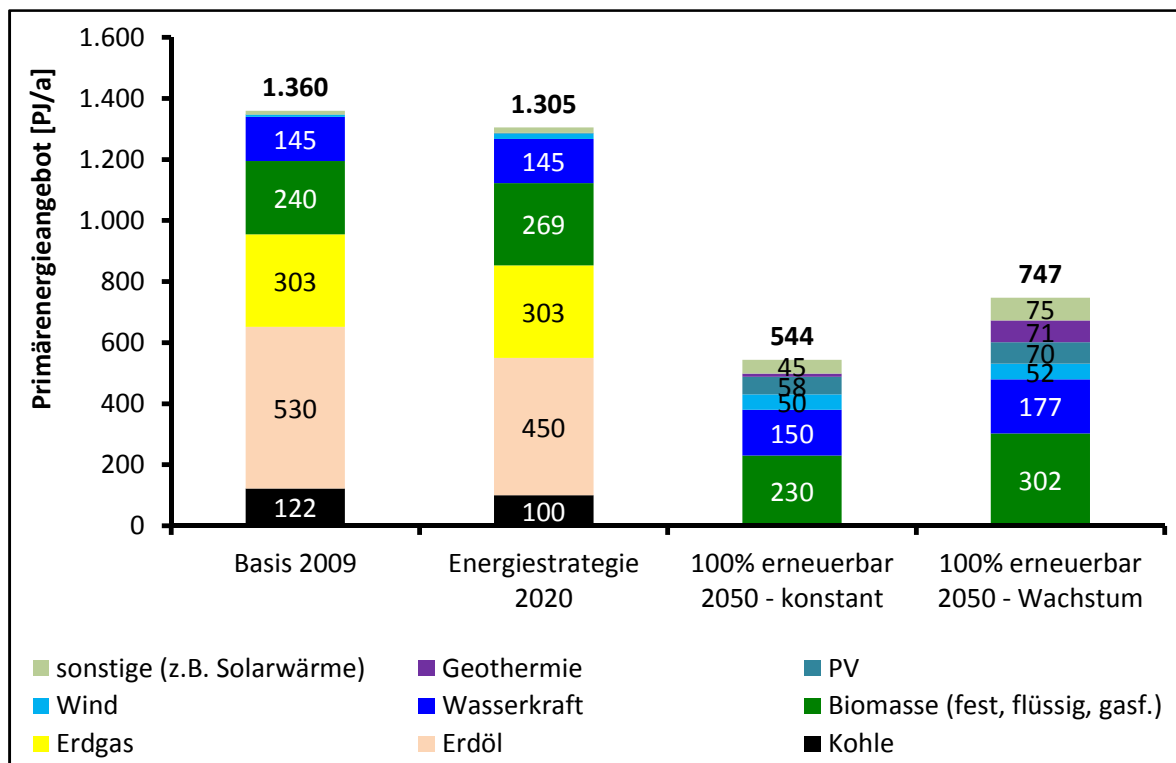


Abbildung 115: Primärenergieangebot in den 4 Szenarien

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011a; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

7.3.3 Endenergieangebot und Endenergiebedarf

Die Modellierung der Jahresbilanz in den 4 Szenarien erfolgte mit dem Ziel, eine ausgeglichene Jahresbilanz zwischen Endenergieangebot und Endenergiebedarf zu erhalten. Daher war es in den 3 Szenarien („Energiestrategie 2020“; „100% erneuerbar 2050 – konstant“; „100% erneuerbar 2050 – Wachstum“) auch erforderlich Anpassungen auf Seiten des Primärenergieangebots bzw. auf Seiten des Nutzenergiebedarfs durchzuführen.

Abbildung 116 zeigt das Endenergieangebot bzw. den Endenergiebedarf in den 4 Szenarien. Im Szenario „Basis 2009“ beträgt der Endenergiebedarf etwa 1.061 PJ/a. Für das Jahr 2020 („Energiestrategie 2020“) beträgt der ermittelte Endenergiebedarf etwa 1.021 PJ/a. Dies entspricht einer Reduktion um etwa 40 PJ bzw. 3 %. In den Szenarien für das Jahr 2050 („100% erneuerbar 2050 - konstant“, und „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“) beträgt der

ermittelte Endenergiebedarf etwa 511 bzw. 659 PJ/a. Im Vergleich zum gegenwärtigen Endenergiebedarf entspricht dies einer Reduktion um etwa 52 bzw. 48 %.

Abbildung 117 zeigt den für die 4 Szenarien ermittelten Endenergiebedarf je Nutzenergieart.

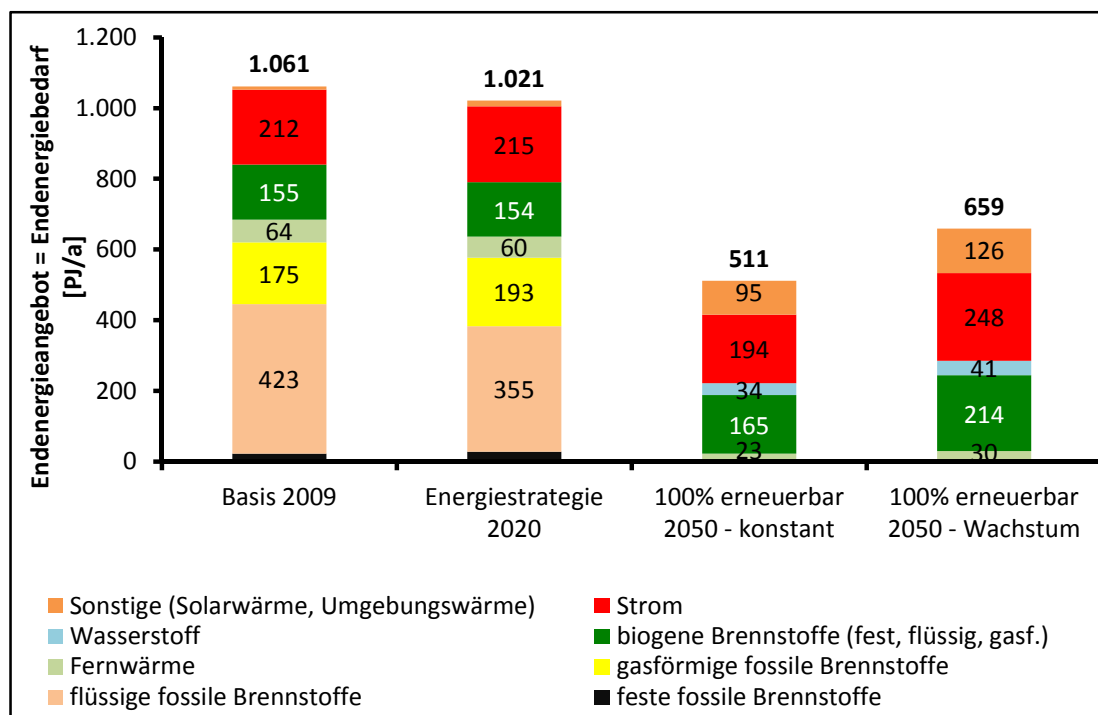


Abbildung 116: Endenergieangebot bzw. Endenergiebedarf je Endenergeträger in den 4 Szenarien

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011b; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

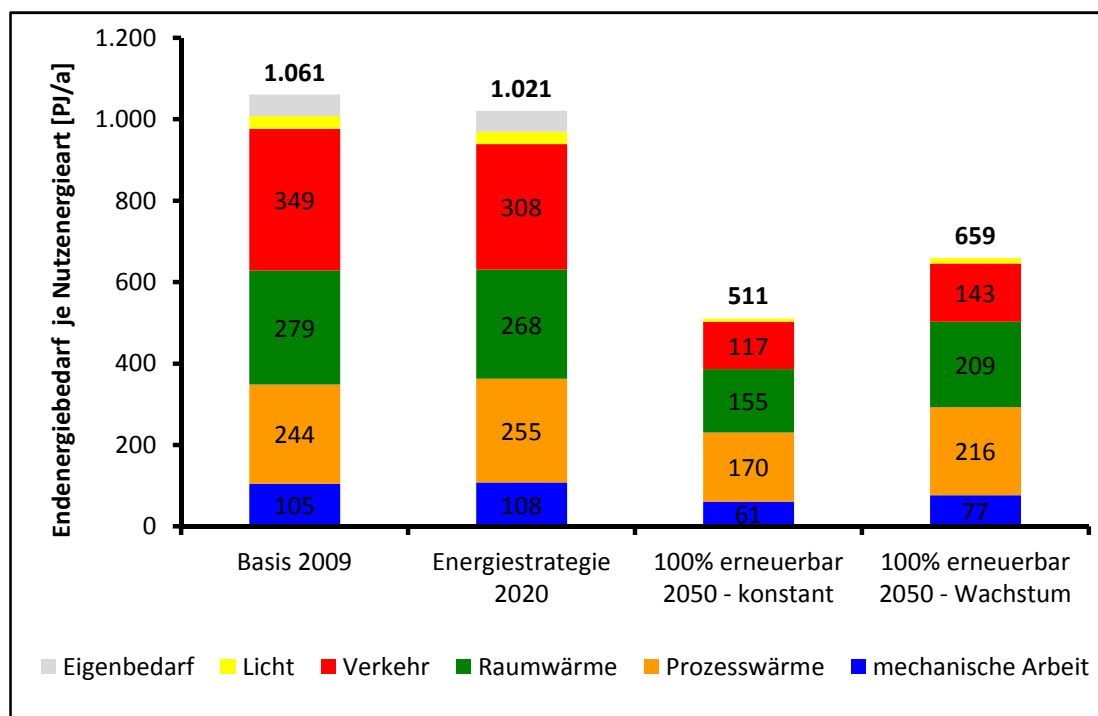


Abbildung 117: Endenergiebedarf je Nutzenergieart in den 4 Szenarien

Datenbasis: (Statistik Austria, 2011b; in Anlehnung an: Lebensministerium und bmwfj, 2010; Streicher et al., 2010)

7.4 Ergebnisse der Monatsbilanz

Im Folgenden wird auf die Ergebnisse der Monatsbilanzierung mit Hilfe des Modells „E-Store Austria“ eingegangen. Dabei wird auf das monatliche Endenergieangebot und den Endenergiebedarf sowie auf den ermittelten Speicherbedarf eingegangen.

7.4.1 Monatliches Endenergieangebot

Auf Basis der Jahresbilanzen je Endenergieträger und Nutzenergieart wurde mit den in Kapitel 7.1.2 dargestellten Primärenergieträgerangebotsverlauf das monatliche Endenergieangebot je Endenergieträger für jedes der 4 Szenarien ermittelt. Dabei wurde der Angebotsverlauf vereinfacht, so dass jeweils 3 Monate (Dezember-Februar; März-Mai; Juni-August; September-November) das gleiche Endenergieangebot aufweisen, da die Unterschiede gering sind. Im Folgenden wird auf das ermittelte Endenergieangebot für die Szenarien „Basis 2009“ ([Abbildung 118](#)) und „100% erneuerbar 2050 - konstant“ ([Abbildung 119](#)) näher eingegangen.

In [Abbildung 118](#) ist das monatliche Endenergieangebot je Endenergieträger für das Szenario „Basis 2009“ dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass sich gegenwärtig das Endenergieangebot in Summe im Energiesystem Österreich relativ gleichmäßig um etwa 87 PJ/Monat verteilt. In den Monaten März bis Mai ist von einem erhöhten Endenergieangebot mit etwa 91 PJ/Monat auszugehen. Das ist auf die erhöhte Stromproduktion aus Wasserkraft in Folge der erhöhten Wasserführung zurückzuführen (blauer Säulenanteil). Die in den Folgemonaten Juni bis August weiter steigende Stromproduktion aus Wasserkraft ist im gesamten Endenergieangebot nicht deutlich erkennbar, da das Endenergieangebot der Fernwärme an den Bedarf angepasst im Sommer niedriger ist.

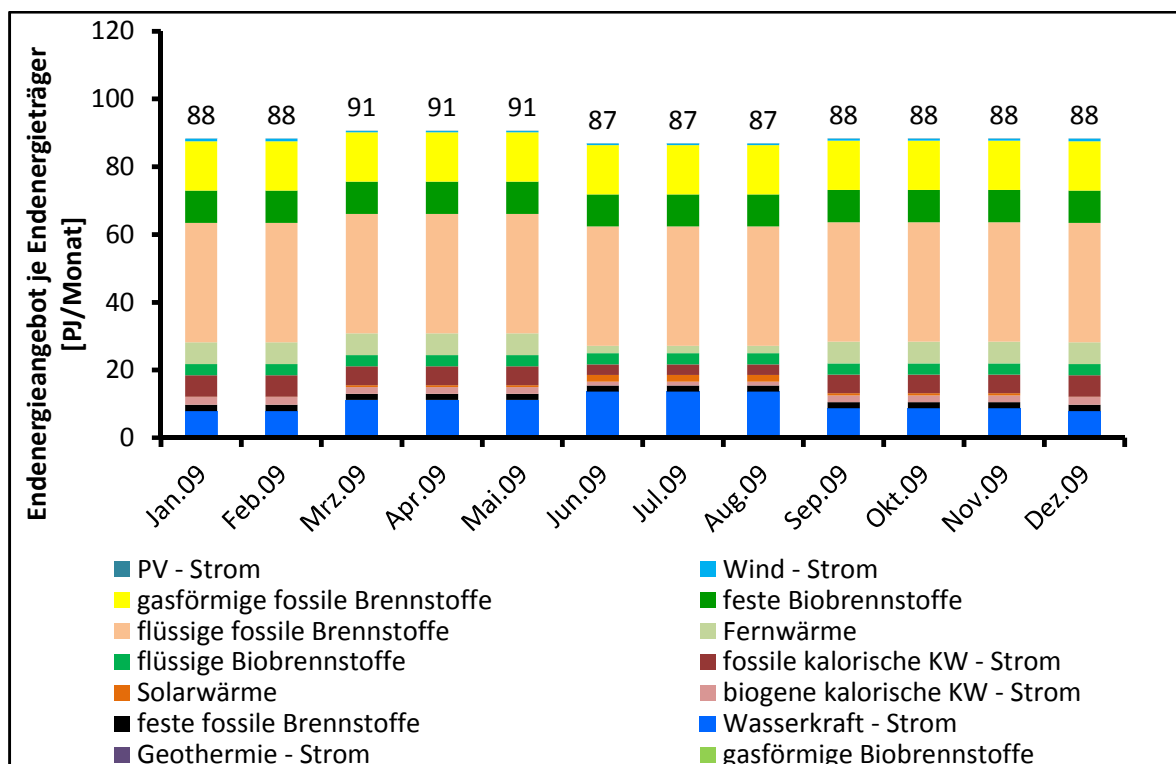


Abbildung 118: Monatliches Endenergieangebot je Endenergieträger – Szenario „Basis 2009“

Für das Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“ ist das ermittelte monatliche Endenergieangebot je Endenergieträger in [Abbildung 119](#) ersichtlich. Hier ist deutlich zu erkennen, dass zukünftig von einem erhöhten Endenergieangebot von etwa 54 PJ/Monat in

den Sommermonaten von Juni bis August auszugehen ist. Dies ist auf den erhöhten Anteil von Strom aus Photovoltaik und Wasserkraft sowie das erhöhte Endenergieangebot aus Solarwärme zurückzuführen. Für den Rest des Jahres ist in Summe von einer relativ gleichmäßigen Verteilung des Endenergieangebots auszugehen.

Es ist jedoch anzumerken, dass eine gleichmäßige Verteilung des Endenergieangebots in Summe keine Schlussfolgerungen auf den Speicherbedarf je Endenergieträger zulässt, da jeder Endenergieträger zu unterschiedlichen Anteilen zur Deckung des Endenergiebedarfs in den Nutzenergiearten beiträgt. So kann es trotz eines in Summe relativ gleichmäßigen Endenergieangebots je nach Endenergieträger zu einem Über- bzw. Unterangebot in den Monaten führen. Beispielsweise kann das erhöhte Stromangebot auf Basis von Photovoltaik im Sommer zu einem Überangebot bzw. das saisonal bedingt niedrige Stromangebot aus Photovoltaik im Winter zu einem Unterangebot führen. In solchen Fällen müsste eine ausgleichende Stromproduktion erfolgen. Diese Stromproduktion könnte z.B. durch ein erhöhtes Windangebot bzw. über kalorische Kraftwerke oder durch den Einsatz von Energiespeichern erbracht werden.

In Abbildung 121 und Abbildung 122 sind das monatliche Endenergieangebot je Endenergieträger für die Szenarien „Energiesstrategie 2020“ und „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“ dargestellt.

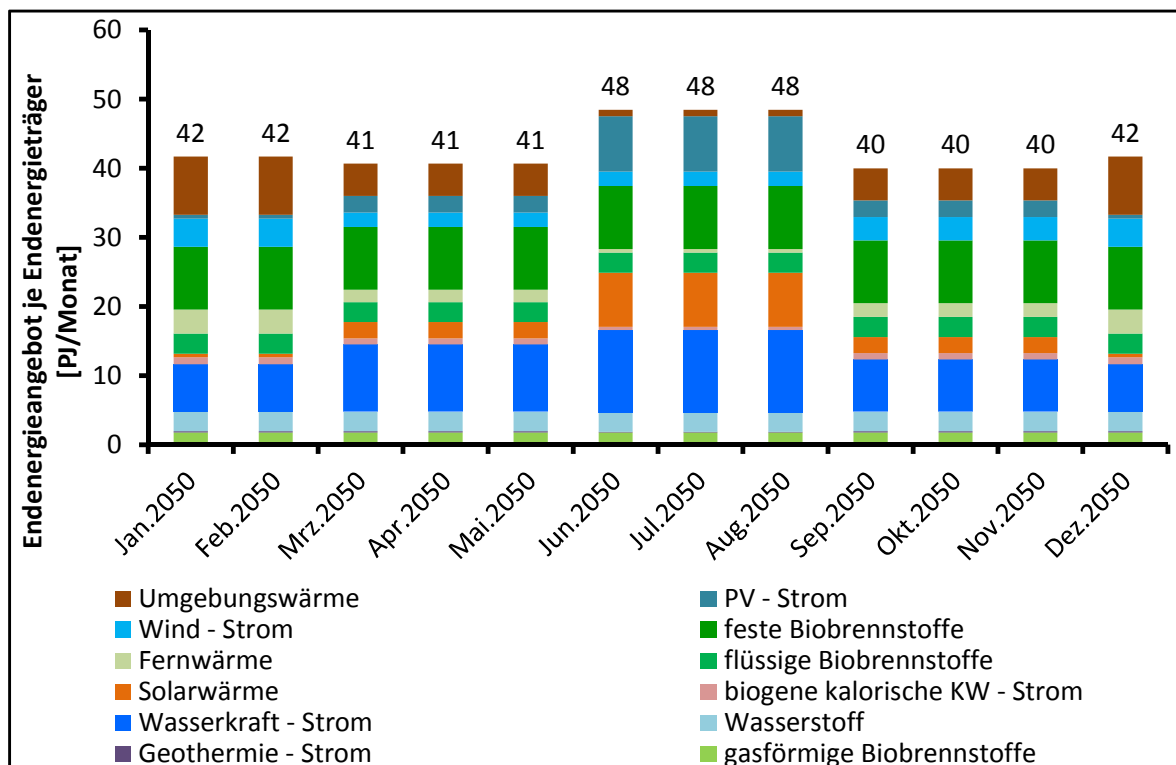


Abbildung 119: Monatliches Endenergieangebot je Endenergieträger – Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“

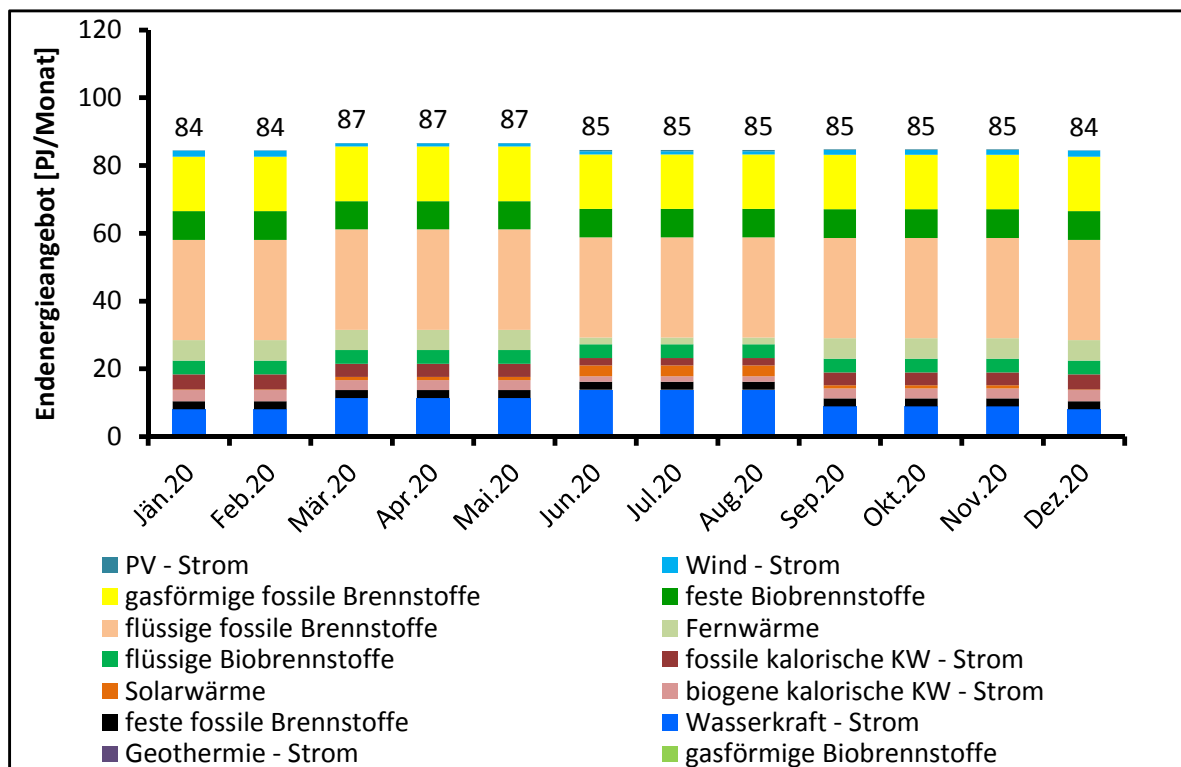


Abbildung 120: Monatliches Endenergieangebot je Endenergieträger – Szenario „Energiesstrategie 2020“

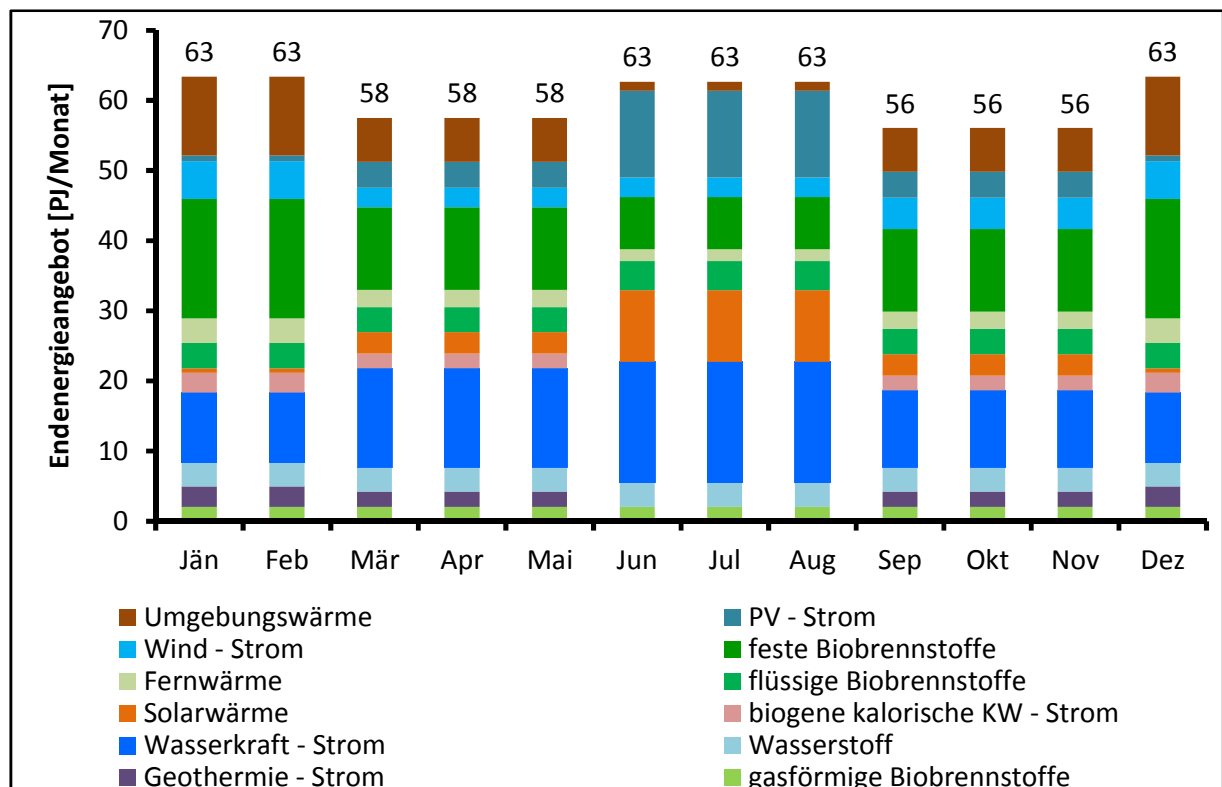


Abbildung 121: Monatliches Endenergieangebot je Endenergieträger – Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“

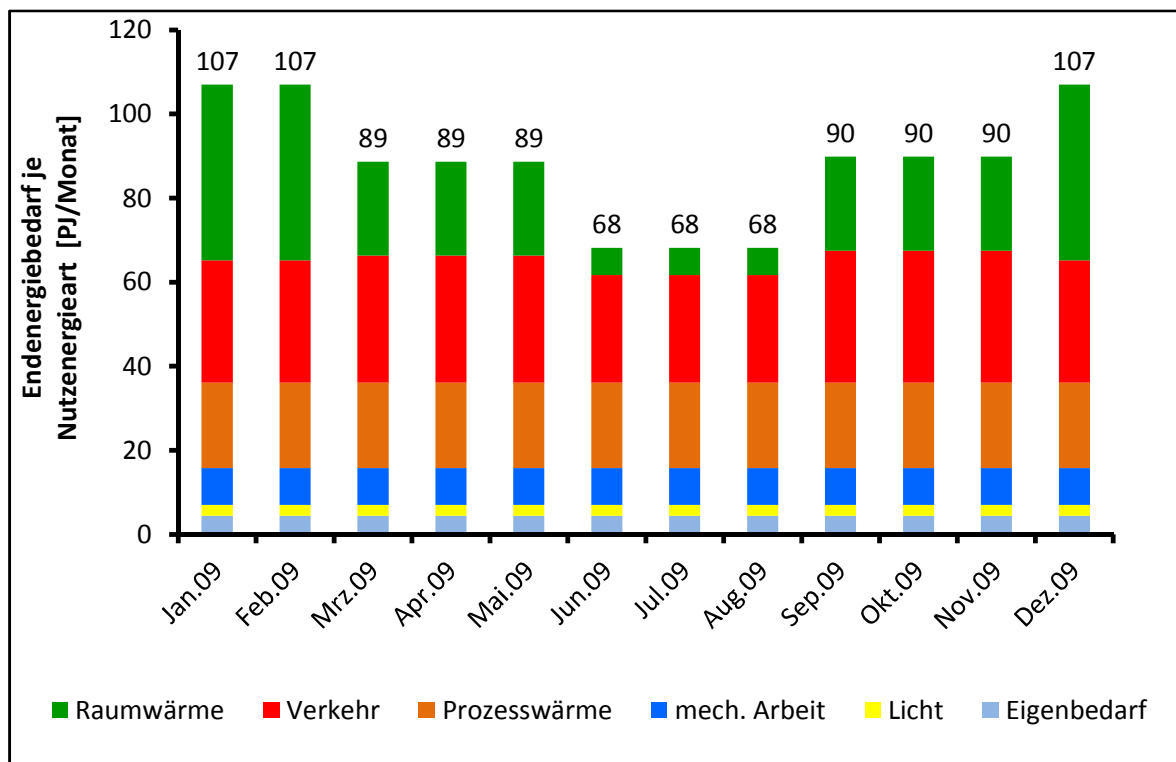
Auf Basis der ermittelten Jahresbilanz wurde auch der monatliche Endenergiebedarf je Nutzenergieart und in einem weiteren Schritt der monatliche Endenergiebedarf je

Endenergieträger ermittelt. Dies erfolgte auf Basis der in Kapitel 7.1.3 dargestellten Bedarfsverläufe der Nutzenergiearten. Dabei wurde analog zum Angebotsverlauf der Endenergie der Bedarfsverlauf der Nutzenergiearten ebenfalls vereinfacht, so dass jeweils 3 Monate einen gleich hohen Endenergiebedarf aufweisen.

Im Folgenden wird auf den ermittelten Endenergiebedarf je Nutzenergieart und Endenergieträger für die Szenarien „Basis 2009“ ([Abbildung 122](#) und [Abbildung 123](#)) und „100% erneuerbar 2050 - konstant“ ([Abbildung 124](#) und [Abbildung 125](#)) näher eingegangen.

Der monatliche Endenergiebedarf für das Szenario „Basis 2009“ in [Abbildung 122](#) erreicht in den Wintermonaten Dezember bis Februar mit etwa 107 PJ/Monat sein Maximum. In den Sommermonaten Juni bis August erreicht der Endenergiebedarf mit etwa 68 PJ/Monat sein Minimum. In den Monaten dazwischen sinkt bzw. steigt der Endenergiebedarf jeweils. Dieser monatliche Endenergiebedarf ist auf die charakteristischen Unterschiede der Nutzenergiearten zurückzuführen. So ist deutlich zu erkennen, dass die Nutzenergieart Raumwärme im Winter einen deutlich höheren Endenergiebedarf aufweist als im Sommer.

Um Aufschluss über die Zusammensetzung des monatlichen Endenergiebedarfs hinsichtlich der benötigten Endenergieträger zu erhalten, ist in [Abbildung 123](#) der monatliche Endenergiebedarf je Endenergieträger für das Szenario „Basis 2009“ dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass sich der monatliche Endenergiebedarf, der Endenergieträger die an der Deckung des Endenergiebedarfs der Nutzenergieart Raumwärme beteiligt sind (siehe Kapitel [Abbildung 112](#) bzw. z.B. gasförmige fossile Brennstoffe, feste Biobrennstoffe), analog zum Endenergiebedarfsverlauf der Raumwärme verhält. Demgegenüber verhält sich der monatliche Endenergiebedarf für die anderen Nutzenergiearten für z.B. Strom das ganze Jahr über gleichmäßig.



