

Bachelorarbeit
im Studiengang Umwelttechnik
Fakultät Life Sciences

**Einsatzmöglichkeiten und Perspektiven
von solarunterstützten, saisonalen
Wärmespeichern**

Manuel Zeller
Matrikel-Nr.: 1984832
30. September 2013

Gutachter:
Prof. Dr. Heiner Kühle (HAW Hamburg)
Dr.-Ing. Helge Plath (Drees & Sommer)

Kurzfassung

Das Konzept der saisonalen Wärmespeicherung, um Angebot und Nachfrage von Energie zeitlich zu entkoppeln, wird seit etwa 40 Jahren in Pilotprojekten erprobt. Bislang ist der Einsatz von großen Wärmespeichern wirtschaftlich nur sehr schwer darstellbar.

In dieser Arbeit werden die drei möglichen thermischen Speicherprinzipien – latent, thermochemisch und sensibel – vorgestellt, auf ihre Relevanz für den Einsatz in Langzeitspeichern hin bewertet und die Entwicklung der sensiblen Speichertechnologie beschrieben. Nach Auswahl eines sensiblen Wärmespeichers für die teilweise Versorgung eines Neubauvorhabens in Hamburg mit gemischter Nutzung (Hotel, Veranstaltungen und Wohnungen) werden der Wärmebedarf und der Ertrag des solarthermischen Wärmespeicherkonzeptes durch Bilanzierungs- und Ertragsberechnungstools (EnerCalC- und SDH-Tool) ermittelt. Anschließend wird das Konzept mit Blick auf die Wirtschaftlichkeit und Ökologie genauer untersucht.

Die Ergebnisse der dynamischen Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigen für dieses Projekt eine nur schwer realisierbare Wirtschaftlichkeit des Versorgungskonzeptes auf. Als ausschlaggebende Faktoren hierfür werden die hohen Investitionskosten für Solarkollektoren und Wärmespeicher sowie das günstige Kostenniveau der vorhandenen Fernwärmeversorgung ausgemacht.

Die ökologische Betrachtung zeigt ein Minderungspotenzial durch den Einsatz der emissionsarmen Solartechnik auf, jedoch fällt dieses aufgrund der bestehenden emissionsarmen Versorgungsstruktur mit einem hohen KWK-Anteil verhältnismäßig gering aus. Um die Wirtschaftlichkeit eines Wärmespeichers zu verbessern, empfiehlt sich eine Erhöhung dessen Nutzungsgrades. Dazu kann eine Mischnutzung durch weitere kostengünstige Wärmequellen wie industrielle Abwärme beitragen. Aus ökologischer Sicht ist zudem eine multifunktionelle Nutzung von Wärmespeichern eine sinnvolle Perspektive. Dabei wird die Strom- und Wärmegewinnung betriebstechnisch optimiert und zusätzlich zu vermiedenen Emissionen der Wärmegewinnung eine emissionsarme Stromgewinnung wirtschaftlich eingebunden.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	I
TABELLENVERZEICHNIS	IV
NOMENKLATUR	V
1 EINLEITUNG UND AUFGABENSTELLUNG	1
2 GRUNDLAGEN DER WÄRMESPEICHERUNG	4
2.1 Physikalische Grundlagen	6
2.1.1 Sensible Speicherung	7
2.1.2 Latente Speicherung	8
2.1.3 Thermochemische Speicherung	11
2.1.4 Wärmeverluste	14
2.2 Sensible Wärmespeicher	17
2.2.1 Temperaturschichtung sensibler Speicher	17
2.2.2 Speicherdämmung	18
2.3 Sensible saisonale Speichertypen	20
2.4 Solarunterstützte Nahwärme und saisonale Wärmespeicher	22
3 STAND DER WISSENSCHAFT UND TECHNIK	25
3.1 Entwicklungsstand der Teilsysteme	25
3.2 Pilotprojekte zu solarunterstützten Nahwärmenetzen mit saisonalen Wärmespeichern	29
3.3 Projektbeispiel München	32
3.4 Perspektiven	37
3.5 Rechtliche Aspekte bei der Realisierung	39
3.6 Dimensionierungsrichtlinien	41
4 PRAXISBEISPIEL	42
4.1 Das Bauprojekt	42
4.2 Konzeptionierung des solarunterstützten Wärmespeichersystems	46
4.3 Tool zur Bestimmung des Wärmebedarfs	48

4.3.1	Eingabe im Tool	49
4.3.2	Ergebnisse des Tools.....	51
4.4	Tool zur Bestimmung der Systemleistung.....	54
4.4.1	Eingabe im Tool	60
4.4.2	Ergebnisse des Tools.....	61
5	WIRTSCHAFTLICHKEITSBETRACHTUNG.....	63
5.1	Dynamische Kostenbetrachtung	63
5.2	Investitionskosten	64
5.3	Kapitalkosten	65
5.4	Energiekosten	65
5.5	Betriebskosten	66
5.6	Jährliche Kosten	67
5.7	Sensitivitätsanalyse der Wirtschaftlichkeit.....	68
5.7.1	Einfluss der Fernwärmepreissteigerung.....	68
5.7.2	Einfluss der Kosten für Wärmespeicher- und Kollektorfeldbau	69
5.7.3	Einfluss der Einspeicherungskosten	70
5.8	Primärenergiebedarf und Emissionen.....	73
6	ERGEBNISSE UND DISKUSSION.....	74
7	FAZIT UND AUSBLICK.....	76
	ANLAGENVERZEICHNIS	78
	LITERATURVERZEICHNIS.....	85
	EIGENSTÄNDIGKEITSERKLÄRUNG	88

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Bereitstellungs- und Bedarfsmanagement (Hauer, et al., 2013 S. 13)	2
Abbildung 2-1: Einteilung der Wärmespeicher (Fisch, et al., 2005 S. 9).....	6
Abbildung 2-2: Abhängigkeit der gespeicherten Wärme von der Temperatur für sensible und latente Speicherung (Hauer, et al., 2013 S. 37).....	10
Abbildung 2-3: Geschlossener Wärmespeicher über thermische Dissoziation von Verbindung AB und anschließender Kondensation der Komponente B (Hauer, et al., 2013 S. 38).....	12
Abbildung 2-4: Offener thermochemischer Wärmespeicher (Hauer, et al., 2013 S. 39).....	13
Abbildung 2-5: Chemische Reaktionen zur Speicherung thermischer Energie (Hauer, et al., 2013 S. 57).....	13
Abbildung 2-6: Anteil der Wärmeverluste an der gespeicherten Wärmemenge über ein Jahr als Funktion des würfelförmigen Speichervolumens (Fisch, et al., 2005, S.21).....	16
Abbildung 2-7: Unterschiedliche Temperaturschichtungsgrade: (a) sehr gut geschichtet, (b) mäßig geschichtet, (c) komplett durchmischt (Pinel, et al., 2011, S. 9).....	17
Abbildung 2-8: links: Blähglasgranulat, rechts: Schaumglasschotter (www.baunetzwissen.de 09/2013).....	19
Abbildung 2-9: Typen saisonaler Wärmespeicher (mit durchschnittlicher Wärmekapazität) (Mangold, et al., 2001 S. 94).....	20
Abbildung 2-10: Wärmebedarf, Solarstrahlungsangebot und solarer Deckungsanteil von solarthermischen Großanlagen (Mangold, et al., 2013 S. 86).....	23
Abbildung 2-11: Prinzip der solarunterstützten Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher (leicht abgeänderte Darstellung nach Mangold, et al., 2013, S. 88).....	24

Abbildung 3-1: Vergleich gemessener und geplanter solarer Deckungsanteile der Pilotanlagen zur solaren Nahwärme mit saisonalen Wärmespeichern (Mangold, et al., 2013 S. 102).	30
Abbildung 3-2: Spezifische Investitionskosten verschiedener ausgeführter Langzeitwärmespeicher (ohne Planungskosten und MwSt.) (Mangold, et al., 2013 S. 72).	31
Abbildung 3-3: Schema des solaren Nahwärmesystems in München (Mangold, et al., 2001 S. 104).	32
Abbildung 3-4: Querschnitt durch den Behälterspeicher in München (Mangold, et al., 2013 S. 108)	35
Abbildung 3-5: Konzept des „Smart District Heating“ in Dänemark (WP: Wärmepumpe, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung) (Mangold, et al., 2013 S. 136)	39
Abbildung 4-1: Luftaufnahme der zentralen HafenCity, nördliches Überseequartier mit Baulücke BF 34 (gelb markiert) (Auslobung, 2013 S. 14)	42
Abbildung 4-2: Realteilung des Baufeldes 34/15 mit Kino/Gästehaus (blau) und 34/16 mit Wohnungsbau (orange, türkis und gelb) (Auslobung, 2013 S. 22)	43
Abbildung 4-3: Der „Sandtorpark“ als möglicher Speicher-Standort (Richtung Osten)..	47
Abbildung 4-4: Draufsicht auf Dachfläche zu solarthermischen Nutzung (orange) und den etwa 120 m entfernten saisonalen Tankspeicher (rot).	47
Abbildung 4-5: Gebäudehüllenmodell des Gebäudekomplexes HC 34-15/16	50
Abbildung 4-6: Grundriss von OG 2-6, Nutzung als Hotel (gelb) und Wohnung (blau) (Auslobung, 2013 S. 5)	50
Abbildung 4-7: Berechneter Endenergiebedarf an Wärme und Elektrizität sowie CO ₂ -Emissionen	52
Abbildung 4-8: Verlauf des monatlichen Wärmebedarfs zur Heizung und Trinkwarmwasser (TWW)-Erwärmung nach EnerCalc.	53
Abbildung 4-9: Schema des zentral einspeisenden solaren Nahwärmesystems (Deschaintre, 2013 S.1)	55
Abbildung 5-1: Jährliche Kosten der betrachteten Varianten	67
Abbildung 5-2: Einfluss der Fernwärme-/Brennstoffpreissteigerung auf die Wärmegestehungskosten	69

Abbildung 5-3: Einfluss der Kapitalkosten von Wärmespeicher- und Kollektorfeld auf den Wärmegestehungspreis.....	70
Abbildung 5-4: Einfluss der Speicherzyklenzahl auf die Wärmegestehungskosten.....	72
Abbildung 5-5: Anlagenerträge und Emissionen der betrachteten Varianten.....	73

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Übersicht der Technologieentwicklung saisonaler Wärmespeicher (in Anlehnung an Mangold, et al., 2013 S. 127).	28
Tabelle 3-2: Betriebskonzept des Smart District Heating-Systems in Dänemark (nach Beschreibung in Sörensen, 2011 S.7).	38
Tabelle 3-3: Auslegungsrichtlinie für solarunterstützte Nahwärmeanlagen (Mangold, et al., 2013 S. 129; Mangold, et al., 2001 S. 3).	41
Tabelle 4-1: Anteile Erneuerbarer Energien bei neuen Gebäuden nach EEWärmeG §5 (Stand 2011).	45
Tabelle 4-2: Übersicht der wesentlichen Gebäudedaten	51
Tabelle 4-3: Primärenergie- und Umweltfaktoren für Energieträger	53
Tabelle 4-4: Parameterauswahl des SDH-Tools	56
Tabelle 4-5: Übersicht der Angaben des Kollektorfeld-Wärmespeicher-Systems	60
Tabelle 4-6: Übersicht der Eingabewerte zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Anlage	61
Tabelle 5-1: Investitionskostenstellen für das Wärmeversorgungskonzept	64

Nomenklatur

Abkürzungsverzeichnis

°C:	Grad Celsius
€/kWh:	Euro pro Kilowattstunde
DIN:	Deutsches Institut für Normung
EEWärmeG:	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EnEV:	Energieeinsparverordnung
g/kWh:	Gramm pro Kilowattstunde
K:	Kelvin
kW:	Kilowatt
kWh/m ² :	Kilowattstunden pro Jahr
kWh:	Kilowattstunde
KWK:	Kraft-Wärme-Kopplung
MWh:	Megawattstunde
NGF:	Nettogrundfläche
RL:	Rücklauf
VL:	Vorlauf
VDI:	Verein Deutscher Ingenieure
WP:	Wärmepumpe

Symbolverzeichnis

ΔT :	Temperaturdifferenz
$a_{p,n}$:	Annuitätsfaktor
n :	Betrachtungszeitraum
p :	Fremdkapitalzins
Q_{End} :	Endenergiebedarf
η :	Wirkungsgrad

1 Einleitung und Aufgabenstellung

Energie- und insbesondere Wärmespeicher begegnen uns überall in der Natur und im Alltag, ohne dass wir diese bewusst wahrnehmen. Die Weltmeere mildern mit einer riesigen Speicherkapazität unser Klima, sodass Extremwetterbedingungen vermieden werden. Täglich nutzen wir Wärme- und Kältespeicher auch in kleinerem Maßstab, etwa wenn wir Warmwasser aus einem Kurzzeitspeicher beziehen oder unsere Getränke mit Eiswürfeln kühlen (Hauer, et al., 2013).

Angebot und Nachfrage

Energiespeicher nehmen Energie auf und geben diese zu einem späteren Zeitpunkt oder an einem anderen Ort, wenn die Nutzung möglich ist, wieder ab. Sie stellen nutzbare Energie zur Verfügung, womit sie äquivalent zu anderen Energiequellen zu bewerten sind, mit denen sie somit in direkter Konkurrenz stehen. Konventionelle Energieträger wie Erdöl, Gas und Kohle besitzen eine hohe Energiedichte und die Fähigkeit, verlustfrei Energie zu speichern. Sie können jedoch nicht regeneriert werden. Energiespeicher müssen damit ähnliche Eigenschaften beziehungsweise andere ökologische und ökonomische Vorteile bieten, um sich mit herkömmlichen Energieträgern messen zu können. Nicht immer ist eine Wirtschaftlichkeit gegeben, da die Speicherkosten zusätzlich zu den Erzeugungskosten anfallen. Der Preis für gespeicherte Energie darf daher nicht stark über dem Preis für direkt bereitgestellte Energie liegen, um wirtschaftlich eingesetzt werden zu können. Andererseits unterliegen die Energiepreise in Abhängigkeit von der momentanen Nachfrage starken Schwankungen, was die Speicherintegration wiederum lukrativ machen kann. Pumpspeicherkraftwerke können im besten Fall gewinnbringend aus- und einspeichern, wenn ein Überangebot an Elektrizität am Netz bei Einspeicherung vorliegt, deren Abnahme vergütet wird (Hauer, et al., 2013).

Die heutige Industriegesellschaft ist stark von einer zuverlässigen und variablen Energieversorgung abhängig. In der Vergangenheit hat man das Problem von Schwankungen bei Nachfrage und Angebot durch große Kapazitäten auf beiden Seiten der Prozesskette gelöst, um mögliche Spitzenlasten abzufangen. Für jegliche Energieerzeugung und Verteilung gilt jedoch, dass die Wirtschaftlichkeit bei Auslegung auf kurzzeitige Spitzenlas-

ten sinkt. Zudem darf nicht außer Acht gelassen werden, dass das bisher größtenteils auf fossilen Energieträgern gestützte Versorgungssystem aufgrund endlicher Ressourcen immer teurer wird. Als Hauptemittent an klimaschädlichen Gasen trägt der Energiesektor zum globalen Klimawandel bei, was als alleinig schon Anlass sein sollte, die Energieversorgung effizienter und umweltverträglicher zu gestalten.

Der Umgang mit Energie sollte deshalb auf allen Ebenen der Umwandlungskette wirksamer werden. Nicht nur auf Seiten von Produktion, Übertragung, Verteilung und Verbrauch, sondern auch in Bezug auf die Speicherung müssen effizientere und wirtschaftlichere Wege gefunden werden (Sang Lee, 2012).

Zeitliche Abweichung von Bereitstellung und Bedarf

Speicher werden dann eingesetzt, wenn es einen Leistungsunterschied zwischen Bedarf und Nachfrage gibt, der sonst nicht ausgeglichen werden kann. Dabei liegt die Funktion des Speichers entweder auf der Bereitstellungs- oder auf der Bedarfsseite.

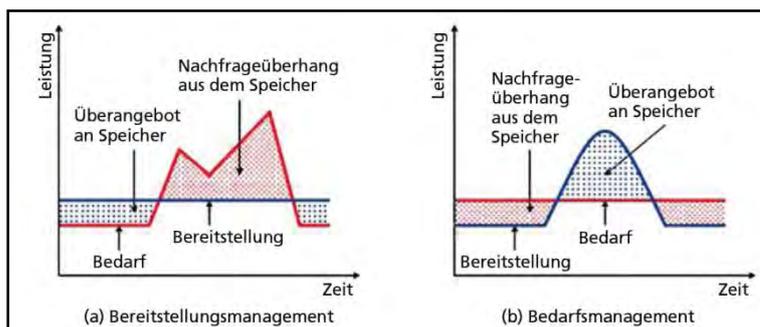


Abbildung 1-1: Bereitstellungs- und Bedarfsmanagement (Hauer, et al., 2013 S. 13)

Abbildung 1-1 zeigt die beiden Fälle, bei denen die bereitgestellte Leistung (a) und die nachgefragte Leistung (b) konstant sind und die jeweils andere Größe zeitlich variiert. Im Falle des Bereitstellungsmanagements (a) wird der variable Bedarf durch einen Energiespeicher gedeckt, sodass der Energieerzeuger (z. B. Kraftwerke) nicht reagieren muss. Der Erzeuger kann damit gleichmäßig in einem für ihn optimalen Betriebsbereich arbeiten und gleichzeitig können Lastspitzen abgedeckt werden, was die Anlage besonders wirtschaftlich macht. Im Falle des Bedarfsmanagements (b) kann die variable Bereitstellung (etwa Sonnen- und Windenergie) durch einen Speicher zur Grundlastdeckung (konstanter Bedarf) genutzt werden. Der Speicher dient in diesem Falle der Integration der fluktuierenden, meist regenerativen Energien. Zukünftig wird die Energiever-

sorgung auf Seiten der Bereitstellung und des Bedarfs zunehmend auf zeitlich fluktuierende Energiequellen zurückgreifen, womit die Notwendigkeit von effizienten Energiespeichern wächst (Hauer, et al., 2013).

Aufgabenstellung

In der vorliegenden Arbeit wird die Auslegung und der Einsatz eines solargestützten, saisonalen Wärmespeichers für einen Gebäudekomplex untersucht und die Effizienz der Anlage unter verschiedenen Gesichtspunkten beurteilt. Im folgenden Grundlagenkapitel werden die drei möglichen thermischen Speicherprinzipien vorgestellt und Grundlagen zur Beurteilung von Speicherkonzepten erläutert. Anschließend wird die Entwicklung auf dem Gebiet der sensiblen, saisonalen Wärmespeicher betrachtet und Rahmenbedingungen aufgezeigt. Darauf folgend werden das Bauprojekt und die für die Dimensionierung notwendigen Berechnungstools beschrieben und ausgewertet. Die hieraus entwickelten Systemvarianten werden nach Primärenergiebedarf und CO₂-Minderungspotenzial bewertet. Zur Einbeziehung des technischen Aufwands des Konzeptes erfolgt eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung und Sensitivitätsanalyse. In der abschließenden Diskussion werden die Stärken und Schwächen des Konzeptes sowie mögliche alternative Nutzungsszenarien eines saisonalen Wärmespeichers erläutert.

2 Grundlagen der Wärmespeicherung

Wie für die elektrischen, kinetischen und chemischen Speicher gilt auch für die Wärmespeicherung die grundlegende Idee, das Angebot im Zeitverlauf und in der Leistung dem Bedarf anzupassen. Wärmespeicher stellen einen wichtigen Bestandteil zum Erhalt der Versorgungssicherheit und zur rationellen und damit Primärenergie schonenden Energieversorgung dar. Durch gezieltes Lastmanagement und den Einsatz von Wärmespeichern lassen sich Kraftwerkskapazitäten einsparen, was zu einer höheren Wirtschaftlichkeit führt. Durch den Einsatz von Großspeichern an Fernwärmenetzen bei kombinierten Kraftwerken (Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung) lässt sich der Bau von Spitzenlastkraftwerken bestenfalls vermeiden, indem die Wärmespeicher die Entkopplung der elektrischen und thermischen Leistungsbereitstellung ermöglichen und damit die elektrische Leistung bei Bedarf erhöhen können (Fisch, et al., 2005).

Das gleiche Prinzip kann auch für regenerative Energiequellen wie die Biogastechnik angewandt werden. Das ganzjährig produzierte Biogas kann dabei kontinuierlich verbrannt werden, um Elektrizität zu gewinnen. Die dabei entstehende Wärme kann in Wärmespeichern saisonal für die Beheizung der umliegenden Gebäude in der kälteren Jahreszeit genutzt werden (Hauer, et al., 2013).

Durch den Einsatz von Wärmespeichern lassen sich insbesondere stark schwankende Energiequellen, die in zunehmender Menge zu unserer Energiebereitstellung beitragen, effektiver nutzen oder überhaupt erst wirtschaftlich integrieren. Sie ermöglichen beispielsweise die Einsparung von Erzeugungskapazitäten und die Maximierung des Energieertrages von Anlagen (Fisch, et al., 2005). Bedarfsschwankungen bewegen sich hierbei zeitlich in kurzfristigen (Tag-Nacht), mittelfristigen (wöchentlich) oder langfristigen/saisonalen (Frühjahr-Sommer-Herbst-Winter) Zyklen. Entsprechend diesen zeitlichen Vorgaben müssen die Speicher entwickelt und miteinander kombiniert werden (Sang Lee, 2012).

Neben Kraftwerken, die nur wenige Stunden täglich betrieben werden, gilt der Fokus somit der solaren Wärmegewinnung. Gerade hier verlaufen das solare Strahlungsangebot und der Wärmebedarf stark gegenläufig, wie in Kapitel 2.3 genauer beschrieben wird (Fisch, et al., 2005).

Nördliche Breiten und kalte Zonen, bei denen sich der Wärmebedarf auf die Gebäudeheizung konzentriert, sind starken jahreszeitlichen Schwankungen der Solarstrahlung ausgesetzt. So stellt der Wärmebedarf für Gebäude (Trinkwassererwärmung und Heizung) über 80 % des gesamten Wärmebedarfs in Europa dar, was das große Potenzial solarunterstützter Wärmeversorgung in Gebäuden verdeutlicht (Pinel, et al., 2011).

Durch die rapide Entwicklung der Speichertechnologien in den vergangenen Jahren können diese eine wichtige Rolle bei modernen und regenerativen Energiesystemen einnehmen und deren Etablierung am Markt beschleunigen.

Das Feld der Wärmespeicherung ist sehr weit und vielschichtig, da es viele Größenordnungen und Temperaturniveaus umfasst. Um der vorliegenden Arbeit die nötige Struktur zu geben, werden zunächst die verschiedenen Speicherarten und Prinzipien vorgestellt, um im Anschluss daran Auswahlkriterien und Dimensionierungsrichtlinien zu formulieren. Die Erkenntnisse sollen schließlich auf die im späteren Verlauf eingesetzte Speicherlösung angewandt werden.

Da es sich beim Systemkonzept um einen solarunterstützten, saisonalen Warmwasserspeicher handelt, wird auch das Konzept großer thermischer Solaranlagen erläutert (Fisch, et al., 2005).

Die Einsatzmöglichkeiten und Formen der Wärmespeicherung können nach folgenden Kriterien klassifiziert werden:

- **Temperaturniveau**
- **Speicherdauer**
- **Speichermedium**
- **Speicherkapazität**
- **Physikalisches Speicherprinzip**

Alle Wärmespeicher unterliegen physikalischen Gesetzen, nach denen die Klassifizierung gewählt wird und die im folgenden Abschnitt kurz erläutert werden. Des Weiteren werden die technologischen Unterschiede von Wärmespeichern dargestellt, um einen Überblick über die Technologien und eine Einordnung zu geben sowie Auswahlkriterien für die später folgende Systemlösung zu formulieren.

2.1 Physikalische Grundlagen

In der Thermodynamik wird Wärme als die über eine Systemgrenze transportierte thermische Energie verstanden und ist somit eine Vorgangs- oder Prozessgröße. Die thermische Energie ist dabei immer an einen Stoff gebunden und wird als „Enthalpie“ bezeichnet. Selbst in der Fachsprache hat sich der Begriff „Wärme“ etabliert und wird gleichbedeutend in weiteren Ausführungen verwendet (Fisch, et al., 2005).

Im Vergleich zu Zustandsgrößen wie Temperatur oder Druck lässt die Prozessgröße Wärme nur über das Potenzial an Wärme in Referenz zu einem Temperaturniveau beschreiben. Zur Beschreibung der Qualität von Wärme wird das Konzept der Unterteilung der Energie in Exergie (nutzbarer Anteil) und Anergie (nicht nutzbarer Anteil) eingeführt. Nach dem Energieerhaltungssatz geht keine Energie verloren, vielmehr ändern sich lediglich die Anteile der beiden Energieformen. Bei Wärmeverlusten geht der Anteil der in Arbeit umwandelbarer Exergie in die Umgebung über, wird also in Anergie umgewandelt (Hauer, et al., 2013).

Aus physikalischer Sichtweise basieren die möglichen thermischen Speichertechnologien auf drei verschiedenen Grundprinzipien:

- **Sensible/Fühlbare Wärme**
- **Latente Wärme**
- **Thermochemische Wärme**

Die daraus resultierenden möglichen Speicherarten lassen sich, wie in Abbildung 2-1 dargestellt, nach den jeweiligen Aggregatzuständen der Speichermedien weiter unterteilen.

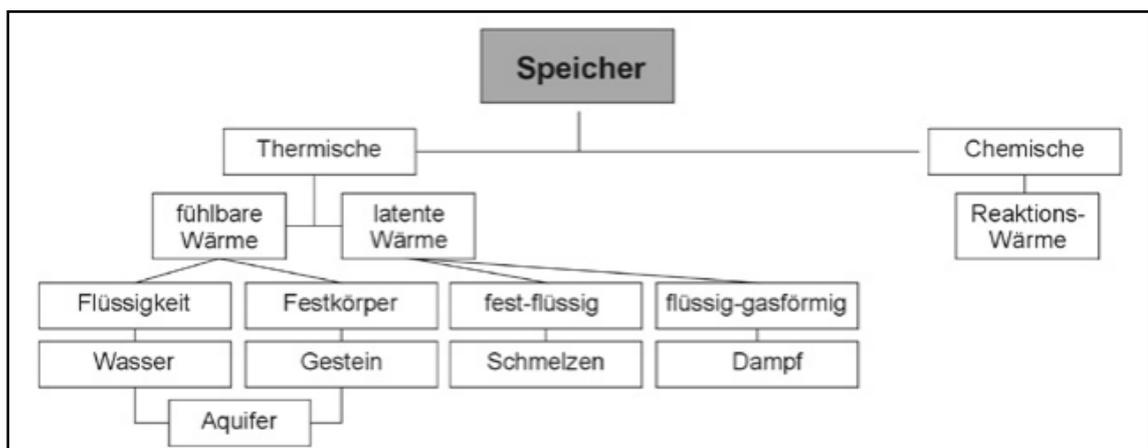


Abbildung 2-1: Einteilung der Wärmespeicher (Fisch, et al., 2005 S. 9).

Um die jeweiligen Systeme in ihrem Funktionsprinzip zu verstehen, werden die einzelnen Speicherprinzipien im Folgenden erläutert.

2.1.1 Sensible Speicherung

Der Hauptteil heute eingesetzter Wärmespeicher basiert auf dem Prinzip der fühlbaren oder sensiblen Wärmespeicherung. Die Wärmeaufnahme und -abgabe ist dabei immer mit einer Zu- oder Abnahme der Temperatur verbunden.

Die dabei ausgetauschte Wärmemenge ist direkt von der Masse m , der spezifischen Wärmekapazität c_p (bei konstantem Druck) und der vorhandenen Temperaturdifferenz ($T_2 = \text{Endtemperatur}$, $T_1 = \text{Ausgangstemperatur}$) abhängig (siehe Gleichung (1)).

$$Q = m \cdot c_p \cdot (T_2 - T_1) \quad (1)$$

Flüssigkeiten besitzen den Vorteil sowohl als Speichermedium, als auch als Übertragungsmedium verwendet werden zu können. Damit lässt sich durch eine hohe Kontaktfläche oder direkten Austausch ein hoher Wärmestrom erreichen, was zur raschen Be- und Entladung des Speichers essentiell ist. Die am häufigsten eingesetzten flüssigen Speicher sind Wasser und Thermoöle.

Feststoffspeicher sind abhängig von den spezifischen Anforderungen, aber dennoch eine Alternative oder Kombinationsmöglichkeit zu flüssigen Speichern. Dabei werden flüssige Wärmetransportmedien wie Wasser oder Thermoöle genutzt, um Wärme in einen Feststoffspeicher über direkten Austausch oder über Wärmeübertrager abzugeben.

Die Hauptvorteile von Feststoffspeichern liegen zum einen in dem großen Temperaturbereich von bis etwa 1.000 °C aufgrund der thermischen Stabilität sowie in generell günstigen Beschaffungskosten und hoher Verfügbarkeit. Durch Packung von Feststoffspeichern (z. B. Kiesel) lässt sich dabei eine große Austauschfläche zwischen Wärmetransportmedium und Wärmespeicher realisieren (Tamme, et al., 2013).

