

## **Wärmespeicher in NRW**

Thermische Speicher in Wärmenetzen sowie in Gewerbe- und Industrieanwendungen



# Wärmespeicher in NRW

## Thermische Speicher in Wärmenetzen sowie in Gewerbe- und Industrieanwendungen

Handlungsoptionen und Ergebnispapier der Expertengruppe AG 3B  
„Wärmespeicher“ im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW

### Vorbemerkung:

Dieses Positionspapier gibt gemeinsame Erkenntnisse der Mitglieder der Expertengruppe wieder. Die im konstruktiven Dialog erarbeiteten Gemeinschaftsergebnisse spiegeln daher nicht unbedingt die Meinung der durch ihre Mitarbeiter vertretenen Unternehmen und Institutionen wider. Ebenso stellen die hier dargelegten Positionen und Forderungen explizit keine Position der Landesregierung bzw. EnergieAgentur.NRW dar, sondern wurden von einem unabhängigen Expertengremium entwickelt.

### Empfohlene Zitierweise:

Stadler, I.; Kraft, A., e.a.:  
Wärmespeicher in NRW  
Thermische Speicher in Wärmenetzen sowie in Gewerbe- und  
Industrieanwendungen  
Handlungsoptionen und Ergebnispapier der Expertengruppe AG 3B  
„Wärmespeicher“ im Netzwerk Netze und Speicher der EnergieAgentur.NRW

### Autoren:

Prof. Dr. Ingo Stadler, TH Köln  
Dr. Armin Kraft, EEB ENERKO  
Dr. Thomas Bauer, DLR  
Dr. Rainer Faatz, Flagsol  
Sebastian Grabowski, PBS Energiesysteme GmbH  
Gunnar Harms, Bergische Energiegenossenschaft eG  
Prof. Dr. Ulf Herrmann, FH Aachen (SIJ)  
Dr. Martin Kleimaier  
Dr. Marius Maximini, EEB ENERKO  
Prof. Dr. Eckhard Ritterbach, Ramboll  
Tobias Roth, AGFW  
Dr. Jens Kühne, AGFW  
Inka Paschen, TH Köln  
Lars Kähler, TH Köln

## Inhalt

<b>1. Zusammenfassung</b> .....	4
<b>2. Einleitung</b> .....	6
2.1. Die besondere Rolle Nordrhein-Westfalens .....	7
2.2. Aufbau der Broschüre .....	8
<b>3. Die Energiewende mit thermischen Energiespeichern voranbringen</b> .....	9
3.1. Thermische Speicher in Fernwärmenetzen .....	9
3.1.1. Anwendung und Nutzen .....	11
3.1.2. Projektbeispiele aus NRW .....	16
3.1.3. Umsetzung und Barrieren .....	18
3.2. Thermische Speicher (auch Kälte) in Quartieren .....	18
3.2.1. Anwendung und Nutzen .....	18
3.2.2. Projektbeispiele in NRW .....	20
3.2.3. Umsetzung und Barrieren .....	22
3.3. Thermische Speicher (Wärme und Kälte) in Gebäuden für die Sektoren Private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) .....	23
3.3.1. Technische und energetische Gesichtspunkte .....	23
3.3.2. Sektorenkopplung - PtH für die Wärmeerzeugung und - speicherung .....	26
3.3.3. Umsetzung und Barrieren .....	28
3.4. Industrielle Prozesswärme .....	29
3.4.1. Nutzen des Speichers in der Anwendung .....	29
3.4.2. Projektbeispiele in NRW .....	33
3.4.3. Umsetzung und Barrieren .....	34
3.5. Einsatz in thermischen Kraftwerken .....	36
3.5.1. Anwendung und Nutzen .....	36
3.5.2. Projektbeispiele in NRW .....	39
3.5.3. Umsetzung und Barrieren .....	40
<b>4. Referenzen</b> .....	42
Abkürzungsverzeichnis .....	43

## 1. Zusammenfassung

Den thermischen Energiespeichern bzw. Wärmespeichern kommt bei der Umsetzung der Energiewende eine wichtige Rolle zu. Zum einen ist der thermische Energiebedarf weitaus höher als der Strombedarf, zum anderen weisen thermische Energiespeicher oftmals sehr günstige Investitionskosten, eine sehr günstige Nachhaltigkeit, eine hohe Lebensdauer und einen hohen Wirkungsgrad auf. Nordrhein-Westfalen mit seiner dichten Besiedlung und einer großflächigen Industriestruktur ist prädestiniert, die vorhandenen Wärmequellen, Wärmenetze und Wärmesenken bzw. Umwandlungsmöglichkeiten umfangreich zu nutzen. Wärmespeicher sind hierbei für das Ziel, kosteneffizient erneuerbare Quellen zu integrieren und die Energieeffizienz in den Bereichen Fernwärme, Quartiere, Gebäude, Industrieprozesswärme und Kraftwerkstechnik zu steigern, unabdingbar.

Das vorliegende Expertenpapier möchte die thermischen Energiespeicher aus ihrem Schattendasein herausholen, einen Überblick über die Technologien geben sowie die aktuellen und zukünftigen Nutzungsmöglichkeiten mit Beispielen in NRW darstellen. Überdies gibt diese Broschüre Hinweise darauf, welche Hemmnisse einer wirtschaftlichen Nutzung von Wärmespeichern derzeit noch entgegenstehen.

Die Einsatzmöglichkeiten von Wärmespeichern werden in Wohnhäusern, Quartieren, Gewerbe, Prozessindustrie, Wärmenetzen und zukünftig auch an Kraftwerksstandorten identifiziert. Einige Technologien sind teilweise bereits jahrelang erprobt; dies trifft vor allem auf die mit dem Wärmespeichermedium Wasser eingesetzten Speicher zu. Im Hochtemperaturbereich und in der Langzeitspeicherung besteht hingegen noch vielfach Forschungsbedarf, z.B. in Rahmen von Pilotprojekten. In Zukunft werden auch Anwendungen zur Kältespeicherung eine größere Bedeutung bekommen.

Mit anderen Technologien gemein ist den Wärmespeichern, dass nur mit einem gewissen Maß an Planungs- und Rechtssicherheit eine Projektumsetzung möglich ist. Bei einer Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die neuen Anforderungen im Energiesystem sollte dabei der Wert von Flexibilität - insbesondere aber von Speichern - besser abgebildet und diesem ein realer Wert zugeordnet werden. Auch die Sektorenkopplung, hier speziell die Nutzung von Strom zur Dekarbonisierung des Wärmesektors, sofern netzorientiert bereitgestellt, sollte vereinfacht und wirtschaftlich attraktiver werden.

Zukünftig wird mit einem Energieüberschuss in den Sommermonaten gerechnet. Hierbei können zum einen Langzeitspeichertechnologien Strom und Wärme vom Sommer in den Winter transferieren. Dazu bedarf es noch Forschung, ebenso wie auf dem Gebiet der Hochtemperaturspeicher. Neben einer Förderung im F&E-Bereich sind auch Pilotforschungsprojekte zur erstmaligen Demonstration von neuen Konzepten für einen Markteintritt sinnvoll. Zum anderen kann die Energie, die in den Sommermonaten nicht genutzt wird, auch in Kälte umgewandelt werden und den zu erwartenden steigenden Prozess- und Raumkältebedarf decken. Auch hier sind entsprechende Forschungsanstrengungen zu unterstützen sowie Marktbarrieren zu beseitigen.

Zu guter Letzt ist für die Vielzahl von Wärmespeichertechnologien und deren Einsatz in den unterschiedlichen Anwendungsfeldern und Systemen zur

Kopplung der Sektoren eine Übersicht der Potenziale sinnvoll, die neben dem theoretischen technischen und planerischen auch den energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmen einbezieht, um das wirtschaftliche Potenzial darzustellen.

## 2. Einleitung

Energiespeicher stellen einen Schlüssel für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende dar. Bisher konzentrierte sich die Energiewende überwiegend auf den Stromsektor. Mit rund 1.200 TWh jährlich hat der Wärmesektor in Deutschland [1] den doppelten Anteil an der Endenergie im Vergleich zum Stromsektor oder auch zum Mobilitätsbereich. Damit kommt der Wärme die Hauptrolle zum Gelingen der Energiewende zu. Die Dekarbonisierung des Wärmesektors erfordert die Umsetzung von drei zentralen Strategien:

- Steigerung der Energieeffizienz
- Nutzung und Verstetigung von volatilen, erneuerbaren Energien
- Sektorenkopplung, insbesondere mit dem Stromsektor

Die Potenziale der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa liegen überwiegend in Form von Solar- und Windenergie vor. Die intensive Nutzung fluktuierender und diskontinuierlich verfügbarer erneuerbarer Energiequellen erfordert hohe Flexibilität zum Ausgleich der Diskrepanzen zwischen Angebot und Nachfrage. Zur Nutzung dieser Potenziale spielt die Sektorenkopplung eine entscheidende Rolle. Der Schlüssel dazu liegt in den bereits vorhandenen Infrastrukturen für Wärme, Strom und Gas. Diese Infrastrukturen können und müssen über Transfertechnologien wie Power-to-Heat (PtH), Power-to-Gas (PtG) oder Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) noch stärker verknüpft werden.

Energiespeicher sind in allen oben genannten Infrastrukturen der Energieversorgung ein Garant für deren Zuverlässigkeit. Im zukünftig angestrebten, auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem wird der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage nicht mehr mit regelbaren konventionellen Kraftwerken auf Basis fossiler Energieträger zu gewährleisten sein. Für diese Aufgabe steht heute eine Vielzahl von Energiespeichertechnologien in allen Energiesektoren zur Verfügung. Meist stehen jedoch Stromspeicher im Zentrum des Interesses, häufig werden Energiespeicher in der Diskussion sogar mit Batteriespeichern gleichgesetzt.

Den thermischen Energiespeichern bzw. Wärmespeichern kommt bei der Umsetzung der Energiewende jedoch eine herausragende Rolle zu. Und das nicht nur, weil der thermische Energiebedarf unseres Landes den Strombedarf bei weitem übersteigt, sondern hauptsächlich deswegen, weil Wärmespeicher Energie oft kostengünstiger speichern als vergleichbare Lösungen in anderen Energiesektoren. Weiterhin weisen Wärmespeicher typischerweise eine hohe Lebensdauer und einen hohen Wirkungsgrad, auf (z.B. im Vergleich zu Batterien). Somit kommt den thermischen Energiespeichern auch für die Stromwende im Zusammenhang mit der Sektorenkopplung eine Schlüsselrolle zu. Konzepte basierend auf Hochtemperaturwärmespeicher bieten darüber hinaus das Potential über einen Rückverstromungsprozess als großskalige Stromspeicherung das Stromnetz zu stabilisieren. Somit wird mit thermischen Energiespeichern eine kostengünstige und vollumfängliche Energiewende erst möglich.

Der wichtigste Hinderungsgrund für den breiten Einsatz thermischer Energiespeicher über die Sektorengrenzen hinweg ist die stark ungleiche Belastung von Energie in den unterschiedlichen Sektoren, wie in Abb. 1 dargestellt. Durch die Maßnahmen im sogenannten Klimapaket der Bundesregierung wird der Einsatz fossiler Energieträger in den Sektoren Wärme, Gas und Verkehr zwar etwas verteuert und der Stromsektor geringfügig entlastet

(grüne Balken in Abb. 1). Dies kann jedoch nur ein erster Schritt sein, die Grundproblematik bleibt erhalten.

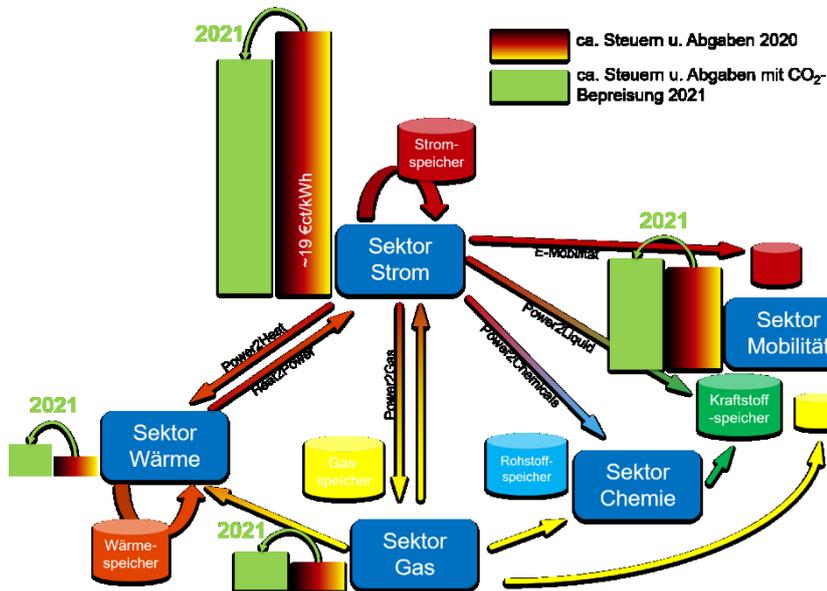


Abb. 1: Kopplung der Energiesektoren, stark unterschiedliche Belastung der Sektoren mit Steuern und Abgaben (Quelle: Eigene Darstellung Prof. Dr. Ingo Stadler, TH Köln)

Häufig wird dem Einsatz thermischer Energiespeicher entgegengehalten, dass es sich hier um „niederwertige Energie“ handelt und somit der Wert der gespeicherten Energie nicht mit dem von Stromspeichern zu vergleichen ist. Für das Energiesystem und dessen Stabilisierung spielt es jedoch eine untergeordnete Rolle, ob Strom gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt aus einem Stromspeicher wieder entladen wird, oder ob Strom in Form von Wärme gespeichert wird und zu einem späteren Zeitpunkt entsprechend keine Stromnachfrage generiert wird.

Neben Vorteilen für das Stromsystem schaffen die thermischen Energiespeicher insbesondere auch im Wärmesektor Vorteile. Thermische Speicher könnten die Wärmewende und somit - mittels der Sektorenkopplung PtH - den Umstieg auf erneuerbare Energiequellen auch im Wärmesektor ermöglichen. Zudem bewerkstelligen Speicher in thermischen Energiesystemen eine Steigerung der Energieeffizienz und bieten ökonomische Vorteile.

## 2.1. Die besondere Rolle Nordrhein-Westfalens

Für die effiziente Speicherung und auch für den verlustarmen Transport von Wärme spielen hohe Energie- und Leistungsdichten eine große Rolle. Das trifft für die Wärmebereitstellung sowie für die aus dem Stromsektor ausgekoppelten und in Wärme gespeicherten Energiemengen zu. Nordrhein-Westfalen ist flächenmäßig das viertgrößte Bundesland, hat jedoch mit rd. 18 Millionen Einwohnern die größte Bevölkerung und, abgesehen von den Stadtstaaten, mit 515 Einwohnern pro km<sup>2</sup> die höchste Bevölkerungsdichte sowie den höchsten Anteil am Bruttoinlandsprodukt Deutschlands. 29 der 76 deutschen Großstädte befinden sich in Nordrhein-Westfalen.

Eine besonderes Einsatzgebiet thermischer Energiespeicher sind Wärmenetze. Es gibt hier neben zahlreichen Nahwärmenetzen 257 Fernwärmenetze mit einer Gesamtlänge von 4.981 km (über das zweitlängste Netz verfügt dahinter erst Bayern mit 2.141 km) und im Ruhrgebiet die größte zusammenhängende Wärmeinfrastruktur in Europa. Nirgendwo sonst sind so viele Kunden an Wärmenetze angebunden [2]. Das heißt, nirgendwo sonst in Deutschland sind die Voraussetzungen für die Anwendung von thermischen Energiespeichern in Wärmenetzen so günstig wie in Nordrhein-Westfalen. Dies betrifft sowohl deren Einsatz im bewohnten Umfeld, in der Industrie, sowie die Kopplung mit dem Stromsektor.

## 2.2. Aufbau der Broschüre

Für die Speicherung von Wärme steht heute eine Vielzahl von Technologien zur Verfügung. Abb. 2 zeigt die ganze Vielfalt der thermischen Energiespeichertechnologien, wie sie typischerweise in die vier Kategorien „sensible Wärmespeicher“, „latente Wärmespeicher“ sowie „sorptive Speicher“ und „thermochemische Speicher“ nach dem Speichermedium eingeteilt werden.

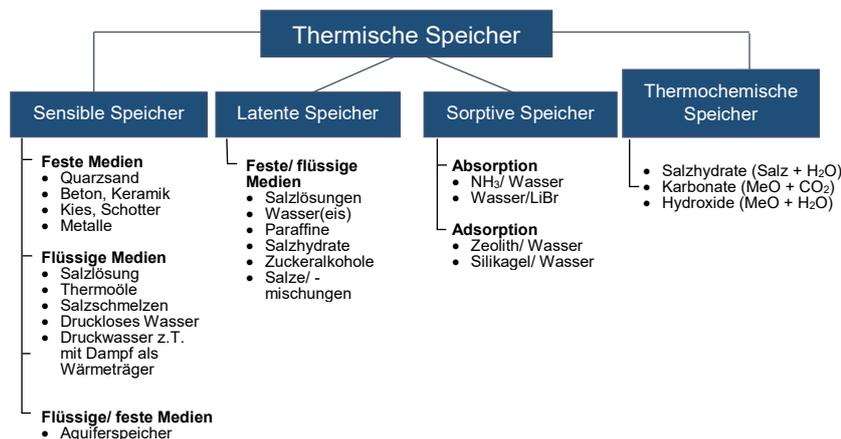


Abb. 2: Technologieübersicht thermische Energiespeicher in Anlehnung an DIN 2384 (Quelle: Thermische Energiespeicher - Terminologie, Anforderungen, Kenngrößen, Prüfgrundlagen. Entwurfsfassung, 2019)

In dieser Broschüre stehen nicht die Technologien, sondern deren Anwendung und Implementierung im Energiesystem im Vordergrund. Die Technologien der thermischen Energiespeicher können hier nicht allumfassend wiedergegeben werden. Die Broschüre beschränkt sich auf die fünf bedeutendsten bzw. zukunftsweisendsten Einsatzgebiete für thermische Energiespeicher, wie sie in den Kapiteln 3.1. bis 3.5. beschrieben werden:

- den Einsatz in Fernwärmenetzen,
- den Einsatz in Quartieren,
- den Einsatz in Gebäuden,
- den Einsatz in der industriellen Prozesswärme,
- den Einsatz in thermischen Kraftwerken

Die Broschüre stellt dar, welchen Nutzen thermische Energiespeicher innerhalb der jeweiligen Anwendung besitzen und welche Wärmequellen in den Anwendungen typischerweise zum Einsatz kommen.