[Abbildung 122](#): Monatlicher Endenergiebedarf je Nutzenergieart – Szenario „Basis 2009“

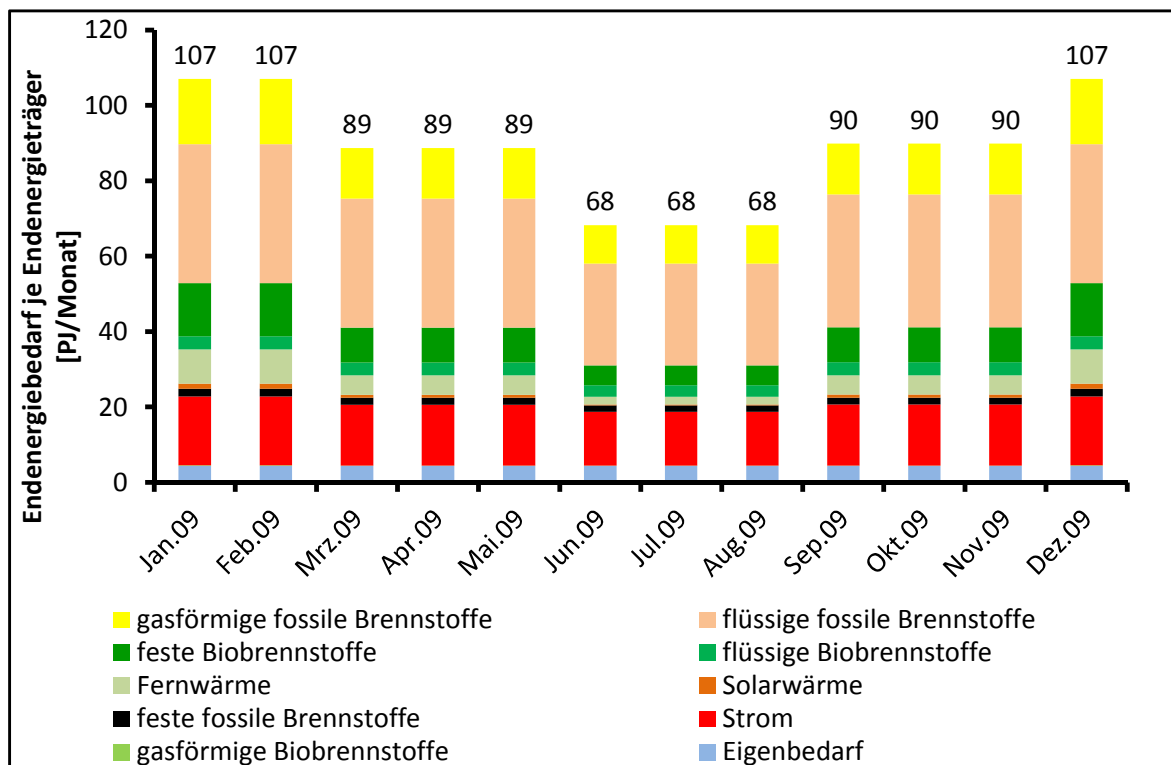


Abbildung 123: monatlicher Endenergiebedarf je Endenergieträger – Szenario „Basis 2009“

In [Abbildung 124](#) ist der monatliche Endenergiebedarf je Nutzenergieart für das Szenario „Energiesystem Österreich – 2050 konstant“ dargestellt. Hier zeigt sich ein ähnlicher monatlicher Verlauf der Nutzenergiearten wie im Szenario „Basis 2009“. Einzig der Verlauf der Nutzenergieart Verkehr ist im Sommer erhöht, da zukünftig von einem erhöhten Anteil von elektrisch betriebenen Fahrzeugen auszugehen ist und im Sommer ein erhöhtes Endenergieangebot von Strom aus Photovoltaik vorhanden sein wird. Hier bietet sich eine verstärkte Nutzung des Stroms aus Photovoltaik für die Ladung von Elektro-Fahrzeugen an.

In [Abbildung 125](#) ist der monatliche Endenergiebedarf je Endenergieträger für das „Szenario 100% erneuerbar 2050 - konstant“ dargestellt, um Aufschluss über die Zusammensetzung des Endenergiebedarfs hinsichtlich der benötigten Energieträger zu erhalten. Hier ist im Vergleich zum Szenario „Basis 2009“ zu erkennen, dass zukünftig ein erhöhter Endenergiebedarf nach Strom, Solarwärme, Umgebungswärme und biogenen Brennstoffen bestehen wird.

In [Abbildung 126](#) und [Abbildung 127](#) sind der monatliche Endenergiebedarf je Nutzenergieart und der monatliche Endenergiebedarf je Endenergieträger für das Szenario „Energiesystem Österreich – 2050 konstant“ dargestellt.

In [Abbildung 128](#) und [Abbildung 137](#) sind der monatliche Endenergiebedarf je Nutzenergieart und der monatliche Endenergiebedarf je Endenergieträger für das Szenario „Energiesystem Österreich – 2050 konstant“ dargestellt.

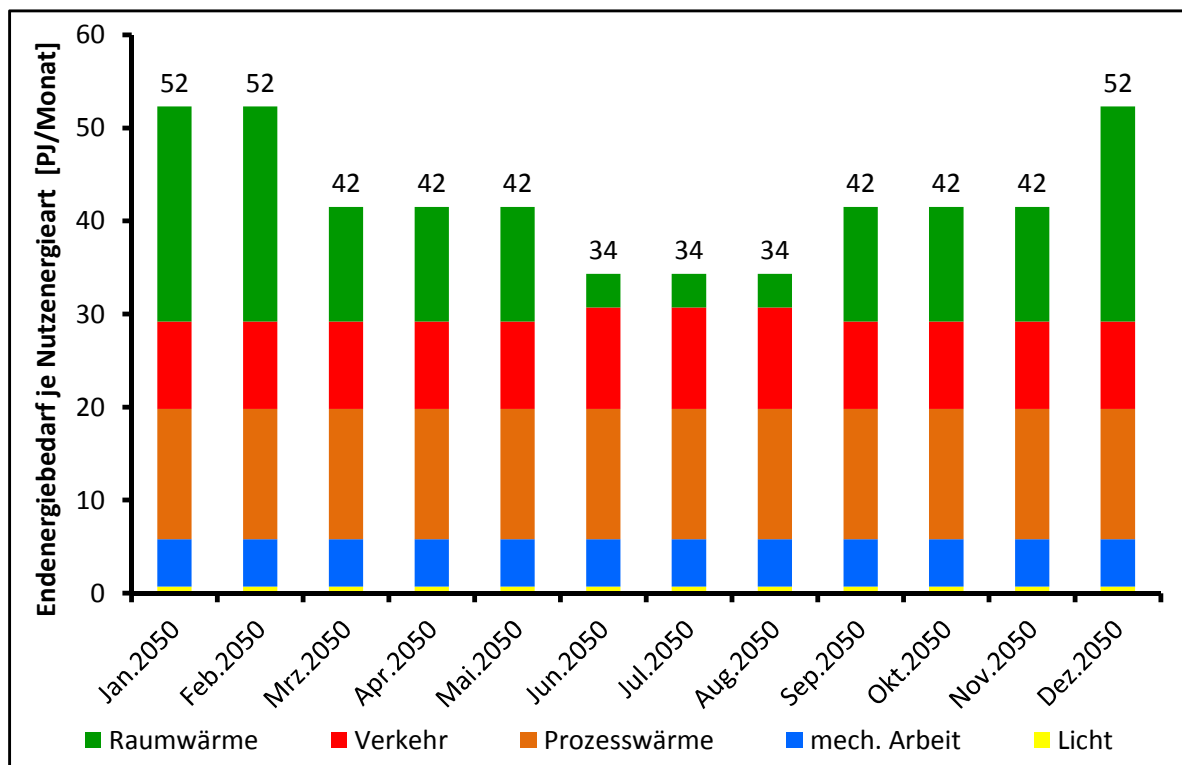


Abbildung 124: Monatlicher Endenergiebedarf je Nutzenergieart – Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“

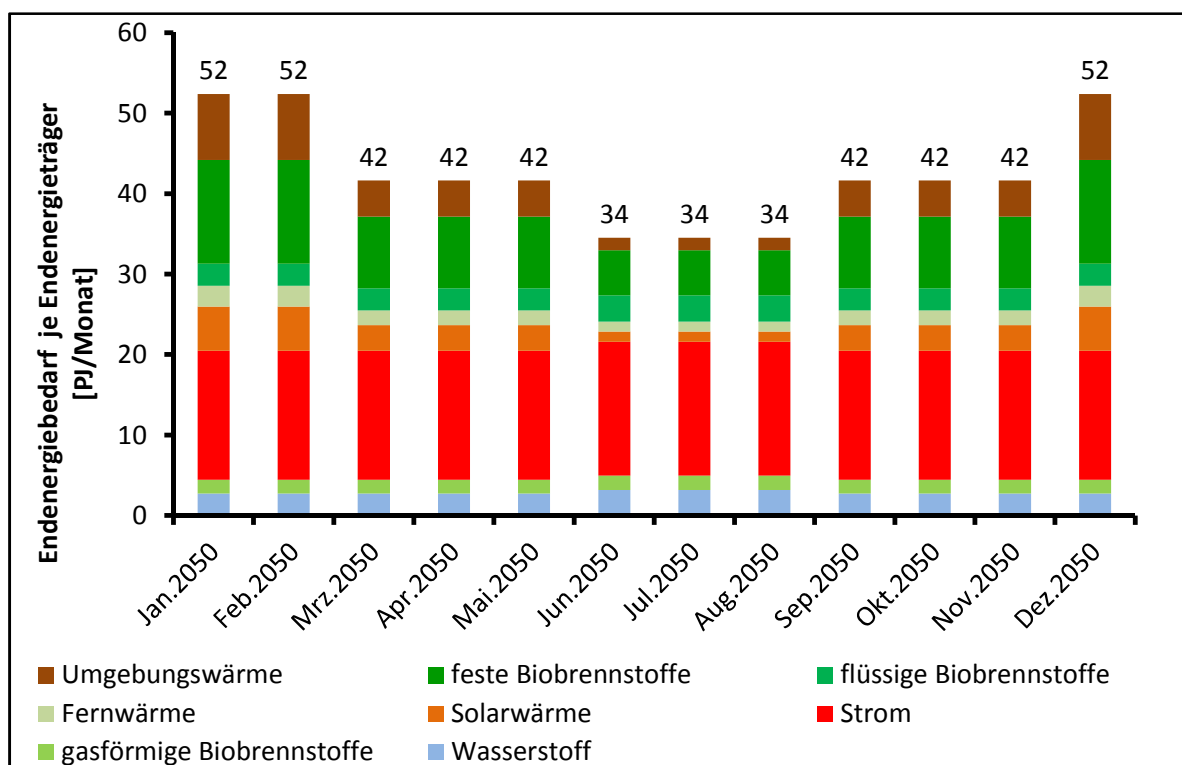


Abbildung 125: Monatlicher Endenergiebedarf je Endenergieträger – Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“

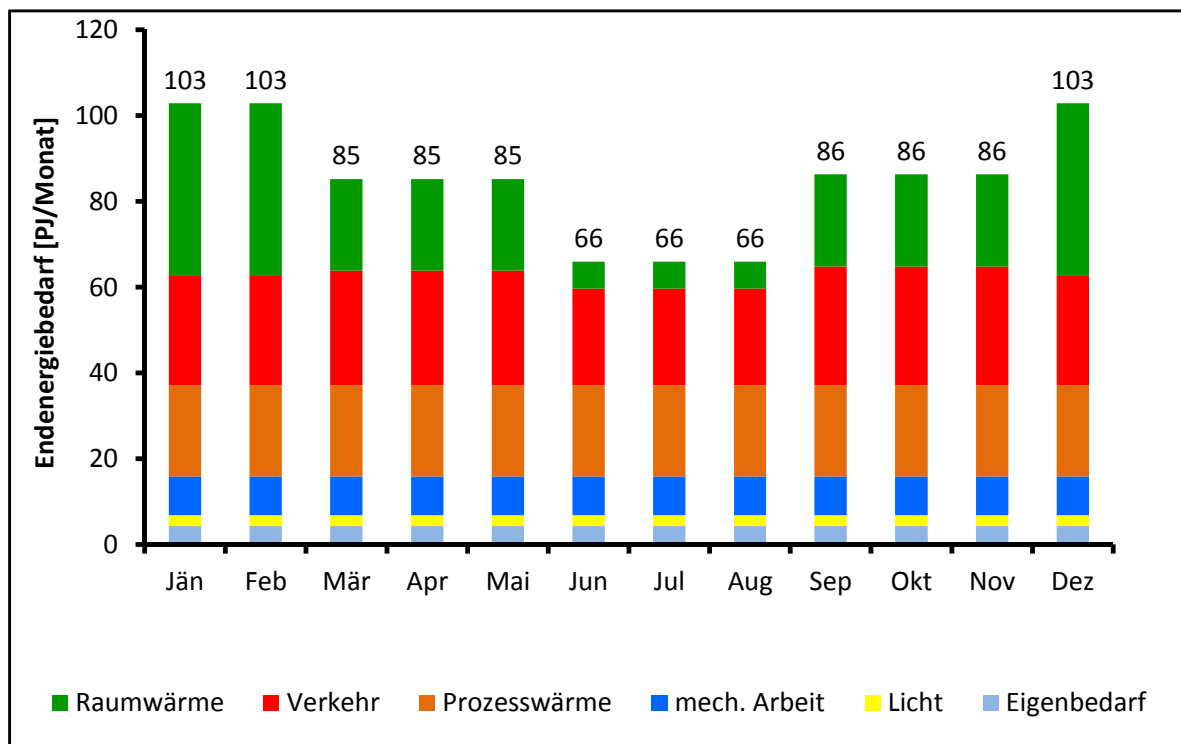


Abbildung 126: Monatlicher Endenergiebedarf je Nutzenergieart – Szenario „Energiesstrategie 2020“

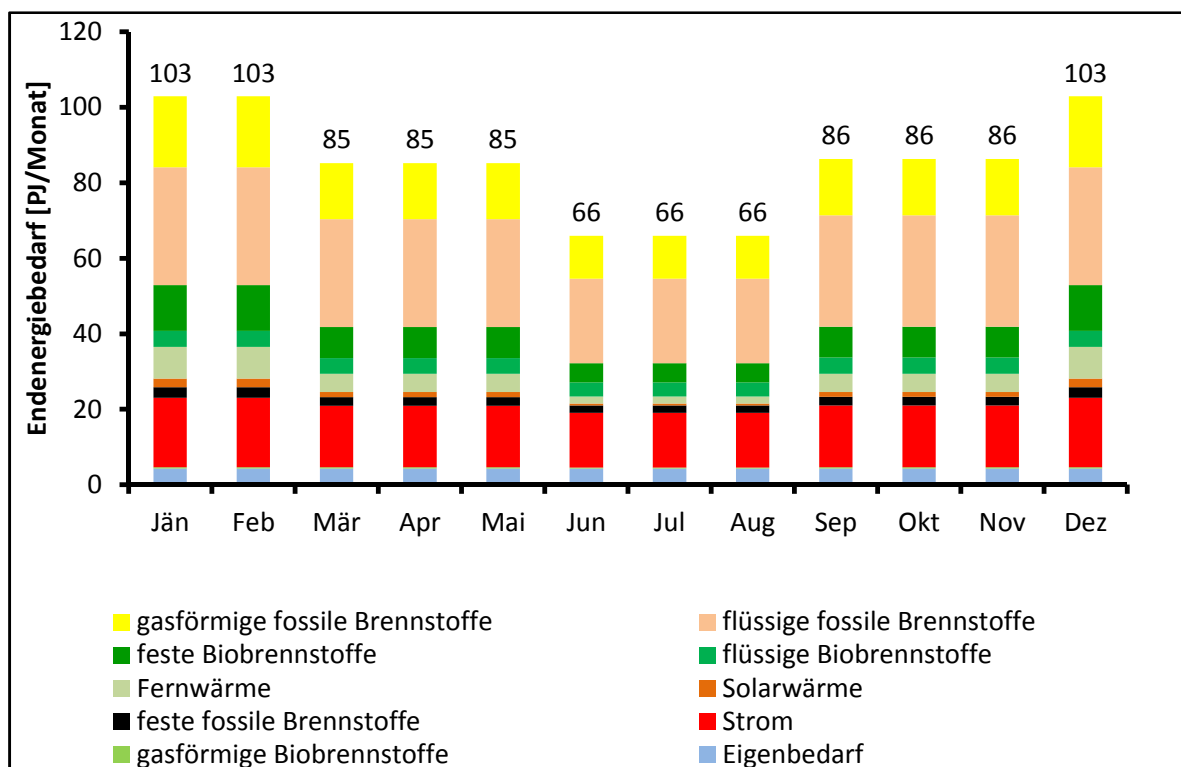


Abbildung 127: Monatlicher Endenergiebedarf je Endenergeträger – Szenario „Energiesstrategie 2020“

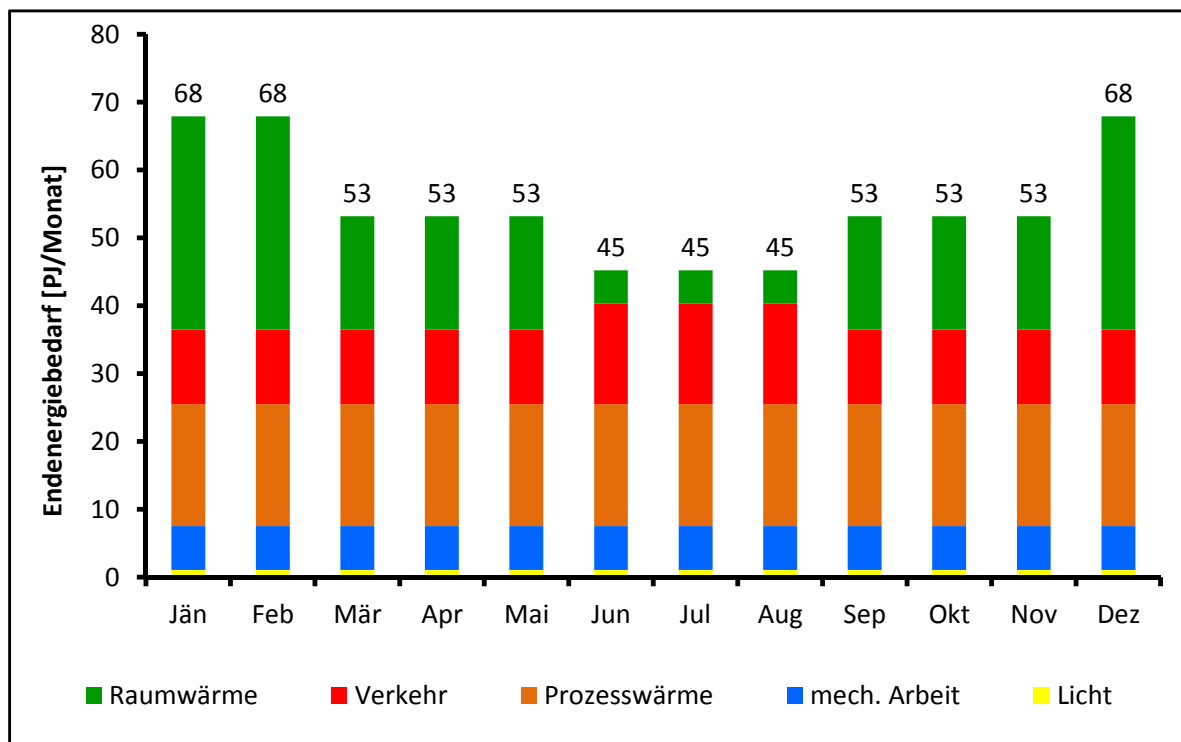


Abbildung 128: Monatlicher Endenergiebedarf je Nutzenergieart – Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“

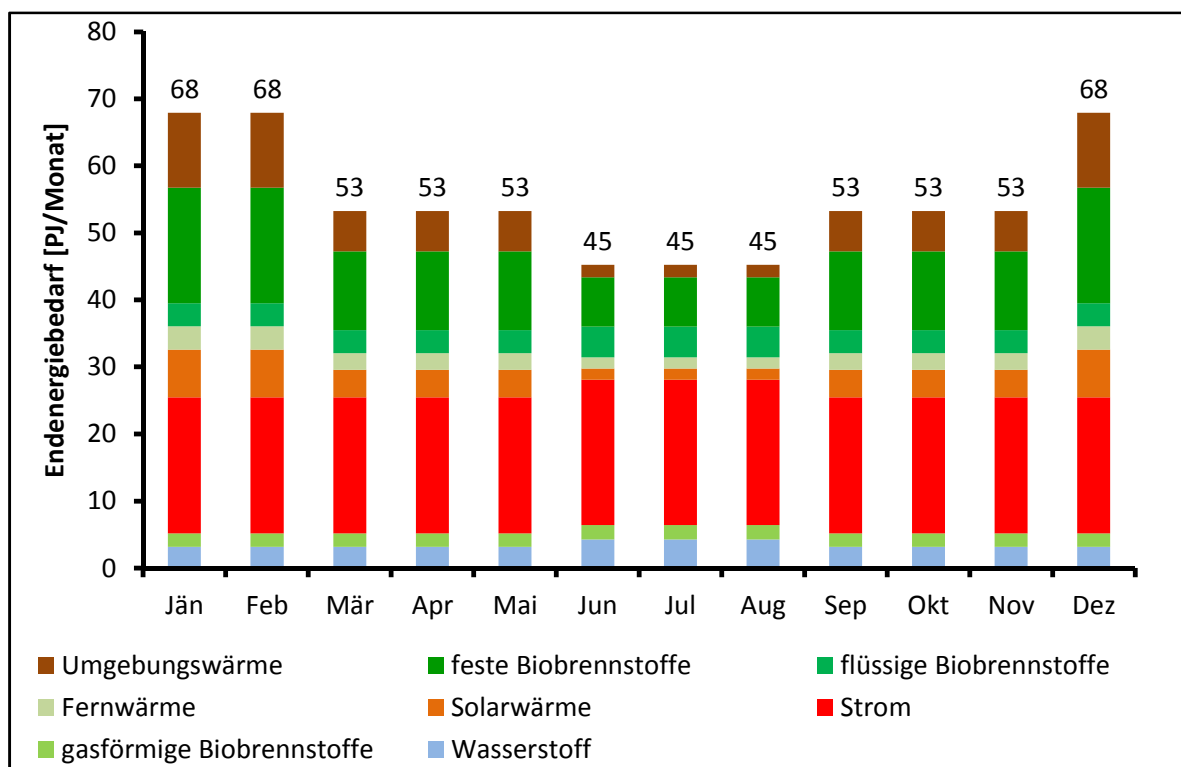


Abbildung 129: Monatlicher Endenergiebedarf je Endenergieträger – Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“

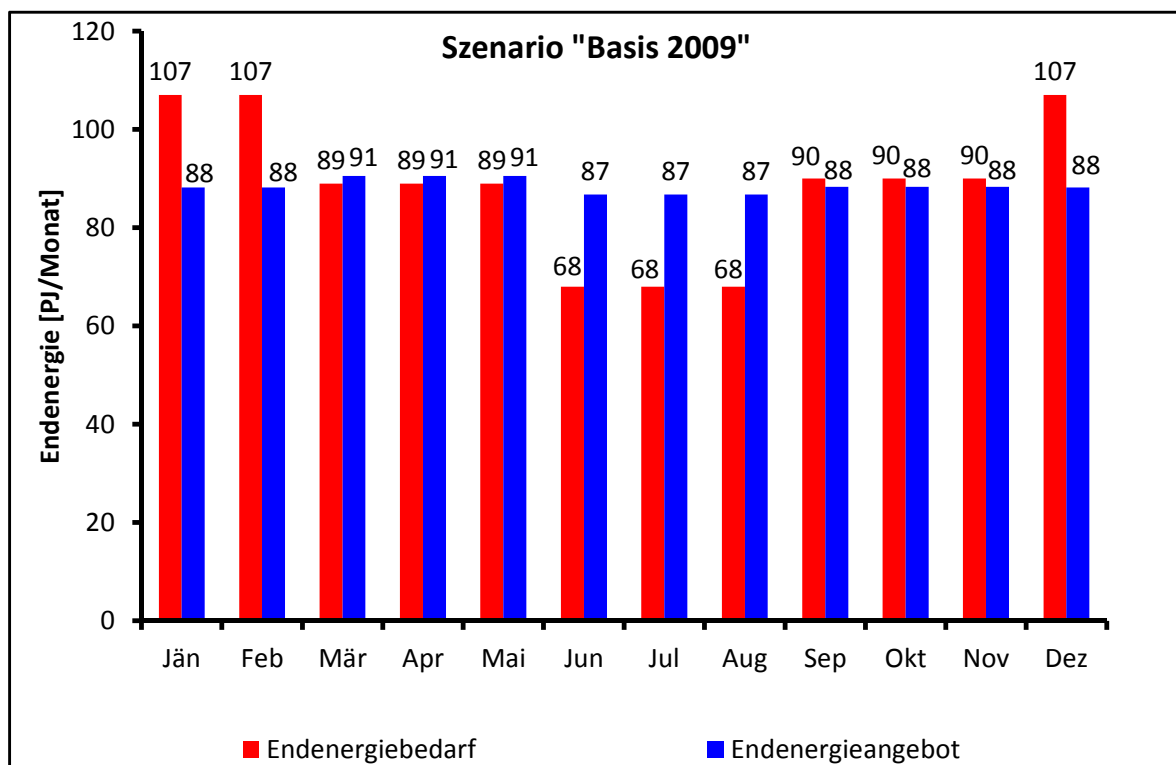
7.4.2 Saisonaler Speicherbedarf

Im Anschluss an die Ermittlung der monatlichen Verläufe des Angebots- und Bedarfs der Endenergieträger in den Szenarien wurde das monatliche Endenergieangebot dem monatlichen Endenergiebedarf gegenübergestellt. In [Abbildung 130](#) und [Abbildung 131](#) sind jeweils die Summen des Angebots- und Bedarfsverlaufs von Endenergieangebot und Endenergiebedarf gegenübergestellt.

In [Abbildung 130](#) ist deutlich zu erkennen, dass das Endenergieangebot im Sommer den Endenergiebedarf übersteigt. Jeweils in den Übergangsmonaten März bis Mai bzw. September bis November beginnt eine Umkehr dieser Situation und der Endenergiebedarf übersteigt das Endenergieangebot. So steht in Sommermonaten einem Endenergiebedarf von etwa 68 PJ/Monat ein Endenergieangebot von etwa 87 PJ/Monat gegenüber. In den Wintermonaten steht einem Endenergiebedarf von etwa 107 PJ/Monat ein Endenergieangebot von etwa 88 PJ/Monat gegenüber.

Im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“ ([Abbildung 131](#)) treten diese saisonalen Gegensätze verstärkt auf. So steht in den Sommermonaten einem Endenergiebedarf von etwa 34 PJ/Monat ein Endenergieangebot von etwa 48 PJ/Monat gegenüber. In den Wintermonaten steht einem Endenergiebedarf von etwa 52 PJ/Monat ein Endenergieangebot von etwa 42 PJ/Monat gegenüber.

[Abbildung 132](#) und [Abbildung 133](#) zeigen die Summen des Angebots- und Bedarfsverlaufs von Endenergieangebot und Endenergiebedarf für die Szenarien „Energiesstrategie 2020“ und „100% erneuerbar 2050 – Wachstum“.