Flüssigspeicher sind meist mit dem Speichermedium Wasser ausgeführt, was sich durch folgende Eigenschaften erklärt:

Wasser

- ist günstig und meist verfügbar
- besitzt einen relativ hohen Wärmeeindringkoeffizienten und eine relativ geringe Temperaturleitfähigkeit, was eine Temperaturschichtung begünstigt
- lässt sich in vielerlei Behälterformen speichern
- ist in sehr flexiblen und technisch ausgereiften Durchflusssystemen einsetzbar
- ist direkt ohne Wärmetauscher nutzbar
- ist einfach zu handhaben, nicht giftig und nicht brennbar
- ist mit Additiven einfach mischbar (Frostschutzmittel, Korrosionsschutzmittel), um seine Eigenschaften zu ändern

Zu beachten ist jedoch

- eine beschränkte Einsatztemperatur (0-100 °C) und ein hoher Dampfdruck ($p > 5$ bar) bei Temperaturen über 155 °C
- die Korrosivität gegenüber Metallen
(Tamme, et al., 2013)

2.1.2 Latente Speicherung

Latente Wärme beschreibt die beim Phasenübergang eines Stoffes abgegebene oder aufgenommene Wärmemenge. Die Wärmemenge entspricht dabei der Schmelzenthalpie/-wärme (fest-flüssig) bzw. der Verdampfungsenthalpie/-wärme (flüssig-gasförmig). Die Wärmeaufnahme erfolgt bei nahezu konstanter Temperatur, weshalb sie auch „versteckte Wärme“ genannt wird (Fisch, et al., 2005).

Wenn eine Substanz von einer Ausgangstemperatur T_1 über den Schmelzpunkt hinaus auf eine Endtemperatur T_2 erwärmt wird, so summiert sich die übertragene Wärmemenge unter Berücksichtigung der sensiblen Anteile nach Formel (1) und den latenten Anteilen der Schmelzenthalpie Δh_f nach Formel (2).

$$Q_{\text{total}} = Q_{\text{sensibel,fest}} + Q_{\text{latent}} + Q_{\text{sensibel.flüssig}} \quad (2)$$
$$Q_{\text{total}} = m \cdot [c_{p,1} \cdot (T_f - T_1) + \Delta h_f + c_{p,2} \cdot (T_2 - T_f)]$$

In Abbildung 2- wird der Temperaturverlauf als Funktion der Enthalpie beispielhaft für Eis/Wasser/Wasserdampf veranschaulicht. Die Steigung der Temperatur ist dabei von

der Wärmekapazität des jeweiligen Aggregatzustandes abhängig. Im Festzustand steigt die Temperatur in etwa doppelt so schnell wie im flüssigen Zustand an, was sich durch die etwa halb so große Wärmekapazität von Eis (2,1 kJ/kgK) und Wasser (4,2 kJ/kgK) erklären lässt. Während des Schmelz- bzw. Verdampfungsprozesses bleibt die Temperatur konstant, jedoch nimmt das Wasser ein Vielfaches an Wärme im Vergleich zu den sensiblen Temperaturbereichen auf. Die Schmelzwärme beträgt 355 kJ/kg, was einer Erwärmung dieser Wassermenge um 80 K entspricht. Bei der Verdampfung von einem Liter Wasser werden rund 2.250 kJ Wärme benötigt, somit die etwa 5,4-fache Wärmemenge zur Erwärmung der gleichen Wassermenge von 0 °C auf 100 °C. Dieses große Speicherpotenzial der Verdampfung lässt sich technisch nur schwer nutzen, da sich das Volumen bei der Verdampfung etwa vertausendfacht (Fisch, et al., 2005).

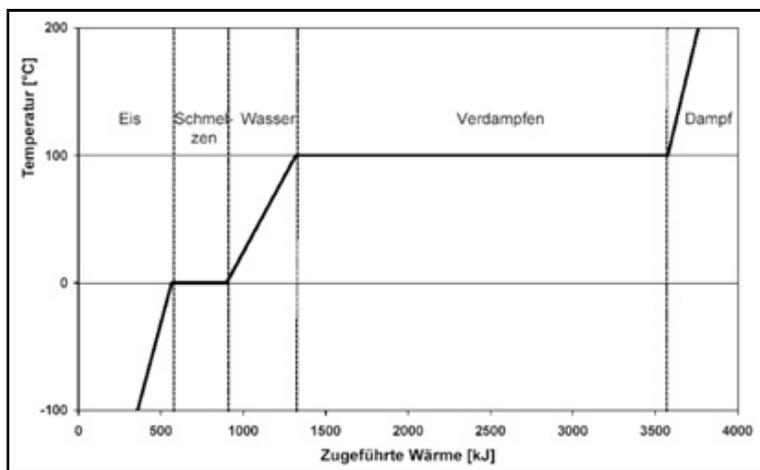


Abbildung 2-2: Temperatur als Funktion der Enthalpie von Wasser (Fisch, et al., 2005 S. 14)

Aus diesem Grund erschließt sich auch die besondere Eignung von Latentwärmespeichern in kleinen Temperaturbereichen gegenüber sensiblen Speichern. Zudem sind sie besonders geeignet, wenn eine bestimmte Temperatur zur Ein- bzw. Ausspeicherung angestrebt ist (Fisch, et al., 2005). Ist die Temperaturdifferenz sehr groß, so kann die hohe Wärmekapazität des Wassers die Schmelzenthalpie des latenten Speichers übertreffen. Dieser Zusammenhang wird schematisch in Abbildung 2-2 dargestellt.

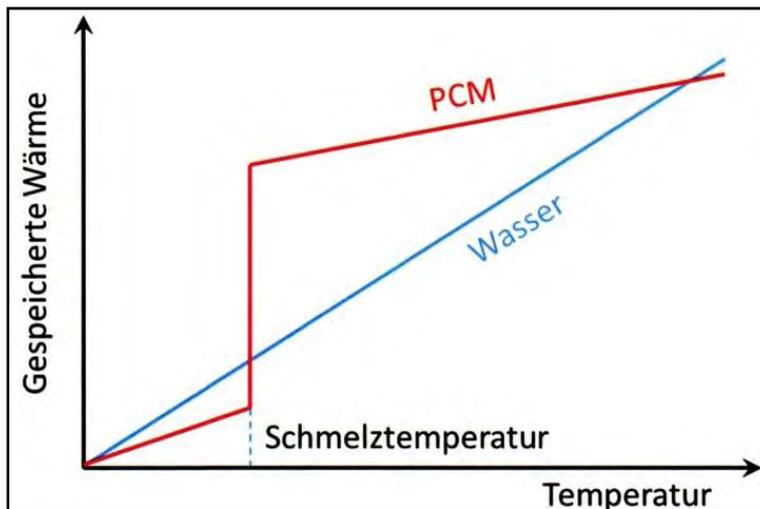


Abbildung 2-2: Abhängigkeit der gespeicherten Wärme von der Temperatur für sensible und latente Speicherung (Hauer, et al., 2013 S. 37).

Die zur latenten Speicherung verwendeten Materialien werden häufig in Kurzform PCM (engl. Phase-Change-Material) genannt. In der Praxis kommen hierzu neben Eisspeichern organische Stoffe (z. B. Fettsäuren, Paraffine und Alkane) und anorganische Stoffe (hauptsächlich Salze) zum Einsatz (Pinel, et al., 2011).

Bisher beschränkt sich der Einsatz von Latentwärmespeichern auf dezentrale, netzunabhängige Lösungen zur Warm- und Kalthaltung in der Lebensmittel- und Medizintechnik (z. B. Transportboxen). Der Durchbruch als Standardtechnologie für die Kälte- und Wärmeversorgung hängt neben geeigneten Speichermaterialien von der Lösung konstruktiver Probleme ab.

Die technischen Hürden sind bisher:

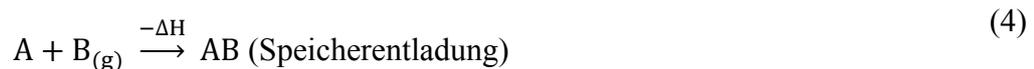
- PCM weisen eine schlechte Wärmeleitfähigkeit auf, sodass die Leistungsaufnahme konstruktiv aufwendig gestaltet werden muss.
- PCM ändern ihr Volumen beim Schmelzen und Erstarren. Durch Hohlraumbildung in der Phase mit geringerem Volumen wird der Wärmetransport behindert.
- Einige PCM (z. B. Salzhydrate) sind korrosiv, was teure Speicherbehälter erforderlich macht.
- Einige PCM sind nicht langzeitstabil, entmischen oder verändern sich chemisch, was das thermische Verhalten beeinträchtigt (Fisch, et al., 2005).

2.1.3 Thermochemische Speicherung

Bei der chemischen Wärmespeicherung wird die spezifische Reaktionswärme von umkehrbaren Reaktionen genutzt. Zu erwähnen ist, dass einige Speichersysteme auf physikalischer Speicherung (z. B. Sorptionsspeicher) beruhen. Trotzdem werden solche Speicher unter den chemischen Speichern eingeordnet (Hauer, et al., 2013).

Das Prinzip der chemischen Speicherung ist dabei aus der Natur bekannt. Fossile Energieträger sind eine in organischer Form gespeicherte Sonnenenergie, wobei die Bindungsenergie bei der Oxidation mit Sauerstoff unter Bildung von Kohlendioxid als Wärme freigesetzt wird. Die Umkehrung dieses Prozesses stellt die Photosynthese dar, in der Kohlendioxid mit Hilfe von Sonnenlicht zu Sauerstoff und hochenergetischen Kohlenstoffverbindungen umgesetzt wird. Betrachtete technische Prozesse laufen jedoch bei geringeren Temperaturen ab (bis maximal 700 °C) und besitzen eine etwa zehnfach geringere Reaktionswärme als die Oxidation fossiler Brennstoffe.

Für die chemische Energiespeicherung werden im technischen Maßstab reversible Reaktionen gesucht, die nach Reaktionsgleichung (3) und (4) ablaufen. ΔH stellt die Reaktionsenthalpie dar, die bei der Reaktion umgesetzt wird und ist bei Speichern meist in kJ/kg angegeben (Fisch, et al., 2005).



Die Speicherladung ist dabei eine endotherme reversible Dissoziation einer kondensierten (d. h. festen oder flüssigen) Verbindung AB zu einem kondensierten Reaktionsprodukt A und einem gasförmige Produkt B.

Der Reaktant B wird als gasförmige Komponente bevorzugt, da er sich besser von den kondensierten Komponenten (A und AB) trennen lässt, sodass eine verlustfreie Langzeitspeicherung ohne Rückreaktionen möglich ist. Zudem nimmt die Entropie bei der endothermen Speicherreaktion durch Gasbildung stark zu, was die Kapazität des Speichers erhöht. Abhängig davon, ob die gasförmige Komponente gespeichert wird oder nicht, ergeben sich zwei Speicherkonzepte.

Wird die gasförmige Komponente nach Dissoziation gespeichert, so wird dafür zusätzlich viel Volumen benötigt, was die Energiedichte des Gesamtspeichers stark reduziert. Um die Entropie nicht im Speicher selbst aufnehmen zu müssen, kann die gasförmige Phase in einem geschlossenen Adsorptionssystem (siehe Abbildung 2-3) in einem Kondensator gespeichert werden. Die gasförmige Phase verlässt den Adsorber und wird im Kondensator gespeichert, wobei die Abwärme Q' und die Entropie S' das System verlassen. Durch die Kondensation sinkt der Volumenbedarf, wodurch die Energiedichte des Systems wiederum steigt.

Zur Entladung des Speichers ändert sich die Pfeilrichtung in Abbildung 2-3. Bei der Rückreaktion wird Wärme aus der Umgebung für die Verdampfung der kondensierten Komponente B benötigt. Die Umgebung wird damit gleichzeitig abgekühlt. Die gasförmige Komponente B reagiert im Adsorber mit Komponente A, wobei die Reaktionswärme freigesetzt wird. Bei der Entladung dieses Systems kann damit Wärme und Kälte bereitgestellt werden.

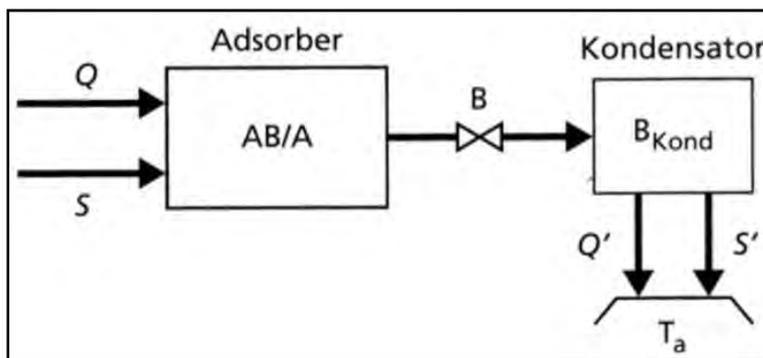


Abbildung 2-3: Geschlossener Wärmespeicher über thermische Dissoziation von Verbindung AB und anschließender Kondensation der Komponente B (Hauer, et al., 2013 S. 38).

Bei offenen Systemen (siehe Abbildung 2-4) ist die gasförmige Komponente B ein natürlicher Bestandteil der Atmosphäre (z. B. Wasserdampf) und kann damit in der Umgebung zwischengelagert werden, sodass sich das benötigte Speichervolumen entsprechend verringert. Die Entropie verlässt das System mit dem Stoffstrom B. Die Energiedichte ergibt sich aus der nutzbaren Wärme aus dem Speicher, bezogen auf das Volumen von Komponente A. Diese Tatsache macht das offene System mit Wasserdampf zur Wärmespeicherung technisch sehr interessant. Dabei ist zu beachten, dass die Komponente B zur Entladung in ausreichender Konzentration zur Verfügung stehen muss.

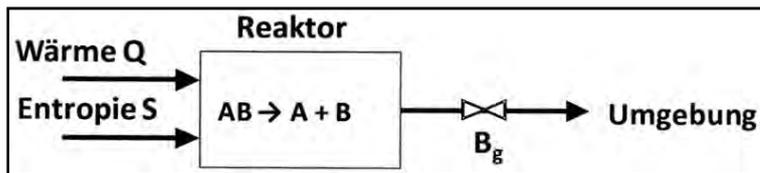


Abbildung 2-4: Offener thermochemischer Wärmespeicher (Hauer, et al., 2013 S. 39).

Aus Abbildung 2-5 wird ersichtlich, dass die Reaktionsenthalpie von Latentspeichermedien teils die zehnfache Wärmemenge im Vergleich zu Latentwärmespeichern (mit Schmelzenthalpien von 0,05...0,1 kWh/kg) speichern können, dass sie jedoch nur etwa ein Zehntel der Wärmemenge besitzt, die bei Oxidationsprozessen (z. B. Verbrennung von Erdgas mit 14 kWh/kg) freigesetzt wird.

Reaktionstyp	Gleichung	Gleichgewichtstemperatur bei 1 bar in °C	Energiespeicherdichte kWh/kg
Salz Hydrate	$MgSO_4 \times 7H_2O \Leftrightarrow MgSO_4 + 7H_2O$	122	0,463
	$CaCl_2 \times 2H_2O \Leftrightarrow CaCl_2 \times H_2O + H_2O$	174	0,091
Hydroxide	$Mg(OH)_2 \Leftrightarrow MgO + H_2O$	268	0,372
	$Ca(OH)_2 \Leftrightarrow CaO + H_2O$	521	0,373
Carbonate	$CaCO_3 \Leftrightarrow CaO + CO_2$	896	0,463
	$BaCO_3 \Leftrightarrow BaO + CO_2$	1497	0,298
Metall Hydride	$MgH_2 \Leftrightarrow Mg + H_2$	293	0,834
Katalytische Reaktionen	$SO_3 \Leftrightarrow SO_2 + 0.5O_2$	767	0,340
Dampfreformierung	$CH_4 + H_2O \Leftrightarrow CO + 3H_2$	687	1,672

Abbildung 2-5: Chemische Reaktionen zur Speicherung thermischer Energie (Hauer, et al., 2013 S. 57).

Aus Abbildung 2-5 wird deutlich, dass die Reaktionstemperaturen meist weit über 100 °C liegen, was den Einsatz für die Solartechnik auf konzentrierte Systeme (etwa Parabolrinnen bis etwa 400 °C oder Solarturmkraftwerke) beschränkt (Fisch, et al., 2005). Ein großer Vorteil chemischer Wärmespeicher liegt in der verlustfreien, beliebig langen Speicherung der Wärme bei einer Umgebungstemperatur, die bei sensiblen und latenten Speichern ein zu berücksichtigendes Problem darstellt (siehe Folgekapitel zu Wärmeverlusten).

2.1.4 Wärmeverluste

Der Verlust von Wärme ist ein unvermeidbarer Prozess, der aufgrund der vorhandenen Temperaturunterschiede zwischen Speichermedium und Umgebungstemperatur bei latenten und sensiblen Wärmespeichern auftritt. Die physikalische Grundlage ist der Wärmestrom durch die Speicheroberfläche. Der Wärmestrom \dot{Q}_v ist dabei abhängig von der Speicheroberfläche A , der Temperaturdifferenz zwischen Speichertemperatur T_{SP} und der Umgebungstemperatur T_a sowie dem Wärmedurchgangskoeffizient U .

$$\dot{Q}_v = U \cdot A \cdot (T_{SP} - T_a) \quad (5)$$

Wärmeübergänge an Innen- und Außenseite des Speichers, also von dem Speichermedium in die Speicherwand und von der Speicherwand in die Umgebung, sind vernachlässigt, da der Wärmeübergangskoeffizient fast ausschließlich durch die Wärmeleitfähigkeit des Dämmmaterials bestimmt wird. Der Wärmedurchgangskoeffizient U ist nach Formel (6) von der Stärke der Dämmschicht d und der Wärmeleitfähigkeit λ abhängig. Er gibt an, wie groß der Wärmestrom pro Quadratmeter und Kelvin durch die Wärmedämmung ist. Die Wärmeleitfähigkeit λ beträgt für eine konventionelle Speicherisolierung etwa $0,04 \text{ W/m}^2\text{K}$ und ist in Bezug auf den Mittelwert der Temperatur angegeben (vgl. Kapitel 2.2.2).

$$U = \frac{\lambda}{d} \quad (6)$$

Der Wärmeverlust findet stets über drei Mechanismen statt, die in der Praxis näherungsweise summiert werden können:

- **Konvektion** durch natürliche oder erzwungene Bewegung von Fluiden (z.B. Luftauftrieb oder Wind). Dieser Anteil wäre sehr groß (etwa $3\text{-}10 \text{ W/m}^2\text{K}$), wenn keine Dämmung eingesetzt werden würde.
- **Wärmeleitung** durch das ruhende Medium (wie auch über metallische Wärmebrücken).
- **Wärmestrahlung** durch elektromagnetische Wellen (nach dem Stefan-Boltzmann-Gesetz proportional zur vierten Potenz der Temperatur)

Die Auskühlung eines sensiblen Speichers kann durch Gleichung (7) beschrieben werden:

$$\Delta T = \Delta T_0 \cdot e^{-\alpha t} \quad (7)$$

$$\alpha = \frac{A \cdot \lambda}{d \cdot V \cdot \rho \cdot c_p} \quad (8)$$

Dabei stellt ΔT die aktuelle Temperaturdifferenz zwischen Speicher und Umgebungstemperatur dar, ΔT_0 ist die Differenz zum Anfangszeitpunkt und t die aktuelle Zeit. Der speicherspezifische Exponent α beinhaltet die Speichergeometrie und Eigenschaften des Speichermediums und der Dämmung.

Aus α kann auf einfache Weise die Halbwertszeit $t_{1,2}$, also die Zeit bis der Speicher bis zur Hälfte der ursprünglichen Temperaturdifferenz abgekühlt ist, berechnet werden.

$$t_{1,2} = \frac{0,7}{\alpha} \quad (9)$$

Für eine große Auskühlungszeit ist demnach nicht nur die Wärmeleitfähigkeit λ der Dämmung in ihrer Dämmstärke d , sondern auch in gleicher Weise das Oberflächen-Volumen-Verhältnis A/V sowie die Dichte ρ und Wärmekapazität c_{p0} des Speichermediums entscheidend. Daraus erschließt sich, dass bestenfalls große kugelförmige Speicher mit einer hochwertigen Dämmung eingesetzt werden. (Hauer, et al., 2013)

In der Realität sind die Wärmeverluste in Speichern durch Wärmebrücken und angeschlossene Rohrleitungen meist deutlich größer. Kritische Stellen sind dabei Flansche und Anschlüsse. Durch Dichteunterschiede zwischen Anschlussleitung und Speicher stellen sich zirkulierende Strömungen in den Leitungen ein, die Heißwasser aus dem Speicher beziehen und in den Leitungen abkühlen. Zudem kommt es beispielsweise über die Behälterwand zu einer vertikalen Wärmeleitung zwischen den verschiedenen temperierten Schichten im Speicher.

Bei Langzeitspeichern wird bei Berechnung der Wärmeverluste deutlich, dass für die sensible Wärmespeicherung erst in größerer Bauweise annehmbare Verluste realisiert

werden können. Da das A/V-Verhältnis mit zunehmender Größe sinkt, weil die Oberfläche einer quadratischen und das Volumen einer kubischen Abhängigkeit unterliegen, sind große und kugelförmige Speicherformen zu bevorzugen. Abbildung 2-6 stellt diesen Zusammenhang für ein vereinfachtes Beispiel ohne Temperaturverlauf und Temperaturschichtung mit variabler Speichergröße dar. Demnach sind für dieses Beispiel die Verluste erst ab ca. 20.000 m³ in einem vertretbaren Bereich von unter 20 % (Fisch, et al., 2005).

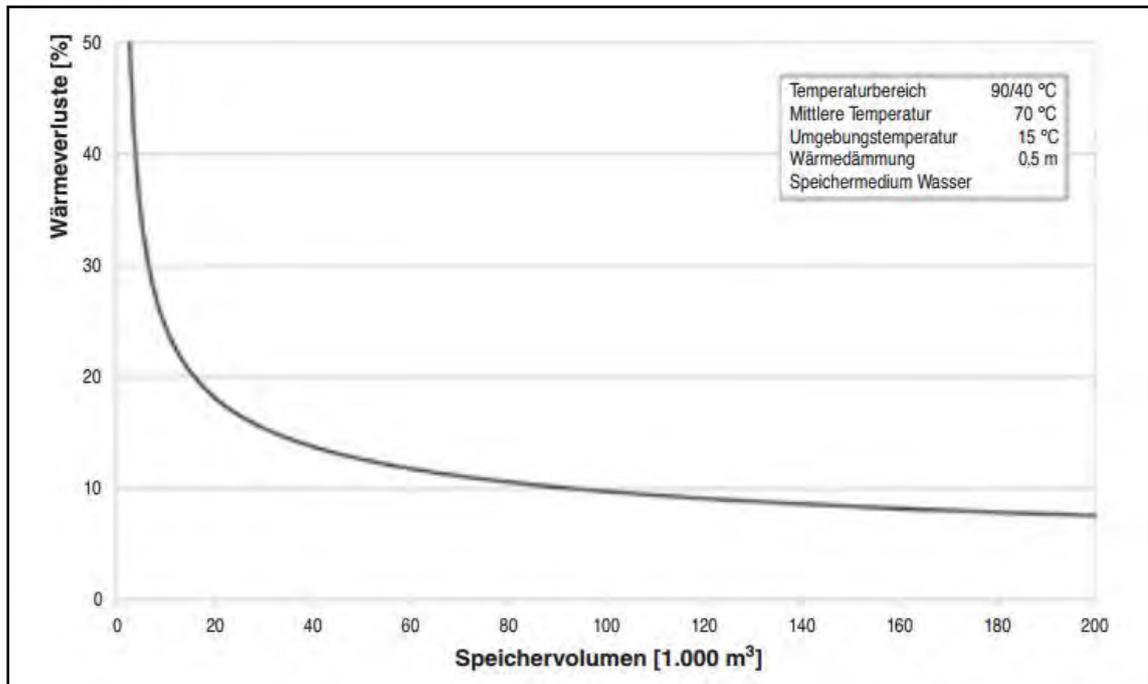


Abbildung 2-6: Anteil der Wärmeverluste an der gespeicherten Wärmemenge über ein Jahr als Funktion des würfelförmigen Speichervolumens (Fisch, et al., 2005, S.21).

2.2 Sensible Wärmespeicher

2.2.1 Temperaturschichtung sensibler Speicher

Um eine hohe Energiedichte zu erzielen, müssen sensible Wärmespeicher auf entsprechend hohe Temperaturen erwärmt werden. Bei gestörter Temperaturschichtung kann die Einspeicherung bei größtenteils geladenem Speichern Probleme bereiten. Ebenfalls problematisch ist die Ausspeicherung aus einem relativ leeren Speicher aufgrund eines geringen Temperaturniveaus.

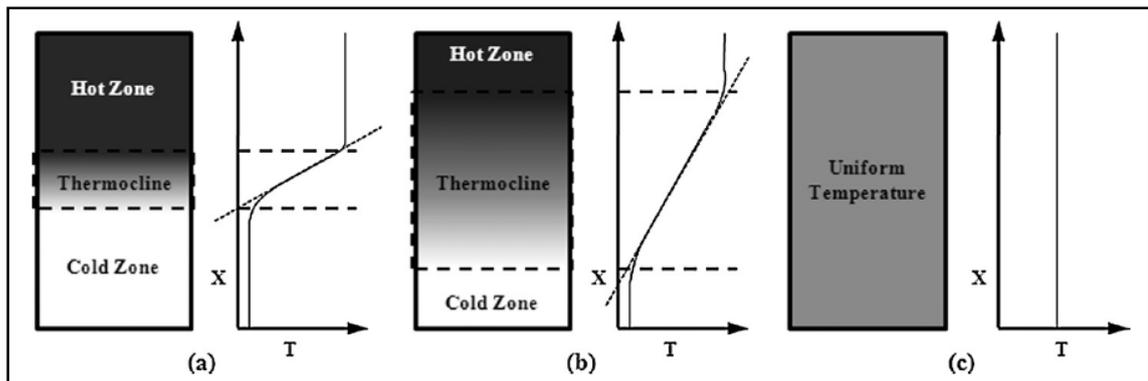


Abbildung 2-7: Unterschiedliche Temperaturschichtungsgrade: (a) sehr gut geschichtet, (b) mäßig geschichtet, (c) komplett durchmischt (Pinel, et al., 2011, S. 9).

Abbildung 2-7 stellt die Temperaturschichtung in horizontal stehenden Speichern mit jeweils gleichem Energiegehalt dar. Eine gute Temperaturschichtung (a) erlaubt die Einspeicherung von Wärme in die kalte untere Zone in einen fast geladenen Speicher und die Ausspeicherung von Wärme aus der oberen Zone auf einem nutzbaren Temperaturniveau. Ein weiterer positiver Effekt der Temperaturschichtung ist eine niedrigere Vorlauftemperatur aus der kalten Zone des Speichers für die Solarthermie. Damit steigt deren Wirkungsgrad durch verminderte Strahlungs- und Konvektionsverluste an die Umgebung.

Der solare Deckungsanteil in solarunterstützten Nahwärmenetzen fällt laut Lund (1988) durch einen geschichteten Tank im Vergleich zu einem durchmischten Tank um 35-60 Prozent höher aus. Hollands (1989) setzt den Mehrertrag durch einen geschichteten Speicher in gleicher Größenordnung mit 38 Prozent an. Um die Schichtung im Speicher sicherzustellen, wurden viele Strategien und Konstruktionen entwickelt. Beispielsweise werden Leitbleche für die Lenkung der Strömungen im Speicher eingesetzt, um den Schichtungsprozess zu unterstützen. Weitere Ansatzpunkte sind die Aus- und Ein-

lässe in den Speicher sowie die Durchflussraten und spezielle Beladungsstrategien. Zudem wurde auch die Form von Speichern diesbezüglich optimiert. Ein hoher Speicher neigt zu einer besseren Schichtung, da sich durch die unterschiedlichen Dichten aufgrund der Temperaturgradienten eine Trennung durch die Gravitationskraft einstellt.

2.2.2 Speicherdämmung

Üblicherweise kommen zur Wärmedämmung poröse Schäume oder Faserdämmstoffe zum Einsatz, welche die Konvektion der Luft durch einen kleinkammerigen Aufbau unterbinden. Kammern im Millimeter-Bereich sind bereits ausreichend, um durch die Haftkräfte an den Kammerwänden und die Viskosität der Luft den Wärmetransport über Luftbewegung zu vermeiden. Die Dämmstoffe werden als Platten oder schüttfähiges Pulver angeboten. Pulver hat dabei den Vorteil, sich beliebigen Speicherformen anpassen zu können. Gerade bei großen saisonalen Erdbeckenspeichern für die solare Nahwärmeversorgung wird diese Technik häufig eingesetzt. Genaue Beschreibungen zur Dämmtechnik von saisonalen Heißwasserspeichern sind in Kapitel 3.3 ausgeführt. Zudem werden für solche Einsatzzwecke häufig auch biegbare Vliesbahnen aus Mineral- und Glaswolle verwendet. Bei Einsatz dieser Stoffe ist jedoch die Neigung zur Feuchteaufnahme zu beachten, wodurch die Wärmeleitfähigkeit ($\lambda = 0,04 \text{ W/m}\cdot\text{K}$) auf die Größenordnung von Wasser ($\lambda = 0,7 \text{ W/m}\cdot\text{K}$) steigen kann, was zu erheblichen Wärmeverlusten führt. Plattendämmstoffe sind meist Schaumglas, Polyurethan (PUR) und Polystyrol (PS). Die Wärmeleitfähigkeit liegt hier bei sehr geringen Werten für λ ($0,025 \dots 0,05 \text{ W/m}\cdot\text{K}$)¹. Pulverdämmstoffe und auch nachwachsende Rohstoffe wie Zellulose und Holz liegen etwas darüber mit $\lambda = 0,06 \dots 0,07 \text{ W/m}\cdot\text{K}$.