Des Weiteren werden Beispiele für die jeweiligen Anwendungen innerhalb Nordrhein-Westfalens vorgestellt. Zusätzlich wird auf internationale bzw. deutschlandweite „best-practice“-Beispiele verwiesen. Im Zuge dessen werden

die Barrieren für den Einsatz in NRW sowie mögliche Lösungsansätze diskutiert. Sie sind den Handlungsoptionen in den Unterkapiteln zu entnehmen.

## **3. Die Energiewende mit thermischen Energiespeichern voranbringen**

### **3.1. Thermische Speicher in Fernwärmenetzen**

Energiespeicher in Form von Wärmespeichern haben in den letzten Jahren für den Fernwärmesektor stetig an Bedeutung gewonnen und werden auch in Zukunft eine zentrale Rolle spielen. Wärmespeicher eröffnen dem Betrieb eines Wärmenetzes bzw. den einspeisenden Wärmeerzeugern zusätzliche Freiheitsgrade und können Systemfunktionen übernehmen. Wärmespeicher erlauben die zeitliche Entkopplung von Angebot und Nachfrage. Im Fernwärmesektor wird die Wärmeerzeugung vom Wärmebedarf entkoppelt. Die Art des Speichers bestimmt die Dauer der zeitlichen Entkopplung. Generell lassen sich über den zeitlichen Faktor im Bereich der Fernwärme zwei Arten von Speichern unterscheiden:

1. Puffer- bzw. Tagesspeicher und
2. Langzeit- bzw. Saisonalspeicher.

Während Puffer- bzw. Tagesspeicher einen Zeitraum von Stunden bis Tagen überbrücken können, gleichen Langzeit- bzw. Saisonalspeicher Wochen bis Monate aus.

Für beide Speichertypen gibt es verschiedene technische Ausführungen, wobei bei den bisher realisierten Projekten als Tagesspeicher meist druckbehaftete oder drucklose Behälter eingesetzt wurden. „Echte“ Saisonalspeicher gibt es in deutschen Fernwärmenetzen bisher kaum. Einige Pilotanwendungen finden in kleineren Wärmenetzen Anwendung.

Die Karte in Abb. 3 zeigt einen Überblick über Fernwärmespeicherprojekte in Deutschland. Es besteht kein Anspruch auf Vollständigkeit. Das gesamte dargestellte Speichervolumen liegt bei rd. 600.000 m<sup>3</sup> bzw. rd. 25 GWh. Der Vergleich mit der gesamten Fernwärmemenge von rd. 110 TWh zeigt den bisher noch sehr geringen Ausbau von Wärmespeichern, die weniger als 0,3 Promille der Jahresmenge zwischenspeichern können.

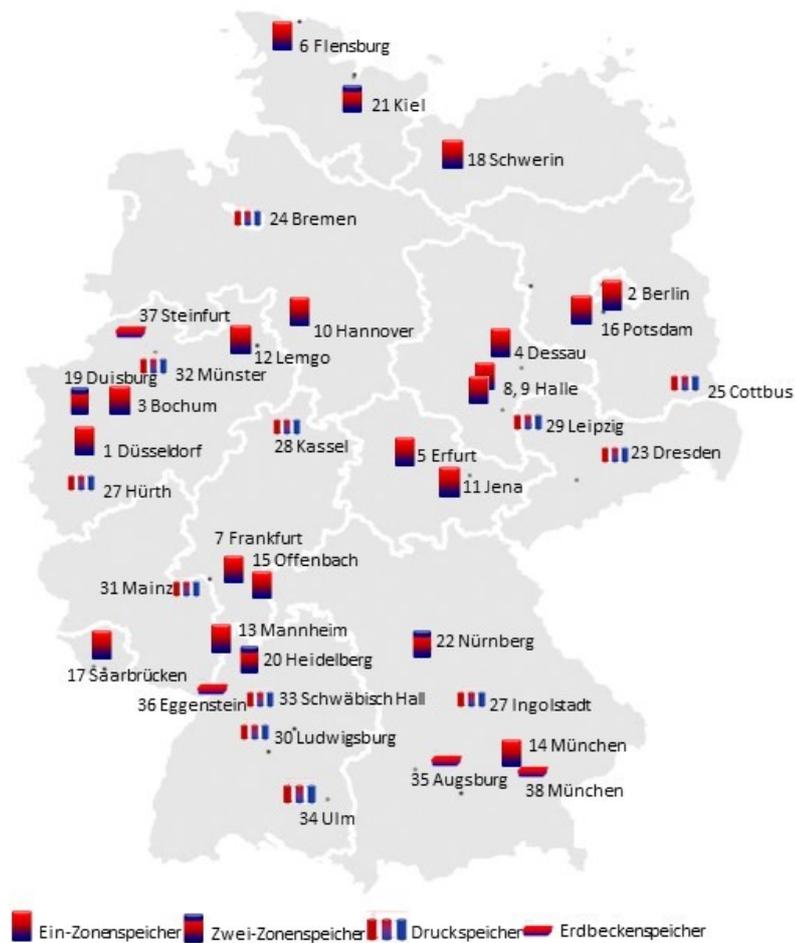


Abb. 3: Wärmespeicher in Fernwärmenetzen (Quelle: Christidis, Andreas: Thermische Speicher zur Optimierung des Betriebs von Heizkraftwerken in der Fernwärmeversorgung. Dissertation, TU Berlin, 2019)

Tab. 1: Wärmespeicher in Fernwärmenetzen (>5.000 m<sup>3</sup>, bei Erdbecken und Druckspeichern >2.000 m<sup>3</sup>)

Speichertypen	Nr.	Ort/ Betreiber	Inbetriebnahme	Größe (ca.) <sup>1</sup>	Speicherkapazität
Ein-Zonenspeicher	1	Düsseldorf	2017	36.000m <sup>3</sup>	1340 MWh
	2	Berlin-Neukölln / Fernheizwerk Neukölln AG	2016	10.000m <sup>3</sup>	300 MWh
	3	Bochum	2013	5.000 m <sup>3</sup>	170 MWh
	4	Dessau	2016	22.000 m <sup>3</sup>	600 MWh
	5	Erfurt	2014	7.000 m <sup>3</sup>	238 MWh
	6	Flensburg	1982	29.000 m <sup>3</sup>	986 MWh
	7	Frankfurt	geplant 2020	10.000 m <sup>3</sup>	340 MWh
	8	Halle 1	2006	6.800 m <sup>3</sup>	2.000 MWh

<sup>1</sup> Bei Zwei-Zonenspeicher Nutzvolumen ohne obere Zone

Speichertypen	Nr.	Ort/ Betreiber	Inbetriebnahme	Größe (ca.)	Speicher- kapazität
Ein- Zonenspeicher	9	Halle 2	2018	52.000 m <sup>3</sup>	2.000 MWh
	10	Hannover	2017	12.500 m <sup>3</sup>	500 MWh
	11	Jena	2011	13.000 m <sup>3</sup>	442 MWh
	12	Lemgo	1980 und 1981	3.000 m <sup>3</sup>	102 MWh
	13	Mannheim	2013	43.000 m <sup>3</sup>	1.500 MWh
	14	München	2016	40.000 m <sup>3</sup>	1.360 MWh
	15	Offenbach	2000	8.750 m <sup>3</sup>	270 MWh
	16	Potsdam	2016	41.224 m <sup>3</sup>	1.200 MWh
	17	Saarbrücken	2011	5.700 m <sup>3</sup>	194 MWh
	18	Schwerin	2008	15.000 m <sup>3</sup>	510 MWh
Zwei- Zonenspeicher	19	Duisburg	2018	28.000 m <sup>3</sup>	1.450 MWh
	20	Heidelberg	Anfang 2020	13.000 m <sup>3</sup>	660 MWh
	21	Kiel	2017	30.000 m <sup>3</sup>	1.500 MWh
	22	Nürnberg	2015	33.000 m <sup>3</sup>	1.500 MWh
Druckspeicher (Auswahl)	23	Dresden	/	6.600 m <sup>3</sup>	460 MWh
	24	Bremen	2017	3.240 m <sup>3</sup>	230 MWh
	25	Cottbus	Geplant 2020	5.000 m <sup>3</sup>	300 MWh
	26	Hürth	Baubeginn 2018	5.040 m <sup>3</sup>	300 MWh
	27	Ingolstadt	2019	3.200 m <sup>3</sup>	170 MWh
	28	Kassel	1986	3.000 m <sup>3</sup>	180 MWh
	29	Leipzig	2014	3.000 m <sup>3</sup>	225 MWh
	30	Ludwigsburg	Baubeginn 2019	2.000 m <sup>3</sup>	130 MWh
	31	Mainz	In Bau	11.583 m <sup>3</sup>	750 MWh
	32	Münster	2005	8.000 m <sup>3</sup>	520 MWh
	33	Schwäbisch Hall	1996-2016	2.400 m <sup>3</sup>	156 MWh
	34	Ulm	2014	2.500 m <sup>3</sup>	150 MWh
Erdbecken- speicher	35	Augsburg	1998	6.000 m <sup>3</sup>	n.b.
	36	Eggenstein	2008	4.500 m <sup>3</sup>	175
	37	Steinfurt	2008	1.500 m <sup>3</sup>	n.b.
	38	München Ackermann- bogen	2006	5.700 m <sup>3</sup>	330

### 3.1.1. Anwendung und Nutzen

#### Wärmespeicher in Kombination mit KWK-Anlagen

Die Entkopplung von Wärmeerzeugung und -bedarf ist besonders für den Einsatz einer KWK-Anlage wichtig, um eine Flexibilisierung des Anlagenbetriebs zu ermöglichen. Mit den Koppelprodukten Strom und Wärme wird an zwei unterschiedlichen Märkten agiert, die voneinander unabhängige Preis- bzw. Bedarfsverläufe aufweisen. Ein Wärmespeicher ermöglicht eine sogenannte strommarktoptimierte Anlagenfahrweise, bei der die KWK-Anlage so betrieben wird, dass möglichst hohe Stromverkaufserlöse erzielt werden, der Wärmebedarf jedoch ebenfalls gedeckt wird.

In Zeiten hoher Börsenstrompreise und geringen Wärmebedarfs – bspw. in der Übergangszeit – kann die KWK-Anlage Strom ins Stromnetz speisen, während die gleichzeitig erzeugte Wärme gespeichert wird. Umgekehrt kann die KWK-Anlage in Zeiten geringer Strompreise mit hohem Wärmebedarf stillstehen und der Wärmebedarf kann aus dem Speicher gedeckt werden. In diesem Anwendungsfall kommen häufig Tagesspeicher zum Einsatz.

### **Wärmespeicher in Kombination mit volatilen Erzeugern**

Die Entkopplung von Erzeugung und Bedarf ist ebenso für volatile oder diskontinuierlich verfügbare Fernwärmeerzeuger wichtig. Vor allem die Integration von hohen Anteilen erneuerbarer Energien oder industrieller Abwärme in Fernwärmenetze setzt einen Wärmespeicher voraus.

Wärmespeicher bieten ebenso die Möglichkeit, PtH-Anlagen<sup>2</sup> sinnvoll zu integrieren. Durch die Teilnahme an Kurzfristmärkten, wie dem Regelenenergiemarkt oder dem Intradaymarkt, ist die Wärmeerzeugung aus PtH-Anlagen nur schwer mit dem Wärmebedarf abzustimmen. Ein Wärmespeicher kann, bspw. bei den Stadtwerken Lemgo GmbH oder der swb AG (Bremen), die dadurch teils sehr volatile Wärmeerzeugung optimal aufnehmen und steht somit planbar für die Deckung des Bedarfs zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung.

Ähnlich verhält es sich mit der Nutzung von Abwärme, die z. B. auf Industrieprozessen basierend anfällt und dadurch teilweise nicht direkt genutzt werden kann. Auch hier helfen Wärmespeicher diese Diskrepanz zwischen volatiler, meist unplanbarer Wärmeerzeugung bzw. umgekehrt kontinuierlicher „Wärmeproduktion“ und schwankendem Wärmebedarf aufzuheben. Bei solarthermischen Anlagen kommen neben den Tagesspeichern auch saisonale Speicher zum Einsatz. Diese Langzeitspeicher, meist als Erdbeckenspeicher ausgeführt, können bspw. solarthermische Wärme aus der sonnen- und damit auch ertragsreichen Sommerzeit in die Übergangs- oder auch bis in die Winterzeit hinein speichern. So können solare Deckungsgrade von 20% bis 50% in der angeschlossenen netzgebundenen Wärmeversorgung erreicht werden.

### **Wärmespeicher zur Darstellung von Systemfunktionen**

Andere, vor allem systembezogene Vorteile bieten Wärmespeicher als zusätzlich nutzbare Reserveleistung und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Sinne der (n-1) -Absicherung. Wärmespeicher können außerdem Wärmeleistung bzw. Wärmemengen vorhalten, um bei einem Spitzenbedarf die Frischwärmeerzeugung mittels Spitzenlastkesseln zu vermeiden, die sogenannte Spitzenlastkappung.

Für das hydraulische System des Wärmenetzes kann der Wärmespeicher weitere Funktionen übernehmen. So kann der Wärmespeicher für die Netzdruckhaltung genutzt werden. Dazu wird die Höhe des Speichers so gewählt, dass der hydrostatische Druck des Speichers auf Niveau des Ruhedrucks liegt. Der Speicher übernimmt dann ebenfalls die Funktion eines Ausdehnungsbehälters und nimmt das Expansions- und Kontraktionsvolumen des Fernwärmenetzes auf. Zudem kann der Speicher Wasserreserven für das Fernwärmenetz bevorraten,

---

<sup>2</sup> PtH-Anlagen sind Wärmeerzeuger, welche durch den Einsatz von Strom Wärme erzeugen. Bekannte Technologien hierfür sind Elektroheizer oder Elektrodenkessel, die mit einem hohen Wirkungsgrad direkt elektrisch Wärme erzeugen. Wärmepumpen als andere PtH-Technologie benötigen neben dem Strom noch eine Wärmequelle zur Wärmeerzeugung.

so dass die Wasseraufbereitungsanlagen im Netz kleiner dimensioniert werden können. Wird der Wärmespeicher direkt an einem Erzeugerstandort gebaut, kann der Speicher die Funktion einer hydraulischen Weiche übernehmen und damit Erzeugerbetrieb und Netzbetrieb hydraulisch entkoppeln.

### **Auslegung und Planung von Speichern**

Um die Potenziale eines Wärmespeichers und dessen vielfältige Anwendungsmöglichkeiten optimal nutzen zu können, ist die richtige Planung und Auslegung des Speichers – unabhängig vom Speichertyp – besonders wichtig. Neben der nötigen Speicherdauer spielen auch andere Faktoren wie die erforderliche Maximalspeichertemperatur, die hydraulische Einbindung oder auch bauliche Rahmenbedingungen eine Rolle. Die Planung von großen Wärmespeichern und vor allem deren Systemeinbindung ist anspruchsvoll, da die zugehörige Anlagentechnik einen störungsfreien Betrieb mit dem angeschlossenen Wärmenetz gewährleisten muss. Gleichzeitig muss die geforderte Einsatzstrategie für einen wirtschaftlichen Betrieb realisierbar sein. Bei der hydraulischen Einbindung gibt es zahlreiche Herausforderungen und Varianten, bei denen folgende Aspekte zu beachten sind:

- Die wirtschaftliche Einsatzplanung bestimmt die optimale Speicherkapazität, die Speichertemperatur, sowie Lade- und Entladeleistungen. Neben der Behältergröße und -bauart sind vor allem die Lade- und Entladeleistungen, wegen der großen Dimensionen des Rohrleitungssystems mit Armaturen und Pumpen, die Hauptkostentreiber.
- Die Anlagentechnik wird bestimmt durch die Betriebsparameter des angeschlossenen Wärmenetzes. Hydraulisch ist die indirekte Einbindung durch Wärmeübertrager oder eine direkte Einbindung möglich.
- Zusatzfunktionen wie Netzdruckhaltung, Wasserhaltung oder Aufnahme von kurzfristiger PtH-Leistung sind zu beachten und in der Speicherdimensionierung zu berücksichtigen.
- Je nach Standort kann ein Speicher direkt an Erzeugungsanlagen oder im Netz eingebunden werden, beide Varianten erfordern i.d.R. genaue netzhdraulische Vorplanungen. An einem Erzeugerstandort kann der Speicher in die hydraulische Anlage des Erzeugers integriert werden, z.B. als hydraulische Weiche.
- Die Standortbedingungen zur Errichtung des Speichers sind sorgfältig zu prüfen (Baugrund und Baustatik, Bauhöhe, Anbindungsaufwand, Platzbedarf Pumpenhaus).
- Je nach Speichergröße sind Baustellenfertigung oder Werkstattfertigung möglich. Behälter bis 350m<sup>3</sup> und 4m Durchmesser können ab Werk geliefert werden, größere Behälter werden vor Ort gefertigt.

Genehmigungsseitig ist für Speicherprojekte meist ein Bauantrag erforderlich. Das BImSchG ist nur bzgl. neuer Schallemissionen der angeschlossenen Anlagentechnik zu beachten, i.d.R. ist hier kein Antragsverfahren notwendig. Die Einzelgenehmigungen (Baurecht, Wasserrecht, Arbeitsschutz) sind aber anspruchsvoll, Bodengutachten und Prüfstatik sind wegen der Setzung bei großen und schweren Speichern von besonderer Bedeutung.

Im Fernwärmesektor kommen als Tagesspeicher überwiegend Verdrängungsspeicher zum Einsatz, welche als Schichtenspeicher aufgebaut sind und (Fernwärme-) Wasser als Speichermedium verwenden. Das Speichermedium besitzt zwei Schichten, eine warme und eine kalte, die durch eine natürlich ausgebildete Trennschicht voneinander getrennt sind. Diese Bereiche mit unterschiedlichen Temperaturniveaus dürfen sich im Betrieb nicht vermischen und besitzen eine hohe Temperaturdifferenz von 30 – 60 K (je nach Speicher- auslegung). Fernwärmespeicher werden meist direkt in das Fernwärmenetz eingebunden und sind nur in wenigen Fällen hydraulisch durch einen Wärmeübertrager vom Netz getrennt. Während der Beladung fließt warmes Vorlaufwasser aus dem Fernwärmenetz in den Speicher und die gleiche Masse an kaltem Rücklaufwasser aus dem Speicher in das Netz. Während der Entladung fließt kaltes Rücklaufwasser aus dem Netz in den Speicher und mengenmäßig gleich viel warmes Vorlaufwasser aus dem Speicher in das Netz. Die wichtigsten Unterscheidungskriterien für unterschiedliche Technologien bei Wärmespeichern in der Fernwärme sind die nötige Speicherdauer und die nötige maximale Speichertemperatur.