[Abbildung 130](#): Gegenüberstellung Angebotsverlauf – Endenergie und Bedarfsverlauf – Endenergie „Basis 2009“

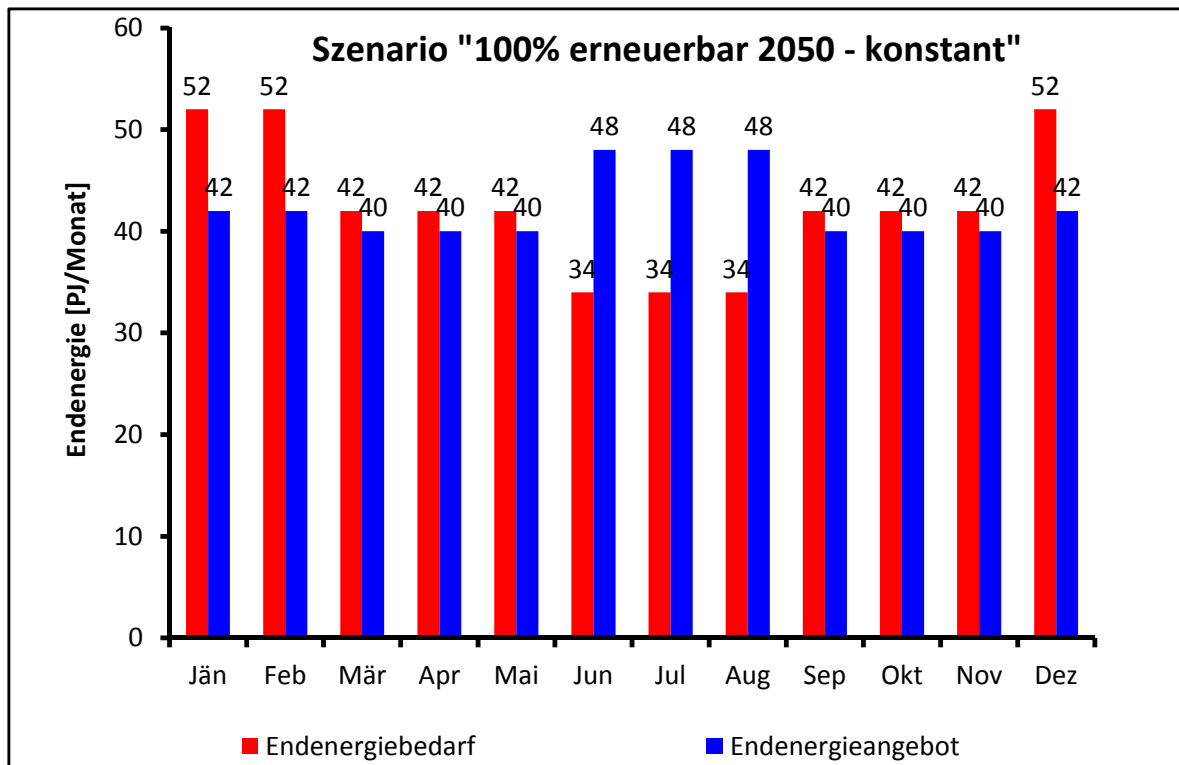


Abbildung 131: Gegenüberstellung Angebotsverlauf – Endenergie und Bedarfsverlauf – Endenergie „100% erneuerbar 2050 - konstant“

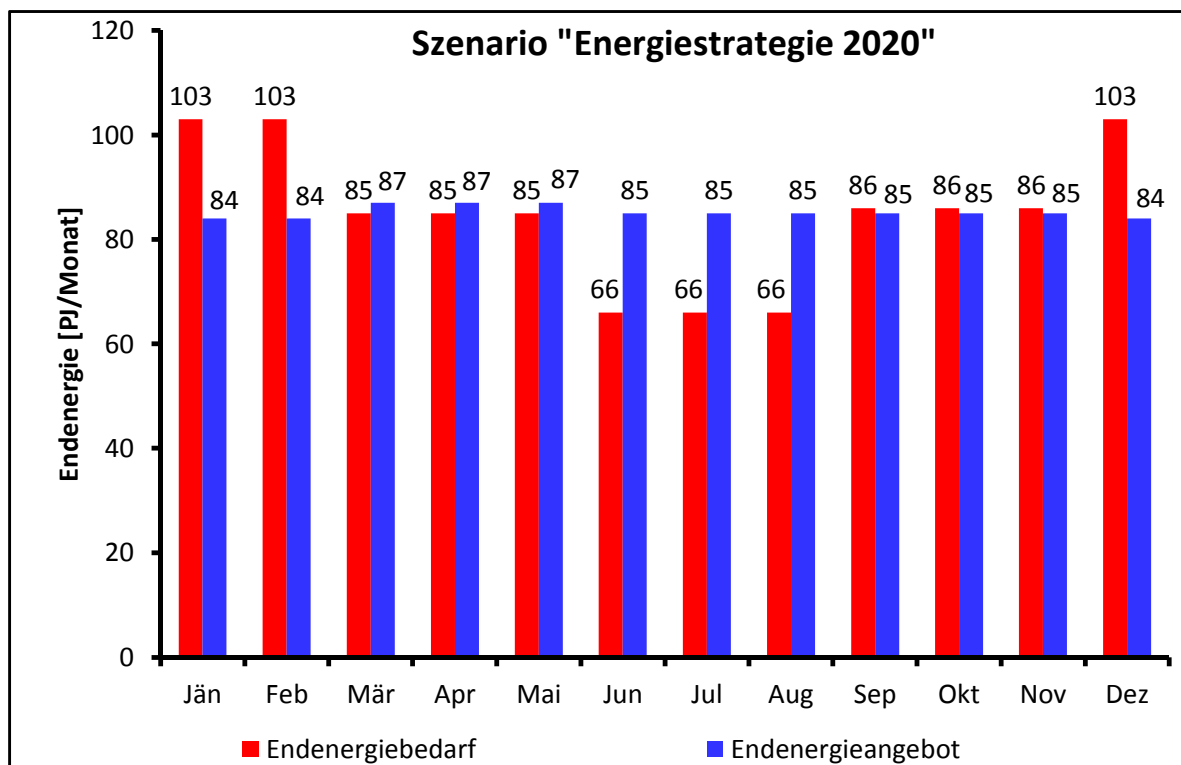


Abbildung 132: Gegenüberstellung Angebotsverlauf – Endenergie und Bedarfsverlauf – Endenergie „Energiestrategie 2020“

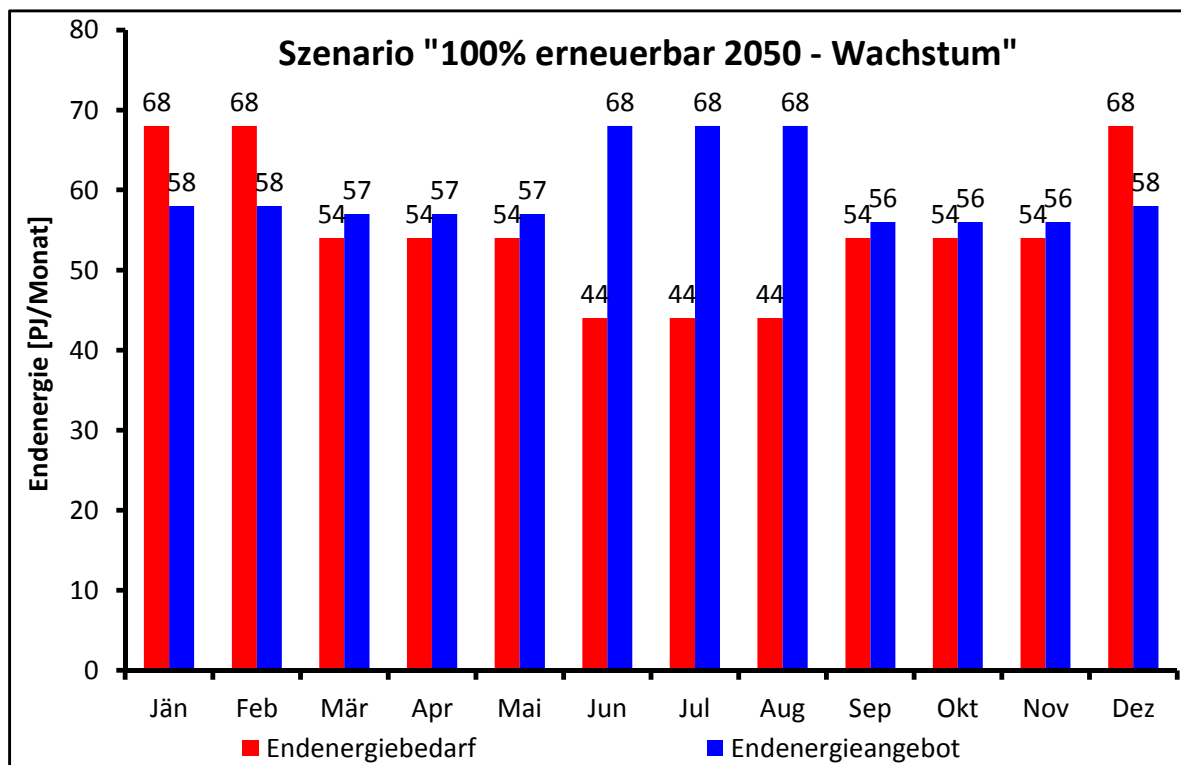


Abbildung 133: Gegenüberstellung Angebotsverlauf – Endenergie und Bedarfsverlauf – Endenergie „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“

7.4.2.1 Speicherbedarf nach Endenergieträgern

Mit der Monatsbilanz des monatlichen Endenergieangebots und Endenergiebedarfs ist es möglich den Speicherbedarf je Endenergieträger und den Speicherbedarf je Endenergieträger und Nutzenergieart in den 4 Szenarien zu ermitteln. Abbildung 134 zeigt den ermittelten Speicherbedarf je Endenergieträger in den 4 Szenarien. Der hier dargestellte Speicherbedarf stellt den maximal erforderlichen Speicherbedarf je Endenergieträger innerhalb des Jahres in den 4 Szenarien ohne etwaige Speicherverluste dar.

Es ist anzumerken, dass bei der Ermittlung des Speicherbedarfs für das Szenario „Basis 2009“ keine bereits gespeicherten Energiemengen bzw. gesetzlich verpflichtende Energiespeichermengen (z.B. Pflichtnotstandsreserven, Erdgasspeicher) berücksichtigt wurden.

In Abbildung 134 ist dargestellt, dass der Speicherbedarf im Szenario „Basis 2009“ etwa 70 PJ/a beträgt. Der Großteil des Speicherbedarfs entfällt dabei auf die flüssigen fossilen Brennstoffe mit etwa 20 PJ/a und die gasförmigen fossilen Brennstoffe mit etwa 12 PJ/a. Der Speicherbedarf der biogenen Brennstoffe beträgt etwa 15 PJ/a und der Speicherbedarf für Strom etwa 8 PJ/a. Aus den Ergebnissen der 3 anderen Szenarien geht deutlich hervor, dass der Speicherbedarf der fossilen Endenergieträger unter den getätigten Annahmen bis zum Jahr 2050 nicht mehr gegeben ist.

Demgegenüber steht ein starker Anstieg des Speicherbedarfs für Solarwärme und Strom (auf Basis erneuerbarer Primärenergieträger). Dieser Umstand ist auf die steigende Nutzung dieser Endenergieträger und den „fluktuierenden Charakter“ dieser Endenergieträger zurückzuführen. So steigt der Speicherbedarf für Solarwärme von etwa 5 PJ/a im Szenario „Basis 2009“ auf 20 PJ/a im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“ bzw. auf etwa 26 PJ/a im Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“ an. Der Speicherbedarf für Strom steigt von etwa 8 PJ/a im Szenario „Basis 2009“ auf etwa 18 PJ/a im Szenario „100%

erneuerbar 2050 - konstant“ bzw. auf etwa 20 PJ/a im Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“ an. Hier ist anzumerken, dass der zukünftige Speicherbedarf von etwa 18 bzw. 20 PJ/a in den Szenarien „100% erneuerbar – 2050 konstant und Wachstum“ bezogen auf den jeweiligen Strombedarf (194 bzw. 248 PJ/a) in den Szenarien etwa 9 bzw. 8 % entspricht.

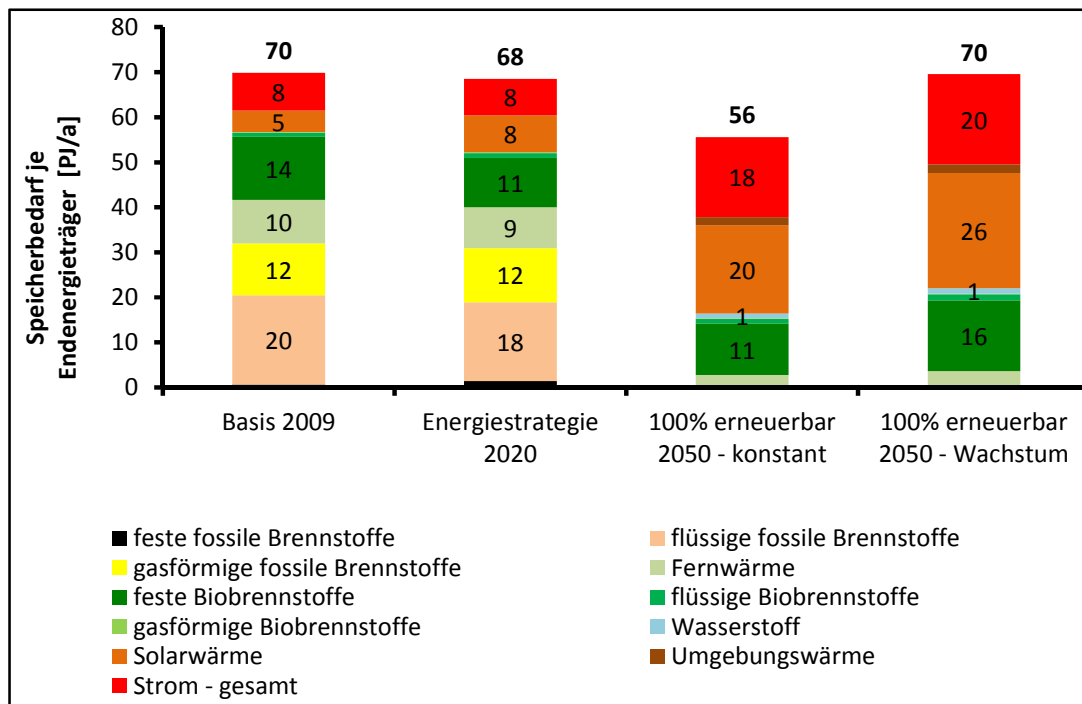


Abbildung 134: Speicherbedarf je Endenergieträger in den 4 Szenarien ohne Speicherverluste

7.4.2.2 Saisonale Energiespeicher

In einem weiteren Schritt wurde auf Basis des ermittelten Speicherbedarfs in den 4 Szenarien vereinfacht versucht, den tatsächlichen Einsatz von Energiespeichertechnologien zur Deckung des jeweiligen Speicherbedarfs darzustellen und die Speicherverluste der Energiespeicherung abzubilden. Diese Speicherverluste müssen beim Einsatz von Energiespeichern durch ein erhöhtes Primärenergieangebot gedeckt werden (Abbildung 108). Es wurde für jeden Endenergieträger der Speicherbedarf einer entsprechenden Energiespeichertechnologie mit unterschiedlichen Nutzungsgraden analysiert:

1. Für den ermittelten Stromspeicherbedarf wurde der Einsatz von Pumpspeicherkraftwerken mit einem Nutzungsgrad von etwa 80 % hinterlegt
2. Für die Speicherung der fossilen bzw. biogenen Brennstoffe wurde ein Speichernutzungsgrad (Abbauprozesse von Brennstoffen, Gasschwund) von 99 bzw. 95 % angenommen
3. Für den ermittelten Speicherbedarf für Solarwärme wurde der Einsatz von thermischen Energiespeichern mit einem durchschnittlichen Nutzungsgrad von 80 % angenommen

In Abbildung 135 ist der Speicherbedarf je Endenergieträger in den 4 Szenarien mit den errechneten Speicherverlusten dargestellt. In Summe betragen die Speicherverluste im Szenario „Basis 2009“ etwa 6 PJ/a und steigen auf etwa 7 PJ/a im Szenario

„Energiesstrategie 2020“ bzw. auf etwa 10 PJ/a im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“ und etwa 15 PJ/a im Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“.

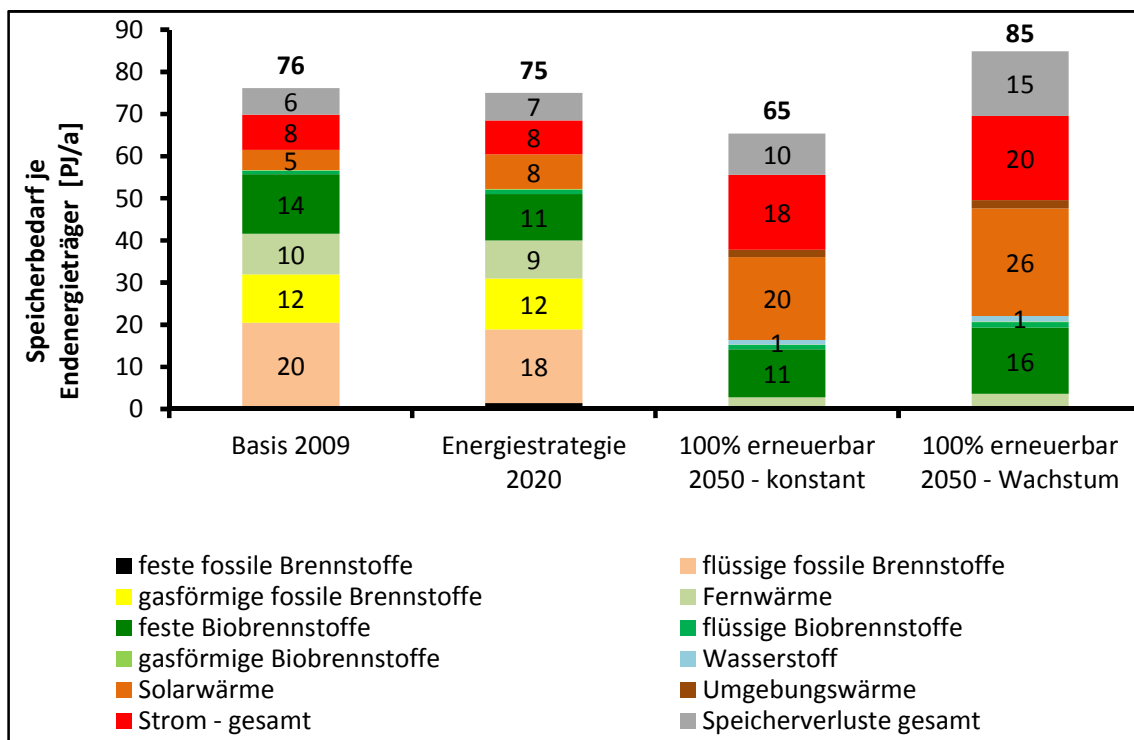


Abbildung 135: Speicherbedarf je Endenergieträger in den 4 Szenarien inkl. Speicherverluste

Um die Größenordnung des ermittelten Strom-Speicherbedarfs für die 4 Szenarien zu ermitteln, wurde das derzeit verfügbare Speichervolumen der Stauseen in Österreich erhoben. Das derzeit verfügbare Speichervolumen aller in Österreich vorhandenen Stauseen beläuft sich auf etwa 2,1 Milliarden m³ (Wikipedia, 2011). Hier ist anzumerken, dass das erhobene Speichervolumen für Speicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss und für Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss genutzt wird. Das heißt dieses Speichervolumen steht derzeit nicht gänzlich für die Pumpspeicherung von Strom zur Verfügung.

Um das zukünftig erforderliche Speichervolumen zur Deckung des ermittelten Strom-Speicherbedarfs zu ermitteln, wurde der ermittelte Speicherbedarf der 4 Szenarien und eine mittlere Fallhöhe von 600 m herangezogen. Mit Hilfe der nachfolgenden Formel 18 (Giesecke et al., 2005) konnte das erforderliche Speichervolumen je Szenario errechnet werden:

$$E_p = \frac{1}{3,6 \cdot 10^6} \cdot g \cdot \rho_w \cdot V \cdot h_0 \quad \text{Formel 18}$$

Quelle: (Giesecke et al., 2005)

E_p	potentielle	Energie	[kg	m ² /s ²
g	Erdbeschleunigung			[m/s ²
ρ_w	Dichte	des	Wassers	[kg/m ³
h_0	Wasserspiegelhöhe	über	Bezugshorizont	[m]
V	Speichervolumen			[m ³

Abbildung 136 zeigt die Gegenüberstellung des im Jahr 2009 installierten Speichervolumens zu den maximal erforderlichen Speichervolumina für die 4 Szenarien. Das maximal erforderliche Speichervolumen für die Szenarien „Basis 2009“ und „Energiesstrategie

2020“ beträgt etwa 1,3 Milliarden m³. In den Szenarien „100% erneuerbar 2050 - konstant“ und „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“ beträgt das maximal erforderliche Speichervolumen etwa 3,0 bzw. 3,4 Milliarden m³.

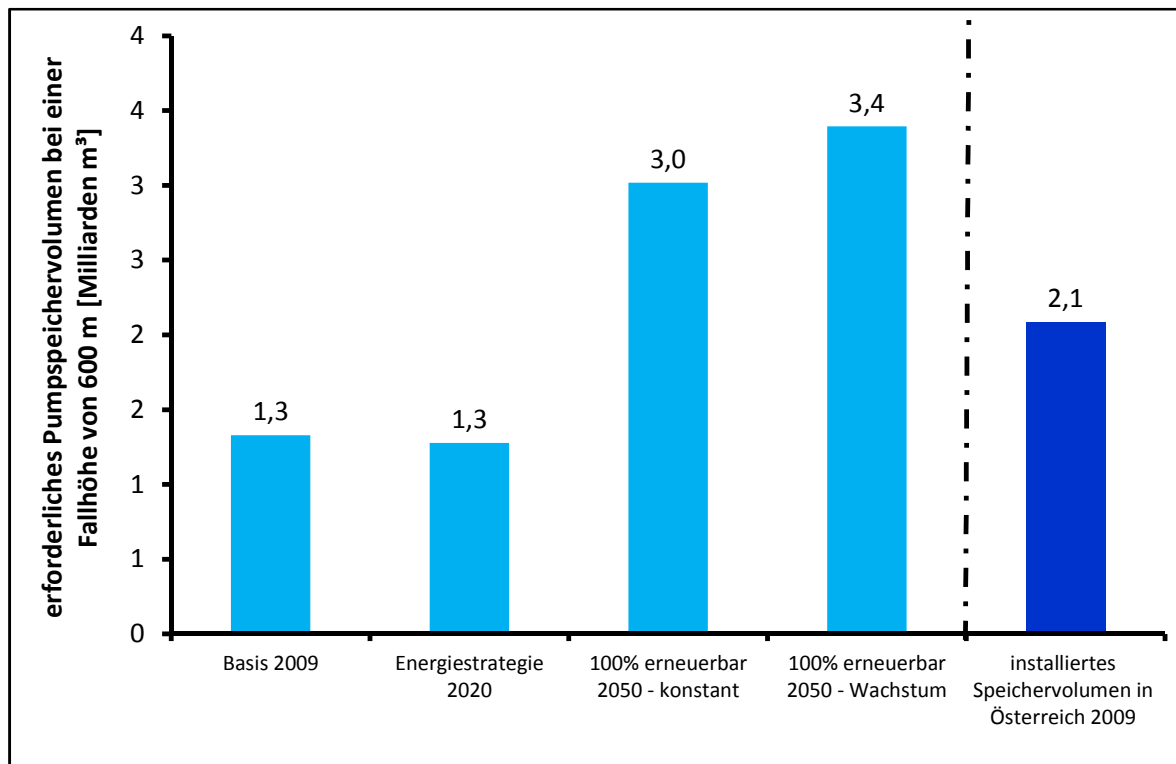


Abbildung 136: Gegenüberstellung installiertes Speichervolumen in Österreich 2009 und errechnetes maximal erforderliches Pumpspeichervolumen zur Deckung des Strom-Speicherbedarfs in den 4 Szenarien

Datenbasis: (eigene Berechnungen; Wikipedia, 2011)

Im Jahr 2008 war in Österreich eine Pumpspeicherturbinenleistung von etwa 3,6 GW installiert (Tretter et al., 2010). Davon entfallen etwa 1,7 GW auf die österreichische Regelzone der Austrian Power Grid (APG) und etwa 1,5 GW auf die deutsche Regelzone der EnBW. Bis zum Jahr 2015 wird in der österreichischen Regelzone die Pumpspeicherturbinenleistung um etwa 1,4 GW erhöht auf etwa 3,1 GW (Pirker, 2010). Bis zum Jahr 2020 soll die Pumpspeicherturbinenleistung in der österreichischen Regelzone (vor allem in Kärnten, Salzburg und Tirol) um bis zu 5 GW auf in Summe etwa 6,7 GW gesteigert werden. In dieser Leistungssteigerung sind jedoch die in anderen Bundesländern geplanten Zubauten noch nicht enthalten. Alleine in Oberösterreich wird ein Zubau von etwa 1 GW Pumpspeicherturbinenleistung erwartet (Tretter et al., 2010).

7.4.2.3 Speicherbedarf je Nutzenergieart

Neben dem Speicherbedarf je Endenergieträger wurde in den 4 Szenarien auch der Speicherbedarf je Endenergieträger bezogen auf die Nutzenergieart ermittelt.

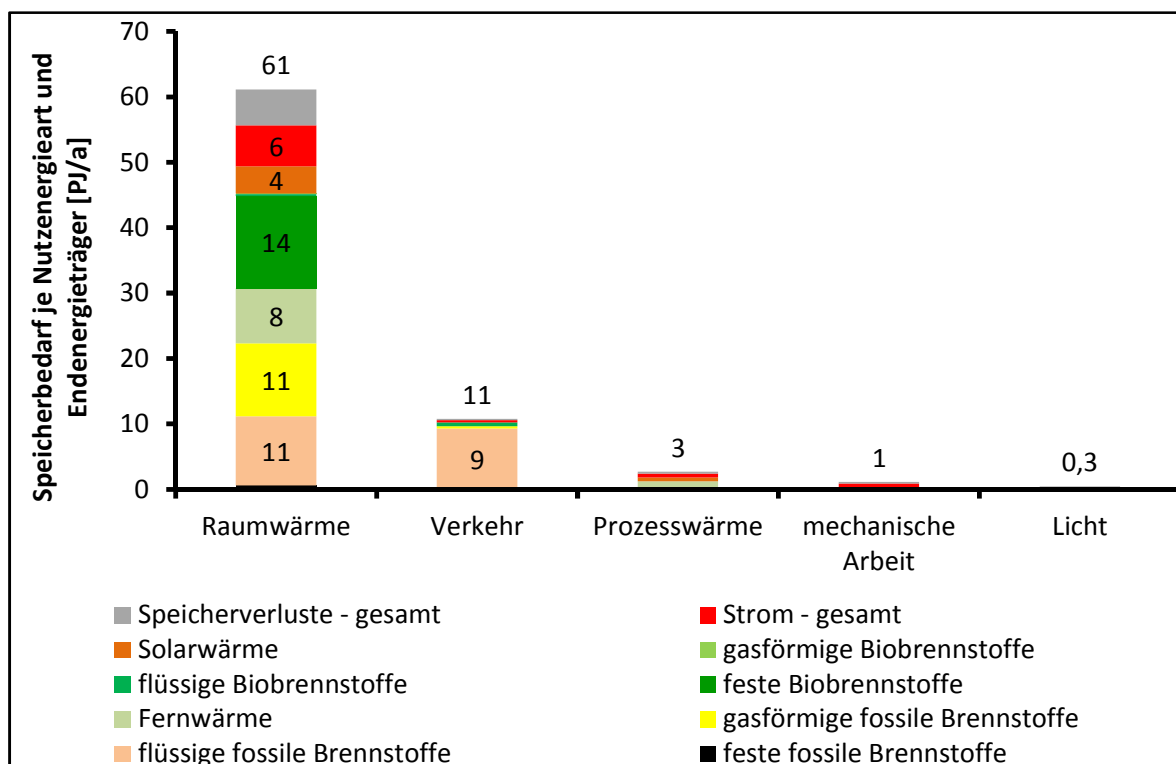
Im Folgenden wird auf den ermittelten Speicherbedarf in den Nutzenergiearten je Endenergieträger für die Szenarien „Basis 2009“ ([Abbildung 137](#)) und „100% erneuerbar 2050 - konstant“ ([Abbildung 138](#)) näher eingegangen.

[Abbildung 137](#) zeigt den Speicherbedarf inklusive Speicherverluste je Nutzenergieart und Endenergieträger für das Szenario „Basis 2009“. Es ist zu erkennen, dass mit einem Speicherbedarf von etwa 61 PJ/a etwa 80 % des gesamten jährlichen Speicherbedarfs auf

die Nutzenergieart Raumwärme entfällt. Der verbleibende Speicherbedarf verteilt sich zu etwa 14 % auf Verkehr und zu etwa 6 % auf die verbleibenden Nutzenergiearten. Des Weiteren ist zu erkennen, dass sich der Speicherbedarf der Nutzenergieart Raumwärme zum überwiegenden Teil aus fossilen Brennstoffen mit etwa 22 PJ/a und zu etwa 14 PJ/a aus Biobrennstoffe sowie etwa 8 PJ/a aus Fernwärme zusammensetzt. Der Speicherbedarf für Solarwärme beträgt etwa 4 PJ/a und der Speicherbedarf für Strom etwa 6 PJ/a. Für die Nutzenergieart Verkehr beträgt der Speicherbedarf etwa 11 PJ/a, wobei 9 PJ/a auf flüssige fossile Brennstoffe entfallen. In den Nutzenergiearten Prozesswärme und mechanische Arbeit beträgt der Speicherbedarf etwa 3 bzw. etwa 1 PJ/a. Für die Nutzenergieart Licht ist der Speicherbedarf mit etwa 0,3 PJ/a vernachlässigbar.

Der Speicherbedarf inklusive Speicherverluste je Nutzenergieart und Endenergieträger für das Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“ ist in [Abbildung 138](#) ersichtlich. Deutlich zu erkennen ist der Speicherbedarf von etwa 35 PJ/a für die Nutzenergieart Raumwärme. Dieser entspricht etwa 54 % des gesamten Speicherbedarfs über alle Nutzenergiearten. Auf die weiteren Nutzenergiearten aufgeteilt entfallen etwa 10 % auf Verkehr, etwa 23 % auf Prozesswärme und etwa 13% auf die verbleibenden Nutzenergiearten. Dies zeigt, dass sich der saisonale Speicherbedarf zukünftig im Bereich der Nutzenergieart Raumwärme absolut gesehen gegenüber der Gegenwart verringern wird. Der Speicherbedarf setzt sich mit etwa 18 PJ/a zum überwiegenden Teil aus Solarwärme und Biobrennstoffen zusammen. Im Bereich der Nutzenergieart Verkehr beträgt der Speicherbedarf etwa 7 PJ/a und setzt sich zum Großteil aus Strom und Wasserstoff zusammen, da der zukünftige Verkehr zum überwiegenden Teil auf Basis von Elektro-Fahrzeugen und Wasserstoff-Fahrzeugen zusammensetzt. Im Bereich der Nutzenergieart Prozesswärme beträgt der Speicherbedarf etwa 15 PJ/a und setzt sich zu etwa 8 PJ/a aus Strom, zu etwa 3 PJ/a aus Fernwärme und zu etwa 2 PJ/a aus Solarwärme zusammen.

Der Speicherbedarf inklusive Speicherverluste je Nutzenergieart und Endenergieträger für die Szenarien „Energiesstrategie 2020“ und „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“ ist in [Abbildung 139](#) und [Abbildung 140](#) ersichtlich.



