

News aus Wärmepumpen- Forschung und -Markt

CO₂-Wärmepumpen –
Wärmepumpen und Solarthermie

Mittwoch, 29. Juni 2011 HTI Burgdorf



17. Tagung des
Forschungsprogramms
Wärmepumpen, Wärme-
Kraft-Kopplung, Kälte des
Bundesamts für Energie (BFE)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

News aus Wärmepumpen- Forschung und -Markt

CO₂-Wärmepumpen –
Wärmepumpen und Solarthermie

Tagungsband zur
17. Tagung des Forschungsprogramms
Wärmepumpen, Wärme-Kraft-Kopplung, Kälte

29. Juni 2011
Berner Fachhochschule
HTI Burgdorf

Herausgeber
Bundesamt für Energie (BFE)



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Bundesamt für Energie BFE

Impressum

Datum: Juni 2011

Bundesamt für Energie, Forschungsprogramm Wärmepumpen, WKK, Kälte
Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen
Postadresse: CH-3003 Bern

www.bfe.admin.ch

Bezugsort der Publikation: www.bfe.admin.ch/forschung/waermepumpe

Vorwort

News aus Wärmepumpen- Forschung und -Markt

Unter dem Schwerpunkt «CO₂-Wärmepumpen» berichten wir von den neusten Entwicklungen und erklären die Möglichkeiten für Prozessverbesserungen. Ein zweiter Schwerpunkt ist wiederum der Kombination «Wärmepumpen und Solarthermie» gewidmet. Die Schweiz beteiligt sich in diesem Gebiet in einer internationalen Forschungsaktivität im Rahmen der Internationalen Energieagentur (IEA). Nicht fehlen dürfen aber auch in der diesjährigen 17. Wärmepumpentagung einige Anlagenbeispiele aus der Praxis von Wärmepumpen zum Heizen und Kühlen und es wird der gegenwärtige Stand der BFE-Aktivitäten in den Bereichen Forschung und Markt präsentiert.

Die Präsentation von Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wird aber nicht nur für Forschende von Interesse sein, sondern wir möchten auch Hersteller, Planer und Installateure ansprechen. Sie erhalten wertvolle Impulse für ihre jeweiligen Anwendungsgebiete, andererseits freuen wir uns, wenn Sie in den Diskussionen auch ihre Meinung und ihre Erfahrungen einbringen.

Prof. Dr. Thomas Kopp

Programmleiter Forschung + Entwicklung

Andreas Eckmanns

Bereichsleiter Forschung

Dr. Richard Phillips

Bereichsleiter Markt

Avant-propos

Nouvelles de la recherche et du marché des pompes à chaleur

Sous la dénomination « Pompes à chaleur CO₂ » nous vous présenterons des développements intéressants et nous vous expliquerons les possibilités d'améliorations des procédés. Un deuxième point fort sera une fois encore dédié à la combinaison « pompes à chaleur et solaire thermique ». La Suisse participe dans ce domaine à une activité de recherche internationale dans le cadre de l'agence internationale de l'énergie (AIE). D'autres mots-clés sont « pompe à chaleur pour chauffer et refroidir ». Dans le cadre de notre 17ème congrès, nous voulons aussi vous présenter quelques exemples d'installations tirées de la pratique, ainsi que la situation actuelle des activités de l'OFEN dans les domaines de la recherche et du marché.

La présentation des projets de recherche et développement n'est pas seulement pour les chercheurs, mais nous souhaitons qu'elle réponde aussi aux besoins et aux attentes des fabricants, des planificateurs et des installateurs. Vous obtiendrez ainsi des précieuses impulsions dans vos domaines d'applications respectifs. De plus vous aurez l'occasion de participer aux discussions en y apportant vos expériences et vos opinions.

Prof. Dr. Thomas Kopp

Responsable de programme de recherche et développement

Andreas Eckmanns

Responsable recherche

Dr. Richard Phillips

Responsable marché

Tagungs-Moderation

Thomas Kopp

Prof., Dr.sc.techn. ETHZ, dipl. Masch.Ing. ETHZ
Programmleiter des BFE-Forschungsprogramms Wärmepumpen,
Wärme-Kraft-Kopplung, Kälte
Professor für Thermodynamik und Energietechnik
Hochschule für Technik Rapperswil HSR
CH-8640 Rapperswil
tkopp@hsr.ch

Referenten

Andreas Eckmanns

dipl. el. Ing. FH
Leiter Forschungsbereich Wärmepumpen, Wärme-Kraft-
Kopplung, Kälte
Bundesamt für Energie BFE
CH-3003 Bern
andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

Richard Phillips

Dr. Ing. dipl. EPF, EMBA
Responsable marché pompe à chaleur, CCF, froid
Office fédéral de l'énergie OFEN
CH-3003 Berne
richard.phillips@bfe.admin.ch

Peter Hubacher

dipl. Ing. HTL/HLK
Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS
Steinerstrasse 37
CH-3006 Bern
peter.hubacher@fws.ch

Jean-Christophe Hadorn

dipl. Ing. EPFL, HEC MBA Lausanne
BASE consultants SA
8 rue du Nant
CH-1207 Genève
jchadorn@baseconsultants.com

Peter Kurmann

dipl.-Ing FH
Hochschule für Technik und Architektur Freiburg
Boulevard de Pérolles
CH-1705 Freiburg
peter.kurmann@hefr.ch

- Thomas Afjei** Prof., Dr. sc. techn. ETH
Fachhochschule Nordwestschweiz, Hochschule für Architektur,
Bau und Geomatik
Institut Energie am Bau
Sankt-Jakobs Strasse 84
CH-4132 Muttenz
thomas.afjei@fhnw.ch
- Stefan Bertsch** Prof. Ph.D.
NTB Hochschule für Technik Buchs
Institut für Energiesysteme
Werdenbergstrasse 4
CH-9471 Buchs
stefan.bertsch@ntb.ch
- Ernst A. Müller** dipl. Geograph
Verein InfraWatt
Pflanzschulstrasse 2
CH-8400 Winterthur
mueller@infrawatt.ch
- Bernard Matthey** Dr. ès Sciences SIA
Bernard Matthey Ing.-Conseils S.A.
La Grande-Fin 19
CH-2037 Montezillon
info@masai-conseils.com
- Dirk I. Uhlenhaut** Dr. sc. ETH
awtec AG
Leutschenbachstrasse 48
CH-8050 Zürich
dirk.uhlenhaut@awtec.ch
- Jérémy Dupuy** Ingénieur thermicien
Bernard Matthey Ing.-Conseils S.A.
La Grande-Fin 19
CH-2037 Montezillon
dupuy@masai-conseils.com
- Raphael Gerber** dipl. Ing. HTL
Frigo-Consulting AG
Ingenieurbüro für Kältetechnik
Feldstrasse 30
CH-3073 Gümligen
r.gerber@frigoconsulting.ch

Inhaltsverzeichnis

Der Forschungsschwerpunkt „Wohnen und Arbeiten der Zukunft“ – ein Arbeitsbericht Andreas Eckmanns	9
La pompe à chaleur dans le cadre du programme SuisseEnergie 2011 -2020 Richard Phillips	16
BFE Programm «Ersatz von Elektrospeicherheizungen durch Wärmepumpen» Peter Hubacher	26
Solar + Heat Pump – Bericht aus dem Annex 38 IEA HPP (Joint Annex mit IEA SHC Solar Heating and Cooling) Jean-Christophe Hadorn	41
Optimierung der Einbindung eines 28m³- Wasserspeichers in die Beheizung und die WW-Versorgung mit WP und Solarthermik Peter Kurmann	57
SOFOWA – Kombination von Solarthermie, Fotovoltaik und Wärmepumpe Thomas Afjei	71
Zirkulationsverluste in Warmwasseranlagen Stefan Bertsch	86
Einsatz der Abwasserwärmenutzung – Grenzkriterien und Wirtschaftlichkeit Ernst A. Müller	98
Le couplage chaleur force décentralisé au service des pompes à chaleur – Retour d’expériences Bernard Matthey	109
Ölfreier CO₂-Kompressor für Grosswärmepumpen zur Warmwassererzeugung Dirk Uhlenhaut	120
Contrôle d’une chambre climatique par pompe à chaleur Jérémy Dupuy	127
Effiziente Kälteerzeugung – Integration einer Expansionsmaschine in ein CO₂- Kältesystem Raphael Gerber	138
Abkürzungsverzeichnis	150
Nützliche Adressen	151

Andreas Eckmanns
dipl. el. Ing. FH
Leiter Forschungsbereich Wärmepumpen, Wärme-Kraft-Kopplung, Kälte
Bundesamt für Energie
CH-3003 Bern
andreas.eckmanns@bfe.admin.ch
www.bfe.admin.ch

Der Forschungsschwerpunkt „Wohnen und Arbeiten der Zukunft“ – ein Arbeitsbericht

Zusammenfassung

Das Energieforschungskonzept des Bundes für die Periode 2013 –2016 ist im Moment in Ausarbeitung. Wohnen und Arbeiten soll in Zukunft energieeffizient und weitgehend frei von Schadstoff- und Treibhausgasemissionen erfolgen. Dies ist die langfristige Vision für den Forschungsschwerpunkt „Wohnen und Arbeiten der Zukunft“. Er gilt auf den Gebäudebereich als Ganzes bezogen und umfasst sowohl den Verbrauch als auch die dezentrale Bereitstellung von Energie durch Gebäude.

Um diese Vision zu erreichen, werden im Forschungsschwerpunkt „Wohnen und Arbeiten der Zukunft“ Technologien und Konzepte erforscht, die den Energiebedarf, die Energieumwandlung und -verwendung sowie die lokale Gewinnung erneuerbarer Energie in Gebäuden, Arealen, Siedlungen und Städten betreffen. Weil Kosten-Nutzen-Betrachtungen bei bestehenden Gebäuden zu anderen Lösungen als bei Neubauten führen, stellen sich für die Forschung unterschiedliche Herausforderungen:

*In **bestehenden Gebäuden** muss der Energieverbrauch (gelieferte Energie) stark reduziert werden. Zudem müssen sie CO₂-frei betrieben werden.*

***Neue Gebäude** sollen im Betrieb keine umweltbelastenden Emissionen generieren. Die Emissionen, die durch Erstellung und Entsorgung verursacht werden, sollen um den Faktor 10 gegenüber heute reduziert werden.*

Résumé

Habiter et travailler dans un parc immobilier énergétiquement efficace, qui dans une large mesure n'émette ni gaz à effet de serre ni polluants, voilà l'avenir qu'il convient de dessiner dans une perspective globale. Pour atteindre cet objectif, il faut que le parc immobilier suisse soit transformé au fil des prochaines décennies, grâce à des solutions que la recherche et développement devra fournir.

Étant donné le rapport coût-utilité, les solutions diffèrent selon que les bâtiments existent déjà ou qu'ils doivent être construits, d'où les défis suivants pour la recherche:

*La consommation énergétique des **bâtiments existants** doit fortement diminuer, et ceux-ci ne doivent plus émettre de CO₂.*

*En ce qui concerne les **nouveaux bâtiments**, ils ne généreront pas d'émissions affectant l'environnement. Les émissions générées par la construction ou la démolition doivent diminuer d'un facteur 10 par référence à la situation actuelle.*

Einleitung

Seit 1986 veröffentlicht die Eidgenössische Energieforschungskommission CORE (Commission fédérale pour la recherche énergétique, vergl. Kasten) alle vier Jahre das Energieforschungskonzept des Bundes (nachfolgend Energieforschungskonzept genannt).

CORE : Commission fédérale pour la recherche énergétique

1986 wurde die CORE als beratendes Organ für die Energieforschung durch den Bundesrat eingesetzt. Unter anderem erarbeitet sie alle vier Jahre das Energieforschungskonzept, prüft die schweizerische Energieforschung, äussert sich zur energiebezogenen Ressortforschung des Bundes und sorgt für eine angemessene Information über die Erkenntnisse und Entwicklungen der Energieforschung. Der CORE gehören 15 Mitglieder an, welche die Industrie, die Wissenschaft und die Politik vertreten. Ihre aktuelle Zusammensetzung kann unter www.energieforschung.ch eingesehen werden.

Ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Energieforschung ist die erfolgreiche Umsetzung ihrer Resultate im Markt und in einer Energiepolitik, die sich konsequent an den Klimazielen orientiert. Das Energieforschungskonzept ist daher ein Planungsinstrument für die Förderinstanzen des Bundes wie beispielsweise der ETH-Rat oder die Bundesämter für Energie (BFE), für Umwelt (BAFU) und für Bildung und Technologie (BBT) mit der angegliederten Förderagentur für Innovation (KTI). Daneben soll es aber auch den kantonalen und kommunalen Stellen als Orientierungshilfe dienen, die mit der Umsetzung der energiepolitischen Vorgaben betraut sind oder eigene Förderinstrumente für die Energieforschung haben.

Das Energieforschungskonzept für die Periode 2013 –2016 ist im Moment in Ausarbeitung. Es basiert auf den aktuellsten internationalen wissenschaftlichen Erkenntnissen. Für die Zielformulierung geht die CORE von folgender Vision aus:

Vision

Die Schweizer Energieforschung leistet einen relevanten Beitrag zur effizienten und emissionsarmen Energiebereitstellung und -umwandlung. Sie fördert dadurch eine national und international sichere, ökonomisch und ökologisch tragbare Energieversorgung.

Als Zwischenschritt auf dem Weg zur Vision postuliert die CORE vier quantitative Ziele bis 2050.

- Verzicht auf fossile Brennstoffe für die Bereitstellung von Wärme in Gebäuden (Alt- und Neubauten).
- Halbierung des Energieverbrauchs in Gebäuden (Alt- und Neubauten). Heutiger Primärenergieverbrauch: 500 PJ.
- Mindestens Verdreifachung der Nutzung der Biomasse als Energieträger. Heutige Nutzung: 37 PJ.
- Senkung des durchschnittlichen fossilen Flottenverbrauchs auf 3 Liter je 100 km. Heutiger Verbrauch: 7,6 Liter je 100 km.

Dabei geht man von nach heutigem Stand des Wissens zu erwartenden Entwicklungen aus. So können die Leistungen, die durch die Energieanwendung bereitgestellt werden, sogar teilweise noch markant zunehmen – beispielsweise die zurückgelegten Distanzen, die im Winter beheizte Wohnfläche oder die Produktion von Gütern.

Aus den vom ETH-Rat [1] und von der CORE [2] definierten Absenkpfeilen ergeben grundsätzlich zwei Stossrichtungen für die Energieforschung:

- Die Energie muss effizienter genutzt werden, um den Primärenergiebedarf zu senken.
- Die limitierte fossile Energie muss durch erneuerbare Energie oder andere CO₂-freien Energiequellen ersetzt werden, um den Ausstoss von Klimagasen zu reduzieren (Dekarbonisierung).

Die CORE hat vier Schwerpunkte definiert, denen sich sämtliche Bereiche der Energieforschung zuordnen lassen. Die Schwerpunkte spiegeln das tägliche Leben und der damit verbundenen Bedarf an Energie.

1. Wohnen und Arbeiten der Zukunft
2. Mobilität der Zukunft
3. Energiesysteme der Zukunft
4. Prozesse der Zukunft

Die vier Bereiche sind auch im Ausland als wichtigste Ansatzpunkte für verstärkte Effizienz und Reduktion von Emissionen erkannt worden. Mit der Festlegung dieser Schwerpunkte sollen die Schlüsselthemen für die Forschung „top-down“ hergeleitet, das Systemdenken gefördert, die Kommunikation des Konzepts vereinfacht und die bereichsübergreifende Forschung gefördert werden. Der Autor ist für die Erarbeitung des Schwerpunkts „Wohnen und Arbeiten der Zukunft“ im Sinne eines Primus inter Pares verantwortlich.

CORE-Schwerpunkt „Wohnen und Arbeiten der Zukunft“

Leitsatz

Auf dem Weg zum energieeffizienten und weitgehend emissionsfreien Gebäudepark.

Wohnen und Arbeiten soll in Zukunft energieeffizient und weitgehend frei von Schadstoff- und Treibhausgasemissionen erfolgen. Dieser langfristige Leitsatz gilt auf den Gebäudebereich als Ganzes bezogen und umfasst sowohl den Verbrauch als auch die dezentrale Bereitstellung von Energie durch Gebäude.

Langfristige Zielsetzungen

Um diese Vision zu erreichen, werden im Forschungsschwerpunkt „Wohnen und Arbeiten der Zukunft“ Technologien und Konzepte erforscht, die den Energiebedarf, die Energieumwandlung und -verwendung sowie die lokale Gewinnung erneuerbarer Energie in Gebäuden, Arealen, Siedlungen und Städten betreffen. Weil Kosten-Nutzen-Betrachtungen bei bestehenden Gebäuden zu anderen Lösungen als bei Neubauten führen, stellen sich für die Forschung unterschiedliche Herausforderungen.

- In bestehenden Gebäuden muss der Energieverbrauch (gelieferte Energie) stark reduziert werden. Zudem müssen sie CO₂-frei betrieben werden.
- Neue Gebäude sollen im Betrieb keine umweltbelastenden Emissionen generieren. Die Emissionen, die durch Erstellung und Entsorgung verursacht werden, sollen um den Faktor 10 gegenüber heute reduziert werden.

Dazu müssen Forschende Technologien und Konzepte entwickeln, die eine intelligente Gewinnung, Umwandlung und Nutzung von Energie im Gebäudebereich ermöglichen. Dies umfasst sowohl die technologische als auch die sozio-ökonomische Forschung sowie die Untersuchung interdisziplinärer Aspekte. Das erarbeitete Wissen muss schlussendlich in den Markt transferiert werden.

Hintergrund

Verschiedene nationale und internationale energiepolitische Strategien fordern eine konsequente Umgestaltung des Gebäudeparks nach Kriterien der nachhaltigen Entwicklung. Sie basieren auf den in der Einleitung erklärten Szenarien der „2000-Watt Gesellschaft“ [3] sowie der „1-Tonne-CO₂-Gesellschaft“ [1]. Zudem formulierte der Schweizerische Ingenieur- und Architektenverein in Zusammenarbeit mit dem Bund, Instituten des ETH-Bereichs und der Stadt Zürich im Merkblatt „SIA 2040 SIA-Effizienzpfad Energie“ [4] ein Etappenziel für das Jahr 2050, das diesen beiden Szenarien Rechnung trägt. Demnach sind maximal 2000 Watt nicht erneuerbarer Primärenergie und 2 t CO₂-Äquivalent pro Person und Jahr zulässig.

Der Gebäudebereich darf davon rund die Hälfte beanspruchen, nämlich 973 Watt respektive 1,1 t CO₂-Äquivalent. Dabei wird nicht nur die für den Betrieb benötigte Energie berücksichtigt, sondern auch die in den Baustoffen enthaltene graue Energie sowie der durch den Gebäudestandort verursachte Energieverbrauch für Mobilität.

Effizienz- und Emissionsziele

Das Etappenziel des SIA-Effizienzpfades bis 2050 wurde unter der Prämisse der heutigen technischen Machbarkeit und finanziellen Zumutbarkeit sowie unter Wahrung eines architektonischen und städtebaulichen Spielraums festgelegt. Es dient somit als Minimalanforderung für künftige Pilot- und Demonstrationsprojekte (P+D-Projekte).

Zukünftige Forschungsanstrengungen im Schwerpunkt „Wohnen und Arbeiten“ müssen jedoch deutlich darüber hinaus gehen. Sie richten sich nach den übergeordneten energiepolitischen Zielen. Eine weitere Halbierung der SIA-Zielwerte muss deshalb in den F+E-Aktivitäten avisiert werden. Die daraus abgeleiteten Effizienz- und Emissionsziele für P+D-Projekte im Gebäudebereich sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

Gebäude- kategorie	P+D-Ziel	
	Mittlere jährliche Leistung der Primärenergie nicht erneuerbar W/Person	Treibhausgasemissionen t/Person
Wohnen	840	0,920
Büro	105	0,125
Schulen	28	0,035
Gesamt	973	1,080

Tabelle 1: Übergeordnete P+D-Ziele, abgeleitet vom SIA Effizienzpfad Energie

Langfristige Prioritäten 2020–2050

Bestehende Gebäude

Um den Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen zu reduzieren, müssen bestehende Gebäude wirtschaftlich tragbar erneuert werden. Bei Wohnbauten setzt die Forschung mittel- bis langfristig bei Technologien, Methoden und Tools zur Gesamtoptimierung des Energieverbrauchs und zur Reduktion von Treibhausgas-emissionen an. Im Bereich der Nicht-Wohnbauten besteht die Herausforderung darin, das Verhältnis von Energiegewinn und Energieverlusten zu optimieren. Dabei sind die inneren Lasten zu beachten und die Treibhausgasemissionen zu minimieren. Für historisch erhaltenswerte Gebäude sind Strategien und Lösungen zur energieoptimierten Sanierung bei minimierten Treibhausgasemissionen zu entwickeln.

Um diese Transformation des Gebäudebestands voranzutreiben, müssen die Motivation für Gebäudeerneuerungen sowie die wirtschaftlichen und politischen Voraussetzungen vorhanden sein. Die entsprechenden sozio-ökonomischen Grundlagen dafür sind zu erarbeiten. Schliesslich sind nicht nur die einzelnen Gebäude zu betrachten, sondern ganze Areale, Quartiere und Städte sollen nachhaltig entwickelt werden. Die Forschung entwickelt dafür Konzepte, Strategien und Planungshilfsmittel.

Neubauten

Bei Neubauten liegt der Fokus der Forschung bei der Minimierung von Energieverbrauch, Schadstoffen und Emissionen über den gesamten Lebenszyklus.

Zur Verminderung des Energiebedarfs sind Technologien gefragt, welche die Energieverluste substanziell reduzieren und die Energiegewinnung über die Gebäudehülle optimieren. Dabei soll die architektonische Vielfalt gewährleistet bleiben. Die graue Energie und die grauen Emissionen stellen bei Neubauten ein Haupthandlungsfeld dar. Sie sollen durch Konzepte, Technologien, neue Materialien und Planungswerkzeuge minimiert werden.

Gebäudetechnologien

Gebäude sollen in Zukunft selbst Energie produzieren. Die Forschung ist gefordert, innovative Technologien bereitzustellen, die in und an bestehenden Gebäuden sowie in Neubauten Energie gewinnen und die Energie im Gebäude effizient nutzen. Einerseits müssen dazu Technologien zur Gewinnung von erneuerbarer Energie auf dem Gebäude und zur Nutzung der Abwärme entwickelt sowie bestehende verbessert werden. Andererseits gilt es, die Standardisierung und die Zuverlässigkeit der Technologien zu erhöhen. Die architektonische Integration ins Gebäude hat dabei einen hohen Stellenwert. Eine wichtige Rolle im energieeffizienten Gebäudepark spielt auch die Wärme- und Kältespeicherung. Die Forschenden müssen innovative Lösungen erarbeiten und deren wirtschaftliche und technische Machbarkeit aufzeigen, nicht nur theoretisch sondern auch praktisch. Schliesslich sollen elektrische Energiewandler und -verbraucher sowie Geräte dank integrierter Intelligenz an Effizienz gewinnen und minimale Stand-by-Verluste aufweisen. Bei der gebäudeübergreifenden Vernetzung wird durch intelligente Lösungen das Produktions- und Lastmanagement von Gebäuden, Arealen und Siedlungen optimiert.

Integration Wohnen und Arbeiten

Zur erfolgreichen Umsetzung der Forschungsergebnisse sind sozio-ökonomische Zusammenhänge zu betrachten. So sind Siedlungskonzepte und neuartige Wohn- und Arbeitsmodellen zu entwickeln, die im energie- und treibhausgasoptimierten Gebäudepark für ein nachhaltiges Wohnen und Arbeiten sorgen. Um das Benutzerverhalten zu verbessern,

werden Strategien, Konzepte und Technologien entwickelt, die auf spezifische Verbrauchertypen eingehen. Sie werden in der Praxis erprobt und implementiert. Ein weiteres Thema ist der Einfluss der globalen Klimaentwicklung auf den Heiz- und Kühlbedarf von Gebäuden. Diese Zusammenhänge sollen untersucht und in Planungswerkzeuge implementiert werden. Ebenso gilt es, energetische Aspekte des Mikroklimas von Siedlungen und Städten in die Gebäudeplanung einfließen zu lassen. Die Forschung soll Konzepte und Grundlagen erarbeiten und mit entsprechenden Werkzeugen für die Planer zugänglich machen.

Forschungsziele der Konzeptperiode 2013-2016

Welche Forschungsthemen zur Zielerreichung gemäss den genannten langfristigen Prioritäten beitragen sollen, ist heute noch nicht festgelegt. Für das BFE-Programm „Wärmepumpen, WKK, Kälte“ werden diese im kommenden Jahr erarbeitet und im Vierjahreskonzept des Forschungsprogramms „Wärmepumpen, WKK, Kälte“ publiziert. Schlüsselthemen aus heutiger Sicht sind: Annäherung der Maschine an den theoretischen Wirkungsgrad, Systeme weiter optimieren (Temperaturhub), WP-Lösungen für Warmwasser in Kombination mit anderen Technologien (insb. Solarthermie), Analyse von Anergiequellen, wirtschaftliche Optimierung der Länge von Erdwärmesonden in Verbindung mit solarer Regeneration, sowie neuartige Kältemittel.

Quellen

- [1] K. Boulouchos et al.: Energiestrategie für die ETH Zürich, Energy Science Center der ETH Zürich, 2007.
- [2] Eidgenössische Forschungskommission CORE: Konzept der Energieforschung des Bundes 2008-2011, Bundesamt für Energie, 2008.
- [3] ETH-Rat: 2000-Watt Gesellschaft, novatlantis, 2005.
- [4] M. Ménard et al.: Merkblatt 2040 SIA-Effizienzpfad Energie, Schweizerischer Architekten- und Ingenieurverein SIA, voraussichtlich Juni 2011.

Richard Phillips
Dr. Ing. dipl. EPF, EMBA
Responsable marché pompe à chaleur, CCF, froid
Office fédéral de l'énergie (OFEN)
CH-3003 Berne
richard.phillips@bfe.admin.ch
www.bfe.admin.ch

La Pompe à chaleur dans le cadre du programme SuisseEnergie 2011-2020

Résumé

Les programmes Energie 2000 et SuisseEnergie (eCH) se sont engagés depuis les années nonante à promouvoir la pompe à chaleur (PAC). Le marché de la PAC n'a cessé d'augmenter et en 2010 le seuil des 200'000 unités vendues a de nouveau été franchi avec cependant un légère décroissance (-2.7%) par rapport à 2009. Les PAC continuent de profiter du dynamisme du secteur de la construction, les coûts énergétiques n'ayant actuellement que peu d'influence. Le programme eCH est entré dans une nouvelle phase basée principalement sur des projets limités dans le temps et dans le cadre de partenariats étendus de type Public Privé (PPP). La PAC continuera à avoir sa place dans le cadre des activités d'information, de conseil, de formation et du système qualité. Un accent particulier sera mis sur la qualité et notamment sur les mesures de contrôle de la bonne exécution. Les perspectives pour les PAC restent toujours très encourageantes, notamment dans le contexte énergétique et politique actuel en temps que mesure de compensation des émissions de CO₂.

Die Programme Energie 2000 und EnergieSchweiz (eCH) haben sich seit den neunziger Jahren für die Promotion der Wärmepumpe (WP) eingesetzt. Der WP-Markt ist ständig gewachsen und die Schwelle der 20'000 verkauften Einheiten ist im dritten Jahr mit einer leichten Abnahme (-2.7%) gegenüber 2009 erreicht worden. Die WP profitieren immer noch von der Dynamik des Bausektors, die Energiekosten haben zurzeit nur wenig Einfluss. Das Programm eCH befindet sich in einer neuen Phase, in der auf zeitbegrenzte Projekte im Rahmen aktuellen und erweiterter Partnerschaften (z.B. Public Private Partnership PPP) gesetzt wird. Die WP werden wie früher ihren Platz im Programm eCH in den Aktivitäten Information, Beratung, Aus- und Weiterbildung und Qualität behalten. Die weitere Entwicklung der Qualität durch den Einsatz von Vollzugskontrollen wird eine bedeutende Rolle spielen. Die Perspektiven für die WP sind immer noch sehr versprechend und besonders im heutigen energetischen und politischen Kontext, zum Beispiel WP im Einsatz im Sanierungsbereich als CO₂-Kompensationsmassnahmen.

Introduction

L'OFEN soutien la PAC depuis plus de quinze ans. Tout a commencé dans les années nonante avec le programme Energie 2000 qui est aussi à l'origine de la création du groupement promotionnel suisse pour les pompes à chaleur GSP, ainsi que du centre de test des pompes à chaleur. Le programme Energie 2000 est devenu par la suite SuisseEnergie (eCH), qui a continué son engagement pour les pompes à chaleur (PAC). Le succès actuel du marché suisse des PAC est dû en partie à ces deux programmes, qui au travers de leurs activités de marketing, de communication, d'information, de conseil et de formation et sans oublier la mise en place du système qualité ont su donner confiance au publique et aux futurs utilisateurs, tout en soutenant les professionnels de la branche. Le programme SuisseEnergie est entré depuis le 1^{er} janvier 2011 dans une nouvelle phase. L'objectif du présent article est tout d'abord de faire un bref tour d'horizon du marché de la PAC en 2010, pour ensuite présenter quelques points du programme SuisseEnergie 2011-2020 et de la position de la PAC au sein de ce programme dans une perspective à court et moyen terme.

Situation du marché de la pompe à chaleur

Il s'est vendu en 2010 20'044 pompes à chaleur en Suisse, ce qui représente un recul de 2.7% par rapport à 2009 (voir figure 1).

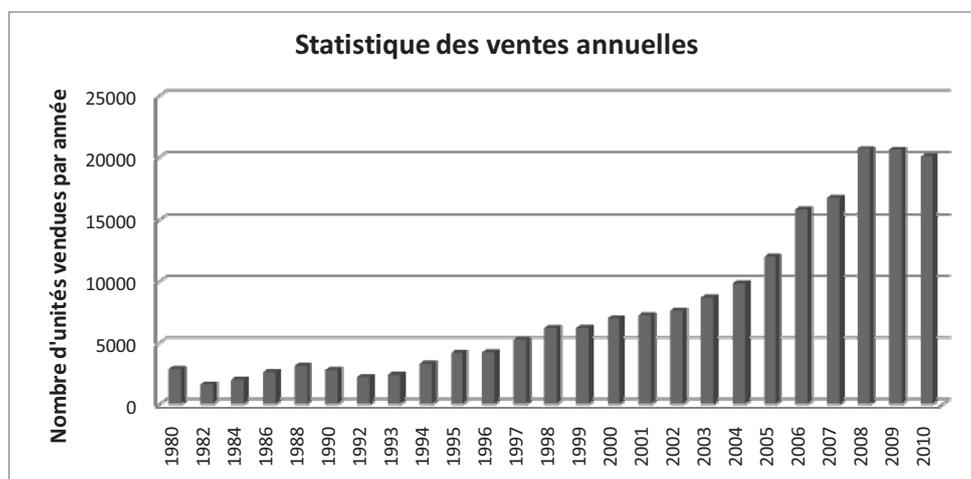


Figure 1: Statistique des ventes de pompes à chaleur par année [1].

Cependant pour la 3^{ème} année consécutive, le seuil des 20'000 unités vendues a été dépassé. Comme chaque année, ce sont les pompes à chaleur air-eau qui ont été le plus vendues avec un pourcentage de 58.7% contre 37.9% pour les sol-eau (voir figure 2). Par rapport à 2009, la part des PAC air-eau a légèrement augmenté en passant de 55.8% à 58.7%. La cause de cette augmentation peut être liée au fait qu'il n'y a pas eu de programme fédéral de subventionnement en 2010. Dans le cadre du programme de subventionnement de 2009, il s'était installé plus de PAC sol-eau que air-eau, soit 801 sol-eau et 388 air-eau, ce qui a eu une influence sur les statistiques 2009.

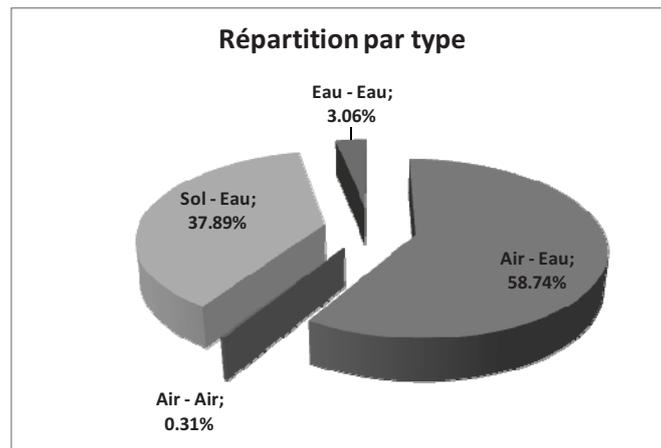


Figure 2: Répartition des ventes 2010 par type de pompes à chaleur [2].

Le domaine de la construction (BAU) est resté dynamique tout au long de 2010 avec un dynamisme encore accentué en fin d'année (voir figure 3). Par contre le baromètre conjoncturel, qui avait encore montré un certain dynamisme au début de l'année 2010, a été marqué par un net ralentissement dans la 2^{ème} moitié de l'année (voir figure 4).

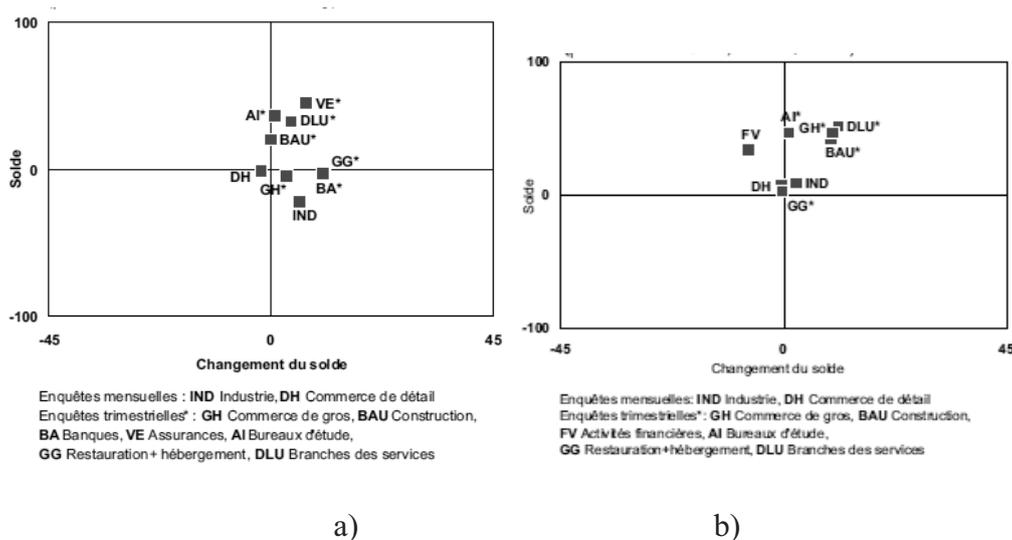


Figure 3: Vue d'ensemble de la situation des affaires a) décembre 2009 et b) novembre 2010 [3], [4].

En 2010, le prix du baril de pétrole a augmenté tout au long de l'année de 78.0 US\$/baril en janvier pour atteindre 90.95 US\$/baril [5] en décembre. On est cependant toujours loin du record de 2008 avec 146.0 US\$/baril. De plus, durant les quatre trimestres de 2010 les coûts de l'électricité (coûts de production) ont oscillé entre 6.0 et 8.2 cts/kWh, ce qui ne représente qu'une baisse moyenne très marginale de -2.7% par rapport à 2009 [6].

On voit donc que le marché de la PAC a principalement profité du dynamisme du secteur de la construction, les autres conditions cadres, notamment les prix de l'énergie, ayant relativement peu d'impact. Dans de telles conditions (prix du mazout/gaz moyennement élevé

et du prix de l'électricité relativement stable), les surcoûts d'investissement jouent donc toujours en faveur des PAC air/eau.

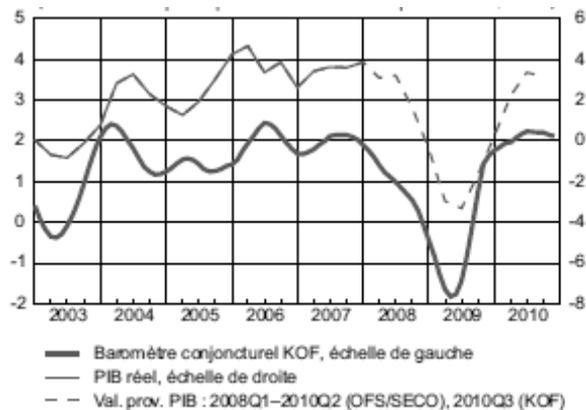


Figure 4: Evolution du baromètre conjoncturel pour 2010 [7].

Programme SuisseEnergie 2011 – 2020

Le marché suisse de la pompe à chaleur doit une partie de son succès actuel au programme SuisseEnergie, qui apporte un complément important aux conditions cadres de l'économie et du marché, notamment auprès des professionnels, des utilisateurs de PAC et des propriétaires de biens immobiliers.

Le conseil fédéral a donné son accord en 2010 pour la reconduction pour dix ans du programme SuisseEnergie. Depuis le début de cette année 2011, le programme SuisseEnergie est donc entré dans une nouvelle phase dont les objectifs restent toujours la réduction des émissions de gaz à effet de serre tout en apportant une contribution importante à la sécurité de l'approvisionnement énergétique suisse, notamment au travers de l'augmentation de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables [8]. Les domaines stratégiques du programme restent donc inchangés : la mobilité, les appareils électriques, l'industrie et les services, les énergies renouvelables, et les bâtiments. Les instruments mis à disposition et qui peuvent être utilisés de façon transversale sont : information et conseil, formation, et qualité.

Les principales nouveautés du programme eCH 2011-2020 se situent dans les points suivants [9] :

- La collaboration avec les partenaires repose principalement sur des projets limités dans le temps, ce qui remplace donc le modèle dit « d'agence » basé sur des contrats-cadres de plusieurs années et des mandats de prestation annuels ;
- Le programme souhaite conclure de nouveaux partenariats, notamment au travers de projet « PPP » (Partenariat Privé Public), en plus de ceux existant ;

- Le programme est piloté par un système de contrôle basé sur des indicateurs qualitatifs et quantitatifs (préalablement définis avec le/s partenaire/s de projet) intégrés dans un système de gestion de projet au sein de l'OFEN et gérés directement par les responsables de domaine.

Le programme SuisseEnergie 2011–2020 doit permettre de:

- Penser le système dans son ensemble (les projets eCH doivent reposer sur une pensée systémique en intégrant la chaîne des réactions dans sa totalité, depuis l'énergie primaire jusqu'à son application) ;
- Générer des innovations (eCH doit se projeter avec 10 ans d'avance en anticipant les nouveaux développements et en contribuant à l'avènement de produits et d'applications énergétiques commercialisables) ;
- Mettre en place un mix de mesures intelligent (les projets eCH utilisent les mesures les plus adaptées à chaque cas. Il n'y a pas de mesures « passe-partout », mais uniquement des mesures appropriées en fonction de la situation initiale) ;
- Constituer un véritable réseau (eCH est un programme de partenariat. Il doit mettre en rapport tous les acteurs importants de la branche de l'énergie, faire converger les intérêts, chercher des solutions optimales et influencer le marché de manière conjointe).

La pompe à chaleur, dans le cadre de la première partie du programme eCH 2011 – 2020, va se focaliser principalement sur les trois thèmes phares du programme [10] : l'information et le conseil (de façon transversale au travers de la nouvelle plate-forme information et conseils de SuisseEnergie), la formation (de façon transversale au travers d'energiewissen.ch) et la qualité (au travers de projets ciblés).

Dans le cadre de cette première partie, la qualité a été identifiée comme un élément particulièrement stratégique de la croissance du marché de la PAC. Sur la base de l'objectif fixé, le nombre de PAC doit plus que doubler d'ici 2020 afin d'atteindre les 400'000 unités installées. Le label de qualité « Gütesiegel » et le centre de test des pompes à chaleur de Buchs ont déjà beaucoup contribué à l'établissement du niveau élevé de la qualité des installations de PAC. Cependant, si nous voulons maintenir ce niveau élevé de qualité, des mesures supplémentaires doivent être prises, telles que le contrôle sur le terrain de la bonne exécution de l'installation des PAC et des sondes géothermiques. Ces contrôles doivent permettre de pouvoir vérifier que les exigences du « Gütesiegel » soient tenues et correctement exécutées. En cas de non respect, des mesures correctives (voir des sanctions) doivent pouvoir être immédiatement prises. Le « Gütesiegel » a été développé et implémenté pour ne prendre en compte que les composants (PAC, sondes géothermiques et l'installation). Il manque donc la dimension système. Par conséquent, les projets eCH prévus à court et moyen termes dans le domaine de la qualité des pompes à chaleur sont principalement :

- Consolidation du contrôle de la bonne exécution de l'installation des pompes à chaleur ;
- Elaboration et mise en place du contrôle de la bonne exécution de l'installation des sondes géothermiques en collaboration avec les cantons ;
- Elaboration et mise en place d'un module Minergie pour les pompes à chaleur et qui intègre la dimension système (Pompe à chaleur + Chauffe eau + Source de chaleur).

A ces trois projets viennent s'ajouter encore deux autres projets dans le cadre du suivi de l'évolution de la technologie des PAC comme mesures indirectes de l'évolution de la qualité:

- Le suivi des performances des PAC dans le cadre des tests normalisés (COP, type et quantité de fluide frigorigène, et niveau de bruit) [11] ;
- Le suivi des performances sur le terrain et sur le long terme des systèmes PAC (> 20 kW) (coefficient de performance annuel, coûts de maintenance et de réparation, fiabilité et satisfaction des utilisateurs) [12].

Les grosses pompes à chaleur (> 100 kW) reste un point qui n'a encore été que très peu abordé dans le cadre du programme eCH et qui serait éventuellement intéressant de considérer à l'avenir, car il y a beaucoup à faire, notamment au niveau de la mise en place de la qualité, dans ce domaine [13].

Perspectives

Au mois de mai 2011, le secteur de la construction a montré un léger ralentissement par rapport au début de l'année (voir figure 5). Cependant, le baromètre conjoncturelle pointe légèrement vers le haut (voir figure 6).

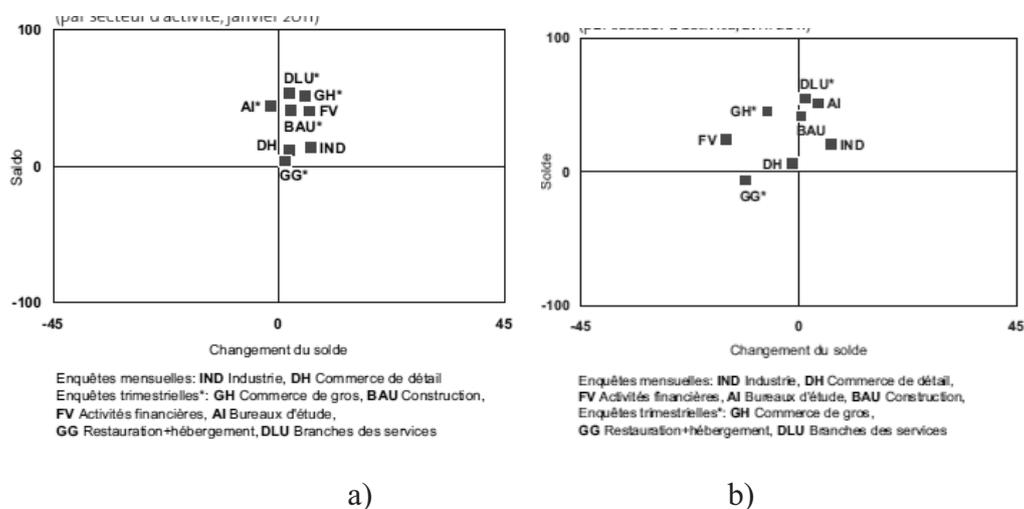


Figure 5: Vue d'ensemble de la situation des affaires a) janvier 2011 et b) avril 2011 [7], [14].

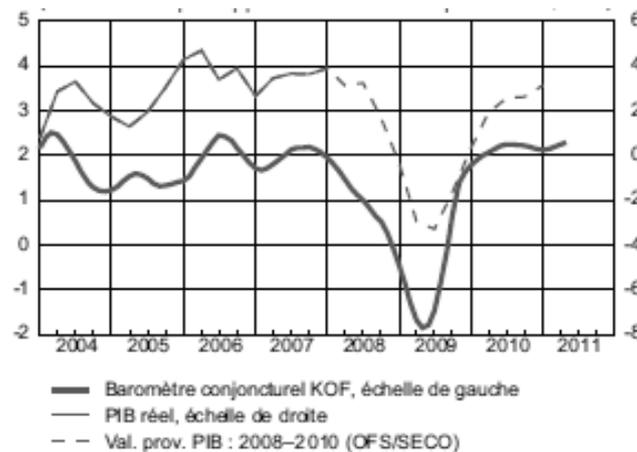


Figure 6: Evolution du baromètre conjoncturel au 1^{er} trimestre 2011 [7].

Quant au prix du baril, il a atteint 112.0 US\$/baril au mois d’avril 2011 pour redescendre à 100.0 US\$/baril au mois de mai 2011 [5], et le prix de l’électricité au premier trimestre se situe à 7.7 cts/kWh [6]. De plus, la situation avec Fukushima et la question sur la sécurité de l’approvisionnement énergétique peuvent être une opportunité supplémentaire pour les pompes à chaleur en tant que moyen de compensation des émissions de CO₂ dans un système couplage chaleur force ou centrale à gaz à cycle combiné (voir figure 7). L’électricité produite avec des agents fossiles peut être ainsi partiellement ou totalement utilisée par les pompes à chaleur, notamment dans le domaine de l’assainissement et pouvoir ainsi compenser les émissions de CO₂ supplémentaires émises par les CCF.

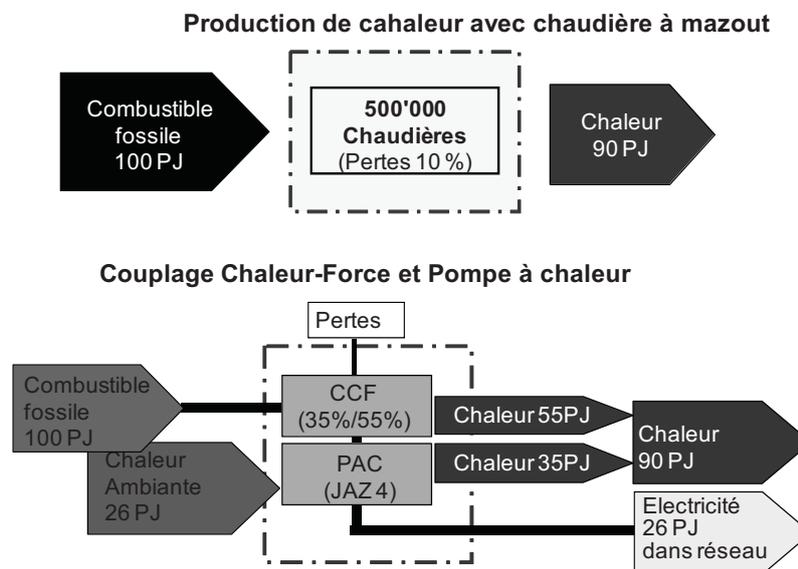


Figure 7: Remplacement de chaudière à mazout par un système combiné couplage chaleur-force et pompe à chaleur avec production de 26 PJ (7.2 TWh_e) sans émissions supplémentaires de CO₂ [15].

En d’autres termes, les conditions cadre à court et éventuellement à moyen terme sont assez favorables pour le marché de la PAC, ce qui confirme le besoin de renforcer la qualité et

notamment le contrôle de la bonne exécution dans le cadre du programme SuisseEnergie, sans oublier les autres aspects : information, conseil et formation.

Conclusions

En 2010, malgré une baisse de 2.7% par rapport à 2009, le niveau des ventes des pompes à chaleur a pour la 3^{ème} année consécutive dépassé le seuil des 20'000 unités vendues.

Le marché de la PAC doit beaucoup au programme SuisseEnergie, qui a d'ailleurs été reconduit pour dix ans (2011 – 2020).

Les principales nouveautés du programme SuisseEnergie 2011-2020 sont le mode de collaboration avec les partenaires qui repose principalement sur des projets limité dans le temps et également dans la mise sur pied de nouveaux partenariats au travers de projets PPP (Partenariat Public Privé).

Dans le cadre du nouveau programme SuisseEnergie, l'accent sera mis principalement sur la qualité, le contrôle de la bonne exécution lors de l'installation des PAC et des sondes géothermiques, ainsi que de la pensée système.

Suite à l'actualité internationale et à la situation économique suisse, les perspectives du marché de la PAC sont bonnes, ce qui confirme le besoin de renforcer le système de qualité, notamment au travers de contrôles de la bonne exécution.

Abréviations

BAU	Construction (diagramme du KOF)
CCF	Couplage Chaleur-Force
eCH	SuisseEnergie
GSP	Groupement promotionnel suisse pour les pompes à chaleur
JAZ	Coefficient de performance annuel
PAC	Pompe à chaleur
PPP	Partenariat Public Privé

Bibliographie

M. Kaufman *et al.* : **EnergieSchweiz 2011 – 2020 Detailkonzept**, Bundesamt für Energie, 1. Oktober 2010.

Références

- [1] Wärmepumpen-Verkäufe Schweiz, FWS, Zahlen & Fakten – Statistiken, sous lien Internet http://www.fws.ch/stat_01.html
- [2] Wärmepumpen-Verkäufe Schweiz, FWS, Zahlen & Fakten – Statistiken, sous lien Internet http://www.fws.ch/stat_02.html
- [3] KOF Bulletin, no 26, janvier 2010, G8, page 10 sous le lien Internet http://old.kof.ethz.ch/publications/bulletin/pdf/kof_bulletin_2010_01_fr.pdf
- [4] KOF Bulletin, no 36, décembre 2010, G14, page 12 sous le lien Internet http://old.kof.ethz.ch/publications/bulletin/pdf/kof_bulletin_2010_12_fr.pdf
- [5] Prix du baril – Le cours officiel du baril de pétrole sous le lien Internet <http://prixdubaril.com/>
- [6] Prix du marché selon art, 3j al. 2 OEne sous le lien Internet http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/02073/index.html?lang=fr&dossier_id=03136
- [7] KOF Bulletin, no 41, mai 2011, G9, page 9 sous le lien Internet http://old.kof.ethz.ch/publications/bulletin/pdf/kof_bulletin_2011_05_fr.pdf
- [8] Konzept EnergieSchweiz 2011 – 2020 sous lien Internet <http://www.news.admin.ch/NSBSubscriber/message/attachments/19441.pdf>
- [9] EnergieSchweiz 2011 – 2020 : Detailkonzept, Entwurf von 1.10.2010, Seite 22 sous lien Internet <http://www.bfe.admin.ch/energie/index.html>
- [10] EnergieSchweiz 2011 – 2020 : Detailkonzept, Entwurf von 1.10.2010, Seiten 82-92 sous lien Internet <http://www.bfe.admin.ch/energie/index.html>
- [11] Monitoring von Klein-Wärmepumpen mittels Normprüfungen 2010 – Schlussbericht, 14. März 2011 sous lien Internet http://www.bfe.admin.ch/themen/00490/00502/index.html?lang=de&dossier_id=03725
- [12] P. Hubacher: Fortsetzung des Feldmonitorings von WP-Anlagen mittels Feldmessungen – Jahresbericht 2009, Hubacher Engineering, janvier 2010
- [13] Feldmonitoring und Analysen an Grosswärmepumpen, 16. Tagung des BFE-Forschungsprogramms „Wärmepumpen, Wärme-Kraft-Kopplung, Kälte“, 9. Juni 2010, HTI Burgdorf, Seiten 52 – 70 sous lien Internet http://www.fws.ch/dateien/Tagungsband_komprimiert.pdf
- [14] KOF Bulletin, no 38, février 2011, G1, page 2 sous le lien Internet http://old.kof.ethz.ch/publications/bulletin/pdf/kof_bulletin_2011_02_fr.pdf

- [15] Effiziente Nutzung von fossilen Brennstoffen und Reduktion der CO₂-Emissionen bei der Erzeugung von Raumwärme und Elektrizität in der Schweiz, novembre 2008 sous lien
http://www.v3e.ch/assets/files/downloads/bfe/Effizientere_Nutzung_von_fossilen_Brennstoffen-Nov08.pdf

Peter Hubacher, dipl. Ing. HTL
in Zusammenarbeit mit Peter Egli, dipl. Ing. HTL
Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS
Steinerstrasse 37
CH-3006 Bern
peter.hubacher@fws.ch
www.fws.ch

BFE Programm «Ersatz von Elektrospeicher- heizungen durch Wärmepumpen»

Zusammenfassung

Die vom Bundesamt für Energie (BFE) im Rahmen des Stabilisierungsprogramms 2 im Jahr 2009 lancierten Fördermassnahmen für den Ersatz von Elektro-Speicher-heizungen unterstützte auch Investitionen von Wärmepumpen-Anlagen. In diesem Programm wurden auch 1183 Elektroheizungen durch Wärmepumpen ersetzt. Im Rahmen der Gesetzgebung wurde vom BFE mit FWS zusammen eine Vollzugskontrolle an 100 ausgeführten Anlagen durchgeführt. Bei 10 Anlagen erfolgte eine vertiefte Kontrolle (Detailcheck). Am Wärmepumpentestzentrum in Buchs SG wurden Stichproben bei Sole/Wasser- und Luft/Wasser-Wärmepumpen (11 Messreihen) durchgeführt. Alle kontrollierten Anlagen waren bezüglich der Hauptkriterien der Vollzugskontrolle, gemäss Deklaration identischer Anlagenstandort, Sanierungsbeginn nach Verfügungsdatum und definitive Stilllegung der alten Elektroheizung, ohne Beanstandung. Es wurden sehr gute, aber auch durchschnittliche Anlagen vorgefunden. Die wichtigste Erkenntnis ist die Reduktion des Stromkonsums. Die mittlere Einsparung, der kontrollierten Anlagen, beträgt pro Anlage 13'536 kWh/a, welches einer relativen Einsparung von 57% entspricht. Rechnet man diese Einsparung auf die gesamte Ersatzaktion von total ca. 1200 Anlagen aus, beträgt die Primärenergieeinsparung an Elektroenergie insgesamt ca. 16,2 GWh/a.