### **Technologien für Tageswärmespeicher**

Bei den Tagesspeichern werden drei Speichertypen unterschieden: atmosphärische (drucklose) Speicher, druckbehaftete Speicher und Zwei-Zonenspeicher (s. Abb. 4). Bei den Speichern handelt es sich um Stahltanks, die im kleinen Maßstab seriell gefertigt werden (vorwiegend bei Druckspeichern) oder bei größeren Volumen vor Ort aus Einzelteilen zusammengebaut werden. Der Unterschied der drei Speichertypen ist der Speicherdruck unter dem das Speichermedium steht, wodurch sich die maximale Speichertemperatur ergibt. In einem atmosphärischen Speicher herrscht oberhalb der Wasseroberfläche Umgebungsdruck, was die maximale Speichertemperatur auf ca. 98°C beschränkt [3] um eine Verdampfung zu verhindern.

Bei druckbehafteten Speichern wird ein Überdruck beaufschlagt, sodass die maximale Speichertemperatur über 100°C liegen kann. Da die Speicher direkt in das Fernwärmenetz eingebunden werden, ist hier die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes ausschlaggebend für die verwendete Speichertechnologie. Bezogen auf die maximale Speichertemperatur ist der Zwei-Zonenspeicher eine Art Hybrid zwischen dem drucklosen und dem druckbehafteten Speichertyp. Zwei-Zonenspeicher sind atmosphärische Speicher mit Betriebstemperaturen über 100°C. Diese wird durch eine Druckerhöhung des Speichermediums erreicht, die entgegen den Druckspeichern durch eine Wassersäule als Auflast erzeugt wird. Die maximale Temperatur des Speichers ist abhängig von der Höhe der Auflast. Die wirtschaftlich optimale Temperatur lag in den in Deutschland realisierten Projekten bisher bei 115°C.

Die beiden übereinanderliegenden Zonen sind mit Wasser gefüllt und durch ein Zwischendach voneinander getrennt. Durch kommunizierende Röhren werden die Zonen verbunden, so dass die obere Zone Druck auf die untere Zone ausübt. Gegenüber den Druckspeichern haben Zwei-Zonenspeicher den Vorteil, dass sie keine Druckgeräte sind. Damit entfallen eine wiederkehrende Prüfung des Behälters und die damit verbundene regelmäßige Entleerung.

Die obere der zwei Zonen könnte theoretisch noch als atmosphärischer Speicher verwendet werden, auf Grund der nötigen Investitionen für zusätzliche Apparaturen und hydraulische Verbindungen wurde diese Art der Anwendung aber noch nicht umgesetzt.

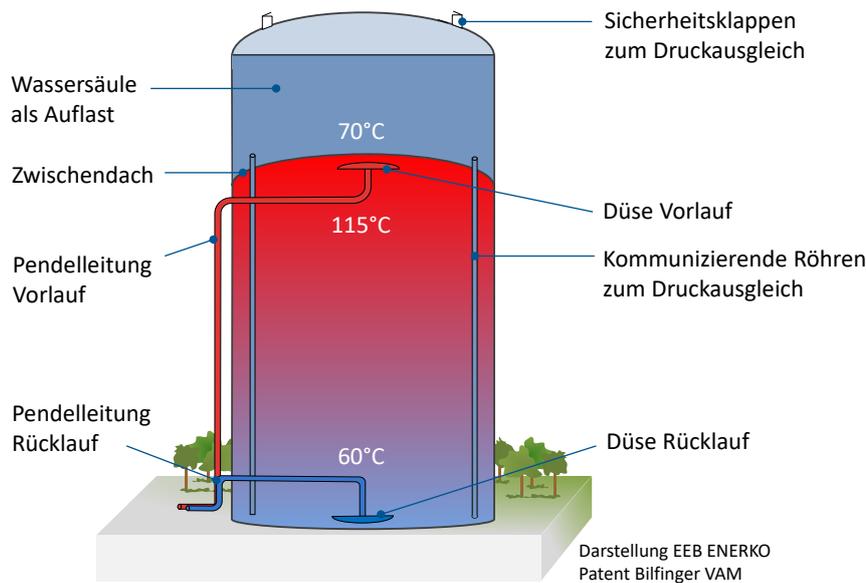


Abb. 4: Prinzip Zwei-Zonenspeicher (Quelle: EEB ENERKO)

### Technologien für Langzeitwärmespeicher

Die Langzeitspeicher zeichnen sich durch ihr großes Speichervolumen und maximale Speichertemperaturen unter 95°C aus. Auch die oben beschriebenen Speichertanks können als Langzeitwärmespeicher genutzt werden, sind auf Grund des geringen Volumens bei einer geringen Anzahl von Speicherzyklen aber eher ungeeignet. Da Langzeitspeicher in der Regel nur einen Speicherzyklus im Jahresverlauf durchlaufen, muss die Bauart dieser Speicherarten kostengünstiger gestaltet werden. Deshalb befinden sich diese Wärmespeicher nicht oberirdisch, sondern z.T. oder ganz unterirdisch. Dadurch werden zum einen die hohen Kosten für ein tragfähiges Fundament reduziert, zum anderen dient das Erdreich als kostengünstige Wärmedämmung. Eine Möglichkeit der Speicherkonstruktion ist dabei ein Behälterwärmespeicher aus Stahlbeton.

Eine andere, vor allem in Dänemark realisierte Bauform der Langzeitwärmespeicher sind sogenannte Erdbeckenspeicher. Hierbei wird eine Art künstlicher See angelegt, welcher mit Wasser gefüllt wird und, um Wärmeverluste zu minimieren, mit einer Abdeckung verschlossen wird. Bei der Abdeckung handelt es sich um eine leichte, gut isolierende, schwimmende Konstruktion. Die dritte Form der Langzeitwärmespeicher sind Aquifer-Speicher. Bei einem Aquifer-Speicher werden wasserführende Gesteinsschichten (Aquifer) durch Bohrungen erschlossen. Um Wärme zu speichern, wird warmes Wasser durch die Bohrung dem Aquifer zugeführt. Um gespeicherte Wärme zu nutzen, wird dem Aquifer das warme Wasser wieder entzogen. Der vierte Langzeitspeichertyp benutzt im Gegensatz zu den anderen nicht Wasser als Speichermedium, sondern das Erdreich. Bei einem Erdsondenwärmespeicher werden wasserdurchflossene Erdwärmesonden senkrecht in den Boden eingebracht. Dadurch kann die Wärmeenergie im Erdboden gespeichert und später entzogen werden. Meist bestehen diese Speicher aus mehreren solcher Erdsonden, die zusammen ein Erdsondenfeld bilden. Die Nachteile von Langzeitspeichern gegenüber Tagesspeichern sind der hohe Platz- bzw. Flächenbedarf für ein entsprechend großes Speichervolumen und höhere Speicherverluste.

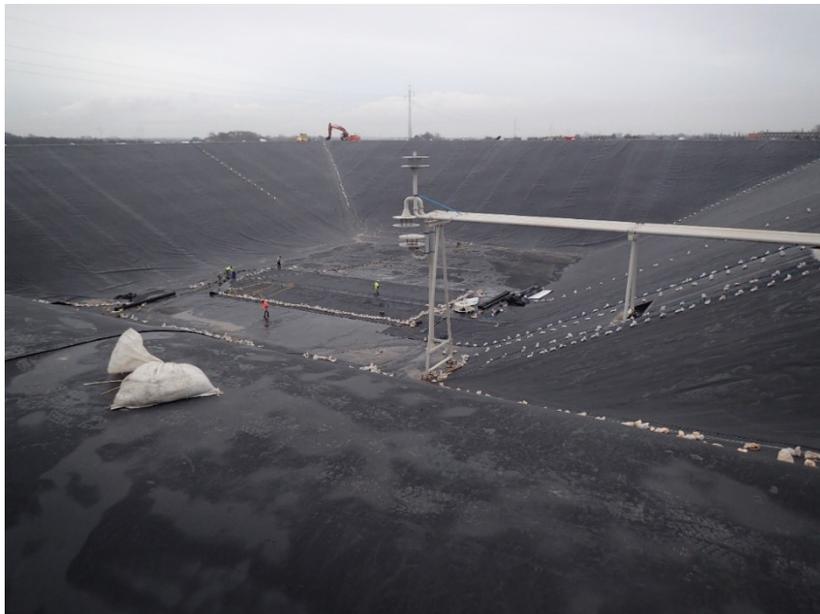
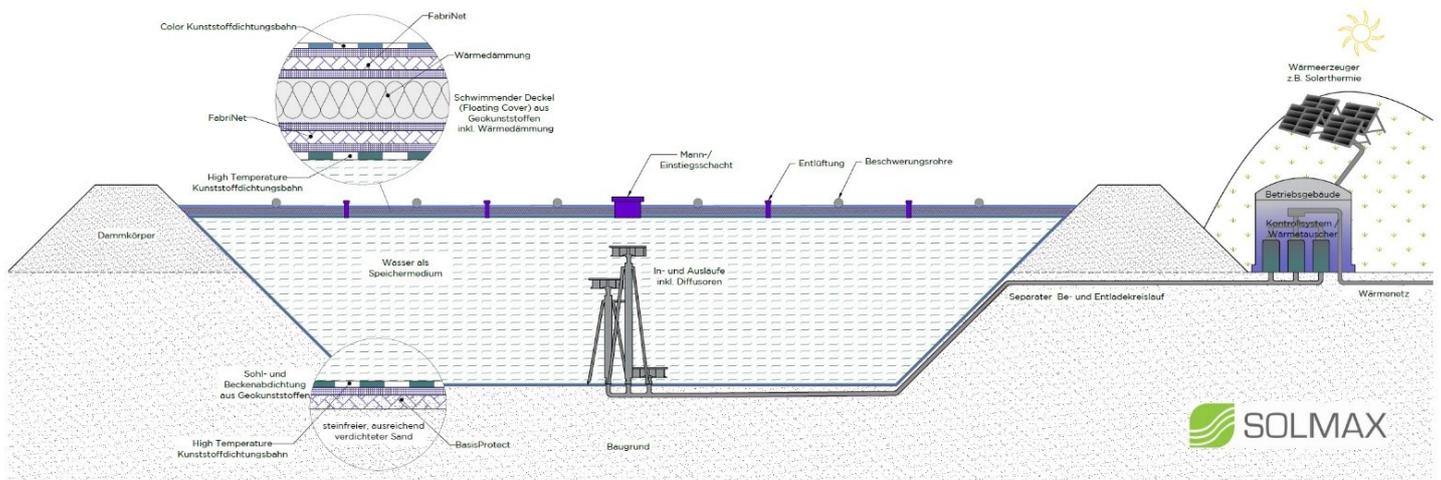


Abb. 5: Erdbeckenspeicher Systemskizze (oben) (Quelle: Solmax) und Foto aus der Bauphase von Projekt in Toftlund/Dänemark (80.000 m<sup>3</sup>) (unten) (Quelle: RAMBOLL, 2019)

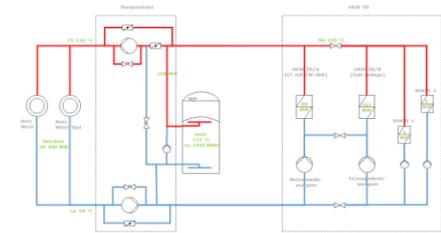
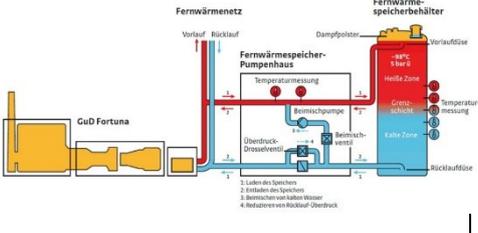
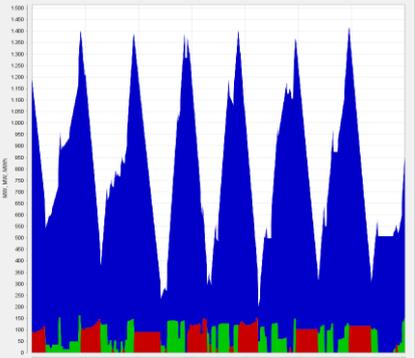
### 3.1.2. Projektbeispiele aus NRW

Die oben beschriebenen Technologien auf Basis von Behälterbauwerken sind bereits deutschlandweit und auch in NRW im Einsatz. Beispiele zu den beiden größten Wärmespeicherprojekten in NRW in Duisburg und Düsseldorf sind in der folgenden Tabelle 2 dargestellt. Beide Speicher sind in große Fernwärmenetze eingebunden und erlauben im Einsatz eine deutliche Flexibilisierung des Anlageneinsatzes der jeweils verbundenen KWK-Anlagen. Dabei werden in der Verbundoptimierung alle Erzeuger und Speicher im Einsatz mittels IT-gestützter Einsatzplanung optimiert. Zielgrößen sind hier u.a. [4]:

- Vermeidung von unwirtschaftlichem und ineffizientem Teillasteinsatz der KWK-Anlagen
- Abschaltung der KWK-Erzeuger in Nebenzeiten mit niedrigen oder negativen Strompreisen und Lastabdeckung aus dem Speicher (Entladung)

- Erhöhung des Gesamtnutzungsgrades der KWK-Anlagen durch maximale Wärmeauskopplung in Betriebszeiten (Speicherladung während KWK Betriebszeit)
- Vermeidung von Frischwärmerzeugung in Heizkesseln (Entladung in Spitzenzeiten)
- Reservevorhaltung und Erhöhung der Versorgungssicherheit

Tab. 2: Wärmespeicherprojekte in Duisburg und Düsseldorf [5], [6]

Projekt	Fernwärmespeicher Duisburg	Fernwärmespeicher Düsseldorf
Betreiber	SW Duisburg AG	SW Düsseldorf AG
Foto		
Einbindung (schematisch)		
Typ	Zwei-Zonenspeicher	Ein-Zonenspeicher
Größe	43.000 m <sup>3</sup> (Nutzvolumen: 28.000 m <sup>3</sup> )	36.000 m <sup>3</sup>
	rd. 1.450 MWh	rd. 1.340 MWh
Betriebs-temperatur	bis 115°C	bis 98°C
Einsatz-beispiel typischer Wochen-zyklus	 <p>Oben: Erzeugung (blau=Speicher)</p> <p>Mitte: Ladung/Entladung</p> <p>Unten: Füllstand</p>	 <p>Blau: Speicherfüllstand</p> <p>Rot: Entladung</p> <p>Grün: Ladung</p>
Investition	rd. 20 Mio. EUR	rd. 10 Mio. EUR

### 3.1.3. Umsetzung und Barrieren

In Deutschland sind Tagesspeicher in der Fernwärme teilweise seit Jahrzehnten und vermehrt seit ca. zehn Jahren im Einsatz und im großtechnischen Maßstab erprobt. In Deutschland sind über 40 Wärmespeicher – überwiegend als drucklose Speicher, aber auch als druckbehaftete und vereinzelt Zwei-Zonen-speicher – installiert. Zusammen besitzen diese Speicher ein Volumen von rd. 600.000 m<sup>3</sup> Wasser und können rd. 25 GWh Wärme speichern.

Die Langzeitspeicher finden bisher in Deutschland wenig bis keine Anwendung. Außerhalb von Deutschland wie bspw. in Dänemark werden diese Speichertypen deutlich häufiger und schon länger angewendet, zumeist um Wärme von Solarthermieanlagen aus den Sommermonaten zu speichern und diese in den Wintermonaten zu verwenden.

Die geringe Anzahl von Langzeitwärmespeichern in Deutschland liegt unter anderem an dem großen Platzbedarf dieser Speichertechnologien. In Deutschland finden sich Fernwärmenetze – im Gegensatz zu bspw. Dänemark – meist nur im dichtbesiedelten urbanen Raum, in denen die Konkurrenz der Flächennutzung sehr groß und die allgemeine Flächenverfügbarkeit sehr gering ist.

Theoretisch wäre hier ein Ausweichen auf umliegende, stadtnahe Flächen möglich, was aber auf Grund der jetzigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich umsetzbar ist. Diese stadtnahen Flächen müssten zuerst an das Wärmenetz angeschlossen werden, wodurch hohe Einbindungskosten für bspw. Leitungsbau entstehen. Eine Förderung, die nicht nur die Errichtung des Speichers, sondern auch die Einbindung dessen miteinschließt, könnte somit die Anwendung von Langzeitwärmespeichern unterstützen und voranbringen. Zudem sollten die Spezifika von Saisonalspeichern auch in bestehenden Förderregimen wie der KWK-G Speicherförderung Berücksichtigung finden (z.B. geringere Anforderungen an Wärmeverluste).

## 3.2. Thermische Speicher (auch Kälte) in Quartieren

### 3.2.1. Anwendung und Nutzen

Um die Energiewende voranzutreiben, ist es notwendig, sowohl Wärme und Kälte, als auch elektrische Energie miteinander zu verbinden. Speziell im Bereich der Quartierserschließung steigen die Anforderungen, Gebäude im Sinne einer erfolgreichen Energiewende und unter dem Aspekt der CO<sub>2</sub>-Senkung effizient mit Wärme-, Kälte-, und elektrischer Energie zu versorgen. Zum Erreichen dieses Ziels müssen Speichertechnologien zum Einsatz kommen, um die zeitlichen Unterschiede zwischen Bedarf und Angebot sowohl strom- als auch wärmeseitig auszugleichen.