[Abbildung 137](#): Speicherbedarf je Nutzenergieart und Endenergieträger im Szenario „Basis 2009“

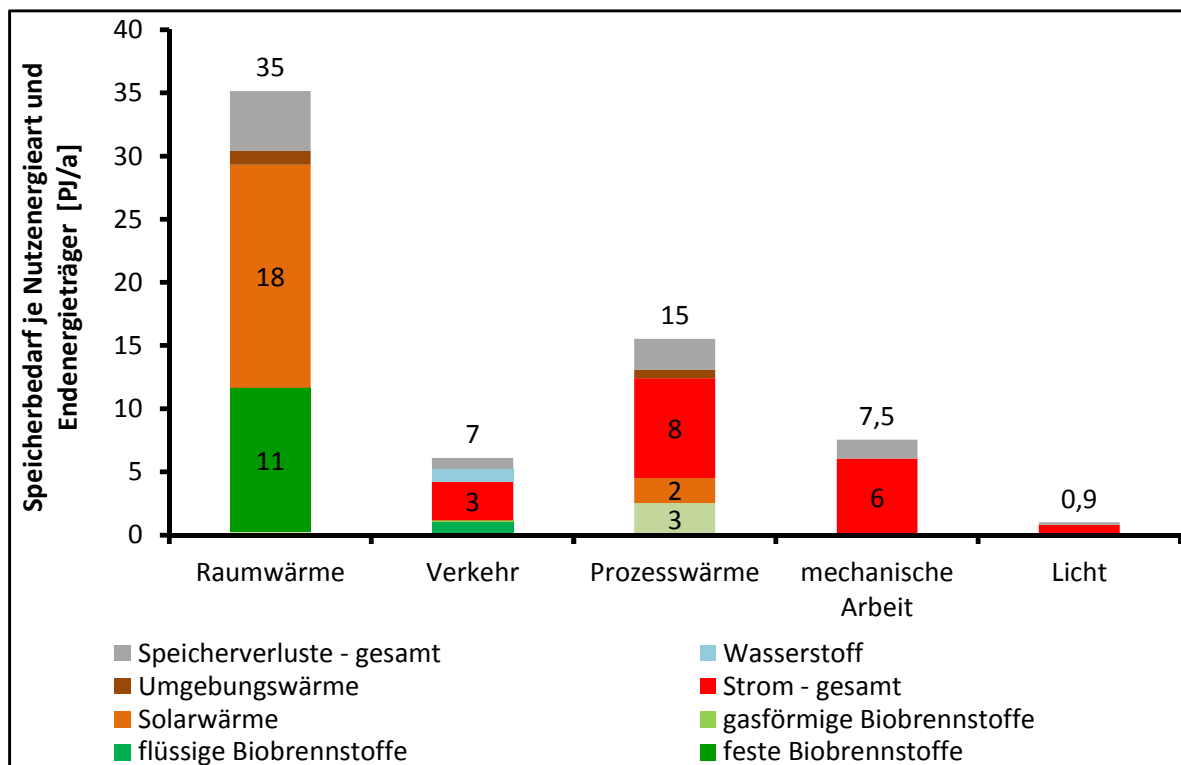


Abbildung 138: Speicherbedarf je Nutzeneinheit und je Endenergieträger im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“

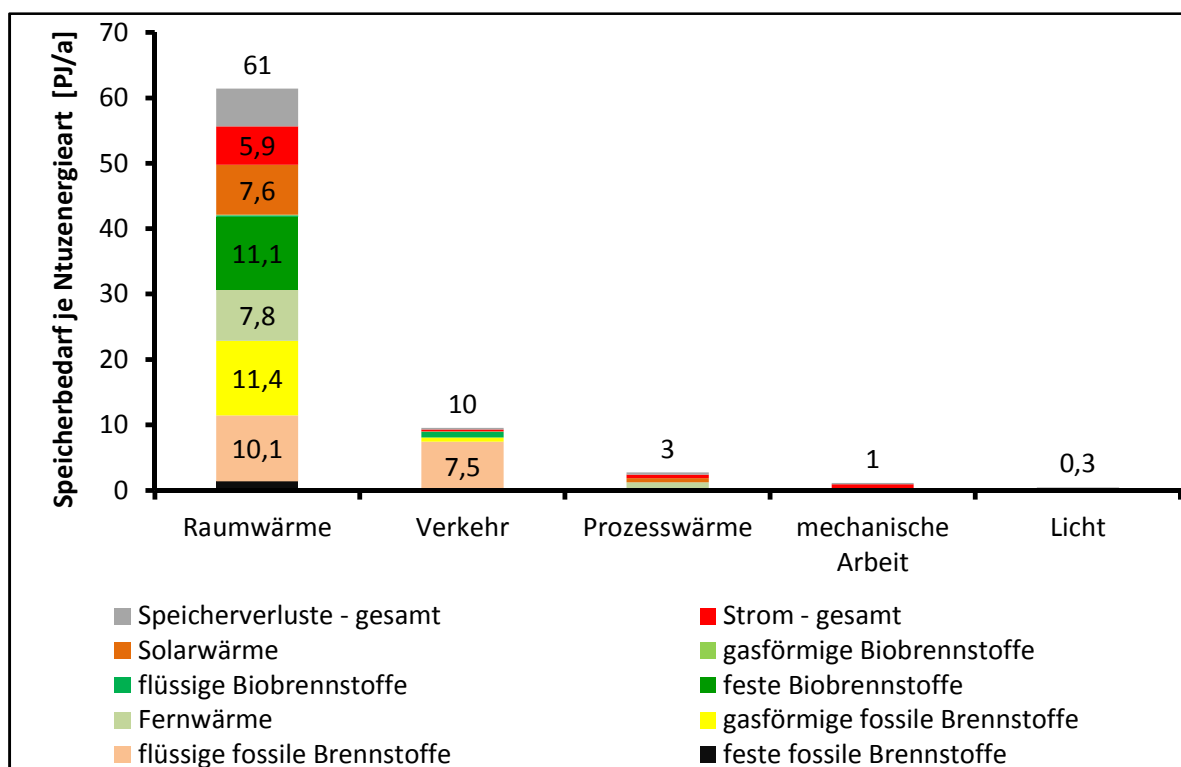


Abbildung 139: Speicherbedarf je Nutzeneinheit und je Endenergieträger im Szenario „Energiestrategie 2020“

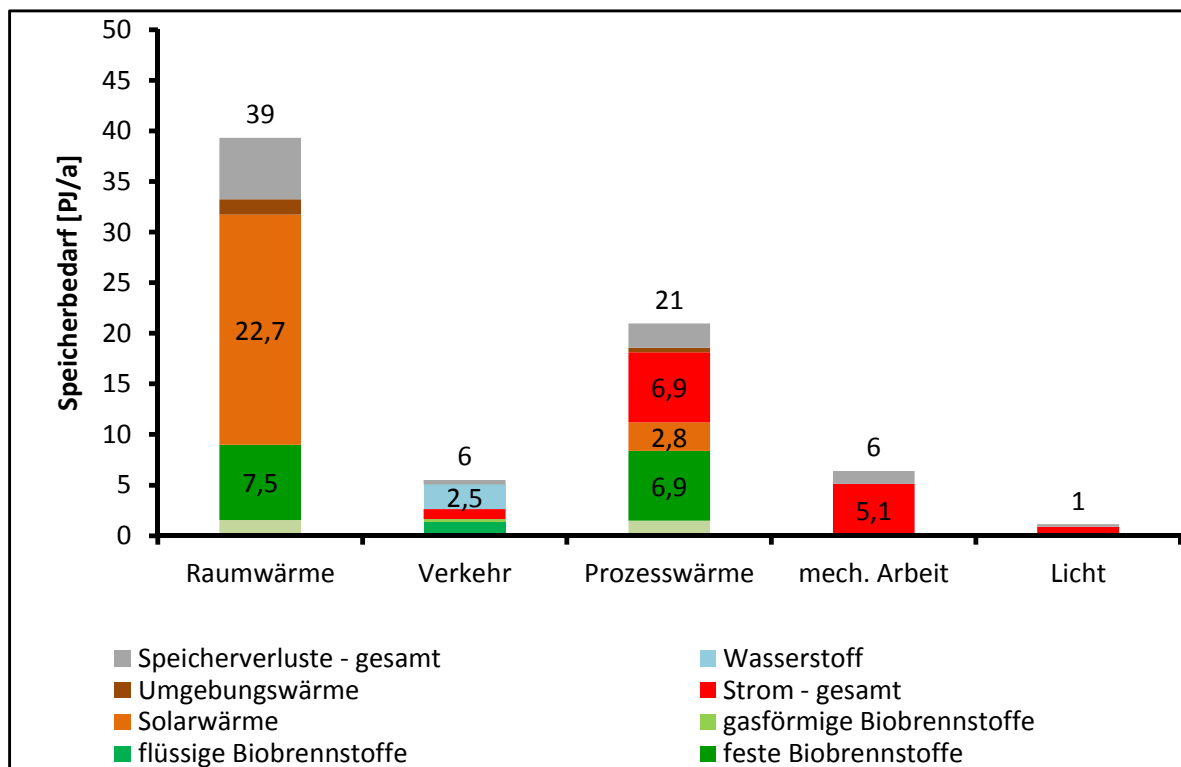


Abbildung 140: Speicherbedarf je Nutzeneinheit und je Endenergeträger im Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“

7.4.2.3.1 Speicherbedarf der Nutzeneinheit Raumwärme

Um genaueren Aufschluss über die Zeitpunkte des Speicherbedarfs in den Nutzeneinheiten zu bekommen, wurde der Speicherbedarf je Quartal und Nutzeneinheit ermittelt. Im Folgenden wird auf den Speicherbedarf für die Nutzeneinheiten Raumwärme und Verkehr in den Szenarien „Basis 2009“ und „100% erneuerbar 2050 - konstant“ eingegangen.

Abbildung 141 und Abbildung 142 zeigen den Speicherbedarf inklusive Speicherverluste der Nutzeneinheit Raumwärme je Quartal für das Szenario „Basis 2009“ bzw. das Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“. Es ist zu erkennen, dass im Quartal Dezember bis Februar die überwiegende Energie aus Energiespeichern bereitgestellt werden muss (-55 PJ im Szenario „Basis 2009“ und -25 PJ im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“). Demgegenüber steht im Sommer ein Überangebot an Energie (49 PJ im Szenario „Basis 2009“ und 33 PJ im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“), das heißt das Endenergieangebot übersteigt den Endenergiebedarf und Energie muss in Energiespeicher geladen werden. Des Weiteren ist zu erkennen, dass der Speicherbedarf im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“ überwiegend vom Angebot der Solarwärme abhängig ist.

Abbildung 143 und Abbildung 144 zeigen den Speicherbedarf inklusive Speicherverluste der Nutzeneinheit Raumwärme je Quartal für die Szenarien „Energiespeicher 2020“ und „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“.

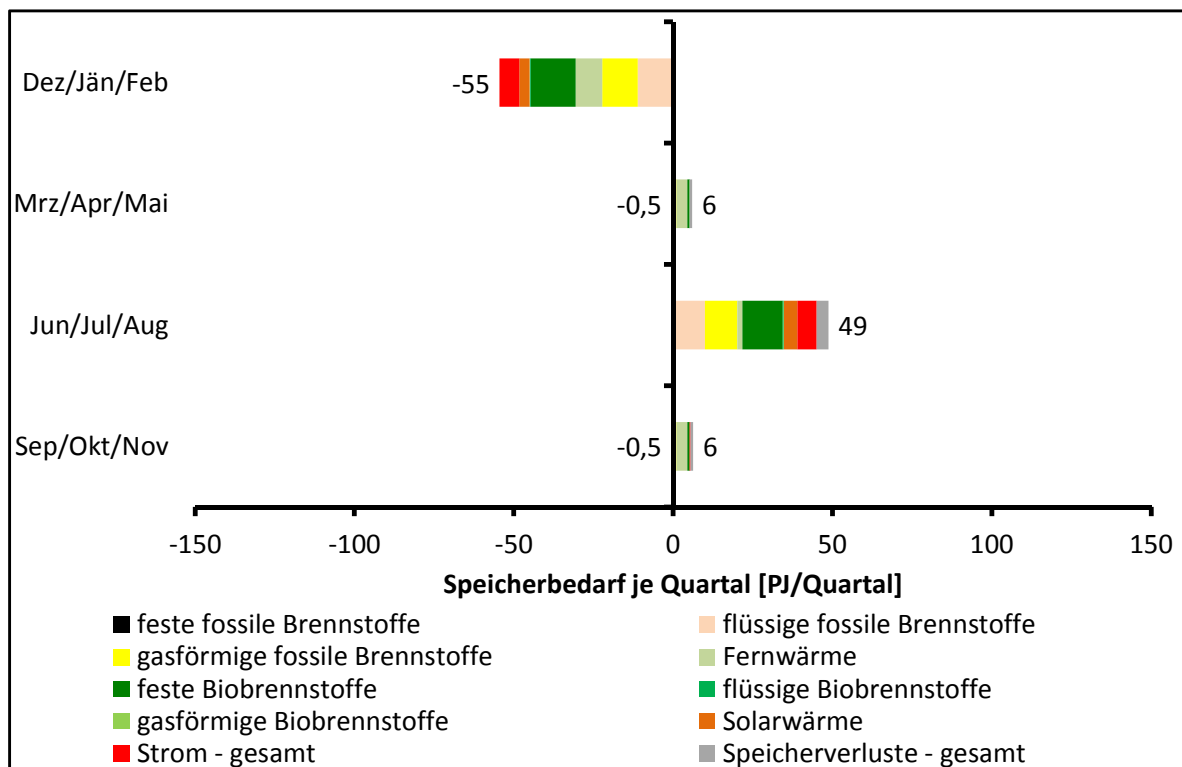


Abbildung 141: Speicherbedarf der Nutzenergieart Raumwärme je Quartal im Szenario „Basis 2009“

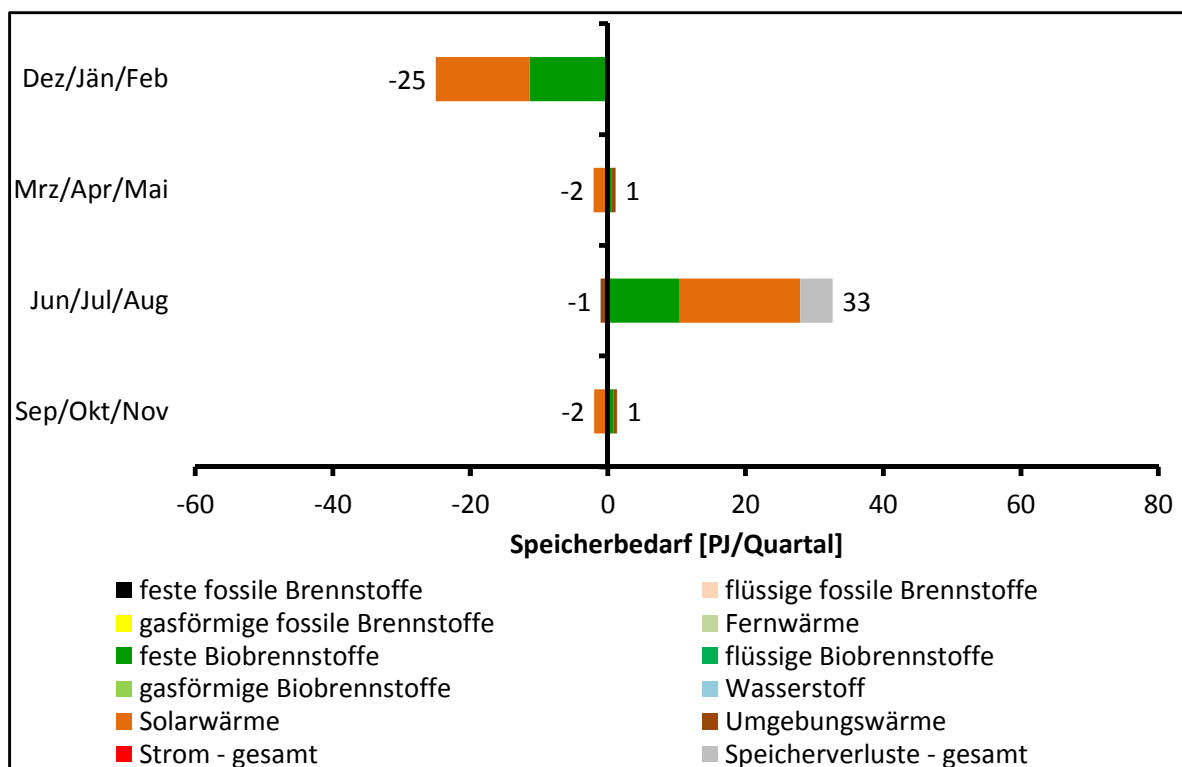


Abbildung 142: Speicherbedarf der Nutzenergieart Raumwärme je Quartal im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“

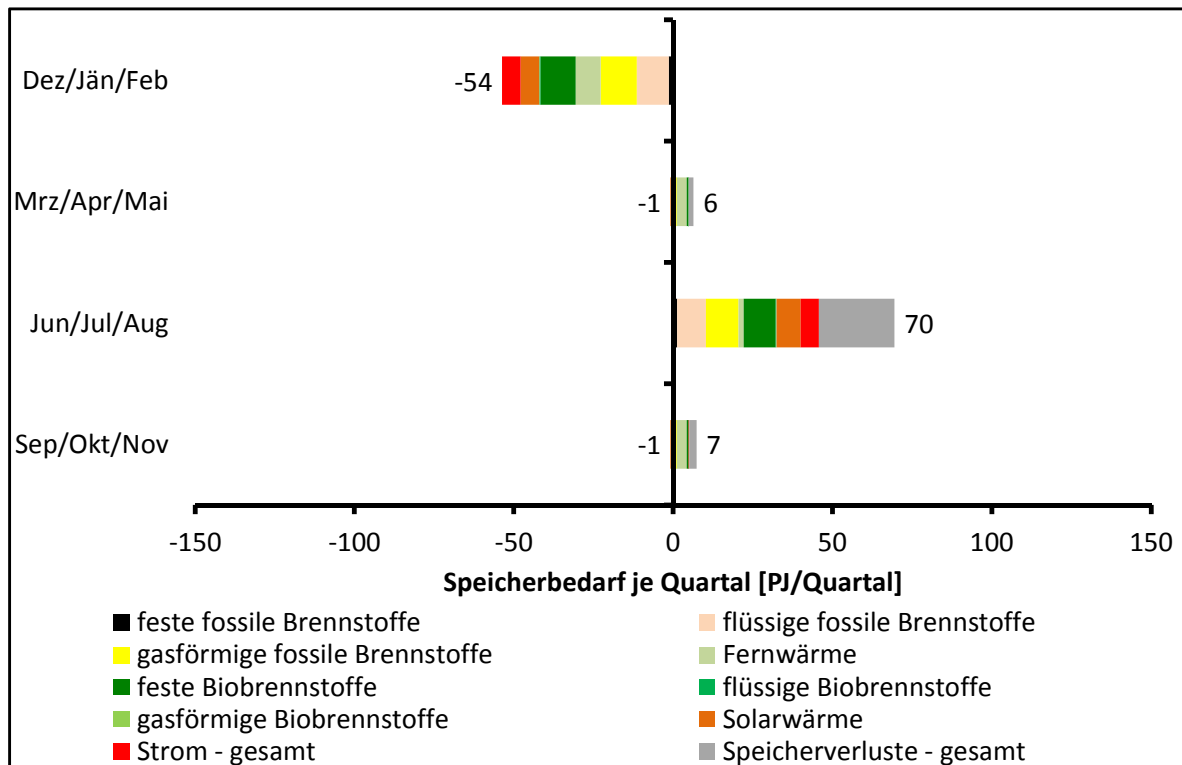


Abbildung 143: Speicherbedarf der Nutzenergieart Raumwärme je Quartal im Szenario „Energieszenario 2020“

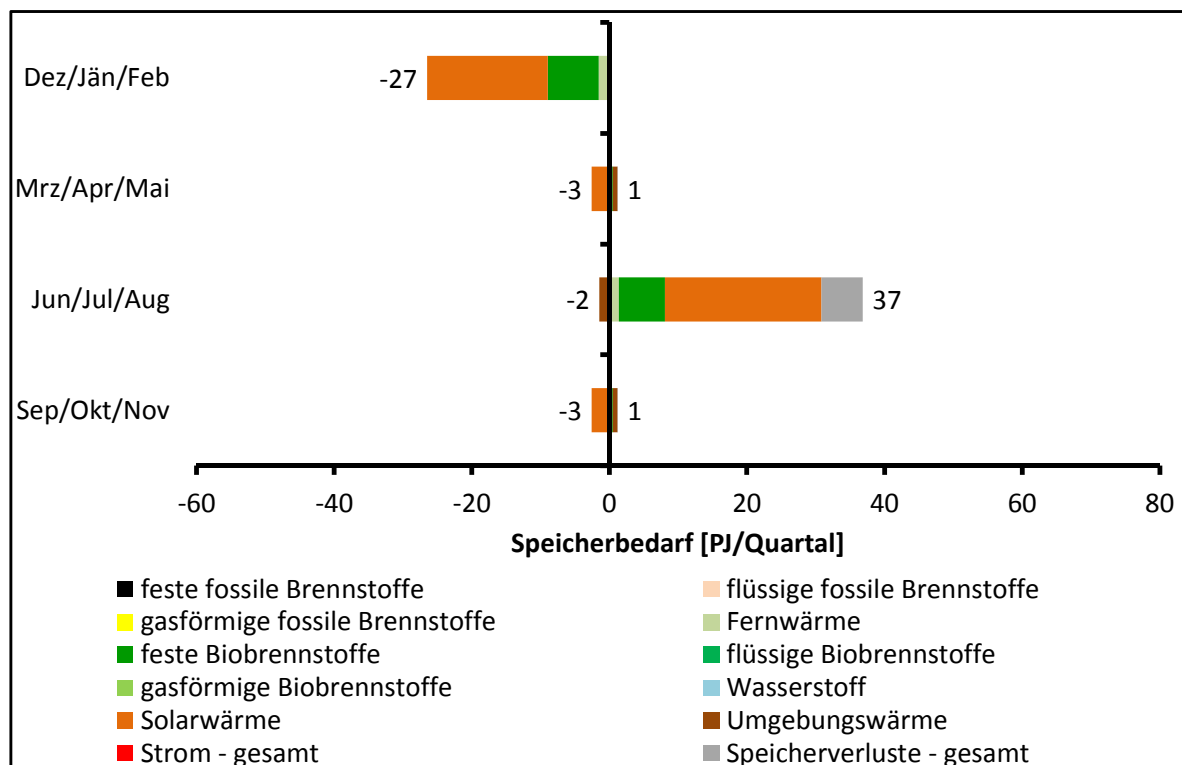


Abbildung 144: Speicherbedarf der Nutzenergieart Raumwärme je Quartal im Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“

7.4.2.3.2 Speicherbedarf der Nutzenergieart Verkehr

Abbildung 145 zeigt den Speicherbedarf der Nutzenergieart Verkehr je Quartal für das Szenario „Basis 2009“ und Abbildung 146 für das Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“. Es ist zu erkennen, dass im Szenario „Basis 2009“ im Sommerquartal (Juni-August) der Speicherbedarf etwa 11 PJ beträgt. Das ist auf den Umstand zurückzuführen, dass im Sommer der Verkehr etwas zurückgeht. Demgegenüber steht im Winter der Bedarf Energie aus Energiespeichern im Ausmaß von -7 PJ bzw. -4 PJ in den Monaten März-Mai bzw. September-November bereitzustellen. Im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“ verteilt sich der Speicherbedarf etwas gleichmäßiger. Das heißt, z.B. steht im Winter einem Energiebedarf aus dem Energiespeicher von etwa 2 PJ ein Energieüberangebot von etwa 1 PJ gegenüber. Der Energiebedarf aus dem Energiespeicher setzt sich rein aus Strom zusammen, was auf das verminderte Stromangebot im Winter (verminderte Stromproduktion aus PV) zurückzuführen. Das Energieüberangebot setzt sich aus Wasserstoff und flüssigen Biobrennstoffen zusammen. Demgegenüber steht im Sommerquartal (Juni-August) ein Energieüberangebot von etwa 4 PJ Strom, dies ist auf das hohe Stromangebot aus Photovoltaikanlagen im Sommer zurückzuführen. Der Energiebedarf aus dem Energiespeicher beträgt für denselben Zeitraum etwa -2 PJ und setzt sich aus Wasserstoff und flüssigen Biobrennstoffen zusammen.

Abbildung 147 und Abbildung 148 zeigen den Speicherbedarf der Nutzenergieart Verkehr je Quartal für die Szenarien „Energiesstrategie 2020“ „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“.

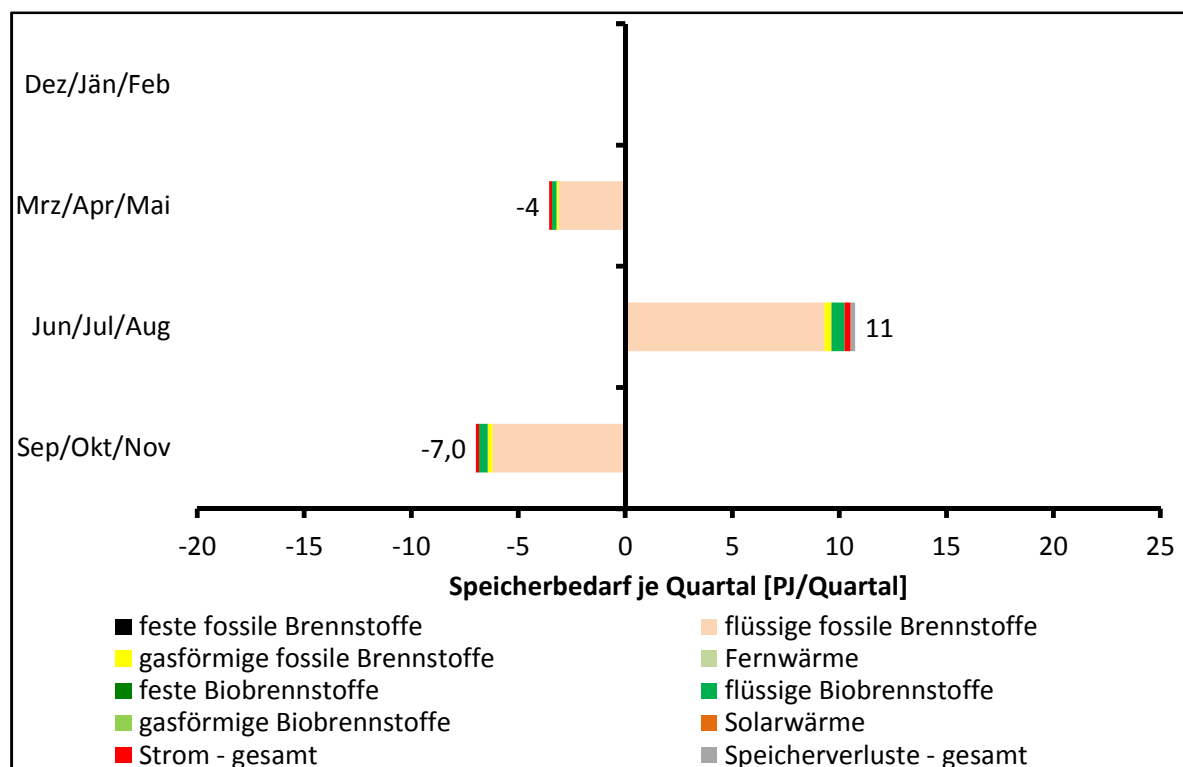


Abbildung 145: Speicherbedarf der Nutzenergieart Verkehr je Quartal im Szenario „Basis 2009“

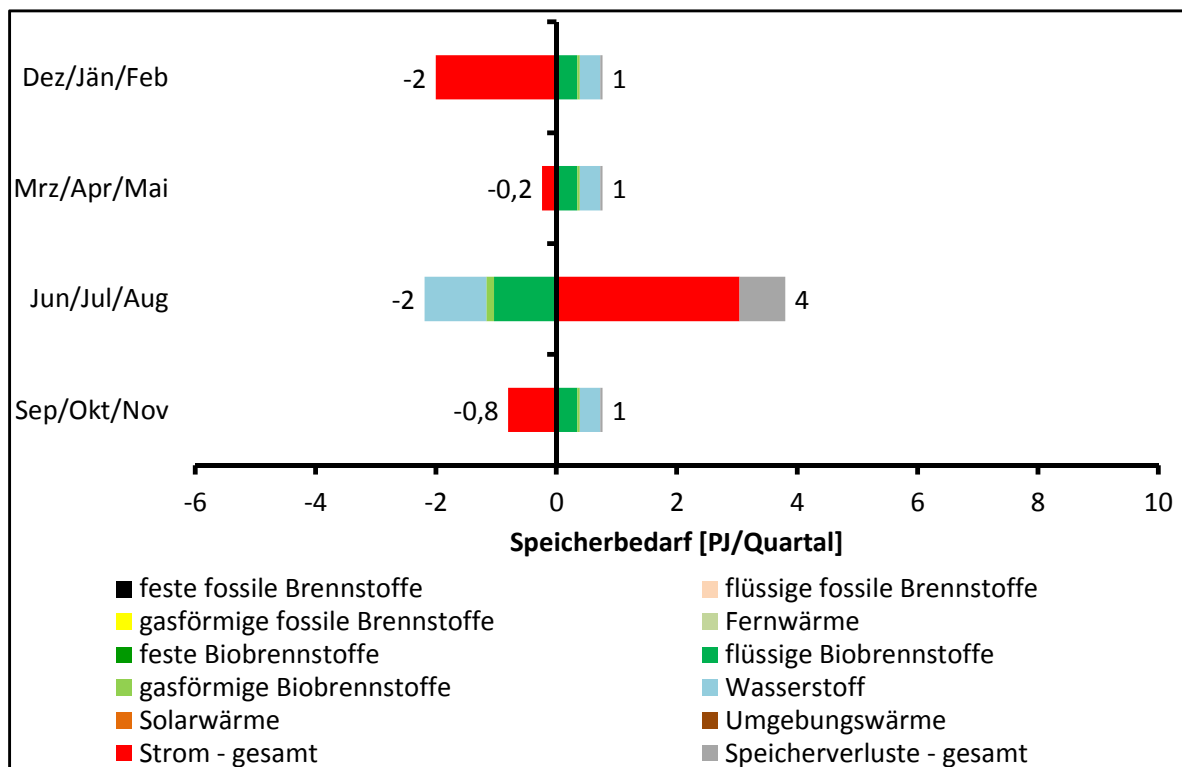


Abbildung 146: Speicherbedarf der Nutzenergieart Verkehr je Quartal im Szenario „100% erneuerbar 2050 - konstant“

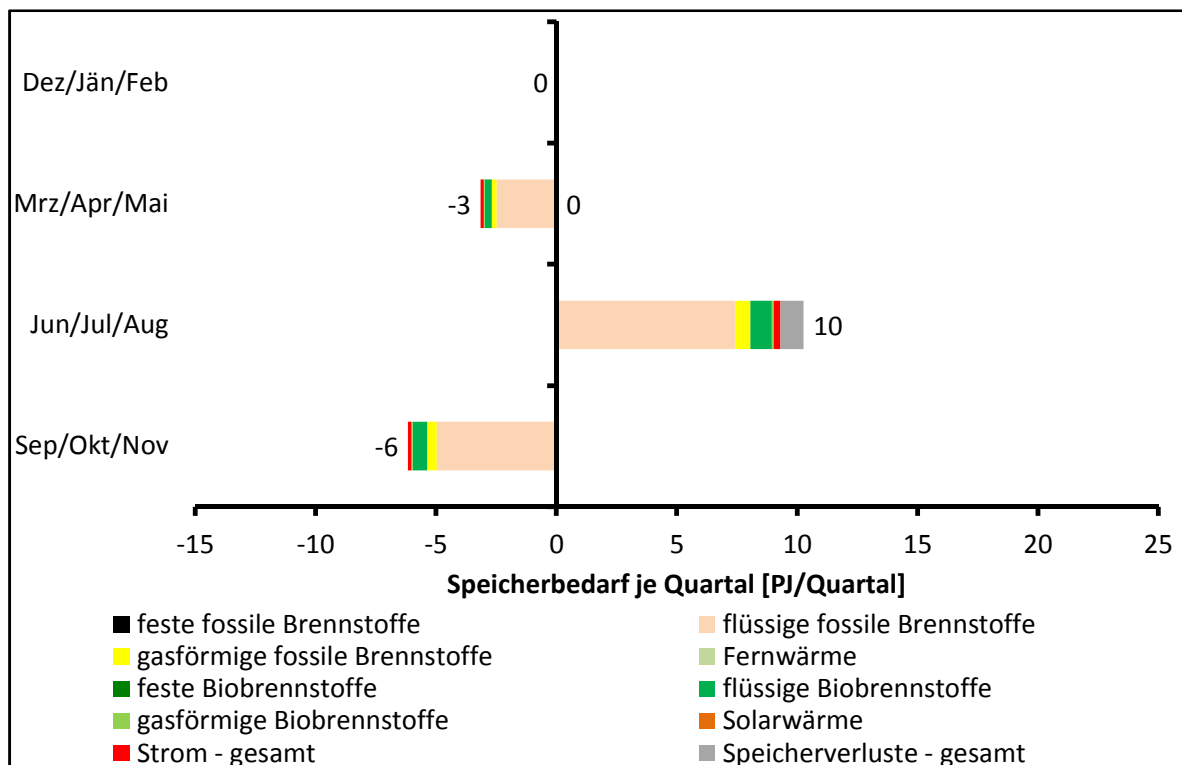


Abbildung 147: Speicherbedarf der Nutzenergieart Verkehr je Quartal im Szenario „Energiestrategie 2020“