Abstract

In 2009 the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) started a "stabilization program 2" promoting the replacement of electric storage heating. This same program also supports with grants replacement with heat pumps. A total of 1183 electric storage systems have been replaced with heat pumps. To qualify for the grant only heat pumps with the Quality label can be accepted, it can be assumed that systems will be highly efficient and of high quality. The SFOE has arranged with the FWS that 100 completed installations are inspected. A subset of 10 was subjected to a more intensive inspection. The heat pump test centre in Buchs SG also subjected 11 collected measurements from a random sample of air/water and brine/water

heat pumps to intensive scrutiny to ensure that the requirements of the international quality label have been met. All of the inspected installations were checked against the main criteria of:- declared installation site, replacement start date and removal from service of the old electric storage system. All passed this check. Some were found to very good, but also average examples were found. The most important result was the reduction in electricity used. The average saving per inspected installation was 13'536 kWh/a, representing an annual saving of 57%. If the same saving is calculated on all 1200 installations then the energy saved is 16.2 GWh/a.

Ausgangslage

Im ersten Halbjahr 2009 lancierte das Bundesamt für Energie im Rahmen des Stabilisierungsprogramms 2 Fördermassnahmen für den Ersatz von Elektro-Speicherheizungen. Das Programm unterstützte auch Investitionen unter anderem in Luft/Wasser-, Sole/Wasser- und Wasser/Wasser-Wärmepumpen.

Im Rahmen des Programms wurden 1183 Elektroheizungen durch Wärmepumpen ersetzt, was einem grossen Erfolg entspricht.

- 390 Stück Luft/Wasser-Wärmepumpen
- 721 Stück Sole/Wasser-Wärmepumpen
- 82 Stück Wasser/Wasser-Wärmepumpen

Sinnvollerweise wurde verlangt, dass Wärmepumpen mit Gütesiegel eingebaut wurden. Diese Forderungen gewährleisteten, dass nur Produkte mit guter Effizienz und hoher Qualität installiert wurden. In dieser Weise wird eine maximale Stromverbrauchsreduktion realisiert.

Die Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS hat die Fachkompetenzen und die Erfahrung für die Kontrolle und Auswertung der Qualitäts- und Effizienz sicherungsmassnahmen und wurde deshalb mit der Durchführung dieser Vollzugskontrolle beauftragt.

Methodik und Vorgehen

Methodik

Die Anlagen wurden nach kurzfristiger Kontaktaufnahme innerhalb 2-4 Tagen besucht. Die systematische Kontrolle wurde in Zusammenarbeit mit dem BFE auf die wichtigsten Punkte reduziert. Die Kontrolle vor Ort wurde mit Fragebogen durchgeführt und anschliessend in einem Gespräch mit den Anlagenbesitzern die Abwicklung und die Kundenzufriedenheit hinterfragt.

Die Anzahl Kontrollpunkte war beim Mini-Check deutlich kleiner als bei den Feldbeurteilungen, wo nebst den formellen Punkten auch die technische Einbindung und der Betrieb kontrolliert und hinterfragt wurden.

Bei den Testmessungen im Prüfinstitut ging es um die Kontrolle der Leistung und die rein technischen Belange, inkl. Schallpegelmessungen bei LW-Maschinen. Damit liess sich die Qualität der Leistungen (Mindestanforderungen Gütesiegel) und die Funktionen der einzelnen kontrollierten Wärmepumpen gemäss technischen Angaben der Lieferfirmen vergleichen.

Anlagenauswahl

Insgesamt 120 Anlagen wurden aus der Datenbank des BFE (Stabilisierungsprogramm 2009) entnommen. Es waren Anlagen, an deren Besitzer Fördermittel ausbezahlt wurden und bei denen die wichtigsten Daten zur Anlage vorhanden waren.

Die Auswahl der zu kontrollierenden Anlagen erfolgte nach dem Zufallsprinzip, wobei die Regionen aufgrund der bewilligten Anzahl Anlagen mitberücksichtigt werden musste. Diese Auswahl wurde direkt mit den Projektverantwortlichen (Supsi in Canobbio) durchgeführt.

Aus organisatorischen Gründen wurden für die 100 geplanten Kontrollen insgesamt 130 Anlagen ausgewählt. So konnten Anlagen, wo es aus verschiedenen Gründen nicht möglich war einen Termin zu finden oder einfach keine Ansprechperson innert nützlicher Frist kontaktiert werden konnte, übersprungen werden.

Systeme	D-CH	W-CH	I-CH	Mini-Check	Detail-Check	Verteil-System	Fabrikate Marken
LW	18	6	2	23	3	7	18
SW	64	8	0	65	7	8	27
WW	2	0	0	2	0	0	1

Tabelle 1: Überblick über die Stichproben

Bei den Objekten handelte es sich meistens um Häuser, die zwischen 1970 und 1990 gebaut wurden. Mehr als 90 % der Objekte waren Einfamilienhäuser. Die installierten Wärmepumpen- Heizleistungen waren im gleichen Verhältnis kleiner 12 kW. In den geografischen Gebieten (VS, GR, TI), wo traditionell viele Elektroheizungen eingebaut sind, wurde vom Förderprogramm wenig bis überhaupt nicht Gebrauch gemacht.

Mini-Check

Ein so genannter Mini-Check wurde nach folgenden Punkten durchgeführt (gemäss BFE/FWS Fragekatalog oder Checkliste):

- Anlagenadresse und- Standort identisch mit Gesuch
- Anlagentyp richtig deklariert
- Hat eingesetzte Wärmepumpe das Gütesiegel FWS
- Ist die Anlage "ordnungsgemäss" installiert
- Sind die Leitungen im Heizraum isoliert
- War der Installationszeitpunkt nach dem Verfügungsdatum
- Wenn neues Verteilsystem deklariert, ob dies installiert wurde
- Deckt die Wärmepumpenheizung den gesamten Gebäudewärmebedarf ab
- Gibt es Hinweise, dass vorher keine Elektrospeicherheizung installiert war
- Ist Elektrospeicherheizung demontiert worden oder definitiv inaktiv gemacht
- Energieverbrauch vor und nach Sanierung
- Bemerkungen vom Anlagenbesitzer und der Kontrollstelle
- Einfache Prinzipskizze und/oder Beschreibung der Anlage
- Installationsfirma

Die Organisation eines solchen Kontrollbesuchs wurde kurzfristig anberaunt. Die Kontaktaufnahme erfolgte telefonisch. Die erste Information mit Begründung und Legitimation über den geplanten Besuch wurde bereits bei dieser ersten Kontaktnahme abgegeben. Nur in einem Fall wurden wir aufgefordert, zuerst eine schriftliche Begründung zu liefern.

Feldbeurteilungen

Bei 10 Anlagen wurden genauere Kontrollen durchgeführt:

- Anlageninstallation, Stand der Technik
- Dokumentation auf der Anlage gemäss Gütesiegel FWS
- Anlagenmanual und Eintragungen

- Wärmequelle, Dimensionierung, Betriebsdaten, Quelltemperatur
- Beurteilung Hydraulik, bspw. Speicher hydraulische Einbindung
- WW-Bereitung, System und Anbindung an WP, Temperatur, Häufigkeit
- Heiztemperatur (Heizkurveneinstellung)
- Dimensionierung der WP, Betriebsstunden, Schalthäufigkeit
- Technische Beurteilung des Betriebs anhand der Angaben vom Lieferanten
- Stromkonsum, Vergleich WP mit früherer Elektrospeicherheizung (EW)
- Befragung Anlagenbesitzer zu den techn. Erfahrungen (Bau, Inbetriebsetzung)
- Störungen, die aufgetreten sind, Auswertung Arbeitsrapporte
- Zusatzheizung (Elektroheizstab), Verwendung als Notheizung, ev. bivalent, unter welcher Aussentemperatur wirksam
- Abtausystem bei Luft/Wasser-Wärmepumpen, Funktion, Probleme

Testmessungen im Prüfinstitut

11 Messreihen (7 S/W-WP und 4 L/W-WP) im Wärmepumpen-Testzentrum an den gleichen Typen Wärmepumpen der Feldbeurteilungen (gemäss Punkt 3).

- Messung nach EN14511 an Programm angepasst (2 repräsentative Prüfpunkte)
- Bestimmung der COP-Werte
- Schallmessungen bei LW-WP

Resultate und Erkenntnisse

Mini-Checks

Wärmepumpenanlagen

Bei den Minichecks wurde nebst den vom BFE vorgegebenen minimalen Kontrollen zusätzlich tw. auch die Hydraulik und die Installationen kontrolliert. Es wurden praktisch alle Anlagen mit einem bis mehreren Bildern dokumentiert.



Abb. 1: Anlage (LW-WP) in einem Altstadtthaus eingebaut, eine gute Lösung, Luftansaug- und Ausblasstelle sind gut integriert

Bei den Luft/Wasser-Wärmepumpen wurden von 26 Anlagen 18 verschiedene Typen von 16 Anbietern erfasst, bei den Sole/Wasser-Wärmepumpen waren 72 Anlagen und 34 verschiedene Typen von 26 Anbietern und bei den Wasser/Wasser-Wärmepumpen 2 Anlagen (1 Anbieter). Es waren alle wichtigen Marktbeteiligten Firmen in diese Vollzugskontrolle involviert, sodass auch von dieser Seite eine marktkonforme Übersicht vorhanden ist.

Alle kontrollierten Anlagen waren bezüglich der Hauptkriterien, wie Anlagenort identisch, Anlagentyp gemäss Deklaration und Beginn der Sanierung erst nach Verfügungsdatum sowie alte Elektroheizung stillgelegt, in Ordnung.

Trotzdem gab es Anlagen mit Mängeln und schwer nachvollziehbaren Systemen und Komponenten, wie z. B. Leitungsführungen, Systemeinbindungen, fehlende Isolationen, etc.

Anlagen mit grösseren Mängeln wurden wenige vorgefunden. Ein markantes Beispiel mit falscher hydraulischer Warmwasser-Boilereinbindung sei hier vermerkt. Bei der Anlage Abb. 3 (Prinzipschema) ist die hydraulische Einbindung des Warmwasserboilers schlecht.

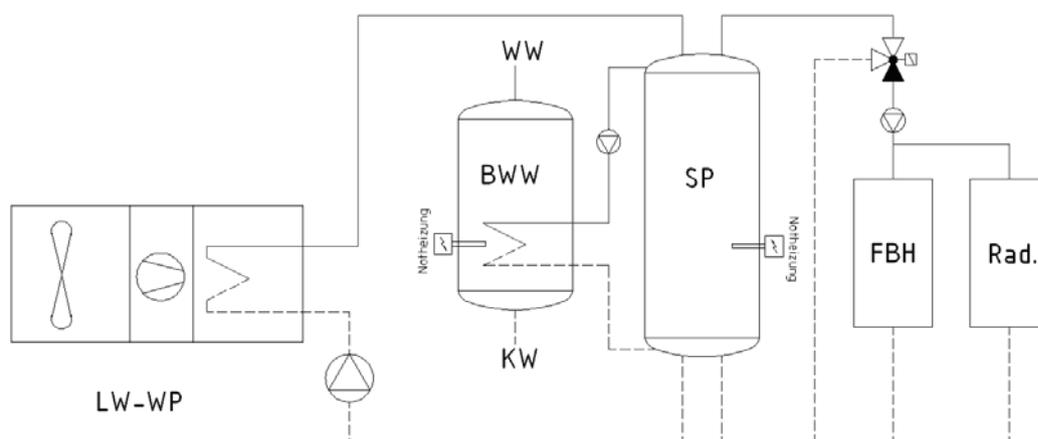


Abb. 2: Anlage als schlechtes Beispiel für die hydraulische Einbindung.

Die Boilerladung erfolgt über den technischen Speicher, der zuerst auf die Warmwasserladetemperatur aufgeladen werden muss und zusätzliche Energieverluste mit sich bringt. Zudem ist dieses System sehr träge. Normalerweise wird der Warmwasserboiler hydraulisch mit einem Dreiweg-Umschaltventil vor dem technischen Speicher direkt angeschlossen. In dieser Anlage war dies jedoch nicht mehr möglich, da die Wärmetauscherfläche im neuen Boiler zu klein disponiert war.

Bei 3-5% der Anlagen wurden Indize gefunden, dass die Elektroheizregister, als Zusatzheizung (Notheizung) für die Unterstützung der Raumheizung sowie Elektroboiler mit Zusatz-Heizregistern, dauernd mitgelaufen sind. Dies erhöht den Elektrokonsum erheblich und ist in den meisten Fällen nicht nötig. Gerade bei den Warmwasserboilern läuft ein solcher kombinierter Betrieb unkontrolliert, sodass der Anteil der Wärmeproduktion mit der Wärmepumpe eingeschränkt wird. Dies geschieht bspw. dann, wenn das Elektroheizregister via Netzkommando um Mitternacht freigegeben wird, jedoch die Boileraufladung mit der Wärmepumpe erst gegen Morgen programmiert wird. Die Anlagenbesitzer haben so oder so am Morgen einen aufgeladenen Boiler und wissen nicht, dass die Aufladung praktisch mit dem Elektroregister erfolgt, statt mit der Wärmepumpe. Das Resultat der höheren Betriebskosten wird dann erst bei der Abrechnung des Elektrokonsums festgestellt.

Feldbeurteilungen (Detail-Check)

Wärmepumpenanlagen

Für den Detailcheck wurden 3 Luft/Wasser- und 7 Sole/Wasser-Wärmepumpen-anlagen kontrolliert. Das ausgewählte Anlagensample beinhaltet 10 verschiedene Produkte, 2 Anlagen mit neuem Verteilsystem und 2 Regionen (Deutschschweiz und Tessin).

Anlage	Wärmequelle	Heizleistung kW	EWS Länge m	spezif. Entzug W/m _{EWS}	Luftmenge m ³ /h	COP		Hydraulische Einbindung	Verteilsystem	Umwälzpumpen A-Klasse
						A2/W35	B0W35			
70	AUL	11.3			3500	3.77		gut	bestehend	nein
71	AUL	11.6			4000	3.52		schlecht	bestehend	nein
47	AUL	14.9			5500	3.10		gut	bestehend	nein
46	EWS	8.2	175	37.1			4.82	gut	bestehend	nein
94	EWS	8.4	150	43.9			4.62	gut	bestehend	nein
83	EWS	16.7	275	47.6			4.64	gut	neu	nein
84	EWS	16.9	2x160	39.1			3.86	gut	bestehend	nein
85	EWS	7.2	140	39.6			4.39	gut	bestehend	nein
48	EWS	9.5	170	43.9			4.61	gut	neu	nein
88	EWS	8.1	150	42.0			4.50	gut	bestehend	nein

Tabelle 2: Übersicht Detailcheck bei 10 Anlagen

Die Leistungen der kontrollierten Anlagen entsprechen EFH und kleinen MFH. Die SW-Wärmepumpen wurden auch bezüglich der Erdwärmesonden-Dimensionierung beurteilt. Die spezifischen Werte pro Meter EWS liegen zwischen 37 und 48 W/m_{EWS}. Der Mittelwert der 7 Anlagen liegt bei ca. 42 W/m_{EWS} und die Abweichungen betragen nach oben +13.7% und

nach unten -11.4%. Dieser Mittelwert liegt in der Grössenordnung der neuen SIA-Norm 384/6, Dimensionierung von EWS.

Der Effizienzvergleich (COP) zeigt eher grosse Unterschiede.

LW-WP: Mittelwert bei 3.46 (A2/W35) und die Abweichungen betragen +8.8%,
resp. -10.3%, Gütesiegelwert 3.00 (A2/W35)
SW-WP: Mittelwert bei 4.49 (B0/W35) und die Abweichungen betragen +7.4%,
resp. -14.1%, Gütesiegelwert 4.00 (B0/W35)

Der COP-Wert von Anlage 84 liegt unter den nach Gütesiegelbedingungen gesetzten Vorgaben (B0W35, COP 4.0). Diese Maschine wurde jedoch im Jahr 2008 in der Gütesiegelliste aufgenommen. Diese Maschine muss 2011 das Gütesiegel erneuern und die Vorgaben erfüllen, ansonsten wird das Gütesiegel nicht mehr erteilt. Diese Maschine ist eher ein Ausnahmefall.

Anlage	Wärmequelle	Kompressor	Quellen Umwälzpumpe		Kondensator Umwälzpumpe		Verhältnis Nebenantriebe zu Kompressor		Energieeinsparung		Kosten Rückfluss Mehrinvestition
			Standard	A-Klass	Standard	A-Klass	Standard	A-Klass	pro Jahr	Lebensdauer	bei 0.15 Fr./kWh
		El. Anschluss	W	W	W	W	%	%	kWh/a	kWh in 20J.	Fr. in 20J.
70	AUL	3.0			70	35	2.3	1.2	70	1400	210
71	AUL	3.3			190	95	5.8	2.9	190	3800	570
47	AUL	4.8			93	47	1.9	1.0	93	1860	279
46	EWS	1.7	132	66	93	47	13.2	6.6	225	4500	675
94	EWS	1.82	195	98	46	23	13.2	6.6	241	4820	723
83	EWS	3.6	250	125	200	100	12.5	6.3	450	9000	1350
84	EWS	4.38	380	190	165	83	12.4	6.2	545	10900	1635
85	EWS	1.64	205	103	93	47	18.2	9.1	298	5960	894
48	EWS	2.07	410	205	93	47	24.3	12.1	503	10060	1509
88	EWS	1.8	270	135	45	23	17.5	8.8	315	6300	945

Tabelle 3: Vergleich Umwälzpu

Die neuen Umwälzpumpen mit Energielabel A haben noch nicht Einzug gefunden bei den Wärmepumpenanlagen. Es konnten kaum Umwälzpumpen dieser neuesten Generation gefunden werden.

Testmessungen im Prüfinstitut

Allgemeines

Die FWS hat im Rahmen der Vollzugskontrolle des Stabilisierungsprogrammes 2 auch eine Qualitätskontrolle des Gütesiegels bei den Wärmepumpen durchgeführt. Am Wärmepumpen-Testzentrum (WPZ) in Buchs wurden insgesamt 11 Messreihen gefahren (7 Sole/Wasser-; 4 Luft/Wasser-Ausführungen).

Wärmepumpenanlagen

Gemessen wurden: 2 Betriebspunkte B0/W35 und B0/W55 bei Sole/Wasser-WP
2 Betriebspunkte A7/W35 und A2/W35 bei Luft/Wasser-WP,
sowie eine Schallmessung bei Luft/Wasser-Wärmepumpen

Die Qualitätskontrolle des Gütesiegels ist zwingend notwendig. Einen finanziellen Zuschuss erhielten nur Endkunden, die eine Wärmepumpe mit Gütesiegel eingesetzt hatten. Die Förderstellen und Endkunden erwarten von einem gütesiegelzertifizierten Produkt eine hohe Qualität und dass es energieeffizient arbeitet. Deshalb ist es wichtig, dass beide Kriterien durch Stichprobenprüfungen kontrolliert werden.

Fabrikat	WP-Typ	Heizleistung A2/W35			COP A2/W35			Heizleistung A7/W35			COP A7/35			Schalleistungspegel		
		WPZ	Herst.	Abw.	WPZ	Herst.	Abw.	WPZ	Herst.	Abw.	WPZ	Herst.	Abw.		WPZ	
		kW	kW	%			%	kW	kW	%			%		dB (A)	
A	1	8.77	11.9	35.0	3.16	3.3	4.4	9.81	13.07	33.2	4.6	3.50	31.4		72.4	
B	2	11.76 ¹⁾	10.35 ¹⁾	-12.0	3.20	3.10	-3.1	12.06	k. A.		4.19	k. A.		Nom	Silent	Partial
B	2	6.67 ²⁾	6.55 ²⁾	-1.8	3.25	3.57	9.8							72.4	60.2	57.1
C	3	7.51	7.40	1.5	3.98	4.00	0.1	8.52	8.40	1.4	4.59	4.50	2.0		50.1	

Legende

¹⁾ Vollast²⁾ 2. Teillast 50%

Fabrikat	WP-Typ	Heizleistung B0/W35			COP B0/W35			Heizleistung B0/W55	COP B0/W55
		WPZ	Hersteller	Abw.	WPZ	Hersteller	Abw.	WPZ	WPZ
		kW	kW	%			%	kW	
D	4	9.78	9.8	0.2	4.27	4.20	-1.6	9.09	2.5
E	5	9.12	9.2	0.8	4.14	4.40	6.3	8.66	2.4
F	6	8.69	9.4 *	8.2	4.25	4.70 *	10.6	8.11	2.65
G	7	9.74 ¹⁾	10.8 "	10.9	3.89	4.50	15.7	8.71	2.46
G	7	10.38 ²⁾	10.8 "	4.0	4.13	4.50	9.0	5.99	1.72
H	8	10.54	11 *	4.4	4.12	4.31 *	4.6	12.65	2.86
H	8	10.75 ³⁾	11 *	2.3	4.38*	4.31 *	-1.6	12.65	2.86

Legende

* Angaben nach EN 255

¹⁾ 1. Messreihe³⁾ Messung nach EN 255

" kein Hinweis nach welcher Prüfnorm deklariert

²⁾ 2. Messreihe**Tabelle 4: Zusammenfassung der Resultate**

Die Hersteller wurden aufgefordert eine zertifizierte Wärmepumpe, die auch im Rahmen des Stabilisierungsprogrammes 2 eingesetzt wurde, an das WPZ für eine Kurzprüfung anzuliefern. Vereinzelt hat es Widerstände von Hersteller gegeben, die sich auf das Gütesiegelreglement beriefen, in welchem solche Stichprobenmessungen nicht vorgesehen sind. Diese konnten jedoch mit allen bereinigt werden.

Kommentar zu den Ergebnissen

Bei der Luft/Wasser-Wärmepumpe von (Fabrikat A) sind die Abweichungen zwischen den am WPZ gemessenen Werten und den publizierten technischen Daten im Katalog von Fabrikat A zu gross. Die Wärmepumpe hat jedoch den für das Gütesiegel geforderten COP-Wert erreicht. Die Wärmepumpe (Fabrikat C) hat beachtlich gute Werte, die mit den deklarierten Werten übereinstimmen. Insbesondere hat dieses Produkt auch einen tiefen Schalleistungspegel. Von allen gemessenen Wärmepumpen hat ein Gerät (Fabrikat G) die technische Bedingung des Gütesiegels nicht erreicht und ist durchgefallen. Fabrikat G hat den minimalen COP von 4.0 bei B0/W35, für das Gütesiegel bei der ersten Messung nicht erreicht. Nach Anpassungen im Kältekreis durch Fabrikat G wurde bei der 2. Messung bei B0/W35 ein COP Wert von 4.13 gemessen. Jedoch ist die Heizleistung bei B0/W55 eingebrochen und der COP-Wert betrug bei diesem Betriebspunkt nur noch 1.72! Dieses Gerät wurde Ende 2010 aus dem Sortiment genommen.

Weiter ist aufgefallen, dass ausnahmslos alle Hersteller die techn. Daten bei Sole/Wasser-Wärmepumpen bei B0/W50 deklarieren. Der offizielle Normpunkt nach EN 14511 liegt bei B0/W55. Ab 2011 gelten für das Gütesiegel für neu angemeldete Wärmepumpen neue minimale COP-Werte bei B0/W35 von 4.3. Die Übergangsfrist für bereits zertifizierte Wärmepumpen dauert bis 31.12.2013. Erstaunlich ist, dass bei den gemessenen Wärmepumpen kein Fabrikat die neuen Bedingungen erfüllt hat.

Stromkonsum

Bereits bei der Gesuchstellung wurden von den Anlagenbesitzern Informationen bezüglich des bisherigen Stromkonsums abgegeben. Bei den durchgeführten Kontrollbesuchen verlangten wir die Offenlegung des neuen Elektrokonsums. Von den 26 Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen erhielten wir bei 17 Anlagen, von den 72 Sole/Wasser-Wärmepumpenanlagen bei 53 Anlagen und bei 2 Wasser/Wasser-Wärmepumpen diese Informationen. Bei den restlichen Anlagen war man noch nicht im Besitze der neuen Stromkosten-Abrechnungen.

Anlagen	Kontrollierte Anlagen	Informationen zum neuen Stromkonsum erhalten	Konsum vor Sanierung	Konsum nach Sanierung	Einsparung gesamthaft	Einsparung im Mittel	Einsparung im Mittel
	Anzahl	Anzahl	kWh/a	kWh/a	kWh/a	kWh/a	%
Luft/Wasser Wärmepumpen	26	17	381'658	167'870	213'788	12'576	56
Sole/Wasser Wärmepumpen	72	55	1'321'505	546'421	775'084	14'092	59
Wasser/Wasser Wärmepumpen	2	2	42'364	20'520	21'844	10'922	52
Gesamtes Anlagensample	100	74	1'745'527	734'811	1'010'716	13'658	58

Tabelle 5: *Veränderung Stromkonsum*

Die analysierten Abrechnungen der Anlagenbesitzer beinhalten in der Regel den gesamten Elektrokonsum des entsprechenden Objekts. Geht man jedoch davon aus, dass nebst der Sanierung der Elektroheizungsanlage kaum wesentliche Veränderungen in den Gebäuden vorgenommen wurden, welches anlässlich der Kontrollbesuche auch bestätigt worden ist, entspricht der eingesparte Energiekonsum in den meisten Fällen der Einsparung durch die Heizungssanierung. Einzelne Ausreisser fallen beim analysierten Anlagensample nicht ins Gewicht. Da diese Energieerhebung nicht detailliert vorgesehen war, erfolgten keine separaten Messungen des Energiekonsums der Wärmeerzeugungsanlagen. Deshalb sei erwähnt, dass die Zahlen der Tabelle 5, die auf dem gesamten Gebäudeverbrauch basieren, nicht vorbehaltlos beurteilt werden können.

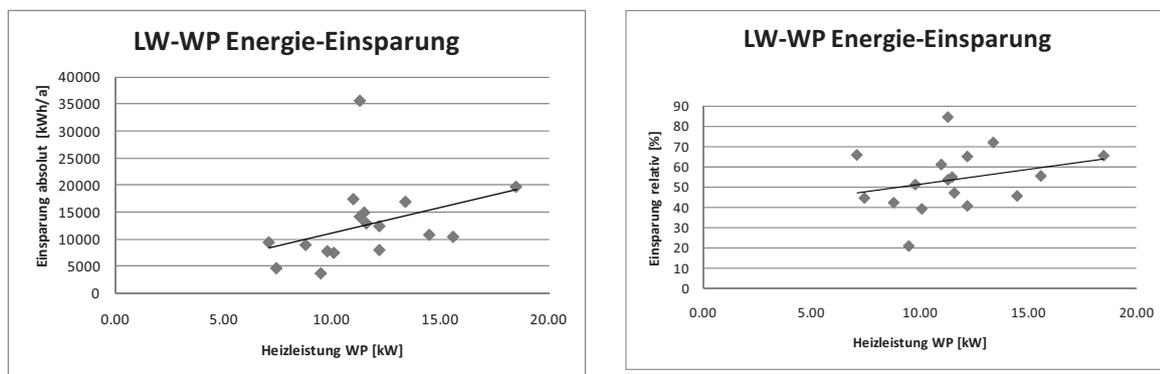


Abb. 3: Energie-Einsparung bei LW-WP, in absoluten Werten [kWh/a] und relativ

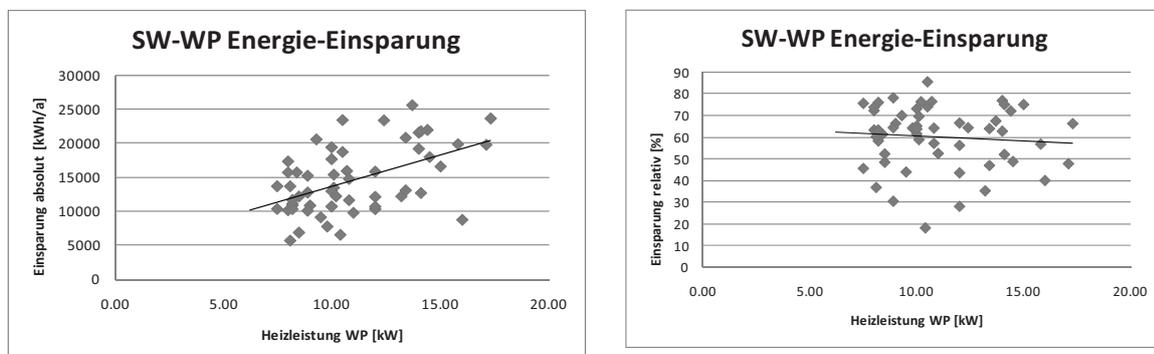


Abb. 4: Energie-Einsparung bei SW-WP, in absoluten Werten [kWh/a] und relativ

Dass die Einsparungen an kostenpflichtiger Primärenergie bei allen drei Gruppen fast gleich gross ausfallen, wurde nicht erwartet. Vielmehr sollten aufgrund der höheren Effizienz von SW- und WW-WP diese Gruppen grössere Einsparungen ergeben. Bei den WW-Anlagen, wo nur 2 Kontrollen durchgeführt werden konnten, ist die Qualität der Daten nicht repräsentativ. Die Differenz der Einsparung des SW-Anlagensamples ist mit durchschnittlich 59% gegenüber den LW-Anlagen mit 56% sehr klein. Die erwartete Differenz sollte bei normalen COP ca. 20% höher sein.

Die Grafiken zeigen bezüglich der Energieeinsparung einerseits, dass es eine relativ grosse Streuung gibt und dass die Einsparung logischerweise mit steigender Heizleistung ebenfalls ansteigt.

Die relative Betrachtung bei den LW-WP ergibt ebenfalls mit zunehmender Heizleistung noch einen ansteigenden Trend. Dies könnte damit zusammen hängen, dass grössere LW-WP tendenziell bessere COP-Werte (höhere Effizienz) aufweisen.

Bei den SW-WP bleibt die Trendlinie bei der relativen Betrachtung einigermaßen konstant. Dies ist auch logisch, da die Effizienz bei grösseren Leistungen gleich bleibt oder je nach System sogar leicht abnimmt.

Beurteilung

Stand der Technik

Die kontrollierten Anlagen waren fast überall in einem guten Zustand und stellen der Fachbranche ein gutes Zeugnis aus. Auffällig schlechte Installationen wurden nur einige vorgefunden. Die kontrollierten Sanierungsanlagen waren in jeder Hinsicht mehrheitlich in Ordnung. Die wichtigsten Punkte sind nachstehend erwähnt:

<ul style="list-style-type: none"> • Es konnten bei der Vollzugskontrolle keine Missbräuche gegenüber den Vorgaben und Bewilligungen festgestellt werden.
<ul style="list-style-type: none"> • Viele Anlagenbesitzer haben diese Vollzugskontrolle erwartet und begrüsst.
<ul style="list-style-type: none"> • Es gab keine Anlage, wo die Sanierung vor dem Verfügungsdatum erfolgt ist.
<ul style="list-style-type: none"> • Die Installationen sind richtig installiert und entsprechen dem Stand der Technik.
<ul style="list-style-type: none"> • Die alten Elektrospeicherheizungen wurden überall ausser Betrieb genommen und demontiert.
<ul style="list-style-type: none"> • Die Anlagenbesitzer sind überaus zufrieden und erklärten oft, dass sie mit der neuen Wärmepumpenanlage bessere Behaglichkeit und mehr Komfort haben.
<ul style="list-style-type: none"> • Die speditive Abwicklung der Bewilligungen durch das BFE wurde oft positiv erwähnt.
<ul style="list-style-type: none"> • Heizleitungen im Heizraum und Keller wurden bei 32 Anlagen nicht isoliert. Gemäss MuKE09 müssen diese Leitungen in den meisten Kantonen isoliert sein.
<ul style="list-style-type: none"> • Teilweise wurden zu grosse technische Speicher eingebaut.
<ul style="list-style-type: none"> • Unnötige Heizgruppen mit separaten Regulierungen wurden bei Anlagen festgestellt. Praktisch alle WP-Regler können direkt gleitend nach Aussentemperatur regeln.
<ul style="list-style-type: none"> • Einige Anlagenbesitzer haben sich für Sole/Wasser-Wärmepumpen entschieden, um keine Luftschallprobleme einzuhandeln. Es wurden keine Schallprobleme festgestellt.

Tabelle 6: Zusammenstellung der wichtigsten Punkte

Interessanterweise wurden auch ausgefüllte Leistungsgarantien des BFE vorgefunden. Dies zeigt, dass die Bauherren meistens gut informiert sind. Dies konnten wir bei den durchgeführten Kontrollen mehrfach feststellen.

Missbräuche (Abweichungen und Bemerkungen)

• EWS-Dimensionierung falsch, zu kurze Sonde, 160m für Qh=10.7 kW
• Mehrere Systemarten, wie Pressfittings, galv. Rohre und Verschraubungen, sowie Schweissverbindungen eingesetzt. Leitungen nicht isoliert
• Heizleitungen unisoliert in nicht beheizten Räumen (tw. trotzdem verrechnet, aber nicht ausgeführt).
• Splittanlage (Aussengerät) relativ nahe beim Nachbarn aufgestellt, jedoch kein Problem
• Es wurde bereits ab Inbetriebsetzungsdatum Wartungsverträge abgeschlossen. Nicht notwendig, da 2 Jahre Garantie
• Bauherr erhielt vom zuständigen Kant. Amt eine Rückforderung von kant. Förderbeiträgen, da keine Doppelförderung zugelassen wird.
• Verfügung erhalten von zusätzlich über Fr. 3'000 Anschlussgebühren (Wasserhausanschluss und Abwasser) wegen Neubeurteilung.
• Anlagen tw. mit grossem Planungsaufwand erstellt (Gesamtinvestition bis über Fr. 80'000)
• Bauherr vermisst klare und einfache Bedienungsanleitung
• Ungenügende Vorabklärungen, nicht sehr seriös für GU-Arbeit
• Hydraulik schlecht ausgeführt (Negativ-Beispiel für Schulung)

Table 7: Zusammenfassung einiger negativer Bemerkungen, res. Feststellungen

Bei den Luft/Wasser-Wärmepumpenanlagen war eine Maschine ohne Gütesiegel eingesetzt worden. Weiter waren 2 Lieferungen aus dem Ausland (Deutschland, Frankreich) erfolgt, zwar mit geprüften Maschinen, deren Gütesiegel in der Schweiz nicht gilt, da keine Serviceorganisation dahinter steht.

Bei den Sole/Wasser-Wärmepumpenanlagen wurde ebenfalls eine Anlage ohne Gütesiegel vorgefunden und eine Anlage, bei der die Wärmepumpe erst in der Zwischenzeit ein Gütesiegel erhalten hat. Bei einer Anlage war die Deklaration der Wärmepumpe nicht eindeutig.

Markteinfluss durch dieses Förderprogramm

Was bei den installierten Anlagen auffällig ist, dass proportional mehr als 60 % Sole/Wasser-Wärmepumpen eingebaut wurden im Vergleich zur Wärmepumpen Jahresstatistik, wo der Anteil an Sole/Wasser-Wärmepumpen bei ca. 40 % liegt. Dank dem Fördergeld des BFE haben sich viele Kunden für die teurere Erdwärmelösung mit der energieeffizienteren Sole/Wasser-Wärmepumpe entschieden. Der finanzielle Anreiz hat auch in vielen Fällen dazu geführt, dass die Sanierung der Heizungsanlage nicht weiter hinausgeschoben, sondern in den Jahren 09/10 realisiert wurde. So ist das Ziel eines Ankurbelungsprogramms des Bundes in der Phase der

Finanzkrise voll aufgegangen. Weil das Gütesiegel bei den installierten Wärmepumpen ein Musskriterium war, hat das Qualitätslabel einen höheren Stellenwert bei den Konsumenten und Wärmepumpenanbietern erhalten. Zukünftige kantonale Förderprogramme können zusätzlich von den Erfahrungen beim Stabilisierungsprogramm 2 bei der Umsetzung profitieren.

Die Feldstichproben und die Stichprobenmessungen von Wärmepumpen am Testzentrum WPZ in Buchs erzeugen einen positiven Druck auf Hersteller und Installateure. Es ist ein Ansporn, die Qualität und die Effizienz von Wärmepumpen stets zu verbessern bzw. auf einem hohen Niveau zu halten. Das QS-System verhindert Missbräuche, gibt den Endkunden Sicherheit und verhilft der Wärmepumpenbranche langfristig zu einem guten Image.

Erkenntnisse

Das Resultat der gesamten Aktion Stabilisierungsprogramm 2, Ersatz von Elektroheizungen durch Wärmepumpenanlagen, war ein Erfolg. Die Zielsetzung der Einsparung von primärer Elektroenergie konnte sicher erreicht werden.

Die mittlere Einsparung, der im Vollzugsprojekt kontrollierten Anlagen, beträgt pro Anlage 13'536 kWh/a, welches einer relativen Einsparung von 57% entspricht. Rechnet man diese Einsparung auf die gesamte Ersatzaktion von total ca. 1200 Anlagen aus, beträgt die Primärenergieeinsparung an Elektroenergie insgesamt ca. 16,2 GWh/a.

Die Anlagen sind meistens technisch richtig geplant und sauber installiert worden. Die alten Elektroheizungen wurden praktisch überall demontiert und Vorschriftgemäss entsorgt.

Es wurden keine gravierenden Vergehen festgestellt. Bezüglich der Technik und Installationsqualität wurden zwar Mängel vorgefunden, die jedoch keine groben Fehler darstellen und sich kaum auf den Betrieb auswirken.

Die neuen Energievorschriften der Kantone (MuKE09) sind noch nicht voll wirksam. Diesbezüglich wurden vor allem zwei typische Fehler festgestellt:

- Nicht isolierte Heizleitungen im Heizraum und in Kellerräumen (30%).
- Mitlaufende Elektroregister, die es nicht braucht, resp. die erst unter der normalen Einsatzgrenze betrieben werden dürfen (3-5%).

Die Durchführung dieser Vollzugskontrolle bringt insgesamt einiges mehr als die Sicherheit, dass dieses Projekt in jeder Hinsicht Gesetzes konform und korrekt abgewickelt worden ist. Die Informationen von all den besuchten Anlagen bringen bezüglich Markt, Technik und Betrieb weit mehr Informationen, die für die weitere Tätigkeit am Markt von den Beteiligten, wie auch von FWS (Gütesiegel, Aus- und Weiterbildung sowie Qualitätssicherung) eingesetzt werden können.

Die meisten der kontrollierten Anlagen waren gut oder gaben nur Anlass für marginale Beanstandungen. Da von der gesamten Förderaktion mit 1183 ein Anlagesample von insgesamt 100 Anlagen kontrolliert wurde, kann daraus mit guter Genauigkeit auch die Gesamtktion beurteilt werden.

Anlagen	total kontrollierte Anzahl Anlagen	perfekte Anlagen	Anlagen mit geringer Beeinträchtigung	Anlagen mit wesentlichen Mängeln	Untaugliche Anlagen
Luft/Wasser Wärmepumpen	26	15	8	3	0
Sole/Wasser Wärmepumpen	72	49	18	5	0
Wasser/Wasser Wärmepumpen	2	1	1	0	0
Gesamtes Anlagesample	100	65	27	8	0

Tabelle 8: Zusammenfassung Fehlerquoten und Zuordnung der Anlagen

Die Förderbedingungen wurden kaum in Frage gestellt oder dazu kritische Bemerkungen abgegeben. Die Mehrheit der begünstigten Anlagenbesitzer war zufrieden und hat auch diese Kontrollmassnahmen begrüsst.

Anlagen	total kontrollierte Anzahl Anlagen	Bedingungen voll respektiert	unwichtige Randbedingungen verletzt	Bedingungen gar nicht respektiert
Gesamtes Anlagesample	100	97	3	0

Tabelle 9: Respektierung der Förderbedingungen

Quellen

- [1] Egli Peter, Hubacher Peter, Bernal Carlos: Stabilisierungsprogramm 2, Vollzugskontrolle, Schlussbericht Ersatz von Elektroheizungen durch Wärmepumpen, Bundesamt für Energie BFE, Worblenstrasse 32, CH-3063 Ittigen

Jean-Christophe Hadorn
dipl. Ing. EPFL, HEC MBA Lausanne
BASE consultants SA
8 rue du Nant
CH-1207 Genève
jchadorn@baseconsultants.com
www.baseconsultants.com

SOLAR AND HEAT PUMP SYSTEMS - IEA SHC Task 44 & HPP Annex 38 - Status and generic systems

Abstract

We presented at the 16th Heat Pump symposium in 2010 the launch of the Solar Heating and Cooling SHC Task 44 called “Solar and heat pump systems “ joint activity with the Heat Pump Programme HPP under the name “Annex 38”, of the International Energy Agency IEA, together with some thoughts on the performances that a combination of solar and heat pump could achieve in the case of a one family house.

We discuss in this paper the basics of some system configurations of solar and heat pump and the current status of the Task/Annex abbreviated T44A38.

The scope of this new Task, which has begun in 2010, is on the following items:

- Small-scale residential heating and hot water systems that use heat pumps and any type of solar thermal collectors as the main components.*
- Systems offered as one product from a system supplier/manufacturer.*
- Electrically driven heat pumps, but thermally driven heat pumps are not be excluded but seldom.*
- Market available solutions and advanced solutions (produced during the course of the Task).*

Several combinations are possible as “generic”. We will review 8 of them.

The task is organized in 4 Subtasks that have already worked on several aspects of the issue of combining solar and heat pumps, such as defining the performances, reporting the field testing, organizing the laboratory testing and comparison, reviewing the available component models and organizing workshops with local actors in the countries where meetings were held.

Background

The solar thermal market is expanding since 2000 due to two factors: the near cost effectiveness of solar hot water preparation and the incentives and promotions in place in many European countries.

However reaching 100% solar is still a cost challenge. A good passive house in mid Europe can be almost 100% solar with about 30 m² of collectors and 10 to 20 m³ of storage. The initial cost can reach 60 to 70'000 € for such a solution and it also deserves some space inside the house.

In most cases an auxiliary heating system will be needed.

It has become very popular to heat a house with a heat pump solution due to the promotion undertaken by electrical utilities since a few years and the willingness of consumers not to dependant upon fossil fuels. In some countries electricity is however produced by fossil fuels.

More and more customers are thus attracted by a heat pump solution combined with a solar installation at least for domestic hot water preparation.

Manufacturers have started to offer since a couple of years solution combining a heat pump and solar not only for hot water but also for heating purposes. Of course such combinations are more complex and need more control strategies and electronics. Therefore the optimisation of the combination is more complex and the cost effectiveness of the combination is not obvious.

Types of heat pumps can be all kinds but the market is clearly oriented towards brine to water in ground coupled heat pumps and comes slowly more and more to air to water heat pumps since their performance, reliability, frost and noise protection have improved over past years.

IEA Solar Heating and Cooling

The International Energy Agency has started the Solar Heating and Cooling programme in 1977. It has followed or lead the development of solar thermal market through a number of cooperative tasks that have confronted many new ideas within international groups of experts.

The SHC programme started its 44th Task by the beginning of 2010. The task is called “Solar and heat pump systems”.

IEA Heat pump programme

The IEA Heat pump programme has decided to jointly initiate the Task with the SHC programme under the name “Annex 38”. This gives the Task 44 group a great opportunity to

share solar knowledge with Heat pump experts and vice versa. The nick name of the activity is therefore T44A38.

IEA T44A38 scope

The scope of this new Task, which has begun in 2010, is on the following items:

- Small-scale residential heating and hot water systems that use heat pumps and any type of solar thermal collectors as the main components.
- Systems offered as one product from a system supplier/manufacturer.
- Electrically driven heat pumps, but during the development of performance assessment methods thermally driven heat pumps will not be excluded but are seldom proposed yet.
- Market available solutions and advanced solutions (produced during the course of the Task).

To better focus on the current market demand which is on one family solutions, large scale systems i.e. systems using any type of district network or systems for large buildings are not directly included, nor is the comfort cooling of buildings. However a heat pump can also be used for cooling, and the performance assessment methodology of T44A38 will not forget this “optional” feature.

Companion technologies?

Solar and heat pump technologies share some common points:

- Both solar collectors and heat pumps use electricity to make „free“ energy available for hot water and space heat
- In both cases, the „free“ resource varies with the seasons in terms of exergy (quality)
- Both have decreasing efficiency with increasing supply temperature
- Both have relatively high capital costs and lower running costs compared to conventional heating systems
- Both use thermal storage in systems.

The optimisation of one technology will therefore often help the other one and it makes much sense to look at both in a consistent and global way. On top of that, they have “complementary disadvantages” such as:

- Collectors cannot easily supply 100% of load: solar systems need auxiliary heater unless big storage volumes are possible,
- Heat pumps use a significant amount of primary energy: improving COP (coefficient of performance), SCOP (seasonal COP) or SPF (Seasonal Performance Factor) by the use of solar can thus be an environmental advantage for HPs.

They are however two “mature” technologies and the combination will not be easy to tackle for this reason.

Solar companies and research institutes are busy on:

- Increasing solar fraction for heating and hot water with less material and less complexity in systems if possible to increase the system or components MTBF (mean time before failure)
- Finding alternative to concepts using very large heat storage to reach high renewable fraction
- Looking for overall solar fraction larger than 50 %
- Trying to keep the investment cost in limits where the cost of heat is 1 to 2 to the most of that of more historical heating solutions (fossil, direct heating)
- Trying to provide affordable solutions for thermal solar cooling.

Heat pump companies and research institutes are busy on:

- Increasing annual COP or SPF (above 5 is the target)
- Possibly making direct use of solar energy for hot water or heating if produced temperature is sufficient
- Avoiding any or significant temperature decrease of the ground over many heating seasons in the case of a ground coupled heat pump
- Making reversible machines for additional summer cooling at marginal cost.

IEA Task 44 organisation

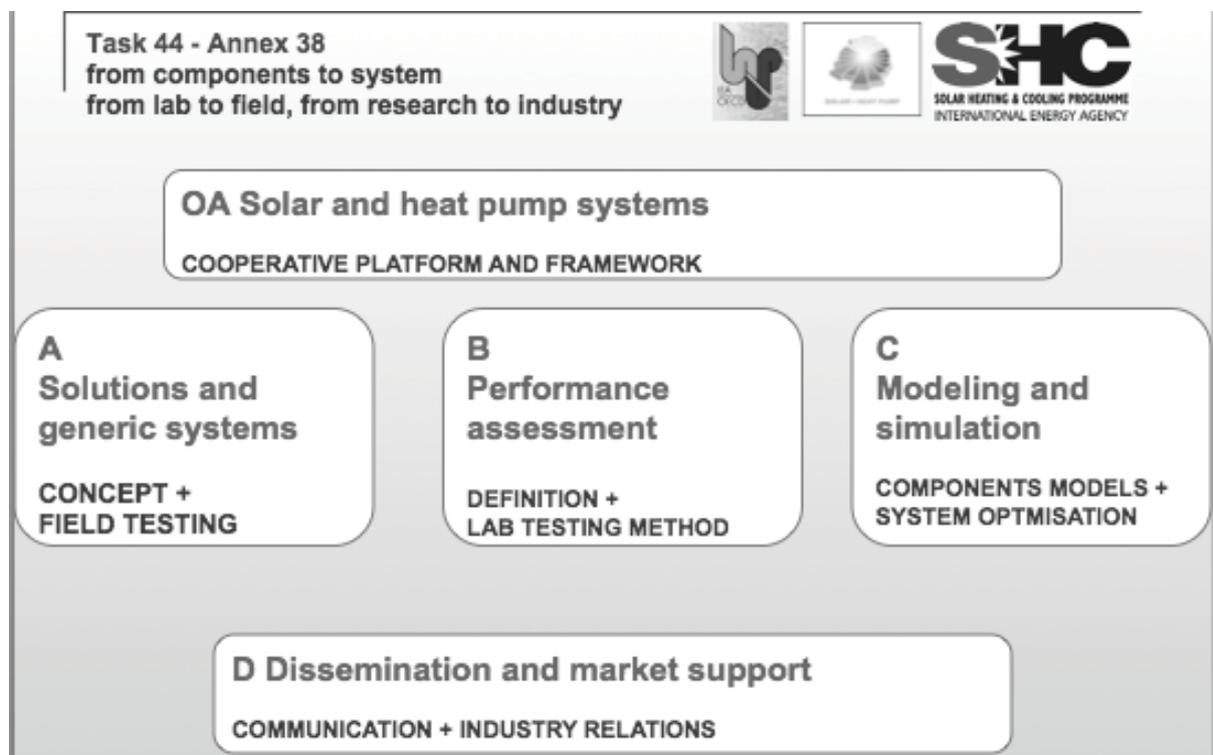
Task 44 is divided into four Subtasks:

- Subtask A: Overview of solutions (existing, new) and generic systems, lead by Sebastian Herkel from Fraunhofer ISE of Stuttgart, Germany
- Subtask B: Performance assessment, lead by Ivan Malenkovic from the Austrian institute of technology (AIT)

- Subtask C: Modeling and simulation, lead by Michel Haller from the SPF in Rapperswil, Switzerland
- Subtask D: Dissemination and market support, lead by Wolfram Sparber form the EURAC research center in Bolzano, Italy.

Like all IEA SHC Tasks, Task 44 – Annex 38 (T44A38) meets twice a year during two days where experts report the status and progress of their work and discuss new methods or tools for assessing and optimizing combinations of solar and heat pump.