Um diese notwendigen Entwicklung zu stärken, wurde vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle eine Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0) ausgerufen. In erster Linie besteht das Programm aus zwei Hauptmodulen, welche in das erste (erste Machbarkeitsstudie) und das zweite Modul (tatsächliche Realisierung) unterteilt sind. Die Kosten für die Erstellung einer Machbarkeitsstudie nach Wärmenetzsysteme 4.0 können mit bis zu 60%, die Umsetzung mit bis zu 50% gefördert werden. Aufgrund des hohen Förderzuschusses müssen die Wärmenetze besonderen Anforderungen

entsprechen, die eine bestimmte Kosteneffizienz und ein Mindestmaß an klimaschonenden Energieträgern vorweisen müssen. Neben diesen ökologischen und ökonomischen Faktoren spielen die eingesetzten Anlagenkomponenten eine große Rolle. Das Förderprogramm sieht vor, mindestens einen saisonalen Großwärmespeicher (2-3 Monate) einzuplanen. Falls diese nicht zum Einsatz kommen, muss dies im Antrag ausführlich begründet werden. Ein weiterer in der Förderung aufgeführter Punkt ist die Implementierung von Sektorenkopplung und Netzdienlichkeit in Verbindung mit den Wärmenetzen 4.0. Diese Fragestellungen lassen sich in Verbindung mit thermischen Speichern und Wärmepumpen ideal beantworten.

Durch den vermehrten Einsatz von energieeffizienten Wärme- und Kälteerzeugern, wie z. B. Wärmepumpen, ergibt sich die Möglichkeit, Energie auf einem niedrigen Temperaturniveau zu transportieren und zu speichern. Je nach Anlagenkonzept kann z.B. ein konventioneller Betonbehälter mit Wasser befüllt und über Wärmetauscher an das Versorgungsnetz angeschlossen werden. Die Temperaturen können hier zwischen 2°C - 20°C betragen und lassen sich dementsprechend als Quelleingang für eine Wärmepumpe sowie als passive Kühlung nutzen.

Ein sogenannter Eis-Energiespeicher kann darüber hinaus den Phasenübergang des Wassers (Wechsel des Aggregatzustands) und die damit erhöhte Kristallisationsenergiemenge nutzen. Durch die komplexe Bauweise der sich im Eis-Energiespeicher befindlichen Wärmetauscher muss dem Speicher ein nachgeschaltetes Sole-Netz folgen, um die auftretenden tiefen Temperaturen von bis zu -3°C an die Wärmepumpen übertragen zu können.

Durch die Nutzung von Niedertemperatur-Wärmespeichern und hocheffiziente Wärmepumpen kann eine zeitliche Entkopplung zwischen Produktion und Verbrauch von elektrischer Energie (PV, Windkraft, etc.) und folglich ein Flexibilisieren der Wärmepumpen ermöglicht werden. Somit ergeben sich unterschiedliche Fahrweisen der Wärmepumpe, welche die Maximierung des Eigenverbrauchs von PV, Windkraft-Strom, den Verbrauch zu energieeffizienten optimalen Zeitpunkten oder Netzdienlichkeit zum Ziel haben.

Während grundsätzliche technische Lösungsansätze zur Verfügung stehen, um auf eine fluktuierende Energiebereitstellung zu reagieren, können bedingt lokale Netzengpässe entstehen, die aufgrund eines zeitlichen und räumlichen Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch aufkommen. Um den zukünftigen Anforderungen des Strommarktes zu genügen, muss die Flexibilität der Energiebereitstellung und Energienutzung in der thermischen Energieversorgung von Wohn- und Nicht-Wohngebäuden durch thermische Speicher signifikant erhöht werden.

Im Bereich der kurzzeitigen Überbrückung von Lastschwankungen können thermische Speicher einen Beitrag zur Netzdienlichkeit leisten. Dazu können Stromerzeugungsspitzen abgefangen werden, indem gezielt Wärmeerzeuger zugeschaltet werden, die einen Teil des Stroms für die thermische Speicherbeladung nutzen. Für die thermische Speicherbeladung eignen sich vor allem Wärmepumpen bzw. Kompressions-Kältemaschinen mit elektrisch betriebenen Verdichtern und auch elektrische Widerstandsheizungen wie Heizpatronen.

Neben der Überbrückung temporärer Leistungsschwankungen durch Tagesspeicher, richtet sich der Fokus auf eine langfristige Zwischenspeicherung von erneuerbaren Energien, die im Fall einer langen wind- und sonnenarmen Zeit (Dunkelflaute) zum Einsatz kommt. Zum Teil lassen sich thermische Speicher durch eine gewisse Überdimensionierung des Speichervolumens für die Zwischenspeicherung von Strom einsetzen (Stichwort PtH).

Im Gegensatz zu Hochtemperaturspeichern bis maximal 90°C Speichertemperatur eignen sich vermehrt thermische Großspeicher mit Niedertemperaturwärme zur langfristigen Überbrückung von Lastschwankungen. Ein Vorteil besteht darin, dass thermische Großspeicher mit Niedertemperaturwärme gegenüber Hochtemperaturspeichern deutlich geringere Verluste aufweisen. Dazu kommt, dass thermische Großspeicher aufgrund ihrer Speichergröße nicht unmittelbar auf eine Wetterveränderung reagieren. Gerade für den Betrieb von Wärmepumpen ist der Einsatz von Wärmequellen mit einem annähernd konstanten Temperaturniveau durchaus empfehlenswert. Durch die ganzjährige Verfügbarkeit von hohen Wärmequellentemperaturen steigt die Systemeffizienz von Wärmepumpen signifikant an. Des Weiteren können, ebenfalls mithilfe von PtH, thermische Großspeicher auf der Wärmequellenseite dazu genutzt werden, auch kurzfristige Lastspitzen im Netz abzufangen, indem gezielt die Wärmequellentemperatur angehoben wird. Somit tragen sie zur Glättung der Lastgangkurve bei und bewirken eine Reduzierung der Speichergröße. Der Nachteil von thermischen Großspeichern besteht in der Qualität der Energie. Aufgrund der geringen Temperaturen im Vergleich zu den Hochtemperaturspeichern lässt sich die Energie nicht ohne weitere energetische Aufwertung für die Verwendung von Heiz- und Trinkwarmwasserbereitstellung nutzen.

### 3.2.2. Projektbeispiele in NRW

#### **Wohnquartier in Langenfeld**

In Langenfeld, nahe Düsseldorf, entsteht ein Wohnquartier mit 74 Gebäuden (s. Abb. 6). Die Gebäude werden über ein „kaltes Nahwärmenetz“ und sich in den Gebäuden befindende, dezentrale Wärmepumpen versorgt. Die Sole-Wärmepumpen dienen zur Bereitstellung von Heizenergie und Warmwasser.

Als Wärmequelle für das Baugebiet dient ein Eis-Energiespeicher mit ca. 660 m<sup>3</sup> Wasservolumen. Die Netztemperaturen werden hier durch geschickten Einsatz von Energiespeicherung und Regeneration auf einem Temperaturniveau zwischen 5 –10°C gehalten. Somit kann eine, über das Jahr gesehen, hohe Leistungszahl der jeweiligen Wärmepumpen erwartet werden. Dies verringert nicht nur die eingesetzte elektrische Energie, sondern verschafft dem Versorger kalkulatorische Sicherheit.

Als Regenerationsquelle dient zum einen ein Blockheizkraftwerk, welches sich in einer Technikzentrale, bzw. Übergabestation befindet, zum anderen die Trinkwasser-Hauptleitung am Baugebiet. Das Wasser kann durch das dauerhaft hohe Temperaturniveau von ca. 10°C und den Einsatz eines entsprechenden Wärmetauschers als konstante Regenerationsquelle in den Speicher eingebracht werden.

Versorgungsschema eines kaltes Nahwärmenetzes

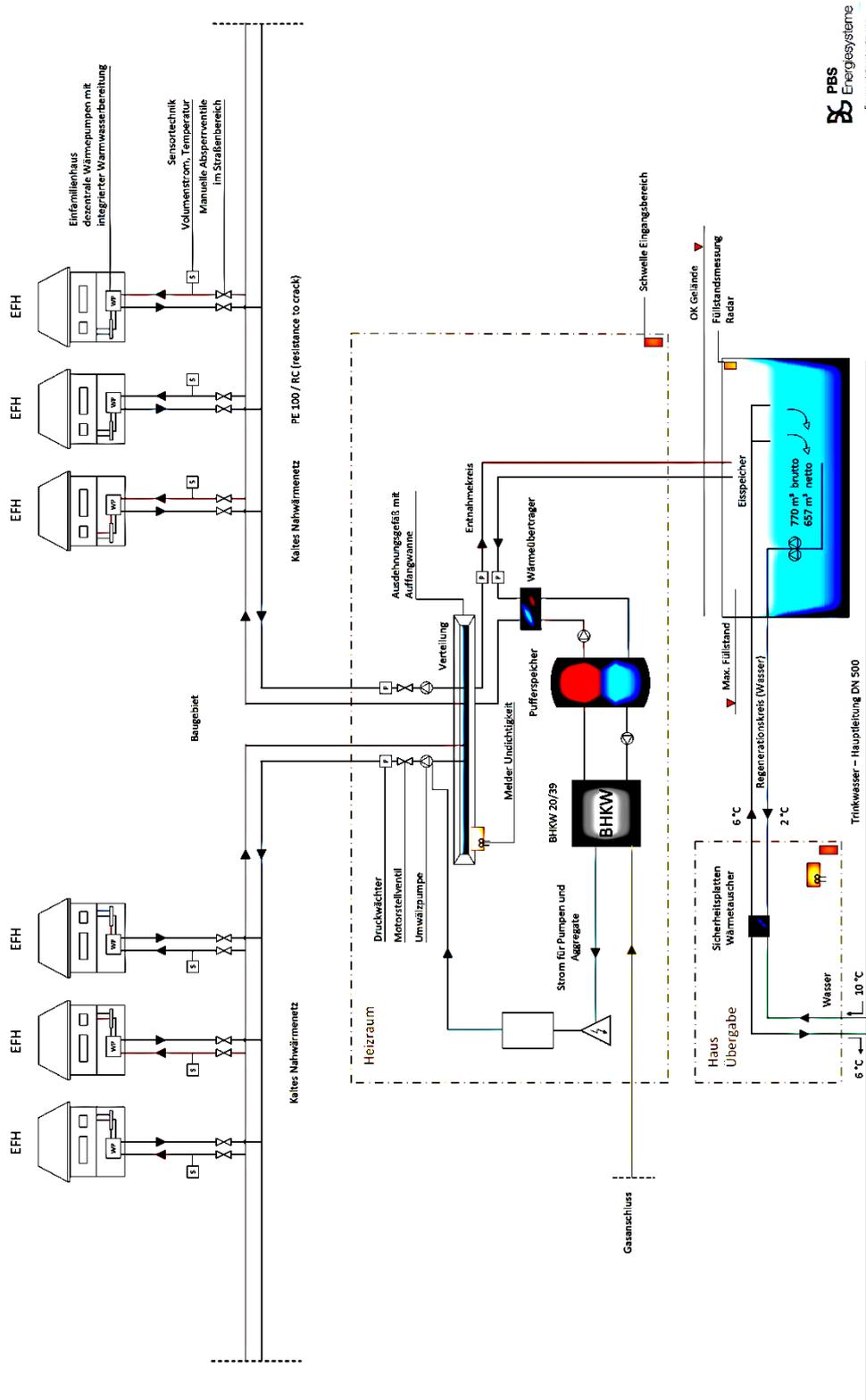


Abb. 6: Versorgungsschema des kaltes Nahwärmenetzes Langenfeld (Quelle: PSB Energiesysteme)

### **Neubaugebiet in Grevenbroich**

In Grevenbroich entsteht ein Neubaugebiet mit insgesamt 400 Gebäuden, aufgeteilt auf vier Bauabschnitte. Die Gebäudestruktur umfasst dabei sowohl Einfamilienhäuser, als auch Mehrfamilienhäuser mit mehreren Wohneinheiten.

Durch die räumliche Nähe zum Tagebau Garzweiler besteht bei diesem Projekt eine mögliche Anbindung an das Sumpfungswasser, bzw. an die verortete Pipeline, welches das Sumpfungswasser fördert. Das Wasser hat eine konstante Temperatur von ca. 14°C. Durch seine zum Teil sehr schadstoffbelastete Zusammensetzung kann dies als direkte Quelle für eine Wärmepumpe zu Problemen führen. Demzufolge muss hier ein Wärmetauscher eingesetzt werden, der speziell für die verfahrenstechnischen Anforderungen durch die Schadstoffe ausgelegt ist und sekundärseitig schadstoffarmes Wasser als Quelle für die Wärmepumpen zur Verfügung stellt.

Insgesamt erstrecken sich über das Baugebiet drei Technikzentralen mit insgesamt sieben Wärmepumpen, welche die Gebäude über ein Niedertemperaturnetz mit einer konstanten Temperatur von 40°C versorgen. Um die Effizienz der Technikzentralen auch in den Häusern fortzuführen, wird hier die Option der Wärme-, und Trinkwarmwasserversorgung über Hausübergabestationen genutzt. Diese können durch intelligente Steuerung sowohl Wärme für die Fußbodenheizung auf einem Temperaturniveau von 35°C als auch Trinkwarmwasser auf einem Niveau von 50°C - 60°C bereitstellen. Durch entweder einen oder mehrere Durchlauferhitzer kann die Vorlauftemperatur der Wärmepumpe von 35°C - 40°C auf das gewünschte Warmwasserniveau angehoben werden. Die Station wird in den jeweiligen Wohneinheiten platziert.

Für das Versorgungskonzept sind mehrere Speicher in unterschiedlichen Temperaturbereichen vorgesehen. So werden beispielsweise Niedertemperaturspeicher (10°C - 14°C) zur Lastreduktion für den Wärmetauscher und der Anlagentechnik eingesetzt. Darüber hinaus erhalten die drei Wärmepumpen-zentralen jeweils eigene Energiespeicher mit mehreren hundert Kubikmeter Volumen im Temperaturniveau von 35°C - 40°C, um kurzzeitig thermische Energie für die Verbraucher bereitzustellen.

### **3.2.3. Umsetzung und Barrieren**

Da der optimale Einsatz von Niedertemperatur-Wärmespeichern u. a. von Faktoren wie der verfügbaren Energiequelle und ggf. auch vom infrastrukturellen Umfeld abhängt, muss jedes Projekt einzeln entwickelt werden. Überdies sind aufgrund des Einsatzes von Glykol als Wärmeträgermedium wasserrechtliche Hürden zu nehmen, die im jeweiligen Bundesland unterschiedlich ausgestaltet sind.

Aufgrund der Errichtung des Betonbehälters unterhalb der Erdoberfläche werden unter Umständen baurechtliche Fragestellungen aufgeworfen, die es zu beachten gilt.

Zuletzt erschwert die Einbindung von Regelenergie, PV und evtl. Windkraft unter den momentan vorherrschenden Regularien die Nutzung von Niedertemperatur-Wärmespeichern.

### **3.3. Thermische Speicher (Wärme und Kälte) in Gebäuden für die Sektoren Private Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)**

#### **3.3.1. Technische und energetische Gesichtspunkte**

Während in Kapitel 3.2. der Schwerpunkt auf die Nahwärmeversorgung für ein ganzes Quartier gelegt wurde, werden im Folgenden die thermischen Speichermöglichkeiten im Zusammenhang mit der Bedarfsdeckung in Gebäuden näher betrachtet. Dabei ist zunächst zwischen den verschiedenen Gebäudetypen zu unterscheiden:

- Wohngebäude (EFH und MFH)
- Gebäude mit GHD (jeweils mit Wärme und/oder Kältebedarf) beispielhaft seien hier einige typische Anwender genannt:
  - Metzgereien, Bäckereien, Kühlhäuser
  - Supermärkte, Einkaufszentren
  - Hotels, Krankenhäuser, Schwimmbäder, Flughäfen

Bei der weiteren Analyse des Speicherungsbedarfs ist dann zwischen den verschiedenen Bedarfen zu unterscheiden:

- Raumheizung (vorwiegend in den Wintermonaten)
- Raumkühlung (vorwiegend in den Sommermonaten)
- Trinkwassererwärmung (ganzjährig in etwa gleichbleibend)
- Prozesswärme/ -kälte bei Handwerk und Gewerbe (fallabhängig)

Abb. 7 zeigt den Endenergieverbrauch privater Haushalte in Deutschland für 2017. Im Jahr 2017 betrug dieser 675 TWh und damit etwa 26% des gesamten deutschen Endenergieverbrauchs. Davon entfallen fast 95% auf die Bereiche Wärme und Kälte. Dies verdeutlicht das große Potenzial für die thermische Speicherung.

Die Bereitstellung von Raumwärme stellt mit einem Anteil von 464 TWh (68,8%) immer noch den weitaus größten Anteil dar. Der Bedarf für Raumwärme beschränkt sich jedoch überwiegend auf die Wintermonate, so dass dieses Potenzial für die Energiespeicherung nur relativ aufwändig zu erschließen ist und i.d.R. saisonale Speicher erfordern würde, um solare Energie von den Sommermonaten bis zu den Wintermonaten zu speichern. Hingegen ist der Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung mit 103 TWh (15,3%) für die Energiespeicherung von besonderem Interesse, da dieser Bedarf ganzjährig als etwa konstant angesehen werden kann. Auch wenn nur ein Teil davon für die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden könnte, würde sich daraus immer noch ein riesiges Speicherungspotenzial darstellen lassen: angenommen, es könnten 50% des für die Trinkwassererwärmung benötigten Energiebedarfs aus thermischen Speichern (Tagesspeicher) bereitgestellt werden, so ergäbe sich daraus eine täglich nutzbare Speicherkapazität von etwa 140 GWh. Als Vergleich sei hier erwähnt, dass die gesamte Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken in Deutschland, die üblicherweise ebenfalls als Tagesspeicher ausgelegt sind, derzeit nur etwa 40 GWh beträgt.