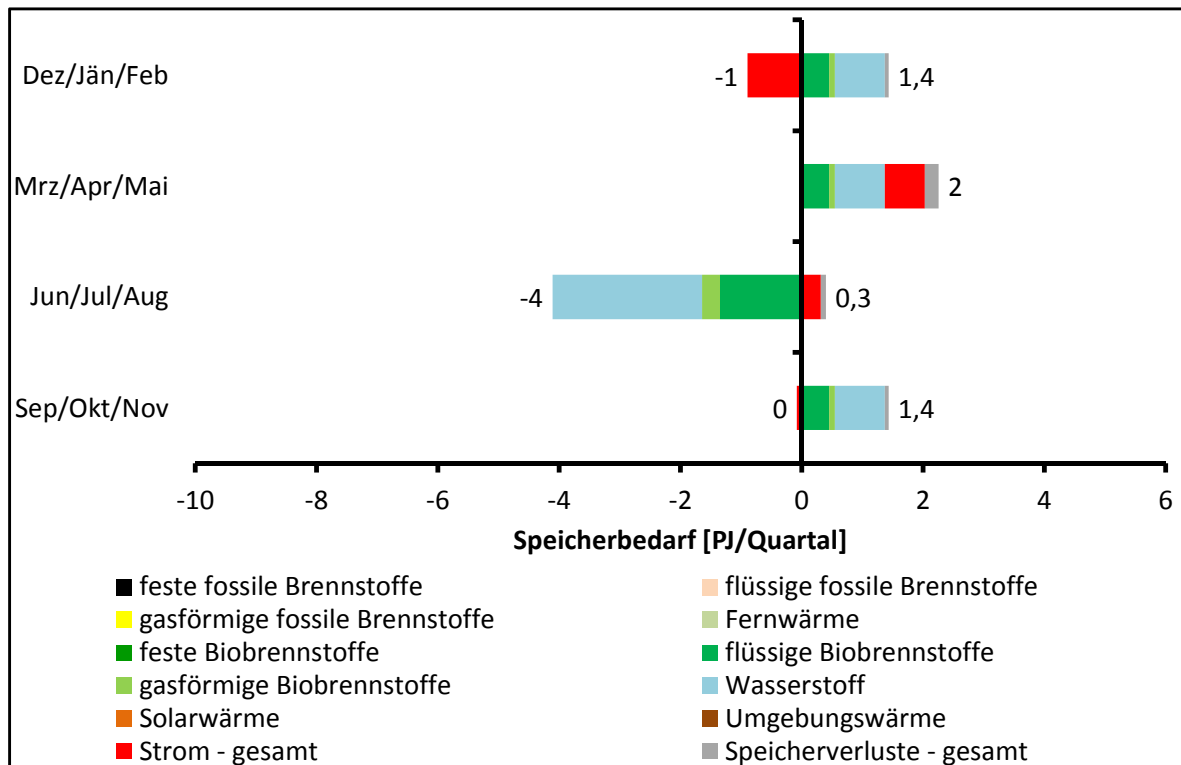


Abbildung 148: Speicherbedarf der Nutzenergieart Verkehr je Quartal im Szenario „100% erneuerbar 2050 - Wachstum“

7.5 Ergebnisse der Tagesbilanz-Strom

Mit Hilfe des Modells „E-Store Austria“ wurde im Anschluss an die Ermittlung der Jahres- und Monatsbilanz eine Tagesbilanz des Lastgangs im Stromnetz erstellt. Diese Tagesbilanz wurde unter Berücksichtigung der Jahres- und Monatsbilanzergebnisse für alle 2 Szenarien gebildet und kann erste Aussagen über mögliche zukünftige Lastverläufe bei einer bis zu 100 % erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich liefern. Im Folgenden werden die Tageslastgänge aus dem Szenario „Basis 2009“ und dem Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“ gegenübergestellt. Die Datenbasis für das Szenario „Basis 2009“ bilden die von der e-control veröffentlichten Tageslastgänge (e-control, 2011). Diese wurden nur um den Export und Import sowie um den Verbrauch der Pumpspeicherung bereinigt.

Abbildung 149 zeigt den typischen Lastverlauf für einen Tag im Jänner für das Szenario „Basis 2009“. In diesem Lastverlauf ist die unterschiedliche Stromaufbringung im Stromsystem Österreich zu erkennen. In blau ist die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke dargestellt, welche über den gesamten Tag kontinuierlich Strom erzeugt. In grün ist die Erzeugung sonstiger Kraftwerke (z.B. Biomassekraftwerke) dargestellt.

Die Erzeugung der kalorischen Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen ist in grau und in rot ist die Erzeugung aus den Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken dargestellt. Darüber hinaus sind in violett die Erzeugung der Windkraft und in orange die Erzeugung der Photovoltaik dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die inländische Stromerzeugung beinahe über den ganzen Tag nicht zur Deckung des inländischen Strombedarfs an einem Wintertag in der Lage ist. Daher wird der verbleibende Strombedarf über Importe aus dem Ausland gedeckt. Einzig zur Abendspitze gegen etwa 19:00 Uhr wird Strom in das Ausland exportiert.

Abbildung 150 zeigt auch einen Lastverlauf für einen Tag im Jänner, jedoch auf Basis der Daten für das Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“. Dieser Lastverlauf stellt einen

möglichen zukünftigen Tag im österreichischen Stromsystem dar, wenn die Strombereitstellung zu 100 % auf Basis erneuerbarer Energien beruht. Es ist zu erkennen, dass sich die inländische Erzeugung im Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“ aus Laufwasserkraft (blau), Windkraft (violett), kalorischen Biomassekraftwerken und aus Photovoltaik (orange) zusammensetzt.

Die Lastverläufe der zukünftigen Stromerzeugung wurden auf Basis der Lastverläufe der gegenwärtigen Stromerzeugung nach der jeweiligen Jahreserzeugung (Ergebnis aus der Jahresbilanz) angepasst. Es zeigt sich, dass auf Basis der gegenwärtigen Lastverläufe zukünftig ebenfalls keine Deckung des inländischen Strombedarfs an einem Wintertag möglich wäre. Dies obwohl die installierte Leistung der Windkraft, der Photovoltaik sowie der Wasserkraft zunehmen wird. Die Lücke zwischen dem Strombedarf und der Stromerzeugung ist hier in blau als Strom aus Energiespeicher dargestellt. Es ist davon auszugehen, dass zukünftig die Bereitstellung des fehlenden Stroms über einen Energiespeicher bzw. über Stromimporte aus dem Ausland erfolgen wird.

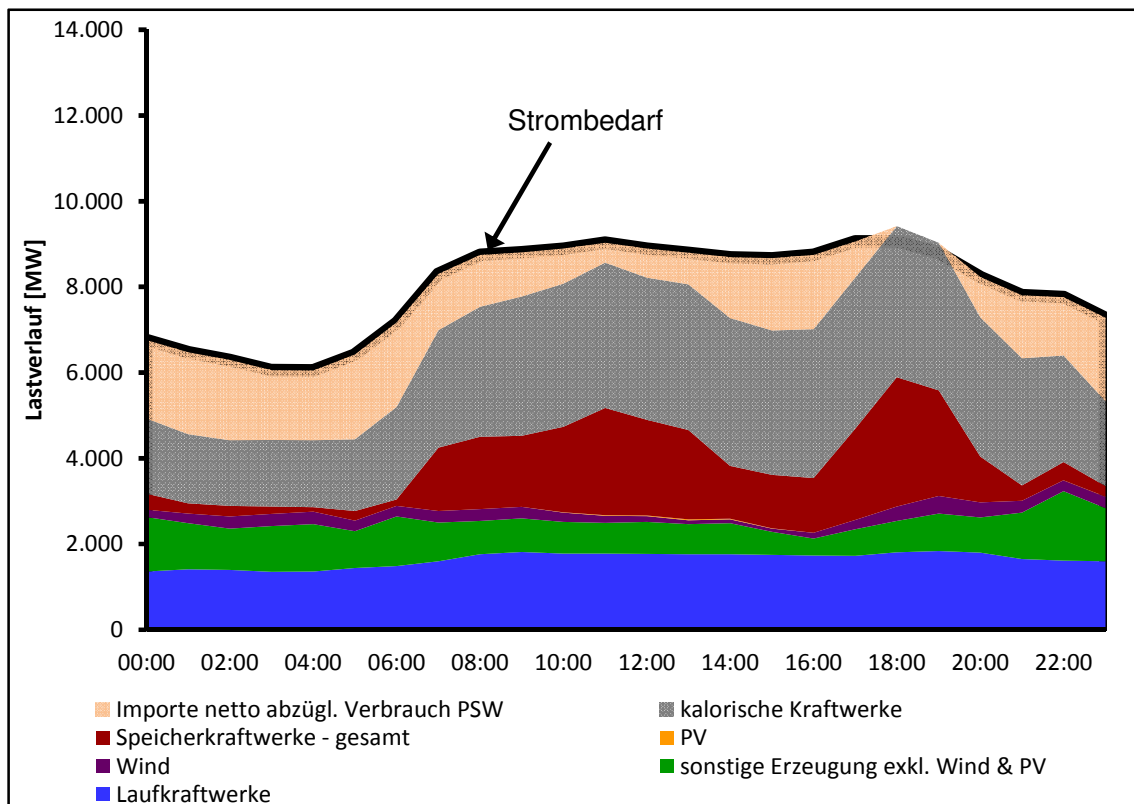


Abbildung 149: Lastverlauf an einem Tag im Jänner - Szenario „Basis 2009“

Datenbasis: (e-control, 2011)

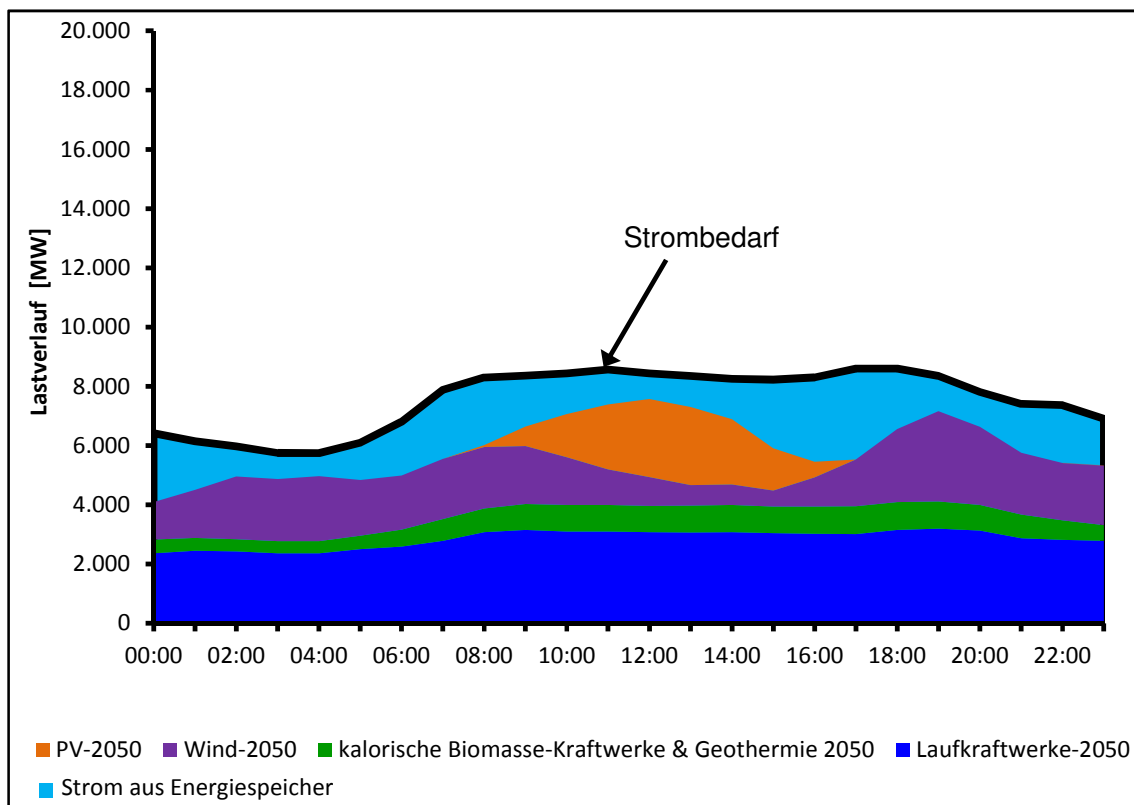


Abbildung 150: Lastverlauf an einem Tag im Jänner - Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“

Ergänzend zu den typischen Lastverläufen für jeweils einen Tag im Jänner, wurden auch typische Lastverläufe für jeweils einen Tag im Juni auf Basis der Jahres- und Monatsbilanz erstellt. Abbildung 151 zeigt den Lastverlauf an einem Tag im Juni im Szenario „Basis 2009“. Es zeigt sich, dass im Sommer die inländische Stromerzeugung über den gesamten Tag mehr Strom erzeugt als nachgefragt wird und somit über den gesamten Tag Strom in das Ausland exportiert wird. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Stromerzeugung auf Basis fossilbasierter kalorischer Kraftwerke im Sommer reduziert ist und die Erzeugung der Laufwasserkraftwerke im Sommer deutlich höher als im Winter ist.

Abbildung 152 zeigt einen zukünftig möglichen Lastverlauf an einem Tag im Juni auf Basis der Daten für das Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“. Es ist zu erkennen, dass die inländische Stromerzeugung wie im Szenario „Basis 2009“ an einem Tag im Juni den Strombedarf weit übersteigt. Es zeigt sich, dass zukünftig im Sommer beinahe eine vollständige Deckung des Strombedarfs durch Laufwasserkraftwerke möglich sein könnte. Darüber hinaus ist die hohe Last der Photovoltaikeinspeisung mit ihrem Maximum von etwa 8,4 GW gegen etwa 14:00 Uhr zu erkennen. Dieser Umstand führt zu einem Leistungsüberangebot von etwa 7,9 GW im Stromnetz. Dieses Überangebot müsste in das Ausland exportiert werden oder unter Berücksichtigung des oben gezeigten Wintertags für das Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“ saisonal gespeichert werden, um im Winter die Lücke zwischen Stromerzeugung und Strombedarf zu schließen.

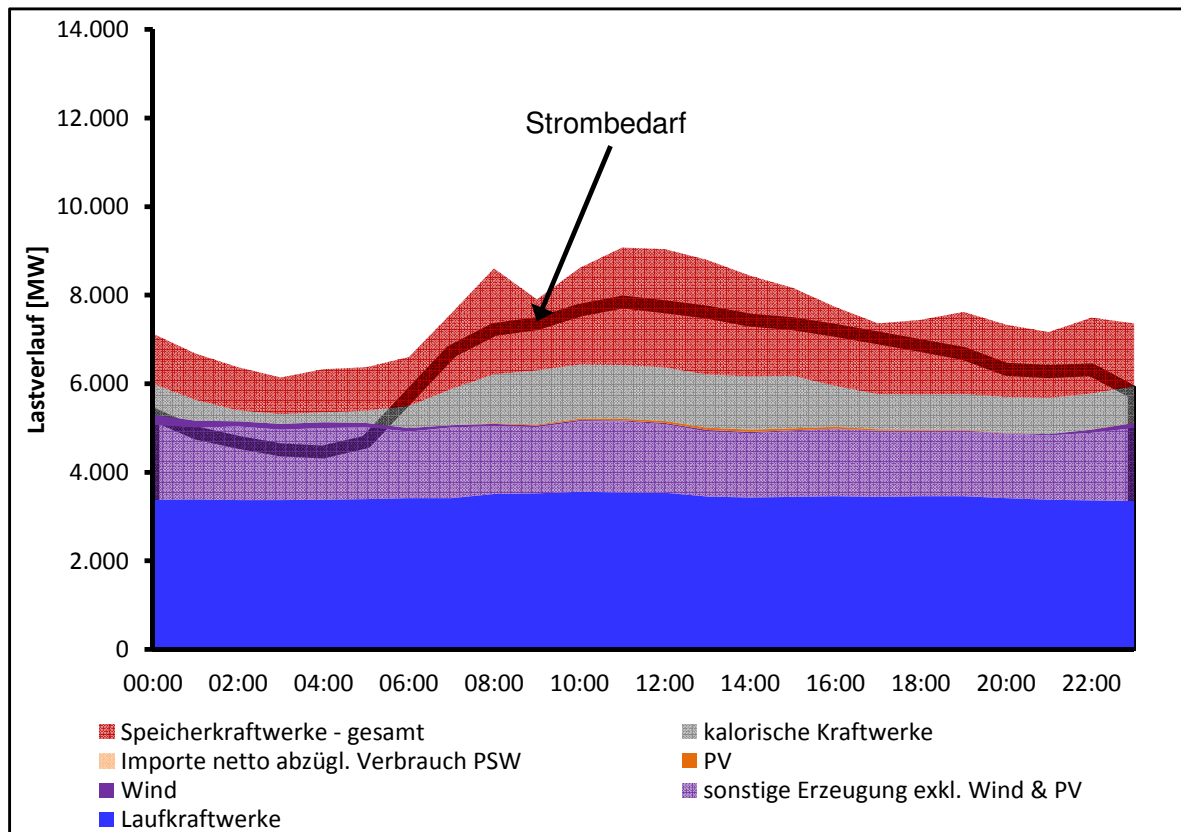


Abbildung 151: Lastverlauf an einem Tag im Juni - Szenario „Basis 2009“

Datenbasis: (e-control, 2011)

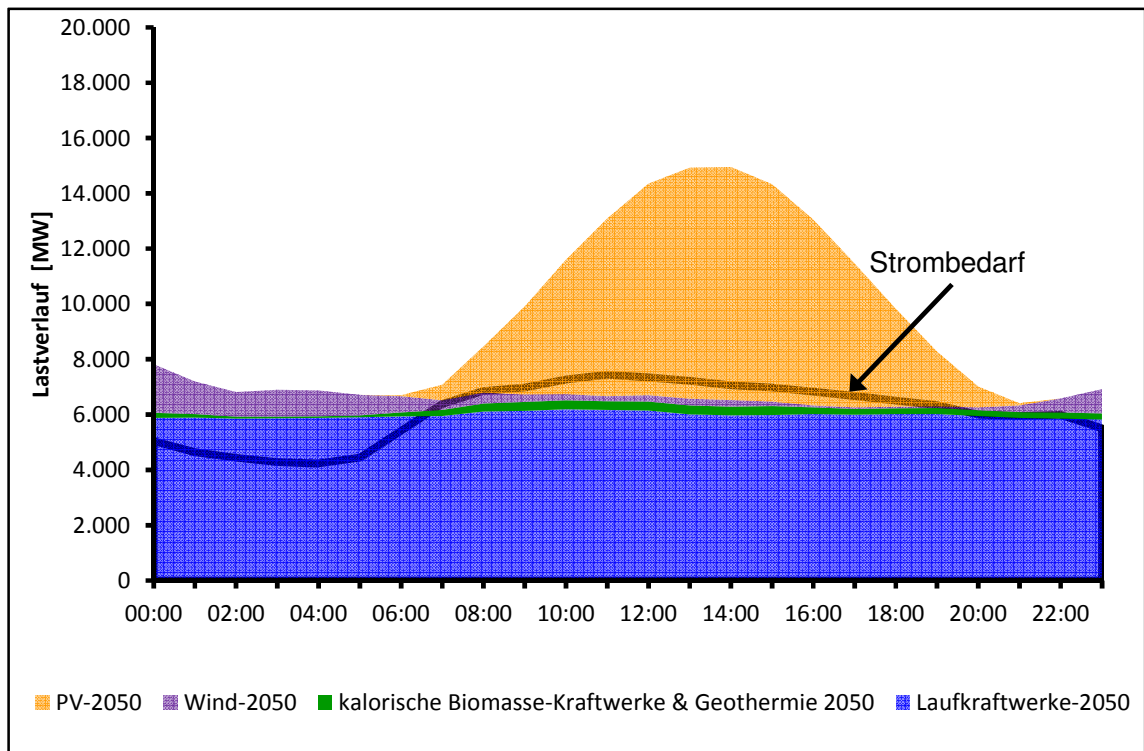


Abbildung 152: Lastverlauf an einem Tag im Juni - Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“

Bezugnehmend auf Kapitel 7.4.2 ist anzumerken, dass gegenwärtig in Österreich eine Pumpspeicherturbinenleistung von etwa 3,6 GW installiert ist (Tretter et al., 2010). Somit wäre dieses Überangebot unter den gegenwärtigen Bedingungen nicht mittels der installierten Pumpspeicherkraftwerksleistung aufzunehmen. Jedoch ist bei dem geplanten Zubau der Pumpspeicherturbinenleistung in Summe von etwa 6 GW auf etwa 7,7 GW bis 2020 die Möglichkeit bestehen, solch ein Überangebot leistungsmäßig aufzunehmen, sofern die erforderliche Infrastruktur (z.B. Stromnetz) vorhanden ist. Dies ist vor allem aufgrund der Tatsache, dass zukünftig die erhöhte Photovoltaikeinspeisung vorrangig im Niederspannungsverteilnetz geschehen wird, entscheidend. Somit sind leistungsstarke Stromnetze erforderlich bzw. muss eine dezentrale Entlastung der Niederspannungsstromnetze geschaffen werden.

In Summe beträgt das Überangebot an Stromerzeugung zwischen 00:00 Uhr am Morgen und 24:00 Uhr am Abend etwa 81,5 GWh bzw. etwa 0,29 PJ. Diese Energiemenge entspricht bei einer angenommenen mittleren Fallhöhe von etwa 600 m einem erforderlichen Speichervolumen von etwa 49 Millionen m³. Dieses Volumen entspricht etwa 2 % des derzeitig verfügbaren Speichervolumens der Pump- und Speicherkraftwerke in Österreich.

Dennoch könnten sich zukünftig auch andere Möglichkeiten der Beeinflussung des Lastgangs (durch Lastmanagement) ergeben. Lastmanagement wird grundsätzlich eingesetzt, um den Verbrauch der Erzeugung anzupassen und somit teure Spitzenlast im Stromnetz zu vermeiden. Gegenwärtig findet sie vorrangig im Bereich von Industrie und Gewerbe bei großen Großverbrauchern im Rahmen von Power Demand Side Management (PDSM) Anwendung. Im privaten Bereich werden zeitlich unkritische Verbraucher in den Haushalten gesteuert und in Zeiten mit niedrigem Verbrauch verlagert (z.B. elektrische Warmwasserbereitung in den Nachtstunden) (Stigler et al., 2010).

Mögliches Potential zum zukünftigen Einsatz als Instrumente von Power Demand Side Management bieten unter anderen folgenden Anwendungen:

- Steuerung der Warmwasserbereitung
- Steuerung von elektrischen Speicherheizungen
- Steuerung der Betriebszeiten von Wärmepumpen
- Steuerung der Ladezeiten von Elektro-Fahrzeugen (Grid to Vehicle – G2V)
- Steuerung der Entladung von den am Stromnetz befindlichen Elektrofahrzeugen (Vehicle to Grid – V2G)

8 Handlungsempfehlungen für Stakeholder in Österreich

Im Rahmen der Projektbearbeitung wurden auch einschlägige Stakeholder der österreichischen Energiewirtschaft aus den Bereichen:

- Elektrizitätswirtschaft
- Mineralölwirtschaft
- Automobilindustrie
- Forschungs- und Entwicklungsunternehmen (F&E-Unternehmen)
- Politik

eingebunden, mit dem Ziel deren Wünsche und Anforderungen zu sammeln und im Rahmen von Handlungsempfehlungen aufzubereiten. Diese Wünsche und Anforderungen wurden im Rahmen von 2 Workshops gesammelt, diskutiert und validiert. Nachfolgend wird auf die Empfehlungen für die relevanten Stakeholder näher eingegangen, die beim 2. Workshop abschließend diskutiert und festgelegt wurden.

8.1 Allgemeine Empfehlungen für die Energiewirtschaft

Allgemeine Empfehlungen für die Energiewirtschaft betreffend den Themenbereich der Energiespeicherung sind:

- Berücksichtigung des Speicherbedarfs beim Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieversorgung:
Aufgrund der tageszeitlichen und saisonalen Schwankungen des Dargebots erneuerbarer Energien spielt die Speicherung beim Umstieg auf Erneuerbare Technologien eine zentrale Rolle. Bei der energiewirtschaftlichen Planung des zukünftigen Energiesystems ist der Anstieg des Speicherbedarfs daher zu berücksichtigen.
- Reduktion des Speicherbedarfs durch Steigerung der Energieeffizienz:
Durch die Steigerung der Energieeffizienz im Rahmen der Energiebereitstellung und des Energiebedarfs, ergeben sich Möglichkeiten den Energiebedarf im Allgemeinen und in weiterer Folge den Speicherbedarf zu senken.
- Reduktion des Speicherbedarfs durch zeitliche Steuerung von Angebot und Bedarf („Energiemanagement“):
Die zeitliche Steuerung von Angebot und Bedarf ermöglicht es den Bedarf bzw. das Angebot besser einander anzugleichen und so den sonst erforderlichen Speicherbedarf zu reduzieren.
- Speicherkapazitäten der Brennstoffe auch zukünftig zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Energie nutzen:
Bisher werden im Energiesystem biogene und fossile Brennstoffe, aufgrund ihrer einfachen Speicherbarkeit, zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Energie genutzt. Diese Möglichkeit der Energiespeicherung sollte auch zukünftig genutzt werden.
- Umstieg von fossilen auf biogene Brennstoffe:
Biogene Brennstoffe besitzen hinsichtlich der Speicherbarkeit ähnliche Eigenschaften wie fossile Brennstoffe. Unter Berücksichtigung eines steigenden

Anteils erneuerbarer Energie können biogene Brennstoffe zukünftig die Funktion der fossilen Brennstoffe als Energiespeicher übernehmen und für die bedarfsgerechte Bereitstellung von Energie (vor allem Strom und Wärme) eingesetzt werden.

8.2 Empfehlungen für die Elektrizitätswirtschaft

Empfehlungen für die Elektrizitätswirtschaft für die verstärkte Einbindung fluktuierender erneuerbarer Energieträger und dem Einsatz von Energiespeichern sind:

- Steuerung wird im Stromnetz der Zukunft eine wichtige Rolle spielen
 - Steuerung des Angebots
 - Steuerung des Bedarfs (automatisches Zu- und Abschalten von Lasten z.B. Heiz- & Kühllasten)
- Mögliche Lösungsansätze in den Niederspannungsverteilernetzen
 - Einsatz von dezentralen elektrischen Siedlungsspeichern prüfen
 - Einsatz von dezentralen elektrischen Energiespeichern in Häusern prüfen
 - Vehicle to Grid (V2G) – Lokale Einsatzoptionen prüfen
- Pumpspeicherkapazitäten
 - Erweiterung bestehender Speicherkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken untersuchen (z.B. Koralpe)
 - Vernetzte Nutzung bestehender Speicherseen (z.B. Limberg II)
- Infrastruktur für Vehicle to Grid (V2G) entwickeln

8.3 Empfehlungen für die Mineralölwirtschaft

Empfehlungen für die Mineralölwirtschaft für die zukünftigen Entwicklungen im Energiesystem und der Energiespeicherung sind:

- Fossile Brennstoffe werden als Energiespeicher zu einer wichtigen Brücke zum schrittweisen Übergang zu 100% erneuerbarer Energie.
- Fossile Brennstoffe sind leichter zu speichern als Strom & Wärme.
- Neue Möglichkeiten für den Einsatz dieser Speicherkapazitäten
 - Einspeisung von aufbereitetem Biogas (Biomethan)
 - Einspeisung von „erneuerbarem Methan“ („Solarfuels“; $4\text{H}_2 + \text{CO}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$)
 - Wasserstoff (H_2)
- Schrittweiser Umstieg von fossilen Energieträgern auf erneuerbare Energieträger

8.4 Empfehlungen für die Automobilindustrie

Empfehlungen für die Automobilindustrie hinsichtlich der Einführung und Entwicklung von mobilen elektrischen Energiespeichern und deren indirekte Einsatzmöglichkeiten über Elektro-Fahrzeuge sind:

- Elektro-Fahrzeuge zum Einsatz für Vehicle to Grid (V2G) entwickeln

Bisher fehlen Elektro-Fahrzeuge zum Einsatz für V2G-Anwendungen bzw. sind erst in Demoanlagen in Erprobung.

- Standardisierung
 - der Ladeinfrastruktur (Anschlüsse, Ladeleistung)
Die Standardisierung der Ladeinfrastruktur (Anschlüsse, Ladeleistung) ist eine wesentliche Herausforderung um zukünftig einen Einsatz von V2G-Anwendungen zu ermöglichen
 - der Informationsschnittstellen
 - Elektro-Fahrzeug ↔ Ladeinfrastruktur
 - Elektro-Fahrzeug ↔ NutzerNeben der Ladeinfrastruktur erfordern auch die Informationsschnittstellen eine Standardisierung um die Kommunikation des Elektro-Fahrzeuges mit der Ladeinfrastruktur und die Kommunikation des Elektro-Fahrzeuges mit dem Nutzer zu gewährleisten
- Speichersysteme
 - Verbesserung der Speichersysteme (Energiedichte, Lebensdauer)
Derzeit in den Elektro-Fahrzeugen eingesetzte Speichersysteme erfordern noch Verbesserungen hinsichtlich der erreichbaren Energiedichte und Lebensdauer.
- Weitere Effizienzsteigerungen (z.B. Akkus, Wechselrichter)
Auch die Energieeffizienz von Einzelkomponenten im Rahmen des Einsatzes von Elektro-Fahrzeugen sollte weiter gesteigert werden.
- Wertschöpfungsketten neu ausrichten (z.B. neue Geschäftsmodelle, Autovertrieb, Wartung, Service)
Der verstärkte Einsatz von Elektro-Fahrzeugen kann die teilweise Neuausrichtung von etablierten Wertschöpfungsketten in der Automobilindustrie erfordern.