The task has been organized by the Operating Agent so as to separate important activities with clear boundaries and the minimum of overlapping.



Participants

The following countries are participating: Austria, Belgium, Canada, Denmark, Finland, France, Germany, Italy, Spain, Sweden, Switzerland, UK, USA. However funding is often a problem and all countries are unfortunately not devoting the same level effort to the common work. As of April 2011, there are 13 countries and 55 to 70 persons participating, with a stronger representation from Austria, Germany and Switzerland.

In Switzerland we have managed to have five institutions participating (SPF, HES Yverdon, Uni Fribourg, Uni Geneva, HES Muttenz) and 2 companies (ESSA, 3S) in line with the strategy of our BFE research programmes “Solar Waerme” on one side and “Heat pump” on

the other side, that both are investigating with a strategical focus the combinations of solar and heat pump since swiss customers tend to buy both technologies.

From non integrated to full integrated systems

They are basically two kinds of systems that can be designed when working with two heat producers:

A non integrated solution: basically the heat pump system does the heating and the back-up of the domestic hot water. The solar part is providing 60 to 70% of the hot water needs. The two producers interact only at the level of the DHW tank, the heat pump works for solar just as a gas or fuel boiler would as a back up.

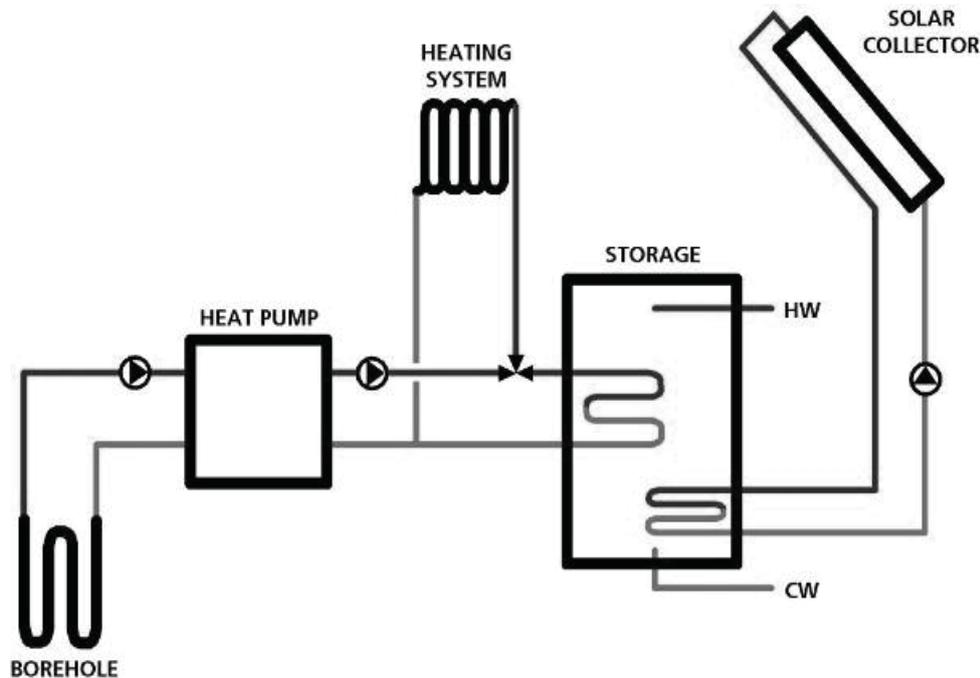
A fully integrated system: the heart of the system is the heat pump but solar energy provides energy to the evaporator side of the heat pump, either through a storage tank or directly, and when possible to the DHW tank and/or to the heating distribution system.

A total of eight generic systems have been identified by Subtask A during year 1. We have at present 55 projects under description and it is anticipated that a few more “generic” systems will be issued after the analysis of all projects.

We will review the generic systems that Subtask A is investigating and present their basic characteristics.

System type 1: “One beside the other”

(typically offered by producers of heat pumps and/or solar collectors like Viessmann, Vaillant, Nibe, Bosch Thermotechnik, ...)



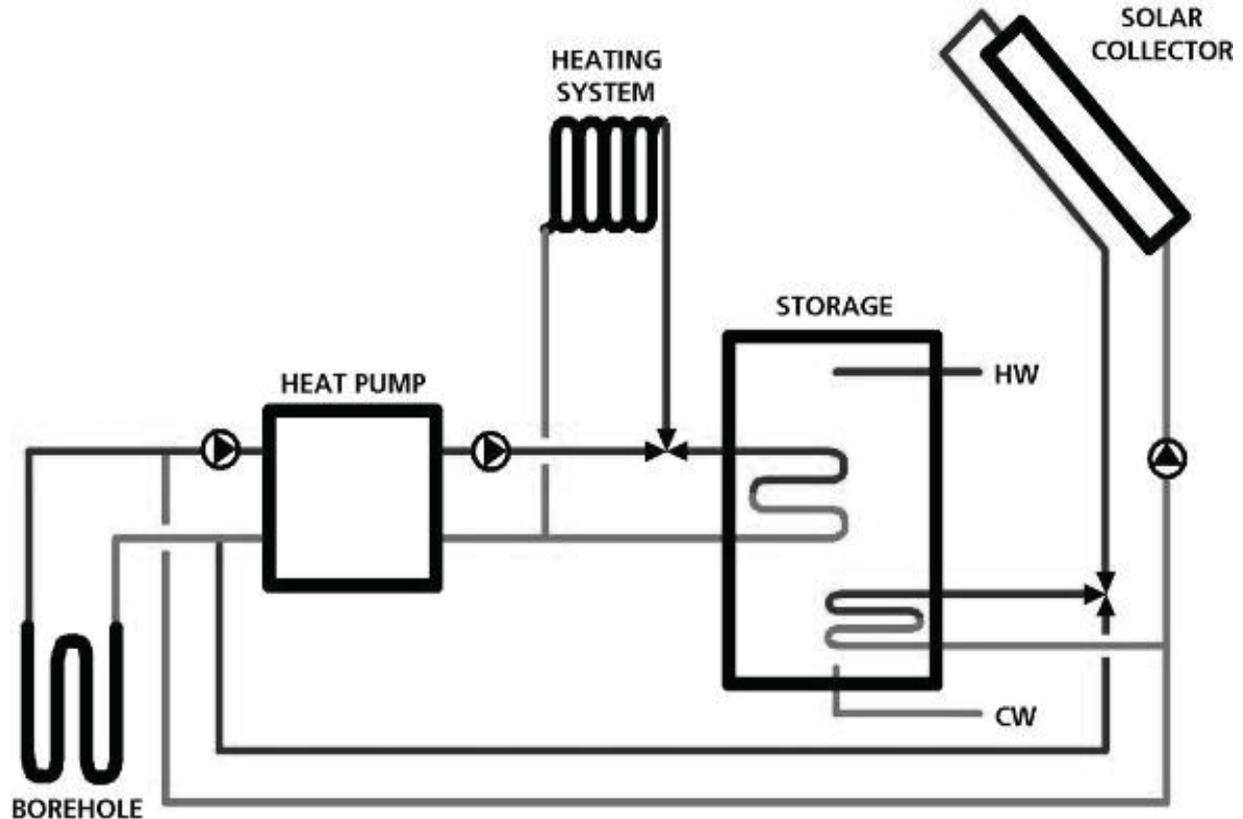
System type 1 schematic (Note: all systems drawing have been done by ISE Fraunhofer [7])

The features of this system are:

- system components (solar collectors and heat pump) do not directly interact
- control of both systems usually work separately, and it can become a commissioning issue to make it work with some synergy
- use of solar energy is solely for the DHW production, so the size of the collector area is limited to somewhat 1 m² per capita in house
- decrease of the required average working temperature of the heat pump since it has less domestic hot water to prepare especially in summertimes
- there is a solar contribution to the increase of the SPF of the heat pump
- there is no active regeneration of the ground heat source by the solar collectors, (some claim it is not necessary)
- the heat extraction from ground is reduced mainly during summer, due to the hot water production by solar. This can allow shorter boreholes if system is properly sized or give some safety in case of dry soils.

System type 2: „Active regeneration“

(examples are: IDM Energie Systeme, Immosolar, Schiico, Roth Werke)



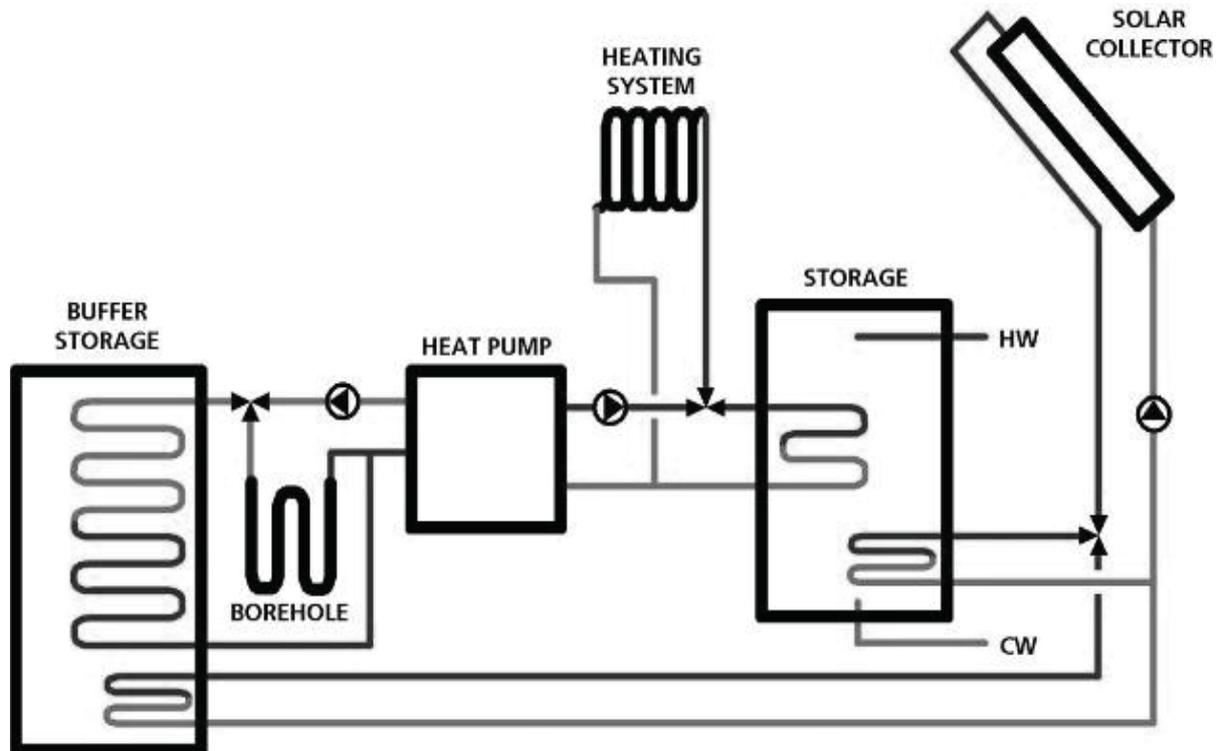
System type 2 schematic (Note: all systems drawing have been done by ISE Fraunhofer [7])

The features of this system are:

- active use of the solar energy for support of the ground heat source regeneration. It is not yet clear if this regeneration brings a definite advantage. Task is working on the theoretical principle. It might help in some cases.
- active regeneration can cause drying-off of the ground around the borehole in certain types of soil and without ground water flow. In présence of water flow regeneration is certainly no use.
- the problem can be indeed the outflow of the accumulated energy with the ground water. This process depends on local conditions and can significantly reduce the advantage of the active regeneration of the borehole.
- system provides some increase of the solar gains from the solar collector and prevents stagnation cases in summer (but this should not be a priority criterium)

System type 3: “Big buffer storage”

(Examples: Chemowerk – CEMO, Soltex, Thermosolar)



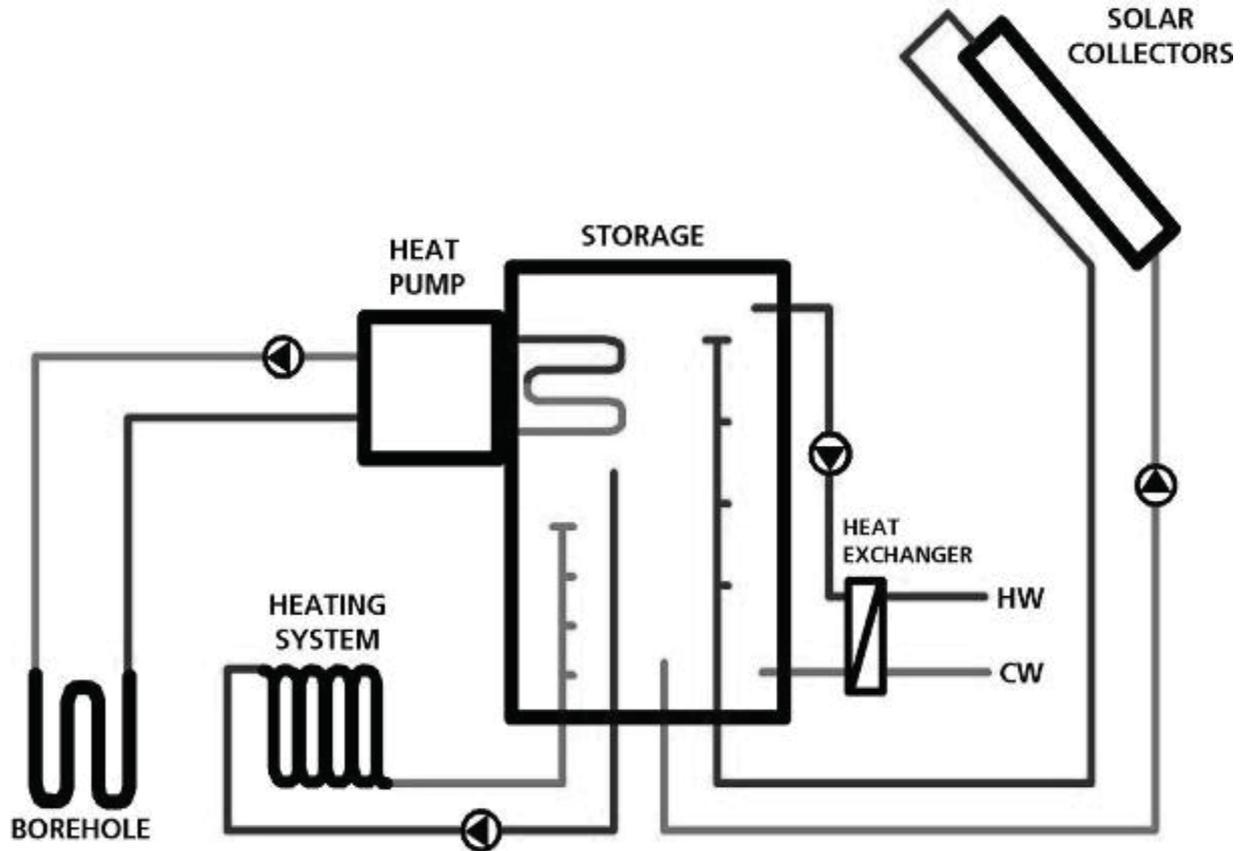
System type 3 schematic (Note: all systems drawing have been done by ISE Fraunhofer [7])

The features of this system are:

- the buffer storage has an extensive volume (e.g. 800 l or more) and serves as a heat source for the heat pump
- in case of a lack of energy inside the buffer, the heat pump can use the borehole heat exchanger
- as a result of many hydraulic components (i.e.. two storages) the system requires more place, higher cost and a sophisticated control system. It is not clear yet if its advantages can compensate these drawbacks.
- no active support for the regeneration of a ground heat source is foreseen although it could be possible from the storage.
- system allows theoretically higher inlet temperature for the evaporator of the heat pump and the increase of the solar gains, but it is reliable enough?

System type 4: „Maximum integration“

(examples SolvisMax - SOLVIS)



System type 4 schematic (Note: all systems drawing have been done by ISE Fraunhofer [7])

The features of this system are:

the heart of the system is the multi-level storage tank. Its good stratification is therefore of primary importance.

the condenser of the HP is placed directly in the storage tank, improving heat transfers

solar collectors (often bigger field than usually) take the leading role in the system, the heat pump acts as a back up system

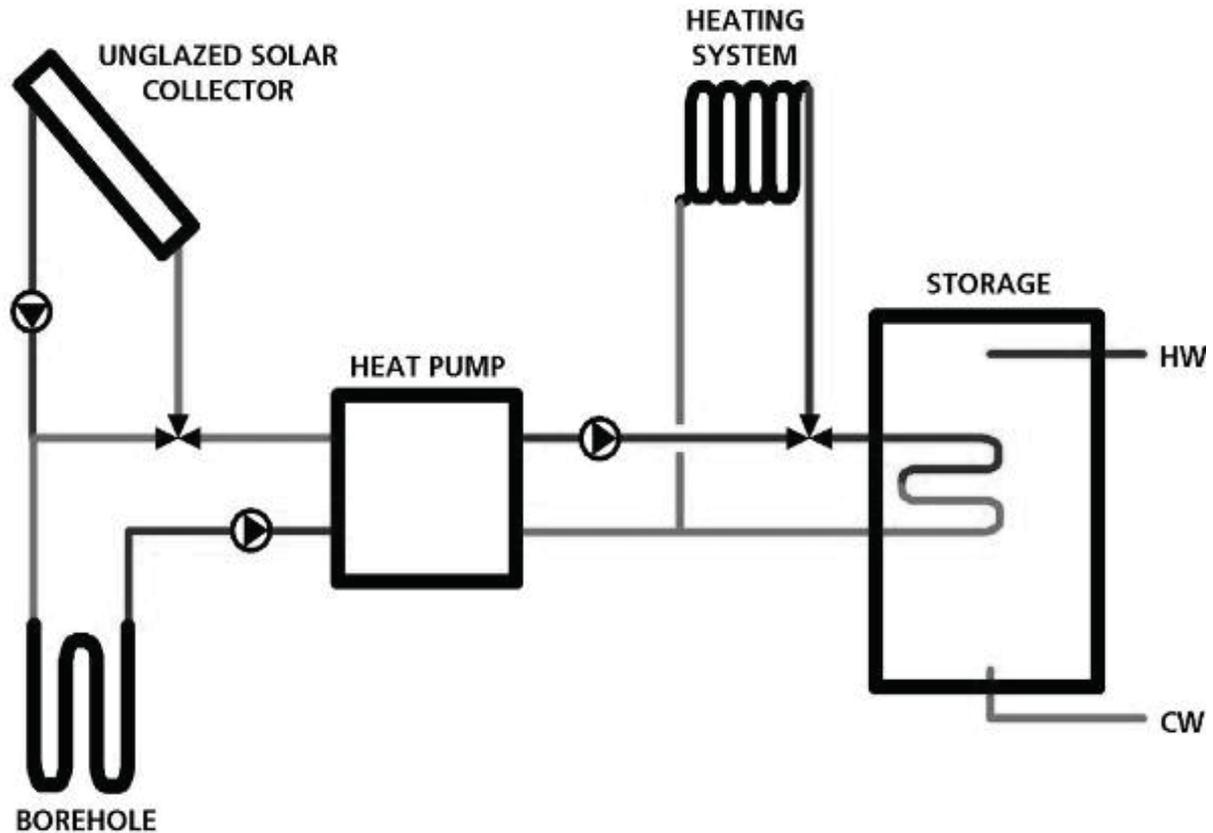
there is no active support for the regeneration of the ground heat source and no solar boosting of the heat source of the heat pump

the combination is similar to the system 1 but integrated in a main buffer storage (it is a solar combisystem approach with a back up)

preparation of DHW can be arranged with an external heat exchanger if it is better than a tank in tank solution (not yet demonstrated)

System type 5: „Unglazed collector“

(several examples are on the market in different configurations)



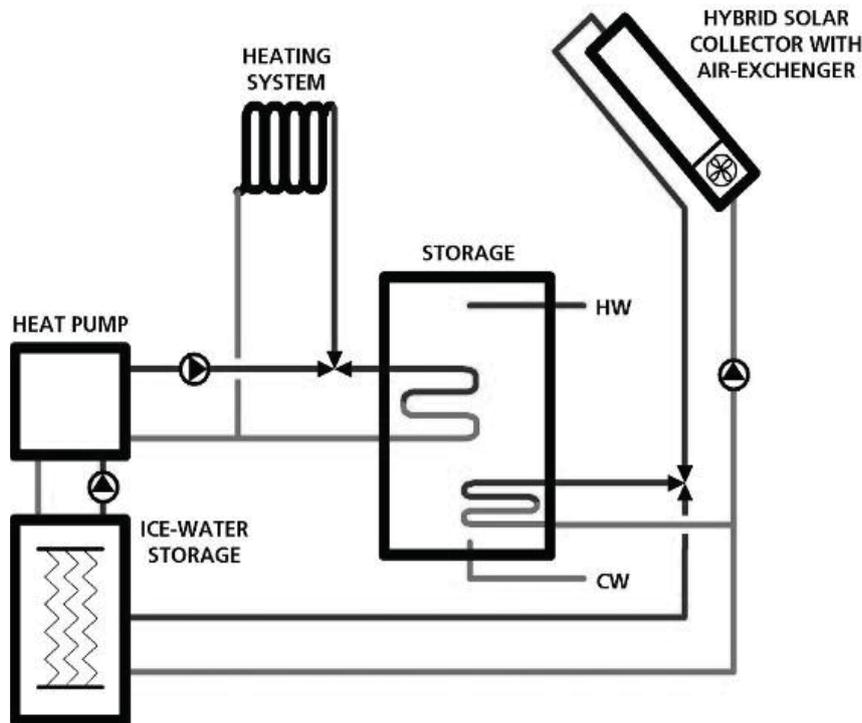
System type 5 schematic (Note: all systems drawing have been done by ISE Fraunhofer [7])

The features of this system are:

- the system uses the unglazed solar collectors solely to increase the inlet temperature of the evaporator of the heat pump and possibly for active regeneration of the ground heat source but not for active DHW
- use of the unglazed solar collectors reduces the initial costs of the system
- easier integration of collectors with the shape of the roof of a house is possible
- similar to other systems with possible active regeneration of the ground heat source, there is a potential for shortening of the borehole in non ground water flow situation
- An interesting option when available is the use of other kind of low cost solar (or air) collectors or exchangers as heat source

System type 6: „Solar heating system“

(example: the system SOLAERA from Consolar and ESSA in CH., other similar systems using ice-water storage like Aquasol, terra sunenergy)



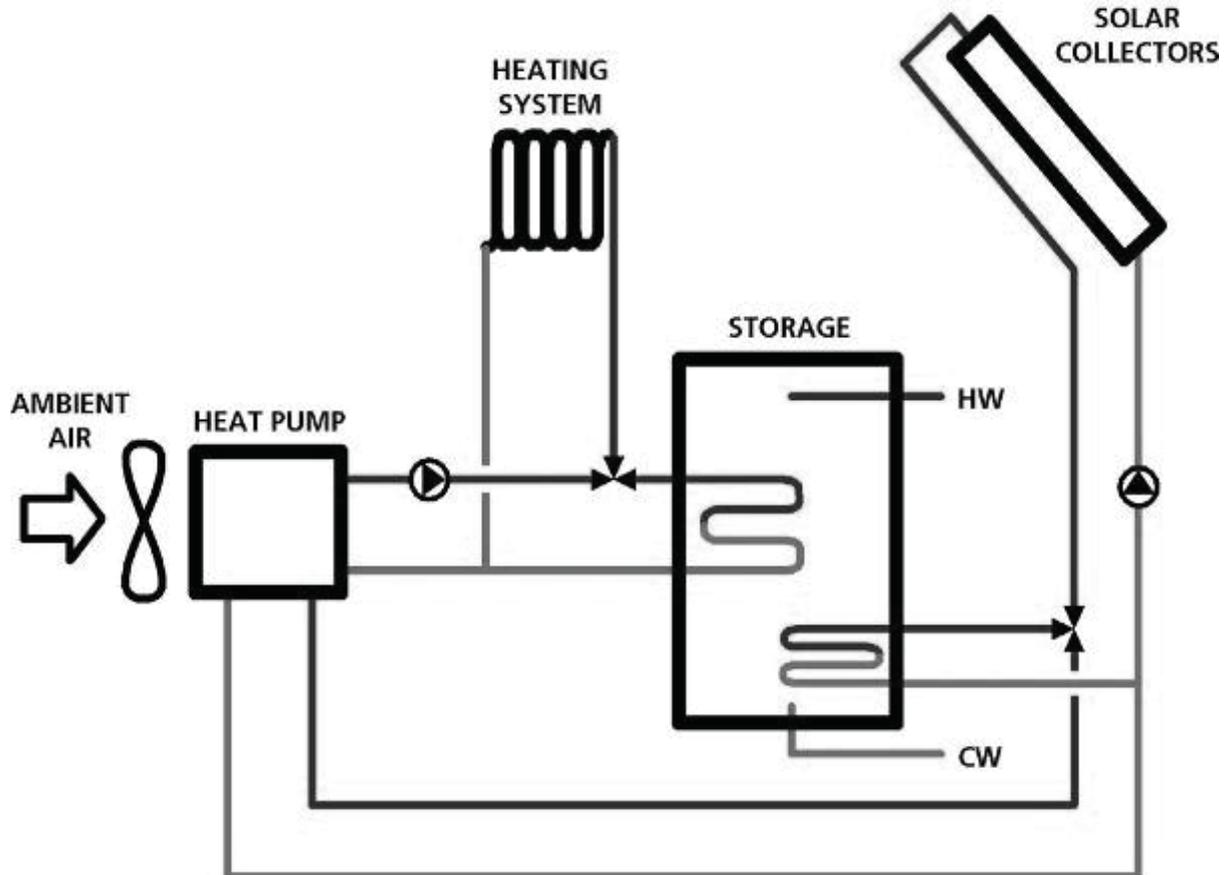
System type 6 schematic (Note: all systems drawing have been done by ISE Fraunhofer [7])

The features of this system are:

- main components of the system: specially made hybrid solar collectors with air-exchanger, HP, water storage tank and ice-water storage tank ! A PCM (phase change material storage with 330 kJ/kg ! or the equivalent of a 70 C temperature difference in sensible heat for 1 liter of water)
- the ice-water storage accumulates the energy produced by the hybrid collector at low temperature thus with a high efficiency reducing the size of the collector array
- the heat pump uses the energy accumulated in the storage, icing it and produces heat for the heating system and for DHW
- the low temperature of the ice storage allows almost losses-free accumulation of the energy and even positive gains are possible for example in the case of a buried tank
- no ground heat exchanger (e.g. borehole) is required! sizing is however key.
- the hybrid collector uses the solar irradiation or the heat of ambient air (below 0 to 10 C !)

System type 7: „Ambient air heat pump“

(examples SOLution, ratiotherm, Complett from Sonnenkraft/Danfoss)



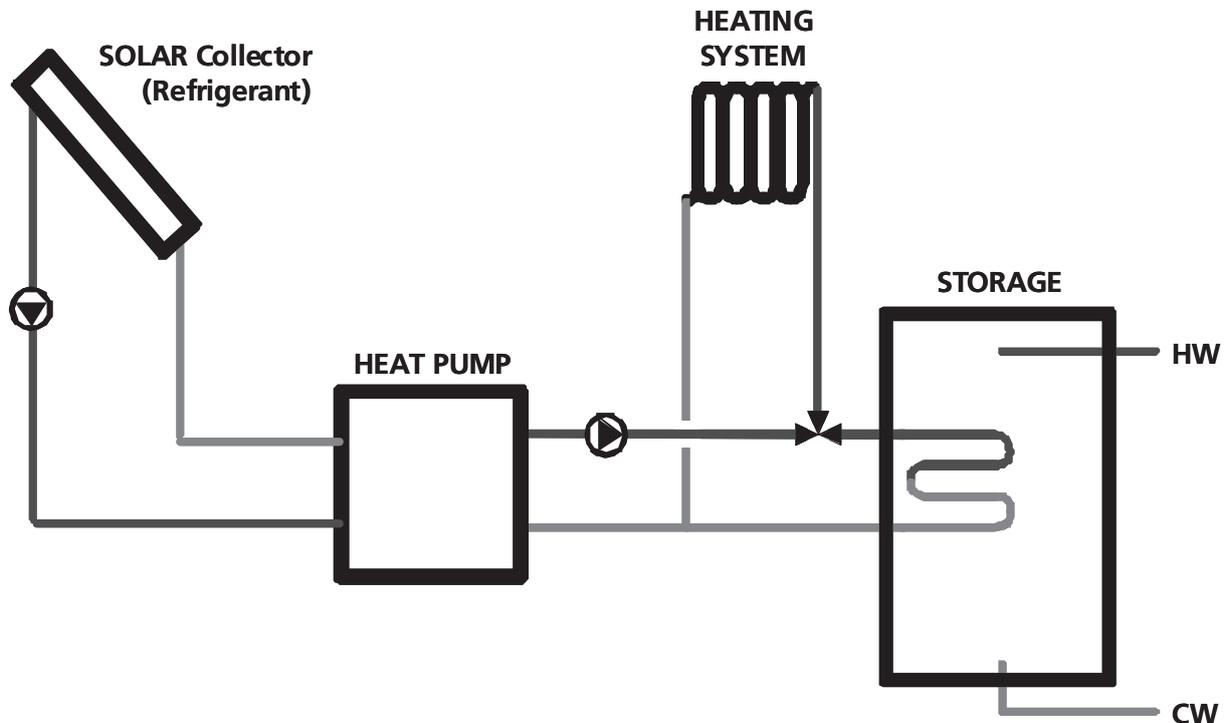
System type 7 schematic (Note: all systems drawing have been done by ISE Fraunhofer [7])

The features of this system are:

- main components of the system: solar collectors, air-to-water heat pump, and a multi-storage tank
- the heat pump uses the energy from the solar collectors or ambient air (but not with the solar collector used as an air heat exchanger, as in the system type 6) and produces heat for the heating system and for domestic hot water
- no ground heat exchanger (e.g. borehole) is required
- the system is easy to install and commission. If solar really enhances the SCOP it is for sure a good candidate for a combination.

System type 8: „direct use of refrigerant“

(several examples in different configurations are on the market)



System type 8 schematic (Note: this drawing by Bales, SERC Borlange [4])

The features of this system are:

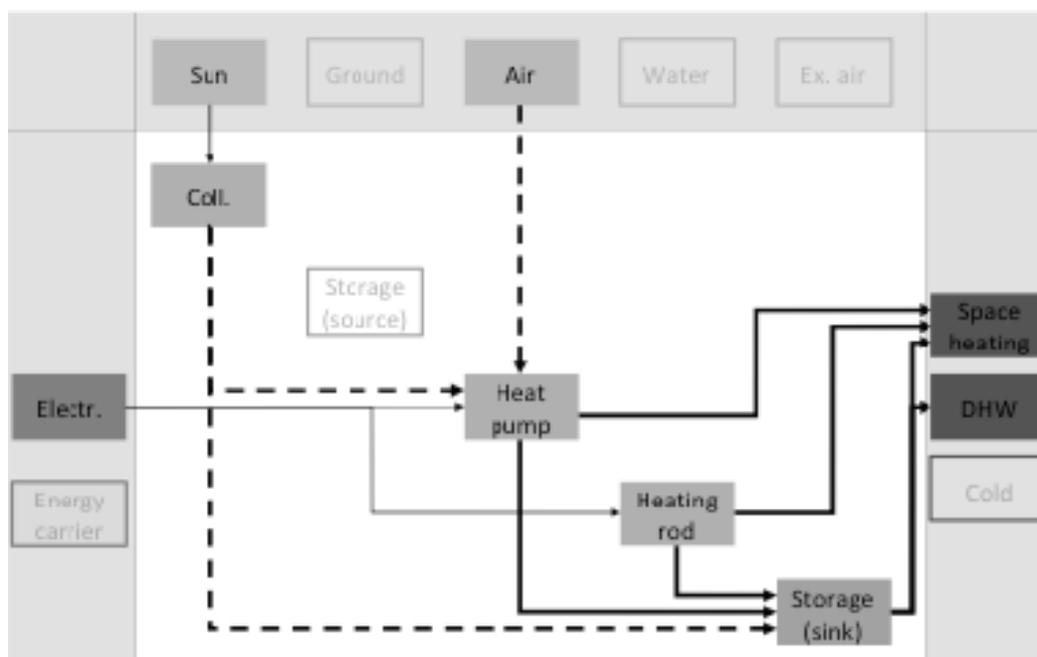
- system uses the solar collector solely to increase the inlet temperature for the evaporator of the heat pump with refrigerant as fluid circulating into the collectors
- The use of heat exchangers in the system can be minimized and thus enhances exergy efficiencies
- This type of system can be used primarily in warm or mild climates where the heat demand is low enough.

Comparisons?

This is indeed the goal of T44A38 ! It needs careful description of each system in a comparable way and simulations using a common framework.

We have tried to bring some preliminary thinking in the comparison (in Ref. 3). But this was way too simple compared to what the Task is bound to achieve with its resources and quality researchers.

One way to describe each system that has been decided in 2011 is the so-called « square view » of a system. It is a fast way to understand any configuration.



Example of a square view. Here a typical system 7.

Conclusions: Task expectations

- The combination of a heat pump and solar will represent a large market share in future decades. In some regions, systems are already installed in 80% of new homes ! T44A38 will contribute to select best solutions mainly in terms of SPF and reliability.
- The T44A38 pre normative work will produce materials to define a SCOP or SPF factor and to assess performances of combined systems. Such common international definition is currently lacking.
- An IEA framework provides a unique opportunity to meet and share with the experts from universities and industries working on thermal solar and heat pumps to exchange new ideas and to test them.

- T44A38 will attract top engineers and manufacturers of solar and/or heat pump solutions for family houses and enhancements of existing systems can come out of discussions.
- Models to simulate such any type of combination of solar and heat pumps will be available in a TRNSYS framework and the most common ones will probably appear in common design tools like Polysun.
- Future systems will be sketched and new ideas will emerge from the exchange of practice, knowledge and experience, as past IEA SHC Tasks did.

References

- [1] Hadorn J.-C.(2009). IEA SHC Task 44, Definition and workplan, www.iea-shc.org
- [2] Hadorn J.-C. editor, Thermal energy storage for solar and low energy houses, June 2005, IEA SHC Task 32 book, 170 pages, orders: jchadorn@baseconsultants.com
- [3] Hadorn J.-C.(2010). SOLAIRE ET POMPE A CHALEUR - Tâche 44 de l'AIE SHC & HPP, 16. Wärmepumpentagung vom 9. Juni 2010, BFE-Forschungsprogramm «Wärmepumpen, Wärme-Kraft-Kopplung, Kälte», Burgdorf
- [4] Bales C. (2010). Solar Thermal and Heat Pumps – a Promising Technology, Intersolar 2010, München, June 2010
- [5] Haller Michel et al., Systematische Gliederung der Systemkombination von solarthermischen Anlagen und Wärmepumpen, SPF Rapperswil, OTTI, 20. Symposium Thermische Solarenergie, May 2010, Klosters
- [6] Herkel S et al., Task 44 Subtask A projects, Industry workshop, Bolzano April 2010, www.iea-shc.org/task44
- [7] Miara M. (2009). Systems using solar thermal energy in combination with heat pumps – overview, Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Task Definition Workshop, April 23-24 2009, Freiburg, Germany

Peter Kurmann, Dipl.-Ing FH; wissenschaftlicher Mitarbeiter
Thierry Ursenbacher, Prof., Dr. sc. techn. EPFL; Dozent Fluidodynamik
Fachhochschule für Technik und Architektur Freiburg
Boulevard de Pérolles
CH-1705 Freiburg
peter.kurmann@hefr.ch
www.eia-fr.ch

Optimierung der Einbindung eines 28m³- Wasserspeichers in die Beheizung und die WW- Versorgung mit WP und Solarthermik

Zusammenfassung

Das vom BFE unterstützte Forschungs- und Monitoring Projekt OPTIGEN (Optimierung mit genetischen Algorithmen) untersucht ein EFH, gebaut nach SIA-380/1:2009 Norm mit 40m² Solarkollektoren, einer 6.2 kW WW-Wärmepumpe mit Erdwärmesonde und einem 28m³ Saisonspeicher. Im Vordergrund der Untersuchungen stehen die optimale Integration des Saisonspeichers in die Anlage und deren Potential zur Effizienzsteigerung der Gesamt-Energiebilanz und Jahresarbeitszahl der WP sowie der gesamten Anlage (JAZ_{WP} und JAZ_{Anlage}). Die Analyse des Saisonspeichers hat gezeigt, dass nach 3 Monaten ca. 27°C durch thermische Verluste verloren gehen, wenn während dieser Zeit weder Wärme zu- noch abgeführt wird. Beim Betrieb der Anlage mit der Erdwärmesonde greift die WP auf Quellentemperaturen zwischen 8-13°C zu; mit dem Saisonspeicher kann die Quellentemperatur bis zu 25°C (max. für WP) heraufgehoben werden, was den Temperaturhub der WP verkleinert und demnach die JAZ der WP wie auch der Gesamtanlage wesentlich steigert. Die JAZ der WP liegt momentan bei 4.9, ein Wert von 5.5 wurde aber als Ziel gesetzt. Die Analyse der Anlagensimulation mit Optimierungs-Algorithmen zeigt dass vor allem die Effizienz des Nutzspeichers (1650l) für bessere JAZ_{Anlage} wichtig ist, während das Volumen sowie die Effizienz des Saisonspeichers beim Betrieb mit der WP nur zweitrangig sind.

Résumé

Le projet de recherche et monitoring OPTIGEN (Optimisation avec algorithmes génétiques) a comme objective d'analyser une maison familiale équipée d'une pompe à chaleur (PAC, 6.2kW) avec une sonde géothermique (150m), des collecteurs solaire thermiques (40m²) et un stockage de chaleur saisonnier (28m³). Le but principale de ce projet est d'intégrer de manière optimale le stockage de chaleur dans la production et distribution de chaleur afin

d'améliorer le COP de la PAC et également du système complète. L'analyse physique du stockage saisonnier montre une diminution de la température d'environ 27°C à cause des déperditions thermiques, s'il n'y a aucun apport ou prélèvement pendant ce temps. Pendant l'opération avec la sonde géothermique, la PAC reçoit, selon saison, une température de 8-13°C à la source. Avec le stockage saisonnier, l'entrée à la source peut recevoir des températures jusqu'à 25°C, ce qui augmente l'efficacité du système. Actuellement le COP de la PAC est à 4.9 ; pour l'avenir une valeur de 5.5 est envisagée. L'analyse du système avec des algorithmes génétiques met en évidence que l'efficacité du stockage saisonnier, ainsi que son volume est de moins grande importance que l'efficacité du stockage quotidien (1650l).

Einleitung

Die Analyse der thermischen Speicher und vor allem deren verbesserte Einbindung versprechen viele Vorteile für Gebäudeinstallationen mit einer thermischen Solaranlage. Sonnenenergie kann bekanntlich nicht auf Abruf ein- oder ausgeschaltet werden, so dass ein Zwischenspeicher der gewonnenen Energie unumgänglich für deren sinnvollen Einsatz ist.

Heute sind viele verschiedene thermische Speicher im Einsatz, welche sich angeblich alle hervorragend für den Einsatz mit Solaranlagen eignen. Unter den zahlreichen Strategien, welche möglichst hohe solare Erträge und höchst effizienten Betrieb versprechen sind zum Beispiel:

- Nachgeführte Solarkollektoren (z.B. bei www.linak.com)
- Anlagen welche für die Sommermonate dimensioniert werden, riskieren weniger Überhitzung und werden durch längere Betriebszeiten höhere Erträge erzielen [1]
- Kombispeicher (geschichtet) mit zwei Eingängen für Betrieb der Solarkollektoren mit mehreren Temperatur-Niveaus (z.B. von www.feuron.com)
- Sparsame Zirkulationspumpen für weniger „Parasit-Verbrauch“ (www.emb-pumpen.ch)
- Intelligente Ausrichtung der Solaranlage (steiler geneigt) um die Überproduktion im Sommer zu verkleinern und eine höhere Ausbeute im Winter zu erreichen ([2] Seite 47ff)

In diesem Bericht wird ein 40m² grosser Solarkollektor untersucht, welcher an einen Saisonspeicher mit 28m³ und einem Nutzspeicher mit 1.65m³ angeschlossen ist.

Zuerst wurden die thermischen Eigenschaften der Speicher genauer analysiert. Interessant ist die Zeitkonstante der Speicher, d.h. wie lange können die Verbraucher ohne einen Sonnenstrahl auskommen. Anschliessend wurde untersucht, welche Umschaltstrategie beim Aufladen der zwei Speicher sinnvoll ist. Mit einer Energiebilanz wird zudem berechnet, wie viel die solare kWh (mit 20Rp/kWh) im Saisonspeicher und wie viel die im Nutzspeicher kostet, und welchen Prozent der gespeicherten Energie auch genutzt werden kann.

Mit der Einbindung einer Simulation in eine Optimierungs-Software wurden die wichtigsten Faktoren, sowie die Wechselwirkungen zwischen den Faktoren bestimmt, welche auf einen möglichst effizienten Betrieb der Anlage am meisten Einfluss haben.

Rahmenbedingungen

Das Vertiefungsprojekt wird im Rahmen vom 2-Jahres Projekt OPTIGEN, welches vom Bundesamt für Energie (BFE) unterstützt wird, durchgeführt. Im Projekt OPTIGEN wird ein Pilotobjekt auf seine thermo-dynamischen Eigenschaften untersucht, und der Zusammenhang der verschiedenen Installationen untersucht. Zudem wird ein Monitoring der Anlage erstellt, um die Betriebszahlen vor und nach einer Optimierung der Steuerung zu vergleichen. Das Projekt ist im IEA Task 44 integriert, welcher als Schwerpunkt kombinierte Solar und WP Anlagen analysiert.

Untersuchtes Objekt (EFH)

Das untersuchte Pilot- und Demonstrationsprojekt ist ein Einfamilienhaus in der Gemeinde Hauteville zwischen dem Greyerzersee und den Freiburger Voralpen. Das Haus (Bild 1) liegt auf 720m.ü.m und steht an sonniger Lage. Das Dach ist Ost-West ausgerichtet, wobei die Solaranlage auf der Westseite des Daches installiert wurde.

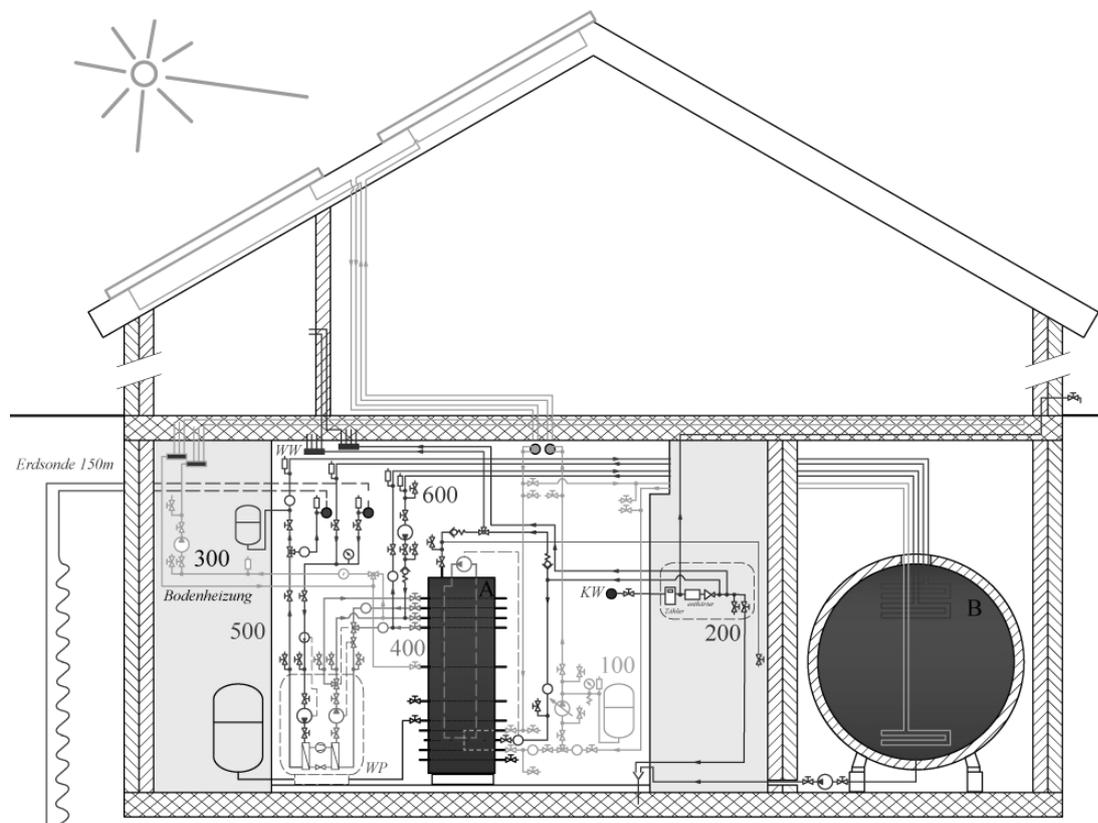


Bild 1: Hydraulisches Schema der Anlage mit Nutzspeicher A (1650l) und Saisonspeicher B (28000l)

Die verschiedenen Kreisläufe (Bild 1) entsprechen jeweils einem Kreislauf

Gelb (100): Solarkreislauf

Blau (200): Kaltwasser

Grau (300): Bodenheizung

Grün (400): Wärmepumpen Kreislauf

Braun (500): Wärmepumpe Quellenseitig (Erdsonde oder Saisonspeicher)

Violett (600): Verbindung zwischen Saisonspeicher (B) mit Nutzspeicher (A)

Das Haus wurde nach den Anforderungen für den SIA 380/1:2009 [3] gebaut und hat einen nach SIA berechneten Heizwärmebedarf von 11700 kWh für 184 m² beheizte Fläche (64 kWh/m²).

Der WW-Verbrauch ist ca 35l pro Person zu 55°C, was ungefähr 7 kWh/Tag ergibt.

Technische Anlagen

Die technische Anlage umfasst zwei thermische Speicher (1650l geschichtet und 28'000l ungeschichtet), eine 6.2kW Vitocal 300-G Wärmepumpe (BWC106) mit 150m Erdwärmesonde und 40m² Solarkollektoren. Die Wärmepumpe und Solarkollektoren wurden bewusst überdimensioniert, um bei den Untersuchungen und Tests Spielraum für Versuche zu haben.

a) Nutzspeicher

Der Nutzspeicher ist kein reiner Kombispeicher (siehe Bild 2). So ist zwar eine partielle Trennscheibe vorhanden, um die zwei Temperatur Niveaus für WW-Zubereitung (45-55°C) und Bodenheizung (20-43°C) zu trennen, aber die Zirkulation des Wassers ist damit nicht unterbunden. Das Warmwasser wird durch ein abgeschlossenes vertikales Durchlaufsystem erzeugt.

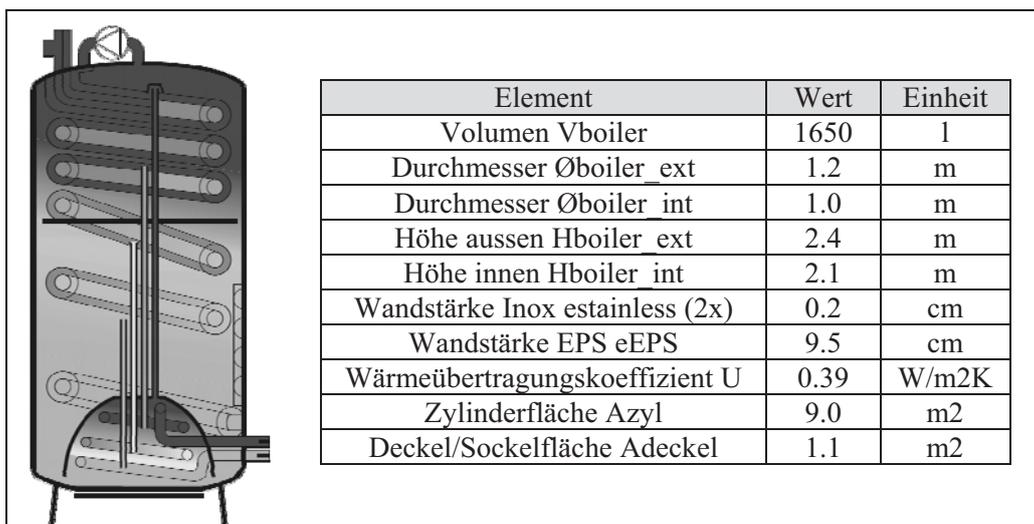


Bild 2: Schema und physikalische Eigenschaften vom Nutzspeicher A

Die Solarwärme wird in einer Glocke im unteren Teil des Speichers übertragen und aufgrund der Dichteunterschiede mit Schichtlanzen in die entsprechenden Temperaturschichten verteilt.

b) Saisonspeicher

Der saisonale Speicher besteht aus einem rezyklierten Milchtank. Er wurde liegend im Keller des Pilotobjekts integriert und mit drei Wärmetäuscher versehen (siehe Bild 1 und Bild 3). Das Speichermedium ist Leitungswasser.

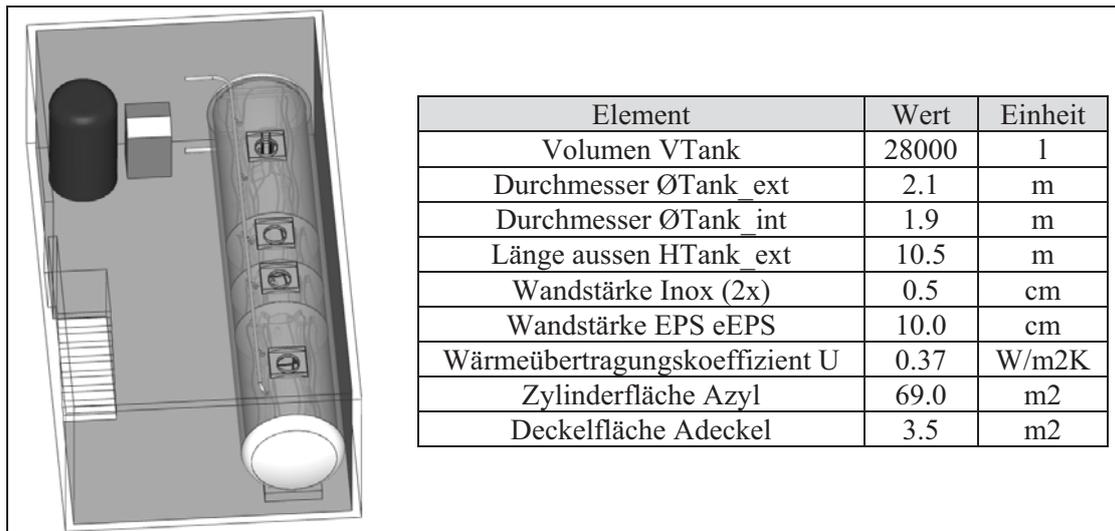


Bild 3: Schema und physikalische Eigenschaften von Saisonspeicher

Berechnung und Formeln

Für eine Abschätzung wie viel Energie im vollständig geladenen Saisonspeicher enthalten ist (80°C), können wir den Temperaturbereich nehmen, der für den Einsatz im EFH tatsächlich nutzbar ist.