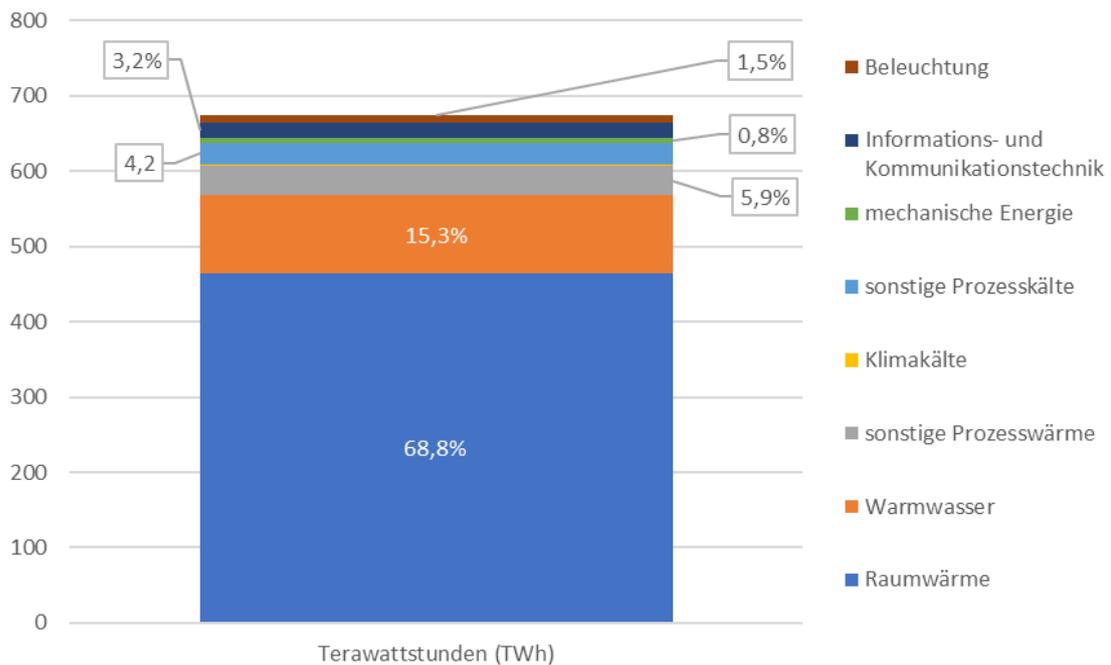


Abb. 7: Endenergieverbrauch privater Haushalte in Deutschland für das Jahr 2017 (Quelle: Darstellung des Umweltbundesamtes auf Basis Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Stand 2018)

Auch im Sektor GHD mit einem Gesamtendenergiebedarf von etwa 400 TWh entfällt der größte Anteil (etwa 60%) auf die Bereiche Wärme und Kälte und davon wiederum etwa die Hälfte auf den Bereich Raumwärme. Die andere Hälfte wäre dann Raumkälte und Prozesswärme/-kälte. Letztere fallen mehr oder weniger konstant über das Jahr verteilt an. Auch in diesem Sektor sind also hohe Potenziale einerseits für die Substitution von fossilen Energieträgern durch Strom aus erneuerbaren Quellen und somit andererseits auch für dessen Speicherung in thermischen Speichern vorhanden. Aus technischer Sicht könnte dieses Potenzial relativ einfach gehoben werden.

Die Temperaturniveaus, die für die verschiedenen Anwendungen erforderlich sind, werden in vielen Fällen auch die Temperaturniveaus der Speicherung festlegen. Ggf. lassen sich jedoch auch die Temperaturniveaus zwischen Quelle, Speicher und Anwendung anpassen, z.B. durch den Einsatz von Wärmepumpen. Neben der Bedarfscharakterisierung ist auch hinsichtlich der Wärme-/ Kältequelle und den damit verbundenen Temperaturniveaus zu unterscheiden:

- Heizkessel (Gas, Öl, Pellets, usw.) in Niedertemperatur- oder Brennwertausführung
- Elektrische Widerstands-Heizsysteme (Heizstäbe, Durchlauferhitzer, Infrarot, usw.), idealerweise gespeist mit Strom aus erneuerbaren Quellen
- Kraft-Wärmekopplung (KWK)
- Solarkollektoren (thermisch)
- Umgebungswärme (z.B. Luft, Gewässer, usw.) in Verbindung mit Wärmepumpen
- Erdwärme (bei Gebäuden i.d.R. oberflächennah und in Verbindung mit Wärmepumpen)
- Abwärme (aus Abwasser oder Prozessen, z.B. Nutzung der Wärme bei der Kälteerzeugung)

Auch hieraus ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an die Speicher, um das jeweilige Dargebot der Wärme vom Wärmebedarf zeitlich zu entkoppeln.

Eine Kurzzeitspeicherung ist z.B. im Zusammenhang mit Wärmerückgewinnungssystemen von Interesse. Bei Gebäuden wären dies z.B. Lüftungssysteme, bei denen der Abluft Wärme entzogen und im Rekuperator-Wärmetauscher für sehr kurze Zeit zwischengespeichert wird, um direkt im Gegenzug die Zuluft wieder aufzuwärmen. Dabei lassen sich relativ hohe Wirkungsgrade erreichen. Auch im gewerblichen Bereich können Rekuperator-Wärmetauscher eingesetzt werden, um die Abwärme von Prozessen zu nutzen. Die im Gebäudebereich üblicherweise eingesetzten Warmwasserspeicher sind Tagesspeicher, insbesondere für die Trinkwassererwärmung. Diese werden in etwa für den täglichen Bedarf ausgelegt. Für Einfamilienhäuser ist daher von einer Baugröße von 150 - 200 Litern auszugehen. Bei der Einbindung von Solaranlagen werden größere Speicher (400 - 500 Liter) bevorzugt, um zusätzlich höhere Deckungsanteile auch im Heizungsbereich zu erzielen.

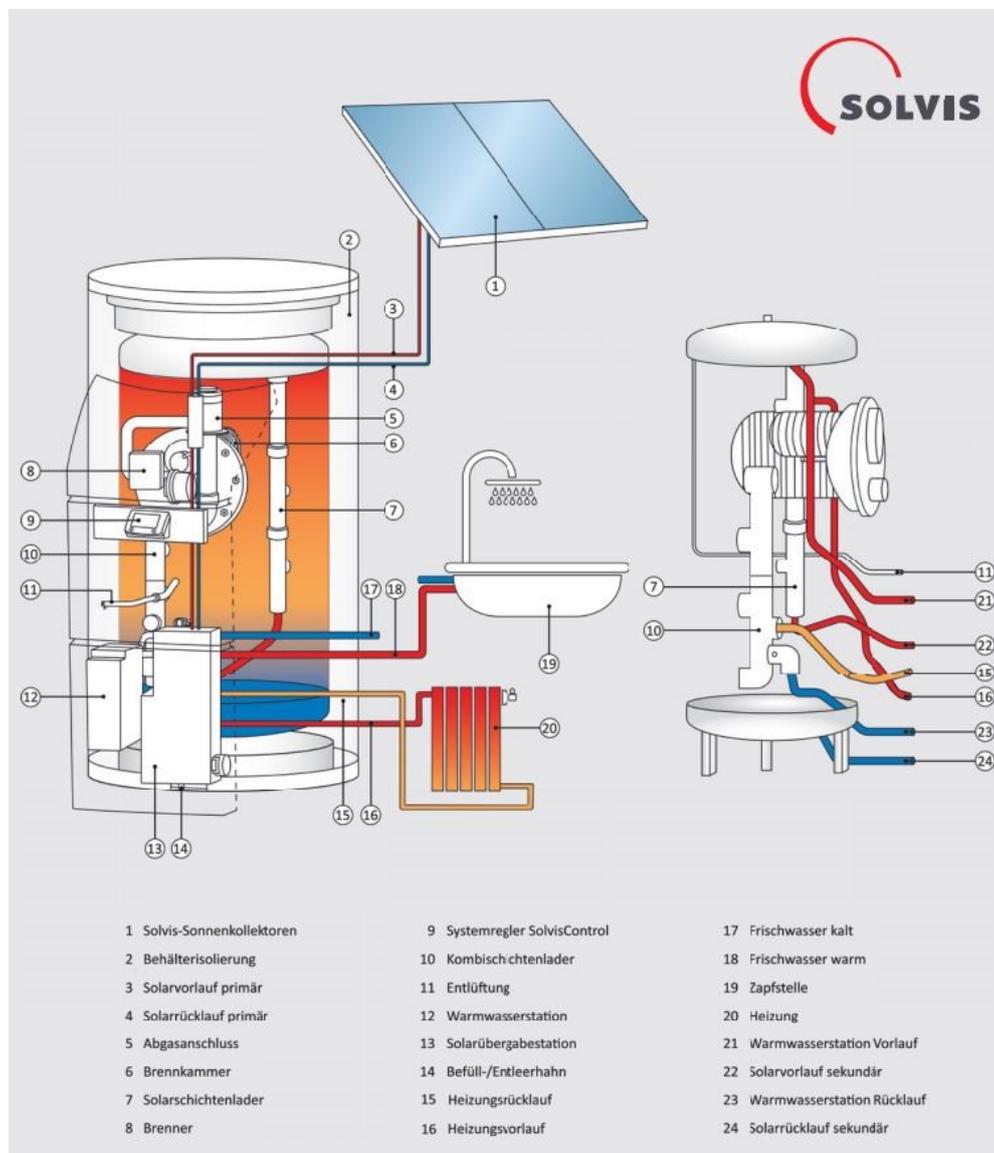


Abb. 8: Pufferspeicher in einer Hausinstallation mit Solaranlage (Quelle: Solvis GmbH)

Prinzipiell ist auch eine ganzjährige Vollversorgung mit Solaranlagen möglich und wurde bei Musterhäusern auch schon realisiert. Eine saisonale Speicherung im

Gebäudebereich ist jedoch sehr aufwändig und erfordert sehr große Speichervolumen und eine gute Wärmedämmung des Speichers. Für ein entsprechend der EnEF energetisch optimiertes EFH kann man dabei von einem Speichervolumen von mehr als 10 m<sup>3</sup> ausgehen, wenn ein Speicher für sensible Wärme (Wasser) zum Einsatz kommen soll. Des Weiteren ist das Volumen für die Wärmedämmung zu berücksichtigen. Der Einbau eines Saisonspeichers muss bereits bei der Konzeption des Gebäudes berücksichtigt werden, da das Gebäude i.d.R. um den Wärmespeicher herum gebaut werden muss.

Hinsichtlich der Speicherungsarten bieten sich im Gebäudebereich unterschiedliche Möglichkeiten an:

- Speicherung sensibler Wärme in
  - Warmwasser (unterschiedliche Bauarten)
  - Speicherung in den thermischen Gebäudemassen (z.B. Betonkernaktivierung)
  - Speicherung im Untergrund (z.B. für die Regenerierung bei Erdsonden im Zusammenhang mit Wärmepumpen)
  - mineralische Materialien für höhere Temperaturen (z.B. Blockspeicherheizungen)
- Speicherung latenter Wärme (z.B. sog. „Eisspeicher“ oder aber auch in Form von temperaturregulierenden Putzen (z.B. mit Paraffinkügelchen))

Heute kommen überwiegend Speicher für sensible Wärme zum Einsatz. Eisspeicher werden jedoch gelegentlich in Verbindung mit Wärmepumpen verbaut.

Manche Einsatzfälle von Wärme- bzw. Kälteanwendungen lassen aufgrund der thermischen Trägheit eine gewisse Temperaturspreizung zu. Dies gilt z.B. für Gebäude, bei denen die Raumtemperatur im Bereich von wenigen Grad °C variiert werden kann, ohne den Wohlfühlbereich nennenswert zu beeinflussen. Auch bei Kühlhäusern kann die Temperatur ohne negativen Einfluss geringfügig geändert werden. Auf diese Weise lassen sich die jeweils betroffenen „thermischen Massen“, z. B. die Gebäudemassen oder das Kühl- bzw. Gefriergut, als Energiespeicher nutzen.

Die lokale Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien in Form von Wärme direkt am Ort des Dargebots bzw. am Ort des Bedarfs hat nicht nur für den Betreiber/Nutzer dieser Anlagen große Vorteile. Dies kann auch zu einer Entlastung der elektrischen Netze beitragen, indem ein entsprechender Anteil des erzeugten Stroms nicht in das Netz eingespeist werden muss, wenn dieses bereits anderweitig stark belastet ist. Für eine netz-, bzw. systemdienliche Betriebsweise ist die Einbindung in eine übergeordnete Steuerung bzw. Regelung erforderlich. In der Vergangenheit war der Aufwand hierfür ziemlich hoch. Im Zuge der Digitalisierung wird es in Zukunft jedoch sehr einfach werden auch Systeme der Wärmeerzeugung und Speicherung in ein geeignetes Steuerungssystem mit einzubeziehen. Manche Geräte sind bereits heute hierfür ausgerüstet, z.B. Wärmepumpen mit dem Label „Smart Grid Ready“.

### **3.3.2. Sektorenkopplung - PtH für die Wärmeerzeugung und -speicherung**

Für den Wärmesektor gilt die elektrische Wärmepumpe als eine der wesentlichen Technologien. Der Wärmeertrag beträgt dabei ein Mehrfaches der eingesetzten elektrischen Energie. Das Maß für die Effizienz ist hier die JAZ oder der COP. Die Effizienz ist dabei umso höher, je geringer die Vorlauftemperatur im

Heizungssystem sein darf. Daher bietet sich die Wärmepumpe insbesondere in Neubauten in Kombination mit einer Fußbodenheizung an, mit Vorlauftemperaturen im Bereich 30 - 35°C. Für die Trinkwassererwärmung sind aus hygienischen Gründen - zumindest zeitweise - höhere Temperaturen (ca. 60°C) erforderlich, so dass hierfür i.d.R. ein elektrischer Heizstab im Trinkwasserspeicher zum Einsatz kommt. Obwohl auch eine Wärmepumpe zukünftig mit Strom aus erneuerbaren Quellen betrieben werden sollte, ist sie bereits im heutigen Strommix effizienter und umweltfreundlicher als z.B. die Wärmeerzeugung in einem Gas-Brennwertgerät. Eine thermische Energiespeicherung ist sowohl am „kalten Ende“ der Wärmepumpe, also an der Wärmequelle, z.B. im Erdreich, in einem Teich oder in Form eines Eisspeichers, als auch am „warmen Ende“ (Nutzwärme) denkbar. Die Speicherung auf dem Temperaturniveau der Nutzwärme hat den Vorteil, dass der Betrieb der Wärmepumpe z.B. an das Stromdargebot angepasst werden kann (netz- bzw. systemdienlicher Betrieb). Die Speicherung in der Wärmequelle ermöglicht hingegen eine bessere Effizienz bzw. auch einen Heizungsbetrieb an sehr kalten Tagen. Bei Wärmepumpensystemen, die in den Sommermonaten zur Raumkühlung eingesetzt werden, kann die Abwärme z.B. entweder für die Trinkwassererwärmung und/oder für die Regenerierung der Wärmesonden im Erdreich eingesetzt werden.

Wenn bei der Stromerzeugung die Möglichkeiten der Substitution fossiler Energieträger durch Strom aus erneuerbaren Energien ausgeschöpft sind, macht es Sinn, auch den nicht für die Deckung der herkömmlichen Netzlast (incl. Wärmepumpen) nutzbaren Strom (negative Residuallast, ugs. auch als „Überschussstrom“ bezeichnet) im Rahmen der Sektorenkopplung für eine zeitweise Wärmebedarfsdeckung im Gebäude einzusetzen, um eine Abregelung der erneuerbaren Stromerzeugung zu vermeiden. Dies gilt auch für Strom aus erneuerbaren Quellen, der aus anderen Gründen (z.B. lokale Netzengpässe) nicht in die Stromnetze aufgenommen werden kann und heute üblicherweise ebenfalls abgeregelt wird, sofern er nicht - wie z.B. bei Gebäuden mit PV-Anlagen - direkt vor Ort genutzt werden kann. Da die Mengen an Überschussstrom vom aktuellen Dargebot der erneuerbaren Energien (Sonne und Wind) abhängig sind, wird Überschussstrom auf absehbare Zeit für eine zusätzliche Nutzung nur gelegentlich zur Verfügung stehen. Dies gilt nicht nur für PtH, sondern prinzipiell für alle Arten der Sektorenkopplung. Daher macht es im Gebäudebereich Sinn, hybride Wärmeerzeuger einzusetzen. Diese nutzen Strom für die Wärmeerzeugung nur dann, wenn Überschussstrom auch tatsächlich zur Verfügung steht. Bei Mangel an Strom aus erneuerbaren Quellen können bestehende Wärmeerzeuger (z.B. Gas oder Öl-Brennwertkessel) angefahren werden oder der Wärmebedarf aus einem Speicher gedeckt werden. Aus Gründen der zeitlich begrenzten Verfügbarkeit von günstigem Strom und den damit verbundenen geringen Volllaststunden für PtH-Anlagen, werden bevorzugt Widerstandsheizsysteme zum Einsatz kommen, die sich durch relativ geringe Investitionskosten auszeichnen. Im Gegensatz zu Wärmepumpen lassen sich mit Widerstandsheizsystemen auch höhere Temperaturen erreichen, so dass diese als Hybridsysteme in Bestandsgebäuden, die hohe Vorlauftemperaturen benötigen, zum Einsatz kommen können. So kann auch dort mit wenig Aufwand anteilig Strom aus erneuerbaren Quellen genutzt werden. Da in vielen Fällen der Wärmebedarf jedoch nicht mit dem Dargebot der erneuerbaren Energien korreliert, drängt sich eine Wärmespeicherung in diesem Zusammenhang auf. Vielfach existieren in Gebäuden bereits Warmwasserspeicher für die Trinkwasserversorgung. Diese sind zur Verhinderung der Verkeimung mit

Legionellen in der Regel auch schon mit einem Heizwiderstand ausgerüstet, so dass sich eine Nutzung von Strom technisch sehr einfach realisieren ließe.

Der Einsatz von Wärmespeichern in Kombination mit KWK-Anlagen ist derzeit für größere Wohngebäude bzw. im Sektor GHD von Interesse. Der Wärmespeicher kann dort den Betrieb der KWK-Anlage vergleichmäßigen und ermöglicht damit höhere Volllaststunden dieser Anlagen. Da der Strombedarf i.d.R. nicht mit dem Wärmebedarf korreliert, ist dies insbesondere dann von Interesse, wenn die Betriebsweise flexibilisiert werden soll, um von einem wärmebedarfsgeführten Betrieb zu einem strombedarfsgeführten Betrieb zu wechseln. Somit dient der Wärmespeicher auch dazu, die Eigenbedarfsquote zu erhöhen und den Strombezug aus dem Netz entsprechend zu reduzieren.

Im Sektor GHD ist häufig im gleichen Gebäude sowohl ein Bedarf für Wärme als auch für Kälte anzutreffen. Mit Wärmepumpen und geeigneten Speichern für Wärme und Kälte lassen sich diese Bedarfe, die üblicherweise nicht gleichzeitig anfallen, sehr gut koppeln. Während Wohngebäude eine sehr ähnliche Bedarfsstruktur haben, muss bei Kunden aus dem Sektor GHD üblicherweise eine sorgfältige Analyse für jeden Einzelfall erstellt werden, um die Systeme optimal an die jeweiligen Bedarfe anzupassen.