8.5 Empfehlungen für F&E-Unternehmen

Empfehlungen für Forschungs- und Entwicklungsunternehmen in Österreich hinsichtlich des Themenbereichs der Energiespeicherung sind:

- Erfahrungen und Ergebnisse aus Projekten zusammenführen
- Weiter an einem breiten Technologieportfolio (elektrische Energiespeicher, thermische Energiespeicher) in der Grundlagenforschung arbeiten
- Steigerung der Energieeffizienz der Energiespeicher
- Systemintegration der Energiespeicher
- „Smart Grids“ für Strom, Wärme, Gas
- Optimierungspotentiale identifizieren und bewerten: ökologisch, ökonomisch, technisch, sozial
- Möglichen Nutzen von elektrischen Energiespeicher in Häusern kombiniert mit PV untersuchen
- Demoanwendungen von Energiespeichern untersuchen

8.6 Empfehlungen für die Politik

Empfehlungen für die Politik betreffend die zukünftige Vorgehensweise im Themenbereich der Energiespeicherung sind:

- Schwerpunkte bei Energiespeichertechnologien in der angewandten Forschung (Demoprojekte) setzen
- Kontinuität in der Fortführung der energiepolitischen Ziele nach dem Jahr 2020.
- Vollkosten derzeitiger und zukünftiger Energieversorgung darstellen (z.B. externe Kosten der fossilen Versorgung versus erneuerbares System)
- Rahmenbedingungen für den gezielten Aufbau neuer Infrastruktur schaffen (z.B. soziale Akzeptanz beim Netzausbau)

9 Schlussfolgerungen

9.1 Brennstoffe

Die heute genutzten fossilen und biogenen Brennstoffe werden auch in Zukunft für die Energiespeicherung von großer Bedeutung sein. So kann durch die Speicherung von Biogas sowie dessen Aufbereitung zu Biomethan und Einspeisung in das Erdgasnetz erneuerbare Energie gespeichert und bedarfsgerecht bereitgestellt werden. Die Errichtung eines zusätzlichen Gasspeichers für die Speicherung von Biogas bzw. aufbereitetem Biomethan hat nur einen sehr geringen Einfluss auf die Treibhausgas-Emissionen und den Energiebedarf.

Mittel bis langfristig können auch alternative Energieträger, wie Wasserstoff und erneuerbares Methan an Bedeutung gewinnen. Letzteres stellt speziell in Hinblick auf die vorhandene Erdgasinfrastruktur und die großen Speicherkapazitäten in Österreich eine vielversprechende Option dar. Neben den Kosten wird hier vor allem der Nutzungsgrad entscheidend sein, ob dieses Konzept energiewirtschaftlich Bedeutung erlangen kann.

9.2 Elektrische Energiespeicher

Als zentrale elektrische Energiespeicher sind Pumpspeicher für Österreich auch in Zukunft energiewirtschaftlich interessant. Sie sind vielseitig einsetzbar (für Last- & Einspeiseglättung & Systemdienstleistungen, Tages-, Wochen- und Saisonspeicher), haben einen hohen Nutzungsgrad und es sind noch Ausbaupotentiale vorhanden. Auch aus wirtschaftlicher Sicht stellen sie sowohl als Tages- als auch als Wochenspeicher die kostengünstigste Option dar. Allerdings ist auch ein Pumpspeicher bei heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nur an günstigen Standorten, mit entsprechend geringen Investitionskosten, profitabel. Aus ökologischer Sicht ergeben sich beim Vergleich der spezifischen Treibhausgasemissionen von Pumpspeicherkraftwerken zu den anderen elektrischen Energiespeichertechnologien wesentliche Unterschiede, die auf die Nutzungsgrade und auf den Herstellungsaufwand dieser Technologien zurückzuführen sind.

Ergänzend können in Zukunft auch elektrochemische Energiespeicher an Bedeutung gewinnen. Als dezentrale Großanlagen können sie Regeldienstleistungen (z.B. Sekundenreserve, Frequenzstützung) zur Verfügung stellen bzw. zur Entlastung der Niederspannungsverteilnetze im Stromnetz beitragen und damit eine Brückenfunktion zwischen großtechnischen elektrischen Energiespeichern (z.B. Pumpspeicherkraftwerken) und Hochleistungsenergiespeichern (z.B. Schwungräder & supraleitende Spulen zur sehr schnellen Bereitstellung hoher Leistungen) einnehmen.

Als verbrauchernahe Kleinspeicher können elektrochemische Speicher zum verbraucherseitigen Lastmanagement beitragen bzw. die Eigennutzung erneuerbarer Stromerzeugung (z.B. aus PV) erhöhen. Derzeit stellen Blei-Akkus hier noch die wirtschaftlich günstigste Option dar, in Zukunft können jedoch auch andere Technologien eingesetzt werden (z.B. Li Ion Akkus, H₂).

9.3 Thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher werden in Zukunft für die Bereitstellung von Raum- und Prozesswärme an Bedeutung gewinnen. Vor allem die Möglichkeit Solarwärme

bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen, macht thermische Energiespeicher zu einem wichtigen Bestandteil der zukünftigen Energieversorgung. Aus wirtschaftlicher Sicht sind heute nur kleine Brauchwasserspeicher (Tagesspeicher) konkurrenzfähig. Für die Zukunft könnten, jedoch aufgrund des erwarteten Anstiegs der Brennstoffpreise und des Fortschritts in der Speichertechnologie auch größere Langzeitspeicher interessant werden. Ökologisch betrachtet zeigt sich, dass die Treibhausgasemissionen für die Herstellung eines thermischen Speichers (inkl. Dämmmaterial) im Vergleich zu den Treibhausgasemissionen eines gesamten Wärmeversorgungssystems in dem ein thermischer Energiespeicher eingesetzt wird sehr gering sind (0,5 – 1%).

Bei den thermischen Energiespeichern konnte gezeigt werden, dass diese sehr vielfältig einsetzbar sind und sich technisch stark unterscheiden. So können z.B. sensible thermische Energiespeicher zur Speicherung von Warmwasser bzw. zur Speicherung von Heizungswasser im häuslichen Bereich, auch in Kombination mit einem solarthermischen System, eingesetzt werden. Darüber hinaus gibt es auch bereits Anwendungen zur großtechnischen Speicherung von thermischer Energie mit Hilfe von Langzeitspeichern wie z.B. Wasserwärmespeicher, Kies-Wasser-Speicher, Aquifer-Wärmespeicher und Erdsondenwärmespeicher. Diese Wärmespeicher besitzen je nach Temperaturniveau Energiedichten zwischen 30 und 80 kWh/m³. Des Weiteren können sensible thermische Energiespeicher auch zur Speicherung von Hochtemperaturwärme im Bereich der Prozesswärmeanwendungen eingesetzt werden. Hier kommen vor allem Druckwasserspeicher zum Einsatz. Zukünftig können Latentwärmespeicher und thermochemische Energiespeicher mit Energiedichten von etwa 120-200 bzw. 160-10.500 kWh/m³ zu einer deutlichen Reduktion des Volumens im Bereich der thermischen Speichertechnik beitragen. Jedoch sind hier je nach Technologie noch Entwicklungen erforderlich.

9.4 Speicherbedarfsentwicklung

Im Rahmen der untersuchten 4 Szenarien („Basis 2009“, „Energiesstrategie 2020“, „100% erneuerbar 2050 – konstant“ und „100% erneuerbar 2050 – Wachstum“) wurden jeweils der Energieangebotsverlauf und der Energiebedarfsverlauf ermittelt, um den maximalen Speicherbedarf abzuschätzen. Für das Jahr 2050 wurden zwei Szenarien erstellt, denen eine vollständige erneuerbare Versorgung im Energiesystem zu Grunde liegt. Eine voll erneuerbare Versorgung mit den in Österreich noch vorhandenen zusätzlichen erneuerbaren Energiepotentialen ist jedoch nur mit enormen Anstrengungen im Rahmen der Steigerung der Energieeffizienz wie Erhöhung der Nutzenergieproduktivität und der Umwandlungseffizienz erreichbar. Im Rahmen dieser Szenarien konnte gezeigt werden, dass ausgehend von der gegenwärtigen Situation im Energiesystem Österreich bei einer zukünftig vollständig erneuerbaren Energieversorgung die zeitliche Abweichung zwischen Energieangebot und Energiebedarf zunehmen wird. Dieser Umstand führt zu einem Anstieg des Speicherbedarfs im Bereich der Endenergieträger Wärme und Strom. Die Ergebnisse der Modellierung mit Hilfe des Modells „E-Store Austria“ gaben Aufschluss über den zukünftig erforderlichen Speicherbedarf unter den getroffenen Annahmen einer voll erneuerbaren Energiebereitstellung im Energiesystem Österreich. Mit Hilfe der Jahres- und Monatsmodellierung konnte gezeigt werden, dass unter den getroffenen Annahmen eine erneuerbare Vollversorgung des Energiesystems Österreich möglich ist (vgl. Streicher et al., 2010). Dieses Ziel erfordert jedoch Anstrengung hinsichtlich der Schaffung zusätzlicher Energiespeicherkapazitäten.

Zukünftig kann sich der Speicherbedarf von einem gegenwärtig, im Szenario „Basis 2009“, hohen Speicherbedarf, welcher unter anderem durch fossile Brennstoffe gedeckt wird hin zu einem, in den Szenarien „100% erneuerbar 2050 - konstant und Wachstum“, zukünftig erhöhten Strom- und Wärmespeicherbedarf, entwickeln. Dieser Umstand begründet sich im

erhöhten Anteil fluktuierender erneuerbarer Energieträger (z.B. PV, Wind, Solarwärme) im Energiesystem Österreich. Darüber hinaus ist der zukünftig erhöhte Stromspeicherbedarf, je nach Szenario im Jahr 2050 von etwa 18 – 20 PJ/a auf den erhöhten Strombedarf zurückzuführen, der auch zu einem erhöhten Stromspeicherbedarf beiträgt. Der zusätzliche Strombedarf fällt größtenteils in den Nutzenergiearten Verkehr und Prozesswärme an. Es konnte jedoch auch gezeigt werden, dass die Erhöhung des Stromspeicherbedarfs von gegenwärtig etwa 8 PJ/a im Szenario „Basis 2009“ auf zukünftig maximal 20 PJ/a im Szenario „100% erneuerbar 2050 – Konstant“ betragen wird. Bei einer angenommenen mittleren Fallhöhe von etwa 600 m würde zukünftig zur Abdeckung des Stromspeicherbedarfs ein maximales Speichervolumen von etwa 3,4 Milliarden m³ benötigt. Gegenwärtig sind in Österreich etwa 2,1 Milliarden m³ an Speichervolumen für Pump- und Speicherkraftwerke installiert. Der zukünftige Speicherbedarf von etwa 18 bzw. 20 PJ/a in den Szenarien „100% erneuerbar – 2050 konstant und Wachstum“ bezogen auf den jeweiligen Strombedarf (194 bzw. 248 PJ/a) in den Szenarien etwa 9 bzw. 8 % entspricht.

Der zukünftig erhöhte Wärmespeicherbedarf von etwa 20–26 PJ/a (Szenarien „100% erneuerbar 2050 – konstant und Wachstum“) im Bereich der Solarwärme benötigt eine erfolgreiche Implementierung der zukünftig erforderlichen Wärmespeicher. Bezogen auf den jeweiligen Solarwärmebedarf in den Szenarien beträgt der zukünftige Wärmespeicherbedarf etwa jeweils 51 %.

Des Weiteren konnte gezeigt werden, dass der Speicherbedarf der biogenen Brennstoffe sich in den Szenarien „100% erneuerbar 2050 – konstant und Wachstum“ zwischen etwa 11 und 16 PJ/a bewegt und dem gegenwärtigen Niveau im Szenario „Basis 2009“ von etwa 14 PJ/a entspricht.

Nicht zu vernachlässigen ist der Umstand, dass es zukünftig trotz der erhöhten Nutzenergieproduktivität einen erhöhten Primärenergiebedarf durch Einsatz der erforderlichen Energiespeicher gibt, welcher auf die Energiespeicherverluste zurückzuführen ist. Diese Speicherverluste betragen in den Szenarien „100% erneuerbar 2050 – konstant und Wachstum“ etwa 10-15 PJ/a. Dieser zusätzliche Endenergiebedarf müsste, um der erneuerbaren Vollversorgung gerecht zu werden, durch ein erhöhtes erneuerbares Primärenergieangebot bereitgestellt werden.

Die Modellierung der zukünftig möglichen Tageslastgänge mit Hilfe der Tagesbilanzmodellierung gibt Aufschluss über die mögliche Entwicklung des Lastgangs z.B. bei einer voll erneuerbaren Versorgung für das Szenario „100% erneuerbar 2050 – konstant“. So konnte gezeigt werden, dass es zukünftig bei den in (Streicher et al., 2010) angenommen Ausbauzielen der erneuerbaren Stromerzeugung zu Herausforderungen in Bezug auf Speicher kommen kann. Es könnte zukünftig, ähnlich wie bereits gegenwärtig im Winter, zu einer kontinuierlichen Unterdeckung der inländischen Stromerzeugung kommen. Somit müsste im Winter entweder kontinuierlich Strom aus dem Ausland importiert werden oder aus Energiespeichern bereitgestellt werden, welche die Stromübererzeugung vor allem aus PV im Sommer zwischenspeichern. Jedoch konnte auf Basis der geplanten Ausbauziele der Pumpspeicherkraftwerke in Österreich auch gezeigt werden, dass diese erhöhte Einspeisung der Photovoltaik zukünftig sowohl leistungs- als auch energiemäßig beim Vorhandensein der erforderlichen Infrastruktur (z.B. Stromnetz) handhabbar sein wird. Dies ist vor allem aufgrund der Tatsache, dass zukünftig die erhöhte Photovoltaikeinspeisung vorrangig im Niederspannungsverteilnetz geschehen wird, entscheidend. Somit sind leistungsstarke Verteilnetze erforderlich bzw. ist eine dezentrale Entlastung dieser Netze zu schaffen.

10 Literaturverzeichnis

Altenburger, F., Fink, Ch., Hausner, R., „Theoretische Untersuchungen zur Entwicklung einer Vakuumdämmung für thermische Energiespeicher“, in: erneuerbare energie – Zeitschrift für eine nachhaltige Energiezukunft, Heft: 3-11, Jhg. 2011

APCS. EXAA Electricity Price Statistics 2009 [Internet]. 2011; Available from: <http://www.apcs.at/>

ASFINAG - Autobahnen- und Schnellstraßen-Finanzierungs-Aktiengesellschaft, Homepage, Dauerzählstatistik, URL: <http://www.asfinag.at/weitere-services/dauerzaehlstellen>, 05.05.2011, 10:15

ASUE. BHKW-Kenndaten [Internet]. ASUE- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V.; 2005. Available from: www.asue.de

Bahl, C., Laing, D., Hempel, M., Stückle, A., „Concrete Thermal Energy Storage for Solar Thermal Power Plants and Industrial Process Heat“ in: Proceedings. SolarPACES 2009, 15.-18. Sept. 2009, Berlin.

Beermann M., Jungmeier G., Wenzel A., Spitzer J., Canella L., Engel A., Schmuck M., Koller S., „Quo Vadis Elektroauto? Grundlagen einer Road Map für die Einführung von Elektro-Fahrzeugen in Österreich“, Endbericht, JOANNEUM RESEARCH, Graz, 2010

BINE, „Kinetische Speicherung von Elektrizität; projektinfo 11/03“, Eggenstein-Leopoldshafen, URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2003/Projekt-Info_11-2003/projekt1103internetx.pdf; 03.11.2010 14:00

BINE, „Wärmespeicher“, Fisch, N., Bodmann, M., Kühl, L., Saße, C., Schnürer, H., 4. Auflage, hrsg v. Fachinformationszentrum Karlsruhe, Karlsruhe, 2005

BINE, „Druckluftspeicher-Krafwerke – projektinfo 05/07“, 2007, URL: http://www.bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Projekt-Infos/2007/Projekt-Info_05-2007/projekt_0507internet-x.pdf, 03.11.2010; 11:45

Bleyl-Androschin J.W., Schinnerl D., Jungmeier G., Pucker J., Prettenthaler F., Türk A., Steiner D., Amon T., Leonhartsberger C., Eder M., Rohrer H., „Biogas Gesamtbewertung – Agrarische, ökologische, ökonomische und sozialwissenschaftliche Gesamtbewertung von Biomethan aus dem Gasnetz als Kraftstoff und in stationären Anwendungen“, Endbericht, Energie der Zukunft 1. Ausschreibung, Juli 2011, (unveröffentlicht, in Prüfung durch Auftraggeber)

Campanari S, Manzolini G, Garcia de la Iglesia F. Energy analysis of electric vehicles using batteries or fuel cells through well-to-wheel driving cycle simulations. Journal of Power Sources 2009 Jan;186(2):464-477.

Chen H, Cong TN, Yang W, Tan C, Li Y, Ding Y. Progress in electrical energy storage system: A critical review. Progress in Natural Science 2009 Mar;19(3):291-312.

CONSENTEC – Consulting für Energiewirtschaft und -technik GmbH, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft der RWTH Aachen (IAEW), „Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung“, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Deutschland, Bonn, 2008

Conte M, Prosini P., Passerini S. Overview of energy/hydrogen storage: state-of-the-art of the technologies and prospects for nanomaterials. Materials Science and Engineering: B 2004 Apr;108(1-2):2-8.

Crotogino, F., „Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf“, Tagungsbeitrag: Tagung Fortschrittlicher Energiewandlung und –anwendung der VDI-Gesellschaft Energietechnik, Stuttgart, 2003

Crotogino, F., Hamelmann, R., „Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots, in: Energie-Perspektiven“, Heft 2, Jhg. 2008; hrsg. v. Max-Planck-Institut für Plasmaphysik, Garching, 2008

e-control, Homepage, „Regelarbeitsvermögen (RAV) der Laufkraftwerke – 2009“, URL: http://www.e-control.at/portal/pls/portal.kb_folderitems_xml.redirectToItem?pMasterthingId=2035222, 04.03.2011, 09:15

Deane JP, Ó Gallachóir BP, McKeogh EJ. Techno-economic review of existing and new pumped hydro energy storage plant. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2010 May;14(4):1293-1302.

Divya KC, Østergaard J. Battery energy storage technology for power systems—An overview. Electric Power Systems Research 2009 Apr;79(4):511-520.

DIRECTIVE 2010/31/EU. DIRECTIVE 2010/31/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 19 May 2010 on the energy performance of buildings. 2010.

EEG – Energy Economics Group – TU Wien, „Statistik Austria, Energiebilanzen 1970-2008, EEG-Datenbank TU Wien Stand 2010, Wien, 2010

Eichlseder, H., Klell, M., „Wasserstoff in der Fahrzeugtechnik – Erzeugung, Speicherung, Anwendung“, hrsg. v. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2008

EnBW – Energie Baden-Württemberg AG, Homepage, „Synthetische Einspeiseprofile – Photovoltaik“, URL: http://www.enbw.com/content/de/netznutzer/media/pdf/001_REG_Veroeffentlichung/Netznutzung/Lastprofile-Temperatur/IV_EnBW_EV0_Einspeise-Photo.xls, 30.11.2010, 10:15

Energy Agency Austria – Österreichische Energieagentur; Homepage; „Energieflussbild Österreich 2005“, URL: http://www.energyagency.at/fileadmin/aea/pdf/Energie_in_Zahlen/energiefluss-2005.pdf, 15.09.2011, 18:30

EPRI, DOE. Handbook of EnergyStorage for Transmission &Distribution Applications. U. S. Department of Energy; 2003.

EPRI D. Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits. 2010.

Felberbauer, K.-P., „Auswirkungen des Klimawandels auf den zukünftigen Wasserkraftwerksbetrieb und Gegenmaßnahmen“, Diplomarbeit, FH JOANNEUM, Kapfenberg, 2009

FNR-Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., „Biokraftstoffe eine vergleichende Analyse“, Gülzow, 2006

Fronius, „Speicherung fluktuierender Stromproduktion aus erneuerbarer Energie mittels Wasserstoff“, Schubert M., Beitrag zum Workshop „Energiespeicher als Schlüsseltechnologie für erneuerbare Energien“ - Graz, 21. Oktober 2010, Graz, 2010

Gandy, S., „A guide to the range and suitability of electrical energy storagesystems for various applications, and an assessment of possible policy effects“, Master Thesis University of London, London, 2000

Gerschler JB, Witzenhausen H, Hust F, Sauer DU. Three-Dimensional Performance and Lifetime Model for Lithium-Ion Batteries – Spatially-Resolved Models are Required for Accurate Simulation of Large-Sized Cells! In: EVS 25. 2010

Göppert, S., Lohse, R., Urbaneck, T., Schirmer, U., Platzer, B., „Forschungsbericht – Solarthermie 2000plus – Weiterentwicklung und Optimierung von Be- und Entladesystemen für Tank- und Erdbeckenspeicher“, hrsg. v. TU Chemnitz, Fakultät Maschinenbau, Professur Technische Thermodynamik, TU Ilmenau, Fakultät Maschinenbau, Fachgebiet Thermo- und Magnetofluidynamik, Chemnitz, 2009

Grote, K.-H., Feldhusen, J., „Dubbel – Taschenbuch für den Maschinenbau“, 22.Auflage, Springer-Verlag, Berlin Heidelberg, 2007

Gwisdorf, B., Reissaus, A., „Wirtschaftlich optimale Kraftwerkseinsatzplanung und Lastaufteilung eines Kraftwerksbetreibers“, Technische Universität Dortmund – Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik – Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft, Dortmund, 2009

Haas R, Redl C, Müller A, Erdmann G, Ehlers N, Barthei C, Huber C, Faber T. Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft. Wien: TU Wien; TU Berlin; Wuppertaler Institut f. Klim; Umwelt & Energie; EGL; 2009.

Henning, H.-M., „Wärmespeicher mit Phasenwechselmaterialien und thermochemische Systeme“, Vortrag beim Workshop „Dezentrale Energiespeicherung – Schlüssel zur wirtschaftlichen Entfaltung Erneuerbarer Energien“, Wuppertal, 2002

Himpel, M., „Innovative Wärmespeicher – Stand und Perspektiven“, Tagungsbeitrag: 10.11.2009 bei den Solarfreunden Moosburg, Moosburg, 2009

Huggins, R., „Energy Storage“, hrsg. v. Springer-Verlag, New York, 2010

Ibrahim, H., Illinca, A., Perron, J., „Energy storage systems – Characteristics and comparisons“, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews, Heft 12, Jhg. 2008

IPCC 2007: Solomon S, Qin D, Manning M, Chen Z, Marquis M, Averyt KB, et al. (eds.) „Climate Change 2007: The Physical Science Basis“, Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. United Kingdom and New York, NY, USA: Cambridge University Press; 2007

IPHE – International Partnership on Hydrogen Economy, Beitrag im Rahmen: IPHE Renewable Hydrogen Workshop, October 24-26, Seville, 2005

INT, Fraunhofer Institut Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen (Autoren: Neupert U., Euting, Th., Kretschmer, Th., Notthoff, C., Ruhling, K., Weimert, B.), „Aktuelle und zukünftige Möglichkeiten der Energiespeicherung“, hrsg. v. Fraunhofer Verlag, Euskirchen, 2009

Jungmeier, G., Könighofer, K., Spitzer, J., Canella, L., Ajanovic, A., Haas, R., Nakicenovic, N., „Wasserstoff aus erneuerbarer Energie in Österreich – Ein Energieträger der Zukunft?“, Schriftenreihe 40/06, hrsg. v. BMVIT, Graz, 2006

Kaldellis JK, Zafirakis D, Kavadias K. Techno-economic comparison of energy storage systems for island autonomous electrical networks. Renewable and Sustainable Energy Reviews 2009 Feb;13(2):378-392.

Kalt G, Ademsam H, Schmid E, Stürmer G, Zawichowski M. ALPot - Strategies for a sustainable mobilization of agricultural bioenergy potentials. Vienna: Climate and Energy Fonds; 2010.

Kaltschmitt, M., Hartmann, H., „Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren“, hrsg. v. Springer Verlag, Berlin-Heidelberg, 2001

Klinski S. Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Leipzig: Institut für Energetik und Umwelt; 2006.

Kloess M, Haas R, Könighofer PK, Canella L, Prenninger P, Weichbold A. ELEKTRA-Project final Report [Internet]. Vienna University of Technology; 2009. Available from: http://verkehrstechnologien.at/elek-tra/_/prog46/subprog41/project616

Kollmann A, Steinmüller H, Jetzinger F. Biogas Spitzenstromproduktion aus volkswirtschaftlicher Sicht. Energieinstitut a.d. Johannes Kepler Universität; 2006.

Konstantin, P., „Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt“, hrsg. v. Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg, 2007

Laing, D., Bahl, C., „Pre-kommerzielle Entwicklung der WESPE Feststoff-Speichertechnologie für den Einsatz in ANDASOL-Kraftwerken“, Tagungsbeitrag: Öffentliches Statusseminar Thermische Energiespeicherung, Stuttgart, 2005

Lauer, M., Waupotitsch, M., „Energiebedarfsdeckung nach einem Umstieg von fossilen auf erneuerbare Energieträger – Möglichkeiten und Grenzen am Beispiel Österreichs – Stufe 1: Grobanalyse“, Graz, 1995

Leitinger C, Litzlbauer M, Schuster A. Smart Electric Mobility – Speichereinsatz für regenerative elektrische Mobilität und Netzstabilität, FFG-Forschungsprojekt, NE2020 2. AS, Projektnummer: 821886, publizierbarer Endbericht., Wien: TU Wien; 2011.

Marriyappan, J., Black, M., Strbac, G., Hemmi, K., „Cost and technical opportunities for electricity storage technologies.“, Forschungsbericht des EU-Projekts GreenNet (“Pushing a least cost integration of green electricity into the European Grid”). Chineham, 2004

Matheys J, Autenboer W. SUBAT: SUSTAINABLE BATTERIES Work package 5: OverallAssessment Final Public Report. 2005.

Maurer, A., „Untertägige Speicherung von Erdgasspeicherung in Österreich“, Vortrag im Rahmen der A/F-Energiekonferenz 26./27.11.2007, Paris, 2007

Mehling, H., „Überblick Leitprojekt: „Innovative PCM-Technologie“, Vortrag im Rahmen: „ZAE-Symposium 2004“, 4.-5. März, Garching, 2004

Nackler, K. „Unterschiedliche Zielrichtung von PSKW Projekten im energiewirtschaftlichen Kontext“, Tagungsbeitrag: Speicher- und Pumpspeicherkraftwerk – Rolle im Rahmen der europäischen Energiepolitik, Wien, 2010

Öko-Institut 2010, „Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS)“, Version 4.6, Öko-Institut e.V., Institut für angewandte Ökologie, Darmstadt, August 2010, <http://www.oeko.de/service/gemis/de/index.htm>

OeMAG – Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Homepage, Ökostrom Statistik, URL: http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Winderzeugung.html, 03.02.2011, 09:30

Oertel, D., Fleischer, T., „Brennstoffzellen-Technologie: Hoffnungsträger für den Klimaschutz – Technische, ökonomische und ökologische Aspekte ihres Einsatzes in Verkehr und Energiewirtschaft“, hrsg. v. Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2001

Oertel, D., „Energiespeicher – Stand und Perspektiven“, hrsg. v. TAB – Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Berlin, 2008

Passier G, Conte FV, Smets S, Badin F, Brouwer A, Alaküla M, Santini D. Status Overview of Hybrid and Electric Vehicle technology (2007). IEA Annex VII; 2007.

Perrin M, Saint-Drenan YM, Mattera F, Malbranche P. Lead-acid batteries in stationary applications: competitors and new markets for large penetration of renewable energies. Journal of Power Sources 2005 Jun;144(2):402-410.

Peterson SB, Whitacre JF, Apt J. The economics of using plug-in hybrid electric vehicle battery packs for grid storage. Journal of Power Sources 2010 Apr;195(8):2377-2384.

Peterson SB, Apt J, Whitacre JF. Lithium-ion battery cell degradation resulting from realistic vehicle and vehicle-to-grid utilization. Journal of Power Sources 2010 Apr;195(8):2385-2392.