In der neuesten Generation von saisonalen Behälterspeichern wurden bevorzugt auf Altglas basierende Dämmstoffe eingesetzt, da diese temperaturbeständig, feuchteunempfindlich, schnell trocknend und druckstabil sind und damit essenzielle Eigenschaften für den Einsatz im Erdreich besitzen. Das für Behälterwand und Dach eingesetzte Blähglas besteht aus 100 % Altglas, das gemahlen und anschließend mit Blähmittel bei Hitze zu Granulat aufgebläht wird. Durch die kugelförmige Granulatform (0,25-16 mm Korngröße) lässt es sich gut als Schüttgut verarbeiten. Schaumglasschotter besteht zu 98 % aus Altglas und zu 2 % aus Mineralien und wird ähnlich dem Blähglas hergestellt. Der kantige Schotter besitzt eine sehr hohe Druckfestigkeit und eignet sich

¹ Angaben nach DIN 4108 (Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden) bei 10 °C

dadurch für den Einsatz als belastabtragende Dämmung, beispielsweise unter dem Speicherboten.



Abbildung 2-8: links: Blähglasgranulat, rechts: Schaumglasschotter
(www.baunetzwissen.de 09/2013)

2.3 Sensible saisonale Speichertypen

Die Idee der Speicherung solarer Wärme im Sommer für den Winter wurde erstmals in Schweden vor ca. 30 Jahren umgesetzt. Auch in Deutschland wird auf dem Gebiet seit Jahren geforscht und staatlich gefördert. Dabei wurden vier Speichertypen entwickelt und in Pilotprojekten erprobt.

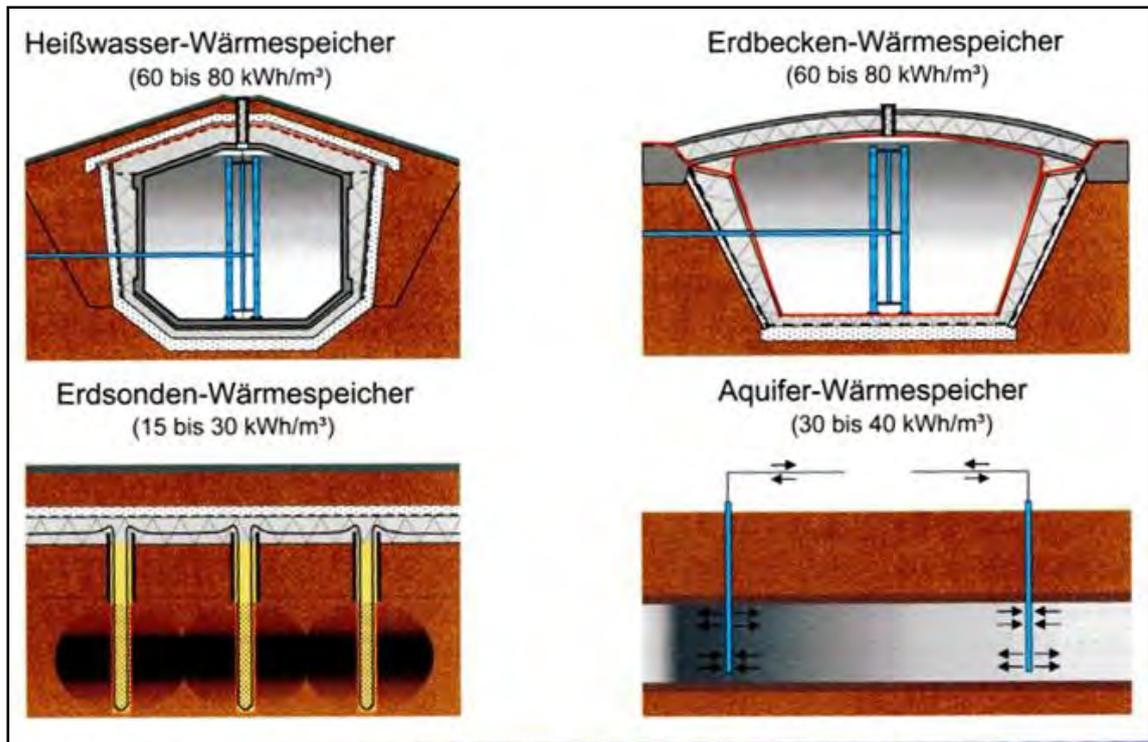


Abbildung 2-9: Typen saisonaler Wärmespeicher (mit durchschnittlicher Wärmekapazität) (Mangold, et al., 2001 S. 94).

Heißwasser-Wärmespeicher

Dieser Speichertyp besteht meist aus einem Stahlbehälter mit einer Wärmedämmung außen und mit Edelstahl als Wasserdampfsperre innen. Das darin gespeicherte Wasser kann über die Solarthermie bis auf 98 °C erwärmt werden (Abbildung 2-9, oben links).

ErdbeckenWärmespeicher

Als Speicher dient eine wärmegeämmte Baugrube, die mit Kunststoffbahnen abgedichtet wird. An der Oberfläche wird der Speicher mit einer schwimmenden oder freitragenden Wärmedämmung als Deckel versehen. Die Füllung ist entweder Wasser oder eine wassergesättigte Kiesfüllung (Abbildung 2-9, oben rechts).

Erdsonden-Wärmespeicher

Zur Wärmespeicherung wird das Gestein im Untergrund genutzt, das über vertikal ungeordnete wasserdurchströmte Erdsonden beheizt und abgekühlt wird. Auf dem Speicher wird eine Wärmedämmung aufgebracht, die in den Untergrund integriert ist (Abbildung 2-9, unten links).

Aquifer-Wärmespeicher

Aus unterirdischen, wasserführenden Gesteinsschichten (Aquifer) wird Wasser an die Oberfläche gepumpt und nach der Erwärmung wieder eingespeist. Die Ausspeicherung erfolgt in umgekehrter Reihenfolge (Abbildung 2-9, unten rechts).

Speicherauswahl

Bei der Auswahl eines Speichertyps sind insbesondere die geologischen und hydrogeologischen Gegebenheiten am Standort entscheidend. Vor allem beim Aquifer- und Erdsonden-Wärmespeicher müssen die Untergrundbedingungen genau bekannt sein, um eine verlässliche Planung durchführen zu können. Während für Aquiferspeicher beispielsweise sehr wasserdurchlässige Schichten benötigt werden, sollte das Erdreich bei einem Erdsondenspeicher eine sehr geringe Wasserdurchlässigkeit besitzen. Bei Erdbecken- und Behälterspeichern sind die geologischen Bedingungen weniger problematisch, jedoch sollte auf die Tragfähigkeit des Untergrundes sowie ausreichend Abstand zu einem Grundwasserleiter geachtet werden.

Es sollte deshalb für alle Speichertypen eine hydrogeologische Voruntersuchung des Speicherstandortes, insbesondere für Aquifer- und Erdsondenspeicher, stattfinden. Geklärt werden muss unter anderem auch die Schichtenabfolge, Lage und Neigung des Grundwasserspiegels, die hydraulische Durchlässigkeit des Untergrundes sowie Strömungsgeschwindigkeit und -richtung des Grundwassers. Des Weiteren muss frühzeitig ein wasserrechtliches Genehmigungsverfahren durchgeführt werden. Die standortunabhängigsten Behälterspeicher bieten zudem gute thermische und betriebstechnische Eigenschaften, sie sind jedoch verhältnismäßig teuer in der Anschaffung. Ein weiterer Nachteil eines Behälter- oder Erdbeckenspeichers ist die starre Speichergröße. Wächst beispielsweise der Wärmebedarf in ein Nahwärmenetz, so muss zwangsläufig ein weiterer Speicher gebaut werden. Beim Erdsonden-Wärmespeicher kann man hingegen relativ einfach die Sondenanzahl und damit die Speicherkapazität erhöhen. Bei einem Aquifer-

ferspeicher lässt sich die Speicherkapazität bestenfalls über die Erhöhung der Förderleistung der Pumpen oder eine Erweiterung der Brunnenbohrungen erhöhen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt bei der Auswahl und Konstruktion eines Speichers ist der Wärmetransport bei der Be- und Entladung. Wenn das Speichermedium gleichzeitig auch das Übertragungsmedium ist, wie dies bei einem Behälterspeicher der Fall ist, so lässt sich die Übertragungsleistung über den Volumenstrom anpassen. Bei Feststoffspeichern wie den Erdsonden-Wärmespeichern, bei denen der Wärmetransport über Wärmeleitung erfolgt, ist die Übertragungsleistung erheblich geringer, was bei der Planung berücksichtigt werden sollte.

2.4 Solarunterstützte Nahwärme und saisonale Wärmespeicher

Um hohe solare Deckungsanteile am Gesamtwärmebedarf zu erreichen, sind Nahwärmenetze für Wohnsiedlungen oder große Gebäudekomplexe nötig. Über ein wassergeführtes Rohrleitungssystem werden die Gebäude mit Wärme für die Warmwassergewinnung und Heizung versorgt. Die Wärmeerzeugung erfolgt in einer Heizzentrale, wobei dort bei Fernwärmesystemen häufig eine gekoppelte Stromerzeugung stattfindet. Bei solarunterstützten Nahwärmenetzen wird die Wärme von einem oder mehreren Kollektorfeldern über ein Solarnetz zur Heizzentrale geführt und an die Gebäude verteilt. Meist ist ein Kurz- oder Langzeitspeicher an die Heizzentrale angeschlossen. Anlagenkonzepte müssen früh in der Planungsphase von Neubauten und Bestandssanierungen berücksichtigt werden, um günstige technologische Voraussetzungen zu schaffen. Hierzu zählen beispielsweise:

- Flächen für Kollektoren auf Dachflächen
- Ein Konzept zur Abstimmung der Effizienzmaßnahmen mit den geplanten regenerativen Energiesystemen
- Heizungssysteme mit niedrigen Netzzücklauftemperaturen (ca. 40 °C im Jahresmittel), um Solarerträge zu maximieren
- Zentral angeordnete Heizzentralen und Speicher, um Verteilungsverluste zu minimieren
- Platzangebot (auch im Untergrund) für einen Saisonspeicher (Speichervolumen > 1000 m³)

Abbildung 2-10 stellt die Gegenläufigkeit von solarem Energieangebot und Wärmebedarf über ein Jahr dar. Die Sonne liefert in den Monaten Mai bis September rund 2/3 des Jahresertrages in Deutschland. Der Hauptteil des Wärmebedarfs von Gebäuden liegt hingegen mit deutlich über 2/3 des Bedarfs in den Monaten Oktober bis April. Je größer die gewählte Kollektorfläche und der Speicher im Verhältnis zum Gesamtwärmebedarf gewählt werden, desto größer ist der solare Deckungsanteil des Systems am Gesamtwärmebedarf (Mangold, et al., 2013).

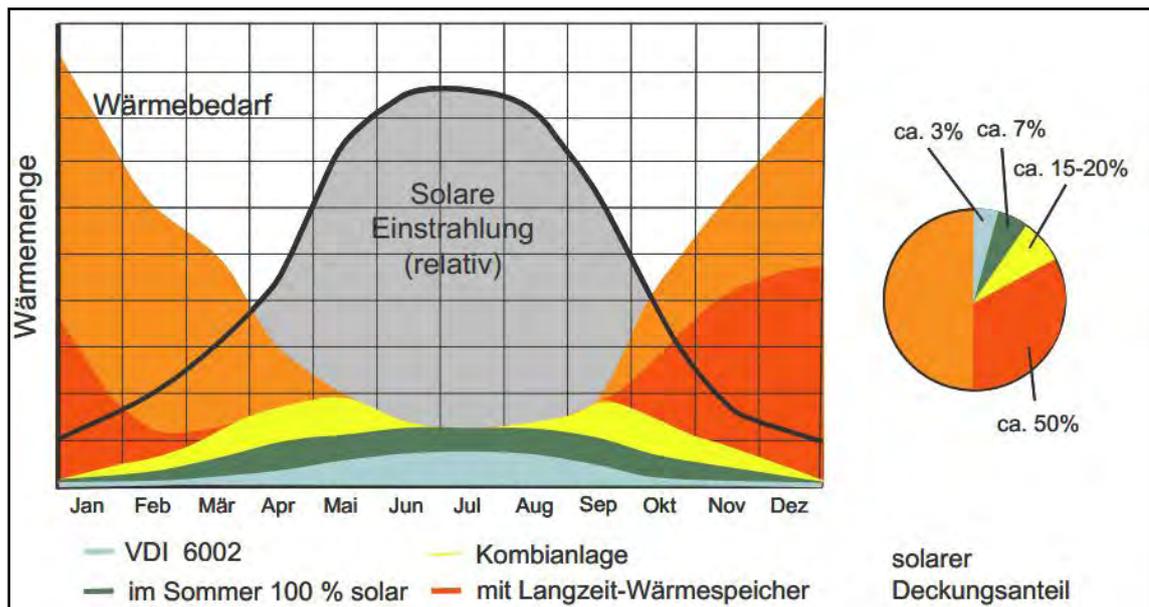


Abbildung 2-10: Wärmebedarf, Solarstrahlungsangebot und solarer Deckungsanteil von solarthermischen Großanlagen (Mangold, et al., 2013 S. 86).

Es lassen sich folgende Anlagentypen von solarunterstützten Nahwärmenetzen unterscheiden:

Anlagen zur solaren Vorerwärmung (nach VDI 6002) die meist auf 3-7 % solaren Deckungsanteil am Gesamtbedarf ausgelegt sind. Ein Kollektorfeld wird dabei direkt in das Nahwärmenetz an der Heizzentrale eingebunden. Bei Einsatz eines Pufferspeichers dient dieser auch als Druckausgleich des Netzes.

Anlagen mit Kurzzeit-Wärmespeicher sind meist auf 10-20 % solaren Deckungsanteil ausgelegt. Der Solarkreis wird dabei parallel oder seriell in das konventionelle Heizsystem eingebunden.

Anlagen mit saisonalem Wärmespeicher (siehe Abbildung 2-11, rechts) sind meist auf mindestens 50 % solaren Deckungsanteil ausgelegt. Derart hohe Anteile lassen sich nur durch einen teilweisen Ausgleich der zeitlichen Verschiebung von Wärmeangebot

und -bedarf realisieren. Bestehende Nahwärmenetze (rote Linien) können dazu um Kollektorfelder auf den Dächern (rote Flächen) und Solarnetze (gestrichelte Linien) erweitert werden. Dabei wird die Wärme aus den Solarkollektoren über ein Solarnetz an die Heizzentrale des Nahwärmenetzes übergeben, wovon sie entweder direkt zur Vorwärmung bei anliegendem Wärmebedarf des Verbrauchers verwendet wird oder in den Großspeicher eingeleitet wird. Von dort wird die Wärme entnommen, wenn der Bedarf die momentanen Solarerträge übersteigt. Die Kollektoren werden meist auf Gebäuden nahe des Speichers bzw. der Heizzentrale verbaut, um Leitungsverluste zu minimieren.

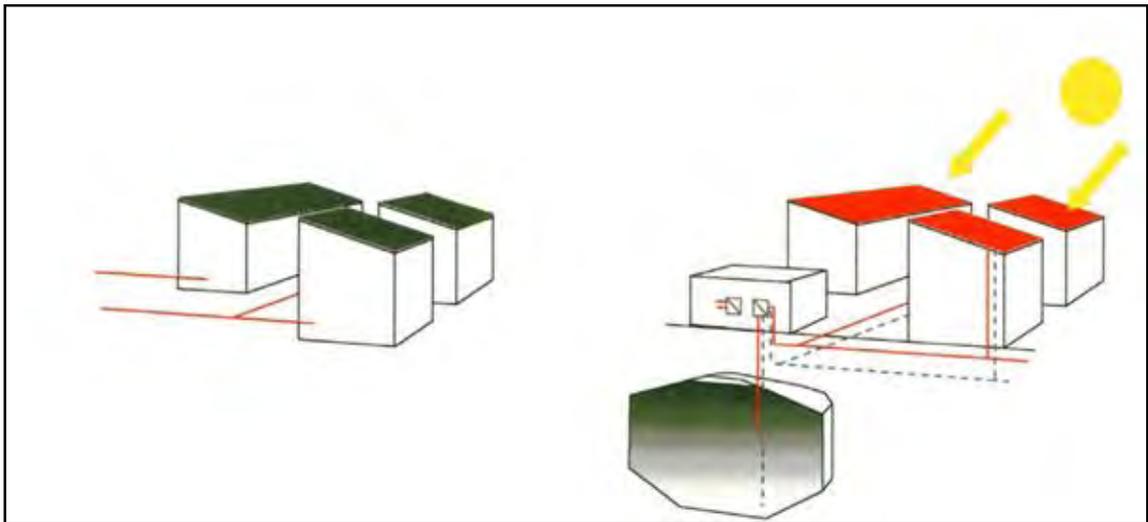


Abbildung 2-11: Prinzip der solarunterstützten Nahwärme mit saisonalem Wärmespeicher (leicht abgeänderte Darstellung nach Mangold, et al., 2013, S. 88).

3 Stand der Wissenschaft und Technik

3.1 Entwicklungsstand der Teilsysteme

Solarunterstützte Nahwärmenetze sind komplexe Systeme, deren einzelne Systemteile unterschiedlich weit entwickelt sind. Für ein verlässliches und effizientes System ist es jedoch entscheidend, dass diese Systemteile aufeinander abgestimmt sind. Deswegen soll im folgenden Abschnitt eine kurze Übersicht zum Entwicklungsstand der relevanten Systemteile gegeben und mögliche Schwächen eines solarunterstützten Nahwärmesystems aufgezeigt werden.

Gebäudetechnik

Die Effizienz der Solaranlage ist stark von der Rücklauftemperatur zum Kollektorfeld abhängig. Diese ist wiederum von der Netzzrücklauftemperatur im Nahwärmenetz abhängig, die sich durch konstruktive und betriebstechnische Maßnahmen in der Gebäudetechnik (Raumheizung und Trinkwassererwärmung) senken lässt. Beispielsweise kann die Trinkwassererwärmung über eine Wohnungsübergabestation ohne Zirkulationsleitung realisiert werden. Die Gebäudeheizung kann über ein Niedertemperatursystem mit großflächigen Heizsystemen über die Decke oder den Fußboden erfolgen. Eine hydraulische Einregulierung des Systems („Hydraulischer Abgleich“) steigert zusätzlich die Effizienz der Solaranlage (siehe Kapitel 3.3).

Wärmeerzeugung

Die Nacherhitzung auf Vorlauftemperatur im Nahwärmenetz erfolgt meist konventionell über Heizkessel (Gasheizung). Es ist darauf zu achten, dass die Solaranlage als zweiter Wärmeerzeuger Vorrang hat. Kann die Zieltemperatur durch solare Erträge nicht erreicht werden, sollte die Nachheizung in der Lage sein, mit nur geringer Leistung die wenigen fehlenden Kelvin Temperaturhub (häufig 3-4 K) zu erreichen. In Hinblick auf solche Übergangsphasen sollte der eingebaute Kessel eine geringe Nennleistung aufweisen.

Nahwärme- und Solarnetz

Das Nahwärmenetz ist meist ein konventionelles Rohrleitungsnetz aus Kunststoff-Mantelrohren (KMR), wofür ein umfangreiches Regelwerk zur Verfügung steht. Bei der Einspeisung von Solarwärme in ein Nahwärmenetz sind die Temperaturwechselbeanspruchungen zu beachten. Diese sind im Nah- und Fernwärmebereich unüblich, da die Temperaturamplituden in herkömmlichen Netzen wesentlich geringer und langsamer auftreten als in Solarnetzen.

Kollektorkreis hydraulik

Bei großen Kollektorfeldern wird das gesamte Kollektorfeld mit einem geringen Flächendurchfluss („low-flow“) von etwa 10-15 l/(m²h) betrieben. Dadurch reduzieren sich die benötigten Rohrleitungsdurchschnitte, die Menge an Wärmeträgerfluid und an elektrischer Energie für die Umwälzpumpen. Die Durchströmung der einzelnen Absorberrohre sollte hingegen mit einem hohen Durchfluss geschehen, um den Wärmeübergang im Absorber zu maximieren. Eine gleichmäßige Durchströmung der Kollektorfelder wird über eine entsprechende Dimensionierung einzelner Rohrleitungsabschnitte und durch Einhaltung eines konstanten Differenzdrucks der Teilfelder eingestellt. Zum hydraulischen Abgleich mehrerer Kollektorfelder werden Strangregulierungsventile und Differenzdruckregler eingesetzt

Wärmeübertrager

Die Wärmeübertrager in allen realisierten solaren Nahwärmekreisen sind als Plattenwärmeübertrager ausgeführt. Bei der Auslegung kann von 600 W Wärmeleistung pro Quadratmeter Kollektorfläche ausgegangen werden. Der Wärmekapazitätenstrom sollte für beide Seiten des Wärmeübertragers gleich groß sein und die Dimensionierung sollte entsprechend der Art und dem Anteil des Glykols im Wärmeträgerfluid angepasst werden.

Saisonale Wärmespeicher

Die Technologieentwicklung zu den einzelnen Speichertechnologien ist in Tabelle 3-1 für die drei am häufigsten verbauten Speichertypen dargestellt. Aquiferspeicher wurden nicht betrachtet, da sie aufgrund der hohen Anforderungen an die hydrogeologischen Bedingungen kaum Anwendung in der solarthermischen Wärmeversorgung finden.

	Erste Generation	Zweite Generation	Dritte Generation
BEHÄLTER-WÄRMESPEICHER			
Speicherkonstruktion	Ortbetonbehälter, Wand und Dach gedämmt	Ortbetonbehälter, Wand und Dach gedämmt	Ortbetonbehälter oder vorgespannte Fertigteilkonstruktion; Boden, Wand und Dach gedämmt
Abdichtung	Edelstahlblech, verschweißt	Hochleistungsbeton (HLB)	Edelstahlblech, auf Fertigteilen vormontiert und verschweißt
Wärmedämmung	Mineralfaser	Blähglasgranulat in Gewebesäcken	Boden mit Schaumglasschotter; Wand und Dach mit Blähglasgranulat in Membranschalung
Schutz der Wärmedämmung	Mineralfaser und Abdichtbahn	Dampfsperre und diffusionsoffene Dichtbahn	Dampfdiffusionsoffene Konstruktion im Erdreich, havariesicher
Be- und Entladesystem	Obere und untere Tasse	Untere, mittlere und obere Tasse	Schichtbeladesystem; Tassen mit automatischer Höhenregulierung
Pilotprojekte	Friedrichshafen und Hamburg (1996)	Hannover (2000)	München und Crailsheim (2007/2008)
ERDBECKEN-WÄRMESPEICHER			
Speicherkonstruktion	Kiesgefüllte Grube mit Trägerbohlwand	Kiesgefüllte Grube mit natürlicher Böschung	Kiesgefüllte Grube mit Aufschüttung zur Reduzierung des A/V-Verhältnisses
Abdichtung	einlagige HDPE-Kunststoffolie, verschweißt	Zwei Lagen PP-Kunststoffolie mit Vakuumkontrolle, verschweißt	Verbundfolie Alu-Kunststoff, verschweißt
Wärmedämmung	XPS-Dämmplatten	Blähglasgranulat in Gewebesäcken	Blähglasgranulat in Membranschalung
Schutz der Wärmedämmung	Konventionelle Abdichtbahn	Konventionelle Abdichtbahn, Vakuumkontrolle	Konventionelle Abdichtbahn, Vakuumkontrolle
Be- und Entladesystem	Direkt	Rohrregister in mehreren Ebenen	Direkt über Brunnen in Kiesebenen
Pilotprojekte	Chemnitz (1996)	Steinfurt-Borghorst (1998)	Eggenstein-Leopoldshafen (2007)

	Erste Generation	Zweite und Dritte Generation
ERDSONDEN-WÄRMESPEICHER		
Speicherkonstruktion	Doppel-U-Rohr Erdwärmesonden aus Polybuten in rechteckigem Grundriss, parallel erweiterbar	Doppel-U-Rohr Erdwärmesonden aus PEX in kreisförmigem Grundriss, konzentrisch erweiterbar
Wärmedämmung	XPS-Dämmplatten	Schaumglasschotter
Schutz der Wärmedämmung	Konventionelle Abdichtung	Dampfdiffusionsoffene Dichtungsbahn
Hydraulische Verbindung	Sonden mit Horizontal-Verrohrung verschweißt, 10 Schächte mit Verteilern	Sonden mit unterschiedlicher Schenkellänge, ein zentraler Schacht, minimierte Verbindungen mit Pressfittingen
Pilotprojekte	Neckarsulm (1997/2001), Attenkirchen (2002)	Crailsheim (2008)

Tabelle 3-1: Übersicht der Technologieentwicklung saisonaler Wärmespeicher (in Anlehnung an Mangold, et al., 2013 S. 127).

Saisonale Wärmespeicher wurden inzwischen im In- und Ausland in einigen Pilotanlagen erprobt, befinden sich damit aber noch in der technologischen Entwicklungsphase. In Fachkreisen (etwa dem Arbeitskreis Langzeit Wärmespeicher ALW) wird davon ausgegangen, dass die Technologien zur saisonalen Wärmespeicherung bis zum Jahre 2020 marktreif sein werden. Zur Realisierung stehen, abhängig von der Bauweise, einschlägige Fachplaner und Institute zur Verfügung.

Aus den 15 Jahren Erfahrung im Bau und Betrieb von Speichern wurden bereits vielerlei Erkenntnisse gewonnen. Eine Erkenntnis ist, dass die Speicherdämmung schüttbar und havariesicher sein sollte. Bei Feuchteintritt in die Dämmung führt die gute Drainagewirkung und Feuchteunempfindlichkeit der Dämmkugeln des Blähglasgranulats zur raschen Austrocknung. Aus diesem Grund wurde die Abdichtung der Wärmedämmung nach Problemen bei einfacher Ausführung in neueren Speichern zweifach ausgeführt und über Vakuumtests auf Undichtigkeiten hin überprüft.

Bei Erdsondenspeichern lagen die Probleme hauptsächlich bei der Speicherdämmung. Die horizontal im Erdreich liegenden Polystyrol-Hartschaumplatten (XPS) wurden durch die andauernden hohen Temperaturen ($> 50\text{ °C}$) durchfeuchtet und führten zu zusätzlichen Wärmeverlusten. In Folgeprojekten wurde auch hier feuchteunempfindlicher Schaumglasschotter verbaut.

Im Behälterspeicherbau liegt der Schwerpunkt der Anstrengungen auf finanzieller Seite. Durch Einsatz von Beton-Fertigteilen, bei denen die Edelstahlschicht in Form einer verlorenen Schalung verwendet wird, können gegenüber Behälterspeichern älterer Generationen sowohl bei den Produktionskosten, als auch bei den Konstruktionskosten erhebliche Einsparungen erzielt werden.

3.2 Pilotprojekte zu solarunterstützten Nahwärmenetzen mit saisonalen Wärmespeichern

Seit 1996 werden solarunterstützte Nahwärmenetze mit saisonalen Wärmespeichern durch Bundesmittel gefördert. Bisher wurden im Umfang der Förderprogramme „Solarthermie2000“ (1996-2002) und „Solarthermie2000plus“ (2002-2008) insgesamt 11 Pilotanlagen in Deutschland realisiert. Da sich die Projektrealisierung über mehrere Jahre erstrecken kann, haben manche Anlagen ihren Endausbauzustand noch nicht erreicht. In Abbildung 3-1 sind die gemessenen solaren Deckungsanteile für die verfügbaren Messperioden der Pilotanlagen gegenübergestellt. Bisher konnten vier der Anlagen (Rostock, Neckarsulm, Steinfurt und Hannover) die geplanten Deckungsanteile erreichen. Weitere drei Anlagen (München, Crailsheim und Eggenstein) befinden sich noch nicht im Regelbetrieb, sodass keine endgültigen Aussagen zur Systemeffizienz getroffen werden können. Auffällig ist, dass die beiden zuerst erbauten Anlagen (Hamburg und Friedrichshafen) auch nach mehreren Jahren ihre Zielwerte nicht erreichen. Gründe hierfür sind, dass zum Zeitpunkt des Anlagenbaus kaum Vorkenntnisse weder mit großen Solaranlagen, noch mit saisonaler Wärmespeicherung vorhanden waren. Insbesondere die starke Abhängigkeit der Wärmeleitfähigkeit von Dämmstoffen von der Temperatur und dem Feuchtegehalt bei hohen Temperaturen über 60 °C sowie zu optimistisch eingeschätzten systemseitigen Randbedingungen waren Gründe hierfür. Beispielsweise wurde das Niveau der tatsächlich auftretenden Netzzücklauftemperatur zu niedrig angesetzt, sodass die effektive Speicherkapazität zu hoch angenommen wurde. Neben rein technischen Gründen wurden schlecht vorhersehbare Umstände wie abweichende Wärmelasten der Gebäude, welche die solaren Erträge minderten, als Grund hierfür erkannt. Trotzdem trugen insbesondere die Wärmespeicher als erste ihrer Art und Größe weltweit zum Erfahrungsgewinn bei, was zahlreichen darauffolgenden Forschungsarbeiten zugutekam. Bisher wurde jeder Speichertyp mindestens einmal in einem Pilotprojekt realisiert und wissenschaftlich betreut. Heißwasserwärmespeicher (HWWS) wurden dabei am häu-

figsten eingesetzt, da sich hier die geologischen und hydrogeologischen Bedingungen weniger stark auf das System auswirken, was eine genaue Planung des Systemverhaltens erlaubt. Neben vier rein auf Heißwasserbehälter beruhenden Speichern wurden drei Speicher in Kombination mit Erdsondenspeicher (EWS) und eine Speicherlösung in Kombination mit Aquiferspeicher (AWS) realisiert (Mangold, et al., 2013).