### 3.3.3. Umsetzung und Barrieren

Obwohl die zuvor genannten Systeme - insbesondere die Widerstandsheizgerä - relativ geringe Investitionskosten haben, ist aufgrund des aktuellen Energiepreises ein wirtschaftlicher Betrieb in Deutschland in der Regel nicht möglich. So steht z.B. für den Privatkunden ein Preis für Erdgas oder Heizöl von etwa 6 ct/kWh (incl. aller Steuern und Abgaben) in Konkurrenz zu einem Strompreis von fast 30 ct/kWh, Tendenz derzeit noch steigend. Davon entfallen etwa 55% auf Steuern und Abgaben. Dies liegt einerseits daran, dass bislang die Kosten für die Energiewende insbesondere in Form der EEG-Umlage ausschließlich auf den Stromkunden abgewälzt werden. Allein die EEG-Umlage beträgt mit etwa 6,75 ct/kWh (netto) schon mehr als die Brutto-Preise für fossile Energieträger. Auch die Stromsteuer stellt mit etwa 2 ct/kWh einen erheblichen Anteil am Strompreis dar. In diesem Zusammenhang ist es auch erwähnenswert, dass die Stromsteuer bei ihrer Einführung damit begründet wurde, dass hierdurch der Strom aus dem Wärmesektor verdrängt werden sollte. Bei steigenden Anteilen von Strom aus erneuerbaren Quellen muss es heute hingegen das Ziel sein, den Strom im Wärmemarkt wieder attraktiv und konkurrenzfähig zu machen. Daher sollte auch die Sinnhaftigkeit dieser Steuer dringend überdacht werden.

Auch das Umlagemodell der Netzkosten, die heute überwiegend über den Arbeitspreis (ct/kWh) erhoben werden und bei einem Haushaltskunden etwa 6 - 7 ct/kWh (ca. 25% der Strombezugskosten) ausmachen, erweist sich hier als kontraproduktiv für die Nutzung von Strom im Wärmemarkt. Da das Netz auch bei seltener Nutzung bzw. geringem Energiebezug vorgehalten werden muss, sollten die Netzkosten einen hohen Fixkostenanteil haben (Versicherungsmodell).

Zumindest für Kunden mit eigener PV-Stromerzeugung, bei denen die EEG-Förderung für ins Netz eingespeisten PV-Strom nach 20 Jahren ausläuft, könnten sich die Nutzungsmöglichkeiten für eigenerzeugten PV-Strom im Wärmebereich schon in den nächsten Jahren verbessern. Diese Kunden werden dann nach Möglichkeiten suchen, den selbsterzeugten PV-Strom möglichst vollständig auch

selbst zu nutzen. Bei neuen PV-Anlagen darf heute die mögliche Peak-Leistung nur noch zu einem gewissen Anteil ins Netz eingespeist werden. Um die nicht ins Netz einspeisbaren Anteile zu nutzen, sind derzeit hierfür insbesondere elektrische Batteriespeicher in Diskussion. Eine typische Auslegung für Batteriespeicher in EFH mit PV-Anlage ist eine Kapazität im Bereich 6 – 8 kWh. Eine Wirtschaftlichkeit ist bei den aktuellen Batteriepreisen derzeit allerdings noch nicht gegeben. Der spezifische Energiebedarf für die Trinkwassererwärmung für einen Vierpersonenhaushalt beträgt ebenfalls etwa 6 – 8 kWh pro Tag, so dass sich als Alternative oder als Ergänzung zu einem Batteriespeicher für die genannten Fälle auch eine elektrische Wärmeerzeugung, gekoppelt mit einem Wärmespeicher, anbieten wird. Da sich ein Wärmespeicher mit elektrischem Heizwiderstand (z.B. Warmwasserspeicher) sehr einfach realisieren lässt, kostengünstig und langlebig ist, wird hier ein großes Potenzial für die Wärmespeicherung erwartet.

Somit entfallen derzeit etwa 80% des Arbeitspreises beim Strombezug auf Steuern, Abgaben und Netznutzungsentgelte und nur etwa 20% auf die Stromerzeugung und den Vertrieb. Eine alleinige Flexibilisierung des Preisanteils für die Stromerzeugung hätte also nur wenig Einfluss auf die Wettbewerbssituation von Strom im Wärmemarkt. Durch eine angepasste Tarifstruktur müsste also der Arbeitspreis beim Strom insgesamt entsprechend geringer werden – bei einem gleichzeitig höheren Fixkostenanteil, um die Wirtschaftlichkeit des Strombezugs zur Nutzung im Wärmesektor - und somit auch die Attraktivität der Wärmespeicherung - deutlich zu verbessern.

Mit der Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung wurde jetzt ein zaghafter Ansatz gemacht, um die unterschiedlichen Treibhausgasemissionen, die sich aus der Nutzung der verschiedenen Energieträger ergeben, zu bewerten. Die Wirksamkeit hinsichtlich der Konkurrenzfähigkeit von Strom im Wärmemarkt wird sich damit jedoch erst in fernerer Zukunft entfalten, wenn die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionen so hoch werden, dass sich die Bezugspreise für Strom und fossile Energieträger in etwa angeglichen haben.

Das Thema Wärmespeicher in Gebäuden wird derzeit normungstechnisch aufbereitet. Hier sei die noch in Arbeit befindliche Richtlinie VDI 4657: Planung und Einbindung von Energiespeichern im Gebäude erwähnt. Diese gliedert sich in drei Teile: Teil 1: Grundlagen, Teil 2: Thermische Energiespeicher und Teil 3: Elektrische Stromspeicher. Die Veröffentlichung ist noch für das Jahr 2020 vorgesehen.

### **3.4. Industrielle Prozesswärme**

#### **3.4.1. Anwendung und Nutzen**

Industriesektoren mit hohem Prozesswärmebedarf umfassen vor allem die drei Bereiche Chemie, nicht-metallische Mineralien (z. B. Zement, Feuerfest, Glas) sowie Metallerzeugung und Metallbearbeitung (z. B. Eisen, Stahl, Aluminium). Auch in den Bereichen Papier und Ernährung gibt es einen erheblichen Prozesswärmebedarf bei niedrigen Temperaturen (s. Abb. 9).

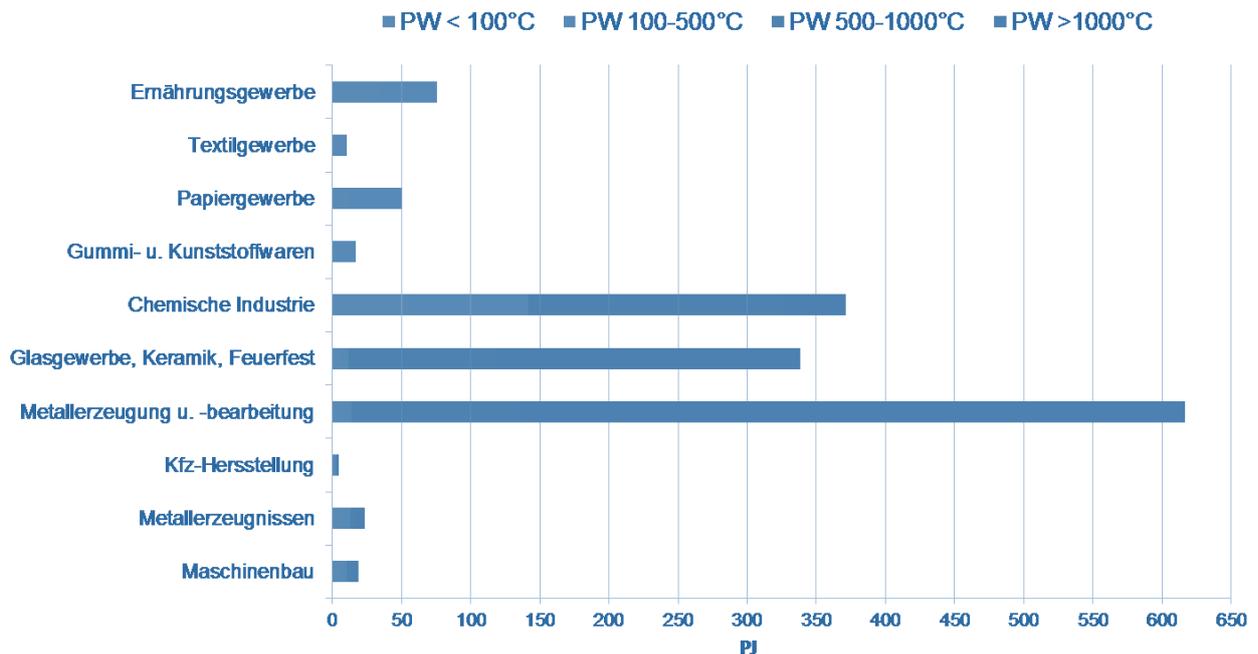


Abb. 9: Prozesswärmebedarf in Deutschland nach Sektoren und Temperaturniveau (Quelle: M. Nast, DLR 2010)

Thermische Speicher werden bereits in verschiedenen industriellen Anwendungen zur Speicherung von Prozesswärme eingesetzt [7], [8]:

- Thermische Speicher auf Basis von Regeneratoren mit Keramikbesatz sind in der Stahl- und Glasherstellung bereits seit dem 19. Jahrhundert Standardkomponenten zur Abgaswärmerückgewinnung und zur Luftvorwärmung, z. B. Cowper zur Wärmerückgewinnung und Luftvorwärmung in Stahlwerken. Ebenfalls kommen in der Abgasreinigung von konventionellen Kraftwerken und Müllkraftwerken Regeneratoren kommerziell zum Einsatz.
- Weiterhin werden drucklose Wasserspeicher bis ca. 120°C und Druckwasserspeicher bis ca. 40 bar/250°C zur Speicherung von Prozesswärme verwendet. Insbesondere schwankende Zyklen bzw. Batch-Prozesse erfordern zur Effizienzsteigerung bzw. Integration der Wärme innerhalb des Prozesses thermische Speicher. So gibt es erste Projekte in der Stahlindustrie, bei denen diskontinuierliche Abwärme, die bei der Elektrostahlerzeugung anfällt, einer kontinuierlichen Rückverstromung zugeführt wird.
- Bei der Nutzung von industrieller Abwärme für Wärmenetze und Gebäudewärme stehen verschiedene Wasser-Speichertechnologien zur Verfügung (z. B. Tagesspeicher), um Unterschiede in Erzeugung und Bedarf auszugleichen.

Wesentlich für den Einsatz von thermischen Energiespeichern in Prozesswärmeanwendungen ist die Identifikation einer Wärmequelle und einer Wärmesenke. Als Wärmequelle bietet sich vor allem Abwärme an, die typischerweise in Form von heißen Abgasen (z. B. aus der Verbrennung fossiler Rohstoffe oder aus der Elektrostahlerzeugung), heißen Produkten (z. B. Abwärme aus Prozessen in der chemischen Industrie) oder in Wandbereichen als Verlust anfällt (z. B. weisen Prozesse in den Sektoren Stahl und Glas zum Teil sehr hohe Prozesstemperaturen auf, so dass zum Teil Wandbereiche gezielt

gekühlt werden müssen und Abwärme anfällt). Weitere Wärmequellen sind bei der Produktion anfallende Reststoffe mit Brennwert (z. B. in der chemischen Industrie oder Petrochemie), PtH (z. B. als zukünftige Wärmequelle für die Beladung des thermischen Speichers durch Nutzung von kostengünstigem volatilem Wind- oder PV-Strom) und solare Prozesswärme (z. B. aus Flach- und Vakuumröhrenkollektoren oder aus Parabolrinnen- und Fresnelkollektoren, die effizient Wärme in Form von Heißwasser, Dampf oder Thermalöl zwischen 90 und 400°C bereitstellen können) [9].

Naheliegende typische Wärmesenken sind die Integration der Wärme in den betroffenen Prozess (interne Senke, z. B. Aufheizung der Verbrennungsluft mit Wärme aus Abgas in einem Luftvorwärmer) oder in einen anderen Prozess (externe Senke, z. B. durch Integration in einen weiteren Prozess mit Wärmebedarf im Industriebetrieb - Wärmeintegration), sowie Wärme- und Dampfnetze (z. B. eine Dampfschiene in der chemischen Industrie, sowie Nah- und Fernwärmenetze). Sollte keine weitere Prozesswärmeintegration möglich sein und keine Wärmesenke zur Verfügung stehen, bietet sich die Abwärmeverstromung an. Bei diskontinuierlichen Prozessen bietet sich eine Verstetigung der Wärme mit einem thermischen Speicher vor der Verstromung an (z. B. in der chemischen bzw. petrochemischen Industrie oder Ablaugeverbrennung bei der Papierherstellung).

Industrielle Prozesswärme wird derzeit hauptsächlich durch die Verbrennung fossiler Rohstoffe (Gas, Öl, Kohle) oder Strom bereitgestellt. Um den Anteil der erneuerbaren Energien zu erhöhen, wird in geringem Umfang solare Prozesswärme genutzt. Um den Anteil der solaren Prozesswärme zu steigern, ist es erforderlich, solare Überschüsse zu speichern und die solare Prozesswärme mittels Wärmespeicher zu verstetigen.

Mit zunehmendem Ausbau der volatilen Stromerzeugung (Wind und PV) kann industrielle Prozesswärme auch über Elektrowärme (PtH) bereitgestellt werden. In allen gezeigten Konfigurationen in Abb. 10 und 11 kann Strom zeitlich flexibel genutzt werden, so dass sämtliche Konzepte Flexibilitätsoptionen für das Stromsystem darstellen. Neben dem bereits heute eingesetzten hybriden Prozesswärmebetrieb mit der wechselseitigen Nutzung von Gas und Strom (z.B. in Glaswannen), kann ein zusätzlicher thermischer Speicher zwischen der PtH-Anlage und dem Industrieprozess das Potenzial an Flexibilität am Strommarkt weiter steigern.

Neben der oben beschriebenen Nutzung der Prozesswärme als Stromsenke könnte zukünftig auch die industrielle Stromerzeugung in Anlagen mit KWK gestärkt werden. Dies bietet den Vorteil, dass bei der industriellen KWK-Stromerzeugung die anfallende Wärme innerhalb der Prozessindustrie genutzt werden kann. Im Zusammenspiel mit PtH kann somit positive und negative Flexibilität für den Strommarkt bereitgestellt werden, z.B. über einen Elektrodenkessel (Abb. 10) oder eine KWK, die von einem Hochtemperaturwärmespeicher gespeist wird (Abb. 11) [10].

Die gezeigten Beispiele in Abb. 10 und 11 haben einen unterschiedlichen Entwicklungsstand. Die in Abb. 10 dargestellten Konzepte sind bereits im Einsatz, während die in Abb. 11 dargestellten, sich noch in der Entwicklung befindenden Konzepte mit Hochtemperatur-Wärmespeicher eine höhere Flexibilität aufweisen und mit größeren volatilen Strommengen betrieben werden können.

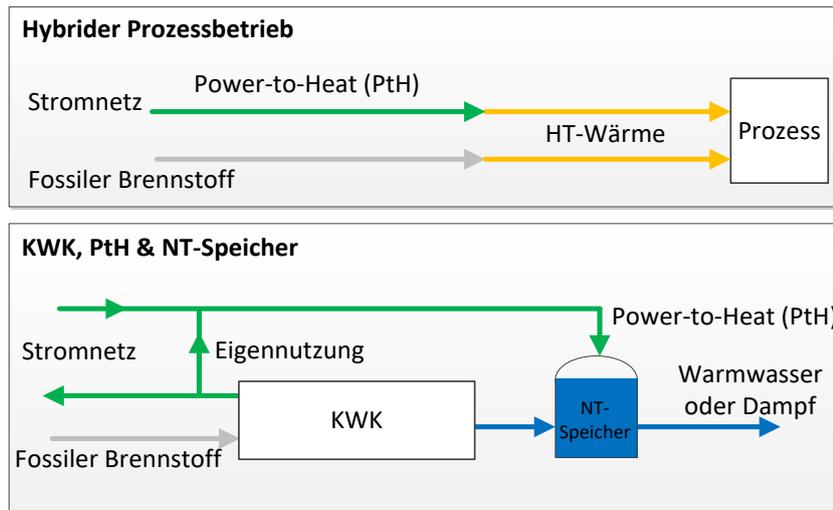


Abb. 10: Konzepte zur Sektorkopplung (PtH) mit thermischem Energiespeicher. Dargestellt sind derzeit eingesetzte Konzepte mit Elektrowärme (Quelle: DLR, 2020)

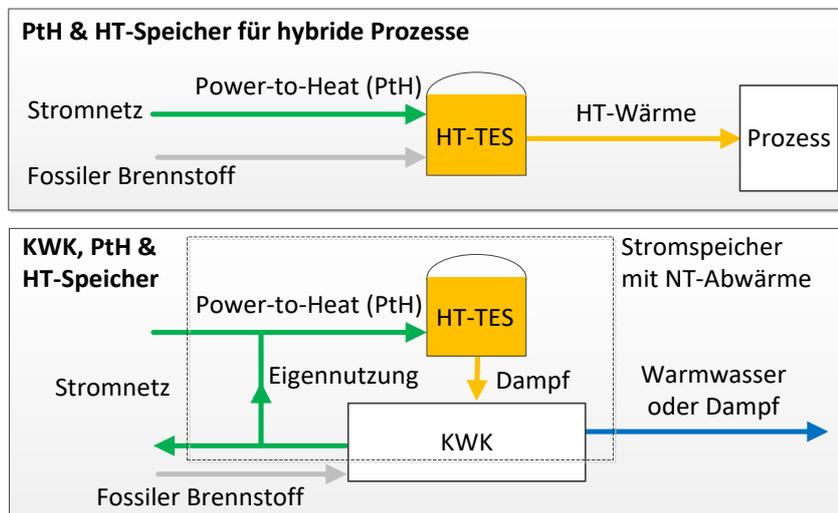


Abb.11: Konzepte zur Sektorkopplung (PtH) mit thermischem Energiespeicher. Dargestellt sind mögliche zukünftige Konzepte mit höherer Flexibilität mit Hochtemperatur-Wärmespeicher (Quelle: DLR, 2020)

Neben der Effizienzsteigerung und der Einbindung von volatilen, erneuerbaren Quellen, kann der thermische Speicher in der Industrie auch zur Besicherung von Prozessen eingesetzt werden. Hierbei befindet sich der thermische Speicher im beladenen Zustand in Bereitschaft. Sobald Erzeugungssysteme ausfallen, kann der Wärmespeicher z.B. Wärme, Dampf oder über einen Kraftwerksprozess Strom für einen begrenzten Zeitraum bereitstellen, um Industrieprozesse gesichert herunterzufahren oder weitere Backup-Systeme anzufahren.