Nutzbare Temperaturen für WW: 45-80°C

Nutzbare Temperaturen für Niedertemperatur Bodenheizung: 35-80°C

Mit der geheizten Wassermasse ($m=28000$ kg), der Wärmekapazität des Wassers ($c_p=4200$ J/kgK) und der Temperaturdifferenz (80-35) können wir die theoretisch zur Verfügung stehenden Energie berechnen:

$$Q_{WW} = mc_p dT = 28'000 \cdot 4200 \cdot (80 - 45) = 4.1e9 [J] = 1140 [kWh]$$

$$Q_{Heizung} = mc_p dT = 28'000 \cdot 4200 \cdot (80 - 35) = 5.3 [J] = 1470 [kWh]$$

Wenn wir von einem täglichen Konsum von 7 kWh an Warmwasser ausgehen, könnten theoretisch immerhin während 160 Tagen Warmwasser zubereitet werden. Für einen reinen Heizbetrieb würde für einen Tagesbedarf von 100 kWh (Januar) die Wärme theoretisch während 14.7 Tagen zur Verfügung stehen. In den Resultaten sehen wir jedoch, warum dies nicht so ist, und was verbessert werden könnte.

Für die JAZ bzw. SPF wird jeweils unterschieden zwischen der JAZ_{WP} und der JAZ_{Anlage} . Bei den Simulationen wurde oft nicht ein gesamtes Jahr gerechnet, da durch die steigenden Temperaturen die Funktion des Saisonspeichers ändert.

Die Effizienz des Speichers hängt stark vom zeitlichen Zusammenhang zwischen Wärmeverbrauch und Wärmeproduktion ab. Falls die Wärme unmittelbar nach der Erzeugung verbraucht wird, ist die Speichereffizienz hoch. Falls jedoch die Wärme über mehrere Tage gespeichert werden muss (Abwesenheit oder sommerliche Überproduktion), wird die Speichereffizienz schlechter. Geht man vom Idealfall aus, wird die im Speicher deponierte thermische Energie vollständig wieder abgegeben.

$$\eta_{\text{Speicher}} = \frac{E_{\text{out-reell}} + E_{\text{Verlust}}}{E_{\text{in}}} = 1 = 100\%$$

$$\eta_{\text{Speicher}} = \frac{E_{\text{out-reell}}}{E_{\text{in}}} < 100\%$$

Wegen den thermischen Verlusten (E_{loss}) wird dieser Wert jedoch immer kleiner als 100% sein, da E_{loss} immer grösser als 0 ist.

Intelligente Ladestrategie von Nutz- und Saisonspeicher

Die grosse Problematik der Solarkollektoren besteht in der Speicherbarkeit der gesammelten Wärme. Ideal wäre, wenn die gespeicherte Energie verlustfrei wieder eingesetzt werden könnte. In Wirklichkeit ist der Wirkungsgrad der Speicher jedoch stark verbrauchsabhängig und meistens tiefer als erwartet. Bekanntlich wird eine höhere Temperatur im Speicher höhere thermische Verluste provozieren. Andererseits muss der Nutzspeicher auf jeden Fall den Bedarf decken, am besten vollständig mit Solarwärme. Je nach Zielsetzung stellen sich daher verschiedene Optionen mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen zur Auswahl:

	Strategie	Vorteile	Nachteile
1	Nutzspeicher immer auf 80°C	Überbrückung sonnenfreier Tage	höhere thermische Verluste
2	Temperaturabhängige Aufladung	grösserer Solarertrag, da ein breiteres Temperaturspektrum ausgenutzt wird	Bei Temperatur geregelter Steuerung wird das Laden des Saisonspeichers ein Aufladen des Nutzspeichers verhindern, bzw. verzögern.

3	Saisonabhängige Ladestrategie	Während dem Winter kann der Saisonspeicher als Quelle für die WP genutzt werden	kompliziertere Steuerung. Ab wann ist Saisonwechsel?
4	Wettervorhersage für Nutzspeicher Ladung	Überbrückung sonnenfreier Tage	Kosten für Vorhersage?
5	Parallel Speicher laden	Beste Exergieeffizienz	Keine Überbrückung von sonnenfreien Zeiten

Tabelle 1: Vergleich verschiedener Strategien zum Laden der Speicher mit Solarenergie

Um während den Sommermonaten möglichst unabhängig von der Wärmepumpe zu sein, wurde die Strategie 1, allerdings mit einer Schalttemperatur von 70°C angewendet. Während der Überwachung fiel jedoch auf, dass bei bewölkten oder trüben Tagen die Temperatur im Kollektor oft nicht über 60°C hinauskam. Die Steuerung verhinderte somit sowohl das Aufladen des Nutzspeichers (da schon bei 60°C), wie auch des Saisonspeichers (bei 25°C), obwohl Sonnenenergie zur Verfügung stand.

Der Widerspruch besteht darin, dass beim Betrieb mit einem tieferen Temperaturniveau (Betrieb mit Saisonspeicher), die Kollektorausgangstemperatur tiefer ist, als beim Betrieb mit einem höheren Temperaturniveau (Betrieb mit Nutzspeicher). Eventuell würde die Leistung der Solarkollektoren nämlich ausreichen, um den Nutzspeicher zu laden.

Um dieses Problem zu umgehen, wurde ein Algorithmus geschrieben, welcher zwar die Kollektorausgangstemperatur als Entscheid für ein Anfahren der Solarpumpe bringt, diesen Entscheid aber während dem Betrieb laufend anhand der Globalen Einstrahlung und der produzierten Wärmemenge überprüft, um einen eventuellen Wechsel vom Aufladen des Nutzspeichers zum Aufladen des Saisonspeichers in Betracht zu ziehen (Bild 4):

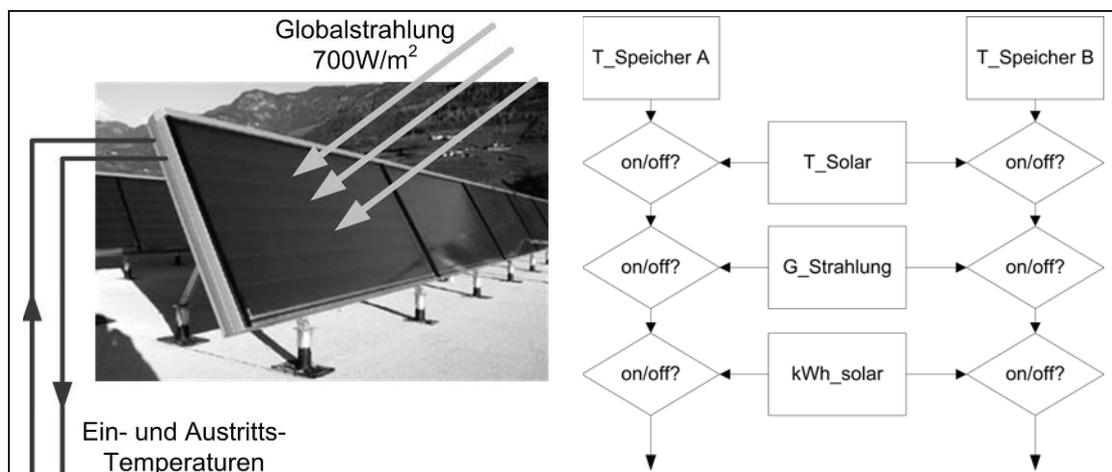


Bild 4: Schaltung (schematisch) für Entscheidung welcher Speicher geladen wird

Mit dieser Schaltung werden jeweils die vergangenen 10min der Solarproduktion analysiert um die durchschnittliche Leistung und Energiemenge zu berechnen. Aufgrund der Zahlen wird eine „Prognose“ für die nächsten 10min herausgegeben womit der Entscheid, Speicher A (Nutzspeicher) oder Speicher B (Saisonspeicher) aufzuladen, gefällt wird.

Saisonspeicher als Quelle für Wärmepumpe

Theoretisch gesehen muss der COP der WP mit einer höheren Quellentemperatur im Verhältnis des Carnot-Wirkungsgrades steigen.

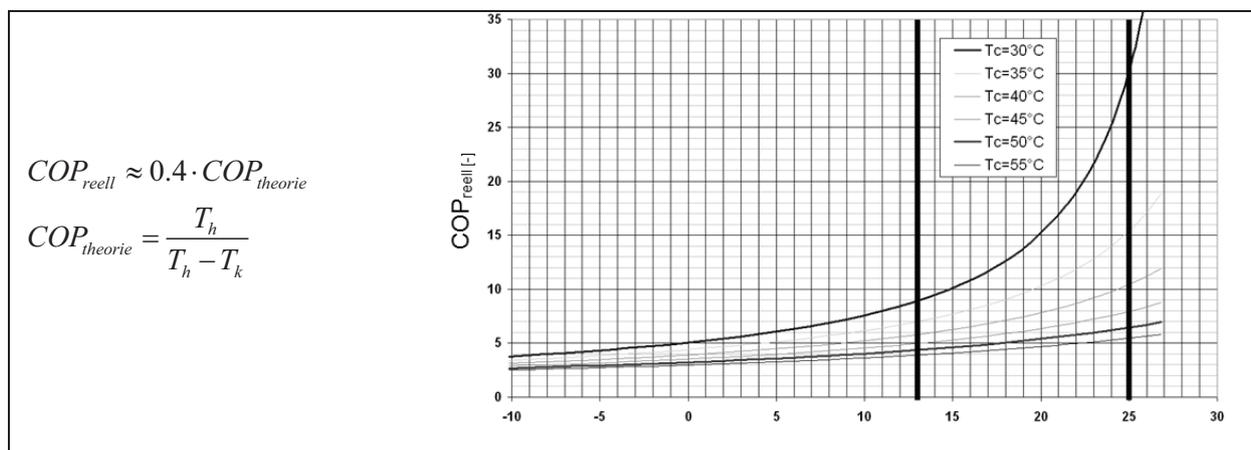


Bild 5: COP der WP steigt mit kleinerem Temperaturhub

In der Realität können aber auch bei exergetisch vorteilhaften Bedingungen die COP Zahlen nicht im gleichen Masse erhöht werden, wie die Quellentemperatur. Der Grund dafür ist, dass die Zirkulationspumpen bzw. der Kompressor unabhängig der Quellen- und Senktemperatur auf der gleichen Leistungsstufe fahren.

Um das Potenzial für die betriebene Anlage mit realen Werten zu vergleichen, wurde das Leistungsdiagramm der WP aufgearbeitet und mit Stichproben aus dem Betrieb abgeglichen. Weitere Versuche, vor allem bei Quellentemperaturen ab 20°C , werden die Erstellung eines neuen Leistungsdiagramms erlauben, welches bei der Simulation eingesetzt werden kann.

Wird nun eine Simulation von einem Januar (31 Tage) mit Meteonorm Daten durchgeführt, zeichnen sich die Unterschiede zwischen Betrieb mit Saisonspeicher und Betrieb mit Erdwärmesonde deutlich aus.

Kennwert	Quelle		Einheit
	Speicher	Erdwärme	
Heizenergie WP	283.9	283.1	kWh
Elektrische Energie WP	74.5	79.8	kWh
Effizienz Nutzspeicher	90	89	%
Effizienz Saisonspeicher	86	0	%
Solare Energy	373.8	348.6	kWh
Gesamter Verbrauch WW	224.6	225.3	kWh

Table 2: Vergleich zwischen Betrieb der WP mit Saisonspeicher oder Erdwärmesonde als Quelle

Der Saisonspeicher als Quelle für die WP bringt folgende Vorteile:

- weniger elektrische Leistung für WP (-7%)
- Monats Arbeitszahl höher (+8%)
- höheren Anteil solare Wärme (+7%)

Resultate

Ein komplettes thermodynamisches Modell der Anlage wurde in Matlab-Simulink [4] mit dem Carnot Blockset [5] erstellt und an die gemessenen Daten angepasst. Dadurch ist es einerseits möglich, verschiedene Parameter zu verändern, andererseits, das Modell mit Optimierungsalgorithmen zu analysieren, um die wichtigsten Faktoren für guten, bzw. schlechten Betrieb zu identifizieren.

Speicherdauer mit Warmwasserbedarf

In der Simulation wurden die thermischen Speicher jeweils in 10 identische Schichten eingeteilt, welche nach thermodynamischen Gesetzen gerechnet werden. Wir können somit die Entwicklung der verschiedenen Schichttemperaturen vom Speicher während einer Entladung visualisieren. Wurde der Nutzspeicher (1'650 l) auf 80°C geladen (alle Schichten), kann während 5-6 Tagen Warmwasser bezogen werden. Danach muss der Speicher wieder aufgeladen werden (siehe Bild 6). Da die Temperatur im Speicher stetig abnimmt, wird die

Durchflussmenge dementsprechend zunehmen, um die gewünschte Mischtemperatur am WW-Verbraucher zu erreichen.

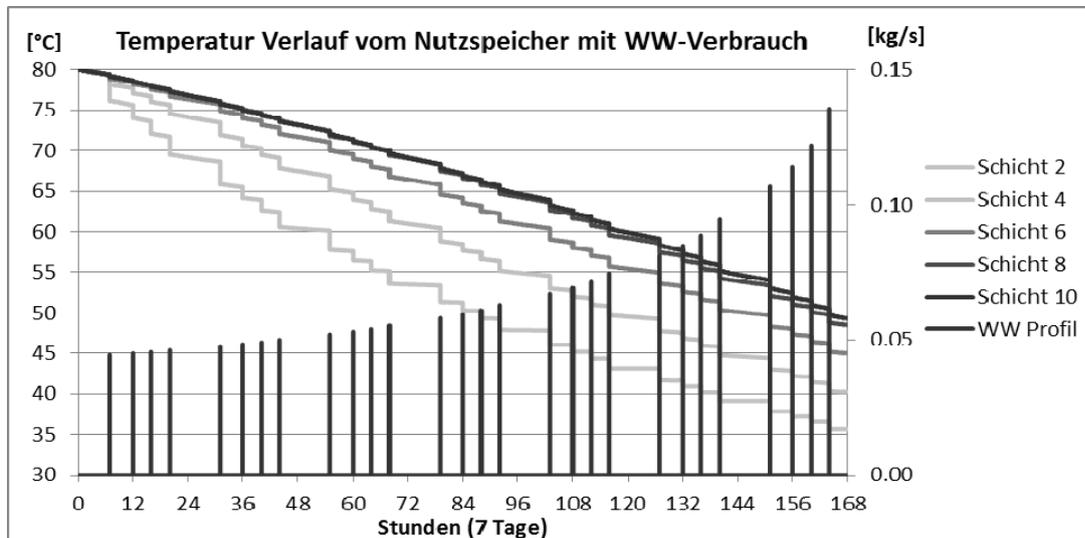


Bild 6: Temperaturverlauf (linke Skala) vom Nutzspeicher (1'650 l) während einer 7-tägigen Entladung durch Warmwasser Verbrauch ohne Wärmezufuhr (Durchflussmenge von WW-Profil auf Skala rechts)

Der Saisonspeicher (28'000 l) verhält sich ähnlich. Wegen der geringeren Höhe (Schichthöhe kleiner als bei Nutzspeicher) und weil der WW-Wärmetauscher horizontal liegt, und nicht vertikal wie beim Nutzspeicher, gibt es praktisch keine Temperaturschichtung (siehe Bild 7). Der Saisonspeicher verliert auch an Wärme, aber viel weniger aufgrund dessen grösseren Volumens. Der Warmwasser Verbrauch ist daher kaum ersichtlich im Temperaturprofil.

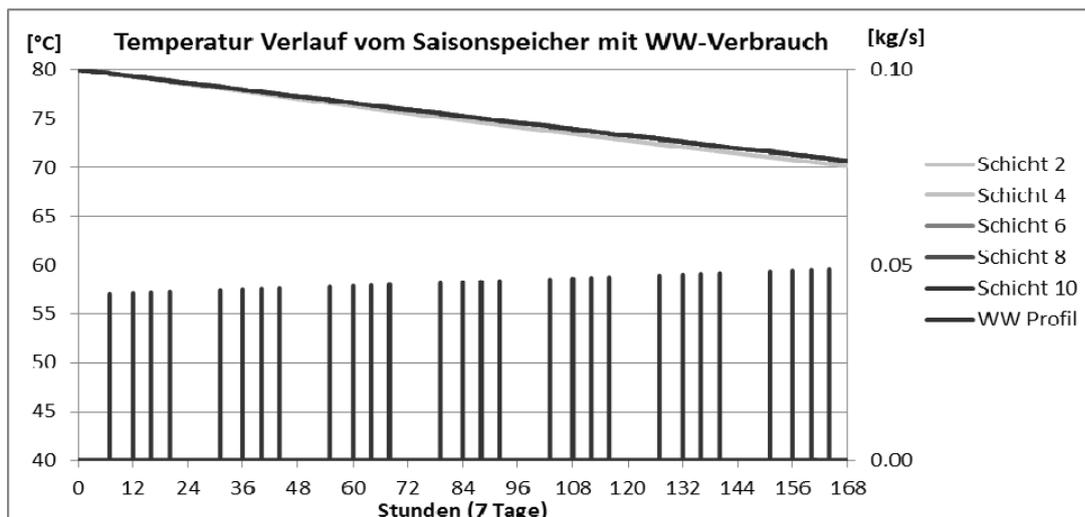


Bild 7: Temperaturverlauf (linke Skala) vom Saisonspeicher (28'000l) während einer 7-tägigen Entladung mit Warmwasser Verbrauch ohne Wärmezufuhr (Durchflussmenge auf Skala rechts)

Der auf 80°C geheizte Saisonspeicher kann mit einem durchschnittlichen täglichen Warmwasser Verbrauch von 7 kWh während 30-35 Tagen Wärme liefern.

Speicherdauer ohne Warmwasserbedarf

Ein Saisonspeicher erscheint dann am meisten Sinn zu machen, wenn tatsächlich die überschüssige Sonnenenergie vom Sommerhalbjahr 4-5 Monate lang gespeichert werden kann, um im Winter verwendet zu werden. Tatsächlich ist der eingebaute Speicher für diese Funktion nur ungenügend isoliert oder müsste von grösserem Volumen sein.

Wie im zweiten Kapitel berechnet, könnte der vollgeladene (80°C) Saisonspeicher theoretisch während 160 Tagen Wärme für den Warmwasserbedarf liefern. Da aber viel Wärme durch thermische Verluste verloren geht, kann effektiv nur während ca. 35 Tagen Wärme geliefert werden. Nachfolgend wird die Verlustkurve vom Saisonspeicher graphisch dargestellt und eine Simulation von einem besser isoliertem Speicher als Vergleich gezeigt.

Die aktuelle Isolation vom Saisonspeicher besteht aus einer 10 cm dicken expandierten Polystyrol Schicht die Innen und Aussen mit rostfreiem Stahl bedeckt ist. Zum Vergleich wird dem Speicher eine Isolation mit $U = 0.1 \text{ W/m}^2\text{K}$ gegeben und die zwei Verlustkurven miteinander verglichen (siehe Bild 8). Um die Temperaturerhöhung vom ebenfalls gut isolierten Kellerraum zu simulieren, wurde eine Kurve gewählt, die bei 80°C Speichertemperatur 40°C und bei 40°C Speichertemperatur noch 20°C im Keller aufweist.

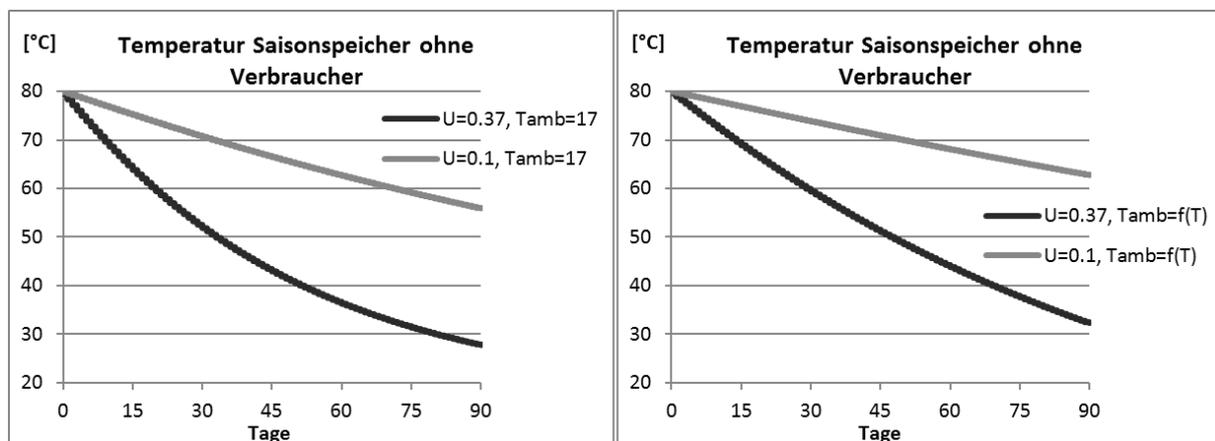


Bild 8: Thermische Verluste am Saisonspeicher mit $T_{amb} = 17^\circ\text{C}$ (links) und in Funktion der Speichertemperatur $T_{amb}=f(T_{Speicher})$ (rechts) und $U=0.1-0.37 \text{ W/m}^2\text{K}$

Es ist deutlich zu sehen, wie erstens die Isolation des Speichers, und zweitens die Temperatur im Kellerraum die Verlustkurve des Saisonspeichers beeinflusst.

Optimierung mit genetischen Algorithmen

Für die Optimierung wurden im Programm ModeFrontier [6] veränderbare Eingangsvariablen (Schalthysteresen, Temperaturniveaus, Durchflussmengen, Umschaltbedingungen), aber auch fixe Grössen (Isolation, Speichervolumen) in „Input“ Symbolen definiert und mit der Simulation der Anlage verbunden. Die Simulation wurde anschliessend mit zufällig gewählten Werten innerhalb einer definierten Bandbreite gestartet und die daraus folgenden Resultate der Zielsetzungen ausgewertet. In Abstimmung mit der gewünschten Tendenz (maximieren, minimieren oder numerische Bedingung), und nach mehreren Simulationsläufen, wird der Algorithmus selbst eine intelligente Wahl an neuen Eingangsvariablen definieren. Wenig versprechende Lösungen können somit schnell übersprungen werden, und verlangsamen nicht unnötig eine Konvergenz in Richtung optimaler Lösung (FMOGA: Fast converging Multi Objective Genetic Algorithm).

Korrelationsmatrix

Die Wechselwirkungen der verschiedenen Eingangsvariablen und Zielsetzungen werden in **Bild 9** dargestellt. Die Arbeitszahl des Gesamtsystems (AZ_{Anlage}) wird am meisten durch die Isolation vom Nutzspeicher (Insl_A), die Effizienz vom Nutzspeicher (Storage_A_efficiency) und der AZ der WP (Heat_pump_spf) beeinflusst. Das Volumen, sowie die Effizienz vom Saisonspeicher (V_StB und Storage_B_efficiency) spielen bei dem gewählten Volumenbereich (V_StB zwischen 20-28m³) offensichtlich keine grosse Rolle für die AZ_{Anlage} .

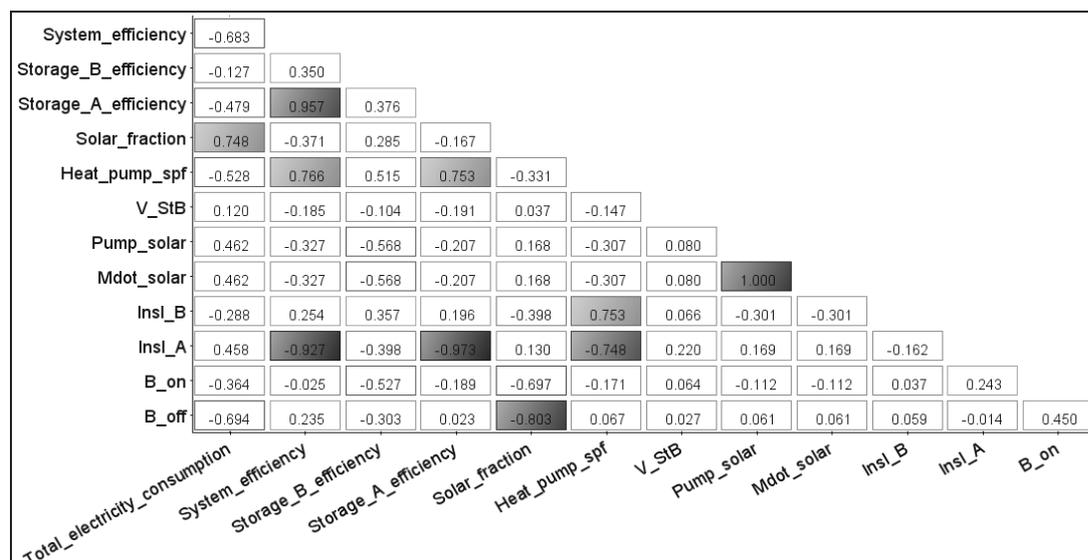


Bild 9: Wechselwirkungen zwischen Eingangsvariablen und Zielsetzungen wobei -1 und 1 die wichtigsten Wechselwirkungen darstellen

Entlang der Pareto kurve (**Bild 10**) sind alle System Konfigurationen, welche die zwei Zielsetzungen AZ_{Anlage} und Solarertrag am besten erfüllen. Die Blasen stellen den

Stromverbrauch dar. Offensichtlich werden höhere solare Erträge einen grösseren Stromverbrauch zur Folge haben, und sich negativ auf die AZ_{Anlage} auswirken.

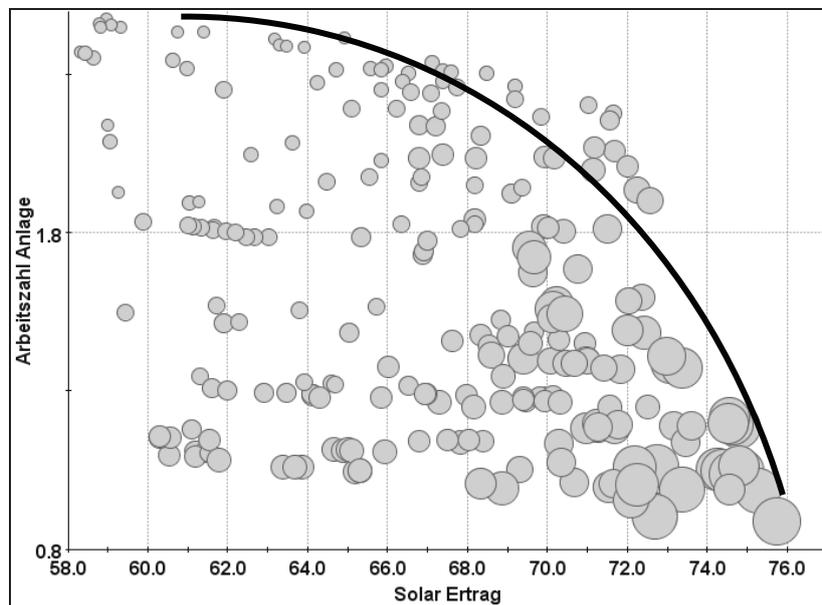


Bild 10: Paretokurve mit AZ_{Anlage} und Solarertrag auf den X- und Y-Achsen und dem Stromverbrauch als Grösse der Blasen (grösser gleich mehr)

Schlussfolgerung

Die Analysen haben gezeigt, dass der eingebaute Saisonspeicher als Langzeitspeicher nur bedingt geeignet ist. Wenn der Temperaturunterschied zwischen Speicher und Umgebung (Keller) grösser wird, werden auch die Verluste grösser. Die Hauptfaktoren welche den thermischen Verlust beeinflussen sind also:

- Zeit: umso länger die Wärme gespeichert wird, desto weniger effizient
- Temperatur: höhere Temperaturunterschiede zwischen Speicher und Keller vergrössern den Verlust
- Isolation: Sowohl die Isolation des Speichers, als auch die seiner Umgebung sind wichtig für die Verlustkurve in Funktion der Zeit

Die zweite Funktion des Saisonspeichers ist die Verbesserung der JAZ der Wärmepumpe. Wenn der Saisonspeicher die Erdwärmesonde als Quelle ablöst sind deutliche Leistungssteigerungen möglich (aktuelle JAZ: 4.9). Der Saisonspeicher wird dabei von den Solarkollektoren aufgeladen, welche wegen den tieferen Temperaturen des Saisonspeichers, energetisch gesehen effizienter betrieben werden können und einen höheren solaren Ertrag ermöglichen:

- Verbesserung des SPF der WP
- höheren Solaren Ertrag
- Erdwärmesonde überflüssig?

Dank der Analyse mit genetischen Algorithmen können die Schwerpunkte der Analyse gezielt auf die Wechselwirkungen der Systemvariablen gerichtet werden. Bei komplexen Systemen können die Wechselwirkungen der Systemvariablen auf das Systemergebnis einen grösseren Einfluss haben als die Variablen selbst.

Die weiteren Untersuchungen konzentrieren sich nun auf den finanziellen Aspekt der Wärmeproduktion. Obwohl die Solarkollektoren bei tieferen Temperaturen einen höheren Wirkungsgrad haben, bleibt die Pumpleistung meistens gleich. Bei der WP kommen der Tag- und Nachttarif dazu, sowie Sperrzeiten zur Mittagszeit. Langzeit Auswertungen werden auch zeigen, ob es sich finanziell gesehen lohnt den Saisonspeicher im Sommer immer auf 80°C zu heizen, oder ob tiefere Temperaturen mit weniger thermischen Verlusten sinnvoller wären.

Quellen

- [1] suissetec, "Solaranlagen - Überhitzung in thermischen Anlagen," Fachbereich Klima Heizung, vol. Nr.1 März 2009, p. 3, 2009.
- [2] M.Hoess, "Etude d'intégration solaire sur le parc immobilier de l'Etat de Fribourg," Dipl.-Ing. Mécanique MSE, LTE, EIA-FR, Fribourg, 2011.
- [3] SIA380/1:2009, Thermische Energie im Hochbau, SIA, 3.2009.
- [4] mathworks, "Matlab R2010a," 7.10.0.499 ed, 2010.
- [5] Jülich-Solar-Institut. (2007, CARNOT-Blockset Version 1.0 User's Guide.
- [6] ESTECO. (2010). modeFRONTIER v4 User Manual. v4.

Thomas Afjei, Prof., Dr. sc. techn.; Dozent Gebäudetechnik
Ralf Dott, Dipl.-Ing. TH; wiss. Mitarbeiter
Andreas Genkinger, Dipl.-Phys.; wiss. Mitarbeiter
Fachhochschule Nordwestschweiz, Hochschule für Architektur, Bau und Geomatik
Institut Energie am Bau
Sankt-Jakobs Strasse 84
CH-4132 Muttenz
Thomas.afjei@fhnw.ch
www.fhnw.ch/iebau

SOFOWA – Kombination von Solarthermie, Fotovoltaik und Wärmepumpen

Zusammenfassung

Das Projekt SOFOWA zielt auf die Optimierung des Gesamtsystems Wärmepumpe-Solar mit direkter Nutzung solarer Wärme für Heizung oder Warmwasserbereitung, indirekter Nutzung für die Anhebung der Quelltemperatur einer Wärmepumpe sowie der möglichen Integration einer solaren Stromerzeugung. In Grundlagenabklärungen mit Anwendung praxiserprobter Systeme wird gezeigt dass und wie eine vollständig solare Energieversorgung möglich ist, wo die spezifischen Herausforderungen bei der Wärmespeicherung von Solarthermie-Wärmepumpen-Kombinationen liegen und wie eine solare Stromerzeugung gegenüber einer solaren Wärmeerzeugung für Warmwasserbereitung ökologisch eingeordnet werden kann. Die ersten Zwischenergebnisse, des im letzten Jahr begonnenen und bis Anfang 2014 laufenden Projektes sind die Definition der Referenz-Randbedingungen für die Simulationsstudie und eine detaillierte Recherche von Wärmepumpen-Rechenmodellen in der Anwendung von Norm-Rechenmethoden bis hin zu detaillierten Kältekreis-Abbildungen. Das Projekt bildet einen Beitrag zum internationalen Projekt „Solar and Heat Pump Systems“ der Internationalen Energieagentur welches im Solar Heating and Cooling Program als Task44 und im Heat Pump Program als Annex 38 geführt wird.

Abstract

The SOFOWA project aims at optimizing the integrated system combination of heat pump and solar energy with a direct use of solar heat for space heating or domestic hot water preparation, indirect use as support for the heat source of the heat pump as well as the integration of a solar electricity generation. Fundamental evaluations applying field-proven technologies show that and how a total solar energy generation is possible, what are the specific challenges of storing heat with combined solar and heat pump systems and how to

classify solar heat generation compared to solar electricity generation for domestic hot water preparation. The first interim results of the last year started project running until begin of 2014 are the definition of reference conditions for the simulation study and a detailed investigation of heat pump calculation models for the application range between standard calculation methods and detailed refrigerant cycle simulation. The project is one Swiss contribution to the international project "Solar and Heat Pump Systems" of the International Energy Agency named Task 44 in the Solar Heating and Cooling Program and Annex 38 in the Heat Pump Program.

Motivation

Niedrigenergiehäuser sind durch die Verschärfung der Energievorschriften zum Standard für Neubauten geworden. Ab 2015 soll in Deutschland das Passivhaus-Konzept zum Standard werden, andere Länder fassen sogenannte Niedrigstenergiehäuser oder Nettonullenergie-Gebäude (engl. Nearly / Net Zero Energy Buildings - NZEB) ins Auge. Die USA und Frankreich wollen sie 2020 und Kanada 2030 einführen. In der Schweiz wurde kürzlich der neue Gebäudestandard Minergie-A[®] lanciert, welcher über die etablierten Standards Minergie[®] und Minergie-P[®] hinausgeht, da eine gänzliche Deckung des Energiebedarfs durch erneuerbare Energien Teil der Anforderungen ist. Die Mindestanforderung an die Gebäudehülle liegt bei Minergie-A gleich mit den Anforderungen gemäss Minergie-Standard. Kernpunkt der Anforderungen ist die Minergie-Kennzahl Wärme welche im Gegensatz zu Minergie und Minergie-P null oder weniger als null erreichen muss. Dies erfordert eine gebäudeintegrierte Solartechnik zur Erzeugung von Wärme oder Strom. Weitere Anforderungskriterien sind Bestgeräte und Bestbeleuchtung sowie die Graue Energie für die Herstellung des Gebäudes.

Projekt

Das Projekt SOFOWA zielt auf die Optimierung des Gesamtsystems Wärmepumpe-Solar mit direkter Nutzung von solarer Wärme für Heizung oder Warmwasser, indirekter Nutzung für die Anhebung der Quellentemperatur einer Wärmepumpe sowie der möglichen Integration einer solaren Stromerzeugung. Solarkollektoren können die Wärme direkt oder indirekt über die Wärmepumpe einspeisen. Mit Kollektoren kann die Wärme direkt oder zur Anhebung der Quellentemperatur genutzt werden. Der Betrieb einer Fotovoltaik (PV) mit Hinterlüftung oder als PVT-Kollektor kann ebenfalls ein attraktives System sein. Neben der Elektrizität fällt durch die Kühlung der PV-Panels Niedertemperaturwärme an. Dabei kann entweder der Stromertrag optimiert werden, da sich durch der Wirkungsgrad eines gekühlten PV-Moduls verbessert, oder der Gesamtertrag wird optimiert, was für direkte Wärmenutzung eine höhere Kollektor-Temperatur und somit reduzierten Stromertrag bedeuten kann. Leistungsgeregelte Wärmepumpen eignen sich für die Kombination WP-Solar-PV besonders gut, weil damit besser auf die schwankenden Quellen- und Senkenbedingungen reagiert werden kann. Die

Integration von Gebäudetechnik in die Gebäudehülle ist Teil des Konzepts. Für eine breite Umsetzung müssen adäquate Haustechniklösungen entwickelt, geschickte Kombinationen identifiziert und optimierte, standardisierte Systeme realisiert werden.

Vor der detaillierten Systemdefinition und -analyse wurden zwei Vorstudien durchgeführt, in welchen Grundlagen für die weitere Untersuchung erarbeitet wurden. Im Rahmen einer Studierendenarbeit wurde die vollständig solare Energieerzeugung (Wärme und Elektrizität) für und an einem Einfamilienhaus (EFH) mit praxiserprobten Technologien betrachtet. Im Weiteren zeigt eine Studie zur Warmwasser-Bereitung mit erneuerbaren Energien einen ökologischen und ökonomischen Vergleich von Wärmepumpen-Systemkombinationen mit Fotovoltaik oder solarthermischen Systemen, sowie hydraulische Besonderheiten dieser Systeme auf.

Die ersten Zwischenergebnisse, des im letzten Jahr begonnenen und bis Anfang 2014 laufenden Projektes sind die Definition der Referenz-Randbedingungen für die Simulationsstudie und eine detaillierte Recherche von Wärmepumpen-Rechenmodellen in der Anwendung von Norm-Rechenmethoden bis hin zu detaillierten Kältekreis-Abbildungen.

Vollständig solar Energieversorgung für und an einem EFH

Die Anwendung praxiserprobter Systeme zur vollständigen, solaren Energieerzeugung für und an einem Einfamilienhaus bildet einen Einstieg in die Thematik zur Charakterisierung der technologischen Komponenten und einer Einordnung der erforderlichen Dimensionen. Basierend auf diesen Systemen wird eine Effizienzsteigerung durch eine Integration der Systeme angestrebt. Anwendungsobjekt ist ein theoretisches Einfamilienhaus nach Minergie-P-Standard. Für dieses Gebäude soll sowohl der Wärmebedarf als auch der Elektrizitätsbedarf vollständig solar erzeugt werden. Der angenommene Bedarf für das Referenz EFH mit 200 m² Energiebezugsfläche liegt für den jährlichen Haushaltsstrombedarf inklusive Lüftung und Hilfsbetriebe bei 5'414 kWh welcher über eine PV-Anlage erzeugt werden muss. Der Heizwärmebedarf liegt bei 3'722 kWh/a und der Warmwasserbedarf bei 2'778 kWh/a (zuzüglich Verteil- und Speicherverluste). Es kann im Folgenden aufgezeigt werden, dass die benötigten Flächen an einem Einfamilienhaus zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse von drei Varianten aus [1] werden bezüglich Energie und Kosten (Investitions-, Unterhalt- und Betriebskosten) kurz zusammengefasst.

In der Variante „Fotovoltaik & Wärmepumpe“ erzeugt eine Wärmepumpe vollständig die benötigte Wärme. Eine Fotovoltaik -Anlage erzeugt die dem Haushaltsstrombedarf entsprechende Elektrizität sowie zusätzlich die zur Wärmeerzeugung notwendige Elektrizität. Diese Variante erzielt die tiefsten Jahreskosten, wobei Luft/Wasser- und Sole/Wasser-Wärmepumpen annähernd gleich liegen. Es ist eine PV-Fläche zwischen 56 m² und 62 m² erforderlich. Diese Variante enthält allerdings keine saisonale Energiespeicherung innerhalb der Bilanzgrenze, sondern nutzt das Stromnetz als Speicher. Mit einer solchen Variante kann ein energetischer Eigenversorgungsgrad (ohne Speicher) im Bereich 25-30% erreicht werden.

Die verbleibende Energiemenge von 70-75% wird zwar am Gebäude erzeugt, muss aber ausserhalb der Bilanzgrenze zwischengespeichert werden.

In der Variante „Fotovoltaik & Solarthermie“ erzeugt eine Fotovoltaik-Anlage die dem Strombedarf entsprechende Elektrizität; eine solarthermische Anlage erzeugt vollständig die benötigte Wärme für Heizung und Warmwasser. Die Konfiguration ergibt zur Wärmeversorgung eine solarthermische Kollektorfläche von 42 m² Flachkollektoren mit einem 12'000 Liter Pufferspeicher. Zur Erzeugung des Elektrizitätsbedarfs ist eine 53 m² grosse PV-Fläche erforderlich. Mit dieser Variante kann ein thermischer Eigenversorgungsgrad im Bereich 90-100% erreicht werden. Es ergibt sich allerdings ein grosser Anlagenaufwand für die saisonale Wärmespeicherung. Weiterhin kann es schwierig werden, die insgesamt sehr grosse Kollektorfläche architektonisch ansprechend zu platzieren. Der elektrische Eigenversorgungsgrad liegt im Bereich 20-25%, woraus sich ein gesamter Eigenversorgungsgrad von 60-65% ergibt.

In der Variante „PV/T-Kollektor / Wärmepumpe“ erzeugt eine Fotovoltaik -Anlage die dem Bedarf entsprechende Elektrizität. Zur Wärmeerzeugung wird vorrangig die über eine hydraulische Anbindung verfügbar gemachte Abwärme der PV-Kollektoren verwendet. Den Restwärmebedarf deckt eine Wärmepumpe. Diese Variante erfordert eine PV/T-Kollektorfläche von 53 m². Es wird ein elektrizitätsoptimierter Kollektor verwendet. Das bedeutet allerdings, dass der thermische Direktertrag, vor allem zur Warmwasserbereitung, im Vergleich zu einem verglasten Flachkollektor eher gering ist, da für die Elektrizitätsoptimierung eine geringe Absorbtemperatur angestrebt wird. Ein wärmeoptimierter PV/T-Kollektor war zu Zeitpunkt der Untersuchung nicht verfügbar, könnte jedoch im Sinne eines maximierten Gesamt-Energieertrages in der Gebäudehüllfläche eine energetisch durchaus sinnvolle alternative sein. Es ergeben sich ein thermischer Eigenversorgungsgrad von 34% und ein gesamter Eigenversorgungsgrad von knapp 30%.

Schlussfolgernd kann man daraus ableiten, dass die Kombination Fotovoltaik / Wärmepumpe zu den insgesamt geringsten Energiekosten führt, wobei dies vor allem darauf zurückzuführen ist, dass keine längerfristige Energiespeicherung berücksichtigt ist. Die Kombination Fotovoltaik / Solarthermie führt zum höchsten Eigenversorgungsgrad, da die Wärme saisonal gespeichert wird, allerdings auch zu den höchsten Kosten. Die Integration der Strom- und Wärmeerzeugung in einem kombinierten Kollektor für Strom und Wärme führt zum kleinsten in der Gebäudehülle benötigten Flächenbedarf.

Solarthermie und Wärmepumpen zur Warmwasserbereitung

In einer Untersuchung zur Warmwasserbereitung mit erneuerbaren Energien wurden Anlagen untersucht, welche mindestens 50% der eingesetzten Energie aus erneuerbaren Energien bereitstellen. Hierfür existiert eine Vielfalt an technischen Möglichkeiten. Fokus dieser Untersuchung sind Anlagen welche sowohl Solarenergie nutzen als auch Umgebungswärme mittels Wärmepumpen. Die beiden Schwerpunkte sind dabei die hydraulische Einbindung von

Wärmepumpe und thermischer Solaranlage sowie eine ökologische und ökonomische Bewertung kombinierter Systeme von Wärmepumpe und solarer Energieerzeugung.

Hydraulik

Wird eine Wärmepumpe als zusätzlicher Wärmeerzeuger zu einer thermischen Solaranlage zur Warmwasserbereitung eingesetzt so ist vorrangig auf eine ausreichende Dimensionierung der Wärmeübertragerfläche zur Einbindung in den Trinkwasserspeicher zu achten. Insbesondere Luft/Wasser-Wärmepumpen stellen aufgrund der stark schwankenden Quellentemperaturen im Sommer eine ungefähr doppelt so hohe Wärmeleistung bereit wie unter winterlichen Auslegungsbedingungen. Eine exemplarische Luft/Wasser-Wärmepumpe für ein Niedrigenergie-Einfamilienhaus mit einer Norm-Heizlast von 5.7 kW liefert unter winterlichen Bedingungen bei einer Aussentemperatur von -7 °C eine Warmwasser-Wärmeleistung von 5.2 kW wohingegen die sommerliche Wärmeleistung bei einer Aussentemperatur von 20 °C 11.3 kW beträgt. Somit sind für die Wärmepumpeneinbindung Wärmeübertragerflächen im Bereich $3\text{-}5\text{ m}^2$ erforderlich, damit einerseits ein zuverlässiger Betrieb ohne Hochdruckstörungen gewährleistet ist und andererseits eine Verschlechterung der Jahresarbeitszahl aufgrund unnötig überhöhter Kondensationstemperaturen vermieden werden kann. Die hydraulischen Schaltungen unterscheiden sich im Wesentlichen in der Art der Wärmespeicherung und Warmwasserbereitung. Verglichen wurden die folgenden fünf Systemverschaltungen mit identischen Kollektorflächen:

1. High-Flow: Die Warmwasserbereitung erfolgt über einen Trinkwarmwasser-Speicher an den sowohl die thermische Solaranlage als auch die Wärmepumpe über innenliegende Wärmetauscher angeschlossen sind. Der thermische Solarkollektor wird mit hohem spezifischem Massenstrom (30 l/h/m^2) betrieben, weshalb die Wärme nur unten in den Trinkwasserspeicher eingekoppelt wird. Die Wärme der Wärmepumpe wird über den beschriebenen grossen Wärmeübertrager oben eingekoppelt.
2. Low-Flow: Die Warmwasserbereitung erfolgt über einen Trinkwarmwasser-Speicher an den sowohl die thermische Solaranlage als auch die Wärmepumpe über innenliegende Wärmetauscher angeschlossen sind. Der thermische Solarkollektor wird mit niedrigem spezifischem Massenstrom (15 l/h/m^2) betrieben. Wegen den zeitweise höheren erreichbaren Temperaturen vom Kollektor wird temperaturabhängig unterschieden ob die Solarwärme oben oder unten in den Trinkwasserspeicher eingekoppelt wird. Die Wärme der Wärmepumpe wird über den beschriebenen grossen Wärmeübertrager oben eingekoppelt.
3. Tank-in-Tank: Der thermische Speicher der Solaranlage ist als Pufferspeicher ausgeführt in dem sich ein kleinerer, innerer Trinkwarmwasserspeicher befindetet. Der High-Flow Kollektor ist über einen innenliegenden Wärmetauscher unten im Speicher, die Wärmepumpe direkt an den Pufferspeicher angeschlossen.

4. Frischwasser-Kombispeicher: Der thermische Speicher der Solaranlage ist als Pufferspeicher ausgeführt in dem sich eine Rohrschlange befindet durch die das Trinkwarmwasser im Durchfluss erwärmt wird. Der High-Flow Kollektor ist über einen innenliegenden Wärmetauscher unten im Speicher, die Wärmepumpe direkt an den Pufferspeicher angeschlossen.
5. Frischwasserstation: Der thermische Speicher der Solaranlage ist als Pufferspeicher ausgeführt. Das Trinkwarmwasser wird über einen aussenliegenden Plattenwärmeübertrager im Durchfluss erwärmt. Der High-Flow Solarkollektor ist über einen innenliegenden Wärmetauscher unten im Speicher angeschlossen. Die Wärmepumpe ist direkt an den Pufferspeicher angeschlossen.

Die beschriebenen hydraulischen Schaltungen wurden in diversen Variationen simuliert. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass erst die richtige Abstimmung der Komponenten und eine effiziente Regelstrategie zu einer effizienten Lösung führen. Einflussfaktoren sind u.a. Kollektorgröße, Speichermaterial, Dämmstärke des Speichers, Wirkungsgrad der Umwälzpumpen und Verschaltung der Komponenten. Alle Simulationsergebnisse der schlussendlich modellierten Systeme mit den oben beschriebenen Hydraulikschaltungen sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Ausser Variante 3 (Tank-in-Tank Kombispeicher) weisen alle Anlagen einen vergleichbaren Energiebezug für den Betrieb der Solaranlage sowie den Betrieb des Zusatzwärmeerzeugers (Wärmepumpe) auf. Für das System mit Frischwasserstation wurde vergleichsweise eine Variante mit abgesenkter Speichertemperatur simuliert (Variante 5**). Dies führt zu einer energetischen Verbesserung gegenüber allen anderen Systemen, gegenüber einer üblichen High-Flow-Anlage betragen die Energieeinsparungen rund 25 %

Variante	Brutto-/ Aperturfläche	Stromverbrauch relativ*	Stromverbrauch absolut*
1 High-Flow	3.2 / 2.9 m ²	100 %	684 kWh
2 Low-Flow	3.2 / 2.9 m ²	100 %	683 kWh
3 Tank-in-Tank	3.2 / 2.9 m ²	123 %	841 kWh
4 Frischwasser-Kombisp.	3.2 / 2.9 m ²	107 %	731 kWh
5 Frischwasser-Station	3.2 / 2.9 m ²	91 %	624 kWh
5** Frischwasser-Station	3.2 / 2.9 m ²	75 %	511 kWh
*Wärmepumpe & Umwälzpumpen Solaranlage/Frischwasserstation **wie 5, aber 45 °C Zapftemperatur statt 50 °C			

Tabelle 1: Resultate für die Hydraulikvarianten der Systemkombination Luft/Wasser-Wärmepumpe mit Solarthermie

Aus den Betrachtungen zu den Hydraulikschaltungen kann folgendes empfohlen werden:

- Aus energetischen und hygienischen Gründen kann zu einer Frischwasserstation geraten werden. Insbesondere die Absenkung der Warmwassertemperaturen auf das minimal nötige Mass verringert den Energiebedarf, was dann Sinn macht, wenn es die Bauherrschaft akzeptiert.
- Solaranlagen in Low-Flow Technik sind bei üblichen Kollektorfeldgrössen den High-Flow Anlagen energetisch überlegen. Sie sind aber etwas teurer als High-Flow Anlagen. Der finanzielle Mehraufwand einer Low-Flow Anlage wirkt sich erst dann in besseren energetischen Erträgen aus, wenn die Anlagen nicht mit minimalen Kollektorflächen betrieben werden. Für eine Empfehlung sollte die Bauherrschaft an höheren als dem als Minimum gesetzten Deckungsanteil von 50% interessiert sein und die Mehrinvestitionen in Kauf nehmen können.
- Die High-Flow Variante ist wenig komplex, kostengünstig und gut erhältlich. Sie ist aus energetischer Sicht nicht viel schlechter als die Low-Flow Variante oder eine Anlage mit Frischwasser-Station. Diese Variante kann dann empfohlen werden, wenn minimale Kosten gewünscht werden.
- Systeme mit Kombispeichern (Tank-in-Tank und Frischwasser-Kombisp.) sind für eine kombinierte solare Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung sinnvoll. Zur alleinigen Warmwasseraufbereitung sind diese aus energetischer Sicht ungünstig und für diesen Zweck nicht empfehlenswert.
- Bei kombinierten, solaren Systemen zur Warmwasserbereitung und Heizungsunterstützung und Wärmepumpe bestehen zwei spezifische Anforderungen. Da Wärmepumpen mit höheren Durchflussraten auf der Wärmeseite arbeiten als Öl- oder Gas-Kessel ist dem Erhalt der Temperaturschichtung im Speicher besondere Beachtung zu schenken. Aus Sicht der Wärmepumpe ist wichtig, dass diese im Heizbetrieb nur die benötigte Temperatur des Wärmeabgabesystems, insbesondere bei Niedertemperatur-Heizsystemen, liefern muss und nicht ganzjährig auf Warmwassertemperatur-Niveau arbeitet. Eine potenzielle Verschlechterung der Jahres-Arbeitszahl und damit des Strombedarfs kann leicht 25-30% betragen.

Ökologische und Ökonomische Bewertung

Zentrale Fragestellung der ökologischen Bewertung ist die Gegenüberstellung einer Kombination aus Wärmepumpe plus Solarthermie gegenüber Wärmepumpe plus Fotovoltaik. Hierzu wurden, wiederum mit der Prämisse eines Einsatzes von mindestens 50% erneuerbarer Energie zur Warmwasserbereitung, die beiden Systeme verglichen und weiteren Systemen gegenübergestellt. In allen Systemen werden nur praxiserprobte und marktverfügbare Komponenten verwendet.

Tabelle 2 zeigt die untersuchten Systeme.