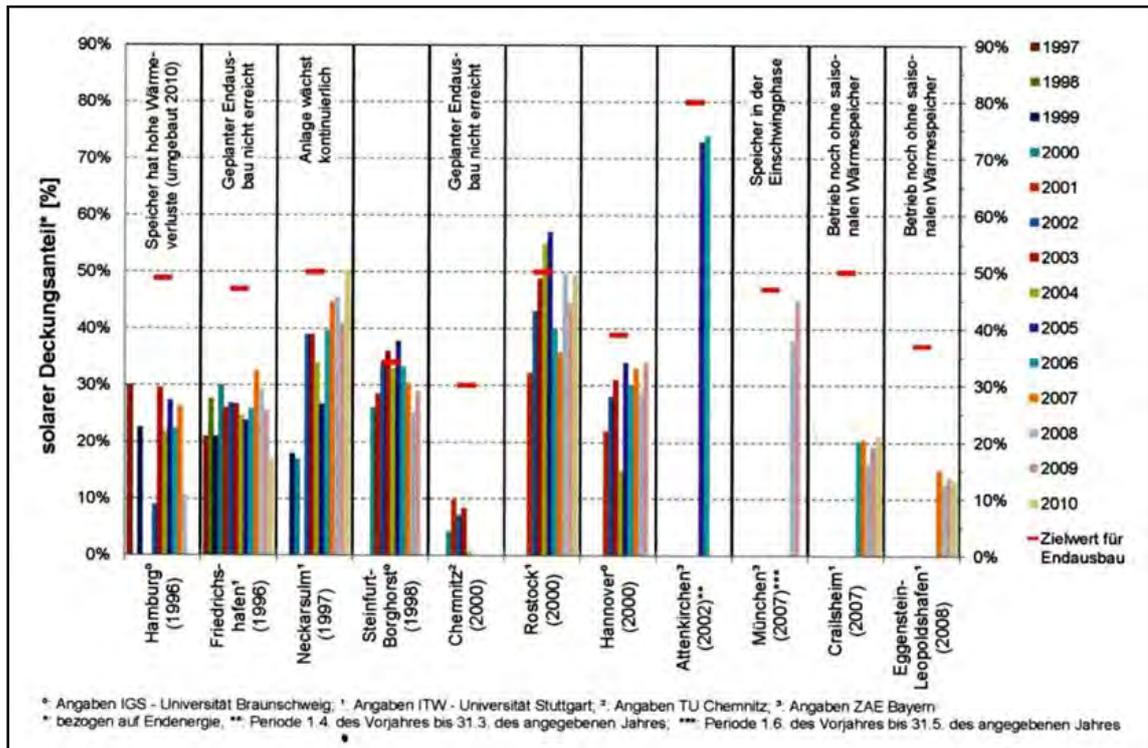


Abbildung 3-1: Vergleich gemessener und geplanter solarer Deckungsanteile der Pilotanlagen zur solaren Nahwärme mit saisonalen Wärmespeichern (Mangold, et al., 2013 S. 102).

Die drei neuesten Anlagen aus den Jahren 2007 und 2008 lassen noch keine endgültigen Aussagen zur Erreichung der Zielwerte zu, da sie sich in der Einschwingphase befinden oder noch keinen Wärmespeicher besitzen und somit nur direkte solare Erträge genutzt werden können. Für die Anlage in München zeichnet sich jedoch eine gute Entwicklung ab, da bereits im zweiten Betriebsjahr mit 45 % annähernd der Zielwert von 47 % erreicht wurde (Mangold, et al., 2013).

Kosten bisher realisierter Projekte

Bei allen Großspeichern zeigt sich mit zunehmender Größe ein starker Rückgang der spezifischen Baukosten. Zudem unterscheiden sich die Speichertypen bei den Kosten, bedingt durch die unterschiedlichen Bautechniken, erheblich voneinander.

Für besonders große Langzeitwärmespeicher kommen dabei vor allem aus wirtschaftlichen Gründen Aquifer-, Erdwärmesonden-, Erdbecken- sowie Kieswasserspeicher zum Einsatz. Die Auswahl des Speichertyps hängt hierbei im Wesentlichen von den geologischen und hydrogeologischen Bedingungen ab.

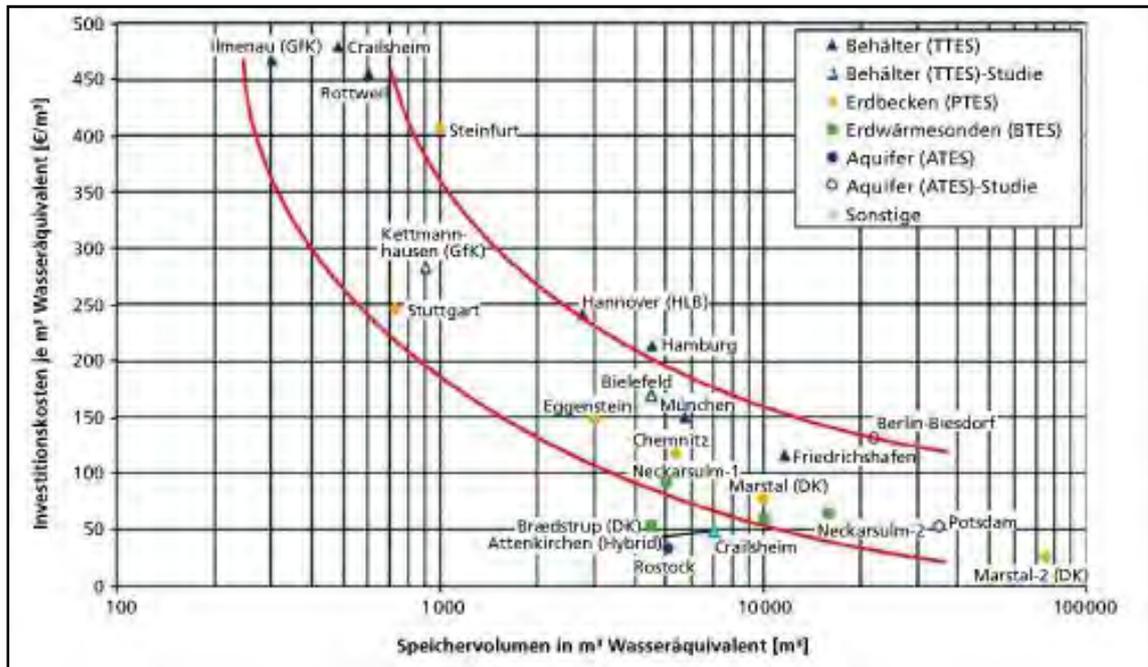


Abbildung 3-2: Spezifische Investitionskosten verschiedener ausgeführter Langzeitwärmespeicher (ohne Planungskosten und MwSt.) (Mangold, et al., 2013 S. 72).

In Abbildung 3-2 sind die spezifischen Speicherbaukosten der bisher gebauten und konzipierten saisonalen Wärmespeicher bezogen auf äquivalente Wasservolumen dargestellt. Aus den Trendkurven (rot) ist eine von der Speichertechnologie und –größe abhängige Kostendegression zu erkennen.

3.3 Projektbeispiel München

Die Anlage „Ackermannbogen“ in München soll im Folgenden genauer beschrieben werden, da sie sich in ihren Anlageneigenschaften (Heißwasserspeicher) und Dimensionen (2.300 MWh/a Wärmebedarf und 47 % angestrebter solarer Deckungsanteil) in der gleichen Größenordnung wie das im späteren Fallbeispiel beschriebene Vorhaben bewegt (siehe Kapitel 4.1). Zudem wurden in dieser Anlage Erkenntnisse aus anderen Pilotspeichern in betriebstechnische und konstruktive Maßnahmen umgesetzt, um eine maximale Ausnutzung des Speichers zu erreichen.

Anlagenkonzept

Zusätzlich zu den rund 2.900 m² Kollektor-Aperturfläche und einem 5.700 m³ großen Heißwasserspeicher ist eine Absorptionspumpe mit 1,4 MW_{th} zur Effizienzsteigerung eingesetzt. Bei Bedarf wird zudem über die ebenfalls seriell geschaltete Fernwärmeeinbindung die Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes sichergestellt. Die Restauskühlung des Fernwärme-Rücklaufs auf unter die zulässigen 50 °C erfolgt über eine Rücklaufanhebung des Nahwärmenetzes. Das vereinfachte hydraulische Schema der Anlage in München ist in Abbildung 3-3 dargestellt.

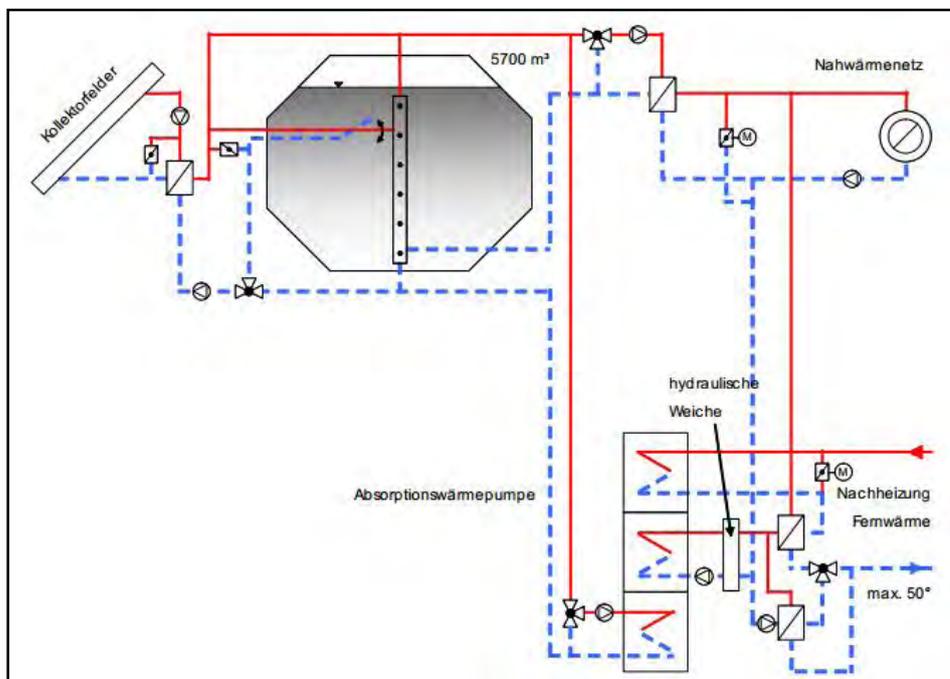


Abbildung 3-3: Schema des solaren Nahwärmesystems in München (Mangold, et al., 2001 S. 104).

Niedertemperatur-Gebäudetechnik

Der Schwerpunkt der Bemühungen lag auf einer möglichst geringen durchschnittlichen Netzzücklauftemperatur. Durch einen auf diesen Punkt abgestimmten Realisierungswettbewerb und ein Pflichtenheft wurden die Bauträger dahingehend sensibilisiert, so dass folgende Maßnahmen berücksichtigt wurden:

- Verbesserter Wärmeschutz (im Vergleich zur EnEV 2000)
- Wohnungsübergabestationen, die von der vertikal im Geschoss verteilten Nahwärmeleitung versorgt werden
- Trinkwasserversorgung im Durchflussprinzip und möglichst ohne Trinkwasserzirkulation
- Raumheizung mit großen Wärmeübertragerflächen, meist Fußbodenheizung oder Radiatoren mit nachgeschalteter Fußbodenheizung
- Groß dimensionierte Wärmeübertrager für niedrige Rücklauftemperaturen
- Differenzdruckregler in den einzelnen Netzsträngen für einen selbstständigen hydraulischen Abgleich der Wohnungsübergabestationen und Teilfelder der Kollektorflächen

Dadurch konnte bereits im ersten Betriebsjahr eine durchschnittliche Netzzücklauftemperatur von 30,7 °C erreicht werden.

Beton-Heißwasser-Wärmespeicher

Alle in Kap.2.3 vorgestellten vier Speichertypen wurden auf einen möglichen Einsatz hin überprüft. Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher schieden dabei aufgrund der Geologie am Speicherstandort aus. Erdwärmesondenspeicher können wegen eines Grundwasserleiters in etwa 8 m Tiefe nicht eingesetzt werden. Wegen des starken Gefälles und damit verbundenen hohen Fließgeschwindigkeiten des Grundwassers lässt sich auch keine Aquiferspeicher-Variante realisieren. Für die Integration der Wärmepumpe, die notwendige Temperaturschichtung im Speicher und die hohe Speicherbeladungs- und Entzugsleistung stellte sich der Heißwasserspeicher vorteilhaft gegenüber einem Kies-Wasser-Speicher dar. Zudem erwies sich der vor Ort befindliche Kies aufgrund seines hohen Kalkgehaltes als Speichermedium für nicht verwendbar, sodass der Wasserspeicher auch die wirtschaftlichste Variante darstellte.

Speicheraufbau

Als Heißwasserspeicher wurde ein wärmegeprägter Betonspeicher verwendet. Der Boden des Speichers besteht aus einem betonierten Kegelstumpf in einer etwa 5 Meter tiefen Baugrube. Unter dem Boden wurde eine Dämmung aus Schaumglasschotter (20 cm) eingebracht, da bisherige Speicher unerwartet hohe Wärmeverluste über den Behälterboden aufzeigten. Der auf dem Kegelstumpf ruhende 10 m hohe Zylinder besteht dabei aus Betonfertigteilen mit 16 cm Wandstärke, die auf der Innenseite mit Edelstahl (1,2 mm) ausgekleidet sind. Betonfertigteile kamen hier zum ersten Mal in Großspeichern zum Einsatz und tragen maßgeblich zur Kostenreduktion beim Speicherbau bei. Die Fertigteile wurden nacheinander aufgestellt, die Spalten ausbetoniert und vorgespannt. Auf den Zylinder wurde ein weiterer Kegelstumpf aus Fertigteilen mit Edelstahlauskleidung aufgesetzt. Insgesamt misst der Speicher in der Höhe etwa 16 Meter bei einem Innendurchmesser von etwa 24,5 Metern. Das Volumen von rund 6.000 m³ wurde mit 5.620 m³ Wasser bei 20 °C gefüllt, die sich im vollbeladenen Zustand bei 95 °C auf knapp 5.900 m³ ausdehnen.

Nach Aufstellung der Speicherteile wurden die Edelstahlbleche überlappend von innen verschweißt. Die Edelstahlschicht dient bei hohen Temperaturen als Wasserdampf-Diffusionssperre. Durch die beiden Kegelstümpfe ist die Speicherform dem optimalen A/V-Verhältniss einer Kugel (0,27 m²/m³) angenähert und beträgt 0,29 m²/m³ (siehe Kap. 0).

Die Speicherwände und der Speicherdeckel wurden mit Blähglasgranulat in einer Holzunterkonstruktion gedämmt. Die Dämmung nimmt dabei vertikal von unten (40 cm) nach oben (80 cm) zu. Durch eine vertikale Drainage wird die Speicherdämmung vor Erdfeuchtigkeit geschützt. Das aus Altglas hergestellte Blähglasgranulat nimmt bei Feuchteintritt keine Feuchte auf und behält dadurch seine Dämmeigenschaften bei. Trotz der relativ kostenintensiven Wärmedämmung und Edelstahlverkleidung ist der Beton-Fertigteilspeicher im Vergleich zu Speichervarianten der ersten und zweiten Generation (siehe Kap. 3.1) um etwa 20 Prozent günstiger bei gleichzeitig verbessertem Dämmverhalten des Speichers. Die spezifischen Investitionskosten für den Speicher belaufen sich dabei auf etwa 150 € pro Kubikmeter Speichervolumen. Der Bauablauf des Speichers ist bebildert in Anhang A1 dargestellt (Mangold, et al., 2013; Hauer, et al., 2013).

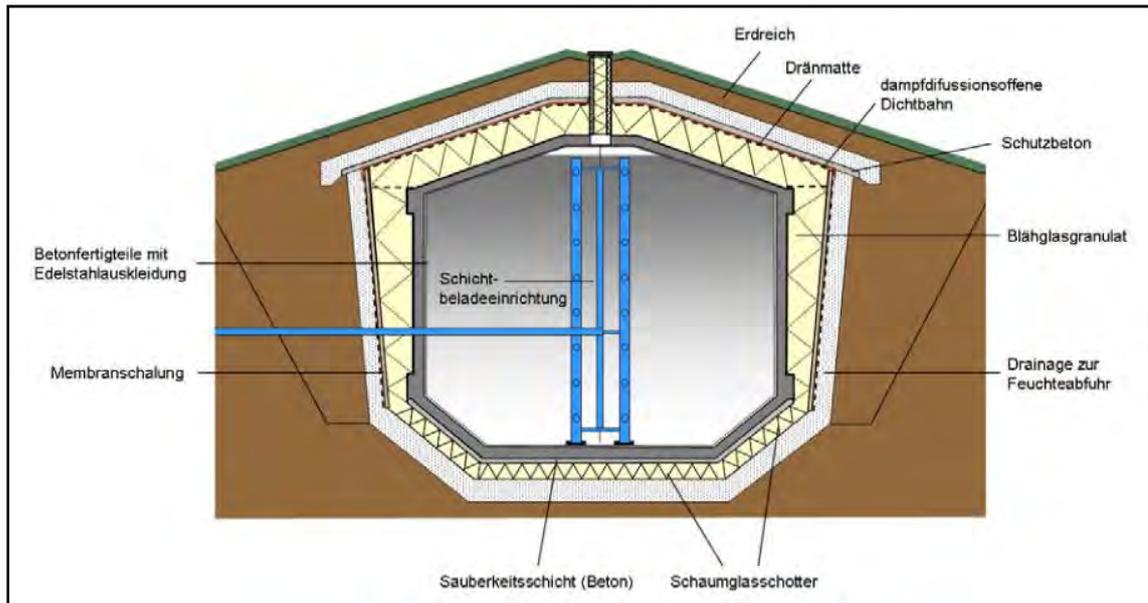


Abbildung 3-4: Querschnitt durch den Behälterspeicher in München (Mangold, et al., 2013 S. 108)

Speicherkonzept

Die Beladung des Speichers erfolgt ausschließlich über Solarwärme aus mehreren dach-integrierten Kollektorfeldern. Zur Entladung sind verschiedene Betriebszustände möglich. Wenn die Temperatur oben im Speicher über der Vorlauftemperatur des Nahwärmenetzes von 65 °C liegt, so erfolgt eine solare Direktversorgung. Bei Temperaturen zwischen 40 °C und 65 °C wird ebenfalls Wärme aus dem Speicher entnommen und über Fernwärme auf Netzzvorlauftemperatur angehoben. Erst unterhalb von 40 °C setzt die über die Fernwärme angetriebene Absorptionswärmepumpe ein. In diesem Temperaturbereich ist der Leistungsbedarf an die Wärmepumpe ausreichend hoch, um diese wirtschaftlich einsetzen zu können. In diesem Betriebszustand dient der Speicher als Niedertemperatur-Wärmequelle der Wärmepumpe. Damit kann der Speicher erheblich unter die Rücklauftemperatur des Nahwärmenetzes ausgekühlt werden. Das Speichervolumen wird aufgrund des höheren möglichen Temperaturhubs besser ausgenutzt und die verwendete Fernwärme von 1,0 kW wird auf 1,7 kW Nutzwärme gesteigert. Dabei stammen 0,7 kW aus Niedertemperaturwärme (Solarwärme) aus dem Speicher.

Schichtladeeinrichtung

Die Nutzwärmeentnahme erfolgt immer über die oberste und damit wärmste Schicht. Die Entnahme erfolgt durch eine sogenannte „feste Tasse“, die sich schwimmend gelagert knapp unter dem Wasserspiegel befindet. Um einen hohen solaren Nutzwärmeanteil zu erbringen, sieht das Speicherkonzept eine ausgeprägte Temperaturschichtung vor, sodass möglichst lange eine obere Speichertemperatur über 65 °C gehalten werden kann. Im Frühjahr wird dazu gezielt der obere Bereich des Speichers bis auf Netzvorlauftemperatur erhitzt, um eine Direktversorgung zu erreichen. Erst danach wird eine Speicherladung von oben nach unten durchgeführt. Dazu ist eine Schichtladeeinrichtung verbaut, die das Fluid beim Beladen in den Bereich gleicher Temperatur möglichst genau einschichtet. Durch eine in der Höhe variable Entnahmeeinrichtung (die sogenannte „mobile Tasse“) im oberen Drittel des Speichers kann das Puffervolumen variiert werden. Zu Beginn des Pufferspeicherbetriebes wird die Entnahme nach oben gefahren, um ein rasches Aufheizen des damit minimalen Puffervolumens von etwa 1.000 m³ zu erreichen. Mit steigenden Erträgen wird die Entnahmetasse von März bis Juni nach unten gefahren und das Speichervolumen somit auf etwa 2.300 m³ erhöht.

Zur Aufheizung des Pufferspeichers wird über die mobile Tasse Wasser aus dem Speicher entnommen, am Solarwärmeübertrager erhitzt und über den Schichtlader wiederum zugeführt. Am Ende des Pufferspeicherbetriebes wird im Juni die Entnahme zum „Durchladen“ von der mobilen-auf die feste Tasse am Boden des Speichers umgeschaltet. Durch den Pufferspeicherbetrieb lässt sich damit bereits im März eine solare Direktversorgung betreiben. Ohne den Pufferspeicher könnte zwar vergleichbar viel Wärme gespeichert werden, jedoch wären die solare Direktversorgung und damit der solare Deckungsanteil geringer.

Mit der Absorptionswärmepumpe kann im Winter auch unter der Netzurücklauftemperatur von etwa 30 °C ausgekühlt und die Speicherkapazität damit besser genutzt werden. Das von der Wärmepumpe ausgekühlte Wasser wird dabei unten in den Speicher eingeleitet.

3.4 Perspektiven

Bereits Mitte der 1980er Jahre begann man in Schweden und Dänemark damit, große bodenmontierte Solarthermieanlagen in Fernwärmenetze zu integrieren, um bestehende Gebäudekomplexe oder Wohnsiedlungen mit Wärme zu versorgen. Dabei wurden noch keine Langzeitspeicher mit den Solaranlagen kombiniert, was die solaren Deckungsanteile auf ein verhältnismäßig geringes Niveau von wenigen Prozentpunkten am Gesamtbedarf beschränkte. In Deutschland wurden hingegen ab Mitte der 1990er Jahre solarunterstützte Nahwärmenetze mit saisonalen Wärmespeichern gebaut und über viele Jahre hinweg wissenschaftlich begleitet. Auf europäischer Ebene wurde 2009 vom Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme (Solites) mit dem EU-Vorhaben „Solar District Heating in Europe“ eine internationale Kooperation zum Technologietransfer gegründet. Mehrere nationale Verbände von Wärmeversorgern wurden mit Experten aus dem Bereich der solarthermischen Großanlagen in ein Partnerkonsortium zusammengeführt, um neue Ansätze und Instrumente zur Markteinführung solarer Nah- und Fernwärme in Europa zu entwickeln. Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unterstützt dabei die deutsche Initiative.

Ein vorausschauendes und derzeit viel diskutiertes Konzept liegt in sogenannten Multifunktions-Wärmespeichern. Der Ausstieg aus der Atomenergie und der gleichzeitige rasante Ausbau der regenerativen Energien führen zu neuen Anforderungen im Energiesektor. So lassen sich bereits durch große Stromproduktionen im Sommer aus Photovoltaik und Windkraft die ersten konventionellen Großkraftwerke nicht mehr rentabel betreiben. In Dänemark wird heute schon ein relativ hoher Anteil der Stromproduktion regenerativ gedeckt, sodass bei Überangebot aufgrund des Vorrangs der rein regenerativen Stromerzeugung Anlagen mit fossil befeuerter Kraft-Wärme-Kopplung abgeschaltet werden müssen. Damit verschwindet auch die Wärmequelle für die bestehende Fernwärmeleitung. Über großvolumige, multifunktionale Wärmespeicher und große solarthermische Kollektorflächen könnte man hier eine wirtschaftliche Lösung zur Sicherstellung der Strom- und Wärmeversorgung ganzer Siedlungen und Städte realisieren (Mangold, et al., 2013).

Solch ein Speicherkonzept mit Mehrfachnutzung wurde in Deutschland erstmals in Hamburg-Bramfeld realisiert. Der 1996 als erster Pilotspeicher gebaute Heißwasserspeicher wurde 2010 grundsaniert und wird neben Solarwärme auch mit Abwärme aus

einem Müllheizkraftwerk mit Kraft-Wärme-Kopplung versorgt. Durch die Einbindung des Speichers in das Fernwärmenetz können Spitzenlasten gedeckt und somit auf fossil betriebene Heizkessel verzichtet werden. Das Netznutzungskonzept sieht beispielsweise eine direkte Einbindung von kleineren Solarthermieanlagen im Wärmenetz vor. Die eingespeiste Wärme lässt sich dabei mit einem Zeitversatz von bis zu acht Monaten nutzen. Die simple Einbindung der Solaranlagen führt dabei zu geringen Investitionskosten und einem günstigen Primärenergiefaktor für die Gebäude (Schmidt, et al., 2011).

Im Rahmen eines EU-Vorhabens gefördert, entstehen derzeit solar beladene saisonale Wärmespeicher in mehreren europäischen Ländern. In Deutschland wird neben weiteren Pilotanlagen zur solaren Nahwärme auch die Nachfrage nach großen Wärmespeichern steigen, die multifunktional in komplexe Wärme- und Stromerzeugungssysteme eingebunden werden können.

In Dänemark wurden die ersten Systeme dieser Art bereits realisiert, die eine Gesamtsystembetrachtung aus Sonne, Wärme, Kälte und Strom umfassen (Abbildung 3-5). Solche „Smart District Heating“-Systeme machen eine nahezu ausschließlich regenerative Wärme- und Stromversorgung möglich, bei der die schwankenden Strom- und Wärmeangebote über einen großen saisonalen Speicher auf ein wirtschaftliches Optimum abgestimmt werden. Prinzipiell erfolgt dabei der Betrieb nach dem in Tabelle 3-2 dargestellten Konzept.

Strompreis	Winter	Sommer
Hoch	KWK für Stromproduktion und günstige Wärme	KWK für Stromproduktion und günstige Wärme
Niedrig	Wärmepumpe für relativ günstige Wärme	Ausschließlicher Solarbetrieb für fast kostenlose Wärme
Sehr niedrig	Wärmepumpe für relativ günstige Wärme	Wärmepumpe für sehr günstige Wärme

Tabelle 3-2: Betriebskonzept des Smart District Heating-Systems in Dänemark (nach Beschreibung in Sørensen, 2011 S.7).

Durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) kann wirtschaftlich Strom generiert werden, da die Anlage auch zur Spitzenlastdeckung genutzt werden kann. Durch die Wärmepumpe (WP) kann günstig aus regenerativem Strom das Temperaturniveau im Speicher angehoben und damit die Speicherkapazität erhöht werden. Die Solarthermie ist durch eine starke Marktkonkurrenz und bodenmontierte Kollektorfelder günstig

(unter 200 €/m²) im Vergleich zu anderen konventionellen Wärmequellen wie etwa die besteuerte Erdgasbefuerung. Der saisonale Wärmespeicher ermöglicht in dem System die Kombination der einzelnen Energieerzeuger und gibt dem System damit die nötige Flexibilität. Durch eine einfache und groß dimensionierte „Solarteich“-Konstruktion sind die spezifischen Speicherkosten sehr gering (20-30 €/m³) und die Speicherverluste aufgrund des guten O/V-Verhältnisses relativ gering (Sörensen, 2011).

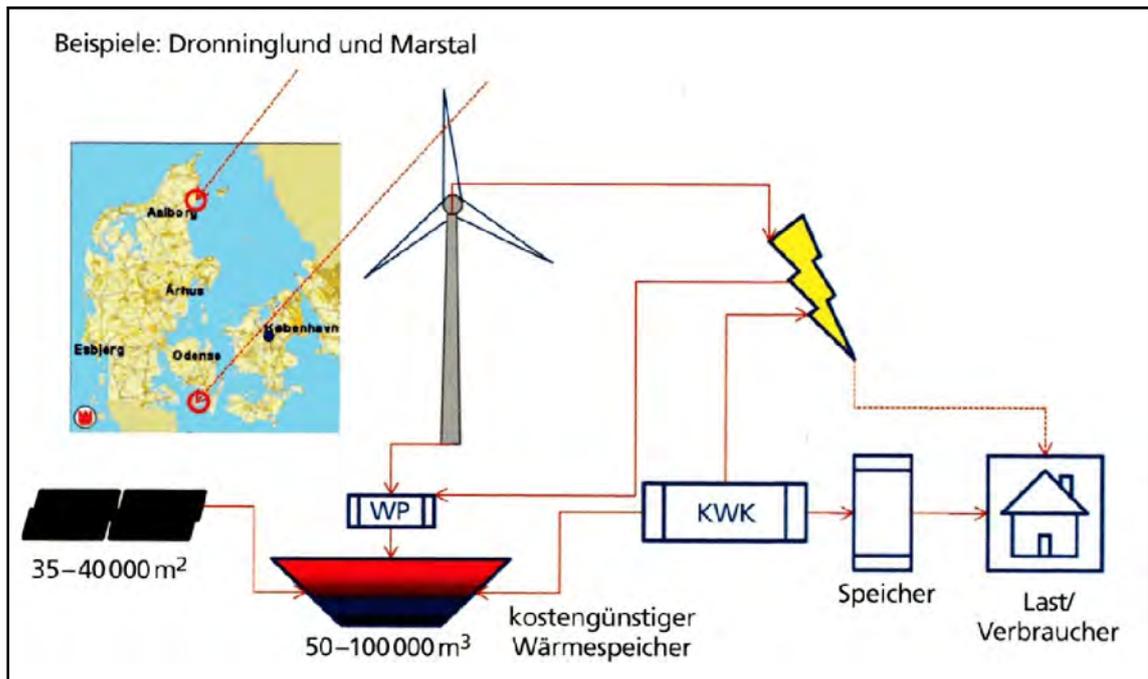


Abbildung 3-5: Konzept des „Smart District Heating“ in Dänemark (WP: Wärmepumpe, KWK: Kraft-Wärme-Kopplung) (Mangold, et al., 2013 S. 136)

3.5 Rechtliche Aspekte bei der Realisierung

Normen und Richtlinien

Große thermische Solaranlagen und saisonale Wärmespeicher sind bisher noch nicht durch technische Regeln und Normen beschrieben, da sich die Technologie noch in der Entwicklungsphase befindet. Einige technische Regeln sind jedoch spezifisch für diese Technologien anwendbar:

DIN EN 12975-12977

Produktnormen für Solarkollektoren und industriell gefertigte Solarthermie-Systeme. Große Kollektorfelder und deren Eigenheiten sind mit dieser Norm nicht abgedeckt.

VDI 6002

Richtlinie zur solaren Trinkwassererwärmung. Der Markt für solarthermische Großanlagen zeigt eine Vielzahl möglicher Erwärmungssysteme auf, die in dieser Richtlinie nicht berücksichtigt sind.

RAL GZ 966

Ein freiwillig vereinbartes Gütezeichen für die Qualitätsbeschreibung einer Solarenergieanlage.

VDI 2169

Funktionskontrolle und Ertragsbewertung an solarthermischen Anlagen. Diese Richtlinie ist anwendbar für alle Größen von Solaranlagen.

Für Saisonalspeicher bestehen bisher keine spezifischen Normen. Hier können lediglich Erfahrungsberichte aus realisierten und langjährigen wissenschaftlich betreuten Projekten bei der Planung neuer Speicher herangezogen werden. Auf der Wissensplattform www.saisonalspeicher.de können die Konzepte und Berichte eingesehen werden.

Probleme mit bestehenden Normen und Richtlinien

Gerade bei Behälter-Wärmespeichern der neuesten Generation wurden einige Fehlanwendungen bestehender Normen und Richtlinien deutlich. So wurde beispielsweise das im Hochbau übliche, an DIN-Normen angelehnte Berechnungsverfahren für die Wasserdampfdiffusion und Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung angewendet. Diese Normen gelten jedoch nicht für den relativ hohen Temperaturbereich von Heißwasserspeichern, sodass es zu starken Abweichungen im Dämmverhalten kam. Auch für die statische Berechnung der Speicher kann aufgrund der Temperaturabhängigkeit der Eigenschaften der Baustoffe nicht auf bestehende Normen und Kennwerte zurückgegriffen werden. Zusätzlich stellen die Be- und Entladungsvorgänge dynamische Belastungen für die Baustoffe dar. Darum sind dünnere und oftmals auch kostensparende Konstruktionen meist zu bevorzugen, da sie thermische Belastungen statisch besser ausgleichen können. Komplexe Berechnungen der Statik, die diese Vorgänge berücksichtigen, sind klassischen Berechnungen nach EN-Tabellen daher vorzuziehen.

3.6 Dimensionierungsrichtlinien

Die Auswahl des Speichertyps geschieht wie beschrieben über die geologischen und hydrogeologischen Bedingungen am Standort. Abhängig von der Speichertechnologie lassen sich nach Tabelle 3-3 folgende allgemeine Dimensionierungsbereiche auf Grundlage von Modellsimulationen und Erfahrungswerten in Pilotprojekten festlegen.

KenngroÙe	Wertebereich	Einheit/Erläuterung
Solarkollektorfläche	1,4 - 2,4	m ² Kollektorfläche pro MWh Wärmebedarf
	0,12 - 0,2	m ² Kollektorfläche pro m ² beheizte Nutzfläche
Solare Nutzenergie	230 - 350	kWh Nutzenergie pro m ² Flachkollektor und Jahr
Solarer Deckungsanteil	40 - 60	% des Gesamtwärmebedarfs
Wärmespeichervolumen	1,4 - 2,1	m ³ Wärmespeichervolumen pro m ² Kollektorfläche

Tabelle 3-3: Auslegungsrichtlinie für solarunterstützte Nahwärmanlagen (Mangold, et al., 2013 S. 129; Mangold, et al., 2001 S. 3)

4 Praxisbeispiel

4.1 Das Bauprojekt

Die HafenCity

Das im Fallbeispiel beschriebene Bauprojekt befindet sich in der HafenCity Hamburg und ist eines der derzeit größten innerstädtischen Entwicklungsprojekte Europas. Auf rund 60 ha Nettobauland entstehen seit dem Jahr 2000 ca. 2,3 Mio. m² Bruttogeschossfläche. Es ist eine gemischte Nutzung mit insgesamt 6.000 topologisch unterschiedlichen Wohnungen für etwa 12.000 Einwohner und 45.000 Arbeitsplätze in den Bereichen Dienstleistung, Handel, Gewerbe, Kultur und Wissenschaft vorgesehen. Von der ausgeschriebenen Baufläche befinden sich ca. 70 % in der Bauausführung oder sind bereits fertiggestellt (Auslobung, 2013).

Baufeld 34 15 und 16

Das Bauprojekt wird auf dem letzten unbebauten Baufeld des nördlichen Überseequartiers in der zentralen HafenCity realisiert (siehe Abbildung 4-1). Es wurde als Architektenwettbewerb ausgeschrieben, nachdem folgende Grundbedingungen zu erfüllen sind: Das etwa 6.400 m³ große Areal wird in zwei Bauabschnitte – BF 34/15 (ca. 2.100 m²) und BF 34/16 (ca. 4.300 m²) – aufgeteilt (Abbildung 4-2) und soll ungefähr 30.500 m² oberirdische Bruttogeschossfläche (BGF) umfassen.

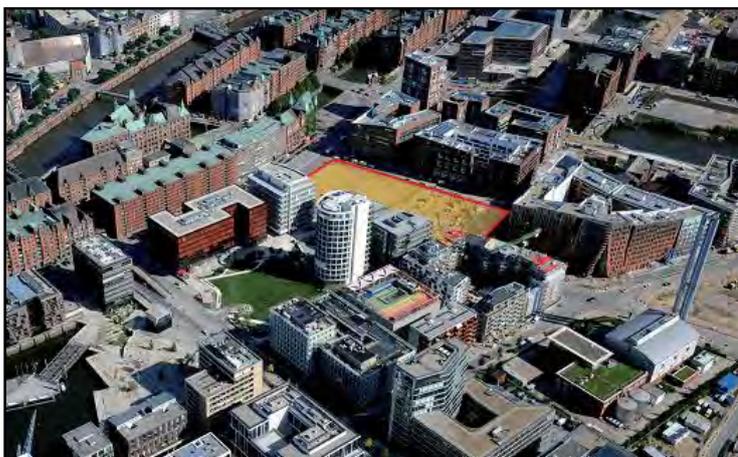


Abbildung 4-1: Luftaufnahme der zentralen HafenCity, nördliches Überseequartier mit Baulücke BF 34 (gelb markiert) (Auslobung, 2013 S. 14)



Abbildung 4-2: Realteilung des Baufeldes 34/15 mit Kino/Gästehaus (blau) und 34/16 mit Wohnungsbau (orange, türkis und gelb) (Auslobung, 2013 S. 22)

Zum Architektenwettbewerb wurde von dem Hamburger Investor ein Blueprint ausgegeben, d. h. ein vorläufiger Bauplan, in dem die Gebäudestruktur und deren Aufteilung dargestellt sind.

Der benötigte Gesamtenergiebedarf (Heiz- und Trinkwarmwassererwärmung) des Gebäudekomplexes wurde auf Grundlage der im Blueprint ausgewiesenen Flächen und Nutzungsarten in Anlehnung an DIN V 18599² über das Berechnungstool EnerCalc³ berechnet. Zur Beschreibung der Gebäudehülle (Glasflächen und Dämmung) wurden Vorgaben aus den Auslobungsunterlagen und nach den Anforderungen der HafenCity-Nachhaltigkeitszertifizierung angenommen.

² DIN V 18599: Energetische Bewertung von Gebäuden. Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung

³ EnerCalc Version 2013: Vereinfachte Energiebilanzen nach DIN 18599

Nachhaltiges Bauen und das Umweltzeichen HafenCity

Im Jahr 2000 wurde ein Masterplan für die Gestaltung der HafenCity Hamburg entworfen, der auch Nachhaltigkeitsaktivitäten berücksichtigt. Da bis zu diesem Zeitpunkt in Deutschland kein Zertifizierungssystem für Gebäude bestand und die bestehenden Systeme aus dem Ausland schwer auf die spezifischen Bedingungen übertragbar waren, wurde ein HafenCityZertifizierungssystem entwickelt. Das 2007 eingeführte System mit dem Namen "Umweltzeichen HafenCity" (Zertifizierung in „Gold“ und „Silber“) stellt damit das erste standardisierte Zertifizierungssystem für nachhaltige Gebäude in Deutschland dar. Die darin festgelegten Bewertungskriterien sind in Anhang B1 dargestellt.

Bereits in den Auslobungsunterlagen sind die Anforderungen des Zertifizierungssystems berücksichtigt. Die Gebäudekubatur soll beispielsweise kompakt und geschlossen gestaltet werden, um ein günstiges A/V-Verhältnis zu erreichen. Anteile an regenerativen Energien sollen über die gesetzlichen Vorgaben hinaus ergänzend zur Nutzung der Fernwärme in Form von Geothermie oder Solarthermie realisiert werden. Für die Bauteile der Gebäudehülle sind die geforderten Referenzwerte der EnEV 2014 einzuhalten. An dieser Stelle ist anzumerken, dass selbst die erhöhten Anforderungen der EnEV 2014 im Vergleich zur bisher gültigen EnEV 2009 unterhalb der geforderten Wärmedurchgangskoeffizienten und des Gesamt-Primärenergiebedarfs gemäß der HafenCity Umweltzertifizierung liegen.

Sowohl das Wohn-, als auch das Hotelgebäude sollen dem Gold-Standard des Umweltzeichens entsprechen. Zur Erlangung des Umweltzeichens in Gold setzt in jedem Falle Kategorie 1 („Nachhaltiger Umgang mit energetischen Ressourcen“) gemäß den Gold-Kriterien voraus. In den Kategorien 2 und 5 soll ebenfalls der Gold-Standard und in den Kategorien 3 und 4 der Silber-Standard erfüllt werden. Die fünf Kategorien und deren jeweiligen Anforderungen können Anhang B2 entnommen werden. Zur Zertifizierung müssen mindestens drei der fünf Kriterien nach Silber- bzw. Gold-Standard erfüllt werden. Die Erfüllung der Kategorie 1 „Nachhaltiger Umgang mit energetischen Ressourcen“ ist obligatorisch. Solare Erträge zur Deckung des Warmwasser- und Heizenergiebedarfs können dabei für die Erfüllung der Anforderungen in der Kategorie 1 angerechnet werden. Laut Kategorie 1 des Zertifizierungssystems muss der Gesamt-Primärenergiebedarf für die Wohnbereiche um 45 % und für die Hotel- und Handelsbe-

reiche (Variante 1) um 30 % unter den Anforderungen der EnEV 2009 liegen (siehe Anhang B2) (HafenCity, 2010).

Nach dem Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (EEWärmeG, 2011) müssen neue Gebäude zudem den Wärme- und Kältebedarf teilweise regenerativ decken. Die Anteile sind in Tabelle 4-1 nach Angaben des EEWärmeG gelistet. Zudem sind die Anforderungen auch durch Erfüllung von oder Kombination mit „Ersatzmaßnahmen“ (EEWärmeG §7) möglich. Ersatzmaßnahmen sind dabei der Einsatz von Fernwärme aus mindestens 50 % Kraft-Wärme-Kopplung oder aus Abwärme. Zudem erfüllt die Unterschreitung des Jahres-Primärenergieangebotes und der gültigen Anforderungen an die Wärmedämmung um 15 % die Gesetzesanforderungen.

Erneuerbare Energien	mind. Deckungsanteil (Wärme/Kälte)
Solare Strahlungsenergie	15 %
Gasförmige Biomasse	30 %
Flüssige und gasförmige Biomasse	50 %
Geothermie und Umweltwärme	50 %

Tabelle 4-1: Anteile Erneuerbarer Energien bei neuen Gebäuden nach EEWärmeG §5 (Stand 2011)

4.2 Konzeptionierung des solarunterstützten Wärmespeichersystems

Zur Konzeptionierung des Kollektorfeldes und des saisonalen Wärmespeichers wird zuerst der Standort auf seine Eignung hin untersucht und die passende Speichertechnologie gewählt. Danach wird der Gesamtenergiebedarf des Gebäudes über das Berechnungstool „EnerCalC“ bestimmt. Anhand dieser Ergebnisse wird schließlich das Kollektorfeld-Speicher-Konzept dimensioniert, wozu das SDH-Tool⁴ von Solites eingesetzt wird (siehe Kapitel 4.4).

Auswahl der Speichertechnologie

Als Speichertechnologie stehen insgesamt vier durch Pilotanlagen erprobte Technologien zur Verfügung (siehe Kapitel 2.3). Aufgrund der geologischen Gegebenheiten des Bauprojektes im Hafengebiet und des stark begrenzten Platzangebotes kann nur ein Heißwasser-Tankspeicher sinnvoll eingesetzt werden. Bei der Auswahl scheiden die Aquiferspeicher aus, da die hydrogeologischen Bedingungen mit einer nach oben und unten abgeschlossen stehenden Wasserschicht nicht gegeben sind. Aus Bohrungen in umliegenden Grundstücken ist bekannt, dass der Untergrund das Grundwasser beeinflusst und aus wasserdurchlässigen, gerölligen Schichten aufgebaut ist. Ein Erdsondenspeicher stellt ebenfalls recht hohe Anforderungen an diese geologischen Bedingungen. Durch das wasserdurchlässige und von Strömungen beeinflusste Erdreich ist ein Einsatz dieser Technologie mit hohen Risiken bei der Ertragsplanung verbunden. Ein Erdbeckenspeicher ist kaum von den geologischen Gegebenheiten abhängig, da es sich um einen wärmegeprägten Speicher handelt, jedoch benötigt er mehr Platz als Behälterspeicher sowie geeignetes Füllmaterial (Kies), um kostengünstig umgesetzt werden zu können. Der rundum gedämmte Tankspeicher ist als einzige Technologie nahezu unabhängig von geologischen Bedingungen. Er wird entweder erdvergraben oder ist zu etwa einem Drittel vergraben und zu einem Erdhügel rundum aufgeschüttet.

Auswahl des Speicher-Standortes

Der saisonale Heißwasser-Wärmespeicher kann aufgrund der sehr eingeschränkten Platzverhältnisse auf dem Baufeld und der Unterkellerung nur auf einem anderen

⁴ Solar District Heating OnlineBerechnungstool (<http://www.sdh-online.solites.de/>)

Grundstück untergebracht werden. Ein in direkter Nähe (etwa 120 m Entfernung) befindlicher Park eignet sich für die Platzierung des Speichers (siehe

Abbildung 4-3: Der “Sandtorpark“ als möglicher Speicher-Standort (Richtung Osten) und

Abbildung 4-4). Da sich das Bauprojekt im Hafengebiet befindet, ist der Grundwasserstand von der Tide beeinflusst. Aus dem topographischen Profil (Anhang C1) ist zu erkennen, dass sich das für den Speichereinsatz ausgewählte Gebiet “Sandtorpark“ auf etwa + 7,0 m ü. NN befindet. Nach Angaben der Hamburger Umweltbehörde liegt der Hochwasserstand an der Norderelbe bei etwa 2 m ü. NN. Demnach wird dieser maximale Pegelstand als maximale Tiefe für das Fundament beim Speicherbau festgelegt.. Zudem sollte die Speicherdämmung entsprechend havariesicher gestaltet werden, falls es zu Überflutungen kommt (siehe Beschreibungen in Kapitel 3.1 zum Entwicklungsstand der Speicherdämmung).



Abbildung 4-3: Der “Sandtorpark“ als möglicher Speicher-Standort (Richtung Osten)

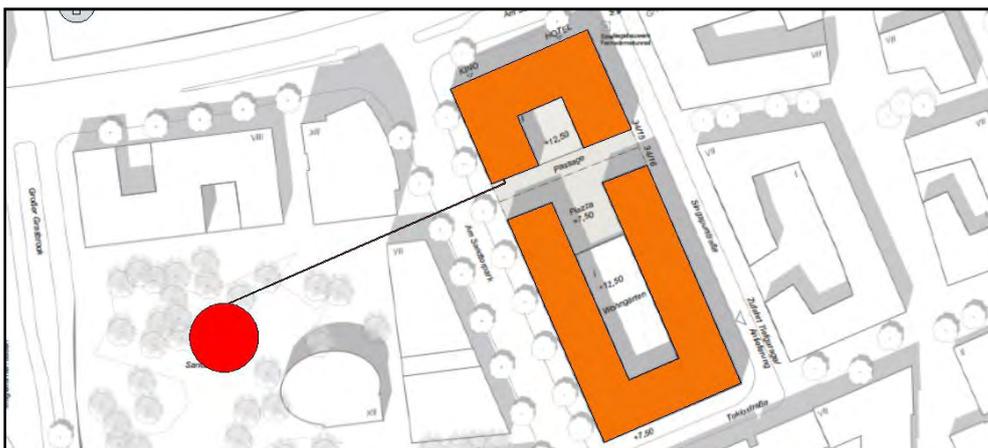


Abbildung 4-4: Draufsicht auf Dachfläche zu solarthermischen Nutzung (orange) und den etwa 120 m entfernten saisonalen Tankspeicher (rot).

Für den Einsatz der Kollektorfelder wird sich das Flachdach des Gebäudes sehr gut eignen. Die bestehende Umgebungsbebauung besitzt eine maximale Gebäudehöhe von rund 33 m ü. NN, womit eine Verschattung ausgeschlossen werden kann. Die nutzbare Dachfläche wird sich jedoch aufgrund der dort geplanten Technikzentralen drastisch verkleinern, was bei der Auslegung des Kollektorfeldes Berücksichtigung findet.

4.3 Tool zur Bestimmung des Wärmebedarfs

Für die Dimensionierung des Kollektorfeld-Speicher-Systems ist zuerst die Kenntnis des Gesamtwärmebedarfs an Endenergie des Gebäudes notwendig. Dieser Bedarf wurde unter Berücksichtigung der Angaben in den Auslobungsunterlagen des Architektenwettbewerbes und aus dem dazugehörigen Planungskonzept (Blueprint) ermittelt. Angaben zur Gebäudetechnik wurden dem Energiedesign-Konzept des Planungsbüros DS-Plan⁵ entnommen (DS-Plan, 2013). Für bislang nicht festgelegte Gebäudespezifikationen wurden Referenzwerte der EnEV 2009 und der HafenCity-Zertifizierung angenommen.

Zur Berechnung des Gesamtwärmebedarfs des Gebäudes wurde das Berechnungstool „EnerCalC“ verwendet. Mit dem Berechnungstool lässt sich der Endenergiebedarf eines Gebäudes in Anlehnung an die DIN V 18599 bestimmen. Die DIN V 18599 bietet ein Bilanzierungsverfahren zur Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung. Dabei verfolgt sie den integralen Ansatz, um den Baukörper, dessen Nutzung und die Anlagentechnik unter Berücksichtigung der gegenseitigen Wechselwirkungen zu bewerten. Damit lässt sich eine genaue Einordnung des Gebäudes hinsichtlich Energieeffizienz, Umweltauswirkung und Wärmeschutzklasse im Vergleich zu einem nach Randbedingungen der EnEV 2009 generierten Referenzgebäude vornehmen. Die Ergebnisse lassen sich damit in einen größeren Kontext setzen, um mögliche weitere Effizienzsteigerungsmaßnahmen zu lokalisieren.

Aufgrund der komplexen und zeitaufwendigen Handhabung der umfangreichen Norm, wurde, 2011 im Rahmen einer Dissertation das vereinfachende Berechnungstool „EnerCalC“ entwickelt.

⁵ DS-Plan: DS-Plan Ingenieurgesellschaft für ganzheitliche Bauberatung und Generalfachplanung mbH, Stuttgart

Mit diesem Berechnungstool entfällt die sehr aufwendige energetische Zonierung von Nichtwohngebäuden und die damit verbundene zeitintensive Hüllflächenerstellung der Zonen.

Stattdessen erfolgt die Erfassung der Gebäudehüllfläche in Anlehnung an ein 1-Zonen-Modell, während die energetische Bilanzierung anteilig zur Nutz- und Hüllflächen der jeweiligen Zonen erfolgt.

Im Rahmen der Dissertation wurden 11 Gebäude energetisch bilanziert und die Ergebnisse mit detaillierten Bilanzierungsprogrammen validiert. Die durchschnittliche Abweichung im Vergleich zu den Ergebnissen aus den Programmen „Energiepass-Helena“⁶ und „Solar-Computer Programmpaket B.54“⁷ zur Erstellung von energieausweisen betrug dabei etwa 1 %.

Des Weiteren wurden die Berechnungsergebnisse bezüglich des Heizenergiebedarfs mit Erfahrungswerten von DS-Plan plausibilisiert und sind damit für die erste Machbarkeitsstudie ausreichend genau bestimmt.

4.3.1 Eingabe im Tool

Die Eingabe in das Berechnungstool „EnerCalc“ erfolgt in fünf Schritten:

1. Eingabe der Gebäudehüllflächen
2. Eingabe gebäudebezogener Parameter
3. Eingabe zonenbezogener Parameter
4. Angaben zu Anlagentechnik
5. Angaben zur Photovoltaik und Solarthermie

Eine Übersicht der Einträge mit Anmerkungen kann der Tabelle in Anhang C2 entnommen werden. Die dabei für die Gebäudehülle festgelegten Werte wurden dem nach dem Planungskonzept erstellten 3D-Gebäudehüllenmodell entnommen (siehe Abbildung 4-5). Die Gebäudehüllfläche wird dabei nach beheizten und nicht beheizten Bereichen unterteilt. Die nicht beheizten Bereiche sind im Fallbeispiel die zwei unterirdischen Tiefgaragenschosse (rechteckiger unterer Teil in Abbildung 4-5).

⁶ Energiepasse-Helena Version 5.0, Energetische Bilanzierung von Wohn- und Nichtwohngebäuden nach DIN V 18599

⁷ Programmpaket B.54, Energetische Bilanzierung nach DIN V 18599 Nichtwohngebäude, Solar-Computer GmbH

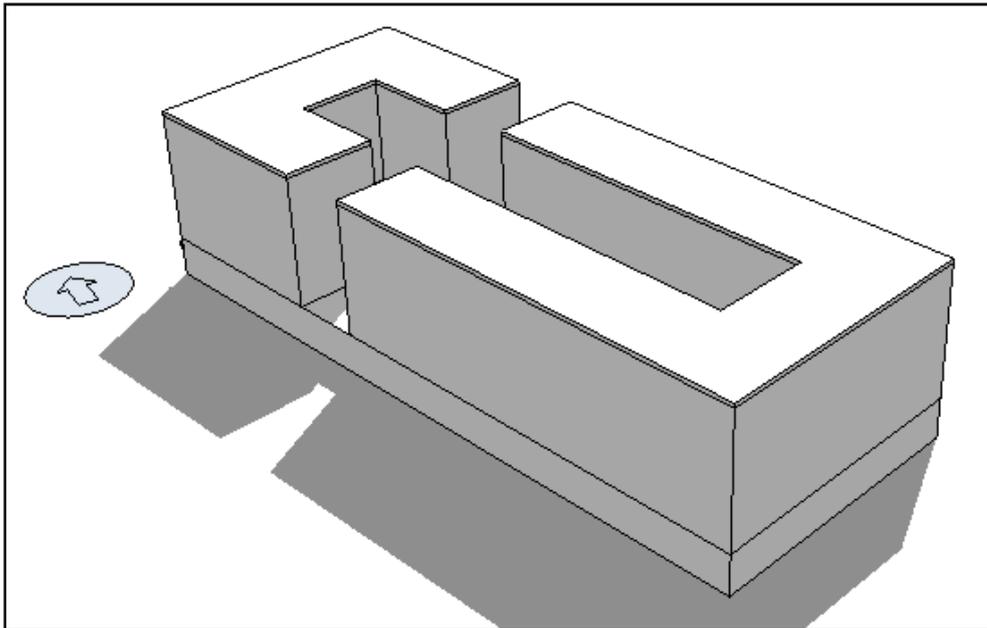


Abbildung 4-5: Gebäudehüllenmodell des Gebäudekomplexes HC 34-15/16

Zur Eingabe *gebäudebezogener Parameter* werden allgemeine Gebäudedaten wie Standort und Dämmstandard abgefragt. Zudem sind Angaben zu Sonnenschutz und Lüftungsanlage möglich.

Zur Eingabe *zonenbezogener Angaben* werden die einzelnen Nutzungsprofile nach DIN 18599 Teil 10 und deren Fläche gelistet (siehe Tabelle 4-2). Die Flächenanteile wurden dabei aus Angaben und Unterteilungen der Nutzflächen gemäß den Zeichnungen des Planungskonzeptes ermittelt (siehe Abbildung 4-6). Zudem werden Angaben zur Heizung und Kühlung sowie Beleuchtung und Lüftung der einzelnen Profile abgefragt.



Abbildung 4-6: Grundriss von OG 2-6, Nutzung als Hotel (gelb) und Wohnung (blau) (Auslobung, 2013 S. 5)

Gebäude HC 34-15/16		
Thermische Gebäudehüllfläche		23.640 m ²
Fensterflächenanteil		60 %
Gebäudevolumen		115.114 m ³
A/V-Verhältnis (inkl. Tiefgarage)		0,27 1/m
Energiebezugsfläche		26.214 m ²
Zonierung und Nutzungsprofile		
Sitzung	0,8 %	261 m ²
Einzelhandel	6,5 %	2.199 m ²
Hotel	14 %	4.800 m ²
Restaurant	1 %	336 m ²
WC, Sanitär	0,4 %	131 m ²
Sonstige Aufenthaltsräume	2,3 %	790 m ²
Verkehrsflächen	11 %	3.807 m ²
Lager, Technik	3,5 %	1.187 m ²
Zuschauer (Kino)	3,3 %	1.122 m ²
Wohnen (Mehrfamilienwohnung)	34 %	11.580 m ²
Parkhaus (Tiefgarage)	23 %	7.749 m ²
Summe Zonenfläche		33.963 m ²

Tabelle 4-2: Übersicht der wesentlichen Gebäudedaten

Danach folgen Angaben zur *Anlagentechnik*. Neben Angaben zur Kälte- und Heizwärmeerzeugung werden der Bedarf und die Art der Trinkwasserbereitung abgefragt. Des Weiteren lässt sich bei dem Tool der Einsatz einer Solarthermieanlage und einer Photovoltaikanlage berücksichtigen. Für das Fallbeispiel werden hier keine Angaben gemacht, da die Systemlösung mit großer Solaranlage und Wärmespeicher durch das Tool nicht berücksichtigt werden kann.

4.3.2 Ergebnisse des Tools

Der über das Tool berechnete Wärmebedarf für das Gebäude beträgt etwa 80 kWh/m²a bezogen auf die beheizte Nutzfläche bzw. Energiebezugsfläche (EBF) (siehe Abbildung 4-7 links). Davon werden etwa 60 % der Wärme für die Heizung (49 kWh/m²a) und etwa 40 % für die Trinkwassererwärmung (31 kWh/m²a) benötigt. Der verhältnismäßig hohe Wert für die Trinkwarmwasserbereitung erklärt sich durch die Nutzungsprofile Hotel und Restaurant, die mit einer ganzjährig hohen Nachfrage an Warmwasser rund 70 % des Bedarfs ausmachen.

Bei der ökologischen Betrachtung nach den in Tabelle 4-3 angegebenen Primärenergie- und Emissionsfaktoren verschieben sich diese Verhältnisse aufgrund der geringen Emissionen der Fernwärme im Vergleich zum Strom. Fernwärme verursacht etwa 48 % der Emissionen, der Strombedarf etwa 52 % (siehe Abbildung 4-7 rechts).

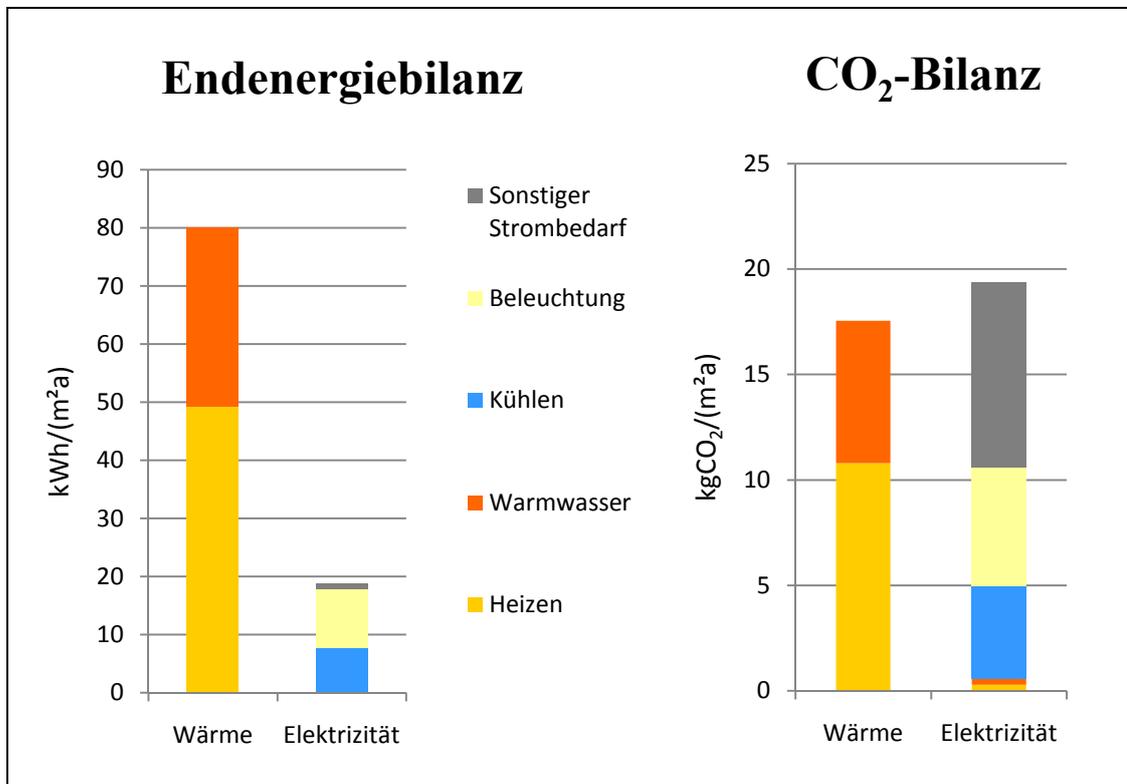


Abbildung 4-7: Berechneter Endenergiebedarf an Wärme und Elektrizität sowie CO₂-Emissionen

Über die Energiebezugsfläche (beheizte Nutzfläche ohne Tiefgarage) von 26.213 m² ergibt sich ein jährlicher Gesamtenergiebedarf an Wärme von etwa 2.100 MWh. Der Bedarf verteilt sich dabei über ein Jahr nach Abbildung 4-8 und wird unter Berücksichtigung der klimatischen Bedingungen am Standort Hamburg erstellt. Der Mindestbedarf liegt dabei bei etwa 2,5 kWh/m²M im Sommer (nur Trinkwarmwasser-Erwärmung) und etwa 13 kWh/m²M im Winter (Januar).

Zur Betrachtung der Ökologie wurde der Primärenergiefaktor der Fernwärme in Hamburg nach Angabe der Zertifizierung durch die TU-Dresden (Felsmann, 2012, TU-Dresden) festgelegt. Die Faktoren für den Strom sind den Anhängen 2 und 4 der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (Stand Februar 2013) des Umweltbundesamtes entnommen. Diese Faktoren werden ebenfalls im Berechnungstool

zur Ertragsberechnung des Kollektorfeld-Speicher-Systems verwendet (siehe Kapitel 0). Die Primärenergiefaktoren können Tabelle 4-3 entnommen werden. Zudem sind für die Ökologische Betrachtung die Umweltfaktoren als CO₂-Äquivalente angegeben.

Energieträger	Primärenergiefaktoren	Umweltfaktoren CO ₂ -Äquivalent
	kWh _{Prim} /kWh _{End}	gCO ₂ /kWh _{End}
Fernwärme		
Fernwärme aus KWK (fossiler Brennstoff)	0,57	219
Strom		
Allgemeiner Strommix (Strombezug)	2,6	563

Tabelle 4-3: Primärenergie- und Umweltfaktoren für Energieträger

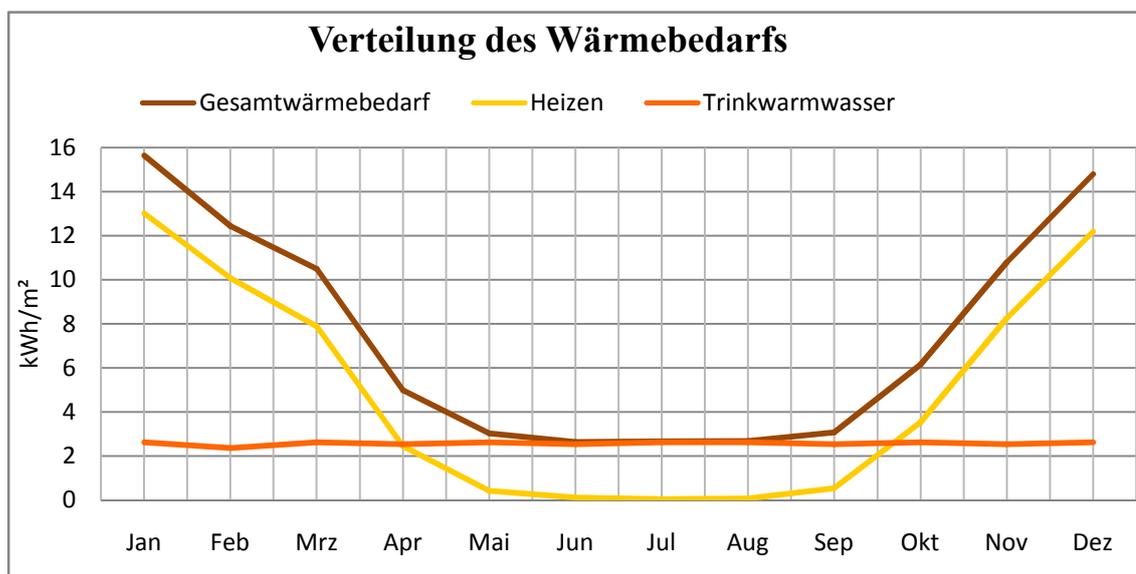


Abbildung 4-8: Verlauf des monatlichen Wärmebedarfs zur Heizung und Trinkwarmwasser (TWW)-Erwärmung nach EnerCalc.

Der Heizwärmebedarf wird vom Berechnungstool mit etwa 1.000 kW angegeben, was einer spezifischen Heizleistung von 39 W/m² EBF entspricht. Für die folgende Auslegung der Nachheizung im Fallbeispiel wird der errechnete Wert aus der Ertragsberechnung des Solites-Tools mit 870 kW angesetzt. Dieser Wert bezieht sich auf ein im Grundwärmebedarf abweichendes Wärmebedarfsprofil (siehe 4.4). Die damit zu erwartende Abweichung der Systemleistung ist durch ein Überangebot an Solarwärme in den Sommermonaten als gering einzuschätzen.

4.4 Tool zur Bestimmung der Systemleistung

Um ein Kollektorfeld und einen saisonalen Speicher zu dimensionieren, ist eine möglichst genaue Kenntnis des Systemverhaltens und des Verbrauchsprofils erforderlich. Dazu sollte dynamische Simulationen des Gesamtsystems durchgeführt werden.

Um eine valide Aussage zu dem Systemverhalten geben zu können, wird deswegen ein Online-Berechnungstool von Solites -Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme- auf Grundlage eines dynamischen TRNSYS-Modells⁸ genutzt. Das Solites hat ein Großteil bereits realisierter Projekte zur saisonalen Wärmespeicherung wissenschaftlich betreut. Auf Grundlage dieser Erfahrungen wurde das Tool entwickelt um die Integration der Solarthermie und der saisonalen Wärmespeicherung in Nahwärmenetze zu erleichtern

Es basiert auf einer linearen Interpolation der Ergebnisse zweier in TRNSYS abgebildeter Referenzmodelle, bei denen die systemrelevanten Parameter variiert werden können. Dies ermöglicht eine erste Abschätzung zur Dimensionierung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines Nahwärmenetzes.

Die folgende Beschreibung des Berechnungstools und die damit bislang gewonnenen Erkenntnisse sind an den Artikel *Development of a solar district heating online calculation tool, 2013* von Frau Laure Deschaintre vom Institut Solites angelehnt. Das Tool ist über die Online-Adresse www.sdh-online.solites.de ab Oktober 2013 abrufbar.

Referenz Simulationen

Die beiden zur Verfügung stehenden Systemkonfigurationen sind ein zentral einspeisendes System mit saisonalem Heißwasserspeicher und ein dezentrales, in das Nahwärmenetz einspeisendes System. Das zentral einspeisende Modell besteht aus einem großen Kollektorfeld, das in einen Heißwasser-Wärmespeicher nahe der Heizzentrale einspeist (siehe Abbildung 4-9). Solare Wärmeerträge werden direkt an den Speicherbehälter abgegeben, wenn kein momentaner Wärmebedarf besteht. Abhängig von der Temperatur des Speichers und des Wärmestroms aus dem Kollektorfeld wird die Wärme oben oder mittig eingespeichert. Wenn solare Erträge und ein Wärmebedarf gleichzeitig eintreten, wird die solare Wärme direkt zur Vorerwärmung genutzt. Über einen Nacherhitzer wird anschließend auf die geforderte Soll-Temperatur des Vorlaufes erhitzt.

⁸ Transient Systems Simulation Program (Simulation mit XST-Speichertyp für erdvergrabene Heißwasserspeicher)

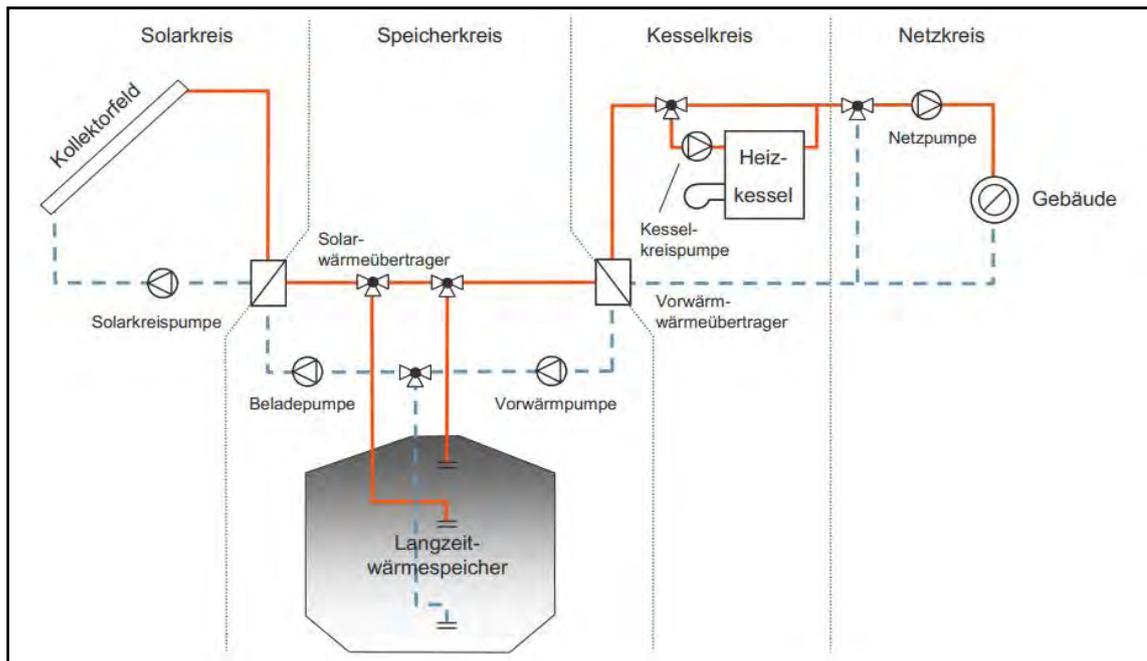


Abbildung 4-9: Schema des zentral einspeisenden solaren Nahwärmesystems (Deschaintre, 2013 S.1).

Der Gesamtwärmebedarf des Gebäudes wird über TRNSYS für ein Durchschnittswohngebäude an einem Nahwärmenetz berechnet, wobei der Warmwasserbedarf gesondert über ein auf statistischer Basis beruhendes Zapfprofil aus dem Programm DHW-Calc (Universität Kassel, 2003) erstellt wird. Es wurde ein Datensatz mit Referenzwerten für die ausgewählten Standorte erstellt, um Bedarfsschwankungen aufgrund der unterschiedlichen Klimabedingungen zu berücksichtigen.

Da das Gebäude im Fallbeispiel jedoch mehrere, sehr unterschiedliche Nutzungsprofile aufweist, wurde zur genaueren Bestimmung des Wärmebedarfs und zur Bilanzierung weiterer energierelevanter Größen das im vorigen Kapitel (4.3) beschriebene Berechnungstool „EnerCalc“ eingesetzt.

Für das dezentral einspeisende Modell besteht kein Bedarfsprofil. Hier werden alle solaren Wärmeerträge direkt in ein theoretisch unendlich großes Wärmenetz eingespeist. Das Kollektorfeld speist über einen Wärmetauscher in den Vorlauf des Wärmenetzes ein, der eine Vorlauftemperatur zwischen 70 °C (Niedertemperaturnetze) und 110 °C (Hochtemperaturnetze) hat.

Parameterwahl und Variationsbereich

Ziel des Berechnungstool ist eine Orientierung für die Dimensionierung eines solaren Nahwärmenetzes. Um in kurzer Zeit Ergebnisse zu erhalten, musste hierzu die Anzahl der veränderlichen Parameter im Vergleich zur TRNSYS-Simulation stark reduziert werden. Deswegen können ausschließlich systemrelevante Parameter verändert werden. Die wählbaren Parameter sind in Tabelle 4-4 gelistet.

Parameter	Variations-/Auswahlbereich	Einheit
Standort	Hamburg, Frankfurt, Würzburg Stockholm, Milan, Barcelona	
Betriebstemperaturen	60/30 70/40 80/40 90/60	°C
Solaranlage		
Kollektortyp	je zwei Flach- und Röhrenkollektoren	
Kollektorfläche	100...50.000	m ²
Azimut	-45...+45	°
Kollektorfeld Neigung	15...60	°
Wärmespeicher		
Spezifisches Speichervolumen	0,05...3	m ³ /m ²
Spezifische Wärmelast	200...10.000	kWh/m ²

Tabelle 4-4: Parameterauswahl des SDH-Tools

Multilineare Interpolation

Die Ergebnisse für benutzerdefinierte Anlagen wurden durch lineare Interpolation aus Ergebnissen der TRNSYS-Simulation berechnet, um die Berechnungszeit zu reduzieren. Der Benutzer kann jegliche Werte zwischen dem kleinsten und größten simulierten Parameterwert wählen und diskrete Werte für das jeweilige Klima (Standort), den Kollektortyp und die Betriebstemperatur auswählen.

Wirtschaftlichkeit und Ökologie

Die Ergebnisse für die Wirtschaftlichkeit und Energieeinsparung basieren auf den Ergebnissen der Simulation. Die Wirtschaftlichkeit wird dabei auf Grundlage der VDI V 2067 Blatt 1⁹ erstellt und berücksichtigt die Hauptkomponenten des Systems.

⁹ VDI, 2012 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen

Um eine Sensitivitätsanalyse der Wirtschaftlichkeit durchzuführen, wurde eine ebenfalls an der VDI 2067 orientierte Betrachtung in einer Excel basierten Berechnung angefertigt, die in Kapitel 5 beschrieben wird.

Eine weitere Information des Tools an den Benutzer ist die Angabe von umweltrelevanten Effekten durch Einbindung einer solarthermischen Anlage in ein Nahwärmenetz. Dazu werden zwei Indikatoren angegeben: Die CO₂-Emissionsminderung und die Primärenergieeinsparung. Für den Vergleich muss ein Referenzbrennstoff definiert werden, der für die Betrachtung die solar erzeugte Wärmemenge decken würde. Die dazugehörigen Emissionswerte sind der Veröffentlichung „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, Anhänge 2 und 4“ (Umweltbundesamt) entnommen.

Analyse der Ergebnisse

Die hohe Anzahl an Simulationen und ein großes Spektrum an Eingangsparameter der Simulationen in TRNSYS lassen eine gute Übersicht zum Systemverhalten bei Parametervariation zu (siehe Tabelle 4-4) und ermöglichen es, Einzelergebnisse auf ihre Plausibilität hin zu prüfen.

Systemleistung

Die Jahreserträge einer dezentral einspeisenden Referenzanlage (1.000 m² Kollektorfläche) liegen in Mittel- und Nordeuropa abhängig von der Kollektorfeldtechnologie zwischen 300 und 500 kWh/m²a und in Südeuropa zwischen 400 und 850 kWh/m²a.

Für ein zentral in einen Wärmespeicher einspeicherndes System stellt Abbildung 4 die Abhängigkeit des solaren Deckungsanteils und der Systemeffizienz von der spezifischen Kollektorfläche (Kollektorfläche/Gesamtenergiebedarf) für Standorte in Südeuropa (Barcelona) und Nordeuropa (Stockholm) für jeweils zwei Netz-Temperaturniveaus dar.

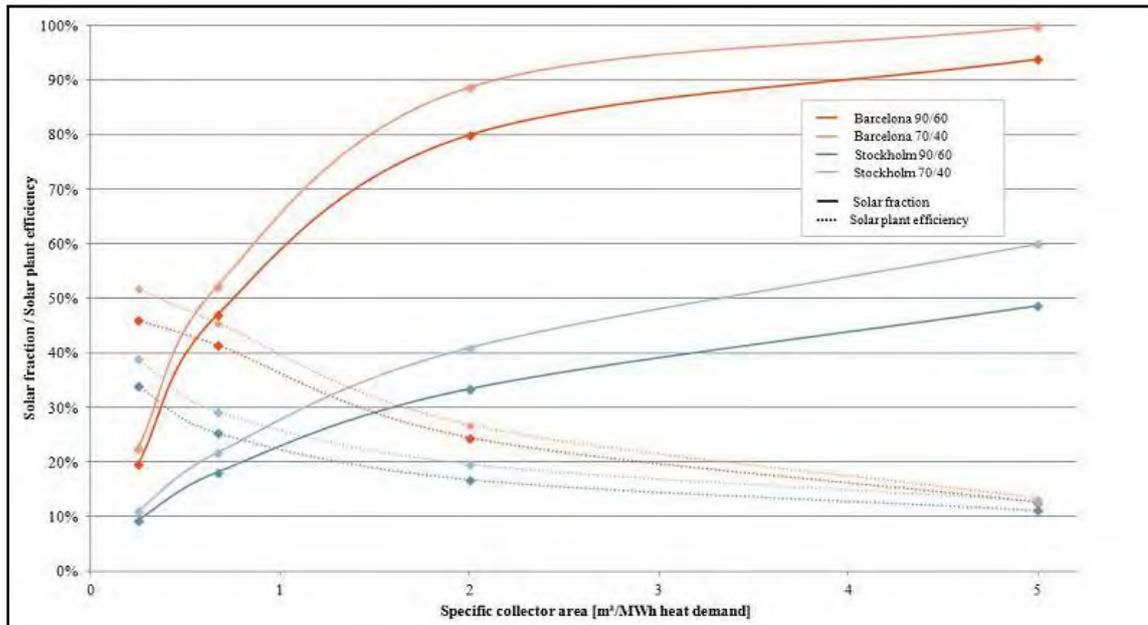


Abbildung 4-10: Solarer Deckungsanteil und Wirkungsgrad der Solarthermie für unterschiedliche spezifische Kollektorfeldgrößen in einem zentral einspeisenden System (Deschaintre, 2013 S. 6).

Die solare Deckungsrate f_{sol} ist dabei als derjenige Anteil an Wärme im Netz definiert, der durch Solarthermie gedeckt wird.

$$f_{\text{sol}} = \frac{Q_{\text{sol}}}{Q_{\text{sol}} + Q_{\text{zus}}} \quad (10)$$

f_{sol} : solare Deckungsrate [%]

Q_{sol} : Jährlich an die Heizzentrale gelieferte solare Wärme inklusive eingespeicherter Wärme [MWh]

Q_{zus} : Jährlich erzeugte Wärmemenge durch den Brennstoff der Zusatzheizung [MWh]

Der Wirkungsgrad der Solaranlage η_{sol} stellt das Verhältnis zwischen erzeugter Wärmemenge und eingestrahler Strahlungsenergie auf die Kollektorfläche dar.

$$\eta_{\text{sol}} = \frac{Q_{\text{k}}}{G_{\text{t}}} \quad (11)$$

η_{sol} : Wirkungsgrad der Solaranlage [%]

Q_{k} : Jährlich erzeugte Wärmemenge durch die Solaranlage am Übergabe – Wärmetauscher [MWh]

G_{t} : Globale Strahlungsenergie auf die Kollektorebene [MWh]

Aus Abbildung 4 lässt sich erkennen, dass der solare Deckungsanteil mit zunehmender spezifischer Kollektorfläche steigt, der Wirkungsgrad jedoch sinkt. Ab einem gewissen Grad ist somit eine Vergrößerung der Kollektorfläche nicht mehr wirtschaftlich darstellbar. Das wirtschaftlich optimale Verhältnis zwischen verbauter Kollektorfläche und Wärmebedarf hängt dabei von der Systemgröße und dem Standort ab. Auffällig im Kurvenverlauf ist, dass Anlagen in Südeuropa (rote Kurven) stärker auf einen spezifischen Kollektorflächenausbau ansprechen. Dies lässt sich durch einen gleichmäßigeren Wärmebedarf bzw. durch einen höheren Anteil an Warmwasserbereitung am Gesamtenergiebedarf über das Jahr im Vergleich zu Nordeuropa (blaue Kurven) erklären. Zudem kann festgestellt werden, dass die Betriebstemperaturen in Nordeuropa einen größeren Einfluss auf die Systemleistung haben als in Südeuropa. Insbesondere mit steigenden spezifischen Kollektorflächen gehen die Kurvenverläufe stärker auseinander.

Wirtschaftlichkeit

Wird ein zentral in einen Wärmespeicher einspeisendes System betrachtet, so ergeben sich für eine in Deutschland (Würzburg) installierte Anlage solare Wärmekostengestehungskosten von etwa 75 €/MWh bei 49 % solarem Deckungsanteil. Trotz der staatliche Zuschussung beim Speicherbau von 30 % auf die gesamten Speicherbaukosten und 40 % auf die Kollektorfeldkosten, liegen die Kosten damit weit über den Wärmegestehungskosten von dezentral eingespeisten Systemvariante mit etwa 44 €/MWh.

Fazit

Das auf der TRNSYS-Simulation basierende Online-Tool ermöglicht eine klar strukturierte und zielgerichtete Dimensionierungshilfe bei der Erstellung eines Systemkonzeptes unter Anpassung ausgewählter systemrelevanter Parameter und erlaubt einen allgemeinen Überblick zum Verhalten der beiden Systemvarianten. Darüber hinaus lässt sich eine Sensitivitätsanalyse zu einzelnen Systemparametern (z. B. für die spezifische Kollektorfläche) durchführen. Durch die Möglichkeit der nutzerseitigen Veränderung von ökonomischen und ökologischen Bedingungen, lassen sich aussagekräftige Ergebnisse für unterschiedlichste Rahmenbedingungen zu ermitteln.

Das Tool lässt sich erweitern, sodass beispielsweise weitere Klimabedingungen hinzugefügt werden können. Eine detaillierte TRNSYS-Simulation verfügt jedoch über wesentlich mehr Parameter und kann durch das Tool nicht ersetzt werden, wenn ein solares Nahwärmenetz im Detail beschrieben und geplant werden soll.

4.4.1 Eingabe im Tool

Das in Kapitel 0 beschriebene Berechnungstool ermöglicht die Eingabe von Parametern zur Solaranlage und zum Wärmespeicher. Aus den möglichen Anlagenparametern wurden die Kollektorfläche sowie das spezifische Speichervolumen in jeweils drei Varianten betrachtet. Es wurden Werte am unteren, mittleren und oberen Wertebereich eingesetzt, um ein möglichst weites Feld an Anlagenkombinationen abzudecken. Die bei der Betrachtung ausgewählten Dachflächen entsprechen etwa 25 % (1.500 m²), 40 % (2.200 m²) und 55 % (3.000 m²) der Dachfläche. Da die Technikzentrale auf dem Dach platziert wird, kann damit gerechnet werden, dass die mögliche Kollektorfläche im Bereich von 30-40 % der gesamten Dachfläche liegt.

Die Kollektorfelddtechnologie wurde mit Hochtemperatur-Flachkollektoren (HT-FP) festgelegt, da diese kostengünstig eingesetzt werden können und gute Erträge in den Simulationen erbracht haben (siehe Kapitel 4.3.2). Die Ausrichtung und der Anstellwinkel sind auf einem Flachdach frei wählbar, sodass hier die Werte für einen maximalen jährlichen Ertrag (etwa 30° Neigung bei Südausrichtung) gewählt wurde. Die Betriebstemperatur wurde entsprechend den möglichen Auswahlmöglichkeiten und der geplanten Beheizung über Radiatoren mit 70 °C Vorlauf und 40 °C Rücklaufemperatur angenommen. Der Endenergiebedarf des Gebäudekomplexes wurde entsprechend dem Ergebnis der Gesamtwärmebedarfsberechnung angegeben. Alle festgelegten Anlagen- daten können Tabelle 4-5 entnommen werden.

Angaben zur Anlage	Parameter	Einheit
Standort	Hamburg	-
Kollektortyp	HT-FP	-
Azimutwinkel	0	°
Anstellwinkel	30	°
Betriebstemperaturen	70/40	°C
Endenergiebedarf (Heizen und TWW)	2100	MWH/a
Kollektorfläche	1.500/2.200/3.000	m ²
Spez. Speichervolumen	1,4/1,7/2,1	m ³ /m ²

Tabelle 4-5: Übersicht der Angaben des Kollektorfeld-Wärmespeicher-Systems

Wie ebenfalls in Kapitel 0 beschrieben, umfasst das Berechnungstool auch eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach DIN V 2067 zu den Hauptsystemkomponenten. Die hierfür gemachten Angaben können Tabelle 4-6 entnommen werden.

Angaben zur Wirtschaftlichkeit	Eingabe	Einheit
spezifische Kollektorfelddkosten	246	€/m ²
spezifische Speicherbaukosten	150	€/m ³
Nacherhitzer (Fernwärmeübergabe)	25	€/kW
spezifische Baukosten Solarnetz	300	€/m
Zinssatz	6	%
Planungskosten (zusätzlich zu Investitionskosten)	12	%
Förderzuschuss Kollektorfelddkosten	40	%
Fernwärmekosten	66	€/MWh
Kosten für Betriebsstrom	150	€/MWh

Tabelle 4-6: Übersicht der Eingabewerte zur Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Anlage

Die im Zusammenhang mit dem Tool durchgeführte ökologische Betrachtung des Systems wird in Bezug auf ein Referenzsystem durchgeführt. Die dafür eingesetzten Werte sind entsprechend den Angaben des Berechnungstools „EnerCalc“ nach Tabelle 4-3 angesetzt.

4.4.2 Ergebnisse des Tools

Die über lineare Interpolation der Referenzwerte der TRNSYS-Simulation mit den gewählten Systemvarianten berechneten Ergebnisse sind in Tabelle 4-7 dargestellt.

Variante		Effizienz Kollektorkreis	Ertrag Kollektoren	Verluste Speicher	Stagnation	Speicher Zyklen	Deckungsanteil
m ²	m ³ /m ²	%	kWh/m ² a	%	d		%
1.500	1,4	32	345	12	10	2,1	21
	1,7	34	362	13	6	1,8	22
	2,1	35	381	13	2	1,5	23
2.200	1,4	28	306	12	20	2,0	27
	1,7	30	323	13	17	1,7	28
	2,1	32	344	14	10	1,5	30
3.000	1,4	26	277	13	24	1,9	33
	1,7	27	293	13	21	1,7	35
	2,1	29	315	14	14	1,5	37

Tabelle 4-7: Ergebnisse der Systemvarianten (nach Ausgabewerten des Solites SDH-Tool)

Der Wirkungsgrad des Kollektorkreises gibt an, wie viel der auf die Kollektorfläche eingestrahlten Energie als Wärme übergeben werden kann. Er ist hauptsächlich durch die Vorlauftemperatur des Kollektorfeldes beeinflusst. Der Wirkungsgrad der betrachteten Fälle liegt zwischen 26 und 35 %. Dabei beeinflussen die spezifische Speichergröße im Bereich von 1,4 bis 2,1 m³/m² und die davon abhängigen Stagnationstage diesen Wert um etwa 3-4 %. Der spezifische Ertrag des Kollektorfeldes wird dabei durch einen sehr klein dimensionierten Speicher um etwa 13,7 % geschmälert (Variante mit 3.000 m² Kollektorfläche). Bei den berechneten 1.077 kWh/m²a an solarer Einstrahlung am Standort Hamburg ergeben sich daraus Erträge von etwa 300-380 kWh/m²a.

Die ermittelten Speicherverluste bewegen sich im Bereich von 12-14 % bezogen auf den Wärmeertrag des Kollektorfeldes. Die Verluste für das solare Wärmenetz liegen bei etwa 4-5 %. Der solare Deckungsanteil liegt bei den betrachteten Systemen bei 21-37 %. Dieser Wert ist hauptsächlich von der spezifischen Wärmelast, der auf die Kollektorfläche bezogene Wärmebedarf des Gebäudes, abhängig (siehe Abbildung 4 in Kapitel 0).

Die Anzahl der Speicherzyklen gibt den Nutzungsgrad des Speichers an, also wie häufig die Speicherkapazität geladen und entladen worden ist. Je größer die ein- und ausgespeicherte Wärmemenge über ein Jahr ist, desto wirtschaftlicher gestaltet sich die Speichernutzung.

Zur weiteren Betrachtung nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten werden drei der simulierten Varianten ausgewählt, um die Sensitivität der einzelnen Systemkomponenten auf sich ändernde ökonomische Bedingungen hin zu analysieren.

Um die mögliche Variation größtmöglich abzudecken, wird zur Betrachtung die kleinste Solaranlage mit kleinstem Speicher, eine mittlere Solaranlage mit mittelgroß dimensioniertem Speicher und eine große Solaranlage mit verhältnismäßig großem Speicher betrachtet.

5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

5.1 Dynamische Kostenbetrachtung

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgt nach der Annuitätenmethode gemäß VDI 2067 und umfasst die Kapital-, Energie-, Wartungs- und Unterhaltungskosten der Hauptkomponenten Kollektorfeld, Solarnetz, Wärmespeicher und Zusatzheizung (Fernwärme). Durch die dynamische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird der zeitliche Kostenverlauf der einzelnen Kostenstellen berücksichtigt. Zum besseren Vergleich werden die Kostenanteile als Jahreskosten über den Betrachtungszeitraum angegeben.

Es wird eine Betrachtung für drei verschiedene Varianten des Kollektorfeld-Speicher-Systems mit einer konventionellen Wärmeversorgung (hier Fernwärme) durchgeführt. Die detaillierten Annahmen zu den einzelnen Kostenstellen sind im Folgenden ausgeführt. Die jährlichen Kosten berechnen sich dabei nach Formel (12).

$$K_a = K_i + K_{e,m} + K_{u,m} \quad (12)$$

$$K_a = I_0 \cdot a_{p,n} + Q_{End} \cdot k_{e,0} \cdot m_e + K_{u,0} \cdot m_u$$

K_a : Jahreskosten [€/a]

K_i : jährliche Kapitalkosten (annuitätisch) [€/a]

$K_{e,m}$: durchschnittliche jährliche Energiekosten [€/a]

$K_{u,m}$: durchschnittliche jährliche Wartungs – und Unterhaltungskosten [€/a]

I_0 : Investition(abzüglich Förderzuschüssen) zum Anfangszeitpunkt $t = 0$ [€]

$a_{p,n}$: Annuitätsfaktor zum Kalkulationszins und Betrachtungszeitraum [1/a]

Q_{End} : Jahresendenergie für diesen Energieträger [kWh/a]

$k_{e,0}$: gegenwärtiger spezifischer Energiepreis [€/kWh]

m_e : Mittelwert der Verteuerung der Energie [–]

$K_{u,0}$: Wartungs – und Instandhaltungskosten bei gegenwärtigen Preisen [€/a]

m_u : Mittelfaktor der Verteuerung der Wartungs – und Instandhaltungskosten [–]

5.2 Investitionskosten

Die Investitionskosten setzen sich aus den reinen Investitionskosten abzüglich staatlicher Förderung und zuzüglich pauschal errechneter sonstiger Kosten für Planung und Systeminstallation (12 % der Gesamtinvestition) zusammen. Die dabei verwendeten Kostenfaktoren und kurze Erläuterungen sind in Tabelle 5-1 dargestellt.

Investitionskosten		Bemerkung	
(ohne Sowiesokosten)			
Wärmeerzeugung			
Fernwärmeübergabestation	€/kW	25	Auf Anlagenkosten von etwa 20.000 € bezogen
Kollektorfeld	€/m ²	250	Erfahrungswert Solites
Wärmeverteilung/-speicherung			
Speicherbaukosten	€/m ³	150	Erfahrungswert Solites (Pilotprojekt München 2007)
Förderung Speicherbau	%	30	KfW "Premium" 271/281 maximal 1 Mio. € (Stand 05/2013)
Solarnetz	€/m	300	Erfahrungswert Solites
Förderung Wärmenetz	€/m	60	KfW "Premium" 271/281, maximal 1 Mio. € (Stand 05/2013)
Förderung Solarkollektoranlage	%	40	KfW "Premium" 271/281 (Stand 05/2013)

Tabelle 5-1: Investitionskostenstellen für das Wärmeversorgungskonzept

Die Kosten für die Fernwärmeübertragung sind dabei überschlägig mit in dieser Leistungsgröße (870 kW) üblichen Kosten von etwa 20.000-25.000 € umgerechnet. Der Solarnetzbau wurde mit etwa 300 €/m nach Angaben von Solites angenommen. Die Anlagenkosten für das Kollektorfeld sowie den Wärmespeicher sind auf Grundlage des Forschungsinstitutes Solites bzw. nach den Default-Werten des SDH-Tools angegeben. Wie der letzten Spalte zu entnehmen ist, besteht in Deutschland über die KfW-Bank die Möglichkeit, Tilgungszuschüsse zu erhalten. Genauere Angaben können dem Merkblatt Erneuerbare Energien „Premium“ entnommen werden (KfW-Bank, 2013). Da sich die

verschiedenen Dimensionierungen des Kollektorfeldes und der Wärmespeichers in den betrachteten Varianten in derselben Größenordnung bewegen, wird keine Kostendegression angenommen.

5.3 Kapitalkosten

Die Kapitalkosten werden mit Hilfe der Annuitätenmethode berechnet, bei dem der Kapitalwert linear über einen Betrachtungszeitraum verteilt wird. Dazu wird ein vom Betrachtungszeitraum n und Kapitalzins p abhängiger Annuitätenfaktor $a_{p,n}$ nach Formel (13) errechnet:

$$a_{p,n} = \frac{p}{1 - (1 + p)^{-n}} \quad (13)$$

Zur Festlegung des Fremdkapitalzinses wurde die aktuelle Zinsstatistik der deutschen Bundesbank herangezogen. Im Zeitraum zwischen Juni 2012 und Juni 2013 lag der Zinssatz für nichtfinanzielle Kapitalgesellschaften bei 2,43-4,88 %. Als Mittelwert wird deshalb ein Fremdkapitalzins von 3,6 % angenommen (Bundesbank, 2013). Für den Betrachtungszeitraum werden wie für das Gewerk Heizung üblich 20 Jahre angenommen.

Die Nutzungsdauer für die Fernwärmeübergabe und das Flachkollektorfeld wurde nach Angaben der VDI 2067 mit 20 Jahren angenommen. Die Speichernutzungsdauer wird ebenfalls mit 20 Jahren angegeben, da noch keine Erfahrungen mit der Langzeitbeständigkeit der Speicher gemacht wurden, man jedoch von bis zu 40 Jahren ausgehen kann (siehe Mangold, et al., 2013 S. 59). Die Preissteigerung s_a für das betrachtete System beträgt 2,0 % entsprechend der Inflation (Mittelwert 2012).

5.4 Energiekosten

Die Energiekosten errechnen sich aus der eingesetzten Strommenge für den Antrieb der Pumpen im Solarkreis und den Kosten für den Brennstoff bzw. die Fernwärme. Die benötigte Strommenge wird nach Angaben im Planungshandbuch Solarthermie des Systemherstellers Viessmann mit 1/50tel des erbrachten Wärmeertrages der Solaranlage angenommen (Viessmann, 2008). Für den Strompreis wird von einem Mischpreis (Mittelwert aus Grund- und Arbeitspreis) von etwa 15 Ct/kWh ausgegangen. Dieser Wert

entspricht dem für das erste Halbjahr 2013 (inklusive Verbrauchs- und exklusive Mehrwertsteuer) angegebenen Preis für Industriekunden nach Angaben des Statistischen Bundesamtes (Destatis, 2013). Der Fernwärmepreis wird mit 7,5 Ct/kWh (ohne Mehrwertsteuer) auf Grundlage der Mischpreise für Fernwärmeabnehmer mit einer Leistungsklasse von über 600 kW und einer Jahresnutzungsdauer von 2.100 h/a (üblich bei Mischnutzung) für das Jahr 2012 angesetzt (AGFW, 2012). Die Preissteigerungsfaktoren s_e , die zusammen mit dem Betrachtungszeitraum n den Verteuerungsfaktor m_e bestimmen (siehe Gleichung (12)), wurden auf Grundlage der Preisentwicklung des Strompreis-Indizes der Verbraucherpreise zwischen den Jahren 2000 und 2012 mit 4,5 % jährlich berechnet. Die Preissteigerung der Fernwärme im gleichen Betrachtungszeitraum betrug jährlich durchschnittlich 4,7 % (Destatis, 2013). Der Verteuerungsfaktor berechnet sich dabei nach folgender Formel (14) :

$$m_e = \frac{1 + s_e}{p - s_e} \cdot \left(1 - \left(\frac{1 + s_e}{1 + p} \right) \right)^n \cdot a_{p,n} \quad (14)$$

5.5 Betriebskosten

Die Betriebskosten der Anlage werden jeweils auf die Investitionskosten der Anlagenteile bezogen. Die Faktoren für Wartung und Inspektion f_{w+Insp} sowie Instandhaltung f_{Inst} werden anteilig auf die Investitionskosten bezogen und mit einem Verteuerungsfaktor m_u multipliziert. Die Angaben sind dabei Tabelle 2 der VDI 2067 entnommen. Der Verteuerungsfaktor m_u lässt sich über die Preissteigerung für Wartung und Instandhaltung s_u und den Betrachtungszeitraum n nach Formel (15) berechnen.

$$m_u = \frac{1 + s_u}{p - s_u} \cdot \left(1 - \left(\frac{1 + s_u}{1 + p} \right) \right)^n \cdot a_{p,n} \quad (15)$$

5.6 Jährliche Kosten

Unter Zugrundelegung der dargestellten Annahmen ergeben sich die in Tabelle 5-2 aufgeführten durchschnittlichen Wärmegestehungskosten für die einzelnen betrachteten Varianten über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Abbildung 5-1 stellt einen direkten Vergleich aller Varianten und die Kostenanteile dar.

	Variante 0	Variante 1	Variante 2	Variante 3	
	Fernwärme	1.500 m ² und 1,4 m ³ /m ²	2.200 m ² und 1,7 m ³ /m ²	3.000 m ² und 2,1 m ³ /m ²	
Investitionskosten	24.360	610.320	902.784	1.338.240	EUR
jährliche Kapitalkosten	1.714	42.943	63.521	94.160	EUR/a
jährliche Energiekosten	249.311	195.579	178.758	162.180	EUR/a
jährliche Betriebskosten	885	15.896	23.630	34.214	EUR/a
Summe	251.910	254.417	265.909	290.554	EUR/a
Wärmegestehungskosten	120	121	127	138	EUR/MWh

Tabelle 5-2 : Kenndaten der Wirtschaftlichkeit

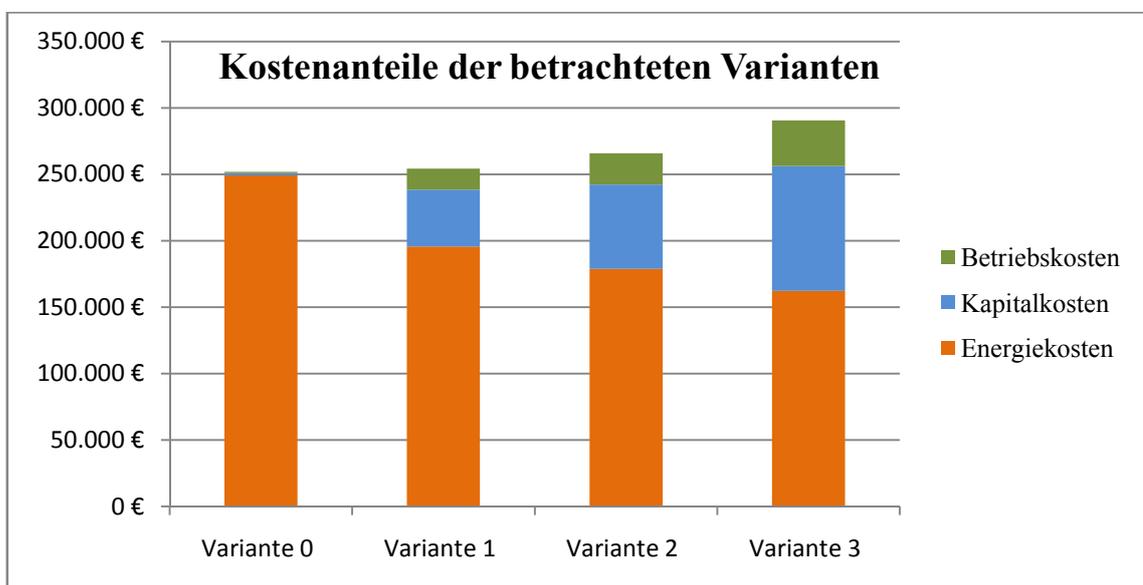


Abbildung 5-1: Jährliche Kosten der betrachteten Varianten

5.7 Sensitivitätsanalyse der Wirtschaftlichkeit

Der Variantenvergleich zeigt auf, dass unter den getroffenen Randbedingungen eine reine Fernwärmeversorgung die günstigste aller Varianten ist. Durch den Einsatz der Solarthermie wird der Energiekostenanteil gesenkt, da die verhältnismäßig teure Fernwärme teilweise ersetzt wird. Durch den Bau und Betrieb des Wärmespeichers und der Solaranlage erhöhen sich die Anteile für die Kapital- und Betriebskosten jedoch drastisch. Die von der Dimensionierung abhängigen Kostenanteile sind in Abbildung 5-1 dargestellt. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen soll nun untersucht werden, welche Bedingungen gegeben sein müssten, um eine Wirtschaftlichkeit zu gewährleisten. Da Einflussgrößen wie Speicherbau- und Brennstoffkostenentwicklung mit Unsicherheiten verbunden sind, lässt sich damit auch abschätzen, wie groß der Einfluss eventuell abweichender Eingaben auf die Kostenstruktur ist.

5.7.1 Einfluss der Fernwärmepreissteigerung

Die Preisentwicklung für die Fernwärme wurde auf Grundlage der Berechnungen des Statistischen Bundesamtes für die Jahre 2000 bis 2012 mit 4,5 % jährlich festgelegt. Unter diesen Umständen bewegt sich die kleinste Systemvariante nahe der Wirtschaftlichkeit. Betrachtet man die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten von der Preissteigerung der Fernwärme (siehe Abbildung 5-2), so steigert sich der Wärmegestehungspreis im Falle der ausschließlichen Fernwärmeversorgung um 12,50 € pro Prozentpunkt Preiserhöhung. Durch Einsatz des solarunterstützten Wärmespeichers reduziert sich diese Abhängigkeit auf 9,60 € in der kleinsten Variante und bis auf 7,90 € je Prozentpunkt Preiserhöhung in der größten Betrachtungsvariante.

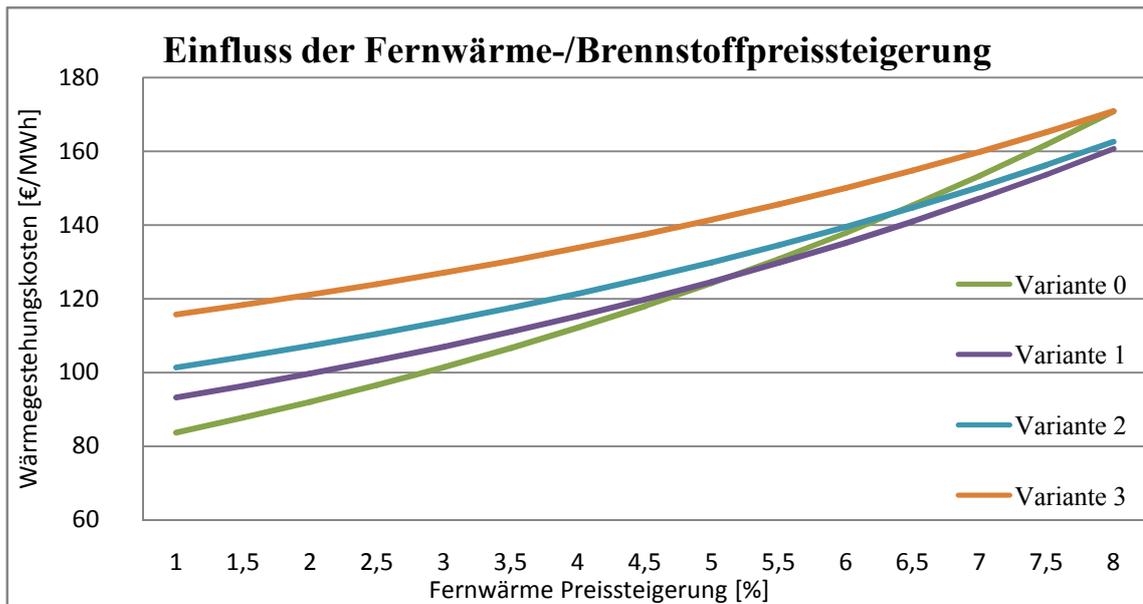


Abbildung 5-2: Einfluss der Fernwärme-/Brennstoffpreissteigerung auf die Wärmegestehungskosten

5.7.2 Einfluss der Kosten für Wärmespeicher- und Kollektorfeldbau

Für die betrachteten Systeme liegen die Anteile für Wärmespeicher und Kollektorfeld an den Kapitalkosten abhängig von der Systemgröße bei 84 bis 93 Prozent. Wird der Kostenaufwand für die Anlage z. B. durch Förderung oder Kostendegression geringer, so ergibt sich ein Kostengefüge nach Abbildung 5-3, welche die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten von den Kapitalkosten darstellt. Die Investitionskostenminderung drückt sich dabei am stärksten für groß dimensionierte Systeme aus (Variante 3 - orangene Kurve), da dort der Wärmegestehungspreis zu rund 30% über die Kapitalkosten der Anlage bestimmt wird. Eine Kostenreduktion für die Anlage drückt sich in einer linearen Minderung der Wärmegestehungskosten von 0,26 € (Variante 1) bzw. 0,42 € (Variante 2) und 0,65 € (Variante 3) pro Prozentpunkt aus. Demnach wäre im Betrachtungsfall eine Wirtschaftlichkeit der Systemvarianten ab einer Kapitalkostenreduzierung von etwa 40 bis 65 % gegeben.

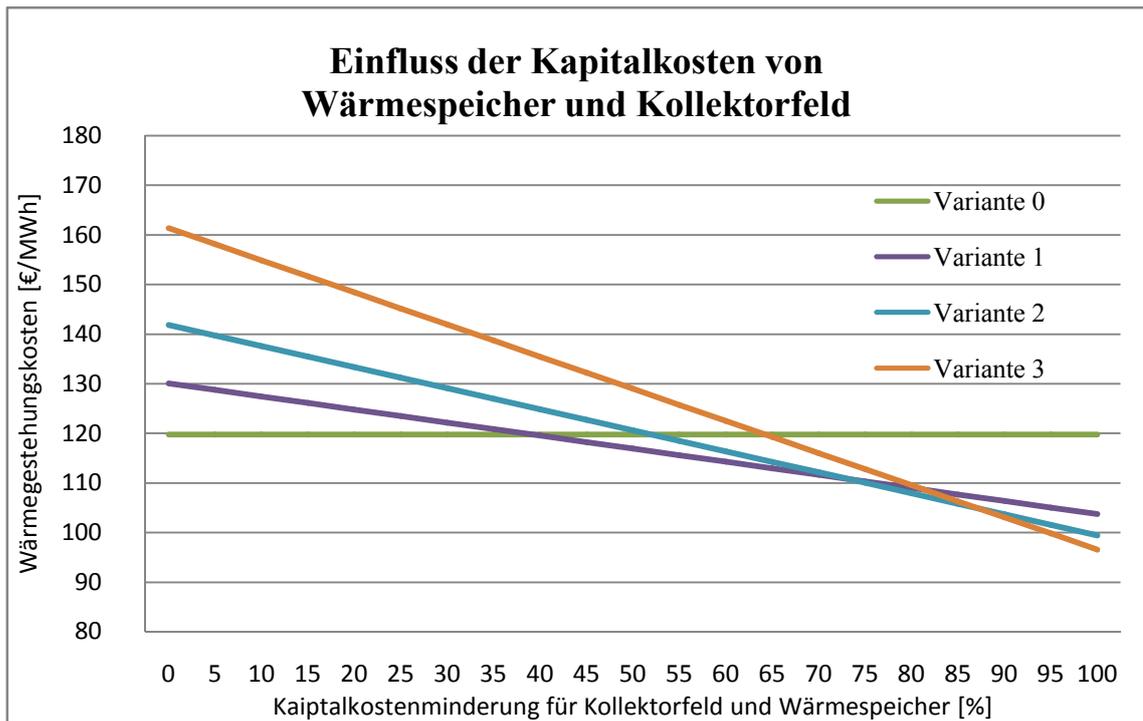


Abbildung 5-3: Einfluss der Kapitalkosten von Wärmespeicher- und Kollektorfeld auf den Wärmegestehungspreis

5.7.3 Einfluss der Einspeicherungskosten

Wie in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung dargestellt, ist der Einsatz eines Kollektorfeld-Wärmespeicher-Systems und unter den betrachteten Bedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar. Daraus ergibt sich die Frage, wie günstig die Einspeicherung eines Wärmespeichers sein müsste, um wirtschaftlich eingesetzt werden zu können. Unabhängig von der Wärmegewinnungsstruktur (bisher Solarthermie) muss dazu das Kriterium eingehalten werden, dass die Gestehungskosten der Wärmequelle zuzüglich der Einspeicherungskosten maximal so hoch wie die konventionelle Wärmegestehung ausfallen dürfen. Die spezifischen Einspeicherungskosten k_{sp} lassen sich dabei mit Hilfe der folgenden Formeln ermitteln:

$$K_i = I_0 \cdot a_{p,n} = V_{sp} \cdot p_{sp} \cdot a_{p,n} \quad (16)$$

$$K_{u,m} = I_0 \cdot f_U \cdot m_u = V_{sp} \cdot p_{sp} \cdot f_u \cdot m_u \quad (17)$$

$$Q_{Sp} = V_{Sp} \cdot c_{Sp} \cdot N \quad (18)$$

$$k_{Sp} = \frac{K_I + K_U}{Q_{Sp}} = \frac{p_{Sp} \cdot (a_{p,n} + f_U \cdot m_U)}{c_{Sp} \cdot N} \quad (19)$$

K_I : jährliche Kapitalkosten des Wärmespeichers (annuitätisch) [€/a]

I_0 : Investition (abzüglich Zuschüssen) zum Anfangszeitpunkt $t = 0$ [€]

$a_{p,n}$: Annuitätsfaktor zum Kalkulationszins und Betrachtungszeitraum n [1/a]

V_{Sp} : Nutzbares Speichervolumen des Wärmespeichers [m^3]

p_{Sp} : spezifische Speicherbaukosten [m^3]

$K_{u,m}$: durchschnittliche jährliche Wartungskosten des Speichers [€/a]

f_u : jährlicher Wartungs – und Unterhaltungsfaktor [%/a]

m_u : Mittelfaktor der Verteuerung der Wartungs – und Instandhaltungskosten [–]

Q_{Sp} : Jahresendenergie eingespeicherter Wärme [kWh/a]

c_{Sp} : Wärmespeicherkapazität des Speichers [kWh/ m^3]

N : Anzahl der Be – und Entladungen in einem Jahr (Speicherzyklenzahl) [–]

k_{Sp} : Preis für die Energieeinspeicherung [€/kWh]

Anhand der Formel (19) ist zu erkennen, dass die Einspeicherungskosten unabhängig von der Speichergröße sind (wenn eine Degression der Speicherbaukosten ausgeschlossen wird). Dies ist im Bereich von Behälterspeichern mittlerer Größe zutreffend (Mangold, et al., 2013 S. 135).

Des Weiteren wird aus der Gleichung ersichtlich, dass eine Abhängigkeit von den spezifischen Speicherkosten, der Annuität und den Wartungskosten besteht. Zudem spielen die Wärmespeicherkapazität und die Speicherzyklenzahl ebenfalls eine Rolle. Bei der Betrachtung der Einflussgröße kann davon ausgegangen werden, dass die Annuität sowie die Wartungskosten als konstant angenommen werden können.

Die Speicherkapazität ist zudem für Behälterspeicher mit Wasser mit etwa 70/kWh/ m^3 (60 K Temperaturdifferenz) festgelegt.

Demnach besteht eine Abhängigkeit von den zwei Faktoren Speicherbaukosten und Speicherzyklenzahl. Die Speicherzyklenzahl spielt aufgrund des hyperbolischen Zu-

sammenhangs und der nur gering anzunehmenden Kostenminderung für die Baukosten einen größeren Einfluss.

In Abbildung 5-4 wird die Abhängigkeit der Wärmegestehungskosten von der Speicherzyklenzahl gezeigt. Die Fernwärme ist zudem als Vergleichskurve (grün) dargestellt. Die Berechnung der Wärmespeicherungskosten erfolgte auf Grundlage der bisherigen Werte.

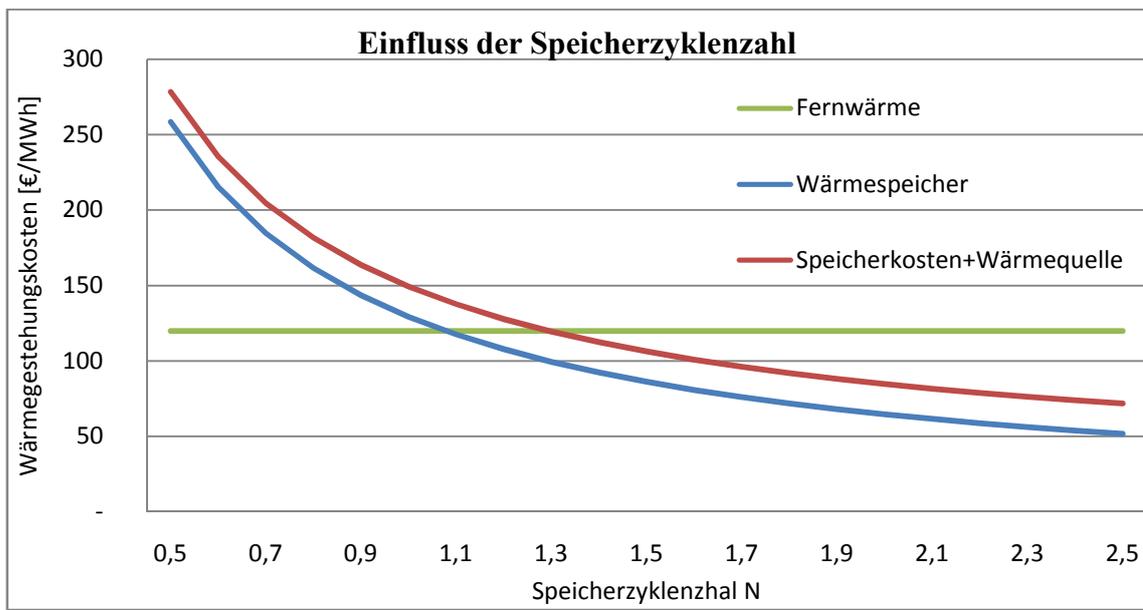


Abbildung 5-4: Einfluss der Speicherzyklenzahl auf die Wärmegestehungskosten

Aus dem Funktionsverlauf lässt sich erkennen, dass die Wärmegestehungskosten für kleine Werte rasch sinken und ab etwa zwei Speicherzyklen nur noch mäßig abnehmen. Es ist jedoch zu bedenken, dass die endgültigen Kosten für die Wärmegestehung zusätzlich durch die Wärmebezugskosten beeinflusst werden. Die Kosten hierfür dürfen demnach nicht größer sein als die Differenz zwischen Fernwärme (grün) und Speicher (blau), um den Wärmespeicher wirtschaftlich einsetzen zu können (siehe Abbildung 5-4). Im Beispiel wird von einer Wärmequelle mit Bezugskosten von 20 €/MWh ausgegangen (rote Kurve). Diese Kosten erhöhen die gesamten Wärmegestehungskosten und gleichzeitig die für die Wirtschaftlichkeit benötigte Zyklenanzahl.

5.8 Primärenergiebedarf und Emissionen

Ein weiteres wichtiges Bewertungskriterium ist die Ökologie des Systemkonzeptes. Dazu sind neben dem Primärenergiebedarf die Emissionen der Anlagenteile in Tabelle 5-3 und Abbildung 5-5 aufgeführt.

	Variante 0	Variante 1	Variante 2	Variante 3	
		Fernwärme 1.500 m ² und 2,1 m ³ /m ²	2.200 m ² und 2,1 m ³ /m ²	3.000 m ² und 2,1 m ³ /m ²	
Endenergiebedarf	2.100	1.625	1.476	1.329	MWh
Fernwärme					
Solare Nutzwärme	0	475	624	771	MWh
Primärenergiebedarf	1.197	951	874	798	MWh
CO₂-Ausstoß	460	389	366	344	t/a
Spezifische Werte					
Primärenergiebedarf	46	36	33	30	kWh/m ²
CO₂-Ausstoß	18	15	14	13	kg/m ² a

Tabelle 5-3: Ertragskennndaten und CO₂-Emissionen der Varianten

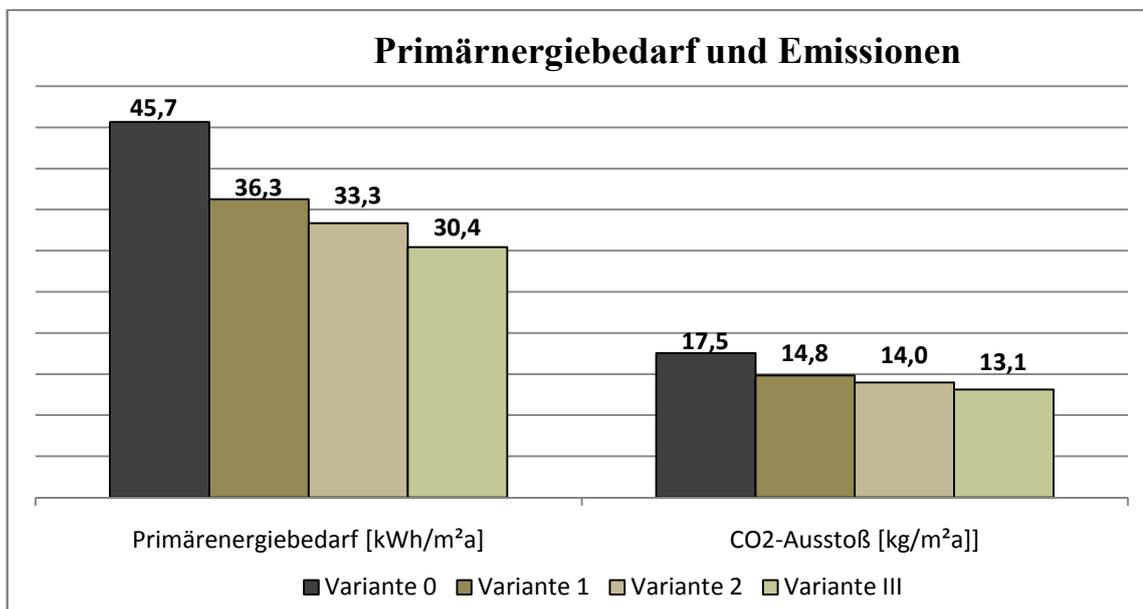


Abbildung 5-5: Anlagenerträge und Emissionen der betrachteten Varianten

6 Ergebnisse und Diskussion

Die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung hat ergeben, dass die betrachteten Systeme abhängig von ihrer Dimensionierungsgröße nahe der Wirtschaftlichkeit liegen. Gründe für eine Nichtwirtschaftlichkeit sind dabei vielschichtig und sollen im Folgenden erläutert werden.

Ein ausschlaggebender Faktor für die Wirtschaftlichkeit sind die Investitionskosten für die Kollektorfeld-Wärmespeicher-Systeme. Trotz der staatlichen Förderung von Solaranlagen (30%) und großen Wärmespeichern (40 %) kann eine Wirtschaftlichkeit nicht erreicht werden. Dazu müssten die Kapitalkosten für die Systeme um rund 40% sinken. Betrachtet man beispielsweise andere Kostenstrukturen im europäischen Ausland, wie beispielsweise in Dänemark, kann eine Wirtschaftlichkeit sehr wahrscheinlich gegeben sein. Dort werden durch bodenmontierte Kollektoren und einer starken Marktkonkurrenz Preise von etwa 180 €/m² Kollektorfläche erreicht, bei gleichzeitig niedrigeren Kapitalzinsen (etwa 2,5-3,0 %) (Deschaintre, 2013 S. 7). Durch derzeit günstige Kreditkonditionen von unter 2 % Kapitalzins für Investoren, herrschen auch in Deutschland gute Bedingungen, um derartige Systeme wirtschaftlich einsetzen zu können. Die Speicherbaukosten unterliegen einer starken Degression, sodass insbesondere für sehr große Speicherbaukosten (mehr als 10.000 m²) von 50-100 €/m³ erreicht werden (Mangold, et al., 2013 S. 135). Zudem sind die Baukosten gerade im betrachteten mittleren Größenbereich (3.000-6.000 m³) stark von der Speichertechnologie abhängig. Die Behälter Wärmespeicher liegen hier an der oberen Kostengrenze. Eine drastische Baukostenminderung für Behälterspeicher ist jedoch nicht zu erwarten, da die Speicher bereits mit kostengünstigen Fertigteilen gebaut werden können.

Eine weitere Stellschraube der Wirtschaftlichkeit ist die Verteuerung der Fernwärmekosten. Wie in Kapitel 5.7.1 beschrieben, machen die Energiekosten einen großen Anteil der Gesamtkosten aus. Wird eine etwas höhere Preissteigerung angenommen (etwa 5 % statt 4,5 %), so befindet sich die kleinste Systemvariante bereits in der Wirtschaftlichkeit. Zudem ist zu berücksichtigen, dass die Preise für Fernwärme selbst innerhalb Deutschlands stark schwanken. Nach Angaben der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme ist die Preisdifferenz für Fernwärme von vielen Faktoren wie Erzeugerstruktur und Brennstoffmix oder geologischen Bedingungen abhängig. Die Preisspanne betrug für 2012 zwischen 67,70 €/MWh (Nordrhein-Westfalen) und 90,00 €/MWh (Hessen), was einen

über 30 prozentigen Kostenunterschied darstellt. Nimmt man den deutschen Mittelwert (etwa 80 €/MWh) für Fernwärme an, so würde sich bereits eine Wirtschaftlichkeit der kleinsten Systemvariante bei der gewählten Preissteigerung von 4,5 % einstellen.

Aus der Betrachtung der Primärenergie- und Emissionsbilanz geht hervor, dass der Primärenergiebedarf durch Einsatz der Anlage um etwa 22 bis 33 % sinkt. Die Emissionen mindern sich um etwa 15 bis 25 %. Diese Werte liegen unter den solaren Deckungsanteilen von 23 bis 37 %, da die Fernwärme einen sehr geringen Primärenergiebedarf (0,57) besitzt. Die Emissionswerte fallen aufgrund des geringen aber vorhandenen Emissionsfaktors für die Solarthermie (69 gCO₂/kWh) im Vergleich zu der Emissionsarmen Fernwärme (220 gCO₂/kWh) nicht sehr hoch aus. Nicht betrachtet bleibt an dieser Stelle die mit der Fertigung und Konstruktion verbundenen Emissionen der Anlagenteile. Ein Vergleich zu anderen konventionellen Wärmequellen wie Gas- oder Ölheizkessel, würde den Ökologischen Vorteil des solar gespeisten Konzeptes aufgrund größerer Primärenergie- und Emissionsfaktoren deutlich stärker erkenntlich machen.

Wie in Kapitel 5.7.3 beschrieben, stellt sich allgemein die Frage, wann der Einsatz eines großen Wärmespeichers wirtschaftlich gestaltet werden kann. Aus der Herleitung der spezifischen Einspeicherkosten wurde kenntlich, dass sie hauptsächlich von der Intensität der Nutzung abhängig sind, was der Anzahl der Speicherzyklen entspricht.

Aus dem Verlauf der Kurven in Abbildung 5-4 ist zu erkennen, dass die reinen Wärmespeicherkosten bereits ab einem Wert von etwa 1,0 kompletten Speicherzyklen im Jahr im Vergleich mit der Fernwärme wirtschaftlich wäre. Da die gespeicherte Wärme jedoch nicht kostenlos zur Verfügung steht, wird dieser Wert um den spezifischen Preis für den Brennstoff erhöht. Bei Nutzung von Abwärme kann man von Kosten von 1,5-2 Ct /KWh Abwärme ausgehen, die keiner Preissteigerung unterliegt und hauptsächlich für die Bereitstellung anfallen. Unter diesen Bedingungen müssten etwa 1,3 Speicherzyklen durchlaufen werden, um eine Wirtschaftlichkeit im Vergleich zur herkömmlichen Fernwärmenutzung zu erreichen. Dies ist in Anbetracht der selbst über Solarthermie erreichten 1,5-2,1 Zyklen kein schwer zu erzielender Wert.

7 Fazit und Ausblick

Ziel dieser Arbeit war es, den Einsatz eines solarunterstützten saisonalen Wärmespeichers zur teilweisen Deckung des Wärmebedarfs eines Neubauvorhabens nach wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten zu prüfen.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass das untersuchte Wärmeversorgungskonzept für das betrachtete Fallbeispiel unter den vorliegenden Randbedingungen nur schwer wirtschaftlich umgesetzt werden kann. Es hat sich dabei gezeigt, dass die hohen, insbesondere durch die Solarthermieanlage und den Wärmespeicher verursachten Investitionskosten des Konzeptes, als einer der entscheidenden Faktoren definiert werden können.

Des Weiteren hat das Kostenniveau und die nur schwer vorhersehbare Kostenentwicklung der zusätzlichen Wärmequelle (im Beispiel Fernwärme) einen großen Einfluss auf das Kostengefüge, da ein beträchtlicher Anteil des Wärmebedarfs bei Einsatz der Solarthermie weiterhin durch eine weitere Wärmequelle erbracht werden muss.

Bei Einsatz von Solarthermie (etwa 70 gCO₂/kWh) lassen sich im Vergleich zum Einsatz fossiler Brennstoffe in jedem Szenario Emissionen einsparen.

Für das betrachtete Fallbeispiel fällt das Emissionsminderungspotenzial gemessen am solaren Deckungsanteil gering aus, da die bestehende Fernwärme eine gute Primärenergie- (0.57) und Emissionsbilanz (unter 200 gCO₂/kWh) aufweist.

Unabhängig von der solarthermischen Versorgung eines Speichers kann festgehalten werden, dass sich die hohen Speicherbaukosten durch einen hohen Nutzungsgrad des Speichers bzw. mit einer steigenden Speicherzyklenzahl rechtfertigen können. Zukünftig kann die Wirtschaftlichkeit von saisonalen Wärmespeichern deshalb auch über eine Mehrfachnutzung, zeitlich parallel oder getrennt zur Solarthermie, erreicht werden.

Zur Erhöhung des Nutzungsgrades ist beispielsweise vorstellbar, einen vorwiegend solar betriebenen Wärmespeicher durch Einspeicherung von Wärme am Ende der Entladeperiode im Winter bis zum Beginn im Frühjahr als Spitzenlastspeicher in einem Fernwärmenetz einzusetzen. Auch die zeitweise Einspeicherung industrieller Abwärme und anderer Wärmeerzeuger in Kombination mit Solarenergie ist denkbar und bereits erprobt.

In Hamburg Bramfeld beispielsweise wurde ein saisonaler Wärmespeicher zu einem Multifunktionsspeicher ausgebaut. Dieser ermöglicht es, über die Solarthermie hinaus, den KWK-Anteil des Fernwärmenetzes durch Spitzenlastpufferung (7-10 MW) zu bisher ungenutzten Zeiten im Frühjahr einzuspeisen. Des Weiteren lässt sich die Einbindung kleinerer solarthermischer Anlagen kostengünstig im Verbundwärmenetz realisieren. Im Allgemeinen ist es auch denkbar, dass Wärmespeicher zur Speicherung von KWK-Abwärme aus Biogasanlagen dienen oder zur Betriebsoptimierung von Biomassekesseln beitragen. Damit ist ein zusätzlicher ökologischer Vorteil zur reinen solarthermischen Nutzung erreicht.

Bei zukünftigem Einsatz von saisonalen Wärmespeichern wird deren Funktion zunehmend im Bedarfsmanagement von Energie liegen. Durch einen steigenden Anteil diskontinuierlicher Energieerzeuger wie Sonnen- und Windenergie kann ein Wärmespeicher eine entscheidende Komponente zur Spitzenlastpufferung und dadurch zur wirtschaftlichen Maximierung eines Strom- und Wärmeversorgungskonzeptes darstellen. Bereits umgesetzte Projekte des „Smart District Heating“ in Dänemark bestätigen die Machbarkeit und Effizienz solcher Konzepte (siehe Kapitel 3.4).

In Bezug auf das betrachtete Fallbeispiel, bei dem etwa 50 % der Emissionen auf die Elektrizitätsversorgung zurückzuführen sind, wäre solch ein ganzheitliches Versorgungskonzept besonders aus ökologischen Gesichtspunkten empfehlenswert.

Es bleibt festzuhalten, dass die saisonale Wärmespeicherung ein wichtiges und vielseitig einsetzbares Konzept ist, das neben ökologischen Vorteilen, insbesondere bei Mehrfachnutzung, auch wirtschaftliche Vorzüge mit sich bringt. Durch den allmählichen Wandel der Energieversorgungsstruktur hin zu diskontinuierlicher und emissionsarmer Energieerzeugung werden diese Vorzüge zunehmend sichtbar.

Anlagenverzeichnis

Anhang A: Pilotanlage München

Anhang A1: Bauablauf des saisonalen Wärmespeichers in München (Mangold, et al., 2013 S. 109)



Einbau von 20 cm Schaumglasschotter als untere Dämmlage, Vliesabdeckung



Betonierter unterer Kegelstumpf, manuell abgezogen, mit Rüstturm



Montage der Wandfertigteile (Wandstärke 16 cm) mit vormontierter innerer Edelstahlaukleidung aus 1,2 mm Edelstahlblech, überlappend verschweißt



Gegenüberliegend angeordnete Spannrisen, durch die die Spannritzen in die Lehrrohre eingefädelt wurden



Schließen des Speicherdeckels mit zwei gegenüberliegenden Sonderfertigteilen zur Aufnahme der Vorspannanker. Montagebeginn der Holzunterkonstruktion für die Membranschalung der Wand



Schrittweises Füllen der Membranschalung mit Blähglasgranulat und Anfüllen von außen



Anfüllen des Speicherdeckels, um diesen begrünen zu können



Begrünter Speicherhügel

Anhang B: Praxisbeispiel BF 34-15/16

Anhang B1: Kriterien der HafenCity Zertifizierung

UMWELTZEICHEN KATEGORIE 1: NACHHALTIGER UMGANG MIT ENERGETISCHEN RESSOURCEN (PFLICHTKATEGORIE)



Unterschreitung des Gesamt-Primärenergiebedarfs des Referenzgebäudes nach EnEV bzw. DIN V 18599 und des zulässigen Transmissionswärmeverlustes bzw. der zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten



Deutliche Unterschreitung des Gesamt-Primärenergiebedarfs und des zulässigen Transmissionswärmeverlustes bzw. der zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten

UMWELTZEICHEN KATEGORIE 2: NACHHALTIGER UMGANG MIT ÖFFENTLICHEN GÜTERN



Architektenwettbewerb, kein Schwermetalleintrag in Gewässer, geringer Bedarf an Trinkwasser, Flächeneffizienz, Familienfreundlichkeit, Fahrradstellplätze



Öffentlich zugängliche Nutzung des Erd- oder Warftgeschosses oder autoarmes Wohnen, begrenzter Bedarf an Trinkwasser, Dachgestaltung, erhöhte Flächeneffizienz

UMWELTZEICHEN KATEGORIE 3: EINSATZ UMWELTSCHONENDER BAUPRODUKTE



Einhaltung von Anforderungen bezüglich halogenhaltiger Baustoffe, Biozide, Schwermetalle, organische Lösemittel und als sensibilisierend, umweltgefährdend zu kennzeichnender Baustoffe



Bilanzierung der eingesetzten Baustoffe und Unterschreitung von Referenzwerten zu ausgewählten globalen Wirkungsparametern, hoher Einsatz nachwachsender Rohstoffe

**UMWELTZEICHEN KATEGORIE 4:
BESONDERE BERÜCKSICHTIGUNG VON GESUNDHEIT
UND BEHAGLICHKEIT**



Zielwerte für Innenraumlufthqualität (TVOC), für thermischen Komfort (Kategorien nach DIN EN 15251), für akustischen Komfort (Nachhallzeit), Schallschutz und Nutzereinfluss (Klima, Beleuchtung und Blendschutz)



Niedrigere Zielwerte für Innenraumlufthqualität (TVOC), für thermischen Komfort (Kategorien nach DIN EN 15251), für akustischen Komfort (Nachhallzeit), Schallschutz und Nutzereinfluss (Klima, Beleuchtung und Blendschutz) und zusätzlich 20 % der Flächen mit allergikergerechter Ausstattung

**UMWELTZEICHEN KATEGORIE 5:
NACHHALTIGER GEBÄUDEBETRIEB**



Optimierung der Dauerhaftigkeit, Nutzungsflexibilität und baulichen Betriebsaufwendungen der Gebäude, Modularität des Gebäudes und Gestaltungsveränderbarkeit, barrierefreier Zugang aller Geschosse



Besondere Lösungen zur variablen Nutzung von Bauteilen. Erstellung einer Produktdokumentation mit einer Einbindung in Gebäudebetriebshandbücher oder Raumbücher

Anhang B2: HafenCity Umweltzeichen Kategorie 1 (HafenCity, 2010 S. 17)

ANFORDERUNGEN IM RAHMEN AUSSERGEWÖHNLICHER LEISTUNGEN („GOLD“)	
Als herausragende Leistung im nachhaltigen Umgang mit energetischen Ressourcen wird gewertet:	
<ul style="list-style-type: none"> • Unterschreitung des zulässigen Gesamt-Primärenergiebedarfes $Q''_{p,max}$ der EnEV 2009 um 45 % und • Unterschreitung des zulässigen Transmissionswärmeverlustes $H'_{T,max}$ der EnEV 2009 um 30 % 	Wohnen
	Büro
	Hotel
	Handel
<ul style="list-style-type: none"> • Unterschreitung des zulässigen Gesamt-Primärenergiebedarfes $Q''_{p,max}$ der EnEV 2009 um 30 % und • Unterschreitung der zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten \bar{U} der EnEV 2009 gemäß Anlage 2 Tabelle 2 Zeile 1 um 40 % (opake Bauteile) und Zeile 2-4 um 30 % (alle übrigen Bauteile) 	Wohnen
	Büro
	Hotel
	Handel 1
<ul style="list-style-type: none"> • Unterschreitung des zulässigen Gesamt-Primärenergiebedarfes $Q''_{p,max}$ der EnEV 2009 um 15 % und • Unterschreitung der zulässigen Wärmedurchgangskoeffizienten \bar{U} der EnEV 2009 gemäß Anlage 2 Tabelle 2 um 20 % • Nachweis für alle Allgemeinflächen und mindestens 85 % der Mietflächen 	Wohnen
	Büro
	Hotel
	Handel 2
<p>Bei Handelsflächen vom Typ 2 können bis zu 15 % der Mietflächen, für die in der Planung noch keine Bedarfsprognose zur Kühlung, Beleuchtung usw. möglich ist, bei der Bewertung des Gesamt-Primärenergiebedarfs ausgenommen werden. Die Ausnahme ist im Messkonzept für das Monitoring zu berücksichtigen.</p> <p>Hinweis: Die Leistungsbeschreibung gilt jeweils für alle grün markierten Nutzungsarten.</p>	

Anhang C: Auslegung des Energiekonzeptes

Anhang C1: Topographie um Baufeld 34 15/16 (grün markiertes Rechteck)



Anhang C2: Übersicht der Eingaben im Berechnungstool EnerCalc

Eingabeschritte	Eingabe	Anmerkung
1. Gebäudehüllfläche		
Direkte Hüllflächeneingabe		
Fassadenfläche	Orientierung und Größe	Angabe nach Tabelle 4-2
Anteile der Fensterflächen	60%	Maximalanteil nach HC-Umweltzertifizierung
Boden und Wand gegen unbeheizt	Hüllfläche der Tiefgarage	Angabe nach Gebäudehüllenmodell
Dachfläche	5439 m ²	Angabe nach Gebäudehüllenmodell
Gebäudevolumen	115114 m ³	Volumen nach Gebäudehüllenmodell ohne Tiefgarage
2. Gebäudebezogener Parameter		
Allgemeine Gebäudedaten		
Standortwahl	Hamburg	Datensatz der Region 2- Hamburg
Bauschwere/thermische Speicherfähigkeit	90 Wh/(m ² K)	"mittelschwere" Bauart

Luftdichtigkeit	1/h	mit Dichtheitstest und Raumlufttechnischer Anlage
Wärmebrücken	0,05 W/(m ² K)	gering (nach DIN 4108- Beiblatt 2)
U-Werte und Gebäudedaten		
Verglasungsart	3 WSV, U _g = 0,8 W/(m ² K)	WSV=Wärmschutzverglasung
U-Wert Fenster	1,16 W/(m ² K)	Errechnet aus Angabe zur Verglasung und Rahmen
U-Wert Außenwände, Dach und Boden	0,21 W/(m ² K)	Um 30% unterschrittenen EnEV 2009 Referenzwert
Verschattung und Sonnenschutz		
Verschattung horizontal	mittel (15° bis 35°)	Verschattung durch Umgebungsbebauung und im Innenhof
Blend- und Sonnenschutz	Innenliegend, Textil	
Steuerung Sonnenschutz	manuell	
Angaben zur Lüftungsanlage		
Effizienzstandart	1500 Pa Druckdifferenz und Wirkungsgrad n _{tot} = 0,64	EnEV 2009 Standard
Wärmerückgewinnungsgrad	60%	EnEV 2009 Standard
3. Eingabe zonenbezogener Parameter		
Allgemeine Zonendaten		
Nutzungsprofil	11 verschiedene Nutzungsprofile gewählt	Auswahl aus 33 Nutzungsprofilen nach DIN 18599
Fläche	Summe der Flächen der jeweiligen Nutzungsprofile	Angabe nach Tabelle 4-2
lichte Raumhöhe	flächenanteilig gemittelte Raumhöhe der Nutzungsprofile	
Angabe zur Beheizung	ja	Alle Fläche außer Tiefgarage beheizt
Angabe zur Kühlung	Zonen mit hohem Behaglichkeitsanspruch	6 der 11 Zonen mit Kühlung
Daten für Beleuchtung		
Fensterhöhe und Position	Angabe ach Standards für Nutzungsprofile	Um Tageslichteintrag zu berücksichtigen
Beleuchtungsart	Leuchtstofflampe mit EVG	EnEV 2009 Standard
Beleuchtungssteuerung	manuell	
Lüftung der Zonen		

Art der Lüftung	maschinell (RLT) oder manuell (Fenster)	Angabe nach Energiedesign DS-Plan
Lüftungssteuerung	Manuell/Zeit	bedarfsabhängige Regelung nach DIN 18599 Teil 100
4. Angaben zur Anlagentechnik		
Kälte		
Kälteerzeuger	verbesserte Kompressi- ons- Kältemaschine	EnEV 2009 Standard
Übergabesystem	Kaltwasser 8/14 °C- Ventilatorkonvektoren	
Heizwärme		
Wärmeerzeuger	Fernwärme	Fernwärmeanschluss von Vat- tenfall bereits vorhanden
Übergabesystem	Heizkörper an Außen- wand 55/45 °C	Niedertemperatur Radiatoren
Trinkwarmwasser		
Nutzungsart	Hotel	Nur ein Nutzungsprofil wählbar
Bezugsfläche	7800 m ³	Ermittelt nach Flächenanteilen der Nutzungsprofile
Art der Trinkwasserberei- tung	Zentral mit Zirkulation	Angabe um Verteilungsverluste zu berücksichtigen

Literaturverzeichnis

AGFW. 2012. Arbeitsgemeinschaft Fernwärme. [Online] 01. 10 2012 .

[Zitat vom: 22. 09 2013.] Fernwärme Preisübersicht 2012.

<http://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/preisuebersicht/>.

Auslobungsbeschreibung. 2013. *Auslobung zum hochbaulichen Wettbewerb Baufeld 34/15 und 34/16.* [Dokument] Hamburg, 03. 06 2013. Unternehmensinterne Daten von Drees & Sommer.

Bundesbank. 2013. Zinssätze für das Neugeschäft der deutschen Banken. www.bundesbank.de. [Online] 02. 09 2013. [Zitat vom: 20. 09 2013.] http://www.bundesbank.de/Navigation/DE/Statistiken/Geld_und_Kapitalmaerkte/Zinssaetze_und_Renditen/zinssaetze_und_renditen.html.

Deschaintre, Laure. 2013. Development of a solar district heating online calculation tool. Stuttgart: Solites- Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, 2013.

Destatis. 2013. Statistisches Bundesamt. *Daten zur Energiepreisentwicklung.* [Online] 07 2013. [Zitat vom: 09. 20 2013.] Lange Reihe von Januar 2000 bis Juli 2013. <https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/Energiepreisentwicklung.html>.

DS-Plan. 2013. *Energiedesign Überseequartier Baufeld 34 15/16.* [Präsentation] Vorabzug, Hamburg: DS-Plan, 19. 08 2013.

EEWärmeG. 2011. *Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich.* [Gesetzestext] Bundesministerium der Justiz: Berlin, 12 2011.

Felsmann, C. 2012. Primärenergiefaktor des Fernwärmeversorgungssystems Hamburg der Vattenfall Europe Wärme AG. [Online] 24. 07 2012. [Zitat vom: 18. 08 2013.] http://www.vattenfall.de/de/file/Zertifikat_FW309_Verbundnetz_Hamburg_26133046.pdf.

Fisch, Norbert, et al. 2005. *Wärmespeicher.* 4. Auflage. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2005. ISBN 3934595545.

HafenCity. 2010. *Umweltzeichen HafenCity 2010.* [Hrsg.] HafenCity Hamburg GmbH. 2010.

Hauer, Andreas, Hiebler, Stefan und Reuß, Manfred. 2013. *Wärmespeicher*. [Hrsg.] FIZ Karlsruhe. 5. vollständig überarbeitete Auflage. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2013. ISBN 978-3-8167-8366-4.

Hollands, K.G.T. und Lightstone, M.F. 1989. A review of low-flow, stratified-tank solar water heating systems. [Hrsg.] International Solar Energy Society. *Solar Energy*. 43 Edition, Ottawa, Canada, 1989, S. 97-105.

KfW-Bank. 2013. Förderprogramm Erneuerbare Energien „Premium“. [Online] 05 2013. [Zitat vom: 15. 09 2013.] <https://www.kfw.de/Download-center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf>.

Lichtmeß, Marcus. 2010. *Vereinfachung für die energetische Bewertung von Gebäuden*. [Dissertation]. Wuppertal: Universität Wuppertal, Fachbereich Architektur, 10. 03.2010.

Lichtmeß, Marcus. 2012. *EnerCalc- Excel Werkzeug für vereinfachte Energiebilanzen in Anlehnung an VDI V 18599*. [Excel-Berechnungstool] Wuppertal, 12 2012.

Lund, P.D. 1988. Effect of storage thermal behavior in seasonal storage of solar heating systems. [Hrsg.] International Solar Energy Society., *Solar Energy*. 40 Edition, 1988, S. 249-258.

Mangold, Dirk und Brenner, M. 2001. *Solarthermie-2000 TP 3: Solar unterstützte Nahwärme- Ergebnisse der wissenschaftlichen Begleitforschung*. Stuttgart, 2001.

Mangold, Dirk, Bollin, Elmar und Huber, Klaus. 2013. *Solare Nahwärme für große Gebäude und Wohnsiedlungen*. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag, 2013. ISBN: 9783816787525.

Pinel, Patrice, et al. 2011. A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications. Ottawa (Canada): *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2011, 15. Ausgabe, S. 3341-3359.

Sang Lee, Kung. 2012. *Underground Thermal Energy Storage*. London: Springer Verlag, 2012. Kapitel 1. und 2.

Schmidt, Thomas und Mangold, Dirk. 2011. Der Multifunktions-Wärmespeicher in Hamburg Bramfeld- Innovative Erweiterung der ältesten deutschen Solarsiedlung. [Hrsg.] Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme. Stuttgart, 2011.

Sörensen, Alex. 2011. Smart District Heating. [Online] 06 2011. [Zitat vom: 05. 08 2013.] München: Intersolar Europe 2011.

<http://www.solar-district-heating.eu/NewsEvents/News/tabid/68/ArticleId/144/Smart-solar-district-heating-developing-in-Denmark.aspx>.

Tamme, Rainer, et al. 2013. Thermal Energy Storage. *Solar Energy*. Freiburg: 2013, S. 688-714.

Umweltbundesamt. Emissionsbilanz Erneuerbarer Energieträger . *Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emission im Jahr 2012. Aktualisierte Anhänge 2 und 4 der Veröffentlichung "Climate change"12/2009.* Stand Februar 2013.

Universität Kassel. 2003. Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis. *Webseite des Fachgebiets Solar- und Anlagentechnik.* [Online] 2003. <http://solar.umwelt-uni-kassel.de/download>.

VDI . 2012. Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung. *VDI 2067 Blatt 1.* [Richtlinie] Beuth Verlag, 09 2012.

Viessmann. 2008. Planungshandbuch Solarthermie. [Online] Allendorf: 08/2008. [Zitat vom: 27. 08 2013.] http://www.viessmann.de/content/dam/internet-global/pdf_documents/sonstige/planungshandbuch-solarthermie.pdf.

Eigenständigkeitserklärung

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit ohne fremde Hilfe selbständig verfasst habe und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Hamburg, 30.09.2013

Manuel Zeller