Pirker, O., „Bedeutung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke im Energiesystem“, Vortrag im Rahmen der Veranstaltung: Sonnenstrom auf Vorrat, 28. Jänner 2010, Wien, 2010

Planta Solar de Almería, „SOLAR TRES: Molten-Salt Solar Thermal Power 15-MW_e Demonstration Plant – Annual Report“, 2007-2010

Pucker, J., Jungmeier, G., Siegl, S., Pötsch, E.M, Stuhlbacher, A., Ebner-Ornig, F.J., Krichmayr, R., Bochann, G., „Ökobilanz Biogas – Erfolgsfaktoren zur nachhaltigen Nutzung der Biogastechnologie am Beispiel ausgewählter Biogasanlagen“, Endbericht, Energie der Zukunft 1. Ausschreibung, Graz, 2010

Purkarthofer, G., Fink, C. (2003): Sorptionsspeicher – Langzeit-Wärmespeicherung von Wärme mit hohen Energiedichten. In: Heizung-Lüftung-Klimatechnik, Heft 1–2, Jhg. 2003

Radgen, P. (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung – ISI), „Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung“, Karlsruhe, 2007

Recknagel, H., Sprenger, E., „Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik 2005/06“, 72. Auflage, München Oldenbourg R. Verlag GmbH, München, 2004

Rosenkranz C. Deep Cycle Batteries for Plug-in Hybrid Application. In: EPRI Workshop at EVS 20. 2003

Rummich, E., „Energiespeicher – Grundlagen, Komponenten, Systeme und Anwendungen“, hrsg. v. expert verlag, Renningen, 2009

Sauer, D. U., „Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung“, in: Solarzeitalter, Heft: 4, Jhg. 2006, hrsg. v. EUROSOLAR e.V., Bonn, 2006

Sameniego Seta F. Modeling of an Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage (AA-CAES) Unit and an Optimal Model-based Operation Strategy for its Integration into Power Markets. 2010;

Schulz, D., Jordan, M., „Concepts for pumped hydro storage facilities in former opencast mining facilities“, Beitrag im Rahmen der 5. Internationalen Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien – IHRES, Berlin, 2010

Schwab, A., „Elektroenergiesysteme - Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie“, hrsg. v. Springer-Verlag, Berlin-Heidelberg, 2006

Statistik Austria, „Gesamtenergiebilanz 1970-2009 Detailinformation“, URL: http://www.statistik.at/web_de/static/gesamtenergiebilanz_1970_bis_2009_detailinformation_029955.xls, 24.04.2011, 14:30

Statistik Austria, „Energetischer Endverbrauch 2005 bis 2009 nach Energieträgern und Nutzenergiekategorien für Österreich“, URL: http://www.statistik.at/web_de/static/energetischer_endverbrauch_2005_bis_2009_nach_energetraegern_und_nutzener_042506.xls, 29.06.2011, 11:00

Sterner, M., „Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Limiting global warming by transforming energy systems“, Dissertation Kassel, hrsg. v. Kassel University Press (Erneuerbare Energien und Energieeffizienz, 14), Kassel, 2009

Streicher, W., Schnitzer, H., Titz, M., Tatzber, F., Heimrath, R., Wetz, I., Hausberger, S., Haas, R., Kalt, G., Damm, A., Steininger, K., Oblasser, S., „Energieautarkie für Österreich 2050 – Feasibility Study – Endbericht“, hrsg. v. Klima- und Energiefonds, Wien, 2010

Strobl, T.; Zunic, F., „Wasserbau“, 1. Auflage; Springer Verlag; Berlin 2006

Tretter, H., Pauritsch, G., „Energiewirtschaftlicher Bedarf regelfähiger Kraftwerke mit Schwerpunkt auf Pumpspeicherkraftwerke“, Wien, 2010

Umweltbundesamt-Österreichisches Umweltbundesamt, „GEMIS-Österreich – Globales Emissions Modell Integrierter Systeme für Österreich“, Österreich-Datensatz für Version 4.5, 2009

Urban, W., Girod, K., Lohmann, H., „Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz – Ergebnisse der Markterhebung 2007-2008, Oberhausen, 2008

Wagner, W., Jähmig, D., Isaksson, C., Hausner, R., „Modularer Energiespeicher nach dem Sorptionsprinzip mit hoher Energiedichte (MODESTORE)“, Gleisdorf, 2006

Wietschel, M., Arens, M., Dötsch, Ch., Herkel, S., Krewitt, W., Markewitz, P., Möst, D., Scheufen, M. (Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI), „Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung“, hrsg. v. Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 2010

Wikipedia, „Liste der Stauseen in Österreich“, Homepage, URL: http://de.wikipedia.org/wiki/Liste_der_Stauseen_in_%C3%96sterreich, 20.07.2011, 11:30

ZAMG – Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Homepage, Klimadaten, URL: http://www.zamg.ac.at/fix/klima/oe71-00/klima2000/klimadaten_oesterreich_1971_frame1.htm, 20.05.2011, 15:30

11 Anhang

11.1 Energiespeicherdatenbank

Stationary Electricity Storages Overview - World

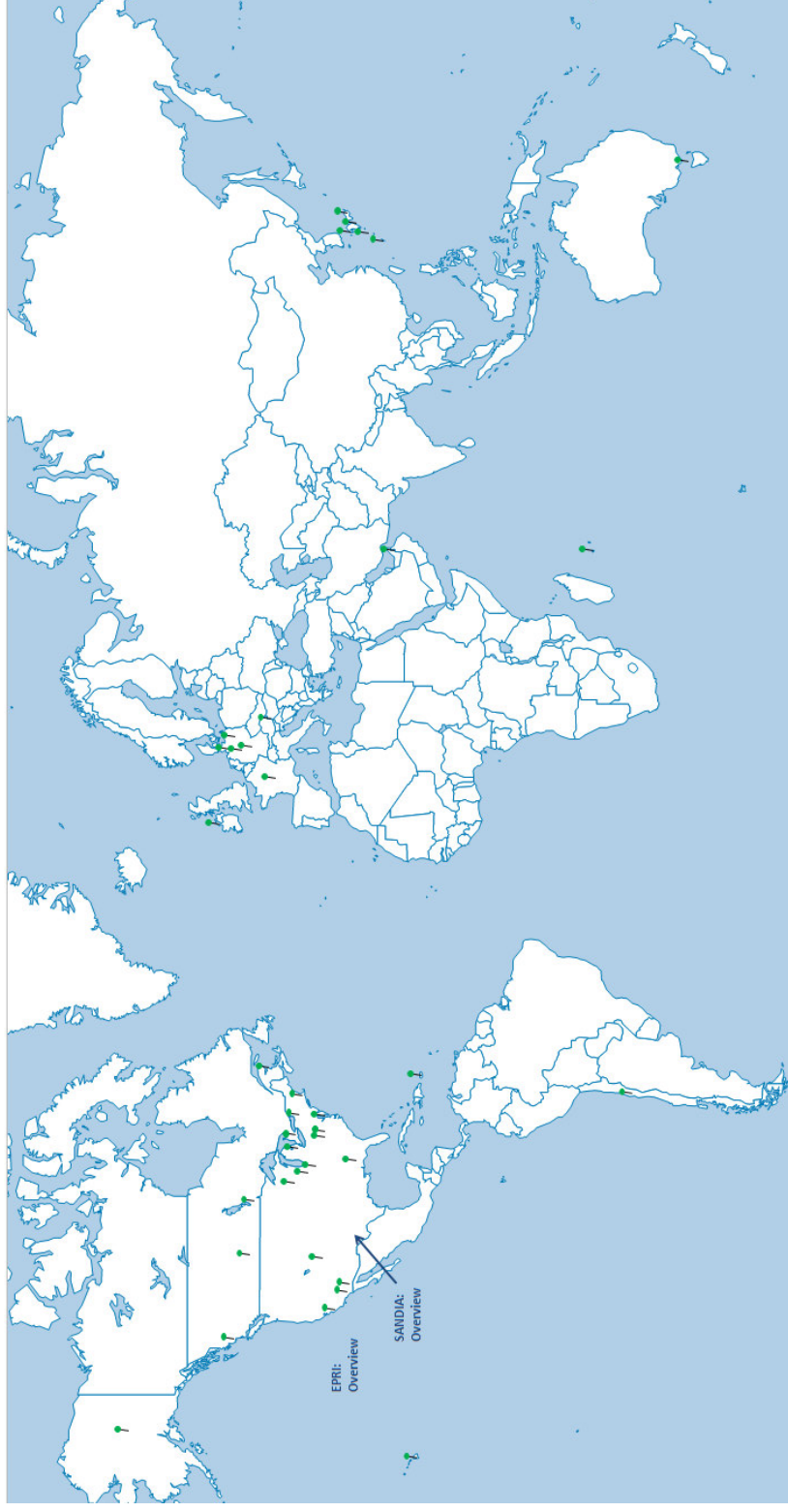


Abbildung 153: erhobene stationäre elektrische Energiespeicher weltweit

Mobile Electricity Storages Overview - World



Abbildung 154: erhobene mobile elektrische Energiespeicher weltweit

Stationary Thermal Storages Overview - World



Abbildung 155: erhobene stationäre thermische Energiespeicher weltweit

Tabelle 39: Blei-Säure und NiCd – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Lead Acid															NiCd																						
Click for details															Click for details																						
Unit		2010						2025						2050						2010						2025						2050					
Technical parameters		[Text]		Average / description		Median		Min		Max		Average		Min		Max		Average		Min		Max		Average		Min		Max		Average		Min		Max			
Typical nominal capacity				17		14		0		70		36		1		70		25		30		0		46		15		0		30		15		0		30	
Typical energy storage capacity				[MWh]		20		20		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
Volumetric energy density				77		80		22		130		70		70		70		64		35		15		200		75		75		75		75		75		75	
Gravimetric energy density				36		35		20		110		30		30		30		40		41		10		80		50		50		50		50		50		50	
Volumetric power density				175		145		10		400		0		0		0		124		130		100		130		0		0		0		0		0		0	
Gravimetric power density				188		160		80		350		0		0		0		342		350		53		600		0		0		0		0		0		0	
Efficiency factor per cycle				80		80		60		95		76		76		76		68		70		57		80		66		66		66		66		66		66	
Storage losses				[%]/h		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
Max. storage duration				[h]		8		1		0		48		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
Discharging time				[h]																																	
Availability				[h]		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	
Lifetime				[cycles]		723		500		2000		1050		1050		1050		1444		1000		100		4000		1300		1300		1300		1300		1300		1300	
Place requirements				[Text]																																	
Economic parameters																																					
Year of data				[Text]		see detailed sheet												see detailed sheet																			
Energy related investment cost				[€/kWh]		142		115		350		0		0		0		616		522		400		1000		0		0		0		0		0		0	
Capacity related investment cost				[€/kW]		533		350		60		2000		0		0		269		152		110		783		0		0		0		0		0		0	
Investment cost storage peripherals				[€/kWh]		100		100		50		150		0		0		250		250		250		250		0		0		0		0		0		0	
Fixed running cost				[€/kW*yr]		9		9		4		13		0		0		22		22		22		22		0		0		0		0		0		0	
Running cost				[€/kWh]				0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	

[Click for details](#)

[Click for details](#)



Tabelle 40: NiMH und NiZn – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

		NiMH										NiZn																			
		Unit					Click for details																								
		2010					2025					2050					2010					2025					2050				
Technical parameters		[Text]	Average	Min	Max	Median	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max				
Typical nominal capacity		[MWh]																													
Typical energy storage capacity		[MWh]																													
Volumetric energy density		[Wh/l]																													
Gravimetric energy density		[Wh/kg]																													
Volumetric power density		[W/l]																													
Gravimetric power density		[W/kg]																													
Efficiency factor per cycle		[%]																													
Storage losses		[%]/h																													
Max. storage duration		[h]																													
Discharging time		[h]																													
Availability		[h]																													
Lifetime		[cycles]																													
Place requirements		[Text]																													
Economic parameters																															
Year of data		[Text]	see detailed sheet															see detailed sheet													
Energy related investment cost		[€/kWh]																													
Capacity related investment cost		[€/kW]																													
Investment cost storage peripherals		[€/kWh]																													
Fixed running cost		[€/kW*yr]																													
Running cost		[€/kWh]																													

[Click for details](#)

[Click for details](#)

Tabelle 41: NaS und Li-Ion – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

		NA-S										Li-Ion																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
		Unit					Click for details					Click for details																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																												
		2010					2025					2050					2010					2025					2050																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
		Average / description					Min					Max					Average					Min					Max					Average					Min					Max																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Technical parameters		[Text]																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						</

[Click for details](#)

[Click for details](#)

Tabelle 42: Li-Po und Li-Fe – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

		Li-Po					Li-Fe									
		Click for details					Click for details									
Technical parameters	Unit	2010			2025		2050		2010			2025		2050		
	[Text]	Average / description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average / description	Median	Min	Max	
Typical nominal capacity	[MWh]			0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	
Typical energy storage capacity	[MWh]			0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	
Volumetric energy density	[Wh/l]		320	230	410						0	0	0	0	0	
Gravimetric energy density	[Wh/kg]		128	100	180				160		160	140	180	0	0	
Volumetric power density	[W/l]		100	100	100						0	0	0	0	0	
Gravimetric power density	[W/kg]		390	300	500				300		300	300	300	0	0	
Efficiency factor per cycle	[%]		96	90	100				95		95	93	97	0	0	
Storage losses	[%]/h		0	0	0				0		0	0	0	0	0	
Max. storage duration	[h]			0	0						0	0	0	0	0	
Discharging time	[h]			0	0						0	0	0	0	0	
Availability	[h]			0	0						0	0	0	0	0	
Lifetime	[cycles]		750	300	1200				250		250	250	250	0	0	
Place requirements	[Text]															
Economic parameters																
Year of data	[Text]	see detailed sheet										see detailed sheet				
Energy related investment cost	[€/kWh]	400	300	500								0	0	0	0	
Capacity related investment cost	[€/kW]		0	0								0	0	0	0	
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]			0	0							0	0	0	0	
Fixed running cost	[€/kW*yr]		0	0								0	0	0	0	
Running cost	[€/kWh]		0	0								0	0	0	0	

Tabelle 43: Li-Mn und Li-FePo4 – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Li-Mn										Li-FePo4																					
Click for details										Click for details																					
Technical parameters	Unit	2010					2025					2050					2010					2025					2050				
		Average / description	Median	Min	Max	Average	Average / description	Median	Min	Max	Average	Average / description	Median	Min	Max	Average	Average / description	Median	Min	Max	Average	Average / description	Median	Min	Max	Average	Average / description	Median	Min	Max	
Typical nominal capacity	[Text]																														
Typical energy storage capacity	[MWh]																														
Volumetric energy density	[Wh/l]																														
Gravimetric energy density	[Wh/kg]																														
Volumetric power density	[W/l]																														
Gravimetric power density	[W/kg]																														
Efficiency factor per cycle	[%]																														
Storage losses	[%]/h																														
Max. storage duration	[h]																														
Discharging time	[h]																														
Availability	[h]																														
Lifetime	[cycles]																														
Place requirements	[Text]																														
Economic parameters																															
Year of data	[Text]	see detailed sheet										see detailed sheet										see detailed sheet									
Energy related investment cost	[€/kWh]																					400									
Capacity related investment cost	[€/kW]																					400									
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]																					0									
Fixed running cost	[€/kW*yr]																					0									
Running cost	[€/kWh]																					0									

Tabelle 44: Li-Ti und Li-Nk-Co – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Unit	Li-Ti										Li-Nk-Co									
	Click for details										Click for details									
	Average	/ description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	2025	2050	Average	Min	Max	2025	2050	Average	Min	Max	2025	2050
Technical parameters																				
Typical nominal capacity	[Text]																			
Typical energy storage capacity	[MWh]																			
Volumetric energy density	[MWh/l]																			
Gravimetric energy density	[Wh/kg]																			
Volumetric power density	[W/l]																			
Gravimetric power density	[W/kg]																			
Efficiency factor per cycle	[%]																			
Storage losses	[%]/h																			
Max. storage duration	[h]																			
Discharging time	[h]																			
Availability	[h]																			
Lifetime	[cycles]																			
Place requirements	[Text]																			
Economic parameters																				
Year of data	[Text]																			
Energy related investment cost	[€/kWh]																			
Capacity related investment cost	[€/kW]																			
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]																			
Fixed running cost	[€/kW*yr]																			
Running cost	[€/kWh]																			

Tabelle 45: Li-Ko-Ox und Na-NiCl – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Technical parameters	Unit	Li-Ko-Ox										Na-NiCl									
		Click for details										Click for details									
		Average	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max
Typical nominal capacity	[Text]																				
Typical energy storage capacity	[MWh]																				
Volumetric energy density	[Wh/l]																				
Gravimetric energy density	[Wh/kg]																				
Volumetric power density	[W/l]																				
Gravimetric power density	[W/kg]																				
Efficiency factor per cycle	[%]																				
Storage losses	[%]/h																				
Max. storage duration	[h]																				
Discharging time	[h]																				
Availability	[h]																				
Lifetime	[cycles]																				
Place requirements	[Text]																				
Economic parameters																					
Year of data	[Text]	see detailed sheet										see detailed sheet									
Energy related investment cost	[€/kWh]																				
Capacity related investment cost	[€/kW]																				
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]																				
Fixed running cost	[€/kW*yr]																				
Running cost	[€/kWh]																				

Tabelle 46: Zn-Luft und Metal-Luft – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

ZN-air												Metal Air																			
Click for details												Click for details																			
Technical parameters	Unit	2010					2025					2050					2010					2025					2050				
		Average / description	Median	Min	Max		Average	Min	Max		Average	Min	Max		Average / description	Median	Min	Max		Average	Min	Max		Average	Min	Max					
Typical nominal capacity	[MW]			0	0		0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Typical energy storage capacity	[MWh]			0	0		0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
Volumetric energy density	[Wh/l]			275	300		275	0	0	0	0	0	0		275	275	250	300		0	0	0	0	0	0	0					
Gravimetric energy density	[Wh/kg]			216	10	300	200	20	20	20	20	20	20		236	200	110	420		500	500	500	500	500	500	500					
Volumetric power density	[W/l]			20	20	20	20	30	30	30	30	30	30		80	80	80	80		0	0	0	0	0	0	0					
Gravimetric power density	[W/kg]			98	70	200	70	0	0	0	0	0	0		70	70	70	70		0	0	0	0	0	0	0					
Efficiency factor per cycle	[%]			50	50	50	50	0	0	0	0	0	0		48	50	43	50		50	50	50	50	50	50	50					
Storage losses	[%]/h			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0		0	0	0	0	0	0	0					
Max. storage duration	[h]							0	0	0	0	0	0				0	0		0	0	0	0	0	0	0					
Discharging time	[h]							0	0	0	0	0	0				0	0		0	0	0	0	0	0	0					
Availability	[h]							0	0	0	0	0	0				0	0		0	0	0	0	0	0	0					
Lifetime	[cycles]			233	200	300	200	0	0	0	0	0	0		100	100	100	100		200	200	200	200	200	200	200					
Place requirements	[Text]																														
Economic parameters																															
Year of data	[Text]		see detailed sheet																												
Energy related investment cost	[€/kWh]			0	0		0	0	0	0	0	0	0		125	50	200														
Capacity related investment cost	[€/kW]			0	0		0	0	0	0	0	0	0				0	0		0	0	0	0	0	0	0					
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]			0	0		0	0	0	0	0	0	0				0	0		0	0	0	0	0	0	0					
Fixed running cost	[€/kWh*yr]			0	0		0	0	0	0	0	0	0				0	0		0	0	0	0	0	0	0					
Running cost	[€/kWh]			0	0		0	0	0	0	0	0	0				0	0		0	0	0	0	0	0	0					

Tabelle 47: Zn-Br und Kondensatoren – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Technical parameters	Unit	ZN-Br					Caps				
		Click for details					Click for details				
		Average	Min	Max	Median	description	Average	Min	Max	Median	description
Typical nominal capacity	[MW]										
Typical energy storage capacity	[MWh]										
Volumetric energy density	[Wh/l]										
Gravimetric energy density	[Wh/kg]										
Volumetric power density	[W/l]										
Gravimetric power density	[W/kg]										
Efficiency factor per cycle	[%]										
Storage losses	[%]/h										
Max. storage duration	[h]										
Discharging time	[h]										
Availability	[h]										
Lifetime	[cycles]										
Place requirements	[Text]										
Economic parameters											
Year of data	[Text]										
Energy related investment cost	[€/kWh]										
Capacity related investment cost	[€/kW]										
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]										
Fixed running cost	[€/kW*yr]										
Running cost	[€/kWh]										

Tabelle 48: Schwungräder und Pumpspeicher – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Fly Wheels			Pumped Hydro																			
			Click for details										Click for details									
Unit	2010			2025			2050			2010			2025			2050						
Technical parameters	Text	Average / description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max		
Typical nominal capacity	[MW]	4	1	0	20	5	0	10	5	0	10	1212	1030	2	4000	1250	500	3000	1250	500	3000	
Typical energy storage capacity	[MWh]			0	0	0	0	0	0	0	0	54000	8000	100000	54000	8000	100000	54000	8000	100000		
Volumetric energy density	[Wh/l]	46	10	3	333	10	10	10	10	10	10	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	
Gravimetric energy density	[Wh/kg]	23	5	1	100	10	10	10	10	10	10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Volumetric power density	[W/l]	110	110	40	180	0	0	0	0	0	0											
Gravimetric power density	[W/kg]	797	700	100	2000	0	0	0	0	0	0											
Efficiency factor per cycle	[%]	90	90	80	95	96	96	96	96	96	96	77	78	65	85	85	85	85	85	85	85	
Storage losses	[%]/h	10	7	0	20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Max. storage duration	[h]				0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	4	0	0	0	0	0	0	
Discharging time	[h]	5	6	4	6	0	0	0	0	0	0	25	8	4	153	0	0	0	0	0	0	
Availability	[h]			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Lifetime	[cycles]	351000	30250	10000	1000000	40000	40000	40000	40000	40000	40000	15250	10500	20000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	30000	
Economic parameters																						
Year of data	Text	see detailed sheet										see detailed sheet										
Energy related investment cost	[€/kWh]	13686	765	200	108700	0	0	0	0	0	0	300	300	100	500	0	0	0	0	0	0	
Capacity related investment cost	[€/kW]	1256	300	100	10000	0	0	0	0	0	0	1175	750	164	3000	0	0	0	0	0	0	
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]	540	540	80	1000	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	
Fixed running cost	[€/kW*yr]	5	4	4	8	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	
Running cost	[€/kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				0	0	0	0	0	0	0	

Tabelle 49: Druckluftspeicher und Flow-Batterien – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Technical parameters	Unit	CAES										Flow Batteries									
		2010					2025					2050					2010				
		Average	/ description	Median	Min	Max	Average	Min	Max		Average	Min	Max		Average	Min	Max	Average	Min	Max	
Typical nominal capacity	[MW]	416		246	3	2700	451	3	1000		451	3	1000		5	0	10	5	0	10	
Typical energy storage capacity	[MWh]	27860		5430	580	100000	54000	8000	100000		54000	8000	100000		0	0	0	0	0	0	
Volumetric energy density	[Wh/l]	2		2	1	5	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Gravimetric energy density	[Wh/kg]				0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Volumetric power density	[W/l]	1		1	1	1	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Gravimetric power density	[W/kg]				0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Efficiency factor per cycle	[%]	57		55	42	80	78	78	78		78	78	78		85	85	85	85	85	85	
Storage losses	[%]/h	0		0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Max. storage duration	[h]	13		13	2	24	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Discharging time	[h]	0		0	0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Availability	[cycles]	16000		9000	9000	30000	11500	11500	11500		11500	11500	11500		2800	2800	2800	2800	2800	2800	
Lifetime	[Text]																				
Place requirements																					
Economic parameters																					
Year of data	[Text]	see detailed sheet																			
Energy related investment cost	[€/kWh]	128		100	40	300	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Capacity related investment cost	[€/kW]	569		600	162	1000	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]				0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Fixed running cost	[€/kW*yr]				0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	
Running cost	[€/kWh]				0	0	0	0	0		0	0	0		0	0	0	0	0	0	

CAES [Click for details](#) Flow Batteries [Click for details](#)

Tabelle 50: supraleitende Spulen und Wasserstoff – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

SMES																		H2																			
Click for details																		Click for details																			
Unit		2010						2025						2050						2010						2025						2050					
Technical parameters		Average	/ description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	/ description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max								
Typical nominal capacity	[MW]		112	8	0	1000			0	0	0	0			0				0	0			0					0									
Typical energy storage capacity	[MWh]		715	0	0	4000			0	0	0	0			0				0	0			0					0									
Volumetric energy density	[W/h/l]		6	6	1	10			0	0	0	0			0		532	400	30	1200			0					0									
Gravimetric energy density	[W/h/kg]								0	0	0	0			0								0					0									
Volumetric power density	[W/l]		2500	2500	1000	4000			0	0	0	0			0								0					0									
Gravimetric power density	[W/kg]		4433	2000	500	10800			0	0	0	0			0								0					0									
Efficiency factor per cycle	[%]		94	95	90	98	95	95	95	95	95	95			95		41	41	41	41			95	95	95			95									
Storage losses	[%]/h			0	0	1			0	0	0	0			0								0					0									
Max. storage duration	[h]				0	0			0	0	0	0			0								0					0									
Discharging time	[h]		0	0	0	0	0	0	1	0	0	1			0								0			0		1									
Availability	[h]					0			0	0	0	0			0								0					0									
Lifetime	[cycles]		875000	1000000	500000	1000000			0	0	0	0			0								0					0									
Place requirements																																					
Economic parameters																																					
Year of data	[Text]	see detailed sheet																																			
Energy related investment cost	[€/kWh]		68745	36739	1500	200000			0	0	0	0			0							0			0			0									
Capacity related investment cost	[€/kW]		441	275	120	1000			0	0	0	0			0							0			0			0									
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]								0	0	0	0			0							0			0			0									
Fixed running cost	[€/kW*yr]		9	9	9	9			0	0	0	0			0							0			0			0									
Running cost	[€/kWh]								0	0	0	0			0							0			0			0									

Tabelle 51: Heißwasserspeicher und Fluidspeicher – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Hot Water Thermal Storage											Fluid Thermal Storage																				
		Click for details										Click for details																			
Technical parameters	Unit	2010					2025					2050					2010					2025					2050				
		Average / description	Median	Min	Max		Average	Min	Max		Average	Min	Max		Average	Min	Max		Average / description	Median	Min	Max		Average	Min	Max		Average	Min	Max	
Typical nominal capacity	[MW]		18800	350	0	100000																									
Typical energy storage capacity	[MWh]				0	0																									
Volumetric energy density	[Wh/l]				0	0																									
Gravimetric energy density	[Wh/kg]																														
Volumetric power density	[W/l]		73	83	30	95													200	200	0	400									
Gravimetric power density	[W/kg]		4175	4175	4175	4175													1490	1490	1360	1620									
Efficiency factor per cycle	[%]																														
Storage losses	[%]/h				0	0																									
Max. storage duration	[h]				0	0																									
Discharging time	[h]				0	0																									
Availability	[h]				0	0																									
Lifetime	[cycles]				0	0																									
Place requirements	[Text]																														
Economic parameters																															
Year of data	[Text]																														
Energy related investment cost	[€/kWh]	0	0	0	0	0												0	0	0	0										
Capacity related investment cost	[€/kW]	0	0	0	0	0												0	0	0	0										
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]	0	0	0	0	0												0	0	0	0										
Fixed running cost	[€/kW*yr]	188	105	90	450													0	0	0	0										
Running cost	[€/kWh]			0	0													0	0	0	0										

Hot Water Thermal Storage
[Click for details](#)

Fluid Thermal Storage
[Click for details](#)

Tabelle 52: Feststoffspeicher und Kies-Wasser-Speicher – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Solid Thermal Storage										Gravel-Water Thermal Storage															
Click for details										Click for details															
Technical parameters	Unit	2010				2025				2050				2010				2025				2050			
		Average / description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average / description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	
Typical nominal capacity	[MW]	6300	6300	600	12000	0	0	0	0	0	0	0	0	5013	4525	1000	10000	0	0	0	0	0	0		
Typical energy storage capacity	[MWh]				0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0		
Volumetric energy density	[Wh/l]			0	0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0		
Gravimetric energy density	[Wh/kg]	369	325	0	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	90	90	0	0	0	0	0	0		
Volumetric power density	[W/l]	1536	1508	1176	2074	0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0		
Gravimetric power density	[W/kg]	35	35	20	50	0	0	0	0	0	0	0	0	40	40	30	50	0	0	0	0	0	0		
Efficiency factor per cycle	[%]					0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0		
Storage losses	[%]/h			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0		
Max. storage duration	[h]			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0		
Discharging time	[h]			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0		
Availability	[h]			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0		
Lifetime	[cycles]			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0		
Place requirements	[Text]																								
Economic parameters																									
Year of data	[Text]																								
Energy related investment cost	[€/kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Capacity related investment cost	[€/kW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Fixed running cost	[€/kW*yr]			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	90	90	80	100	0	0	0	0	0	0		
Running cost	[€/kWh]			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0	0	0	0	0	0	0	0		

Tabelle 53: Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

Underground Thermal Storage															Aquifer Thermal Storage															
Click for details															Click for details															
Unit	2010					2025					2050					2010					2025					2050				
	Average / description					Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average / description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max			
Technical parameters																														
Typical nominal capacity	[Text]					279415	56680	4300	1000000	0	0	0	0	0	0	0	0	550000	550000	100000	1000000	0	0	0	0	0	0			
Typical energy storage capacity	[MW]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Volumetric energy storage capacity	[MWh]								0	0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Volumetric energy density	[MWh]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Gravimetric energy density	[Wh/kg]					80	80	80	80	0	0	0	0	0	0	0	0	75	75	75	75	0	0	0	0	0	0			
Volumetric power density	[W/l]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Gravimetric power density	[W/kg]					23	23	15	30	0	0	0	0	0	0	0	0	35	35	30	40	0	0	0	0	0	0			
Efficiency factor per cycle	[%]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Storage losses	[%]/h									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Max. storage duration	[h]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Discharging time	[h]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Availability										0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Lifetime	[cycles]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Place requirements	[Text]																													
Economic parameters																														
Year of data	[Text]					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
Energy related investment cost	[€/kWh]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Capacity related investment cost	[€/kW]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Investment cost storage peripherals	[€/kWh]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			
Fixed running cost	[€/kW*yr]					90	90	80	100	0	0	0	0	0	0	0	0	80	80	70	90	0	0	0	0	0	0			
Running cost	[€/kWh]									0	0	0	0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0			

Tabelle 54: Latentwärmespeicher und thermochemische Energiespeicher – Übersicht Speicherdatenbank

Technology

		Unit	Latent Heat Thermal Storage										Thermochemical Storage											
			Click for details					Click for details																
Technical parameters		[Text]	2010			2025			2050			2010			2025			2050						
			Average / description	Median	Min	Max	Average	Min	Max	Average	Min	Max	Average / description	Median	Min	Max	Average	Min	Max					
Typical nominal capacity		[MW]	51	51	1	100	0	0	0	0	0	55	55	10	100	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Typical energy storage capacity		[MWh]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumetric energy density		[Wh/l]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gravimetric energy density		[Wh/kg]	218			90	10	1000	0	0	0	0	220	190	40	500	0	0	0	0	0	0	0	0
Volumetric power density		[W/l]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gravimetric power density		[W/kg]	120			120	120	0	0	0	0	130	130	130	130	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Efficiency factor per cycle		[%]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Storage losses		[%]/h					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Max. storage duration		[h]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Discharging time		[h]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Availability		[h]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Lifetime		[Cycles]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Place requirements		[Text]																						
Economic parameters																								
Year of data		[Text]																						
Energy related investment cost		[€/kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capacity related investment cost		[€/kW]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Investment cost storage peripherals		[€/kWh]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fixed running cost		[€/kW*yr]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0
Running cost		[€/kWh]					0	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0	0

11.2 Ökologische Bewertung

In diesem Anhang sind die Ergebnistabellen für die ökologische Bewertung für alle untersuchten Anwendungsbeispiele dargestellt.