In manchen Industrieprozessen kann auch die thermische Masse der heißen Edukte oder Produkte als Wärmespeicher genutzt werden. Beim Einsatz von Strom in den Prozessen entsteht durch Zu- und Abschalten eine Flexibilitätsoption. Ein Beispiel sind die Schmelzbehälter in Aluminiumhütten mit einer flexibel betriebenen Schmelzflusselektrolyse (z. B. Trimet Aluminium SE).

Schließlich können thermische Energiespeicher auch einen Mehrfachnutzen als Multi-Funktionsspeicher erfüllen und somit z. B. zur Effizienzsteigerung und zur

Netzstabilisierung beitragen. Daraus lassen sich mehrfache Erlöse generieren, die sich positiv auf die Amortisation der Wärmespeicher auswirken.

Zukünftig könnten weitere Wärmespeichertechnologien für die Prozesswärme eingesetzt werden. Diese werden zum Teil bereits erprobt oder kommen in anderen Anwendungen bereits zum Einsatz:

- Angepasste Regeneratoren zur Kostensenkung (z. B. mit Gesteinschüttungen) oder für andere Temperaturen und Drücke (z. B. kann bei Regeneratoren mit einer niedrigeren Prozesstemperatur von 500°C ein deutlich günstigeres Speicherinventar im Vergleich zu Prozesstemperatur von 1000°C eingesetzt werden)
- Feststoffspeicher mit bewegten Partikeln auf Basis von gesintertem Bauxit oder Sand bis 1000°C (z. B. im EU-Forschungsprojekt HIFLEX sollen Partikel bis zu 1000°C erhitzt werden. Die Partikel dienen als Speichermedium und sollen kontinuierlich Prozesswärme bereitstellen)
- Großskalige, für Wärmenetze entwickelte Druckwasserspeicher bis ca. 10 bar/180°C, die auf den Prozesswärmebereich übertragen werden können
- Drucklose Thermalöl-Speicher bis ca. 250°C (z. B. mit Gesteinsschüttung zur Kostensenkung)
- Großskalige, drucklose Flüssigsalzspeicher im Bereich 170 - 560°C zur Erzeugung von Strom, überhitztem Dampf oder Strom und Wärme im KWK-Betrieb
- Latentwärmespeicher mit PCM zur Speicherung von Hochdruckdampf im Bereich 10 bar/180 °C bis 130 bar/330 °C
- Thermochemische Speicher mit Möglichkeiten zur Wärmeaufwertung bzw. Temperaturerhöhung bei der Entladung und Langzeitspeicherung bei Raumtemperatur
- Weiterhin wurde die zeitliche und örtliche Verschiebung mittels thermischer Speicher für Prozesswärme untersucht (z. B. Sattelschlepper mit thermischem Energiespeicher nimmt Prozesswärme auf und gibt die Wärme beim Verbraucher an einem anderen Ort ab). Allerdings hat sich gezeigt, dass der Transportaufwand erheblich und somit die Reichweite eingeschränkt ist.

### 3.4.2. Projektbeispiele in NRW

In der Stahlerzeugung kommen schon seit langer Zeit große Wärmespeicher zur Winderhitzung zum Einsatz. Die Wärme des heißen Gichtgases wird in großvolumigen Regeneratoren aus temperaturbeständigem Material (Cowper) zwischengespeichert und steht danach zur Erhitzung von Luft zur Stahlerzeugung zur Verfügung.

Für solarthermische Kraftwerke mit konzentrierenden Kollektoren wurden in NRW Speichersysteme im GWh-Maßstab auf Basis von Flüssigsalz entwickelt. Durch den Einsatz solcher Speicher wurde es möglich, in solarthermischen Kraftwerken die Stromerzeugung von der direkten Sonneneinstrahlung zu entkoppeln und unabhängig von der Sonneneinstrahlung Strom zu erzeugen (vgl. Kapitel 3.5). Die Wirtschaftlichkeit von solarthermischen Anlagen stieg damit entscheidend. Obwohl solarthermische Anlagen eher an sonnenreichen Standorten zum Einsatz kommen, haben sie als in NRW entwickelte Technologie eine Bedeutung für den Export und für den Transfer der Technologie in deutsche Endanwendungen.

Thermische Nachverbrennungsanlagen werden zur Reinigung von Abgasen bzw. Ablüften mit organischen Bestandteilen, wie sie z.B. in der lösemittelverarbeitenden Industrie freigesetzt werden, eingesetzt. Der Einsatz von keramischen Regeneratoren (i.d.R. Wabenkörpern) ermöglicht dabei einen sehr hohen thermischen Vorwärmgrad und damit eine große Energieeffizienz. Ein Regenerator dient der Vorwärmung des Abgases vor der Brennkammer, während mindestens ein weiterer Regenerator zur Wärmerückgewinnung eingesetzt wird (s. Abb. 12). Zwischen den Regeneratoren erfolgt ein periodisches Umschalten. RTO-Anlagen ermöglichen dabei einen autothermen Anlagenbetrieb bei einer Brennkammertemperatur zwischen ca. 820 bis 980°C ohne Zusatzbrennstoff bei einer Beladung von etwa 2 g/m<sup>3</sup> an Lösemitteln in dem zu reinigenden Abgas. RTO-Anlagen werden dabei für die Behandlung von Volumenströmen von wenigen tausend bis hin zu mehreren hunderttausend m<sup>3</sup>/h eingesetzt. Weiterhin besteht die Möglichkeit, effizient Prozesswärme auf einem hohen Temperaturniveau bereitzustellen. Je nach Anlagenauslegung besteht die Möglichkeit, Hochtemperaturwärme für Produktionszwecke oder zur Anlagenbeheizung zwischen zu speichern. Damit lassen sich z.B. Schwankungen im Volumenstrom oder im Prozesswärmebedarf abpuffern.

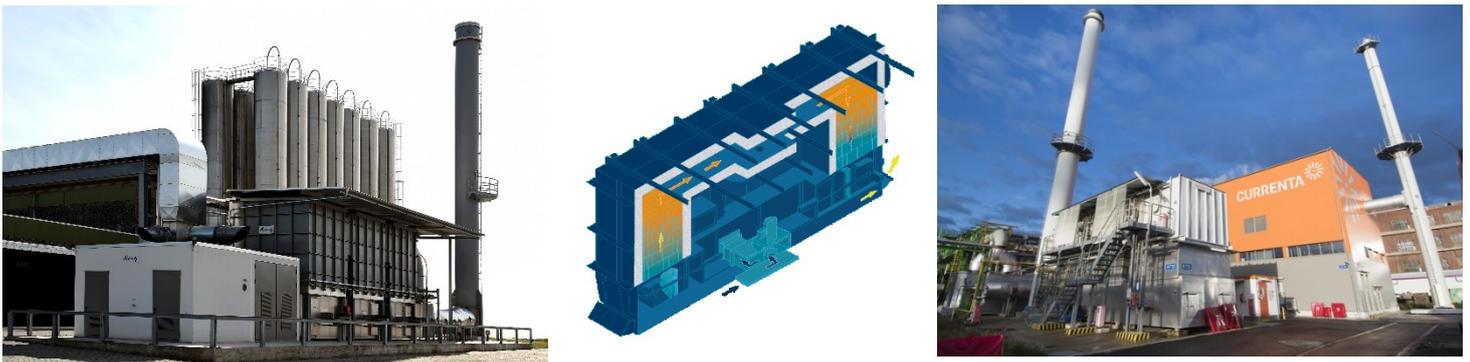


Abb. 12: RTO-Anlage (links) (Quelle: Krantz Clean Air Solutions); RTO-Schnittdarstellung (Mitte) (Quelle: Krantz Clean Air Solutions); Foto einer RTO-Anlage in Leverkusen von der Firma Dürr Systems AG (rechts) (Quelle: Currenta GmbH & Co)

### 3.4.3. Umsetzung und Barrieren

Die Energiepreise sind im Bereich der industriellen Prozesswärme aufgrund von Befreiungen oft niedrig, wobei diese niedrigen Preise erforderlich sind, um im internationalen Wettbewerb bestehen zu können. Weiterhin führt der Wettbewerbsdruck dazu, dass Maßnahmen zur Effizienzsteigerung typische Amortisationszeiten von 2-3 Jahren erfordern. Effizienzmaßnahmen konkurrieren daher mit günstigen Energiepreisen bei gleichzeitig kurzen erforderlichen Amortisationszeiten, so dass doppelte Hürden für den Einsatz von thermischen Speichern vorliegen.

Eine Handlungsoption bietet das Contracting. Hierbei werden die Wärmebereitstellung und der Wärmebedarf auf unterschiedliche Unternehmen aufgeteilt. Die Wärmebereitstellung obliegt dem Contracting-Partner, welcher die Prozesswärmeerzeugung plant, baut, betreibt und optimiert, die dafür erforderlichen Investitionen tätigt und diese gemäß den eigenen Unternehmensregeln abschreibt. Die wärmeabnehmenden Unternehmen bezahlen die benötigte Wärme gemäß ihrem Bedarf. Contracting-Partner für die

wärmeabnehmenden Unternehmen könnten zum Beispiel die örtlichen Energieversorgungsunternehmen (Stadtwerke) oder andere Unternehmen sein, deren Unternehmenszweck die Versorgung anderer mit Strom und/oder Prozesswärme ist. Diesem Contracting-Partner könnten Fördermittel zur Verfügung gestellt werden, die den wärmenutzenden Unternehmen verwehrt blieben.

Günstige Energiepreise und gleichzeitig kurze erforderliche Amortisationszeiten stellen auch für die Abwärmeverstromung große Hürden dar, da der erzeugte Strom mit zum Teil günstigen Stromkosten im Werk konkurriert. Dies ist beispielsweise bei der Abwärmeverstromung am Lichtbogenofen in der Stahlindustrie der Fall. Es fallen Steuern und Abgaben für den aus Abwärme erzeugten Strom an, was die Amortisationszeiten erheblich erhöhen kann. Soweit keine Senke für die Abwärme zur Verfügung steht, sollte die Abwärmeverstromung von sämtlichen Steuern und Umlagen befreit werden. Dies verkürzt die Amortisationszeit der Abwärmeverstromung erheblich und der Einsatz von Wärmespeichern zur Verfestigung der Abwärme und Flexibilisierung des Energiesystems wird attraktiver.

Auch die Prozesswärme ist von der verstärkten Nutzung der Sektorenkopplung betroffen. Durch die Hybridisierung von Industrieprozessen mit Gas und volatillem Strom bieten manche Industrieprozesse bereits heute eine Flexibilitätsoption für den Strommarkt. Der Einsatz von thermischen Speichern ermöglicht eine zeitlich flexible Beladung und somit höhere Flexibilitätspotenziale, die das Stromnetz entlasten und somit zur Stabilisierung beitragen. Die Wärme aus dem Speicher kann zur Rückverstromung genutzt oder in den Industrieprozess eingekoppelt werden. Möglich ist auch die Kombination aus Rückverstromung und Industriewärmebereitstellung. Diese sogenannten Power-to-Heat-to-Power (PtHtP) -Speicher mit Hochtemperatur-Wärmespeicher und Wärmenutzung im Industrieprozess sind eine effiziente Technologie zur Dekarbonisierung der Industrieprozesse. Dieser Ansatz findet derzeit in den Regelwerken noch keine Berücksichtigung.

PtHtP-Speicher, die im Industrieunternehmen mit Prozesswärme-auskopplung betrieben werden, sollten von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden, da diese Systeme effizient sind (KWK-Betrieb) und dem Energiesystem netzdienliche Flexibilität bieten. Konkret sind z.B. Anpassungen beim EEG und der StromNEV sinnvoll, um Anreize für den systemdienlichen Einsatz von Wärmespeichern zu schaffen. Ebenso sollten Steuern und Umlagen für die industrielle Eigenstromerzeugung und -nutzung gesenkt werden, da dadurch die Grundlast im Stromnetz absinkt und somit Übertragungskapazitäten für volatilen erneuerbaren Strom frei werden. Es besteht somit das Potenzial für geringere Investitionen in das Stromnetz.

Um die Sektorenkopplung mit PtH, thermischen Energiespeichern und Strom-Wärme-Strom-Systemen im Industriefeld zu fördern, sind Potenzialstudien in den verschiedenen Prozesswärmesektoren sinnvoll. Für identifizierte vielversprechende Einsatzgebiete sind F&E-Programme mit der erstmaligen Demonstration dieser neuen Konzepte im Anwendungsumfeld erforderlich. Es ist zu prüfen, welche Anpassungen am energiewirtschaftlichen Rahmen für PtH, Wärmespeicher, industrielle KWK, Eigenstromnutzung und Stromspeicherung erforderlich sind.

Für neue Wärmespeichertechnologien liegen zum Teil keine Regelwerke für den Einsatz in der Prozessindustrie vor, zum Teil weisen bestehende Regelwerke

hohe Hürden auf. So bestehen Unklarheiten, wie neue Speichersysteme genehmigungstechnisch und sicherheitstechnisch eingestuft werden (z. B. Thermalölspeicher, Hochtemperatur-Latentwärmespeicher und Flüssigsalzspeicher). Beispielsweise setzen Flüssigsalzspeicher oxidierende Nitratsalze ein, die auch als Düngemittel verwendet werden. Anders als für Dünger (Kaliumnitrat) gelten für Nitratsalzspeicher niedrige und nicht plausible Gefahrstoffgrenzwerte nach der 12. BImSchV. Es gibt dadurch bereits Hemmnisse bei der erstmaligen Demonstration von Prototypen im Markt. Der Aufwand für die Erfüllung der hohen Genehmigungsanforderungen kann den Nutzen eines Speichereinsatzes übersteigen und so seinen Einsatz verhindern.

Die geltenden Gefahrstoffgrenzwerte der 12. BImSchV für Kaliumnitrat (Dünger) sollten auf die eingesetzten Salze zur thermischen Speicherung ausgeweitet werden, um diese mit reduzierten regulatorischen Hemmnissen im Prozesswärme-Bereich einzuführen.

### 3.5. Einsatz in thermischen Kraftwerken

#### 3.5.1. Anwendung und Nutzen

Thermische Speicher zur Stromerzeugung werden derzeit vor allem in solarthermischen Kraftwerken eingesetzt (s. Abb. 13). Mit einer elektrischen Gesamtleistung von 2,3 GW waren Mitte 2017 weltweit mehr solarthermische als elektrochemische Speichersysteme am Netz [11].

Solarthermische Kraftwerke sammeln Solarenergie mittels konzentrierender Kollektorsysteme ein und wandeln diese in Wärme auf einem Temperaturniveau von mehreren 100°C um. Diese Wärme kann dann anschließend in einem Kraftwerksprozess in Strom umgewandelt werden (s. Abb. 14 oben). Der Kraftwerksprozess ist ähnlich oder teilweise identisch mit den Kraftwerksprozessen konventioneller fossilgefeuerter Dampfkraftwerke.



Abb. 13: Solarthermisches Kraftwerk Shagaya, Kuwait (Quelle: Firma TSK Flagsol Engineering GmbH)

Thermische Hochtemperaturspeicher können in einem solchen Prozess die Solarwärme zwischenspeichern bevor diese im Kraftwerksprozess verstromt wird. Dadurch kann die Stromproduktion vom Solarstrahlungsangebot entkoppelt werden. Typische Kraftwerksgrößen liegen im Bereich von 50 bis 200 MW<sub>el</sub>. Die verwendeten Wärmespeicher haben typischerweise eine Kapazität von 4 - 15 Volllaststunden. Der Speicher dient hierbei entweder der Erhöhung der Verfügbarkeit des Kraftwerks oder zur zeitlichen Verschiebung der Stromproduktion. Weiterhin sinken typischerweise durch die Integration eines thermischen Speichers, bedingt durch eine erhöhte Auslastung des

Kraftwerksblocks, die Stromgestehungskosten. Aufgrund des höheren Direktstrahlungsangebotes finden solarthermische Kraftwerke überwiegend im Sonnengürtel der Erde Anwendung.

In jüngster Zeit werden verschiedene Konzepte zur Nutzung thermischer Speicher in PtHP-Anlagen entwickelt, auch bekannt unter dem Begriff Carnot-Batterie oder Wärmespeicherkraftwerk [12], [13]. In solchen Anlagen wird die Wärme zum Beladen des Speichers nicht mit einem solarthermischen System eingesammelt, sondern mittels einer elektrischen Heizung erzeugt (s. Abb. 14 unten). Diese Heizung soll an sonnen- und windreichen Tagen mit Stromüberschüssen im Netz betrieben werden. Die so erzeugte Wärme wird zur Beladung des Speichers verwendet. Bei Strombedarf kann dann die Wärme in einem Kraftwerksprozess wieder in Strom zurückgewandelt.

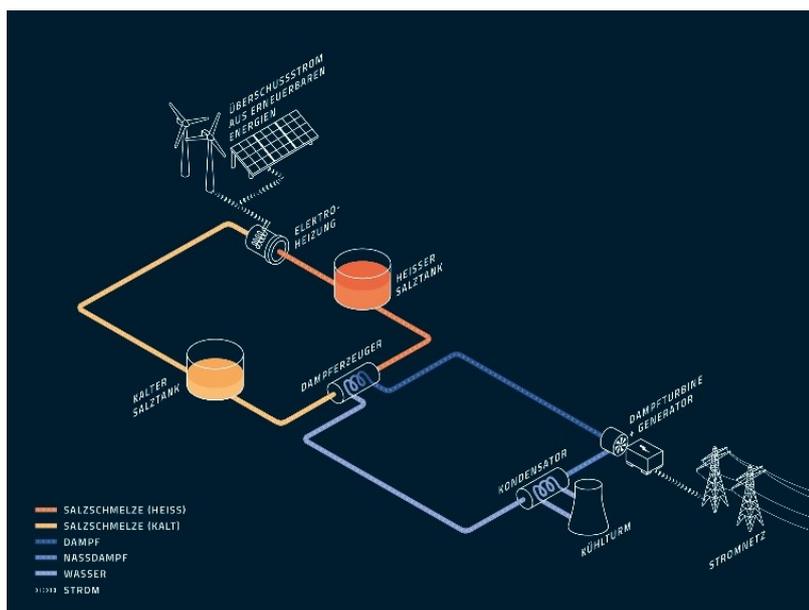
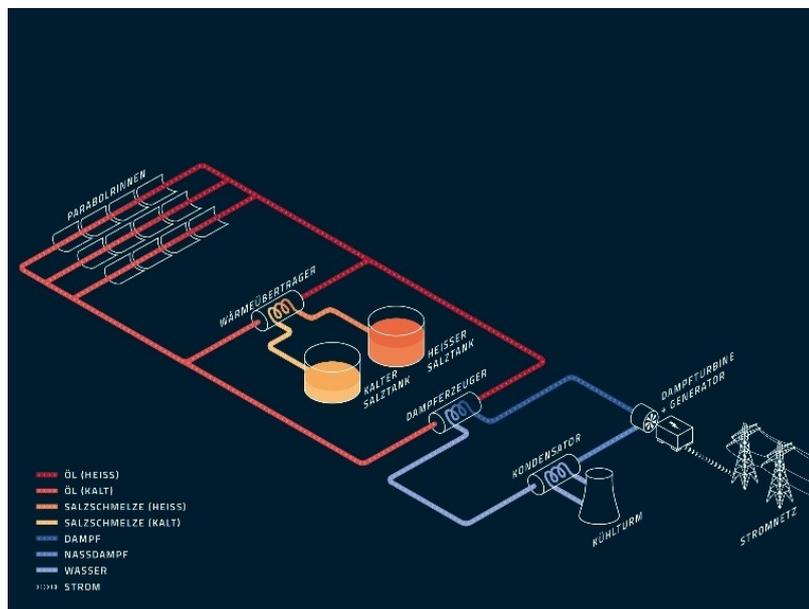


Abb. 14: Schema eines solarthermischen Kraftwerks (oben). Schema eines Power-to-Heat-to-Power-Konzeptes (unten) (Quelle: Solar-Institut Jülich, FH Aachen)

Großskalige PtHtP-Stromspeicher könnten auch vorhandene Kraftwerksblöcke von Kohlekraftwerken, die in den nächsten Jahren von einer Stilllegung betroffen sind, zur Rückverstromung nutzen. Fossil gefeuerte Kraftwerke könnten so in CO<sub>2</sub>-freie Wärmespeicherkraftwerke umgerüstet werden. Damit könnten kurzfristig hohe Stromspeicherkapazitäten geschaffen, die Versorgungssicherheit auch bei Abschalten der Kohlekraftwerke gewährleistet werden sowie Wertschöpfung in den vom Strukturwandel betroffenen Regionen erhalten bleiben. Dieses Konzept wurde erstmalig detailliert in der vom Land NRW geförderten Studie I-TESS [14] untersucht. Aktuell wird in dem ebenfalls von NRW geförderten Projekt StoreToPower in einer Zusammenarbeit zwischen RWE, dem DLR und der FH Aachen die Errichtung eines Reallabors an einem Standort eines von RWE betriebenen Braunkohlekraftwerks projektiert. Im Rahmen des Reallabors soll ein Hochtemperatur-Wärmespeicher parallel zur Kohlefeuerung in den Kraftwerksprozess eingebunden werden. Der Speicher wird durch eine elektrische Widerstandshaltung mit Strom aus dem Netz beladen. Im Vordergrund stehen der Nachweis der Machbarkeit sowie Betriebsaspekte eines Wärmespeicherkraftwerks als elektrischer netzdienlicher Speicher

In weiteren Forschungsprojekten wurde untersucht, wie konventionelle Kraftwerke durch thermische Speicher flexibler betrieben werden können (z. B. BMWi Projekte Partner-Dampfkraftwerk, FleGs, FlexiTES). Durch diese flexible Fahrweise wird der Zubau von weiteren volatilen Wind- und PV-Anlagen ermöglicht und gleichzeitig die Versorgungssicherheit gewährleistet.

Weiterhin befinden sich Stromspeichertechnologien in der Entwicklung und Demonstration, die einen zusätzlichen Wärmespeicher zur Steigerung des Strom-zu-Strom-Wirkungsgrads beinhalten. Beispiele sind die Flüssigluftspeicher (LAES) und adiabate Druckluftspeicher (A-CAES). Beim zusätzlichen Einsatz eines Wärmespeichers in einem Druckluftspeicher kann der Stromwirkungsgrad beispielsweise von ca. 50% auf ca. 70% steigen.

### **Technologien**

Der überwiegende Teil der kommerziellen solarthermischen Anlagen arbeitet mit dem 2-Tank Flüssigsalzspeicherkonzept (s. Abb. 14 oben). Es gehört zu der Kategorie der sensiblen Wärmespeicher. Bei diesem Konzept wird die Wärme in flüssigem Salz gespeichert. Je nach Temperaturbereich kommen dabei verschiedene Salzmischungen zum Einsatz. Kommerzielle Solarkraftwerke arbeiten mit einem Gemisch aus Kaliumnitrat und Natriumnitrat, auch als Solarsalz bezeichnet. Das kalte Salz - kalt bedeutet hier ca. 300°C - und das warme Salz - im Temperaturbereich von 400 - max. 560°C - werden hierbei in zwei unterschiedlichen Tanks gespeichert. Zum Beladen wird das kalte Salz aus dem kalten Tank entnommen und über einen Wärmeübertrager in den heißen Tank gepumpt. Im Wärmeübertrager wird das Salz dabei mittels Solar- oder Elektrowärme auf die gewünschte Temperatur aufgeheizt. Zum Entladen des Speichers wird der Prozess umgekehrt und die Wärme im Wärmeübertrager wieder abgegeben, wo sie dann zum Betrieb der Dampfturbine verwendet wird [15].

Andere Konzepte arbeiten mit Feststoffen als Speichermedium (z. B. Sand, Beton, Keramik oder Naturstein) [16]. Auch diese Speicher zählen zu den sensiblen Wärmespeichern. Anders als bei den 2-Tank Flüssigsalzspeichern lagert das Speichermedium hier i.d.R. statisch in einem Behälter. Zum Be- und Entladen des Speichers wird das Speichermedium von einem Wärmeträgermedium (i.d.R. Luft oder Thermoöl) durchströmt. Dazu sind in dem

Speichermedium regelmäßige - wie z.B. bei Formsteinen - oder unregelmäßige - wie z.B. bei Schüttungen - Kanalstrukturen eingebracht, durch die das Wärmeträgerfluid strömt.

### 3.5.2. Projektbeispiele in NRW

Solarthermische Kraftwerke befinden sich vor allem im Sonnengürtel der Erde. In NRW wurde jedoch eine solche Anlage zu Demonstrations- und Versuchszwecken errichtet. Die 2009 in Jülich in Betrieb gegangene Anlage arbeitet nach dem Solarturmprinzip (s. Abb. 15 oben). Die Leistung der angeschlossenen Dampfturbine beträgt  $1,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ . Die Wärme wird in dieser Anlage in einem Keramikspeicher bei ca.  $700^\circ\text{C}$  zwischengespeichert. Die Speicherkapazität reicht aus, um nach Sonnenuntergang oder bei Wolkenbruch die Turbine ca. 1,5 h in Volllast zu betreiben.

Das gleiche Feststoffspeicherkonzept wird in dem durch das Solar-Institut Jülich der FH Aachen koordinierte und vom BMWi geförderte Verbundprojekt TESS 2.0 eingesetzt [17]. Der Speicher wird hier jedoch durch eine neuartige elektrische Heizung auf ca.  $1000^\circ\text{C}$  aufgeheizt. In diesem Projekt soll erstmalig in NRW ein vollständiges PtHtP-Konzept demonstriert werden. Die Anlage befindet sich derzeit im Bau und soll in 2020 in Betrieb genommen werden (s. Abb. 15 Mitte).

In Hamburg wurde bereits ein Jahr zuvor eine PtHtP-Anlage von der Firma Siemens Gamesa Renewable Energy zur Testzwecken in Betrieb genommen. Auch diese Anlage benutzt einen Feststoffspeicher. Als Speichermedium dient hier eine Schüttung aus Vulkansteinen [18].





Abb. 15: Solarturm Jülich mit Keramikspeicher (oben) (Quelle: DLR); TESS Versuchsanlage mit Keramikspeicher, im Bild in blau (Mitte) (Quelle: Solar-Institut Jülich, FH Aachen); Testanlage für Wärmespeicherung in Salzschnmelzen – TESIS (unten) (Quelle: DLR)

Eine zweigeteilte Testanlage für Wärmespeicherung in Salzschnmelzen (TESIS) wurde in 2017 mit BMWi Finanzierung durch das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Betrieb genommen (Abb. 15 unten). Der Anlagenteil TESIS:com dient dem Test von Komponenten, die in Salzspeicheranlagen in solarthermischen Kraftwerken und in Speicherkraftwerken zum Einsatz kommen. Um die Kapitalkosten der Flüssigsalzspeicher weiter zu senken, wird im zweiten Anlagenteil TESIS:store ein neuer Eintanksalzspeicher mit Füllstoff mit einer Kapazität von 4 MWh untersucht.

### 3.5.3. Umsetzung und Barrieren

Das Konzept des PtHtP-Speichers ist bislang großtechnisch noch nicht realisiert worden. Das macht die Finanzierung von Großprojekten schwierig und teuer. Es empfiehlt sich daher die Förderung eines Demonstrationsvorhabens im Rahmen des WSP 1.0. Ein solches Vorhaben ist bereits im Abschlussbericht der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ adressiert [19].

Unter gewissen Bedingungen können Stromspeicher von Umlagen und Abgaben teilweise oder vollständig befreit werden. Die Art der Befreiung richtet sich nach der Art des Speichers bzw. deren Verwendung. PtHtP-Speicher sind in den Gesetzen anders als z. B. Pumpspeicherkraftwerke nicht explizit berücksichtigt. Daher besteht eine Rechtsunsicherheit, wie solche Speicher zu behandeln sind. Dadurch werden Investitionsentscheidungen gehemmt.

Im Falle einer netz- oder systemdienlichen Betriebsweise ist eine vollständige Befreiung von Abgaben, Umlagen und Steuern anzustreben. Bei Anpassung der entsprechenden Gesetze (EEG, EnWG, StromNEV) muss darauf geachtet werden, dass PtHtP-Speicher dort explizit Berücksichtigung finden.

Hochtemperaturwärmespeicher bieten die Möglichkeit neben Strom auch zusätzlich Wärme zu liefern. Durch Hochtemperaturwärmespeicher können zentrale KWK-Anlagen für Fernwärmenetze oder Prozessdampf von einer fossilen Feuerung auf volatilen erneuerbaren Strom umgestellt werden (z. B. Projekt TransTES-Chem). Neben dem Betrieb zentraler KWK-Anlagen mit Biomasse bieten PtH-Anlagen und Hochtemperaturwärmespeicher somit die Möglichkeit, effiziente zentrale KWK-Anlage teilweise oder vollständig zu dekarbonisieren. Die zentrale KWK mit Fernwärme könnte somit auch langfristig im Energiesystem genutzt werden. Insbesondere für zentrale KWK-Anlagen mit PtH und Hochtemperaturwärmespeicher besteht Rechtsunsicherheit hinsichtlich der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen. In den aktuellen KWK Regelwerken sind PtH-Technologien und thermische Speicher, die der KWK vorgeschaltet sind bzw. die eine KWK versorgen, bisher nicht adressiert.

PtHtP-Speicher, die neben Strom auch Wärme auskoppeln, sollten von Steuern, Abgaben und Umlagen befreit werden, da diese Systeme effizient sind (KWK-Betrieb) und dem Energiesystem netzdienliche Flexibilität bieten. Konkret sind z. B. Anpassungen beim EEG und der StromNEV sinnvoll, um Anreize für den systemdienlichen Einsatz von Speichern zu schaffen.

Stromspeicher müssen sich aktuell an kurzfristigen Märkten refinanzieren (z. B. day-ahead-, oder intraday-Markt). Da die Entwicklung dieser Märkte unklar ist, besteht für Betreiber von Speichern ein erhebliches finanzielles Risiko. Auch sind die aktuell am Markt zu erzielenden Margen zu gering, um eine Refinanzierung von Speichern zu ermöglichen. Die für eine erfolgreiche Energiewende dringend benötigten Großspeicher kommen somit nicht in den Markt. Daher müssen langfristig wirkende Kompensationsmechanismen entwickelt werden, um den Speichermarkt zu beleben.

Sinnvoll wäre die Einführung einer Kapazitäts- oder Leistungsprämie für netz- bzw. systemdienliche Speicher um diesen den Markteintritt zu ermöglichen. Alternativ könnte mittels eines Stromeinspeisetarifs für erneuerbare Energien mit Speichern, die gezielt die Residuallast decken, das „Henne-Ei-Problem“ vermieden werden (erneuerbare Energien müssten ohne Speicher abgeregelt werden; es entsteht kein Speicherbedarf da keine neuen erneuerbaren Energien zugebaut werden können). Durch Stromeinspeisetarife für erneuerbare Energien, die die Residuallast decken, können PV- und Windstromanlagen parallel mit Speichern gleichzeitig ausgebaut werden.

## 4. Referenzen

- [1] BMWi: Zahlen und Fakten – Energiedaten, Berlin, 2019
- [2] AGFW: Fernwärme-Hauptbericht 2018, Frankfurt am Main, 2018
- [3] Christidis, Andreas et al: EnEff: Wärme, Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen. AGFW | Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (Hrsg.), ISBN: 3-89999-069-2, 2017]
- [4] Kraft, A., Maximini, M.: Sektorenkopplung treibt den Bedarf an Wärmespeichern. EW, 2017
- [5] SW Duisburg AG, Der Wärmespeicher der Stadt Duisburg, <https://www.stadtwerke-duisburg.de/>, Zugriff am: 20.01.2020
- [6] Stadtwerke Düsseldorf AG, Fernwärmespeicher, <https://www.swd-ag.de/>, Zugriff am: 20.01.2020
- [7] Public Report of IEA ECES Annex 30, <https://www.eces-a30.org>  
[Flexibilitätsoptionen in der Grundstoffindustrie II, Kopernikus Projekt SynErgie, ISBN: 978-3-89746-219-9
- [8] Potenzialstudie Industrielle Abwärme, LANUV-Fachbericht 96, 2019
- [9] VDI-Fachbereich Energietechnik, VDI 3988 – Solarthermische Prozesswärme, Entwurfsfassung, 2018
- [10] Currenta GmbH & Co. OHG, Neue Elektrodenkessel bei Energie – Kurze Reaktionszeit, <https://www.currenta.de/>, 2016, Zugriff am 20.01.2020
- [11] IRENA (2017, Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi)
- [12] Herrmann, U.; Schwarzenbart, M.; Dittmann-Gabriel, S. (2019). Speicher statt Kohle – Integration thermischer Stromspeicher in vorhandene Kraftwerksstandorte BWK 71, Nr. 4, S.42 – 45
- [13] Steinmann W-D. Thermo-mechanical concepts for bulk energy storage. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2017;75 <https://www.sciencedirect.com>;
- [14] Schwarzenbart, M., Sauerborn, M., Dittmann, S., Herrmann, U. (2017). Stromspeicher I-TESS, Studie zur Integration thermischer Stromspeicher in existierende Kraftwerksstandorte. Solar-Institut Jülich. Jülich.
- [15] Herrmann, U., Kelly, B., Price, H., (2004). Two Tank Molten Salt Storage for Parabolic Trough Solar Power Plants. Energy. 29(5–6):883-893.
- [16] Bauer T, Steinmann W-D, Laing D, Tamme R. Chapter 5: Thermal energy storage materials and systems. In: Chen G, editor. Annual Review of Heat Transfer, Vol 15: Begell House, Inc.; 2012. P. 131-77.10.1615/AnnualRevHeatTransfer.2012004651.
- [17] Herrmann, U., Schwarzenbart, M., Dittmann-Gabriel, S. May, M. (2019). Hochtemperatur-Wärmespeicher für die Strom- und Wärmewende, Solarzeitalter 31. Jahrgang, Seite 18 – 23
- [18] World first: Siemens Gamesa begins operation of its innovative electrothermal energy storage system, Pressemitteilung vom 12.06.2019, <https://www.siemensgamesa.com/en-int>
- [19] Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht vom Januar 2019, S. 90 <https://www.bmwi.de>

## Abkürzungsverzeichnis

A-CAES	Advanced Compressed Air Energy Storage
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
COP	Coefficient of Performance
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnEff	Energieeffizienzrichtlinie
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FleGs	BMWi-gefördertes Projekt zur Flexibilisierung von GuD-Kraftwerken
FlexiTES	Forschungsprojekt Kraftwerksflexibilisierung durch thermische Energiespeicher
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
HIFLEX	EU-gefördertes Forschungsprojekt
I-TESS	Forschungsprojekt zur Integration thermischer Stromspeicher in existierende Kraftwerksstandorte
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAES	Liquid Air Energy Storage
PCM	Phase Change Material
PtH	Power-to-Heat
PtHtP	Power-to-Heat-to-Power
PtG	Power-to-Gas
PV	Photovoltaik
RTO	Regenerative Thermal Oxidizer
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TESIS	Testanlage für Wärmespeicherung in Salzschnmelzen
TESS 2.0	Forschungsprojekt zur thermischen Stromspeicherung
TransTES-Chem	Transfer von thermischen Energiespeichertechnologien für Chemieparcs
WSP 1.0	Wirtschafts- und Strukturprogramm 1.0







**Impressum**

EnergieAgentur.NRW GmbH  
Roßstraße 92  
40476 Düsseldorf

Telefon: 0211/8 3719 30  
hotline@energieagentur.nrw  
www.energieagentur.nrw

© EnergieAgentur.NRW GmbH/EA615

**Stand**

6/2020

**Ansprechpartner**

EnergieAgentur.NRW  
Netzwerk Netze und Speicher  
Frank Schäfer  
schaefer@energieagentur.nrw

**Bildnachweis**

Titel: Studio Nils-R. Schultze

Die EnergieAgentur.NRW GmbH verwendet in ihren Veröffentlichungen allein aus Gründen der Lesbarkeit die männliche Form von Substantiven; diese impliziert jedoch stets auch die weibliche Form. Eine Nutzung von Inhalten – auch in Teilen – bedarf der schriftlichen Zustimmung.