Wärmeerzeuger	Solar System
Luft/Wasser-Wärmepumpe	Fotovoltaik
Luft/Wasser-Wärmepumpe	Solarthermie (Flachkollektor)
Luft/Wasser-Wärmepumpe	Solarthermie (Vakuum Röhre)
Sole/Wasser-Wärmepumpe	-
Holzpellets-Kessel	-
Öl-Kessel	Solarthermie (Flachkollektor)
Gas-Kessel	Solarthermie (Flachkollektor)

Table 2: *Untersuchte Systeme für die ökologische und ökonomische Bewertung*

Der Wärmebedarf in der Untersuchung setzt sich aus einem Referenzgebäude mit einer Energiebezugsfläche von $200 \text{ m}^2_{\text{EBF}}$ und dem Warmwasserbedarf entsprechend SIA 380/1 von $50 \text{ MJ/m}^2/\text{a}$ zusammen. Die Auslegung der Wärmeerzeuger erfolgt derart, dass die Sonnenkollektoren jeweils die 50%ige Deckung der Warmwasserzeugung mit erneuerbarer Energie erfüllen und die weiteren Wärmeerzeuger sowohl den Warmwasser- als auch den Heizwärmebedarf decken können. Jedoch wird für die ökologische und ökonomische Bewertung nur die Warmwasserbereitung betrachtet.

Die ökologische Bewertung erfolgt basierend auf der Methode der ökologischen Knappheit [2] in Umweltbelastungspunkten und mit der Bestimmung der Treibhausgasemissionen ausgedrückt als äquivalente CO_2 -Emissionen pro Jahr. Dabei werden Infrastruktur und betriebsgebundene Emissionen für die gesamte Lebensdauer separat ausgewiesen. Infrastruktur beinhaltet dabei alle Anlagenbestandteile zur Warmwasserbereitung, welche sich am oder im Gebäude befinden, das heisst die thermische Solaranlage, die Wärmepumpe resp. der Kessel mit Kamin, der Wärmespeicher sowie Sanitärinstallationen mit Wärmedämmung. Die Umweltbelastung der Infrastrukturbestandteile, welche sowohl für die Warmwassererzeugung als auch die Heizwärmeproduktion erforderlich sind (z.B. Brennstoffspeicher), ist jeweils energiegewichtet, das heisst zu 25 % angerechnet. Infrastruktur, die einzig zur Warmwasserbereitstellung dient, wie Solaranlage oder Trinkwasserspeicher, sind zu 100% in die Umweltwirkung einberechnet. Unter Betrieb sind die Bereitstellung der bezogenen Endenergie (Brennstoffe, Elektrizität, Transport zum Kunden), die Betriebsemissionen selbst sowie der Anlagenunterhalt (beispielsweise die Ascheentsorgung bei der Pelletfeuerung) zusammengefasst. Berücksichtigt wird jeweils nur die Energie, die zur Trinkwassererwärmung benötigt wird. In der Kategorie Betrieb mit berücksichtigt sind auch Infrastrukturbestandteile ausserhalb des Grundstücks, welche zur Bereitstellung der gelieferten Endenergie benötigt werden. In der Bewertung vom Strombezug für den Betrieb der Wärmepumpe enthalten ist beispielsweise auch die Umweltbelastung, welche durch die Erstellung des Kraftwerks sowie der Netzinfrastruktur für den Stromtransport zum Verbraucher entsteht. Für Fotovoltaik-Anlagen ist wichtig zu berücksichtigen, dass der ökologische Mehrwert von PV-Strom nicht, z.B. per KEV, ins Netz verkauft werden sollte, sondern in der Bilanz bleibt. Daher wird der mittels Fotovoltaikanlage produzierte Strom zwar wegen zeitlicher Abweichung zwischen

Produktion und Bedarf nicht selbst genutzt, sondern vollständig ins Netz eingespeist. Im Gegenzug bezieht der Wärmepumpenbetreiber vom Netz die gleiche Menge als Solarstrom zum Betrieb der Wärmepumpe. Das Netz wird also lediglich als Speicher betrachtet. Der ökologische Mehrwert des Solarstromes bleibt dadurch beim Produzenten. Jeglicher weiterer Strombedarf im Warmwasserbetrieb wird durch Schweizer Strommix abgedeckt. Die ökonomische Bewertung der Warmwasserbereitung erfolgt anhand von Richtofferten der Systeme für die Region Basel und mittlere Schweizer Energiepreise.

Bild 1 zeigt die ökologische Wirkung der Luft/Wasser-Wärmepumpen Varianten kombiniert mit Fotovoltaik, Flachkollektor oder Vakuum-Röhrenkollektor im Vergleich mit den weiteren Systemen zur 50%igen Deckung der Energieerzeugung für Warmwasser, wie in Tabelle 2 aufgeführt. Die Grafik zeigt das höhere Treibhausgaspotenzial der fossilen Heizsysteme. Auch in Kombination mit solarthermischen Kollektoren sind diese Systeme bezogen auf das Treibhausgaspotential deutlich schlechter. Jedoch hat das System mit Gaskessel einen leichten Vorteil bezogen auf die bewertete Umweltbelastung. Bei dem Holzpellet-System sind die direkten CO₂-Emissionen nicht berücksichtigt, da angenommen wird, dass die Pellets aus nachhaltiger Holzwirtschaft stammen und somit die Emissionen durch Pflanzenwachstum wieder absorbiert werden. Somit stammen die CO₂-Emissionen für das Pellets-System nur von der Pelletherstellung und -bereitstellung. Mit dieser Annahme erreichen Pellet- und Wärmepumpen-Systeme vergleichbare Treibhausgas-Emissionen und Umweltbelastungen. Solarthermische Systeme weisen höhere Anteile für den Bereich Infrastruktur auf was sich auf den grösseren Wärmespeicher zurückführen lässt. Vakuum-Röhren-Kollektoren sind geringfügig besser als Flachkollektoren. Die Sole/Wasser-Wärmepumpe ist vergleichbar mit den Luft/Wasser-Wärmepumpen kombiniert mit Solarsystemen mit einer geringfügig höheren Umweltbelastung und gleichwertigem Treibhausgaspotential. Insgesamt weisen die Wärmepumpen-Varianten das geringste Treibhausgaspotential auf. Entscheidend bei Wärmepumpen ist die ökologische Wirkung, verursacht durch den bezogenen Strom, was sich in der Variante mit 50% Deckung aus Fotovoltaikstrom zeigt.

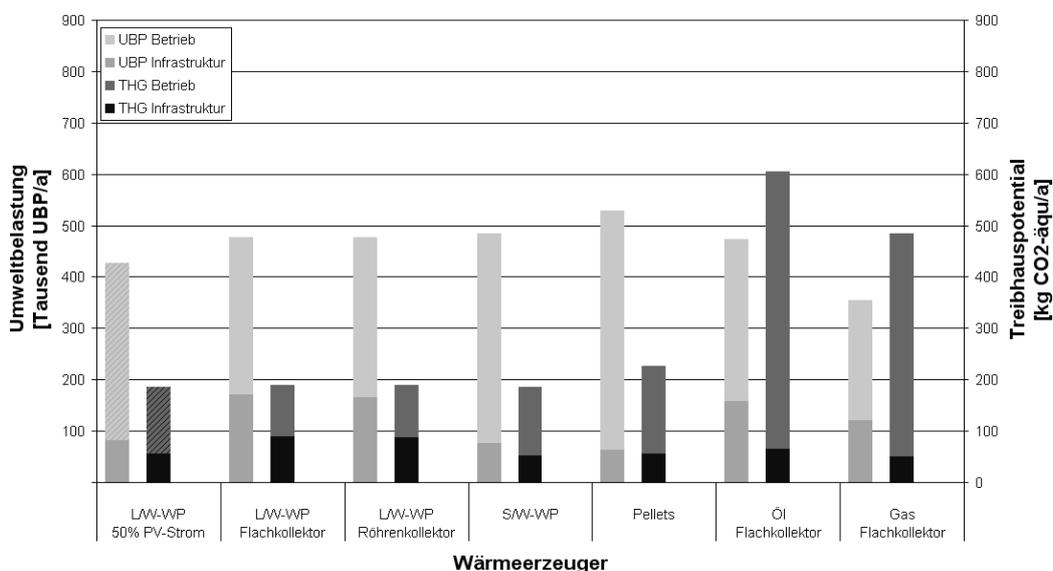


Bild 1: Umweltbelastung der Systeme zur 50%igen erneuerbaren Deckung der Warmwassererzeugung

Bild 2 zeigt den Kostenvergleich der Systeme mit 50%ige Deckung der Energieerzeugung für Warmwasser. Die Investitionskosten sind für das kleinste, mögliche System bestimmt, welches die Deckungsanforderung erreicht. Diese umfassen den Wärmeerzeuger, wo vorhanden das Solarsystem und den Warmwasserspeicher inklusive Installationskosten; aber ohne Verteil- und Übergabesystem für Warmwasser- und Heizung da diese für alle Varianten gleich sind. Nicht berücksichtigt ist, was bauseits bereitgestellt wird.

Der Kostenvergleich zeigt nur geringe Differenzen in den Jahreskosten der Wärmepumpensysteme, sowohl für den Vergleich Luft/Wasser- zu Sole/Wasser-Wärmepumpe als auch für den Vergleich Solarthermie gegenüber Fotovoltaik. Das Pellet-System weist die höchsten Jahreskosten auf, gefolgt vom Öl-Kessel mit Flachkollektor. Das System Gas-Kessel mit Flachkollektor liegt gleich auf mit den Wärmepumpen-Varianten.

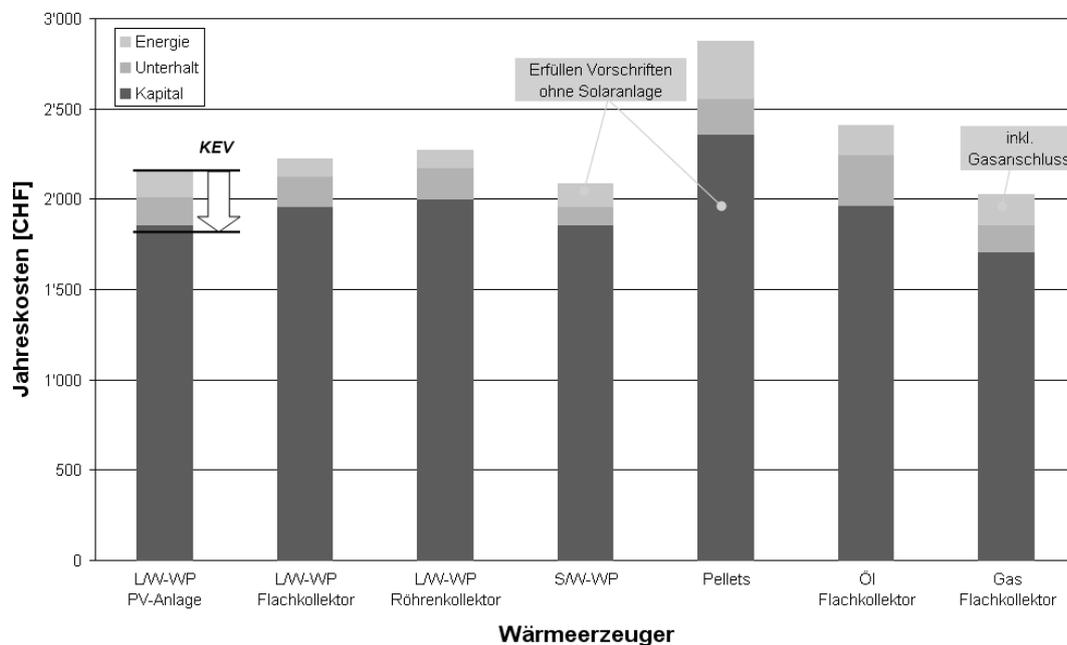


Bild 2: Kostenvergleich der Systeme zur 50%igen erneuerbaren Deckung der Warmwassererzeugung

Die Betrachtungen zur Ökologie und Wirtschaftlichkeit zeigen, dass zwischen den Systemen mit Luft/Wasser-Wärmepumpe keine massgeblichen Unterschiede bestehen, weder ökologisch noch wirtschaftlich. Die Gesamtkosten von Vakuum-Röhrenkollektoren sind gegenüber Flachkollektoren leicht höher, der Flächenbedarf geringer und der Ertrag leicht höher. Die Jahreskosten der Systemkombination WP-Solar mit Fotovoltaik sind geringfügig geringer als mit thermischem Kollektor. Allerdings kann bei der thermischen Variante der Speicher im Gebäude realisiert und finanziert werden, wohingegen der elektrische Speicher der Fotovoltaik-Anlage im Stromnetz realisiert und als über den Stromtarif finanziert angenommen wird. Die Betrachtungen zeigen, dass durch einen Verkauf des produzierten Solarstromes, beispielsweise per KEV, die Photovoltaikanlage aus rein wirtschaftlicher Sicht im Vorteil wäre. Allerdings würde damit auch der ökologische Vorteil hinfällig, da der ökologische Vorteil damit auch dem Käufer zusteht. Unter der Voraussetzungen einer

50%igen Warmwasserdeckung mit erneuerbaren Energien und der Annahme, dass der produzierte Solarstrom nicht verkauft wird kann keine eindeutige Empfehlung abgegeben werden. Aufgrund der Preisentwicklung von Fotovoltaikanlagen sind zum heutigen Zeitpunkt thermische und photovoltaische Anlagen welche die Anforderungen an eine 50%ige Warmwasserdeckung aus erneuerbaren Energien erfüllen finanziell und ökologisch gleichwertig.

Modellbildung und Simulation

Referenz-Gebäude

Sowohl für die Simulationsstudie im Projekt als auch für einen Vergleich der international entwickelten Systeme untereinander müssen die Simulations-Randbedingungen definiert werden, damit von möglichst weitgehend übereinstimmenden Randbedingungen ausgegangen werden kann.

Die Klimadaten für den internationalen Vergleich sollen einerseits die beteiligten Länder widerspiegeln und andererseits schon erbrachte Arbeiten in der internationalen Normung aufgreifen. Aufgrund der grossen europäischen Beteiligung werden in Orientierung an der EU-Normung für den internationalen Vergleich Klimadaten für die Standorte Helsinki, Strassburg und Athen verwendet.

Das Referenzgebäude wird anlehnend an dasjenige des IEA SHC Task 32 „Advanced Storage Concepts for Solar and Low Energy Buildings“ [3] an aktuelle Anforderungen angepasst. Somit werden drei Gebäudetypen mit 140 m² Wohnfläche definiert:

- Neubau auf Niveau Minergie-P Anforderungen ($Q_H = \text{ca. } 15 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$)
- Neubau auf dem Niveau gesetzlicher Vorgaben oder ein gut erneuertes Bestandsgebäude ($Q_H = \text{ca. } 45 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$)
- Bestandsgebäude ($Q_H = \text{ca. } 100 \text{ kWh/m}^2/\text{a}$).

Diese Gebäude werden sowohl für das nationale Projekt als auch für den internationalen Vergleich angewendet. Der Fokus im Projekt liegt dabei auf der Betrachtung zukünftiger Gebäude. Daher wird für Neubauten eine Gebäudehülle auf Niveau Minergie-P[®] angestrebt. Die Entwicklung und Bewertung der Anlagenlösungen mit Solarthermie, Fotovoltaik und Wärmepumpen erfolgt mit der Orientierung an solchen Gebäuden vorwiegend für das Minergie-P Gebäude. Ein Gebäude nach gesetzlichen Mindestanforderungen wird als Variante betrachtet. Der für den internationalen Vergleich definierte Altbau soll im weiteren Projektverlauf für die Übertragung auf bestehende Gebäude verwendet werden.

Modellierung von Wärmepumpen

Die detaillierte Untersuchung der Systemkombinationen Solarthermie – Fotovoltaik – Wärmepumpe erfordert zur Einbindung mehrerer Wärmequellen ein Wärmepumpenmodell auf Kältekreisebene. Daher wurde eine detaillierte Recherche über die Modellierung von Wärmepumpen in Norm-Rechenverfahren, dynamischen Simulationsprogrammen und für die Kältekreisauslegung durchgeführt. Abhängig von der Anwendung des Wärmepumpenmodells existieren im Wesentlichen drei Modell-Klassen entsprechend dem erforderlichen Detaillierungsgrad und dem akzeptierten Aufwand für ihre Anwendung. Tabelle 3 zeigt einen Überblick über die drei Modell-Klassen und eine Qualifizierung anhand ihrer Anwendung, welche im Folgenden kurz erläutert wird. Eine ausführliche Beschreibung der Modelle ist als Paper für die IBPSA Building Simulation Konferenz im Herbst diesen Jahres eingereicht.

1. Rechenmethoden

Das Ziel von Rechenmethoden ist eine schnelle aber ausreichend genaue Berechnung der Wärmepumpen-Effizienz für den Produktvergleich mit anderen Wärmeerzeugern unter Verwendung einer saisonal gemittelten Leistungszahl (SCOP) oder die Berechnung einer Gebäudespezifische Jahresarbeitszahl (JAZ). Daher ist der am häufigsten gewählte und sinnvolle Ansatz die Verwendung eines Effizienz-Kennfeldes und eine zeitliche Gewichtung repräsentativer Betriebsbedingungen (BIN-Methode in Bild 3, links). Ein Beispiel für die Anwendung und detaillierte Dokumentation findet sich in [4].

2. Dynamische Simulation

Der nächste Schritt in einer detaillierten Betrachtung ist die Analyse ganzer Wärmeversorgungssysteme. In diesen Modellen werden weiterhin vorwiegend Wärmepumpen-Kennfelder eingesetzt, jedoch wesentlich detaillierter (Bild 3, rechts). Weiterhin wird das zeitdynamische Verhalten auch als Zeitreihe dynamischer Randbedingungen wie Klimabedingungen oder Nutzerverhalten abgebildet. Diese vorwiegend quasi-statische Betrachtung kann mit Modellen für dynamische Effekte, wie beispielsweise die Vereisung eines Verdampfers ergänzt werden. Eine detaillierte Beschreibung eines solchen Modells findet sich z.B. in [5].

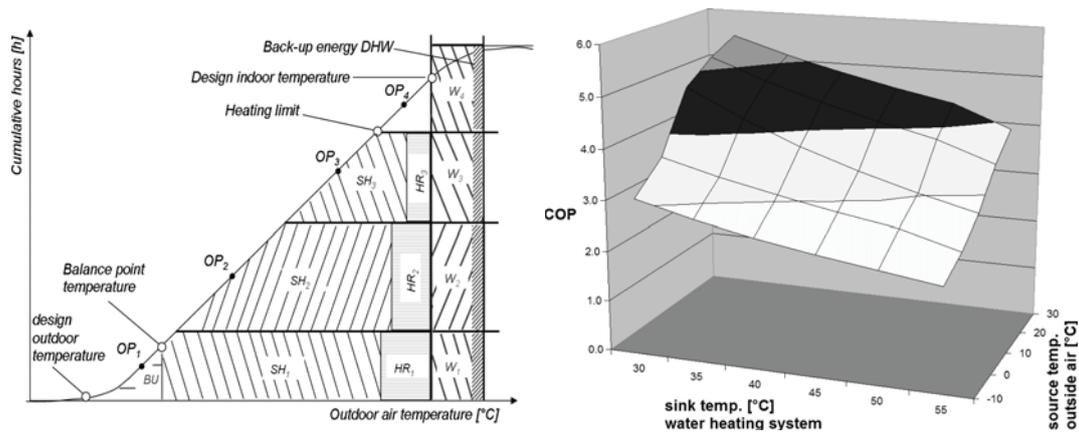


Bild 3 Prinzipielle Darstellung einer Rechenmethode (links) beispielhaftes Kennfeld einer Wärmepumpe (rechts)

3. Wärmepumpen-Auslegung

Die Auslegung und Optimierung einer Wärmepumpe erfordert Modelle auf der Ebene des Kältekreis (Bild 4). Daher müssen solche Modelle die Kältemittelflüsse und Zustände berechnen und die Komponenten der Wärmepumpe (Verdampfer, Verdichter, Kondensator und Expansionsventil) separat abbilden, damit ein Austausch und eine Optimierung der Komponenten möglich werden. Hierfür werden meist wiederum Kennfeldmodelle verwendet, jedoch diesmal für die Komponenten der Wärmepumpe. Beispiele für eine detaillierte Darstellung solcher Modelle sind in [6] oder [7] dokumentiert.

	Rechenmethoden		Dynamische Simulation		Wärmepumpen Design Modelle	
	SCOP	JAZ	quasi statische Modelle	dynamische Effekte	Kältekreis Modelle	Komponenten Modelle
Flexibilität in der Anwendung	--	-	o	+	++	o
Detaillierungsgrad	--	-	o	o	+	++
Aufwand für die Anwendung	--	-	o	o	++	++
Rechenzeit	--	--	o	+	++	++
Notwendige Kenntnisse	--	-	o	+	++	x

Tabelle 3: Überblick und Qualifizierung von Wärmepumpen-Modellen

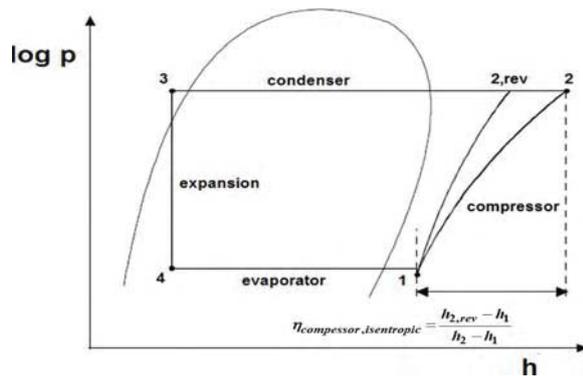


Bild 4 Kältekreisdarstellung im log p – h – Diagramm

Verdankungen

Das Projekt „SOFOWA – Kombination von Solarthermie, Fotovoltaik und Wärmepumpen“ ist ein nationaler Beitrag zum Projekt „Solar and Heat Pump Systems“ der International Energy Agency IEA, welches in Zusammenarbeit als Annex 38 im Heat Pump Programme HPP und Task 44 im Solar Heating and Cooling Programme SHC durchgeführt wird. Die Autoren bedanken sich beim Bundesamt für Energie für die finanzielle Unterstützung und die Projektbegleitung sowie für die Unterstützung durch Viessmann Faulquemont SAS. Das Projekt SOFOWA begann im April 2010 läuft bis März 2014.

Quellen

- [1] S. Steiner, D. Ast, M. Meier, P. Mettler; Vollständig solare Energieversorgung eines Gebäudes; Zertifikatsarbeit CAS Erneuerbare Energien; Institut Energie am Bau – FHNW; Muttenz; 2009
- [2] R. Frischknecht, R. Steiner, N. Jungbluth, Methode der ökologischen Knappheit – Ökofaktoren 2006, Bundesamt für Umwelt (BAFU), Bern, 2009, CH
- [3] Heimrath, R. & Haller, M., «The Reference Heating System, the Template Solar System of Task 32», IEA Solar Heating and Cooling program – Task 32, Graz, 2007
- [4] Afjei 2007. Afjei, T., Wemhoener, C., Dott, R., Huber H., Helfenfinger D., Keller P. and Furter R. Calculation method for the seasonal performance of heat pump compact units and validation - Final report. Swiss Federal Office of Energy. Bern, CH
- [5] Afjei 1989. Thomas Afjei. YUM, a yearly utilization model for calculating the seasonal performance factor of electric driven heat pump heating systems, Technical Form. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich IET-LES. Zürich, CH

- [6] Bühring 2001. Andreas Bühring. Theoretische und experimentelle Untersuchungen zum Einsatz von Lüftungs-Kompaktgeräten mit integrierter Kompressionswärmepumpe. Dissertation. Technische Universität Hamburg-Harburg. Hamburg, DE
- [7] Jin 2002. Hui Jin. Parameter estimation based heat pump models. PhD thesis. Oklahoma State University. Stillwater OK, USA

Stefan Bertsch
Prof. Ph.D.
NTB Hochschule für Technik Buchs
Institut für Energiesysteme
Werdenbergstrasse 4
CH-9471 Buchs
stefan.bertsch@ntb.ch
www.ntb.ch/lies

Zirkulationsverluste in Warmwasseranlagen

Zusammenfassung

In Mehrfamilien-Überbauungen wird Brauchwarmwasser meist zentral aufbereitet. Aus Komfortgründen wird das Brauchwarmwasser in vielen Anlagen zirkuliert oder mittels Heizband auf der geforderten Mindesttemperatur (meist 60°C) gehalten. Während das Heizband zu direkten elektrischen Verlusten führt, wirkt sich die Zirkulation negativ auf die Leistungszahl der Wärmepumpe aus. Ziel dieser Studie ist die Untersuchung zentraler Warmwasseraufbereitung und der Vergleich zu dezentralen Systemen. Hierzu wird in Workshops der Stand der Technik und neue Ideen erhoben. Anschliessend werden die verschiedenen Anlagen mittels Simulation in Überbauungen verschiedener Grösse unter denselben Randbedingungen gegenübergestellt. Neben der energetischen Effizienz sind auch die Umsetzbarkeit sowie Investitions- und Betriebskosten von Interesse. Zum Abschluss der Studie soll ein Katalog von Varianten mit entsprechender Bewertung als Vorlage für den praktischen Einsatz entstehen.

Abstract

In multi-family dwellings domestic hot water usually is heated in a centralized installation. In many systems domestic hot water is circulated or heated by a heating tape in order to enhance comfort by keeping a minimal temperature in the whole system. While the heating tape leads to immediate electrical losses, circulating the hot water indirectly leads to an increased energy demand by reducing the coefficient of performance of the heat pump. Aim of this study is to investigate and compare different ways to provide domestic hot water in central systems. In order to establish the state of the art and potential future systems a workshop was held. In a next step different arrangements of domestic hot water systems are investigated using simulations of building complexes with varying size. Determining parameters for the selection of the appropriate system are efficiency, feasibility, investment and running costs. Deliverable of the project is a catalogue of different system arrangements that can be used as a practical guide for installers in buildings of varying sizes.

Einleitung

In den letzten Jahren werden vermehrt Wärmepumpen eingesetzt, um Brauchwarmwasser (BWW) auch in Mehrfamilienhäusern zu erwärmen. Um die geforderten Ausstosszeiten für BWW in Küche und Bad zu erreichen, werden verschiedene Methoden der Warmhaltung und Speicherung eingesetzt. Ziel dieses Projektes ist es nun, diese verschiedenen Arten der Wärmeerzeugung und Verteilung zu vergleichen, und Vorlagen für sinnvolle Systeme zu erstellen. Dabei soll die HLK Branche stark eingebunden werden, um die Akzeptanz im Feld zu gewährleisten. Der Wirkungsgrad heutiger BWW-Systeme liegt bei 40-80% [1]. Diese geringe Effizienz wird vor allem im modernen, gut gedämmten Wohnbau spürbar, wo der Anteil an Energie für die Brauchwarmwassererzeugung schon 50% des gesamten Wärmebedarfs ausmacht. Die hohen Energieverluste entstehen sowohl im Wärmeerzeuger und im Wärmespeicher als auch im Verteilsystem. Sie sind sowohl abhängig vom Systemdesign (Art, Ausdehnung, etc.) und der Ausführung (Isolationsstärke, Sauberkeit), als auch vom Nutzerverhalten.

Im Projekt Grosswärmepumpen [2, 3] wurde festgestellt, dass in der Praxis zum Teil ungeeignete Trinkwassererwärmungssysteme in Kombination mit Wärmepumpen eingesetzt werden. Durch die grosse Ausdehnung des Verteilsystems und die Steuerung der Anlage kann es vorkommen, dass die BWW-Erzeugung eine konstant hohe Vorlauftemperatur der Wärmepumpe bedingt, die sich negativ auf die Jahresarbeitszahl (JAZ) auswirkt. Auch grosse Volumen des Verteilsystems wurden beobachtet, die energetisch nicht sinnvoll sind. Schlussendlich gibt es auch Systeme, die die geforderten Mindesttemperaturen mittels Wärmepumpe gar nicht erreichen können.

Die neue SIA-Norm 385/1 "Warmwasserversorgung für Trinkwasser in Gebäuden – Grundlagen und Anforderungen" [4], die seit 2011 in Kraft ist, schreibt vor, dass Trinkwasser nicht länger als 24 h bei Temperaturen zwischen 25 und 50°C stagnieren darf. Falls dies der Fall ist, muss eine thermische Desinfektion bei 60°C während einer Stunde durchgeführt werden. Auch müssen im Speicher Temperaturen grösser 60°C und in Verteilleitungen minimal 55°C erreicht werden. Nur an der Entnahmestelle liegt die zu erzielende Minimaltemperatur mit 50°C etwas tiefer. Diese Anforderungen gelten nicht für Durchflusswassererwärmer, solange das Warmwasser nicht länger als 24 h in einem Zirkulationssystem bei 25°C bis 50°C verbleibt, was wiederum den Einsatz von sogenannten Frischwasserstationen erlaubt. Tabelle 1 zeigt einen Vergleich der verschiedenen Normen und Merkblätter zum Thema BWW-Bereitung. Legionellen sind Bakterien, die die Legionärskrankheit auslösen [5]. Sie sind in einer kleinen, unbedenklichen Anzahl in Kaltwasser vorhanden und vermehren sich gerne im Biofilm von Warmwasserleitungen bei Temperaturen zwischen 25 und 45°C. Die Ansteckung mit Legionellose erfolgt durch die Einatmung der Bakterien als Aerosol, also vor allem beim Duschen. Im Verdauungstrakt sind sie hingegen harmlos. Vor allem bei einem geschwächten Immunsystem kann die Krankheit schwerer verlaufen. Neben der üblichen thermischen Desinfektion von Brauchwarmwasser mit Temperaturen grösser 60°C können auch andere Verfahren wie UV-Bestrahlung, und Chlorierung eingesetzt werden. Im Sanitärbereich wird beinahe ausschliesslich die thermische Desinfektion mit Temperaturen über 60°C wie oben beschrieben eingesetzt.

	Sia 385/3 Ausgabe 1991 [11]	Sia 385/1 (2011) [4]	SVGW Merkblatt [12]	MuKEn 2008 [13]	BAG Legionellen und Legionellose [5]	DVGW W 551 - W 553 [14]
Temperaturen im System	Warmwassertemperatur an der Entnahmestelle: - nur zur Körperreinigung: 40...50°C - Haushalt mit Geschirrspüler: 50...55°C - Haushalt ohne Geschirrspüler: 55...60°C	≥60°C im Speicher ≥55°C in warmgehaltenen Verteilleitungen ≥50°C an den Entnahmestellen (gelten nicht für Durchflusserwärmer) Kaltwasser ≤20°C	≥60°C im Speicher ≥50°C an den Entnahmestellen Kaltwasser ≤20°C	-	mit zentralem Wasserwärmer: ≥55°C in warmgehaltenen Verteilleitungen ≥50°C an den Entnahmestellen (nach 2 min) ohne zentralen Wasserwärmer: Verteilleitungen auf 55°C ausgerichtet ≥50°C in warmgehaltenen Verteilleitungen ≥50°C an den Entnahmestellen (nach 2 min) Zirkulationsrücklauf nicht unter 50°C Kaltwasser ≤ 20°C	≥60°C am Austritt des Trinkwasserwärmers min. 55°C an jeder Stelle im Netz
Zirkulationsunterbrechung Empfehlung bez. Spreizung Zirkulationsleistung	t ≥ 5 h 1..2 K Anlagen mittlerer Ausdehnung 3...4 K Anlagen grösserer Ausdehnung	nicht empfohlen keine	keine keine	keine	-	t ≤ 8 h max. 5 K
Strömungsgeschwindigkeit Zirkulationsleistung	0.5...1.5 m/s	Verweis auf SVGW-Merkblatt	0.5...1.5 m/s	-	-	0.2...0.5 m/s
Ausstosszeit (bis 40°C an Entnahmestelle)	Temperaturschwellwert und Öffnungsgrad der Armatur nicht definiert.	Ohne Warmhaltung: 15s/10s Mit Warmhaltung: 10s/7s	-	-	-	?
Thermische Desinfektion	Verweis auf BAG	während 1 h auf 60°C erwärmen	Speicher 1x täglich erwärmen während 1 h auf 60°C	-	Speicher 1x täglich während 1 h auf 60°C erwärmen	Erwärmung gesamtes System auf über 70°C (3 min) bei geöffnetem Auslass.
elektrische Widerstandsheizung				Eine ortsfeste elektrische Widerstandsheizung darf nicht als Zusatzheizung eingesetzt werden. Eine Heizung gilt als Zusatzheizung, wenn die Hauptheizung nicht den ganzen Leistungsbedarf decken kann.		
Legionellenkonzentration					< 1000 KBE/l (geringes Risiko einer Legionellose) 1000 - 10000 KBE/l (Kontamination) >10000 KBE/l (hochgradige Kontamination) KBE/l = Koloniebildende	< 1000 KBE/l
Durchflusserwärmer						solange Leitungsvolumen < 3 l

Tabelle 1: Übersicht und Vergleich verschiedener Normen und Merkblätter.

Neben den Minimaltemperaturen müssen auch gewisse maximale Ausstosszeiten bei voll geöffneter Warmwasser-Armatur erreicht werden. Diese Werte sind in Tabelle 2 zusammengefasst. Diese Bedingungen werden einerseits aus Komfortgründen für den Kunden vorgegeben und andererseits aus energetischen Gründen, da durch eine lange Ausstosszeit der Verbrauch an Warmwasser signifikant ansteigen kann.

Sanitärapparat	Ausstosszeit ohne Warmhaltung	Ausstosszeit mit Warmhaltung
Waschtisch Handwaschbecken Dusche, Badewanne	15 s	10 s
Spültisch (Küche) Putzausguss	10 s	7 s

Tabelle 2: Ausstosszeit: Bis 40°C an der Entnahmestelle erreicht ist.

Da die elektrische Begleitheizung in den Zeiten der MINERGIE Standards mehr und mehr in Verruf gerät, werden in grossen Überbauungen häufig Zirkulationssysteme eingesetzt. Generell schafft man mit einem Zirkulationssystem zusätzliche Wärmeverluste bedingt durch die Verdoppelung der Leitungslängen (Rücklauf in den Speicher) und die ständige Durchströmung mit Brauchwarmwasser. Zusätzlich wälzt eine Pumpe den Zirkulationskreislauf um, was einen elektrischen Energiebezug bedeutet. Dies gilt sowohl für herkömmliche Anlagen, als auch Anlagen mit Wärmepumpe als Wärmeerzeuger. Wärmepumpen reagieren im Vergleich zu fossilen Heizungen besonders empfindlich auf diese Zirkulation. Dies ist mit zwei Punkten zu begründen. Zum einen hat der Zirkulationsrücklauf starken Einfluss auf die Schichtung des Brauchwarmwasserspeichers. Ist die Schichtung gestört, so erhöht sich die Kondensationstemperatur im Wärmepumpenkreislauf signifikant, eine Nachladung muss öfters erfolgen. Die Faustregel aus [3] attestiert eine Reduktion der Jahresarbeitszahl (JAZ) um 2.5 % pro Kelvin Temperaturerhöhung der Wärmesenke. Zum zweiten muss die Brauchwarmwassertemperatur und Geschwindigkeit der Zirkulation dem „ungünstigsten“ Bezüger angepasst werden, was wiederum zu einer hohen Kondensationstemperatur führt. Auch hierbei gilt die Faustregel bezüglich der JAZ-Erhöhung [3].

Es gibt einige Projekte die sich bereits mit der Brauchwarmwasser-Zirkulation auseinandergesetzt haben. Die Publikationen [6] und [7] beschäftigen sich mit zentraler Brauchwarmwassererwärmung und möglichen Umsetzungsvarianten jedoch nicht gezielt in Bezug auf die Anforderungen von Wärmepumpen. Im Projekt [8] wird detailliert auf ein Simulationsmodell für die Berechnung der Verluste in Zirkulationssystemen eingegangen und kann in diesem Projekt als gute Grundlage für die Simulationen eingesetzt werden.

Ziel des hier vorgestellten Projektes ist die Analyse des Energieverbrauches und der Machbarkeit von Warmwasseraufbereitungssystemen mit Wärmepumpe als Energiequelle.

Ein Katalog mit verschiedenen Lösungsansätzen soll erstellt und anschliessend mit Messungen und Simulationen beurteilt werden. Für die Feldmessungen werden Anlagen des EKZ aus dem Energie-Contracting zur Verfügung gestellt. Die Beurteilung der verschiedenen Systeme soll auf die unterschiedlichen Verhältnisse bei mittleren und grossen Überbauungen eingehen. Aus den Ergebnissen sollen dann Handlungsanweisungen und Vorlagen für Planer erstellt werden. Ziel ist es vor allem, Lösungen zu finden, die in der Praxis ohne grossen Aufwand umgesetzt werden können, geringe Initialkosten besitzen und zu einer deutlichen Reduktion des Energieverbrauches führen. Auch die Robustheit und Einfachheit der Lösungen soll in den Vordergrund gestellt werden. Bei der Beurteilung soll zwischen Sanierungsfal 1 und Neuinstallation unterschieden werden, um die unterschiedlichen Randbedingungen mit einzubeziehen.

Varianten der Brauchwarmwassererwärmung

Gibt verschiedene Arten BWW zu erwärmen. Dabei können Wärmeerzeuger und Speicher entweder "zentral" an einem Ort oder "dezentral" in jeder Überbauung angeordnet sein. Es gibt auch die Möglichkeit "lokaler" BWW-Anlagen. Abbildung 1 zeigt die Definition der Nomenklatur, die in dieser Studie verwendet wird, um die Unterscheidung der Systeme zu erleichtern.

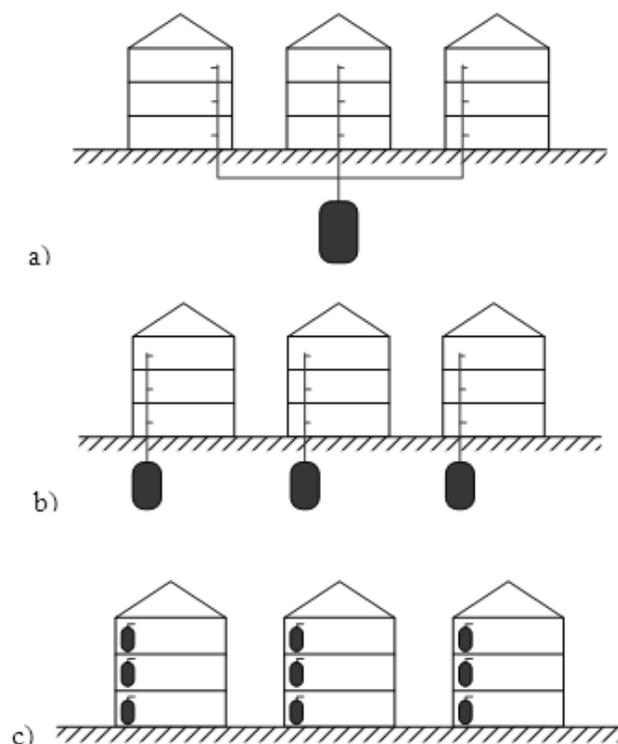


Abbildung 1: Definition: a) zentrale, b) dezentrale, und c) lokale Wärmeerzeuger und -speicher

Die im Folgenden beschriebenen Systeme werden heutzutage verbreitet eingesetzt.

Lokale Versorgung mittels Elektroboiler

Solche Anlage findet man vor allem in älteren Gebäuden vor. Jede Wohnung ist mit einem eigenen Elektroboiler ausgerüstet. Die Ausstosszeit ist dementsprechend kurz und die Abrechnung des Warmwasserverbrauchs ebenso einfach. Auch Temperaturen über 60°C können einfach erreicht werden. Laut der Mustervorschrift der Kantone (MuKE) [13] ist diese Art der BWW Erzeugung seit 2009 mit wenigen Ausnahmen nicht mehr erlaubt. Wenn eine Vorheizung des BWW mit dem Heizungssystem erfolgt, kann dieses System aber auch heute noch eingesetzt werden, was vor allem in der Sanierung interessant sein könnte.

Zentrale Versorgung durch Speicher mit Zirkulation

An einem Punkt der Überbauung steht, wie in Abbildung 2 dargestellt, eine dezidierte BWW-Wärmepumpe mit dem BWW-Speicher, die komplett vom Heizungssystem getrennt ist. Das Brauchwarmwasser zirkuliert von diesem Punkt aus im Optimalfall hydraulisch parallel durch alle Gebäude. Die Zirkulationsleitung kann als Rohr-an-Rohr (RaR) oder Parallelrohr System ausgeführt sein. Die Zirkulationsverluste können auf verschiedene Arten kompensiert werden. Eine häufig eingesetzte Variante ist die Rückführung der Zirkulationsleitung in der oberen Hälfte des Warmwasser-Speichers. Dadurch kommt es zu einer gewissen Störung der Speicherschichtung. Diese Störung der Speicherschichtung kann wiederum dazu führen, dass der Wärmeerzeuger häufiger einschalten muss, um den Speicher, zur Einhaltung der geforderten Mindesttemperatur, nachzuladen. Bei der Speicherladung mit einer Wärmepumpe kommt erschwerend hinzu, dass die Effizienz der Wärmepumpe beim Nachladen durch das hohe Temperaturniveau des Rücklaufs stark reduziert ist (siehe Abb. 3). Im Normalfall ist die Rücklauftemperatur aus dem gemischten Speicher in der Grössenordnung von 50°C anstelle der Frischwassertemperatur von ca. 10°C in einem sauber geschichteten Speicher. Bei 60°C Vorlauf steigt somit die Kondensationstemperatur im Falle des durchmischten Speichers signifikant an. Weitere Einschränkungen durch die Zirkulation sind ein um ca. 25% grösseres Speichervolumen. Zu den Vorteilen gehören die Einfachheit der Installation sowie die Verwendung der Wärmepumpe zur Deckung des gesamten Wärmebedarfs für die BWW Erzeugung und Bereitstellung.

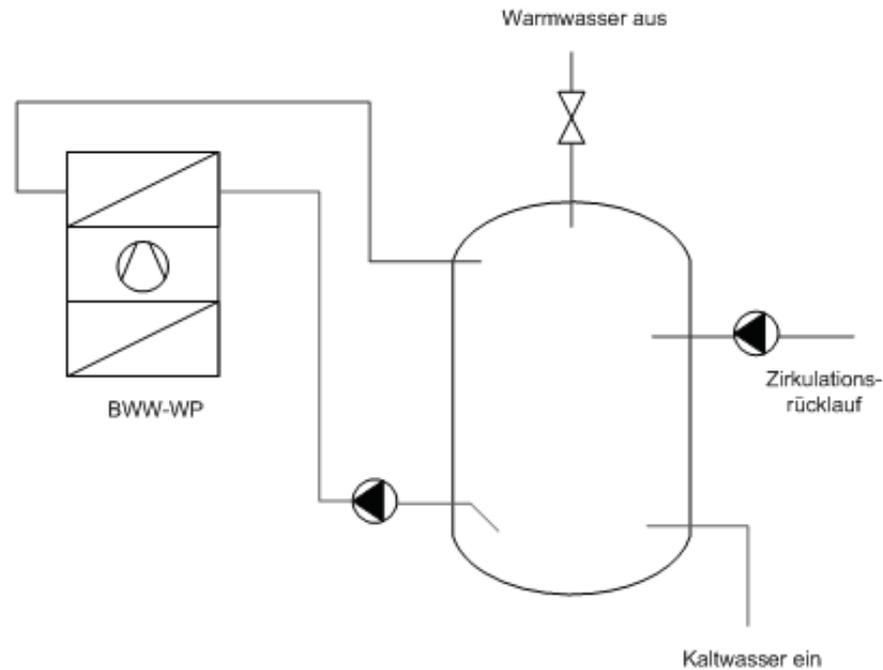


Abbildung 2: *Zentrale BWW Erzeugung mit Zirkulationsleitung.*

Eine Variante, um die Störung der Speicherschichtung zu vermeiden, ist die Verwendung einer Zusatzheizung im Zirkulationsrücklauf, die die Rücklaufstemperatur soweit anhebt, dass die Schichtung nicht gestört wird. Mögliche Varianten der Rücklaufheizung sind kleine leistungsvariable Wärmepumpen, modulierende Gasheizungen oder elektrische Heizungen.

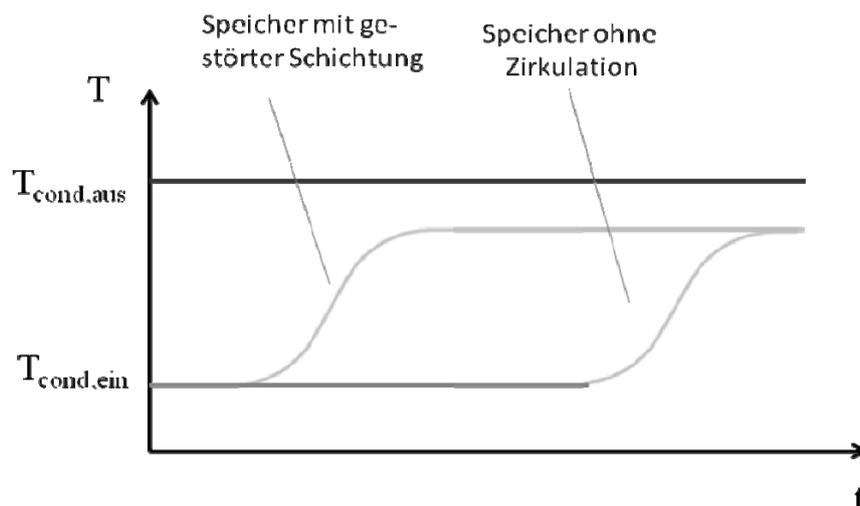


Abbildung 3: *Einfluss der Zirkulation auf die Rücklauftemperatur.*

Zentrale Versorgung durch Speicher mit Begleitheizung an den Verteilleitungen

Auch in dieser Variante findet die Wassererwärmung und –speicherung an einem zentralen Punkt in der Überbauung statt. Die Mindesttemperatur wird jedoch nicht mittels Zirkulation gewährleistet, sondern durch eine elektrische Begleitheizung. Auf diese Weise ist keine Rücklaufleitung in den Speicher nötig. Auch diese Variante ist sehr einfach zu installieren und betriebssicher. Der elektrische Energieverbrauch der Begleitheizung in grösseren Überbauungen mit schlechter Wärmedämmung ist jedoch beträchtlich. Vor allem in modernen energieeffizienten Überbauungen kommt die Begleitheizung dadurch immer mehr in Beschuss.

Dezentrale Speicher, welche von der Zentralheizung aufgeladen werden

Vor allem in grossen Überbauungen trifft man oft eine Kombination von Heizungs- und BWW-System an (Abb. 4). Dabei wird eine Heizungswärmepumpe zentral aufgestellt. Diese versorgt einerseits die Heizungen und die dezentralen BWW Speicher mit Wärme. Je nach Anforderungssignal der BWW-Speicher, wird die Temperatur im Heizverteilsystem (Nahwärmenetz) auf über 60°C angehoben, um damit die dezentralen BWW Speicher zu laden. Sind die BWW-Speicher über das Heizungssystem auf die vorgeschriebene Temperatur angehoben, dann wird die Temperatur im Heizverteilsystem wieder auf die gewünschte, niedrigere Vorlauftemperatur gesenkt. In diesem System gibt es mehrere Möglichkeiten den Energieverbrauch unnötig zu erhöhen.

Problematisch ist einerseits, dass sich das Nahwärmenetz nur in der Heizsaison auf Heiztemperatur befindet und dass ausserhalb der Saison jeweils ein beträchtlicher Anteil der Wärme im Verteilnetz auskühlt. Das gesamte Netz, teilweise inklusive Heizungsspeicher, muss somit auf die BWW-Temperatur gebracht werden, um die dezentralen Speicher zu laden. Nach der Ladung kühlen Heizungsspeicher und Nahwärmenetz wieder aus. Diese Wärme geht ungenutzt verloren. Besonders ungünstig für die Wärmepumpe ist der Fakt, dass auch die Heizung über einen weiten Zeitraum mit hoher Vorlauftemperatur von über 60°C betrieben werden muss. Vor allem in Grossanlagen kommt es verteilt über den Tag zu vielen Wärmeanforderungen der BWW Speicher. Durch die meist grosse räumliche Ausdehnung des Nahwärmenetzes steigen auch die ungenutzten Wärmeverluste an die Umgebung stark an. Schlussendlich ist in diesen Systemen auch eine höhere Kondensationstemperatur in der Wärmepumpe nötig, da die Vorlauftemperatur durch einen zusätzlichen Wärmeübergang im Speicher um ca. 5°C höher ausfallen muss. Im Projekt Grosswärmepumpen [3] schnitt dieses Art der BWW-Erzeugung energetisch oftmals schlecht ab.

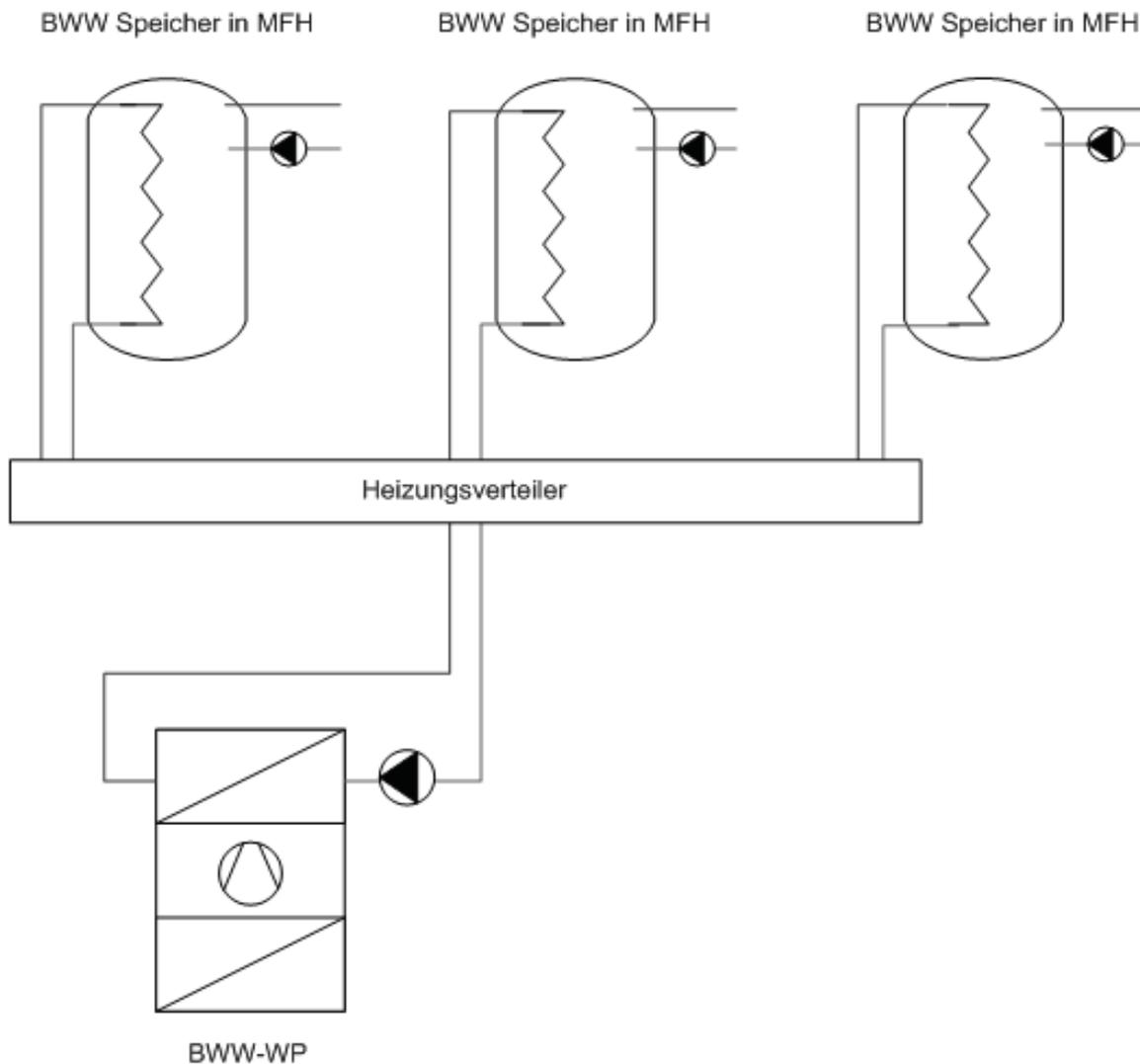


Abbildung 4: Beheizung dezentraler BWW Speicher über ein Nahwärmenetz mit zentraler Heizungswärmepumpe.

Heizung-BWW-Kaskade

In letzter Zeit wurden einige System gebaut, die eine zentrale Heizungswärmepumpe mit dezentralen BWW-Wärmepumpen verbinden. Die dezentralen BWW-Wärmepumpen verwenden dabei in jedem Gebäude den Rücklauf der Raumheizung als Wärmequelle. Auf diese Weise sinkt der mittlere Temperaturhub der Heizungswärmepumpe und die BWW-WP hat durch eine hohe Quelltemperatur eine gute Effizienz. Im Sommerbetrieb kann die Quellenwärme der dezentralen BWW-Wärmepumpen über die Fernleitung und die Hauptwärmequelle geliefert werden. Auch eine Einbindung solarer Wärme ins Heiznetz oder eine aktive Kühlung des Fussbodens ist denkbar. Durch Temperaturen im Heizungssystem, die je nach Art der BWW-WP Einbindung, unter der Umgebungstemperatur liegen besteht im Sommer die Gefahr von Wasserdampfkondensation auf dem Heizungsleitungsnetz.

Dezentrale BWW Versorgung

In jedem Gebäude befindet sich eine eigene Wärmepumpenanlage für die BWW-Versorgung. Damit sind die geforderten Ausstosszeiten leichter erreichbar. Aber auch hier ergeben sich die Problem mit Zirkulation und Speichermischung, allerdings auf geringerem Niveau. Nachteilig wirken sich auch die höheren Erschliessungs-, Investitions- und Unterhaltskosten für die höhere Anzahl an BWW-Anlagen aus.

Weitere Systeme

Neben den oben beschriebenen klassischen BWW-Erzeugungsvarianten gibt es noch einige weitere Varianten, die in diesem Projekt untersucht werden sollen. Dazu gehören die sogenannten Frischwasserstationen und verschieden Arten der Vorheizung von BWW. Auch Kombinationen der vorgenannten Systeme sollen untersucht werden. Frischwasserstationen sind im benachbarten Ausland teils recht verbreitet, stossen in der Schweiz aber bis heute auf relativ wenig Akzeptanz.

Simulation der BWW-Systeme

Um die Systeme energetisch unter denselben Randbedingungen miteinander vergleichen zu können, werden einige Referenzobjekte definiert. Diese sollen den Bereich der üblichen Überbauungen abdecken. Für die Definition der Objekte wurde auf die Daten des Bundesamts für Statistik (BFS) und des Immobilienbeobachters Wüest&Partner aufgebaut. Daraus [9] geht hervor, dass das durchschnittliche Mehrfamilienhaus (MFH) 5.4 Wohnungen à 98 m² verteilt auf 3.65 Zimmer beinhaltet, mit einer Belegung von 2.3 Personen pro Wohnung. Das statistische Amt des Kantons Zürich [10] ermittelte 6.45 Wohnungen pro MFH. Weitere Angaben zu Mehrfamilienüberbauungen wurden den Daten des EKZ Energie-Contracting entnommen. Basierend auf den gewonnen Daten wurden neun verschiedene Überbauungen für die Simulation der BWW Systeme definiert. Es werden Überbauungen mit 2, 4 und 8 Gebäuden und 2, 4 oder 6 Stockwerken simuliert. Die kleinste Überbauung besitzt somit 4 Wohnung und die grösste 192 Wohnungen. Auch die Topologie wurde festgelegt, um Annahmen über die Leitungslängen treffen zu können.

In einem nächsten Schritt wird nun das Berechnungsmodell fertiggestellt und mit Messdaten aus ein oder zwei Referenzobjekten abgeglichen. Mit dem validierten Modell wird anschliessend der Energieverbrauch der verschiedenen BWW-Systeme untersucht, um einen objektiven Vergleich zu erhalten. Dies soll wiederum als Grundlage für die Bewertung der einzelnen Systeme dienen.

Zusammenfassung

Verschiedene Arten der Brauchwarmwasser-Erzeugung in Mehrfamiliengebäuden mit Wärmepumpen als Wärmequelle wurden zusammengestellt. Aufbauend auf den verschiedenen Systemvarianten sollen Simulationen durchgeführt werden, um den spezifischen Energieverbrauch zur BWB-Bereitstellung vergleichen zu können. Neben dem Energieverbrauch sollen aber auch die Investitions- und Betriebskosten sowie einige weitere im Feld entscheidende Faktoren untersucht werden, dazu gehören Platzbedarf, Wartungsaufwand, Zuverlässigkeit, Legionellenprävention, etc. In einem weiteren Schritt sollen die Projektergebnisse in einem Workshop zur Diskussion gestellt und in einem Leitfaden zusammengefasst werden.

Danksagung

Die Autoren danken dem Bundesamt für Energie (BFE) herzlichst für die finanzielle Unterstützung dieser Untersuchung. Ebenfalls vielen Dank an die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ) und insbesondere an Beat Hinder für den Zugang zu Daten und Anlagen.

Quellen

- [1] J. Nipkow und M. Real, 2000, Energieverluste von Warmwasserverteilsystemen und Sparpotentiale, Tagungsband 11. Schweizerisches Status-Seminar, ETH Zürich.
- [2] P. Hubacher und M. Ehrbar, 2006, Grosswärmepumpen - Energetische und planerische Analyse von 10 Anlagen, Vergleich verschiedener Anlagenkonzepte, BFE Schlussbericht.
- [3] P. Hubacher, C. Bernal, M. Ehrbar, 2009, Feldmonitoring und Analysen an Grosswärmepumpen, Phase 2, BFE-Projekt Nr. 100'917, Schlussbericht.
- [4] J.-M. Suter, J. Nipkow, S. A. Mathez, 2010, Die neue SIA-Norm 385/1, Warmwasserversorgung für Trinkwasser in Gebäuden – Grundlagen und Anforderungen, Zürich.
- [5] S. Graf, et al., 2009, Legionellen und Legionellose, Bundesamt für Gesundheit.
- [6] R. Kremer und D. Waider, 2001, Trinkwassererwärmungsanlagen, Teil 2: Konstruktion und Bauart von zentralen Anlagen sowie technische Lösungsvorschläge, SBZ 19/2001, Gentner Verlag, Stuttgart.
- [7] B. Sitzmann, 2004, Zirkulationseinbindung von solaren Warmwasseranlagen im MFH, DIS-Projekt Nr: 46034, BFE-Schlussbericht.
- [8] M. Real, J. Nipkow, L. Tanner, B. Stadelmann und F. Dinkel, 1999, Simulation Warmwassersysteme, BFE-Schlussbericht.

- [9] Bundesamt für Statistik (BFS), 2011, Gebäude- und Wohnungsstatistik 2009, Strukturdaten zu den Gebäuden und Wohnungen, Neuenburg.
- [10] Statistisches Amt des Kantons Zürich, 2011, Statistisches Jahrbuch des Kantons Zürich, Zürich.
- [11] Schweizerischer Ingenieur- und Architekten-Verein, 1991, SIA 385/3 Warmwasserversorgungen für Trinkwasser in Gebäuden, Norm Ausgabe 1991, Zürich.
- [12] Schweizerischer Verein des Gas- und Wasserfaches SVGW, 2001, Legionellen in Trinkwasserinstallationen - Was muss beachtet werden?, Merkblatt, Zürich.
- [13] Konferenz Kantonaler Energiedirektoren, 2008, Mustervorschriften der Kantone im Energiebereich (MuKE), Chur.
- [14] Maier B., 2004, Legionellenbekämpfung, Auswirkungen auf die Praxis – DVGW Arbeitsblatt W 551, Fach Journal 2004/05, München.

Ernst A. Müller, Martin Kernen, Beat Kobel
Verein InfraWatt / EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen
Pflanzschulstrasse 2
CH-8400 Winterthur
mueller@infrawatt.ch
www.infrawatt.ch, www.infrastrukturanlagen.ch

Einsatz der Abwasserwärmenutzung - Grenzkriterien und Wirtschaftlichkeit

Zusammenfassung

Die Wärmegewinnung aus Abwasser wird seit 30 Jahren in der Schweiz an Praxisbeispielen erfolgreich eingesetzt. Mittlerweile ist die Fachwelt auch im Ausland auf diese Möglichkeiten zur Beheizung und Kühlung von Gebäuden sowie das Know-how in der Schweiz vermehrt aufmerksam geworden, bis hin nach Japan, Taiwan oder China. Der nachfolgende Beitrag zeigt die Ergebnisse einer Forschungsarbeit [1] im Auftrage des Umweltbundesamtes (D), welche in Zusammenarbeit mit führenden Hochschulen aus Deutschland (RWTH-Aachen, Universität Stuttgart) unter Leitung von den Spezialisten von EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen erstellt wurde. Die Arbeit gibt einen Überblick über den internationalen Stand der Technik und der Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Die Studie zeigt unter anderem, dass die Abwasserwärmenutzung bei gegebenen Verhältnissen gegenüber konventionellen Heizsystemen oder z.B. auch gegenüber Erdsondenwärmepumpen bereits heute betriebswirtschaftlich konkurrenzfähig ist, dass die Abwasserwärme einen wichtigen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten kann und dass das Potenzial noch sehr gross ist.

Résumé

Depuis 30 ans, des installations de récupération de chaleur des eaux usées ont été réalisées et exploitées avec succès. Entre-temps, les possibilités de chauffage et de refroidissement de bâtiments offertes par cette technologie ont attiré l'attention des spécialistes suisses et étrangers, jusqu'au Japon, à Taiwan et en Chine. Cet article présente les résultats d'un travail de recherche réalisé par des instituts universitaires allemands de premier plan (RWTH-Aachen, Universität Stuttgart) sous la direction de spécialistes de Suisse Energie pour les infrastructures et sous mandat de l'Office fédéral allemand de l'environnement. Les travaux donnent un aperçu de l'état de la technique au niveau international ainsi que de la rentabilité de telles installations. L'étude montre notamment que cette technologie peut contribuer significativement à la réduction des émissions de CO₂ et que son potentiel est encore très important. De plus, à certaines conditions, la récupération de chaleur des eaux usées est économiquement rentable par rapport à des installations conventionnelles ou par rapport à des pompes à chaleur avec sondes géothermiques.

Grundprinzip der Abwasserwärmenutzung Einleitung

Die Wärmeengewinnung aus Abwasser wird seit 30 Jahren in der Praxis eingesetzt. Die älteste, in den Fachkreisen bekannte Abwasserwärmenutzungsanlage steht in der Schweiz in Betrieb, sie versorgt ein Verwaltungs- und Werkstattgebäude seit 30 Jahren ohne Störungen zuverlässig und sicher. Inzwischen wurden rund 80 Anlagen in der Schweiz gebaut. In jüngster Zeit werden auch im Ausland, v.a. in Deutschland vermehrt Anlagen gebaut.

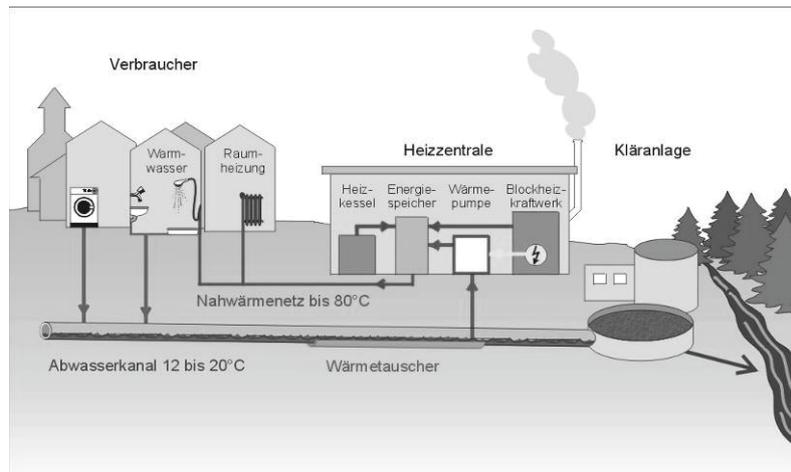


Bild 1: Funktionsweise der Abwasserwärmenutzung: Die Energierückgewinnung aus Abwasser ist ein sinnvoller Kreislauf, denn dabei wird (Ab-) Wärme zu Heizzwecken zurückgewonnen [1, 8]

Abwasser weist auch im Winter meistens Temperaturen von über 10°C auf, fließt in Sammelkanälen oder auf der Kläranlage ständig in grösseren Mengen nach und ist damit für Wärmepumpen eine günstige Wärmequelle. Abwasser hat deshalb relativ hohe Temperaturen, da das genutzte Trinkwasser bei den Verbrauchern zu einem grossen Teil künstlich erwärmt wird, z. B. beim Duschen, durch Wasch- und Spülmaschinen, aber auch bei der Verwendung zu Kühlzwecken in Industrie und Gewerbe.

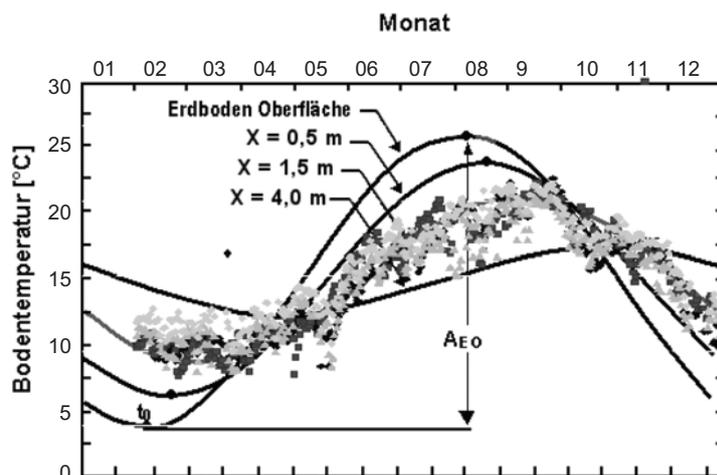


Bild 2: Jahresganglinie Abwassertemperatur an einem Beispiel (farbige Punkte) und Gegenüberstellung mit Bodentemperaturen in verschiedenen Tiefenlagen [1, 9]

Abwasser kann aber auch zu Kühlzwecken verwendet werden, da es auch im Sommer meistens Temperaturen um die 20°C aufweist. Falls an einem Objekt sowohl geheizt wie auch gekühlt werden kann, ergeben sich Synergien und Kostenvorteile. Die Gewinnung der Abwasserwärme ist grundsätzlich an drei unterschiedlichen Standorten möglich: direkt auf der Liegenschaft, im Abwasserkanal oder auf bzw. nach der Kläranlage aus dem gereinigten Abwasser. Die nachfolgenden Betrachtungen konzentrieren sich auf die Abwasserwärmenutzung im öffentlichen Bereich, also auf die Nutzung aus dem Kanalnetz bzw. nach der Abwasserreinigungsanlage. Das Potenzial ist gemäss einer Studie des Bundesamtes für Energie noch sehr gross. Umgerechnet könnten theoretisch rund ein Sechstel des Gebäudebestandes versorgt werden, das praktisch realisierbare Potenzial wird auf rund einen zwanzigstel geschätzt. Das grosse Potenzial der Abwasserwärmenutzung wird auch durch eine Studie des IKT in Gelsenkirchen in Zusammenarbeit mit dem Institut Energie in Infrastrukturanlagen für Deutschland bestätigt [1, 10].

Technologie: Wärmepumpe und Wärmetauscher

Für die Gewinnung der Wärme aus dem Abwasser steht eine Vielzahl unterschiedlicher Wärmetauscher zur Auswahl zur Verfügung, z. B. Kanalwärmetauscher oder Doppelrohrwärmetauscher von unterschiedlichen Herstellern oder auch Kanal-externe Wärmetauschersysteme. Diese weisen jeweils spezifische Vor- und Nachteile auf, weshalb der Einsatz abhängig von den örtlichen Randbedingungen und Gegebenheiten von den Planern genau zu prüfen ist.

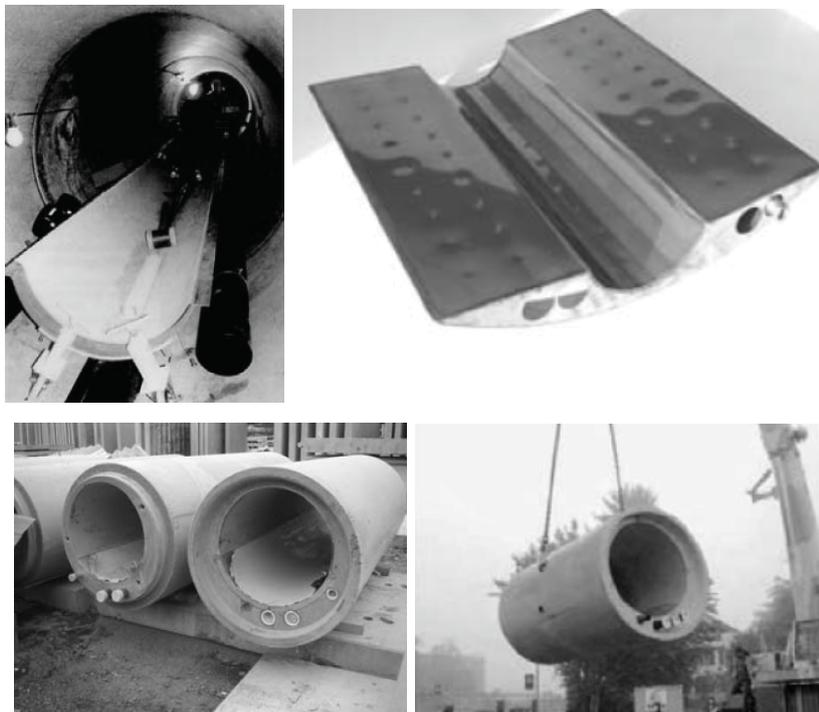


Bild 3: Beispiele von einsetzbaren Wärmetauschern zur Abwasserwärmegewinnung (oben für nachträglichen Einbau in bestehende oder in neue Kanalsysteme, unten nur für neue Kanalsysteme) [1, 7]

Die bisherigen Wärmetauscher und Wärmetauschersysteme werden in jüngster Zeit vermehrt weiterentwickelt. Diese zielen vor allem auf eine höhere Energieeffizienz (u. a. durch Verminderung des Biofilmes oder Erhöhung des Wärmeübergangs) und kostengünstigere Produkte ab.

Ebenfalls gibt es neue Entwicklungen im Bereich der Bypass-Systeme. Bei diesen erfolgt die Wärmerückgewinnung aus Abwasser durch Entnahme eines Teilstroms über Wärmetauscher mit einer Siebung, die ausserhalb des Kanals oder im Ablauf der Kläranlage aufgestellt sind. Erste Pilotanlagen von Deutschen Herstellern (Firma Hans Huber AG) wurden in Straubing (Bayern) sowie in Winterthur (CH) eingebaut.

Daneben gibt es eine Reihe von Ideen und Projekten zur Herstellung neuartiger Wärmetauscher. So existiert z. B. ein Forschungsprogramm, in welchem eine Wärmetauschermatte (WTM) mit kostengünstigen Materialien entwickelt werden soll, die bei Sanierungen der Kanäle im Liningverfahren auch in kleineren Kanälen eingebaut werden kann (Bild 4; links). Oder es wurden Systeme angedacht, die einen Wärmeaustausch sowohl mit dem Abwasser als auch mit der den Kanal umgebenden Bodenzone ermöglichen und dabei die Bodenzone durch geeignete Verfüllmaterialien (Thermoverfüllboden) auch als Wärmespeicher nutzbar machen sollen (Bild 4, rechts).

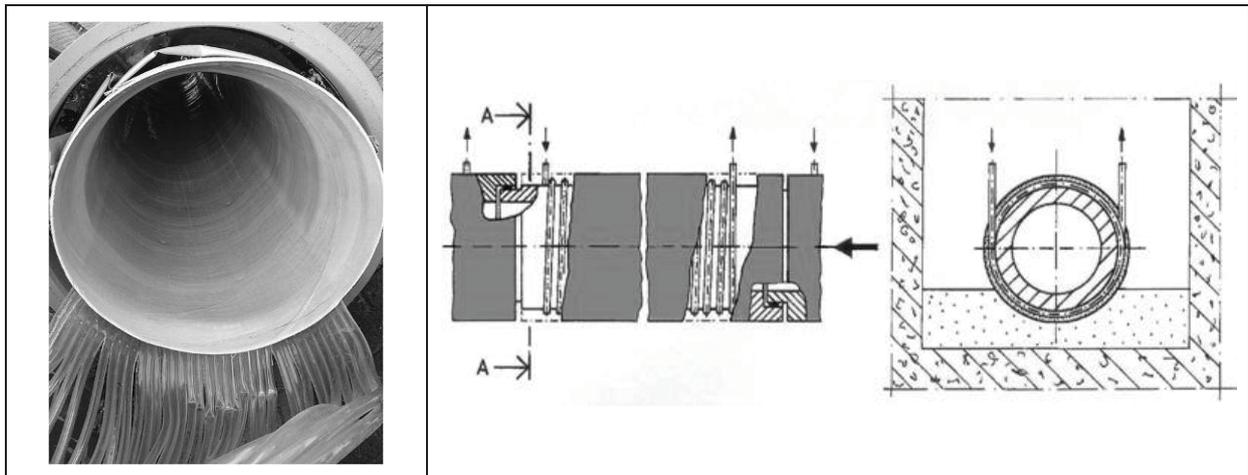


Bild 4: Entwicklungen von Wärmetauschern: links - Inliner mit Wärmetauschermatte; rechts - Kanalrohr mit integriertem Rohrwendel-Wärmetauscher [1]

Wärmepumpen sind seit Jahrzehnten an unterschiedlichen Stellen und mit verschiedenen Wärmequellen im Einsatz; alleine in der Schweiz und in Deutschland sind es rund 300'000 Anlagen. In den letzten Jahren hat sich bei den Wärmepumpen vor allem die Effektivität verbessert, die Pumpen erreichen eine höhere Jahresarbeitszahl. Auch hier ist die Entwicklung noch nicht abgeschlossen.

Eingrenzung aufgrund Abwasserangebot

Die energetische Nutzung des Abwassers als Energiequelle wird durch Randbedingungen der Abwasserentsorgung und durch den Gewässerschutz begrenzt. Die biochemischen Prozesse beginnen im Vorfeld der Abwasserreinigung; aufgrund der Bildung von organischen Säuren, Schwefelwasserstoff, Schwefelsäure, etc., werden der Kanalbetrieb und die Standzeit der Bauwerke negativ beeinflusst. Wird das Abwasser zu Heizzwecken verwendet, also abgekühlt, führt dies zu keinen Problemen bei der Abwasserableitung. In Bezug auf die Abwasserreinigung darf die Abwassertemperatur hingegen nicht zu stark abgekühlt und die Bemessungstemperatur der Abwasserreinigungsanlage nicht massgeblich unterschritten werden. Durch die Unterschreitung der Bemessungstemperatur kommt es zu einer Schichtenbildung im Sedimentationsbecken sowie einer verminderten Stickstoffelimination. Dies führt zu Problemen bei der Einhaltung von Grenzwerten an der Einleitstelle in den Vorfluter. Bei der Nutzung des Abwassers zu Kühlzwecken wird es erwärmt. Da dies vor allem in den Sommermonaten geschieht, werden dadurch die Vorfluter erwärmt, was insbesondere bei gewissen kleineren Gewässern unerwünscht ist.

Aktuelle Entwicklungen

Grundsätzlich darf die Technologie zur Abwasserwärmenutzung aufgrund der Erfahrungen der Betreiber mit den Anlagen, die nun schon über 20 Jahre sicher und zuverlässig in Betrieb standen, mit den Hauptkomponenten Wärmetauschern und Wärmepumpen als bewährte Technologie bezeichnet werden. Um die Technologie weiter zu entwickeln, laufen in verschiedenen Bereichen diverse Anstrengungen, die folgendermassen zusammengefasst werden können.

Fernwärme ist insbesondere in grösseren Städten verbreitet, was die Nutzung der Abwasserwärmenutzung erschwert, da ein hohes Temperaturniveau anliegt. Deshalb soll im Rahmen eines weiteren Forschungsprogrammes mit der Fernwärme Wien [3] untersucht werden, ob die Wärme aus dem Abwasser ins Fernwärmesystem integriert werden kann.

Das Problem der Biofilmbildung, welche zu einer verminderten Leistung der Wärmetauscher führt, ist Gegenstand diverser Untersuchungen und Entwicklungen. Es wird versucht, die Biofilmbildung zu vermindern oder zu vermeiden bzw. den Biofilm möglichst kostengünstig zu entfernen.

Überlegungen zur Nutzung der Luft im Kanal als Wärmequelle für Wärmepumpen wurden durch ein realisiertes Beispiel für kleine Einheiten neu angestossen. Die Befragung des Bauherrn einer solchen Anlage ergab, dass Anlagen mit Luft aus dem Kanal als Wärmequelle realisierbar sind und der Betrieb an diesem Projekt (Einfamilienhaus) zufriedenstellend funktionierte.

In der Schweiz sind auch bereits zahlreiche dezentrale Anlagen zur hausinternen Wärmerückgewinnung vorhanden, insbesondere bei Anwendungen mit hohem

Warmwasserverbrauch, aber auch für Mehrfamilienhäuser mit dem System FEKA. Dem Abwasser wird vor der Ableitung ins Kanalnetz Wärme entzogen und wieder ins Haus zurückgeführt.

Steigerung der JAZ durch gebäudeseitige Massnahmen

Einer Optimierung der Jahresarbeitszahl (JAZ) ist insbesondere beim Einsatz bei bestehenden Gebäuden Beachtung zu schenken und anzustreben. Durch eine Verminderung des Wärmebedarfes kann bei den bestehenden Gebäuden die Vorlauftemperatur gesenkt und damit die Jahresarbeitszahl verbessert werden. Anhand von verschiedenen Gebäudetypen wurde der Einfluss von unterschiedlichen baulichen Sanierungsmaßnahmen untersucht. Es konnte aufgezeigt werden, dass bei den verschiedenen Gebäudetypen die JAZ durch Sanierungspakete beim Gebäudebestand wesentlich verbessert werden kann und sich die Investitionen in die Maßnahmen wirtschaftlich darstellen.

Wirtschaftlichkeit der Abwasserwärmenutzung

Im Rahmen unseres Forschungsprogrammes wurde von der Universität Stuttgart die Wirtschaftlichkeit von Abwasserwärmenutzungsanlagen im Vergleich zu konventionellen Heizungen sowie Grundwasser und oberflächennaher Geothermie (Erdwärmesonden) anhand von zwei konkreten Projekten verglichen. Im Ergebnis werden mit der Abwasserwärmenutzung je nach Randbedingungen wirtschaftlich tragfähige Alternativen für die Bereitstellung von Heizenergie aufgezeigt. Die Abwasserwärmenutzung ist bei den untersuchten Objekten ab einer gewissen Grösse von mehr als rund 250 kW Wärmeleistungsbedarf gegenüber konventionellen Erdöl- oder Erdgasheizungen bei heutigen Energiepreisen wirtschaftlich konkurrenzfähig. Diese Resultate wurden auch durch die Auswertung von einem Dutzend Machbarkeitsstudien zur Abwasserwärmenutzung im Rahmen eines weiteren Forschungsprogrammes von uns [2] bestätigt, die hauptsächlich in Baden-Württemberg erstellt wurden: Abgesehen von der Kleinstanlage (ganz links) liegen alle übrigen Studien in etwa im Bereich der Gestehungskosten von konventionellen Heizanlagen. Unter der Annahme einer Energiepreisteuerung, welche auf den Annahmen der jeweiligen Bauherren beruht, sind alle Projekte wirtschaftlich.

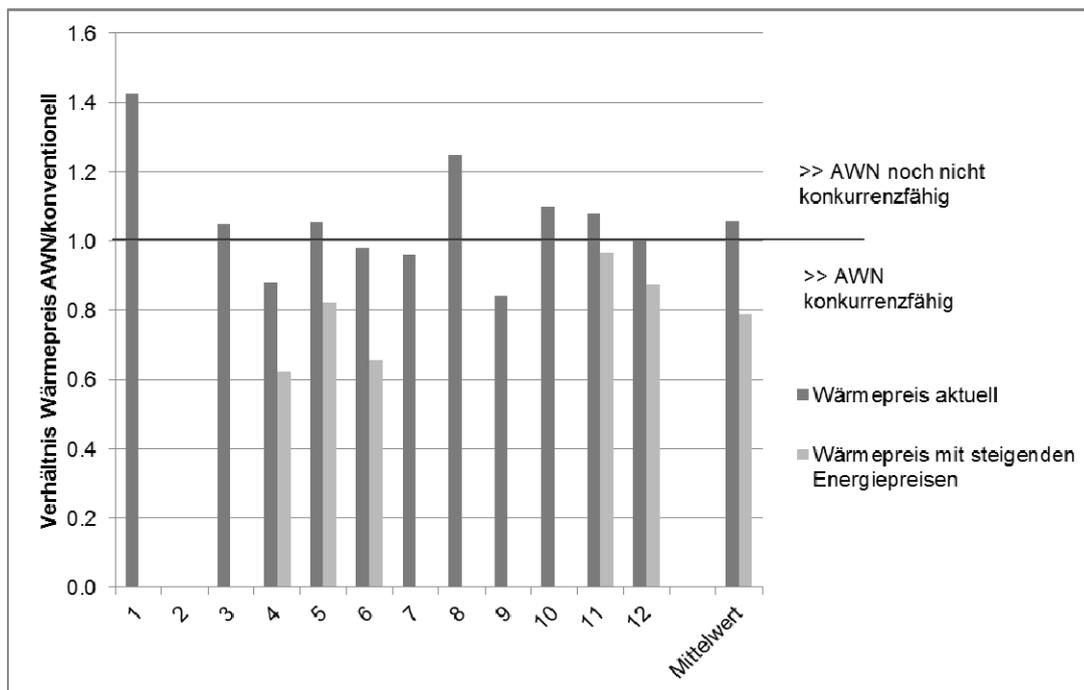


Bild 5: Ergebnisse aus einerlaufenden Forschungsarbeit über die Wirtschaftlichkeit der Abwasserwärmenutzung aufgrund einer Auswertung von einem Dutzend Machbarkeitsstudien v.a. aus Baden-Württemberg [2]

Auffallendes Ergebnis der Nachforschungen ist auch, dass bei der Abwasserwärmenutzung die Distanz zwischen Wärmequelle und Standort der Heizzentrale nicht übergewichtet werden darf. Die Zunahme des Anteiles der Leitungen an den Gesamtkosten schwächt sich immer mehr ab. Praxisbeispiele zeigen, dass durchaus Distanzen von mehr als einem Kilometer überwunden werden können und die Wirtschaftlichkeit immer noch erreicht werden kann, wenn schlussendlich grössere Abnehmer von über 1 MW gefunden werden können.

Im Vergleich zu anderen alternativen Energien ist die Abwasserwärmenutzung aufgrund der Forschungsergebnisse für das UBA [1] bei diesen grösseren Gebäuden wirtschaftlicher als die oberflächennahe Geothermie. Die Grundwassernutzung weist hingegen deutlich geringere Investitionen für die Wärmegewinnung auf und ist deshalb trotz höheren Energiebedarfs wirtschaftlicher als die Abwasserwärmenutzung. Die Grundwassernutzung ist allerdings in vielen Gebieten und für den Einsatz bei grossen Objekten, für welche die Abwasserwärmenutzung vorzusehen ist, zumindest in Deutschland und in gewissen Kantonen in der Schweiz nicht erlaubt und nicht möglich. Ergänzend zum Vergleich der Abwassernutzung mit der oberflächennahen Geothermie wurde ein Vergleich mit der tiefen Geothermie durchgeführt. Unterschieden wurde zwischen der hydrothermalen Geothermie, dem Enhanced Geothermal System (EGS) und der Wärmebereitstellung über Erdwärmesonden. Da die Wärmegestehungskosten dieser Technologie im Vergleich zu den Wärmegestehungskosten der Abwassernutzung heute um den Faktor 2,5 bis 4,0 höher sind, ist der Einsatz der tiefen Erdwärmesonden aus wirtschaftlicher Sicht derzeit nicht mit der Abwasserwärmenutzung konkurrenzfähig.

Bei der Untersuchung der Ökoeffizienz in dieser Forschungsarbeit [1] anhand der Gesamtemissionen an CO₂, Methan, NO_x, SO₂, CO und PM, weist die Abwasserwärmenutzung im Vergleich zu den konventionellen Heizungen und auch zu Grundwasser und Geothermie die besten Werte auf.

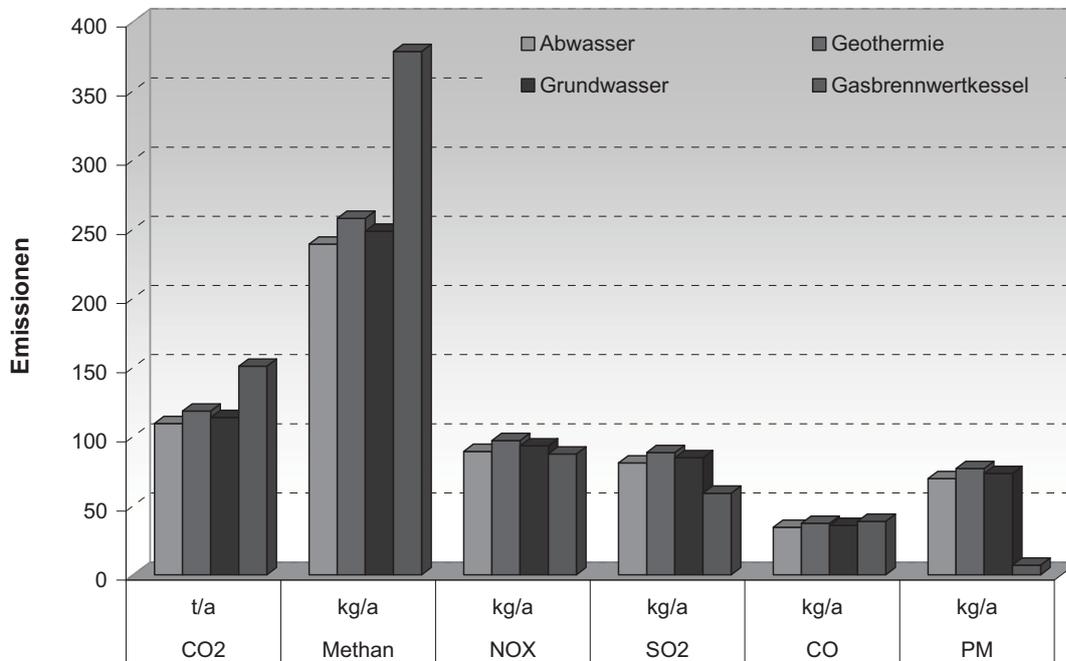


Bild 6: Emissionen der Abwasserwärmenutzung im Vergleich zur Erdgasheizung und Wärmepumpen mit Erdreich bzw. Grundwasser an einem konkreten Projekt Backnang [1]

Hemmnisse und Vorbehalte zur Umsetzung

Übergeordnetes Ziel dieses Forschungsvorhabens des Umweltbundesamtes (D) war es, Hemmnisse und Vorbehalte gegenüber der Abwasserwärmenutzung zu erkennen und Lösungsansätze zu deren Abbau aufzuzeigen. Dazu wurden das langjährige Umsetzungsprogramm in der Schweiz sowie das 2009 gestartete Programm in Baden-Württemberg untersucht. Die Analysen haben gezeigt, dass nicht alleine wirtschaftliche Faktoren hemmend für die Verbreitung der Abwasserwärmenutzung wirken. Grösstes Hindernis in Deutschland ist, dass die Entscheidungsträger, die Bauherren sowie die Planer die Möglichkeiten der Abwasserwärmenutzung nicht kennen. Deshalb wird weder bei einem Neubau noch bei der altersbedingten Sanierung der Heizung die Abwasserwärmenutzung als Alternative zu den konventionellen Heizkesseln in Betracht gezogen. Zudem fehlt den Planern häufig das Know-how dazu, wie sie rasch die Möglichkeiten der Abwasserwärmenutzung prüfen und eine Anlage planen können. Dies ist umso gravierender, da die Abwasserwärmenutzung gemäss den wissenschaftlichen Erkenntnissen dieser Studie ökologischer als konventionelle Heizanlagen, aber auch als Grundwasserwärmepumpen oder Geothermie ist und bei entsprechenden Rahmenbedingungen sogar noch wirtschaftlicher.

Dies lässt den Schluss zu, dass zur Behebung der Hemmnisse zur Verbreitung der Abwasserwärmenutzung ein gezieltes Umsetzungsprogramm flächendeckend durch kompetente Fachleute aufgebaut werden sollte.

Grundlage dieses Programmes ist eine umfassende Beratung und Information der Kommunen, Bauherren und Planer über die technische und wirtschaftliche Leistungsfähigkeit der Abwasserwärmenutzung.

Neben einem Programm mit Information, Beratung und Ausbildung wird empfohlen auch finanzielle Anreize zu schaffen, damit dieses "neue" Thema Abwasserwärmenutzung aufgenommen wird. Einerseits sollen die Kommunen unterstützt werden, systematisch geeignete Standorte zu ermitteln und die Bauherren zu informieren. Andererseits sollen diese Bauherren zur konkreten Abklärung ermuntert werden, indem Voruntersuchungen finanziell unterstützt werden. Dieses kombinierte Paket von flankierenden Maßnahmen wird als Grundlage für ein wirkungsvolles und kostengünstiges Umsetzungsprogramm betrachtet, wie die langjährigen Erfolge in der Schweiz und die grosse Nachfrage vom gestarteten Programm in Baden-Württemberg gezeigt haben.

Damit dieses Umsetzungsprogramm und die anschliessenden Planungen sowie Ausführungen von kompetenten Fachleuten durchgeführt werden können, braucht es Aus- und Weiterbildungsprogramme für Kommunen, Bauherren, Planer, Abwasserverbände, Stadtentwässerung, Stadtwerke, Energieversorgungsunternehmen, Contractoren etc.

Lücken bei der Förderung

Neben den flankierenden Massnahmen soll gemäss der Forschungsarbeit des Umweltbundesamtes (D) auch die Wirtschaftlichkeit der Abwasserwärmenutzung verbessert werden. Zumindest in einer Anfangsphase sollen deshalb zusätzliche wirtschaftliche Anreize geschaffen werden. Zudem soll diese Technologie besonders gefördert werden, da sie im Gegensatz etwa zu Holz, Sonne oder Geothermie noch wenig bekannt ist und in der Anfangsphase der Verbreitung auf besondere Anreize angewiesen ist.

Die Forschung und Entwicklung im Bereich der Abwasserwärmenutzung soll fortgeführt werden, um die Energieeffizienz von Wärmetauscher und Wärmepumpe weiter zu verbessern, kostengünstigere Produkte auf den Markt zu bringen, die Grenzen der Einsatzmöglichkeiten auszuweiten (z.B. auch für kleinere Objekte) oder neue Energiequellen zu erschliessen (Luft im Kanal).

GIS als Chance

Die Forschungsarbeit kommt zudem zum Schluss, dass es in Deutschland noch an Konzepten zur sinnvollen, standortbezogen koordinierten Energienutzung der verschiedenen regenerativen Energien und Abwärmequellen, wie dies in der Schweiz mit der Energieplanung in den Kommunen seit Jahren praktiziert wird, fehlt. In der Schweiz werden Gebiete ausgeschiedenen, bei denen die Bauherren verpflichtet werden, die Nutzung der vorhandenen regenerativen Energien nach klaren Prioritäten zu prüfen und - sofern dies wirtschaftlich zumutbar ist - auch zu realisieren.

Zur Zielerreichung der erneuerbaren Energien braucht es auch in Deutschland die Nutzung von allen alternativen Energieträgern und Abwärmequellen. Dabei sollen Gebiete mit entsprechendem Energieangebot nach klaren Prioritäten ausgeschieden werden, damit auch die Potentiale der ortsgebundenen Energiequellen möglichst vollständig genutzt werden können, wie z.B. hochtemperaturig anfallende Abwärme oder die niedertemperaturigen Energiequellen wie Abwasser aus dem Kanal oder der Kläranlage. Diese haben gegenüber den transportierbaren Energieträgern an den (begrenzten) geeigneten Standorten höhere Priorität, da sie nur an diesem Standort verfügbar und nutzbar sind. Holz z.B. kann im Gegensatz zum Abwasser einer Kläranlage dorthin transportiert werden, wo keine ortsgebundene Abwärme vorhanden ist. So kann das gesamte Potenzial von Holz und auch von Abwasser besser ausgeschöpft werden, als wenn an geeigneten Standorten für die Abwasserwärmenutzung Holzheizungen erstellt werden oder umgekehrt an ungünstigen Standorten Anlagen zur Abwasserwärmenutzung gebaut werden. Es wird empfohlen in Deutschland ein Konzept für die kommunale Energieplanung - von allen regenerativen Energie- und Abwärmequellen - zu erstellen.

Quellen

- [1] Müller, K.; Müller, E.A.; Lambauer, J.; Kobel, B.; et al.: Untersuchung der Voraussetzungen für Projekte zur Wärmerückgewinnung aus dem Abwasser, Forschungsarbeit im Auftrag des Umweltbundesamtes (D), Dez. 2010 (zu beziehen über www.infrawatt.ch), Aachen/Winterthur/Stuttgart/Bern.
- [2] Müller, K.; Billmaier, K.; Müller, E.A.; Graf, E.; Kobel, B. et al.: Potenziale und technische Optimierung der Abwasserwärmenutzung, Forschungsarbeit im Auftrag Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (D), Juni 2011 (zu beziehen über www.infrawatt.ch), Aachen/Essen/Winterthur/Bern..
- [3] Bau und Wissen; InfraWatt; EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen: Fachveranstaltung Heizenergie aus Abwasser vom 17./18. Nov. 2010 in Wildegg.

- [4] Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V. DWA (2008): Merkblatt DWA-M 114 „Energie aus Abwasser - Wärme- und Lageenergie“ Juni 2009, Hennef.
- [5] EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen, 2009 (homepage: www.infrastrukturanlagen.ch).
- [6] Müller, E.A.; Kobel, B.; Levy, G.; Moser, R. et al. (2008/10): Leitfaden zur Energieoptimierung auf Abwasserreinigungsanlagen - Energie in ARA (Kap. 7 Abwasser: heizen und kühlen). Im Auftrag VSA und EnergieSchweiz, 2008, Zürich, Bern.
- [7] Kobel, B.; Buri, R.; Wanner, O.; Koch, M. et. al., (2004): Wärmenutzung aus Abwasser - Leitfaden für Inhaber, Betreiber und Planer von Abwasserreinigungsanlagen und Kanalisationen. EnergieSchweiz für Infrastrukturanlagen in Zusammenarbeit mit EAWAG, VSA und Kanton Zürich, Zürich (wird z. Z. vom gleichen Team überarbeitet), Download: www.infrastrukturanlagen.ch.
- [8] Müller, E.A.; Schmid F. et.al. (2009): Heizen und Kühlen mit Abwasser - Ratgeber für Bauträger und Kommunen. DBU/Bundesverband Wärmepumpen/Institut Energie in Infrastrukturanlagen, München/Zürich.
- [9] Klinger, H.; Weber, S. (2004); Wärmetauscher im Kanal – theoretische Grundlagen; KA – Abwasser, Abfall 2004 (51) Nr. 6.
- [10] Rometsch, L.; Müller, E.A.; Kobel B. (2004): Wärmegewinnung aus Abwasserkanälen. Im Auftrag MUNLV. Gelsenkirchen/Zürich/Bern
Download: www.ikt.de.
- [11] Wanner, O. (2004): Wärmehaushalt in der Kanalisation, Abschlussbericht, Eidgenössische Anstalt für Wasserversorgung Abwasserreinigung und Gewässerschutz (EAWAG).
- [12] Berliner Energieagentur, Grazer Energieagentur et al (2007): Heizen mit Abwasser - Best-Practice Katalog. WasteWaterHeat, Berlin/Graz/ Oskarsham/Sandviak.
- [13] Müller, E.A. (2007/2008): Einführungsreferat am 1. bzw. 2. Deutschen Abwasserwärmetag: Erfahrung und Einsatz bei öffentlichen und privaten Bauten. FORUM. 13. Nov. 2007 Düsseldorf, 25. Sept. 2008 Stuttgart.
- [14] Dietler, M. (2009): Wärme und Kälte aus Abwasser. Vortrag auf: Energiegewinnung aus Trinkwasser- und Abwasser, 20.01.09, Hof.

Bernard Matthey
Dr. ès Sciences SIA
Bernard Matthey Ingénieurs-Conseils SA
La Grande-Fin 19
CH-2037 Montezillon
dupuy@masai-conseils.com
www.masai-conseils.com

Le couplage chaleur force décentralisé au service des pompes à chaleur – Retour d'expériences

Résumé

Faute pour l'instant de machines complètement intégrées, la réalisation d'une pompe à chaleur à gaz ou diesel exige que l'on combine un moteur thermique, une génératrice et une pompe à chaleur électrique.

L'analyse de six installations mises en services entre 1981 et 2009 confirme que le potentiel d'économie annuelle de combustible de ces installations est compris entre 35 et 40 %. Le développement de moteurs dont l'énergie mécanique est totalement dédiée à l'entraînement d'une pompe à chaleur constitue probablement le moyen le plus efficace pour abaisser le coût des pompes à chaleur à gaz et l'obtention d'un COP s'approchant de 2.

Zusammenfassung

Die Realisation einer Wärmepumpe mit Antrieb über Gas- oder Dieselmotor erfordert eine Kombination von Verbrennungsmotor, Generator und elektrisch angetriebener Wärmepumpe, da direktgekuppelte Verbrennungsmotor-Wärmepumpen momentan nicht erhältlich sind.

Die Analyse von sechs Anlagen mit Baujahren zwischen 1981 und 2009 bestätigt, dass das ökonomische Brennstoff-Einsparungspotential zwischen 35 und 40 % liegt. Die Entwicklung von Verbrennungsmotoren, die die mechanisch produzierte Energie direkt an die Wärmepumpe abgeben, ist wahrscheinlich die kosteneffektivste Verbesserungsmöglichkeit und würde für Gasmotor-Wärmepumpen einen COP von nahezu 2 ermöglichen.

Introduction

En 1981 nous mettions en service au Mont-de-Pitié à Cortailod - NE une pompe à chaleur ($45 \text{ kW}_{\text{th}}$) couplée à un groupe chaleur force à gaz de 15 kW_e (Totem). Un stock enterré constitué de 400 tubes coaxiaux battus en acier, de 8 m de profondeur, constituait la source de chaleur de la PAC.

Une recharge saisonnière par 300 m^2 de capteurs plans mono-vitrage garantissait le maintien du stock en température, un chauffage direct des immeubles et une source de chaleur directe pour l'évaporateur.

Une première qui fut suivie de nombreuses autres de toutes dimensions.

En même temps, nous avons vainement cherché la pompe à chaleur diesel ou gaz "clé en main" mais sans succès, à l'exception de quelques machines à absorption au rendement moindre que nous avons pu expérimenter par la suite.

Aujourd'hui, chaque voiture ou presque est équipée d'une climatisation donc d'une machine frigorifique, c'est-à-dire d'une pompe à chaleur à moteur thermique. Et les voitures dites hybrides disposent d'une génératrice électrique largement dimensionnée qui ne demande qu'à être adaptée pour être totalement consacrée à actionner une machine frigorifique.

Durant 30 ans nous avons espéré qu'on trouverait un jour sur le marché des pompes à chaleur thermiques intégrées, nous permettant de renoncer à la double installation d'un groupe chaleur-force et d'une pompe à chaleur électrique. Renault et Volkswagen ont tenté quelques développements dont le marché n'a pas voulu, parce que le prix des combustibles était trop bas.

Les installations dites PAC-GAZ que nous avons pu planifier et réaliser sont donc chaque fois la combinaison d'un groupe chaleur force (CCF) et d'une pompe à chaleur électrique (PAC).

Des installations et des résultats

Nous avons tenté de rassembler en un seul tableau (tableau 1) les principales caractéristiques de 6 installations parmi une dizaine réalisées, que nous avons pu instrumenter et les résultats globaux des mesures.

Les installations répertoriées ont été construites entre 1981 et 2009 et s'étalent sur près de 30 ans.

Indice énergétique :

Première constatation, l'indice énergétique des bâtiments passe, en trente ans, de 300 à 70 MJ/m² an, preuve évidente que des efforts considérables ont été faits dans l'isolation des bâtiments et la maîtrise du renouvellement de l'air.

Equipements

Toutes les installations décrites comprennent chaque fois :

- *Un groupe chaleur force (CCF) alimenté au gaz naturel dans tous les cas, décrit ici.*
- *Une pompe à chaleur électrique (PAC).*
- *Une chaudière d'appoint et de secours.*

Le couple CCF + PAC constitue ce que nous appelons ici PAC-GAZ. En option sur certaines installations on trouve :

- *Un condenseur sur les gaz d'échappement du CCF.*
- *Un désurchauffeur sur la PAC pour la production d'eau chaude.*
- *Des capteurs solaires thermiques pour la production d'eau chaude sanitaire.*

Les sources de chaleur sont diverses et adaptées à la situation du bâtiment:

- *Sondes en terre.*
- *Stock de chaleur avec recharge d'été.*
- *Nappe souterraine.*

Combustible

Tous les moteurs sont à gaz et équipés d'un catalyseur depuis 1996. Le diesel a toujours été écarté parce que ne disposant que depuis très récemment de catalyseurs performants. En utilisant des moteurs diesel, il s'ensuivrait une amélioration significative des rendements, c'est-à-dire une augmentation de 0,2 à 0,4 unités du coefficient de performance de la PAC-GAZ.

Réglages

Le couplage électrique CCF-PAC est toujours réalisé par l'intermédiaire du réseau de distribution à l'intérieur du bâtiment concerné. Le plus souvent le moteur et la PAC

fonctionnent simultanément. Selon l'état ou les besoin (faible demande, eau chaude, révision ou panne d'un des composants) il arrive que seul le moteur ou la PAC travaille. Dans ce cas, le réseau électrique absorbe le complément d'électricité produite ou alimente alors la PAC.

La dernière colonne du tableau 1 concerne une pompe à chaleur à absorption donnée à titre de comparaison.

Performances contradictoires

En trente ans les coefficients de performance des pompes à chaleur électriques ne "décollent pas". La bonne performance de l'installation de Môtiers, la plus récente, tient surtout à la qualité de sa source de chaleur, une nappe souterraine.

Le coefficient de la "PAC-GAZ", c'est-à-dire du couple groupe chaleur-force + PAC atteint 1,5 sur PCS (pouvoir calorifique supérieur du gaz) signifiant de fait un rendement thermique de 150% alors que les meilleures chaudières ont un rendement de 95%.

De manière à valoriser au mieux l'investissement qu'entraîne la construction d'une PAC-GAZ, la puissance de celle-ci est conçue pour que la machine fonctionne au moins 3'000 heures par an, la chaudière d'appoint intervenant alors par temps très froid seulement. Conséquence, l'économie annuelle de gaz est pénalisée par le rendement "médiocre" de la chaudière. Pour cette raison, l'économie globale de combustible par rapport à une installation conventionnelle est inférieure au COP de la PAC-GAZ.

Dans le cas de l'installation de Cortaillod - Mont de Pitié, l'économie annuelle est améliorée par l'apport du chauffage solaire direct.

L'amélioration du rendement des chaudières d'appoint au cours des années a donc entraîné une diminution des gains obtenus par les PAC GAZ, diminution que ne compense pas l'adjonction d'un condenseur sur le moteur et d'un désurchauffeur sur la PAC.

Particularités et palmarès

L'installation du Mont-de-Pitié à Cortaillod (1981) constituait une première qui suscita un intérêt très large en Suisse et à l'étranger parce ce que tout y était nouveau (stockage saisonnier, PAC GAZ, réseau à distance). Elle est maintenant démantelée, ses sondes en terre en acier ayant été vaincues par la corrosion malgré des protections cathodiques ad hoc.



Image 1: Vue générale du site du Mont-de-Pitié – Cortaillod-NE (1981).

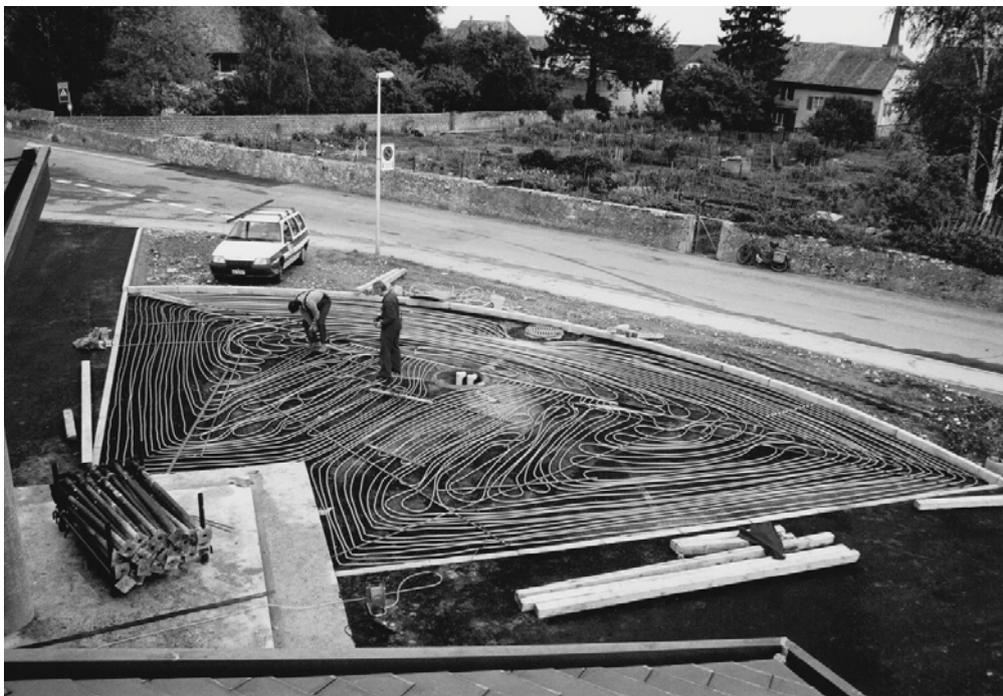


Image 2: Absorbeur solaire en asphalte pour la recharge des sondes en terre – Salle polyvalente de Cortaillod – NE (1990).



Image 3 (à gauche): Pompe à chaleur du Collège des Coteaux – Peseux – NE (1996).

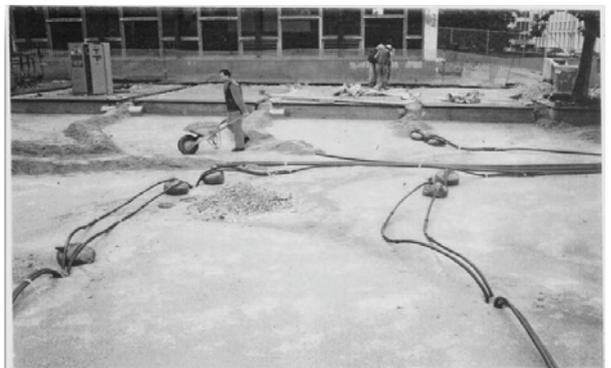


Image 4 (à droite): Génératrice du Collège des Coteaux – Peseux – NE (1996).

*Image 5 : Pose des absorbeurs solaires en toiture
pour la recharge du stock (320 m²). – Collège des
Coteaux – Peseux – NE*



*Image 6 : Pose des tubes enterrés pour la création
du stock – Collège des Coteaux – Peseux - NE*



L'installation du collège des Coteaux à Peseux est sans doute l'installation la plus complète, la plus performante et la plus équilibrée que nous ayons réalisée.

L'installation la plus récente (ETEL) présente une économie globale un peu inférieure à la moyenne, tout simplement parce qu'une partie de la puissance du groupe CCF est utilisée pour la production d'électricité. En revanche, son COP net est naturellement plus performant grâce à la bonne température de la nappe souterraine.



Image 7 (à gauche): *Chaufferie – ETEL SA – Môtiers – NE (2009).*

Image 8 (à droite): *Développement d'un puits dans la nappe souterraine pour le chauffage et le refroidissement du bâtiment ETEL SA – Môtiers – NE (2009).*



Image 9 (à gauche): *Collecteur des sondes en terre – Collège de la Maladière – Neuchâtel – NE (2003).*

Image 10 (à droite): *Pompe à chaleur avec désurchauffeur – Collège de la Maladière – Neuchâtel – NE (2003)*



Image 11 : *Chaufferie du Collège de la Maladière – Neuchâtel – NE (2003). Le générateur à gaz et la chaudière d'appoint.*

Pompe à chaleur à absorption

Historiquement les machines frigorifiques furent d'abord à absorption. Leur efficacité est moindre mais leur fiabilité très grande. Des mesures réalisées sur l'installation du collège des Acacias à Neuchâtel donnent un COP moyen de 1,20 sur PCS, c'est-à-dire une économie de combustibles 25 à 35% par rapport à une chaudière à gaz à condensation.

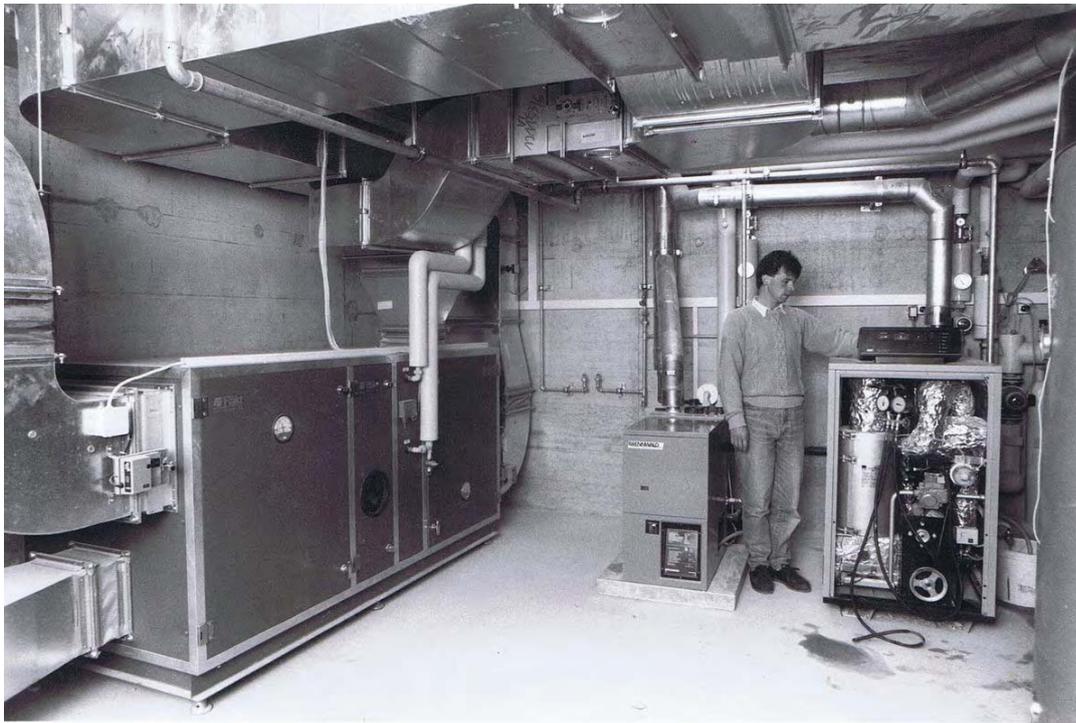


Image 11 : Pompe à chaleur à absorption à gaz avec chaudière d'appoint – Collège des Acacias – Neuchâtel – NE (1991).

Depuis 2009 la machine du collège des Acacias (une installation pilote) a été remplacée par une PAC à absorption de marque ROBUR (puissance 35 kW_{th} et 25 kW_{gaz}) qui paraît fonctionner avec la fiabilité d'un tracteur.

Investissement, maintenance et complexité

Le coût de la chaleur délivrée par les PAC-GAZ telles que présentées ici est plus élevé que celle provenant d'une chaudière conventionnelle. La raison en est d'abord le coût du matériel parce que les machines CCF sont produites en très petit nombre en regard par exemple de la production de véhicules automobiles. La maintenance, en général un contrat full service, revient à 5 ou 6 cts par kWh. Enfin la conception de l'hydraulique exige un peu "d'intelligence", de même que la régulation, d'où une certaine hésitation à faire ce choix. Les installations décrites ont été installées chez des clients particulièrement intéressés, motivés et soucieux de faire avancer la cause des économies d'énergie.

Les performances sont réelles et démontrées mais la non rentabilité économique immédiate et la complexité de l'installation (une usine à gaz!) est un obstacle majeur au développement du marché des CCF associés à des PAC électriques.

Et maintenant

On a démontré qu'une PAC-GAZ bien dimensionnée permet de diminuer de 40% la consommation de combustible pour la production d'eau chaude et le chauffage d'un immeuble ou d'un groupe d'immeubles. Avec un CCF Diesel, on devrait atteindre 50%. La faisabilité des CCF couplés à une PAC est ainsi confirmée par des réalisations et des mesures que l'Office fédérale de l'énergie à très souvent encouragées et financées.

Au cas où ce marché se développait, ce qui est souhaitable mais possible qu'à la condition que les combustibles fossiles augmentent significativement de prix, on doit souhaiter que l'industrie automobile développe des unités intégrées, c'est-à-dire des moteurs de voitures dont l'énergie mécanique serait vouée exclusivement à la production d'énergie frigorifique. C'est évidemment un concept parfaitement raisonnable et on devrait s'en donner les moyens, ce qui comblerait un vœux que nous faisons depuis près de trente ans.

En attendant la combinaison couplage chaleur-force + PAC électrique reste l'outil le mieux approprié même s'il est un peu lourd.

Et puis, Fukushima "aidant" à élever le prix de l'électricité, on ose espérer qu'un jour les organisations qui assurent la promotion des pompes à chaleur en Suisse réalisent que ces dernières peuvent être actionnées par d'autres agents énergétiques que l'électricité. Une technique à propos de laquelle elles sont toujours restées muette.

Et puis, l'auteur de l'article rêve depuis des années d'une pompe à chaleur à bois. Pourquoi pas ?

On doit aux machines CCF de nous avoir permis de réaliser des pompes à chaleur fonctionnant avec une autre source d'énergie que de l'électricité. C'est une étape.

Efficacité oblige, l'objectif final d'une politique énergétique performante doit être : "Pas de conversion d'un combustible quel qu'il soit en chaleur sans le recours à une pompe à chaleur".

Ingénieurs, techniciens et commerçants diront quelles seront les machines les plus efficaces pour y parvenir. Le renchérissement du prix des combustibles qui est inéluctable constituera leur motivation principale et garantira le succès commercial de ces machines.

	Cortaillo-d-NE Lotissement Mont-de-Pitié	Cortaillo-d-NE Cortagora	Peseux-NE Collège des Coteaux	Neuchâtel Collège de la Maladière	Môtiers-NE EDEL SA	Neuchâtel Acacias PAC à absorption
Année mise en service	1981	1990	1996	2003	2009	1991
Puissance thermique du CCF	39 kWth	39 kWth	62 kWth	12,5 kWth	38 kW	23,5 kWth
Puissance électrique du CCF	15 kWe	15 kWe	24 kWe	5,5 kWe	20 kWe	—
Condenseur des fumées	aucun	Chaudière (10 kW)	CCF (10 kW) + chaudière (25 kW)	CCF (1,5 kW) + chaudière (8 kW)	CCF (7kW) + chaudière 15 kW	Chaudière 3 kW
Source de chaleur de la PAC	Stock en terre + solaire	7 sondes + capteur solaire en asphalte	Stock en terre 29'000 m ³ avec solaire 300 m ²	Sondes en terre recharge freecooling	Nappe souterraine	Sondes en terre
Puissance thermique de la PAC électrique	45 kWth	40 kWth	62 kWth	16,7 kWth	11,6 kWe + 48 kWth	—
Désurchauffeur	non	non	3 kWth	2 kWth	non	non
Puissance thermique de la "PAC GAZ"	86 kWth	85 kWth	137 kW	30,7 kWth	92 kW	23,5 kW

Tableau 1 : Données et résultats de quelques installations de "pompes à chaleur à gaz" installées par B. Matthey SA

	Cortailod-NE Lotissement Mont-de-Pitié	Cortailod-NE Cortagora	Peseux-NE Collège des Coteaux	Neuchâtel Collège de la Maladière	Môtiers-NE E TEL SA	Neuchâtel Acacias PAC à absorption
Puissance de la chaudière d'appoint et de secours	75 kWth (gaz)	81 kWth (gaz)	300 kWth (mazout)	65 kWth (gaz)	20-150 kW (gaz)	28 kW (gaz)
Energie délivrée par la "PAC-GAZ"	140'000 kWh/an *	125'000 kWh/an *	411'000 kWh/an *	103'000 kWhth	220'000 kWhth	62'000 kWhth/an
Coefficient de la performance annuel moyen de la PAC électrique	3,28 *	3,40 *	3,38 *	3,5 *	4,1 *	---
Coefficient de performance moyen de la PAC-GAZ (PCS)	1,34 *	1,50 *	1,52 *	1,50 *	1,82*	1,20*
Indice énergétique Eth du (des) bâtiment(s)	299 MJ/m ² an *	187 MJ/m ² an *	150 MJ/m ² an *	84 MJ/m ² an *	70 MJ/m ² an	245 MJ/m ² an
Economie annuelle de combustible du système PAC-GAZ + appoint par rapport à un système conventionnel	40% *	30% *	39% *	35% *	35%	25%

Tableau 1 (suite)

* Valeurs mesurées

Dirk I. Uhlenhaut
Dr. sc. ETH
awtec AG
Leutschenbachstrasse 48
CH-8050 Zürich
dirk.uhlenhaut@awtec.ch
www.awtec.ch

ÖLFREIER CO₂-KOMPRESSOR FÜR GROSS- WÄRMEPUMPEN ZUR WARMWASSER- ERZEUGUNG

Zusammenfassung

Das Kältemittel CO₂ erlaubt den Bau besonders umweltfreundlicher Wärmepumpen für die Bereitstellung von Warmwasser. Allerdings erzwingen die hohen Löslichkeiten von Fetten und Ölen in CO₂ ein gezieltes und aufwendiges Ölmanagement für die Schmierung der Kompressoren, was eine signifikante Steigerung der Komplexität der Wärmepumpe und Einbussen im Wirkungsgrad zur Folge hat. Wir haben uns daher zum Ziel gesetzt, eine ölfreie Kompressorbaureihe für CO₂ zu entwickeln, welche besonders effiziente Warmwassererzeugung erlaubt. Eine Evaluierung der bekannten bzw. verfügbaren Kompressortypen hat gezeigt, dass die Ziele der Ölfreiheit sowie langer Lebensdauer am ehesten durch einen schnelldrehenden Radialverdichter erreicht werden können. Ein Beispielverdichter aus der Kompressorreihe für 40-200 kW thermische Leistung wurde in der Mitte der Baureihe angesiedelt und ausgelegt. Theoretische Betrachtungen zeigen, dass mit der Auslegung ein Verdichter gebaut werden kann, der im geforderten Anwendungsgebiet hohe Effizienzen in der Warmwasserproduktion erreichen sollte. In dieser Veröffentlichung sollen einige Punkte aus der Auslegung sowie der zu erwartende Wirkungsgrad gezeigt werden. Die Kompressorauslegung wird experimentell verifiziert.

Abstract

Carbon dioxide as a refrigerant facilitates the construction of environmentally friendly heat pumps for the production of warm water (above 60 °C). The high solubility of fats and oils in CO₂ require a dedicated and costous oil management for the continous lubrication of the compresors in the cycle, resulting in significantly increased complexity and reduced efficiency of the heat pump. We therefore aim at building an oil-free compressor series for the efficient use in CO₂ heat pump cycles. A technology screening of known or existing compressor types showed that oil-free design and long lifetime is possibly achievable by applying a high speed radial turbocompressor. A sample compressor was defined in the middle of the series of 40-

200 kW thermal power, and designed. Theoretical considerations show that for the production of warm water, a highly efficient compressor can be built. With this publication, a few elements considered for the design as well as the expected efficiency are described. The stage design will be verified experimentally.

Einleitung und Hintergrund

Erforschung und Einsatz natürlicher Kältemitteln erlebt zurzeit insbesondere durch gezielte Steuerung der Gesetzgeber in Europa eine Renaissance, nachdem unter anderem CO₂ zwischenzeitlich durch synthetisches Kältemittel verdrängt wurde. Die synthetischen Kältemittel setzten sich vor allem aufgrund deren niedriger Druckniveaus für den thermischen Zyklus durch, ihre Brennbarkeit (im Falle von nichthalogenierten Kohlenwasserstoffen) bzw. ihr Ozonabbau- (ODP, ozone depletion potential) bei FCKWs sowie globales Erwärmungspotential (GWP, global warming potential) der neueren fluorierten Kohlenwasserstoffe veranlassen nun die Gesetzgebung zu einer Rückbesinnung auf die natürlichen Substanzen [1]. CO₂ als Kältemittel ist im Gegensatz zu anderen natürlichen Kältemitteln wie Ammoniak oder Propan/Butan weder giftig noch brennbar und eignet sich aufgrund seiner thermo-dynamischen Eigenschaften besonders für die Erwärmung von kaltem Wasser zu warmem Brauchwasser [2]. Allerdings ist der Einsatz dieser Kältemittel trotz einiger Pilotanlagen mit definitivem Machbarkeitsausweis nach wie vor selten, was unter anderem auf das erschwerte Ölmanagement zurückzuführen ist. Um eine lückenlose Schmierung des Verdichters zu gewährleisten, muss jederzeit Öl aus dem im Kreislauf zirkulierenden Kältemittel abgeschieden und in den Kompressor zurückgeführt werden. Vor allem in transkritische Zyklen geschieht die Abscheidung im Zweiphasenbehälter, in der die Trennung der in ihrer Dichte ähnlichen Substanzen nicht einfach vorzunehmen ist. Mehrere Verdichter im Kreislauf erhöhen die Anforderungen an das Schmierstoffmanagement. Bei grösseren schmiermittelbehafteten Kältekreisen müssen zusätzlich zur Abscheidung Siphons installiert werden, die den Transport des kondensierenden Schmiermittels auch über physische Höhendifferenzen erlaubt. Weiter sind kalte Oberflächen in Wärmetauschern mit einem Ölfilm überzogen, welcher den Wärmeübergang verschlechtert [3]. Durch gezielte Oberflächentexturierung der Wärmetauscher kann die Wärmetauscherfläche und daher der Wirkungsgrad optimiert werden, was bei ölbehafteten Kältemitteln nur wenig Verbesserung bringt [4]. Unter Umständen kann das Kältemittel direkt in eine Erdsonde eingeleitet werden, was den Wirkungsgrad erhöht und einen zusätzlichen Wärmetauscher einspart (s. z.B. Firma M-Tec Mittermayr GmbH, www.m-tec.at). Ölfreie Verdichter können somit im Kältemarkt signifikante Vorteile im Bezug auf die Kosten der Gesamtinstallation erzielen.

Verschiedene kürzlich vorgestellte Verdichterkonzepte zeigen die Tendenz, ölfrei betrieben zu werden, so zum Beispiel die Baureihe von Danfoss Turbocor [5] mit Magnetlagerung für das synthetische Kältemittel R143a, oder der CO₂-Hubkolbenkompressor von Heinz Baumann für den Einsatz in Wärmepumpen [6], welcher allerdings ein Wälzlager im Kurbeltrieb verwendete.

Ziel der vorliegenden Arbeit soll sein, einen hocheffizienten, ölfreien Turboverdichter für das Kältemittel CO₂ zur Warmwassererzeugung zu entwickeln.

Auslegung einer Referenzmaschine

Die Kompressorbaureihe wird an einen breiten Betriebsbereich angepasst, welcher sich vor allem auf Grund der Verdampfungstemperaturen der Wärmequellen definiert (Erdsonden, Abwasser, Umgebungsluft). Die Anforderung der Warmwassererzeugung erfordert transkritische Zyklen mit entsprechend hohem Auslassdruckniveau. Im Referenzpunkt soll aus Wasser mit einer Eintrittstemperatur von 10 °C (Rücklauf) mit 40 bis 200 kW Wärmeleistung Wasser mit einer Austrittstemperatur von 60 °C (Vorlauf) mit einer Leistungszahl (COP) von 4 produziert werden. Es sollen Wasseraustrittstemperaturen von bis 70 °C und als Wunsch auch bis zu 130 °C erreicht werden. Falls als Wärmequelle Luft dient, sind Lufttemperaturen von -12 °C bis 35 °C zu berücksichtigen. (Siehe Tabelle 1 sowie Abbildung 1.)

Die geforderte Lebensdauer ist auf 15 Jahre bei 4000 Betriebsstunden pro Jahr, also total 60'000 Betriebsstunden festgelegt. Einmal pro Jahr kann eine Instandhaltung und alle 5 Jahre eine umfangreiche Wartung durchgeführt werden. Aus diesen Anforderungen an die Wärmepumpe leitet sich das in Tab. 1 aufgeführte Pflichtenheft der Kompressorbaureihe ab:

Anforderung	Wert
Referenzpunkt	Wärmequelle: Sole 5 °C Wassereintritt (Rücklauf): 10 °C Wasseraustritt (Vorlauf): 60 °C
Wasseraustrittstemperatur	70 °C
Wärmequelle:	kälteste Lufttemperatur: -12 °C wärmste Lufttemperatur: 35 °C ¹
Wärmeleistung pro Maschine	40 kW bis 200 kW (im Referenzpunkt) in marktgerechten Abstufungen
Wirkungsgrad im Referenzpunkt:	COP _{WP} = 4.0
Teillastbetrieb	Leistungsgeregelter Betrieb
Modulhersteller müssen bei Markteintritt in der Lage sein, eine CO ₂ -Wärmepumpe mit den entsprechenden Leistungsdaten zu bauen.	
Lebensdauer	15 Jahre bei 4000 Betriebsstunden pro Jahr (total 60'000 Betriebsstunden)
Wartung/Instandhaltung	- jedes Jahr max. 4 h Instandhaltung ² - alle 5 Jahre umfangreiche Wartung
Lärm:	maximal 70 dB
Erfüllung aller relevanter europäischen Normen für Wärmepumpen	

Tabelle 1: Auszug aus dem Lastenheft der Kompressorbaureihe

¹ Auch bei hohen Aussentemperaturen muss Warmwasser produziert werden können.

² Bei industriell gefertigten Wärmepumpen mit synthetischen Kältemitteln ist eine Dichtigkeitskontrolle pro Jahr vorgeschrieben.

In Abbildung 1 sind die Ein- und Auslassbedingungen in einem T-S-Diagramm dargestellt, wobei Isobaren und Isenthalpen sowie die Linien konstanten spezifischen Volumens eingezeichnet sind (Quelle: Coolpack, <http://www.et.web.mek.dtu.dk/coolpack/uk/-index.html>). Bei Sommerbedingungen, also hohem Eintrittsdruck und –temperatur, ist die Austrittsbedingung über die minimale Temperatur von 60 °C bestimmt. Ansonsten wird auf minimalen Druck für den pinch-point der transkritischen Wärmeextraktion geregelt (ca. 80 bara).

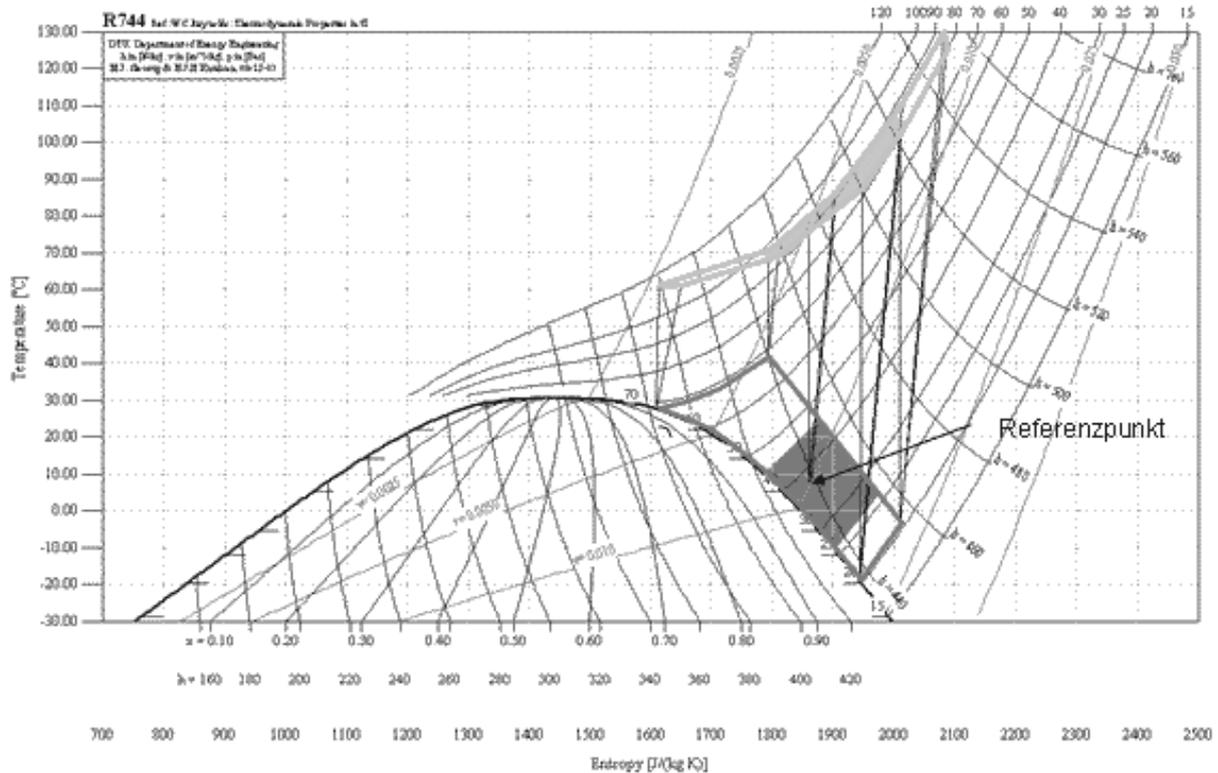


Bild 1: Darstellung des erforderlichen Betriebsbereich des CO₂-Kompressors: Orange: Bereich der Eintrittsbedingungen, Rot: Bereich für Sonden als Wärmequellen, Grün: Bereich der Austrittsbedingungen.

Der Verdichter ist vollhermetisch ausgelegt, so dass der antreibende Elektromotor im Arbeitsmedium betrieben und durch dasselbe gekühlt wird. Bei der Auslegung des Antriebs muss berücksichtigt werden, dass das Medium bei Eintrittsbedingungen eine Dichte von ca. 100 kg/m³ aufweist, was nur einem Zehntel der Dichte von Wasser entspricht. Die guten Lösungsmittleigenschaften des Kohlendioxids erschweren den Einsatz von thermoplastischen Polymeren oder gummiartigen Substanzen, da diese quellen und ihre mechanischen Eigenschaften verlieren. Gleichzeitig wird im Verdichter in sehr kleinem Volumen eine hohe Leistungsdichte mit entsprechenden Druck- und Temperaturgradienten produziert, deren Austausch eingeschränkt werden muss um den Wirkungsgrad nicht zu beeinträchtigen.

Der Elektromotor ist eine 2-polige permanentmagneterregte Synchronmaschine mit elektronischer Kommutierung. Über Drehzahlvariation kann die Leistung des Kompressors in

einem grossen Bereich skaliert werden. Es werden Umrichter- und Elektromotoreffizienzen von je über 95% erwartet. Verdichterdimensionierungen zeigen, dass bei den zu erwartenden Volumenströmen die Laufraddurchmesser bei weniger als 35 mm und dadurch die Drehzahlen bei über 100'000 U/min liegen werden. Die Auslegung wurde für Impeller mit Deckscheibe durchgeführt, der Verdichter ist mehrstufig, um den ganzen Betriebsbereich mit ausreichender Effizienz abzudecken. Die Geschwindigkeiten im Verdichter bleiben dabei selbst im Betriebspunkt mit dem grössten Hub unter der lokalen Schallgeschwindigkeit des Mediums.

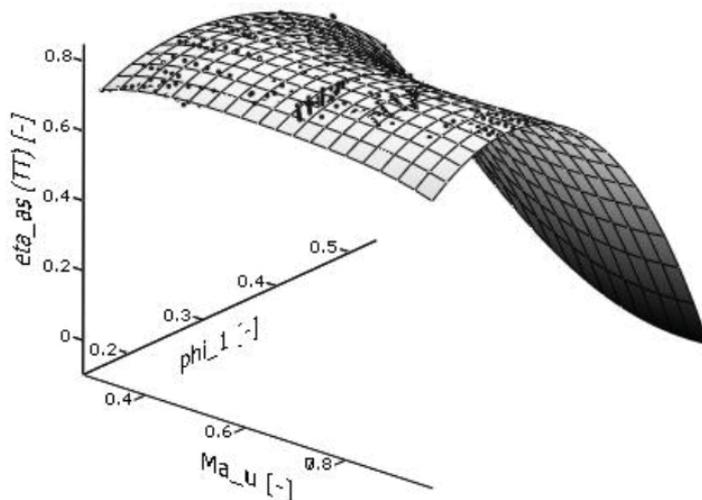


Bild 2: Prognostizierte isentrope Stufenwirkungsgrade (total-total, z-Achse) in Abhängigkeit der Machzahl (x-Achse) und der Lieferzahl (y-Achse) unter Berücksichtigung der Leckageströme am Laufrad.

Durch die Skalierung zu sehr kleinen Dimensionen der an sich gut bekannten Radialverdichter sind Oberflächen- bzw. Grenzflächeneffekte zu erwarten, welche die Schluckfähigkeit des Laufrads negativ beeinflussen könnten, sowie Leckageströmungen, welche ebenfalls zu verringertem Wirkungsgrad führen. Fundamentale Daten über Skalierungseffekte fehlen zurzeit und sollen im Rahmen dieser Entwicklung erarbeitet werden. Der mit Leckageströmen korrigierte isentrope Verdichterwirkungsgrad beläuft sich nach konservativen Abschätzungen mit den üblichen Werkzeugen auf etwa 75%. Damit sollte der Bau eines Verdichters möglich sein, welcher in einer CO₂-Wärmepumpe einen COP von über 4 erlaubt.

Zur Verifizierung der Machbarkeit bzw. der theoretischen Auslegung wird ein semihermetischer Radialverdichter aufgebaut. Ein Fertigungsmuster eines Laufrads ist in Abbildung 3 gezeigt. Die Leistungsdaten weiterer Laufräder können aufgrund der dimensionslosen Ähnlichkeit der Impeller hergeleitet werden. Der Verdichter wird an einem ‚hot gas loop‘ betrieben, in dem aus dem Hochdruckgebiet bis zur Isenthalpen des Sattedampfs gekühlt, und dann an den Zweiphasenraum expandiert wird.

Der Stator des Verdichters ist reibungslos schwimmend aufgehängt, um das bei der Kompression anliegende mechanische Moment bestimmen zu können. Druck und Temperatur können am Einlass der Stufe, zwischen Laufrad und Diffusor, sowie am Auslass der Stufe gemessen und damit die Stufencharakteristik ortsabhängig definiert werden. Aus Platzgründen können ausser am Stufenauslass nur statische Drücke bestimmt werden.



Bild 3: Fertigungsmuster eines Laufrads, im Zustand nach der Herstellung.

Zusammenfassung

Für effiziente transkritische CO₂-Wärmepumpen im thermischen Leistungsbereich zwischen 50 und 200 kW ist zur Zeit kein langlebiger, ölfreier Verdichter verfügbar. Turboverdichter haben grundsätzlich das Potential, auf der Basis kontaktfreier Lagerung diese Ansprüche zu erfüllen. In diesem Artikel wird gezeigt, für welche Rahmenbedingungen ein Turboverdichter für das Kältemittel CO₂ eine langlebige und effiziente Lösung darstellen könnte. Die Machbarkeit wird experimentell bestätigt. Konservative theoretische Betrachtungen zeigen, dass bei den zu erwartenden Verdichterwirkungsgraden eine ölfreie CO₂-Wärmepumpe mit einem COP von über 4 gebaut werden kann.

Danksagung

Diese Arbeit wurde von einer internationalen Firma sowie vom schweizerischen Bundesamt für Energie unterstützt.

Quellen

- [1] M.H. Kim, J. Pettersen, and C.W. Bullard: „Fundamental process and system design issues in CO₂ vapor compression systems“, Progress in Energy Combustion Science, 2004, Volume 30, 119-174.
- [2] M.J. Friedl: „Ein heisser Fall: CO₂-Wärmepumpe“, Zürcher Hauseigentümer Verband HEV, Februar 2006, <http://www.hev-zuerich.ch/ms-zeitschrift/jahr-2006/ms-art-200603-06.htm>
- [3] S. Yoshioka, H. Kim, and K. Kasai: „Effect of PAG Oil circulation rate on the heat transfer performance of air-cooled heat exchanger in carbon dioxide heat pump system“, International Energy Agency (IEA) 9th Heat Pump Conference 2008, Paper 3.10.
- [4] R. Furberg, S. Li, B. Palm, M. Toprak and M. Muhammed: "Use of a novel nano- and micro-porous structure for enhanced boiling in a plate heat exchanger", International Energy Agency (IEA) 9th Heat Pump Conference 2008, Paper 3.6.

Jérémy Dupuy
Ingénieur thermicien
Bernard Matthey Ingénieurs-Conseils SA
La Grande-Fin 19
CH-2037 Montezillon
dupuy@masai-conseils.com
www.masai-conseils.com

Contrôle d'une chambre climatique par pompe à chaleur

Résumé

On présente ici le principe de fonctionnement, les performances énergétiques et les coûts d'une chambre climatique alimentée par une pompe à chaleur. On démontre qu'il est possible de mettre en œuvre, pour un coût raisonnable, une pompe à chaleur pour ce type d'application et que le bénéfice énergétique est remarquable.

La fonction de la chambre climatique développée est de tester la résistance de matériel électronique destiné à l'industrie de haute précision à des chocs thermiques rapides dont les cycles sont définis. La pompe à chaleur est bien évidemment limitée en terme de température ce qui en restreint le champ d'application. Le modèle décrit permet de chauffer un accumulateur d'eau à plus de 60 °C et de refroidir simultanément à - 8°C un second accumulateur et ainsi de réaliser des ambiances de +5 °C à + 50°C. Le projet présenté est un prototype qui pourra être amélioré et dont le bilan énergétique réel reste à préciser.

Zusammenfassung

Der Vortrag präsentiert die Funktion, die Leistung und die Kosten einer Klimakammer, die mit einer Wärmepumpe ausgerüstet ist. Es wird gezeigt, dass eine Wärmepumpe kostengünstig die für den Betrieb der Klimakammer benötigte Wärme und Kälte bereitstellen kann und dass die Energieeinsparung beachtlich ist.

Die Klimakammer wurde zum Testen des elektrischen Widerstandes von hochpräzisen elektronischen Bauteilen erbaut und muss auch schnelle Klimaschocks mit einem vorbestimmten Temperaturprofil bewirken können. Die erreichbare Temperaturspanne der Wärmepumpe ist beschränkt. Das beschriebene Modell arbeitet auf einen Wärmespeicher mit mehr als 60 °C und gleichzeitig auf einen Kältespeicher mit - 8°C und kann so Kammertemperaturen zwischen 5 und 50 °C erreichen. Die präsentierte Wärmepumpe ist ein Prototyp, der noch verbessert werden könnte, die reale Energiebilanz muss noch präzisiert werden.

Introduction

Les chambres climatiques conventionnelles que l'on trouve sur le marché sont généralement chauffées par des corps de chauffe électriques et refroidies par un groupe frigorifique, sans aucun système récupération d'énergie. La chaleur en direct et le froid produits sont ainsi simplement évacués dans la nature. De plus les chocs thermiques demandent d'importantes puissances électriques pour assurer les variations rapides de température. Les modèles les plus courants de chambre climatiques ont d'autres part des volumes utiles assez faibles, ce qui limite fortement la capacité de test de l'installation.

Considérant les conditions cadres de test imposées par le client (passer de +5 à +50 °C en 15 minutes puis à nouveau de +50 à +5°C, cette opération pouvant être réalisée plusieurs dizaines de fois), il a été proposé de réaliser une production de chaleur et froid par une pompe à chaleur, via des accumulateurs alimentés par le condenseur et l'évaporateur de la machine. Les accumulateurs permettent de stocker de la chaleur lorsque la machine produit du froid et inversement fournissant une réserve de puissance. De fait, lorsque la pompe à chaleur fonctionne pour produire du froid elle stocke de la chaleur pour le cycle suivant, réduisant ainsi de manière significative la puissance de la machine et permettant de réaliser le choc thermique avec un coût énergétique réduit. La chaleur et le froid en excès sont affectés au chauffage et à la climatisation du bâtiment.

Données techniques de l'installation

Puissances et COP :

Puissance à l'évaporateur	15.0 kW	- Intensité :	18.3 A
Puissance au condenseur	18.6 kW	- Tension :	420 V
Puissance électrique	7.2 kW	- Fusible :	45 A
COP (à 55°C/-6°C):	<u>2.5</u>	- Poids net :	500 kg

La machine frigorifique:

- Echangeur de condensation	côté accu. chaud	55°C / 60°C
	côté R134a	65°C / 130 °C
	Puissance	18.6 kW
	Débit condenseur	3'250 l/h
- Echangeur de sous-refroidissement	été, côté eau nappe	18°C / 30°C
	été, côté R134a	65 °C / 19°C
	Puissance	6 kW
	Débit eau refroid.	430 L/h
- Echangeur intermédiaire	côté compresseur	- 12°C / 14°C
	côté détendeur	19°C / 5°C
	Puissance	1.6 kW
- Détendeur		5°C / - 16°C
- Echangeur d'évaporation	côté R134a	- 16°C / 12°C
	côté accu. froid	- 9°C / - 6°C
	Puissance	15 kW
	Débit eau évapo.	5'090 l/h
- Compresseur à vitesse variable		5°C / 70°C

Accumulateurs de chaleur et froid

Capacité : 950 litres / pièce

Dimensions de l'enceinte climatique

- Hauteur (ext.)	3.30 m
- Largeur (ext.)	3.90 m
- Profondeur (ext.)	4.15 m
- Volume utile	32 m ³

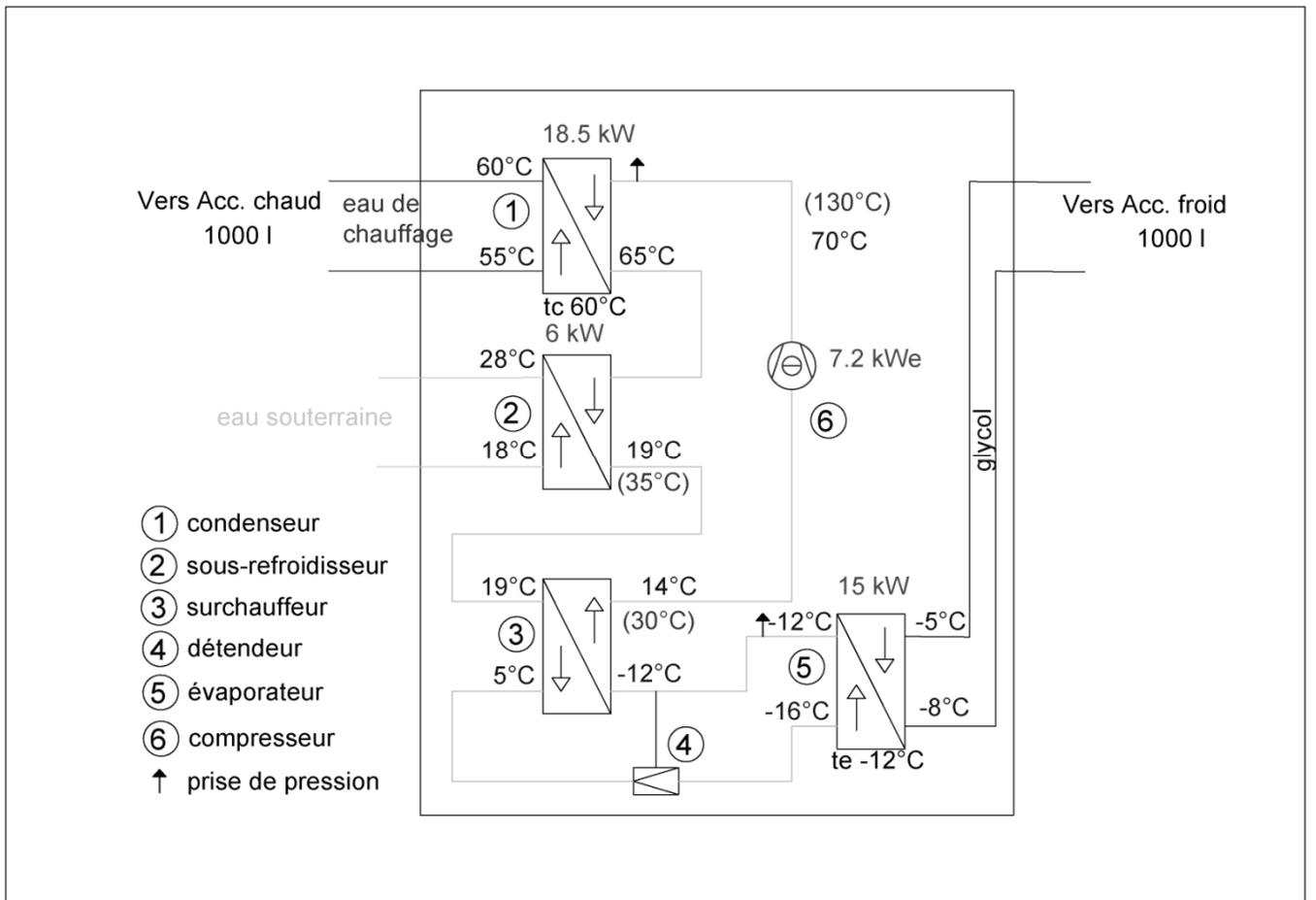


Figure 1 : Schéma de principe interne de la pompe à chaleur avec températures de fonctionnement.

La pompe à chaleur est équipée d'un sous-refroidisseur qui augmente considérablement la puissance de refroidissement de la machine. Le sous-refroidissement est intégralement pris en charge par le système de refroidissement en freecooling du bâtiment grâce à 5 puits dans la nappe phréatique.

La pompe à chaleur a été développée et fabriquée sur mesure par l'entreprise **BMS Energietechnik AG** – CH-3812 Wilderswil.

Dans ces conditions de fonctionnement le COP moyen est proche de 2.5.

A droite : Photo de la pompe à chaleur



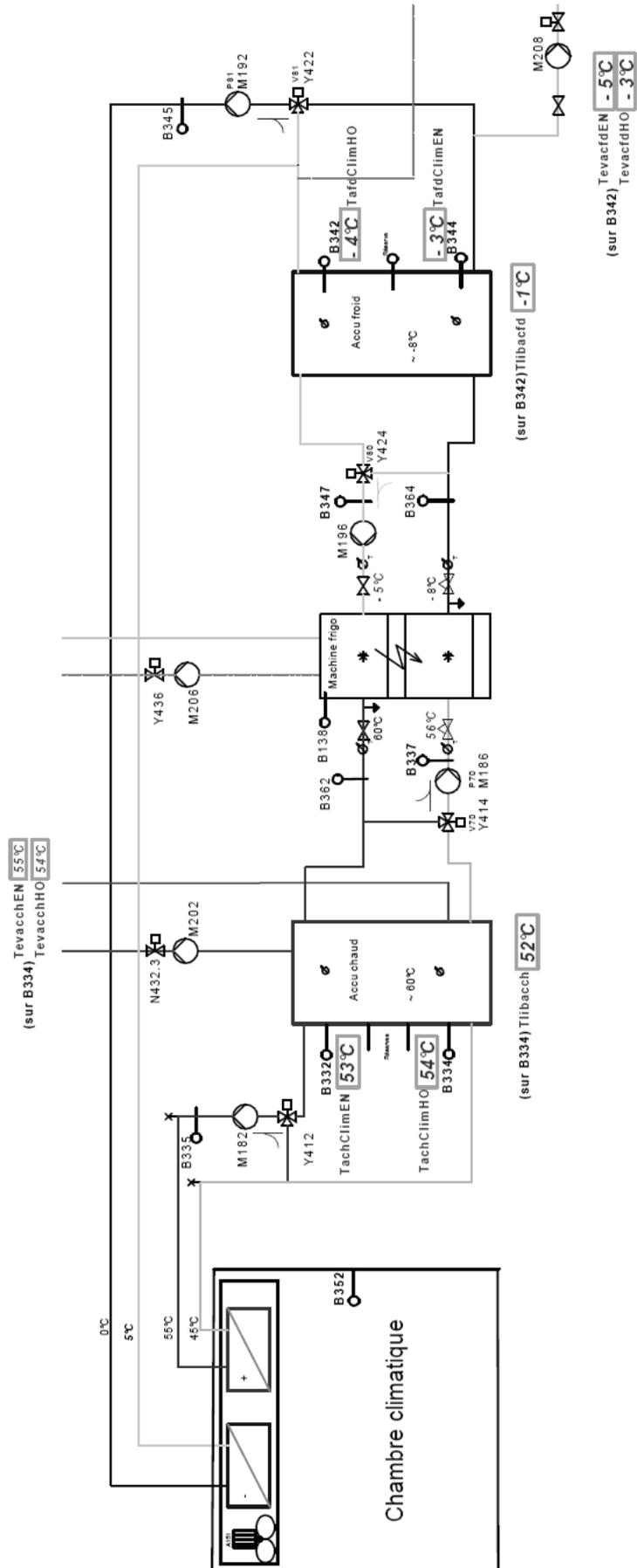


Figure 2 : Schéma de principe de l'installation (© B. Matthey SA)

L'enceinte climatique

L'isolation de l'enceinte climatique a été particulièrement soignée. La structure est intégralement en bois, les parois sont isolées par 350 mm de matériaux isolants au total ce qui a pour effet de rendre les déperditions à travers l'enveloppe quasiment négligeables dans le bilan énergétique.

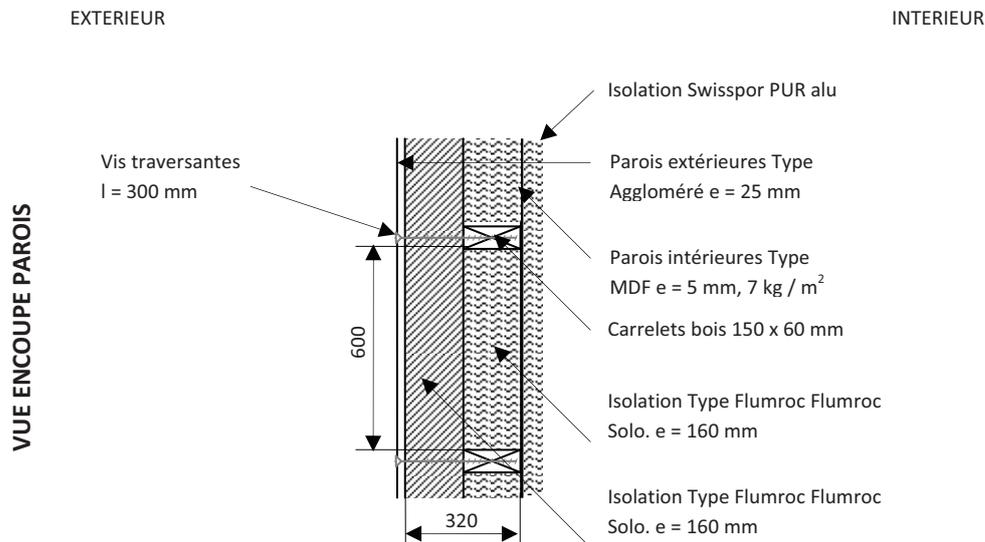


Figure 3 : Vue en coupe des parois de l'enceinte climatique

Le plafond et le plancher sont également largement isolés.

Au total l'énergie nécessaire pour la montée ou la descente en température d'un cycle complet est de : **428 Wh/K**. Soit **19.3 kWh** pour une choc thermique de +5 à +50 °C.

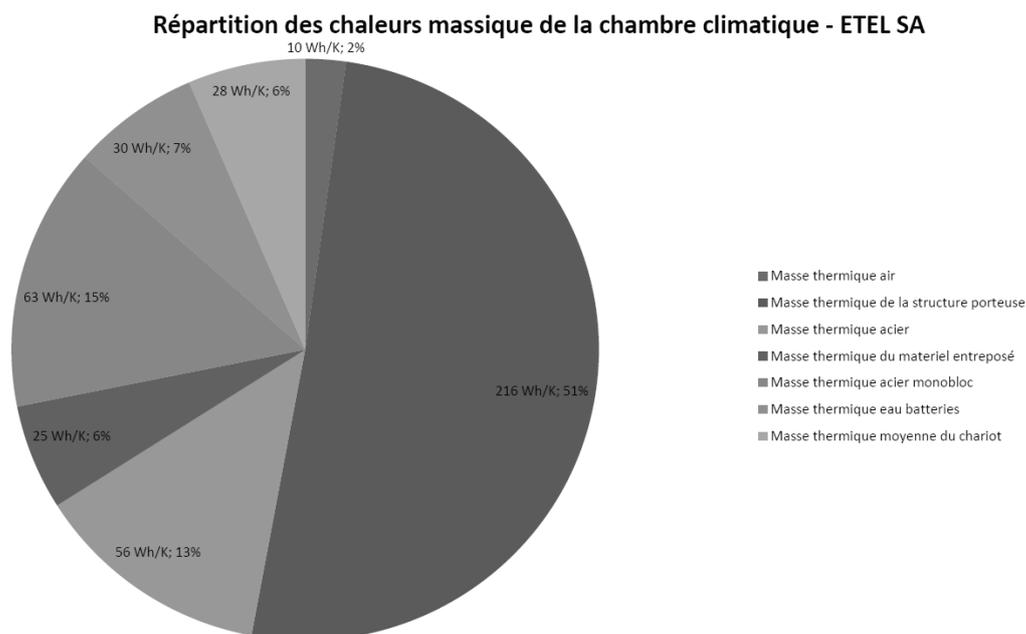


Figure 4 : Répartition des masses thermiques à l'intérieur de la chambre climatique

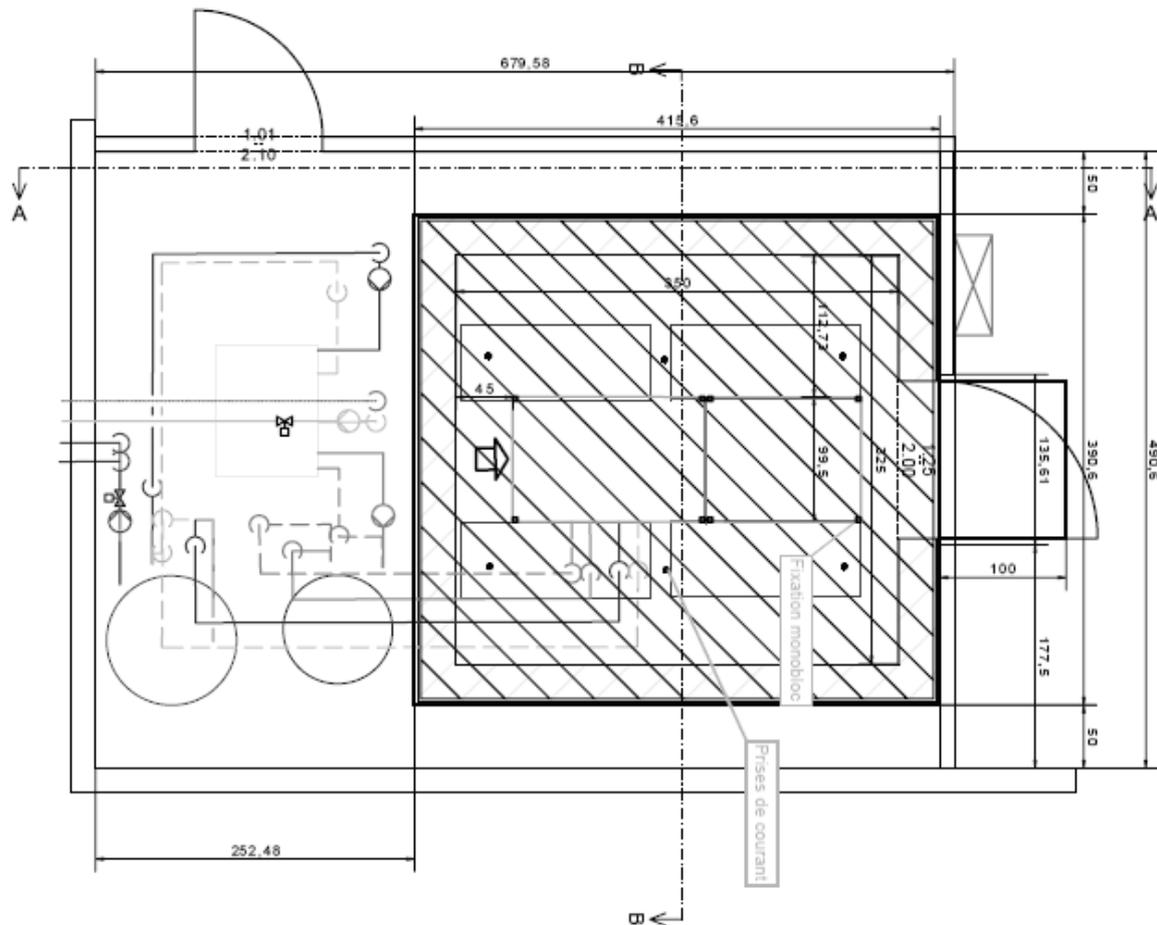


Figure 5 : plan de construction de la chambre climatique (© ETEL SA).

Fonctionnement

L'utilisateur a la possibilité de prérégler les cycles de montée et descente de la température de la chambre en introduisant la température « chaude » et la température « froide », la durée de maintien en température haute et basse ainsi que le nombre de cycle à réaliser.

La production de chaleur et de froid est assurée par la pompe à chaleur de 18 kW thermique. La distribution d'énergie est réalisée depuis les accumulateurs vers un monobloc de ventilation à vitesse variable équipé d'une batterie de chauffe et d'une batterie de refroidissement de 30 kW chacune.

Lorsque l'utilisateur programme un cycle, les accumulateurs sont chargés par la pompe à chaleur et cette dernière s'arrête lorsque la température dans les accumulateurs est satisfaite. Une hystérèse d'environ 5 °K permet de réduire les enclenchements / déclenchements de la pompe à chaleur.

La pompe à chaleur produisant d'avantage de chaleur que de froid (18 kW au condenseur, 15 kW à l'évaporateur) il a fallu installer un système de reprise de chaleur sur l'accumulateur et conduire la chaleur excédentaire vers l'accumulateur de chauffage du bâtiment.

Il arrive également, en fonction des cycles de tests engagés, que la production de froid soit supérieure aux besoins. Là encore, une connexion vers le réseau de refroidissement du bâtiment est enclenchée afin d'évacuer le froid excédentaire produit par la PAC. Il n'y a donc pas de « gaspillage » de l'énergie thermique produite.

Forage dans la nappe phréatique pour les besoins en chauffage et refroidissement du bâtiment



L'enceinte climatique en construction

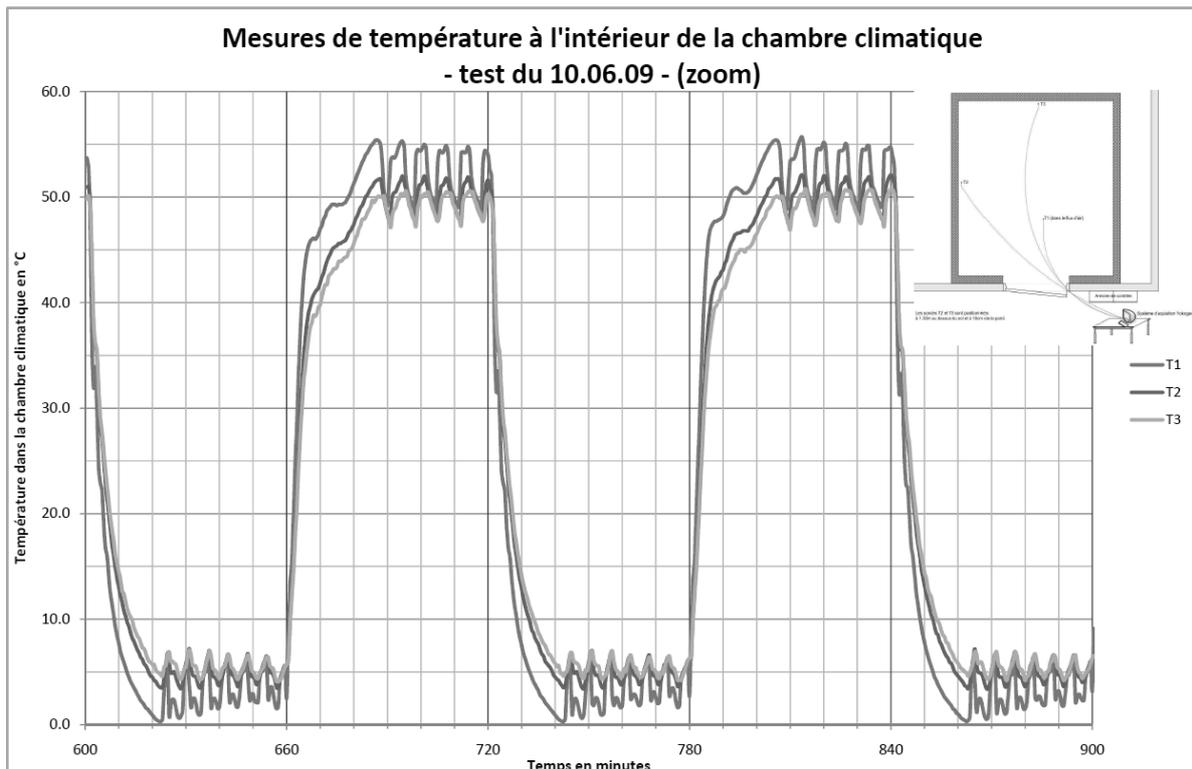


Figure 6 : Relevé de mesure à l'intérieur de la chambre climatique

La montée et la descente en température s'effectuent ici en 20 min environ. Les phases de changement de température ont une durée qui peut varier en fonction de la masse des appareils à tester placés dans la chambre, la puissance des batteries de ventilation étant définie pour une masse type.

Bilan énergétique

Le bilan énergétique d'un cycle type s'établit comme suit :

Conditions :

- 1 cycle = une montée ou descente en température de 5 à 50 °C.
- 1 cycle = 1h
- Nombre de cycle = 10

COP théorique:	2.5
Puissance électrique (donnée du constructeur) :	7.2 kW
Energie nécessaire pour un cycle ($\Delta T = 45$ K)	19.3 kWh
Temps de fonctionnement de la machine mesuré :	56 %
Energie électrique consommée sur une période de 10 cycles :	40.3 kWh
Energie thermique nécessaire pour une période de 10 cycles : (chauffe)	96.5 kWh (cycles de chauffe)
COP utile mesuré (96.5 / 40.3)	2.4

Le rendement global de l'installation est très bon puisque que l'énergie de refroidissement est également utilisée.

En consommant **1 kWh** d'électricité la **chambre climatique « traditionnelle »** fournit **1.5 kWh** d'énergie thermique utile (chaud + froid).

En consommant **1 kWh** d'électricité la **chambre climatique par pompe à chaleur** fournit **4.6 kWh** d'énergie thermique utile (chaud + froid).

En comparaison, une chambre climatique « traditionnelle », si elle n'est pas équipée d'un système de récupération d'énergie, **consomme 3 x plus d'énergie** pour réaliser le même processus.

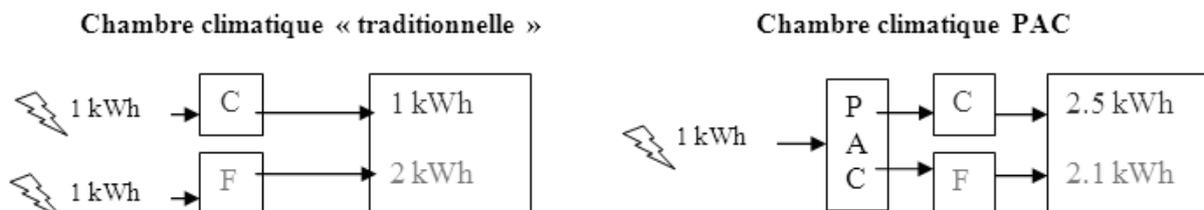


Figure 7 : Croquis de principe illustrant le bilan énergétique d'une chambre climatique traditionnelle et d'une chambre climatique avec pompe à chaleur.

Bilan financier**RECAPITULATIF DES COUTS POUR LA CONSTRUCTION D'UNE CHAMBRE CLIMATIQUE PAC**

Raccordements hydrauliques, régulation et distribution	Frs	120'000.--
Pompe à chaleur équipée avec sous-refroidisseur	Frs	60'000.--
Enceinte climatique isolée	Frs	40'000.--
TOTAL TTC PROJET :		<u>Frs TTC220'000.--</u>

COUT D'UNE CHAMBRE CLIMATIQUE « TRADITIONNELLE »

Fourniture et pose de l'ensemble par une entreprise spécialisée (prix estimatif minimal)		<u>Frs TTC180'000.--</u>
---	--	---------------------------------

ECONOMIE D'ÉLECTRICITÉ :

Temps de fonctionnement annuel considéré :		5'000 h/an
Consommation d'électricité de la chambre climatique avec PAC		36'000 kWh/an
Consommation d'électricité d'une chambre climatique « traditionnelle »		108'000 kWh/an
Différence		72'000 kWh/an
Soit une économie d'électricité de (à 0.23 Frs/kWh)		<u>16'600 Frs/an</u>

En regard des économies d'électricité réalisables, le surcoût de la chambre climatique avec PAC par rapport à une installation conventionnelle est amorti en **3 ans** pour les conditions de fonctionnement imposées ici.

Conclusions

Le domaine des chambres climatiques en Suisse est un marché de niche qui représente une part très modeste de la consommation d'énergie dans le secteur de l'industrie. Avec l'accord du client nous avons développé et fait l'expérience d'un système performant, fiable et relativement bon marché sachant le caractère novateur et pilote de l'installation.

Il est démontré qu'il est possible d'associer une pompe à chaleur à des applications particulièrement délicates comme la gestion d'une chambre climatique et que des solutions alternatives aux équipements standards sont possibles.

L'utilisateur se dit satisfait de son enceinte climatique. L'efficacité énergétique de l'installation pourrait sans doute être encore améliorée en procédant à des réglages fins des niveaux thermiques.

Remerciements

Grâce à leur précieuse collaboration ces entreprises ont participé à la réussite et à l'aboutissement de ce projet, qu'elles en soient remerciées.

ETEL SA – 2112 Môtiers, client et utilisateur de la chambre climatique.

BMS Energietechnik AG – CH-3812 Wilderswil, Développeur et constructeur de la PAC.

Elfero AG – 2068 Cudrefin, Fournisseur de la régulation

Raphael Gerber
dipl. Ing. HTL
Frigo-Consulting AG
Ingenieurbüro für Kältetechnik
Feldstrasse 30
CH-3073 Gümligen
r.gerber@frigoconsulting.ch
www.frigoconsulting.ch

Effiziente Kälteerzeugung – Integration einer Expansionsmaschine in ein CO₂-Kältesystem

Zusammenfassung

Kohlendioxid ist als Kältemittel in Anwendungen wie Warmwasserwärmepumpen, Autoklimaanlagen und vor allem der Gewerbekühlung bereits effizient. Die Leistungszahl eines transkritischen CO₂-Prozesses kann durch Minimierung der thermodynamischen Drosselverluste durch eine Expansions-Kompressions-Maschine (ECU) weiter erhöht werden.

In diesem Projekt wurde eine ECU, basierend auf dem Prinzip einer Freikolbenmaschine, in ein CO₂-Kältesystem integriert, um die Machbarkeit und die Leistungsfähigkeit im Feld zu prüfen.

Die ECU wurde dimensioniert, konstruiert und zusammgebaut. Die Integration der Maschine in das Kältesystem erforderte Evaluation, Auslegung und Einbau zusätzlicher Komponenten wie Zwischenkühler, Verbindungsleitungen, Ventile und Regeleinrichtungen. Ein Steuer- und Regelkonzept wurde erarbeitet und erfolgreich in die Standardregelung integriert.

Technische Probleme in Bezug auf die Schmierung der Maschine, der Regelstrategie, Anlagedynamik und Pulsationen nach der Inbetriebnahme des Kältesystems konnten grösstenteils gelöst werden.

Abstract

Carbon dioxide is known to perform well as a refrigerant in applications like heat pump water heaters, mobile air conditioning and commercial refrigeration. The coefficient of performance in a transcritical CO₂ cycle can further be improved by minimizing the thermodynamic throttling losses with an expansion-compression-unit (ECU).

In this project, an ECU, based on a free piston design, was integrated into a CO₂ refrigeration system to verify the practicability and the performance of the system in the field.

The ECU was designed and dimensioned, machined and assembled. The integration of the machine into the refrigeration system required evaluation, design and assembling of additional components such as an intercooler, piping, valves and control components. A regulation scheme was developed and has successfully been implemented into the standard refrigeration controls.

Technical challenges have been met in terms of lubrication, control strategy, dynamics and mechanics after commissioning the refrigeration plant and the ECU.

Einleitung

Aufgrund seines vernachlässigbaren Treibhauspotenzials gewinnt Kohlendioxid (CO₂) als Kältemittel an Bedeutung und genießt mittlerweile eine hohe Akzeptanz. Der natürliche Stoff kommt inzwischen in vielen Anwendungen zum Einsatz. Alleine in der Schweiz dürfte die Anzahl CO₂-Anlagen inzwischen auf über 300 gestiegen sein und weiter steigen. Im Bereich Grossgewerbe- und Industriekühlung gilt CO₂ als Standard.

Die thermodynamischen Eigenschaften von CO₂ führen zu einer verhältnismässig schlechten Leistungszahl des Kälteprozesses bei hohen Temperaturen der Wärmesenke. Der transkritische CO₂-Kälteprozess weist hohe Druckdifferenzen, hohe Verdichtungsendtemperaturen und ebenfalls hohe Exergieverluste während der Drosselung auf. Die Leistungszahl einer solchen Anlage verbessert sich daher, wenn man das Drosselventil mit einer arbeitsleistenden Maschine ersetzt und die gewonnene Arbeit nutzt [1].

In Bild 1 sind zwei Kälteprozesse im Druck-Enthalpie-Diagramm für die Kältemittel R-134a und R-744 (CO₂) als Vergleich dargestellt, um die thermodynamischen Unterschiede bei der Verdichtung und Expansion zu illustrieren. Der schraffierte Bereich zeigt die Verluste bei der Drosselung und somit auch das Verbesserungspotenzial, das bei R-744 höher ist.

Eine effiziente Möglichkeit, Entspannungsarbeit zu gewinnen und zu nutzen ist das Konzept einer Freikolbenmaschine [2]. Die Technische Universität Dresden hat in den vergangenen Jahren eine solche Maschine entwickelt. Sie erlaubt eine Einsparung der Verdichterleistungsaufnahme um ca. 25% [3] bei einer Wärmesenktemperatur von +35 °C verglichen mit einem Standard-Kälteprozess mit Drosselorganen. Die jährliche Energieaufnahme der Verdichter nimmt bei einer Kühlanwendung um schätzungsweise 10% ab.

Im kürzlich eröffnetem Cash+Carry Markt Prodega CC Basel ist eine ECU in die neue Kälteanlage integriert und in Betrieb genommen worden. Die ECU ersetzt das Hauptdrosselorgan und nutzt die Entspannungsarbeit für eine zweite Verdichtungsstufe. Die

durch die Druckdifferenz angetriebene ECU entlastet die Hauptverdichter während der Verdichtung und kann die elektrische Leistungsaufnahme der Verdichter beachtlich reduzieren.

Dieser Bericht zeigt erste Erfahrungen in der Integration einer ECU im Feld und soll technische Herausforderungen und Lösungen aufzeigen. Das Projekt wurde finanziell durch das Bundesamt für Energie, dem Kunden transGourmet Schweiz AG und dem Planer Frigo-Consulting AG getragen.

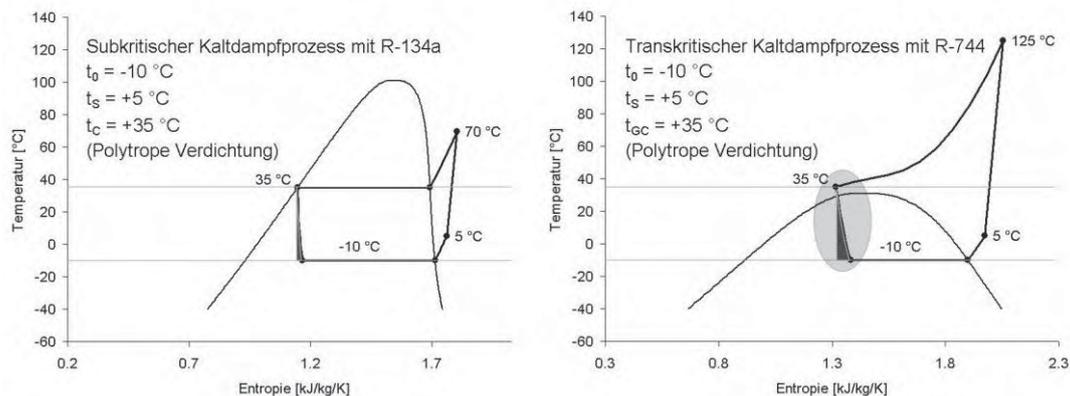


Bild 1: Kälteprozess für R-134a (links) und R-744 (rechts) zum Vergleich der Drosselverluste

Anlagebeschrieb

Zusätzliche Komponenten

Um die ECU in die Verbundanlage zu integrieren war es nötig, folgende zusätzliche Komponenten zu evaluieren, auszulegen und einzubauen: Sicherheitsventile, Kugelventile (manuelle und mit aufgebautem Stellantrieb), Filter, Ölabscheider, Gas- und Flüssigkeitspulsationsdämpfer, Magnetventile, Druckanzeigergeräte, Zwischenkühler, einen Frequenzumformer für die Drehzahlregelung eine zusätzlichen Verdichters, Druckaufnehmer und Temperaturfühler, sowie elektrische Komponenten und Regler.

Expansions-Kompressions-Einheit

Die Technische Universität Dresden hat die Maschine anhand eines durch Frigo-Consulting AG definierten Lastprofils ausgelegt, konstruiert und hergestellt. Dabei war es wichtig, die Maschine so auszulegen, dass den klimatischen Bedingungen Rechnung getragen und somit die jährliche Energieeinsparung maximiert wird. Was nicht zwingend eine maximale Energieeinsparung bei hoher Aussentemperatur bedeutet.

Bild 2 zeigt die Einzelteile der ECU vor dem Zusammenbau und dem Einbau in die Kälteverbundanlage. Die hydraulische Integration der ECU in die Anlage erfolgte sehr

vorsichtig, damit während dem Anschliessen keine Schmutzpartikel in die Maschine eindringen konnten.

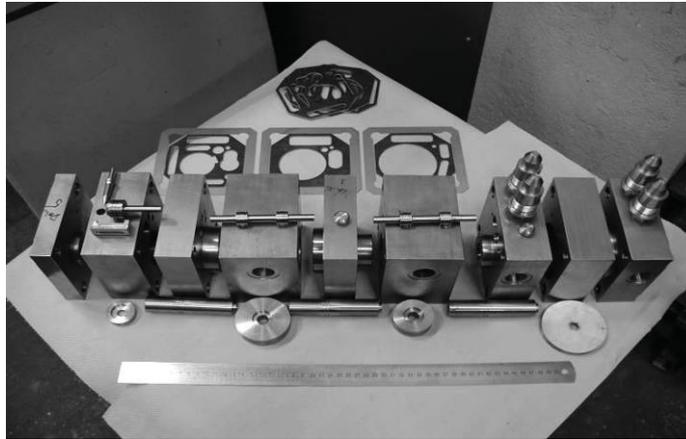


Bild 2: Expansions-Kompressions-Einheit vor dem Zusammenbau [4]

Konzept zur Integration

Weltweit zum ersten mal wurde eine ECU in eine Kälteanlage im Cash+Carry Markt Prodega CC Basel für den Betrieb unter reellen Bedingungen eingebaut. Tabelle 1 fasst die Daten der Anlage zur Kühlung von Räumen im Temperaturbereich zwischen +2 °C und +5 °C zusammen.

Die Abwärme der Anlage wird über einen Wärmeübertrager an die Gebäudeheizung oder mittels luftgekühltem Gaskühler auf dem Gebäudedach an die Umgebung abgegeben. Das System beinhaltet zudem einen internen Wärmeübertrager zur Unterkühlung der Flüssigkeit zu den Kühlstellen.

Kälteleistung	85 kW	Anzahl Verdichter	4
Gaskühlerleistung	140 kW	Verdampfungsdruck	-8 °C
Leistung Abwärmenutzung	65 kW	Hochdruck	92 bar
Anzahl Verdampfer	9	Maximal zulässiger Hochdruck	115 bar

Tabelle 1: Anlagedaten bei Vollast und einer Aussentemperatur von +34 °C

Die Einbindung der ECU in ein Kältesystem wurde bereits untersucht [5]. Basierend auf dem daraus hervorgehenden Vorschlag ist ein Konzept gewählt worden, das den Verdichtungsdruck der Hauptverdichter reduziert und somit die Leistungsaufnahme der Verdichter reduziert.

Das Konzept der Einbindung ist in Bild 3 ersichtlich. Es war eine unverzichtbare Bedingung, die ECU so zu integrieren, dass die Kälteanlage auch ohne die ECU voll funktionsfähig ist und damit für den Betrieb nur eine Option darstellt. Das gewählte Konzept erlaubt einen

Betrieb der Kälteanlage ohne ECU mit Hilfe von Drosselventilen zur Regelung von Hoch- und Mitteldruck, wie dies in einer Standardanlage erfolgt. Diese Drosselventile sind parallel zur ECU installiert. Zusammen mit automatisierten Absperrventilen ist es möglich, zwischen dem Betrieb mit und dem Betrieb ohne ECU umzustellen sowie die beiden Betriebsarten zu vergleichen.

gefolgt von einem Wärmeübertrager zur Abwärmenutzung. Restliche Abwärme gelangt mit dem anschliessenden luftgekühlten Gaskühler an die Umgebung. Das System ist im Standardbetrieb, wenn die Ventile 5 und 6 geschlossen und die Ventile 1 bis 4 offen sind. Die Expansion des Kältemittels erfolgt in zwei Stufen: die erste Expansion erfolgt im Hochdruckregelventil und die zweite Expansion erfolgt bei den Verdampfern in den Kühlräumen.

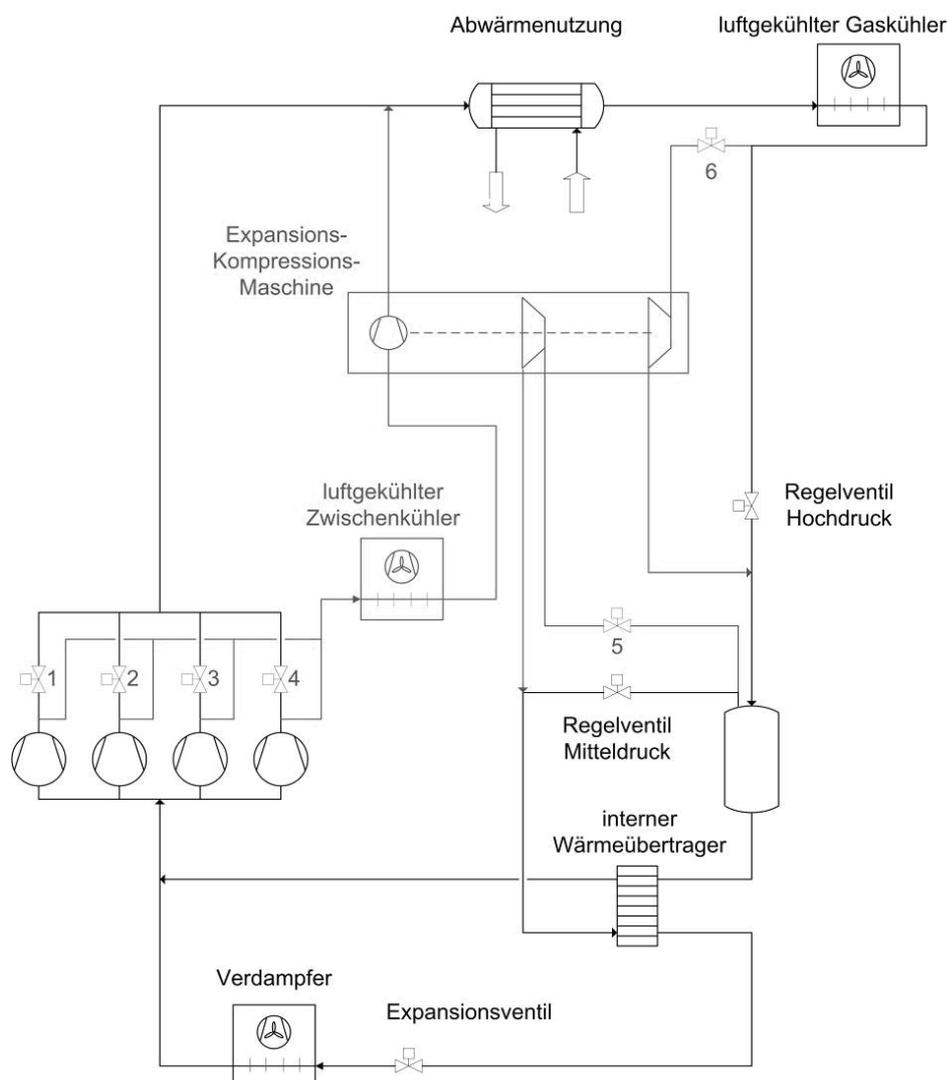


Bild 3: Integration der Expansions-Kompressions-Maschine in die Standard-Kälteanlage

Die ECU ersetzt die Hauptregelventile Hoch- und Mitteldruck und nutzt die gewonnene Entspannungsarbeit um gasförmiges CO₂ zu verdichten.

Die erste Stufe expandiert CO₂ von Hochdruck auf Mitteldruck in den Flüssigkeitsabscheider. Die zweite Stufe expandiert Flashgas von Mitteldruck auf Niederdruck (Saugdruck).

Bild 4 zeigt, wie die ECU in die Verbundanlage in horizontaler Lage eingebaut ist.



Expansions-
Kompressions-
Maschine

Bild 4: Verbundanlage zur Pluskühlung mit integrierter Expansions-Kompressions-Maschine im Feld

Ölmanagement

Die ECU wird sowohl im Verdichterteil als auch im Expansionsteil durch einen Ölanteil im Kältemittel geschmiert, weil diese über kein integriertes Ölverteilsystem verfügt.

Weil das Kälteöl sowohl zur ECU als auch zu den Verdichtern gelangen muss, ist ein zweiter Ölabscheider integriert worden. Dieser ist vor dem Verdichterteil der ECU platziert. Das Öl aus dem Hauptölabscheider und dem zusätzlichen Ölabscheider wird über zeitgesteuerte Ventile verteilt. Ein geringer Ölanteil ist insbesondere an den Eintritt der Expansionsstufen wichtig.

Es wurde eine Steuerung für die Ölrückführung zu den Verdichtern und der ECU erarbeitet und diese in einer Speicher Programmierbaren Steuerung umgesetzt. Eine einwandfreie Schmierung der Maschine ist aufgrund der bewegten Teil im inneren der Maschine grundlegend wichtig.

Die Ölrückführung erforderte einige Anpassungen an der Anlage und der Steuerung, um den Druckverhältnissen in den Verteilleitungen Rechnung zu tragen. Im weiteren Betrieb der Anlage wird es nötig sein, die Funktion der Ölrückführung zu kontrollieren und allenfalls zu optimieren.

Regelung

Umstellung zwischen Expansionsbetrieb und Drosselbetrieb

Weil die Anlage mit integrierter ECU eine Feldanlage ist, galt es, der Betriebssicherheit höchste Priorität beizumessen. Die Kälteanlage kann daher entweder mit ECU oder mit Drosselventilen arbeiten. Um die Betriebsarten zu wechseln, ist ein Konzept mit automatischer Umstellung mit Hilfe von automatisierten Ventilen, den Drosselventilen selbst und einer Speicher Programmierbaren Steuerung realisiert worden. Die automatische Umstellung vom Betrieb mit ECU auf einen Drosselbetrieb erfolgt zudem bei einer Fehlfunktion der ECU.

Die Speicher Programmierbare Steuerung stellt ebenfalls sicher, dass ein Betrieb der Anlage mit ECU nur erfolgt, wenn die Ventile 1 bis 6 gemäss Bild 3 die richtige Position aufweisen. Diese Ventile verfügen über einen elektrischen Antrieb mit relativ hoher Stellzeit, die sich im Betrieb aber als unproblematisch erwies. Die Speicher Programmierbare Steuerung gibt den Betrieb der Anlage mit ECU ab einer Aussentemperatur von +10 °C frei.

Mit zunehmender Betriebserfahrung und somit erhöhter Betriebssicherheit wird es künftig nicht mehr nötig sein, die Anlage für beide Betriebsarten zu konzipieren, weil die Anlage grundsätzlich immer mit der ECU betrieben werden kann. Das vereinfacht das System erheblich.

Regelung von Massenstrom und Überhitzung

Während dem Betrieb der ECU muss die volumetrische Leistung der Maschine an die verschiedenen Betriebspunkte angepasst werden. Der Massenstrom zum Verdichterteil der ECU wird mit Hilfe einer durch die Technische Universität Dresden entwickelte Regelstrategie beeinflusst [4].

Mit Bezug auf Bild 3 werden die Ventile 1 und 3 für einen Betrieb der Anlage mit ECU automatisch geschlossen. Die Verdichter 1 und 3 verdichten dann zur ECU während die Verdichter 2 und 4 direkt auf Hochdruck verdichten und damit die ECU umgehen. Die Verdichter 1 und 2 sind mit einem Frequenzumformer zur stufenlosen Leistungsregelung zwischen 50 und 100 % ausgerüstet. Auf den Expansionsteil der ECU wird immer der gesamte Kältemittelmassenstrom geleitet.

Der Kältemittelmassenstrom wird bestimmt durch die Regelung von Verdampfungsdruck sowie der Überhitzung des Kältemittels am Eintritt in die Verdichtungsstufe der ECU. Eine minimale Überhitzung muss zudem stets vorhanden sein, um flüssiges Kältemittel im Hauptölabscheider zu vermeiden.

In erster Priorität bestimmt die Verbundregelung den gesamthaft nötigen Volumenstrom, um den gewünschten Saugdruck zu erreichen. In einer zweiten Priorität variiert die Regelung das Verhältnis von gefördertem Volumenstrom der Verdichter zur ECU zum gefördertem

Volumenstrom der Verdichter, die direkt auf Hochdruck fördern, um die gewünschte Überhitzung zu erreichen. Dies wird in erster Linie durch Variieren der Drehzahlen von Verdichter 1 und 2 und bei Bedarf durch zu- und abschalten der Verdichter 3 und 4 erreicht.

Beispielsweise führt eine Reduktion der Drehzahl an Verdichter 1 zu einem reduzierten Massenstrom zur ECU und dadurch zu einer Zunahme der Überhitzung. Gleichzeitig nimmt die Drehzahl an Verdichter 2 um den gleichen Betrag zu. In diesem Beispiel nimmt der Massenstrom zu ECU ab während der Massenstrom direkt auf Hochdruck zunimmt. Dieser Regelalgorithmus ist in den CO₂-Regler der Standardanlage integriert worden.

Hochdruckregelung

Die Regelung des Hochdrucks in einem transkritischen Kältesystem ist von grundlegender Bedeutung, um optimale Leistungszahlen und genügende Kälteleistung sowohl im subkritischen als auch im transkritischen Betrieb zu erreichen.

Die ECU ist eine volumetrische Maschine, deren Frequenz mit Hilfe einer Drosselspindel beeinflusst und somit der Hochdruck der Anlage geregelt werden kann [3]. Für die Hochdruckregelung kommt in der beschriebenen Anlage ein Standardregler für transkritisches CO₂ zur Anwendung, welcher lineare Funktionen zur Sollwertvorgabe anhand der Gaskühleraustrittstemperatur gemäss Bild 5 nutzt.

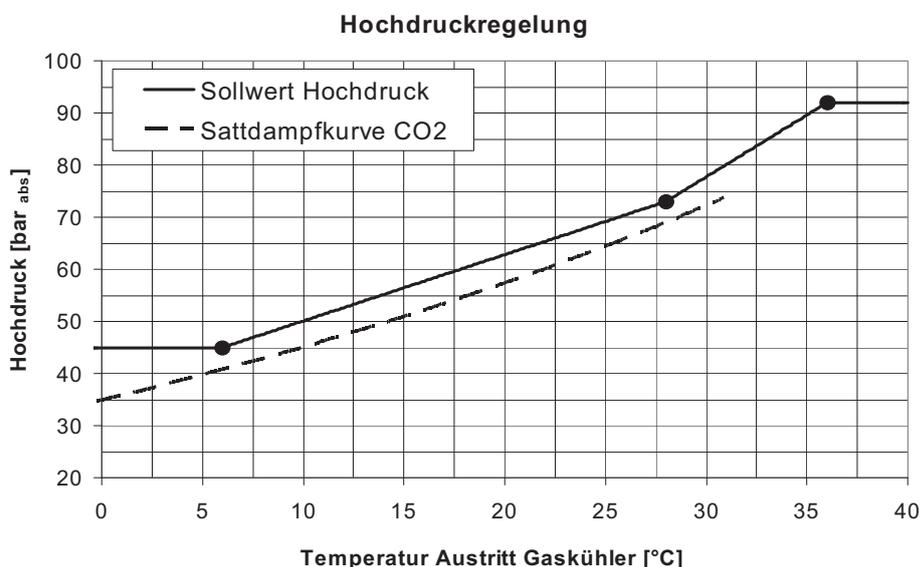


Bild 5: Sollwerte des Hochdruckreglers

Die Frequenz der ECU ist abhängig von deren Geometrie, Prozessbedingungen – Druck und Temperatur am Eintritt in die Expansionsstufen – sowie der Position der Drosselspindel [4].

Ein robuster Servoantrieb wurde evaluiert, konstruiert und auf die ECU aufgebaut, die eine zuverlässige und automatisierte Hochdruckregelung durch die Beeinflussung der Frequenz der

ECU gemäss vorgängig beschriebener Methode ermöglicht. Dieser Servoantrieb ist durch eine flexible Kupplung direkt mit der Drosselspindel verbunden und auf einem geschlossenen und geheizten Gehäuse aus Aluminium gemäss Bild 6 aufgebaut. Diese Konstruktion schützt die bewegten Teil vor Schmutz und kondensierter Luftfeuchtigkeit. Der Antrieb erwies sich als sehr zuverlässig und bringt den Vorteil, diverse Antriebsparameter verstellen zu können. Insbesondere war es bei der Inbetriebnahme wichtig, den richtigen Bereich für das Antriebsmoment festzulegen, um einen sicheren Betrieb zu ermöglichen.

Die Hochdruckregelung generiert ein Stellsignal von 0 bis 10 V, das die Antriebselektronik des Stellantriebs in den einstellbaren Rotationsbereich umwandelt. Der Servomotor dreht die Drosselspindel, wodurch sich die Frequenz der ECU verändert.

Die Konstruktion der Drosselspindel musste angepasst werden, weil die Dichtung nach etwa 200 Arbeitsstunden defekt war. Mit der neuen Konstruktion entfallen axiale Bewegungen an der Dichtung und somit steigt die Betriebssicherheit.

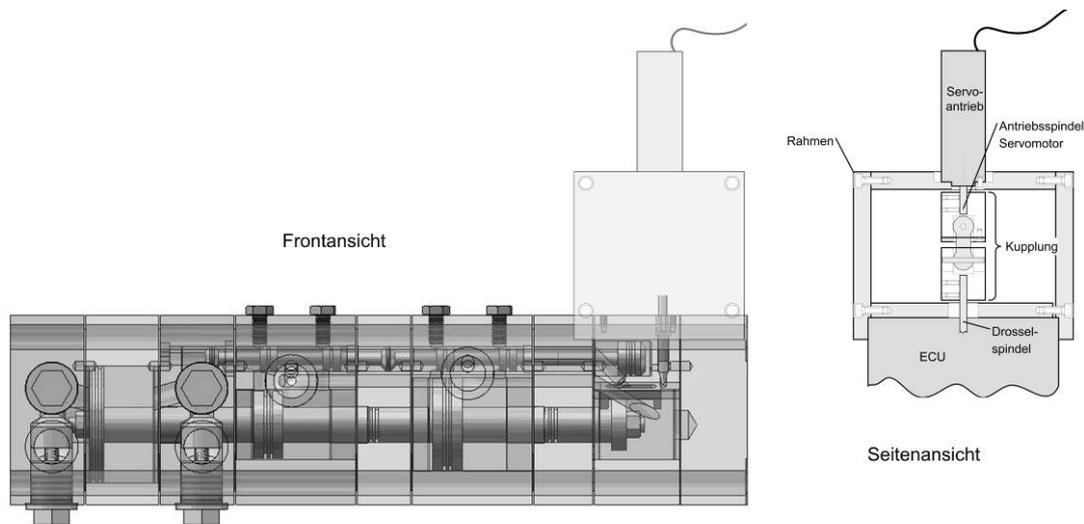


Bild 6: Expansions-Kompressions-Einheit [3] mit aufgebautem Stellantrieb für die Regelspindel

Dynamik

Das Stellverhalten der Kälteanlage in Bezug auf den Hochdruck ist im ECU Betrieb anders als im Drosselbetrieb, weil die Stellglieder deutlich unterschiedliche Stellverhalten aufweisen. der Standartregler ist aus diesem Grund so erweitert worden, dass separate Regelparameter für die Hochdruckregelung in den beiden Betriebsarten möglich sind. In zukünftigen Arbeiten müssten die optimalen Regelparameter ermittelt werden, um die Regelabweichung im Hochdruck zu minimieren und die Anlage bestmöglich zu stabilisieren.

Die grösste Herausforderung bei der Definition der richtigen Regelstrategie und Regelparameter ist die Anforderung an die Maschine, verschiedene Betriebspunkte möglichst

gut abzudecken. In der beschriebenen Feldanlage treten verschiedene Betriebspunkte vor allem aufgrund der Aussentemperatur auf, die im Bereich von -15 °C bis $+35\text{ °C}$ schwankt, aber auch aufgrund der unterschiedlichen Kältelast.

Dies benötigt eine entsprechende Auslegung der Maschine und die passende Regelstrategie, wie sie vorgängig beschrieben ist.

Betriebserfahrungen

Inbetriebnahme

Die ECU konnte wie geplant in Betrieb genommen und anschliessend einige technische Probleme hinsichtlich Schmierung, Regelstrategie, Dynamik und Vibrationen gelöst werden.

Die ersten Betriebsstunden der Anlage haben gezeigt, dass die ECU die Drosselventile in ihrer Funktion komplett ersetzen kann und dass in gewissen Betriebszuständen eine Druckerhöhung am Verdichterteil erzeugt wird.

Vibrationen

Der Betrieb der ECU führt zu merklich mehr Vibrationen der Verbundanlage verglichen mit einem reinen Drosselbetrieb. Der Rahmen der Verbundanlage, die Kälteleitungen und die Gaskühler schwingten periodisch mit der Frequenz der ECU, was bestätigte, dass die Schwingungen von der ECU stammen. Die beteiligten Personen und ein Schwingungsexperte waren sich einig, dass die Ursache der Schwingung in Druckpulsationen liegt und nicht in der Schwingung der ECU selbst. Diese Vermutung wird dadurch verstärkt, dass die oszillierenden Kolbenteile in der ECU ein Gewicht von lediglich 150 Gramm aufweisen und somit nicht die Hauptquelle von Schwingungen sein können. Die Schwingungen konnten anschliessend durch Integration von Pulsationsdämpfern und zusätzliche Befestigung von Kälteleitungen auf ein akzeptables Niveau reduziert werden.

Erste Betriebserfahrungen haben zudem bestätigt, dass die ECU keine merklichen Schallemissionen erzeugt und durch den Lärm der Verdichter übertönt wird.

Messdaten

Die Feldanlage ist mit Drucksensoren und Temperaturfühlern ausgerüstet, die eine Kontrolle der Funktionen und eine Analyse von verschiedenen Betriebspunkten erlauben. Damit wäre es in zukünftigen Arbeiten möglich, die eingesparte Energie genau zu ermitteln.

Bild 7 zeigt beispielhaft den Kälteprozess eines gemessenen Betriebspunktes im Juli 2010, dargestellt im Druck-Enthalpie-Diagramm. Die Messwerte sind dabei gemittelt und die Aussentemperatur betrug +28 °C.

Aus dem Prozess in Bild 7 ist ersichtlich, dass die Druckerhöhung in diesem Betriebspunkt knapp 6 bar betrug und damit die Hauptverdichter um diesen Betrag entlastet wurden. Allerdings konnte eine Druckerhöhung noch nicht in allen Betriebszuständen festgestellt werden und erfordert weitere Analyse.

Aus Bild 7 ist ebenfalls ersichtlich, dass die Endtemperatur nach der ersten Verdichtung durch den Betrieb mit der ECU abnimmt. Die Expansions von Flashgas anstelle einer Drosselung führt dazu, dass die Enthalpie am Eintritt in den internen Wärmeübertrager reduziert wird. Die resultierende Abnahme der Sauggastemperatur konnte beobachtet werden. Für die in Bild 7 dargestellte Entspannung wurde der isentrope Wirkungsgrad allerdings nur angenommen. Eine minimale Sauggasüberhitzung muss dabei immer aufrecht erhalten bleiben, um einen sicheren Betrieb der Verdichter zu ermöglichen. Der Verbundregelung überwacht diese Sauggasüberhitzung.

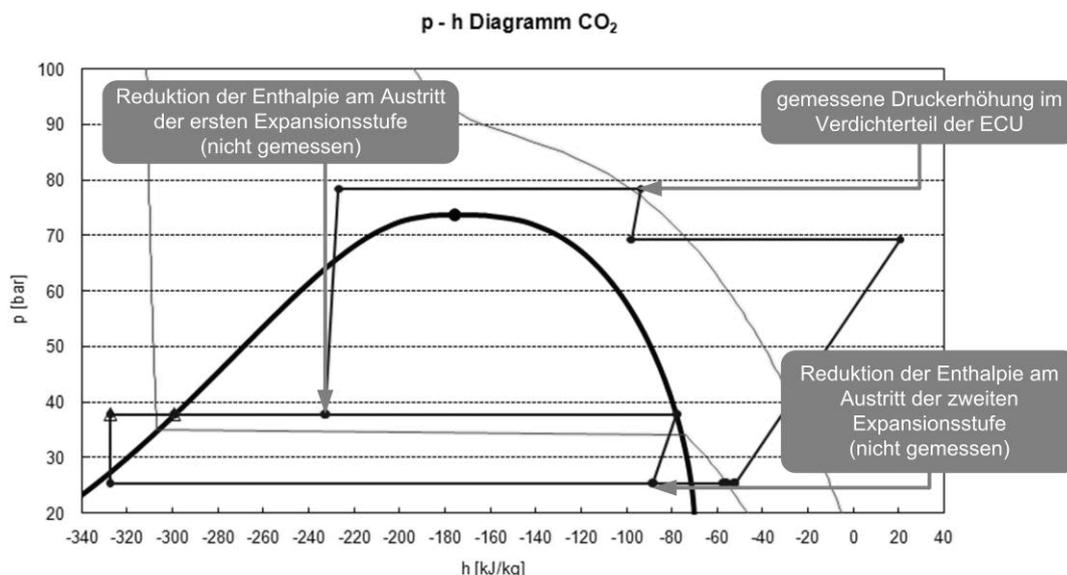


Bild 7: Messdaten eingetragen in einem Druck-Enthalpie-Diagramm für CO₂ [3]

Erste Betriebserfahrungen bestätigten auch die Wichtigkeit einer zuverlässigen Hochdruckregelung weil ein zu niedriger Hochdruck dazu führt, dass das Kältemittel sich nicht vollständig verflüssigen kann. Dies wiederum führt zu einem überhöhten Flashgasanteil und zu einer zu tiefen Sauggastemperatur. Wichtig ist daher eine stabile Hochdruckregelung und ein korrekt dimensionierter innerer Wärmeübertrager.

Die Anlage ist bereit für weitere Analysen von Betriebspunkten sowie die Erfassung und Auswertung von Messwerten im Betrieb mit oder ohne ECU. Dabei wäre von besonderem Interesse, die eingesparten Energie in Abhängigkeit der Wärmesenktemperatur und unterschiedlichen Lastbedingungen zu ermitteln.

Zusammenfassung

Die ECU ist ausgelegt, konstruiert, gefertigt, zusammengebaut und erfolgreich in eine CO₂-Kältesystem eingebaut worden. Erste Betriebserfahrungen zeigten eine Reduktion der Druckdifferenz und der Heissgastemperatur der Hauptverdichter in einigen Betriebspunkten. Nach der Inbetriebnahme konnten einige technische Probleme hinsichtlich Schmierung, Regelstrategie, Dynamik und Vibrationen gelöst werden.

Die entwickelte Regelstrategie ist erfolgreich in die Standard-Regelung integriert. Die Arbeit hat gezeigt, welche zusätzlichen Komponenten für die Integration einer ECU nötig sind. Es wurde ebenfalls gezeigt, dass sich die Massenströme zur ECU und direkt auf Hochdruck mit der entwickelten Regelstrategie beeinflussen lassen.

Es bestätigte sich zudem die Herausforderung, die ECU in verschiedenen Betriebspunkte zuverlässig zu betreiben. Den Hochdruck mit Hilfe der ECU anstelle des Drosselventils zu regeln ist grundsätzlich möglich und erfordert nur eine geringfügige Anpassung am Standardregler.

Der weitere Betrieb der Anlage wird die Kontrolle der Ölrückführung und die Optimierung der Regelparameter ermöglichen. Zudem wäre es nötig, die effektive Druckerhöhung am Verdichterteil zu untersuchen und ein detaillierter Vergleich von Betriebspunkten mit und ohne ECU zu erstellen.

Quellen

- [1] J. Riha: Einbindung einer Expansionsmaschine in CO₂ Supermarkt-Kälteanlagen, DKV-Tagung Würzburg, 2005.
- [2] J. Nickl: Entwicklung einer Expander-Kompressor-Einheit zur Realisierung eines transkritischen Linksprozesses mit dem Arbeitsstoff Kohlendioxid, DKV-Forschungsbericht Nr. 75, 2007.
- [3] M. Wenzel, U. Hesse, J. Nickl: CO₂-Expander-Kompressor-Einheit, DKV-Tagung Magdeburg, 2010.
- [4] M. Wenzel, J. Nickl: CO₂-Expander-Kompressoreinheit: Weiterentwicklung, Einbindung in Kälteanlagen und Regelung, DKV-Tagung Berlin, 2009.
- [5] J. Nickl, G. Will, H. Quack, W. Kraus: Integration of a three-stage expander into a CO₂ refrigeration system, International Journal of Refrigeration, 2005, 28, 1219-1224.

Abkürzungsverzeichnis

Die im Bereich Wärmepumpe meist gebrauchten Abkürzungen sind nachfolgend alphabetisch aufgelistet

AZ	Arbeitszahl (COP über eine bestimmte Messdauer)
BFE	Bundesamt für Energie
BWW	Brauchwarmwasser (gleich wie WW)
COP	Coefficient of performance
eff.	effektiv
EFH	Einfamilienhaus
El. oder el.	Elektrisch
FAWA	Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen
FWS	Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz
HPP	Heat Pump Program (IEA-Wärmepumpenprogramm)
Hzg.	Heizung
IEA	Internationale Energie-Agentur
JAZ	Jahresarbeitszahl (AZ über ein Jahr oder eine Heizperiode gemessen)
L/W	Luft/Wasser
LZ	Leistungsziffer, siehe AZ
Min.	Minimum
Max.	Maximum
RL	Rücklauf
S/W	Sole/Wasser
SP	Technischer Speicher
Temp.	Temperatur
th	thermisch
VL	Vorlauf
WA	Wärmeabgabe (meist Radiatoren oder Fussbodenheizung)
WP	Wärmepumpe
WPZ	Wärmepumpentest- und Ausbildungszentrum
WW	Warmwasser (gleich wie BWW)
W/W	Wasser/Wasser

Nützliche Adressen

Leiter BFE-Forschungsbereich Wärmepumpen, WKK, Kälte

Andreas Eckmanns
Postfach
CH-3003 Bern
Tel. 031 322 54 61
andreas.eckmanns@bfe.admin.ch

Leiter BFE-Marktbereich Wärmepumpen, WKK, Kälte

Dr. Richard Phillips
Postfach
CH-3003 Bern
Tel. 031 322 47 56
richard.phillips@bfe.admin.ch

www.bfe.admin.ch oder www.energie-schweiz.ch: Alles über das Bundesamt für Energie und EnergieSchweiz (Informationen über Wärmepumpen-Forschung unter www.bfe.admin.ch/forschungwkk/index.html?lang=de)

Programmleitung Forschung und Entwicklung

Prof. Dr. Thomas Kopp
Fachhochschule Rapperswil HSR
Oberseestrasse 10
CH-8640 Rapperswil
Tel. 055 222 49 23
tkopp@hsr.ch

Fachvereinigung Wärmepumpen Schweiz FWS

Stephan Peterhans, Geschäftsführer, stephan.peterhans@fws.ch

Franz Beyeler, Leiter Informationsstelle, franz.beyeler@fws.ch

- Informationsstelle Wärmepumpen, Steinerstrasse 37, CH-3006 Bern, info@fws.ch
- Centre d'information pour les pompes à chaleur, Rue Saint-Roch 36, 1400 Yverdon-les Bains, info@pac.ch
- Centro d'informazione per le pompe di calore, Trevano, Casella postale 105, CH-6952 Canobbio, milton.generelli@supsi.ch

Internet: www.fws.ch, www.pac.ch, www.gsp-si.ch

Wärmepumpen-Testzentrum WPZ

Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs NTB

Werdenbergstrasse 4

9471 Buchs SG

Tel. 081 755 33 50

wpz@ntb.ch

www.wpz.ch



ihr partner für

1to1 energy

Wärmepumpen nutzen die Wärme der Umwelt

BKW [Ⓢ]

Bisher wurden in der Schweiz rund 80 % aller Heizungen mit fossilen Energieträgern betrieben. Diese verursachen fast die Hälfte der gesamten CO₂-Emissionen und erhitzen das Klima. Wärmepumpen hingegen heizen klimafreundlich mit dem Kreislauf der Natur. Dafür und für mehr Energieeffizienz setzen wir uns ein.

Mehr zum Thema Energieeffizienz unter www.bkw-fmb.ch/energieeffizienz