11.2.1 Elektrische Energiespeicher

Angebotsnahe Tagesspeicher

Tabelle 55: Treibhausgasemissionen für angebotsnahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kg CO ₂ -Äq./MWh]				[%]	[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	-	-	25,14	25	-	-
Pumpspeicher (1200 MW)	11,10	0,00	29,58	41	27%	62%
Pumpspeicher (300 MW)	11,10	0,00	29,58	41	27%	62%
CAES	9,44	424,90	88,00	522	2%	1977%
AA-CAES	3,89	0,00	35,92	40	10%	58%
NaS-Akku	7,96	0,00	33,05	41	19%	63%
Redox-Flow Batterie	3,22	0,00	33,05	36	9%	44%
Li-Ion Akku	15,87	0,00	29,01	45	35%	79%
Vehicle-to-Grid	3,97	0,00	29,01	33	12%	31%

Tabelle 56: Treibhausgasemissionen für angebotsnahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kg CO ₂ -Äq./MWh]				[%]	[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	-	-	503,70	504	-	-
Pumpspeicher (1200 MW)	11,10	0,00	592,58	604	2%	20%
Pumpspeicher (300 MW)	11,10	0,00	592,58	604	2%	20%
CAES	9,44	424,90	1.762,94	2.197	0,4%	336%
AA-CAES	3,89	0,00	719,57	723	1%	44%
NaS-Akku	7,96	0,00	662,12	670	1%	33%
Redox-Flow Batterie	3,22	0,00	662,12	665	0,5%	32%
Li-Ion Akku	15,87	0,00	581,13	597	3%	19%
Vehicle-to-Grid	3,97	0,00	581,13	585	1%	16%

Tabelle 57: kumulierter Energiebedarf für angebotsnahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kWh/MWh]					[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	50	1.681	9	1.740	1.740	-
Pumpspeicher (1200 MW)	74	1.979	11	2.064	2.060	19%
Pumpspeicher (300 MW)	74	1.979	11	2.064	2.060	19%
CAES	3.705	5.888	35	9.628	9.630	453%
AA-CAES	78	2.402	14	2.494	2.490	43%
NaS-Akku	95	2.213	13	2.321	2.320	33%
Redox-Flow Batterie	81	2.210	12	2.303	2.300	32%
Li-Ion Akku	112	1.944	13	2.069	2.070	19%
Vehicle-to-Grid	71	1.941	11	2.023	2.020	16%

Tabelle 58: kumulierter Energiebedarf für angebotsnahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kWh/MWh]					[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	2.263	3	2	2.268	2.270	-
Pumpspeicher (1200 MW)	2.678	4	3	2.685	2.690	18%
Pumpspeicher (300 MW)	2.678	4	3	2.685	2.690	18%
CAES	11.452	14	10	11.476	11.480	406%
AA-CAES	3.240	5	4	3.248	3.250	43%
NaS-Akku	3.005	6	4	3.015	3.010	33%
Redox-Flow Batterie	2.990	4	3	2.997	3.000	32%
Li-Ion Akku	2.665	8	5	2.678	2.680	18%
Vehicle-to-Grid	2.624	5	3	2.632	2.630	16%

Angebotsnahe Wochen/Monatsspeicher

Tabelle 59: Treibhausgasemissionen für angebotsnahe Wochen/Monatsspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kg CO2-Äq./MWh]				[%]	[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	-	-	25,14	25	-	-
Pumpspeicher (Saison+Woche)	9,64	0,00	29,58	39	25%	56%
Pumpspeicher (Woche)	15,58	0,00	29,58	45	34%	80%
Pumpspeicher (Woche+Tag)	6,48	0,00	29,58	36	18%	43%
H2 (Saison + Woche)	3,28	0,00	74,50	78	4%	209%
H2 (Woche)	4,54	0,00	74,50	79	6%	214%
H2 (Woche + Tag)	1,89	0,00	74,50	76	2%	204%
EE-CH4 (Saison+Woche)	2,28	0,00	99,33	102	2%	304%
EE-CH4 (Woche)	3,59	0,00	99,33	103	3%	309%
EE-CH4 (Woche+Tag)	1,49	0,00	99,33	101	1%	301%

Tabelle 60: Treibhausgasemissionen für angebotsnahe Wochen/Monatsspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
		[kg CO ₂ -Äq./MWh]			[%]	[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	-	-	503,70	504	-	-
Pumpspeicher (Saison+Woche)	9,64	0,00	592,58	602	2%	20%
Pumpspeicher (Woche)	15,58	0,00	592,58	608	3%	21%
Pumpspeicher (Woche+Tag)	6,48	0,00	592,58	599	1%	19%
H2 (Saison + Woche)	3,28	0,00	1.492,44	1.496	0,2%	197%
H2 (Woche)	4,54	0,00	1.492,44	1.497	0,3%	197%
H2 (Woche + Tag)	1,89	0,00	1.492,44	1.494	0,1%	197%
EE-CH4 (Saison+Woche)	2,28	0,00	1.989,91	1.992	0,1%	296%
EE-CH4 (Woche)	3,59	0,00	1.989,91	1.994	0,2%	296%
EE-CH4 (Woche+Tag)	1,49	0,00	1.989,91	1.991	0,1%	295%

Tabelle 61: Kumulierter Energiebedarf für angebotsnahe Wochen/Monatsspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
		[kWh/MWh]				[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	50	1.681	9	1.740	1.740	-
Pumpspeicher (Saison+Woche)	72	1.979	11	2.062	2.060	18%
Pumpspeicher (Woche)	81	1.979	11	2.071	2.070	19%
Pumpspeicher (Woche+Tag)	68	1.978	11	2.057	2.060	18%
H2 (Saison + Woche)	157	4.982	28	5.167	5.170	197%
H2 (Woche)	161	4.982	29	5.172	5.170	197%
H2 (Woche + Tag)	153	4.982	28	5.163	5.160	197%
EE-CH4 (Saison+Woche)	203	6.643	37	6.882	6.880	295%
EE-CH4 (Woche)	207	6.643	37	6.887	6.890	296%
EE-CH4 (Woche+Tag)	201	6.643	36	6.880	6.880	295%

Tabelle 62: Kumulierter Energiebedarf für angebotsnahe Wochen/Monatsspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
		[kWh/MWh]				[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	2.263	3	2	2.268	2.270	-
Pumpspeicher (Saison+Woche)	2.676	4	3	2.683	2.680	18%
Pumpspeicher (Woche)	2.685	4	3	2.692	2.690	19%
Pumpspeicher (Woche+Tag)	2.672	4	3	2.678	2.680	18%
H2 (Saison + Woche)	6.715	10	7	6.731	6.730	197%
H2 (Woche)	6.718	10	8	6.736	6.740	197%
H2 (Woche + Tag)	6.711	9	7	6.727	6.730	197%
EE-CH4 (Saison+Woche)	8.947	12	9	8.968	8.970	295%
EE-CH4 (Woche)	8.950	12	9	8.972	8.970	296%
EE-CH4 (Woche+Tag)	8.944	12	8	8.965	8.970	295%

Verbrauchernahe Tagesspeicher

Tabelle 63: Treibhausgasemissionen für verbrauchernahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kg CO ₂ -Äq./MWh]				[%]	[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	-	-	25,14	25	-	-
Blei-Säure	0,56	0,00	32,84	33	2%	33%
Li-Ion Akku	15,76	0,00	28,49	44	36%	76%

Tabelle 64: Treibhausgasemissionen für verbrauchernahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kg CO ₂ -Äq./MWh]				[%]	[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	-	-	503,70	504	-	-
Blei-Säure	0,56	0,00	657,88	658	0,1%	31%
Li-Ion Akku	15,76	0,00	570,81	587	3%	16%

Tabelle 65: Kumulierter Energiebedarf für verbrauchernahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kWh/MWh]					[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	50	1.681	9	1.740	1.740	-
Blei-Säure	76	2.196	12	2.284	2.280	31%
Li-Ion Akku	111	1.910	13	2.034	2.030	17%

Tabelle 66: Kumulierter Energiebedarf für verbrauchernahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kWh/MWh]					[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	2.263	3	2	2.268	2.270	-
Blei-Säure	2.966	4	3	2.974	2.970	31%
Li-Ion Akku	2.619	8	5	2.632	2.630	16%

Verbrauchernahe Wochen/Monatsspeicher

Tabelle 67: Treibhausgasemissionen für verbrauchernahe Wochen/Monatsspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
	[t CO ₂ -Äq./MWh]				[%]	[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	-	-	25,14	25	-	-
Blei-Säure	0,07	0,00	36,24	36	0,2%	44%
H ₂	2,25	0,00	84,52	87	3%	245%

Tabelle 68: Treibhausgasemissionen für verbrauchernahe Tagesspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Hilfsenergie	Strombereitstellung	Summe	Anteil Herstellung	Erhöhung zum Referenzsystem
	[t CO ₂ -Äq./MWh]				[%]	[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	-	-	503,70	504	-	-
Blei-Säure	0,07	0,00	725,90	726	0,01%	44%
H ₂	2,25	0,00	1.693,10	1.695	0,13%	237%

Tabelle 69: kumulierter Energiebedarf für verbrauchernahe Wochen/Monatsspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strommix Erneuerbar 2020“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kWh/MWh]					[%]
Strommix Erneuerbar 2020 - ohne Speicher	50	1.681	9	1.740	1.740	-
Blei-Säure	72	2.423	13	2.508	2.510	44%
H ₂	174	5.652	31	5.857	5.860	237%

Tabelle 70: kumulierter Energiebedarf für verbrauchernahe Wochen/Monatsspeicher und Referenzsystem ohne Speicher; „Strom aus Erdgas GuD“

Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe	Summe gerundet	Erhöhung zum Referenzsystem
	[kWh/MWh]					[%]
Strom aus Erdgas GuD - ohne Speicher	2.263	3	2	2.268	2.270	-
Blei-Säure	3.262	5	3	3.269	3.270	44%
H ₂	7.613	11	7	7.632	7.630	236%

11.2.2 Thermische Energiespeicher

Tabelle 71: Treibhausgasemissionen für Wärmebereitstellung mit Solaranlage, Wärmepumpe und Wärmespeicher im Vergleich zu Wärmebereitstellung mit Wärmepumpe (ohne Wärmespeicher)

Wochen-/ Tages- Monats- speicher	Energiespeicher	Herstellungs- aufwand	Zusatzheizung Wärmepumpe	Wärme- bereitstellung Solar	Wärme- bereitstellung Wärmepumpe	Summe	Reduktion zum Referenz- system
		[kg CO2-Äq./MWh]					[%]
	Wärmepumpe - ohne Speicher	-	-	-	110	110	-
	Wasserspeicher (MFH)	0,41	32	7	0	40	64%
	Wasserspeicher (MFH)	0,25	74	3	0	78	29%
Wochen-/ Tages- Monats- speicher	Wasserspeicher (EFH)	0,47	51	7	0	58	47%
	Wasserspeicher (EFH)	0,37	86	4	0	91	17%

Tabelle 72: Treibhausgasemissionen für Wärmebereitstellung mit Solaranlage, Gaskessel und Wärmespeicher im Vergleich zu Wärmebereitstellung mit Gaskessel (ohne Wärmespeicher)

	Energiespeicher	Herstellungsaufwand	Zusatzheizung Gaskessel	Wärmebereitstellung Solar	Wärmebereitstellung Gas	Summe	Reduktion zum Referenzsystem [%]
Tages-speicher		[kg CO2-Äq./MWh]					
	Gaskessel - ohne Speicher	-	-	-	314	314	-
	Wasserspeicher (MFH)	0,41	92	7	0	100	68%
	Wasserspeicher (MFH)	0,25	212	3	0	216	31%
	Wasserspeicher (EFH)	0,47	147	7	0	154	51%
Wochen-/Monats-speicher	Wasserspeicher (EFH)	0,37	247	4	0	252	20%

Tabelle 73: Kumulierter Energiebedarf für Wärmebereitstellung mit Solaranlage, Wärmepumpe und Wärmespeicher im Vergleich zu Wärmebereitstellung mit Wärmepumpe (ohne Wärmespeicher)

	Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe
		[kWh/MWh]			
Wochen-/ Tages- speicher	Wärmepumpe - ohne Speicher	561	214	-2	773
	Wasserspeicher (MFH)	188	842	0	1.031
	Wasserspeicher (MFH)	390	487	-1	877
Wochen-/ Monats- speicher	Wasserspeicher (EFH)	284	803	0	1.087
	Wasserspeicher (EFH)	456	646	-1	1.101

Tabelle 74: Kumulierter Energiebedarf für Wärmebereitstellung mit Solaranlage, Gaskessel und Wärmespeicher im Vergleich zu Wärmebereitstellung mit Gaskessel (ohne Wärmespeicher)

	Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe
		[kWh/MWh]			
Wochen-/ Tages- speicher	Gaskessel - ohne Speicher	1.411	8	3	1.421
	Wasserspeicher (MFH)	437	782	2	1.221
	Wasserspeicher (MFH)	965	348	2	1.315
Wochen-/ Monats- speicher	Wasserspeicher (EFH)	682	707	2	1.390
	Wasserspeicher (EFH)	1.125	484	3	1.611

11.2.3 Brennstoffe als Energiespeicher

Angebotsnahe – Brennstoffe als Energiespeicher

Tabelle 75: Treibhausgasemissionen für Biogas-BHKW als Tagesspeicher und Biomethan-GuD als Wochen-/Monatsspeicher im Vergleich zu Referenzsystem

	Energiespeicher	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
		[kg CO ₂ -Äq./MWh Strom]			
Wochen- /Monatsspeicher	Biogas BHKW	47,67	25,85	51,20	124,7
	Biogas BHKW	48,12	25,85	51,20	125,2
	Erdgas-GuD	432,36	65,59	5,75	504
	Biomethan-GuD	44,74	8,98	46,03	100

Tabelle 76: Kumulierter Energiebedarf für Biogas-BHKW als Tagesspeicher und Biomethan-GuD als Wochen-/Monatsspeicher im Vergleich zu Referenzsystem

	Energiespeicher	Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe
		[kWh/MWh Strom]			
Wochen- /Monatsspeicher	Biogas BHKW	224,84	3.571,88	0,33	3.797
	Biogas BHKW	224,77	3.571,86	0,33	3.797
	Erdgas-GuD	2.263,00	3,14	1,94	2.268
	Biomethan-GuD	204,60	3.124,40	0,58	3.330

Verbrauchernahe – Brennstoffe als Energiespeicher

Tabelle 77: Treibhausgasemissionen für feste Biomasse und flüssige Biomasse als Brennstoffspeicher

Energiespeicher		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	Summe
		[kg CO ₂ -Äq./MWh Brennstoff]			
Wochen- /Monatsspeicher	feste Biomasse (Pellets, zentrales Lager)	11,23	0,31	0,14	12
	flüssige Biomasse (Biodiesel, Tankstelle)	328,69	-0,01	107,77	436
Wochen- /Monatsspeicher	feste Biomasse (Pellets, EFH)	11,23	0,31	0,14	12

Tabelle 78: Kumulierter Energiebedarf für feste Biomasse und flüssige Biomasse als Brennstoffspeicher

Energiespeicher		Fossil	Erneuerbare	Sonstige	Summe
		[kWh/MWh Brennstoff]			
Wochen- /Monatsspeicher	feste Biomasse (Pellets, zentrales Lager)	460,84	1.012,02	0,28	1.473
	flüssige Biomasse (Biodiesel, Tankstelle)	-427,13	1.787,04	4,94	1.365
Wochen- /Monatsspeicher	feste Biomasse (Pellets, EFH)	460,84	1.012,02	0,28	1.473

11.3 Energiespeicher Workshops

11.3.1 Zusammenfassung 1. Workshop



www.joanneum.at

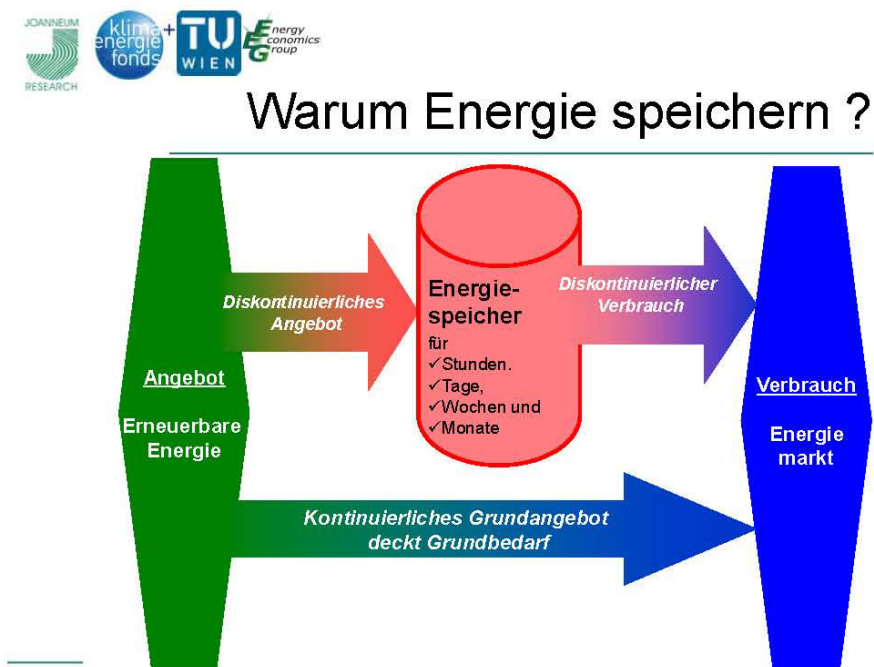
JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH



1. Workshop „Energiespeicher als Schlüsseltechnologie für erneuerbare Energie“

Graz, 21.10.2010

ISO 9001:2000 zertifiziert INNOVATION aus TRADITION



Fazit des 1. Energiespeicher-Workshops

Stand der Technik und heute kommerziell einsetzbar

- ✓ Wasser für Wärmespeicherung
- ✓ (Pump)Speicherkraftwerke für großtechnische („angebotsnahe“) Stromspeicherung
- ✓ (fossile/biogene) Brenn- und Treibstoffe für Strom- Wärme und Transport

Zukünftig zusätzlich interessant

- Energiespeicherbedarf reduzieren: Verbrauchsentwicklung und „intelligente“ -beeinflussung
- Salzhydrate für Wärmespeicherung
- Wasserstoff für Stromspeicherung
- Batterien als stationäre Stromspeicher
- Mobile Stromspeicher: Vehicle to grid ??? Lastmanagement z.B. automat. Abwurf von Lasten
- Methan aus erneuerbarem Wasserstoff aus Elektrolyse?
-und mittelfristig fossile, als „Backup“ der Erneuerbaren einbeziehen, um aufwändige Speicherung zu vermeiden..... langfristig dann biogene Brennstoffe

Analyse der Anwendungsbeispiele im Projekt

✓ Randbedingungen :

- ✓ Speicherdauer:
 - ✓ Tagesspeicher
 - ✓ Wochenspeicher
 - ✓ Monatsspeicher
- ✓ technische Daten:
 - ✓ Speicherkapazität (Speichervolumen, Speicherdruck)
 - ✓ Speicherleistung
 - ✓ Nutzungsgrade der Einzelkomponenten

✓ Gesamtbewertung – erwartete Ergebnisse:

- ✓ technische Bewertung: Abbildung des Stands der Technik
- ✓ ökonomische Bewertung: z.b. Spezifische Speicherkosten [€/kWh]
- ✓ ökologische Bewertung: Spezifische Treibhausgasemissionen [gCO₂-Äq/kWh]

Zusammenfassung der Diskussion (I)

Impulsreferate

✓ Felberbauer

- Wie wird sich das Stromnetz in Österreich entwickeln?
- Smart Grids als „virtuelle Speicher“: z.B. Lasten verschieben
- Wechselfunktion Strom-Gas-Netz
- Verknüpfung Deutschland nicht vorgesehen, nur Österreich, aber Berücksichtigung „Spot-Markt-Preise“ in ökonomischer Bewertung
- Mobile Energiespeichern wie gut funktionieren diese?

✓ Ohnewein

- Verbraucher entscheidend für Speicherbedarf z.B. Niedrigenergiehaus, Niedertemperatur-Heizsystem
- „Faktor 8-Speicher“ – das könnten sein: TCM/Sorption: Salzhydrate derzeit intensiv beforscht (Volumen um Faktor 8 geringer als Wasserspeicher bei gleichem Energieinhalt)

✓ Landinger

- Ist Wasserstoff etablierter Energieträger?
- Kurve wie viel Speicherbedarf besteht eigentlich? Wie viel MWh pro Zeit
- „Intelligente Kombination“ der gut speicherbaren fossilen Energieträger mit erneuerbarer Energie ist die Herausforderung der nächsten Jahrzehnte

Zusammenfassung der Diskussion (II)

Stromspeicher

✓ Schrott

- Dauer für Planung und Errichtung für Wasserkraftwerken, etwa 3-4 Jahre
- Erhöhung der derzeitiger Stauraumvolumen/Stauzielerhöhung

✓ Schürhuber

- Teilnahme am Regelenenergiemarkt wesentlich für Stromspeicherung
- Hersteller/Anlagenbauer richten sich nach Nachfrage der Kunden

✓ Bacher

- Wechselstrom bei V2G über Wechselrichter
- V2G Lebensdauer der Batterie
- Etwa 10% der Batteriekapazität für V2G nutzbar, d.h. 2 kWh/Fzg bei Batterie von 20 kWh/Fzg, bei 1 Mio. Fahrzeugen wären das 2 GWh (z.V. Speicherkraftwerke Verbund: 1.700 GWh)
- Technische Anforderungen für V2G, z.B. Stecker, Steuerung, Messung
- Preisziel Li-Batterie wie Blei-Batterie angestrebt 100 – 200 €/kWh
- großtechnische Batteriespeicherung möglich („Chemieanlage“)

INNOVATION aus TRADITION

Zusammenfassung der Diskussion (III)

Mobile Speichersysteme

✓ Thaler

- Was zahlt der Kunde für Batterie?
- Welchen „Vorteil“ hat der Kunde von V2G?
- Lebensdauer der Batterie wird derzeit auf Prüfständen getestet
- Batterie gehört nicht dem Kunden, Kunde zahlt nur Strom aus der Batterie
- kleine Zyklentiefe erhöht Lebensdauer
- V2G derzeit nur „Nebenthema“ bei E-Fahrzeug-Entwicklung, da eben Stromnetz-Thema
- Range-Extender Variante derzeit nicht so im Entwicklungsfokus, Trend in Richtung downsized VKMs
- Chance für E-Fahrzeuge bei 2. Auto für kurze Distanzen
- Erstes Zusammentreffen OEM und Energiewirtschaft beim Thema „E-Mobility“ aber für Systementwicklung Zusammenschluss notwendig

www.joanneum.at

16

INNOVATION aus TRADITION

Zusammenfassung der Diskussion (IV)

Brenn- und Treibstoffe als Energiespeicher

✓ Waldstein

- CO₂-Bilanz von Erdgas aus H₂ und CO₂
- Energiebilanz: etwa 60% Strom zu Methan (H₂) (Summe aus Wirkungsgrade Elektrolyseur und Methanisierung)
- Warum H₂ zu CH₄? Weil höhere Heizwert, Transport günstiger, Nutzung der bestehenden Erdgas-Infrastruktur
- H₂ in Salzkavernen, ja wenn H₂ benötigt wird

✓ Schubert

- Lebensdauer Brennstoffzelle: hängt ab von Zyklenzahl, etwa 5.000 Stunden, Wechsel vom BZ-Stack möglich im Rahmen von Serviceintervallen, zukünftig 10.000 – 20.000 Stunden

www.joanneum.at

17

INNOVATION aus TRADITION

Zusammenfassung der Diskussion (V)

Anwendungsbeispiele

- ✓ **Wärmespeicher: ganze Kette inkl. Gebäude**
- ✓ **Aussagen über einzelnen Elemente der Nutzungskette möglich? Z.B. Solarenergieeinspeisung in Fernwärmenetz**
- ✓ **Stromspeicher-Vergleich:**
 - ✓ ist Stromnetz da?
 - ✓ auf welchem Spannungsniveau?
 - ✓ Festlegung von einzelnen Fällen, die auch vergleichbar ist, z.B. 100 MW für 70 Stunden
 - ✓ Einflüsse aus zukünftiger Nutzung, z.B. Berücksichtigung industrielle Stromerzeugung bzw. -verbrauch
 - ✓ Für H2-Speicherung auch Turbine für GuD-Variante neben Brennstoffzelle betrachten
- ✓ **Mobile Speicher mit Schwerpunkt „V2G“**
 - ✓ Primärregelung dzt. mind. 5 MW für Teilnahme, viele Fahrzeuge notwendig, um da teilnehmen zu können abhängig von z.B. Batteriekapazität der Fahrzeuge
 - ✓ V2G ist 2. Schritt, 1. Schritt ist zunächst G2V „gesteuertes Laden“
 - ✓ V2G auf lokaler Versorgungsebene betrachten, kann Ausbau durch V2G vermieden werden?
 - ✓ Lastkurven Stromnetz und Ladung von E-Fzgen berücksichtigen
 - ✓ V2G zur Mittagsspitze? Wie wird Fzg dann wieder geladen?
 - ✓ Ist Netz für V2G geeignet? Können Netze entlastet werden?
- ✓ **Brenn- und Treibstoffe**
 - ✓ Biogas teuer zu speichern,
 - ✓ Biogas und Wind koppeln

Ausblick

- ✓ Berücksichtigung der Inputs & Diskussionen aus dem Workshop in der Projektbearbeitung
- ✓ Vorträge des Workshops verfügbar unter:
<http://iefs001.joanneum.at/IEFDownloads/index.html>
- ✓ Abschlussworkshop zum Projekt in 2011 mit der Präsentation & Diskussion der vorläufigen Endergebnisse des Projektes
- ✓ Sie werden zu diesem Abschlussworkshop wieder eingeladen werden

11.3.2 Zusammenfassung 2. Workshop



www.joanneum.at

JOANNEUM RESEARCH Forschungsgesellschaft mbH



Zusammenfassung des 2. Workshop „Energiespeicher als Schlüsseltechnologie für zukünftige Energiesysteme“

Graz, 28.09.2011

ISO 9001:2000 zertifiziert

INNOVATION aus TRADITION



Allgemeine Diskussionspunkte I

- Massive Steigerung der Energieeffizienz und damit die maßgebliche Reduktion des Energiebedarfs bei gleichem Lebensstandard
- Zeitlicher Ausgleich zwischen Energieangebot und Energiebedarf wird zukünftig an Bedeutung gewinnen, um den Energiespeicherbedarf zu minimieren
- Schaffung und Integration saisonaler Speicher für PV-Strom und Solarwärme wird eine wesentliche Voraussetzung für eine vollständige erneuerbare Energieversorgung in Österreich sein
- Schaffung von Bewusstsein für den Wert von Energie bei den Konsumenten und Darstellung der Zusammenhänge im Energiesystem

www.joanneum.at

2

Allgemeine Diskussionspunkte II

- Sind die angestrebten Einsparungen bis zum Jahr 2050 möglich und wie könnte ein Business-As-Usual-Szenario mit der Fortschreibung der 2020 Ziele aussehen
- Was heißt es volkswirtschaftlich wenn diese Ziele nicht erreicht werden können?
- Verstärkte Einbindung der Industrie und Bedarfsträger in zukünftigen Projekten im Rahmen eines Projektbeirats

Technische Diskussion I

- **Steuerung von Angebot und Bedarf (flexible Lasten)**
 - z.B. Kühl- und Heizlasten und deren thermische Trägheit berücksichtigen (z.B. Kühlhäuser mit zusätzlichem erneuerbarem Strom betreiben)
 - z.B. Pumpen im Bergbau nutzen (z.B. Erhöhung der Leistungsabnahme für gewisse Stunden)
 - z.B. „Tauchsieder“ in Fernwärmenetzen (fragliche Option der „Energievernichtung“)
- **Regelenergiebedarf für die Netzsicherheit wird wichtiger**
- **Für kurzfristige und tagelange Schwankungen im Angebot wäre die Ermittlung des Speicherbedarfs und der erforderlichen Lastgradienten sinnvoll**
- **„Trockene“ und „nasse“ sowie „sonnenreiche“ und „sonnenarme“ Jahre werden zukünftig zusätzlichen Einfluss auf den Speicherbedarf haben**

Technische Diskussion II

www.joanneum.at

5

- **Erneuerbare und Fossile Energieträger**
 - Zukünftig eine mögliche Brückentechnologie zur bedarfsgerechten Energiebereitstellung
 - Zukünftig eine mögliche Option zum Ausgleich von länger andauernden Perioden mit reduzierter Verfügbarkeit (z.B. Windflauten, regnerische Tage) fluktuierender erneuerbarer Energieträger
- **Ökostrom-H₂+fossiles CO₂= erneuerbares CH₄?**
 - Herkunft des CO₂ sollte hier berücksichtigt werden
- **Der Einsatz von erneuerbarem Methan wäre zukünftig eher im Mittel- und Grundlasteinsatz möglich bzw. als Halbjahresspeicher**

Ökologische Diskussion

www.joanneum.at

6

- **Anpassung der Lebensdauern von Pumpspeicherkraftwerken in der ökologischen Bewertung auf 90 Jahre im baulichen Bereich (Staumauer auch länger) und 40 Jahre beim Maschinensatz**
- **Berücksichtigung der möglichen Zyklenanzahl bei den Anwendungsbeispielen mit elektrochemischen Energiespeichern**
- **Überprüfung der Ergebnisse aus der ökologischen Bewertung von thermischen Energiespeichern (Wärmepumpensystem)**

INNOVATION aus TRADITION

Ökonomische Diskussion I

www.joanneum.at

7

- Anpassung der Lebensdauern von Pumpspeicherkraftwerken in der ökonomischen Bewertung auf 90 Jahre im baulichen Bereich (Staumauer auch länger) und 40 Jahre beim Maschinensatz
- Der Peak-Off-Peak-Spread wird immer geringer und macht die wirtschaftliche Planbarkeit von Pumpspeicherkraftwerken immer unzuverlässiger
- Die Vorlaufzeit bei Pumpspeicherkraftwerksprojekten von 6-10 Jahren ist derzeit mit einem wesentlichen Unsicherheitsfaktor
- Zukünftig wird die Bereitstellung der Netzsicherheit abgegolten werden müssen

Ökonomische Diskussion II

www.joanneum.at

8

- Steuerung von Lasten wäre technisch auch im Endnutzer-Bereich möglich, ist jedoch oft nicht ökonomisch darstellbar
- Anpassung & Überdenken der derzeitigen Marktregeln (z.B. Förderungen) wird zukünftig immer wichtiger werden → Aufgabe der Politik

INNOVATION aus TRADITION

- Fertigstellung des Endberichts bis Ende des Jahres
- Wir benachrichtigen Sie gerne sobald der Endbericht approbiert und zur Publikation freigegeben wurde
- Wenn Sie Anmerkungen haben würden wir uns freuen, wenn Sie uns diese mitteilen

www.joanneum.at

9

INNOVATION aus TRADITION

JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft

Dipl.-Ing. (FH) Karl-Peter Felberbauer
karl-peter.felberbauer@joanneum.at

Dipl.-Ing. Dr. Gerfried Jungmeier
gerfried.jungmeier@joanneum.at

Danke
Download
der Workshop-Beiträge ab Montag
03.10.2011 unter www.joanneum.at möglich

ISO 9001:2000 zertifiziert

INNOVATION aus TRADITION

IMPRESSUM

Verfasser

JOANNEUM RESEARCH
Forschungsgesellschaft mbH
RESOURCES – Institut für Wasser, Energie
und Nachhaltigkeit
Energieforschung
Leonhardstraße 59, 8010 Graz
Tel. +43/316/876-1324
Fax +43/316/8769-1434
E-Mail: kurt.koenighofer@joanneum.at
Web: www.joanneum.at

- Karl-Peter Felberbauer
- Gerfried Jungmeier
- Kurt Könighofer
- Johanna Pucker
- Martin Beermann
- Anton Wenzel

Technische Universität Wien
Institut für elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft
Gusshausstraße 27-29/373-2
1040 Wien
Tel. +43/1/58801/370371
Fax. +43/1/58801/370379
Email: kloess@eeg.tuwien.ac.at
www.eeg.tuwien.ac.at

- Maximilian Kloess
- Reinhard Haas
- Wolfgang Prügler
- Rusbeh Rezanian

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH