

Beiträge zur Berechnung solarthermischer und exergieeffizienter Energiesysteme

Von der Fakultät Maschinenwesen
der Technischen Universität Dresden

zur

Erlangung des akademischen Grades
Doktoringenieur (Dr.- Ing.)

angenommene

Dissertation

Dipl.- Ing. Andreas Gassel

geb. am 12. April 1967 in Stendal

Tag der Einreichung: 5. Dezember 1996

Tag der Verteidigung: 19. Juni 1997

Vorsitzender der Prüfungskommission:

Prof. Dr.-Ing. habil. G. Sörgel

Gutachter:

Prof. Dr.- Ing. habil. A. Dittmann

Prof. Dr.- Ing. habil. B. Reetz

Priv.-doz. Dr.- rer. nat. U. Rindelhardt

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als Promotionsstudent am Institut für Thermodynamik und Technische Gebäudeausrüstung der Technischen Universität Dresden.

Mein besonderer Dank gilt Frau Prof. Dr.- Ing. habil B. Reetz für die Anregung und Unterstützung der Arbeit und Herrn Prof. Dr.- Ing. habil. A. Dittmann für die stetige Betreuung und Förderung.

Darüber hinaus danke ich für die finanzielle Absicherung der Kommission zur Vergabe von Promotionsstipendien und der Hans-Sauer-Stiftung sowie für die Finanzierung der Meßtechnik in Oederan der Stadtbau- und Wohnungsverwaltungsgesellschaft Oederan, der Firma AIC in Chemnitz und der Firma Johnson-Controls in Dresden.

Weiterhin danke ich Herrn Priv.- Doz. Dr.- rer. nat. habil U. Rindelhardt und Frau Dr. rer. nat. D. Brünig vom Forschungszentrum Rossendorf, Frau Dr.- Ing. K. Rühling und Herrn Dipl.- Ing. D. Reichel von der TU Dresden, Herrn Dr.- Ing. Kallweit, sowie meinem Bruder, Dr.- Ing. N. Gassel, für wertvolle Anregungen und klärende Gespräche.

Ebenfalls danke ich den Studenten, die ich während meines Promotionsstudiums betreuen durfte. Mein Dank gilt besonders Herrn Th. Weber, Herrn Th. Doltze, Herrn J. Schlundt und Frau S. Nowak.

Dresden, im Juli 1997

Andreas Gassel

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung	1
1.1. Problemstellung	1
1.2. Stand der Wissenschaft	3
1.3. Vorgehensweise	5
2. Grundlagen	6
2.1. Meteorologische Bedingungen	6
2.1.1. Grundgrößen	6
2.1.2. Klimazonen	6
2.1.3. Lang- und mittelfristige Klimaentwicklung	9
2.1.4. Datenbereitstellung	10
2.1.5. Die Eigenschaften der verwendeten Wetterdateien	11
2.2. Strahlungsberechnung	15
2.2.1. Die extraterrestrische Strahlung	15
2.2.2. Trübungshypothese	17
2.2.3. Direkte und diffuse Strahlung	19
2.2.4. Strahlung auf geneigte Flächen	21
2.2.5. Strahlungsrückrechnung	22
2.2.6. Isoheliendiagramm	26
2.3. Das Simulationsprogramm TRNSYS	27
2.3.1. Prinzip	27
2.3.2. Das TRNSYS-Deck	28
2.3.3. Konvergenz und Genauigkeit	31
2.3.4. Die Modellierung des Gebäudes	32
2.3.5. Der TRNSYS-Variator	34
2.4. Berechnung des Jahresheizwärmeverbrauchs	36
2.4.1. Normgebäudewärmebedarf	36
2.4.2. Jahresheizwärmebedarf	37
2.4.3. Untersuchung eines Einfamilienhauses	38
2.4.4. Untersuchung eines Mehrfamilienhauses	39
2.4.5. Kapitelzusammenfassung	43
2.5. Warmwasserbedarf	44
2.5.1. Bedarfsgrößen	44
2.5.2. Bedarfsgänge	45
2.6. Klimatisierungsbedarf	47
2.6.1. Bedarfsträger	47
2.6.2. Berechnungsmethoden	47
2.6.3. Kühltyp	49

2.7. Energieverteilung mittels Fernwärme	51
2.7.1. Vor- und Nachteile	51
2.7.2. Technische Varianten	51
2.7.3. Energetische und wirtschaftliche Kriterien	53
2.7.4. Das Fernwärmenetz Oederan	55
2.8. Kostenrechnung	57
3. Versorgungsvarianten	59
3.1. Exergieeffiziente Erzeuger	59
3.1.1. Exergetische Begründung	59
3.1.2. Kraft-Wärme-Kopplung	61
3.1.3. Berechnung von Wärmepumpenanlagen	65
3.1.4. Der TRNSYS-Tagesgangliniensortierer	67
3.2. Solaranlagen zur Gebäudeheizung	70
3.2.1. Varianten	70
3.2.2. Kollektorarten	71
3.2.3. Wärmepeicherung	75
3.2.4. Ausgeführte Anlagen	77
3.2.5. Optimierung einer Beispielanlage	80
3.3. Solare Klimatisierung	91
3.3.1. Varianten	91
3.3.2. Simulation mit TRNSYS	93
3.3.3. Betriebsverhalten anhand eines Beispiels	95
3.3.4. Überschlägige Kostenermittlung	96
3.3.5. Vorstellung einiger Beispielanlagen	100
3.3.6. Zusammenfassung	101
4. Die solare Warmwasserbereitung mit Berücksichtigung von Messungen	101
4.1. Schaltungsvarianten	101
4.2. Meßtechnische Überwachung der Solaranlagen in Oederan	103
4.2.1. Anlagenbeschreibung	103
4.2.2. Energiebilanzen im ersten Meßjahr	106
4.2.3. Energiebilanzen im zweiten Meßjahr	111
4.2.4. Temperaturverhältnisse	112
4.2.5. Eigenschaften der Wärmeübertrager	114
4.2.6. Hydraulisches Verhalten	115
4.2.7. Kosten	118
4.2.8. Simulation und Optimierung	119
4.2.9. Bewertung	123
4.3. Auslegung solarer Warmwasserbereitungsanlagen	125
4.3.1. Anlagengröße	125
4.3.2. Einfluß der Kollektorausrichtung	126
4.3.3. Parametervariation	128
4.3.4. Der Einfluß des Volumenstroms im Kollektor	129

5. Vergleich der Einsparmaßnahmen	132
5.1 Vorgehensweise	132
5.2 Einzelvergleich für einen Wohnblock	132
5.3 Einzelvergleich für eine Siedlung	134
5.4 Kombination von Kraft-Wärme-Kopplung und Maßnahmen zur Verringerung des Wärmebedarfs	136
5.5 Kombination von Kraft-Wärme-Kopplung und Solarenergie	138
5.6 Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung	140
6. Zusammenfassung	142

Formelverzeichnis

A	Fläche
A_i	Anisotropieindex
a	Annuität
b	Einstrahlungswinkelkoeffizient
c	Geschwindigkeit
E	Exergie
e	Energiepreissteigerung
H	geodätische Höhe
h	wahre Sonnenhöhe
$\hat{h}$	scheinbare Sonnenhöhe
i,j,k,n	Laufvariablen
I	flächenspezifische Einstrahlung, Investition
K	jahresbezogene Kosten
k	Wärmedurchgangskoeffizient, Wärmeverlustkoeffizient
m	Masse
n	Lebensdauer, Tageszahl, Heizkörperexponent
p	Zinssatz
Q	Mächtigkeitskoeffizient einer durchstrahlten Luftmasse
Q	Wärme
q	Zinsfuß
R	Wärmewiderstand
r	Relaxationskoeffizient
S	Solarkonstante
SZK	Sommerzeitkorrektur
T	Trübungsfaktor
t	Temperatur
U	Wärmeleitkoeffizient
V	Volumen
z	Summand Sonnentagslänge
α	Wärmeübergangskoeffizient
β	Neigung gegenüber der Horizontalen
γ_s	Abweichung von der Südausrichtung
γ	Azimut

δ	Dicke einer Schicht, Deklination
ε	Effektivität eines Wärmeübertragers, Leistungszahl eines Wärmepumpenprozesses
η	Wirkungsgrad, Nutzungsgrad
φ	geographische Breite
λ	Wärmeleitfähigkeit
ρ	Albedo
θ	Einstrahlungswinkel auf eine geneigte Fläche
σ	Stromkennzahl
τ	wahre Ortszeit
$\bar{\tau}$	Zonenzeit
ω	Stundenwinkel
ψ	ekliptische Länge
ϑ	Temperaturdifferenz

Indizes:

a, U	Umgebung
ab	Abgabe
b	direkt
cool	kalt
d	diffus
ex	extraterrestrisch
FW	Fernwärme
g	reflektiert
gen	Generator (Austreiber)
glob	global
h	heiz
k	kühl
i,j,k,n	Laufvariablen
i	Raum
k, koll	Kollektor
m	mittel
o, opt	optisch
PSP	Pufferspeicher
r	Rücklauf
sp	Speicher
T	definierte Fläche (Einstrahlung)
th	thermisch
v	Vorlauf
ww	Warmwasser
z	Zirkulation

Abürzungen:

EFH	Einfamilienhaus	WOZ	wahre Ortszeit
ZFH	Zweifamilienhaus	ZZ	Zonenzeit
MFH	Mehrfamilienhaus	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung

1. Einführung

1.1. Problemstellung

Die Zukunft der Menschheit wird durch eine Reihe globaler Probleme gefährdet:

- Bevölkerungswachstum
- Bodenverschlechterung und Wüstenausbreitung
- Umweltverschmutzung mit den Hauptfeldern:
 - Treibhauseffekt
 - Ozonloch und Ozonausdünnung
 - Waldsterben
 - Wasserverschmutzung, Eutrophierung und Nitratbelastung
 - Haus- und Sondermüll
 - Schwermetallanreicherung
 - Allergene
- Ressourcenerschöpfung

Die Energiewirtschaft ist an der Verursachung der meisten Probleme wesentlich beteiligt, besonders aber am Treibhauseffekt. Daher sind die Lösungsmöglichkeiten verstärkt in diesem Themenbereich zu suchen. Die Bundesregierung hat 1990 beschlossen, die energiebedingten CO₂-Emissionen bis 2005 um 25 % zu senken. Um die weltweite Temperaturzunahme aufzuhalten, die bereits heute durch die Zunahme von Naturkatastrophen große wirtschaftliche Schäden hervorruft, ist jedoch eine Verringerung um 50 % notwendig /1/. Angesichts der steigenden Erdbevölkerung und zunehmender Industrialisierung vieler Entwicklungsländer ist dies eine besonders schwere Aufgabe.

Neben der Energieeinsparung, dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der Zunahme des Erdgaseinsatzes, deren Potentiale begrenzt sind, wird dies nur durch den Einsatz nichtfossiler Energieträger möglich sein. Dabei muß auch unterschieden werden, in welchem Maße die Endenergiearten Strom (BRD 1992: 467,2 Mrd. kWh/a /2/) und Wärme (BRD 1992: 1272,3 Mrd. kWh/a /2/) bereitstellbar sind.

Aus Tabelle 1 geht hervor, daß nur Sonnen- und Kernenergie in der Lage sind, einen großen Anteil am Energieverbrauch abzudecken. Die Kernenergie wird in Deutschland und einigen anderen bedeutenden Industriestaaten momentan gesellschaftlich nicht akzeptiert. Risiken und Entsorgungsprobleme sprechen gegen einen weiteren Ausbau. Aus Kernenergie wird gegenwärtig fast nur Strom erzeugt, da schlechte Stromkennzahlen aufgrund sicherheits- und kostenbedingt niedriger Dampfparameter und große Entfernungen zu den Abnehmern die Wärmeauskopplung behindern.

Tabelle 1: Nichtfossile Energieträger

Quelle	technisches Potential		Endenergie	Einschränkungen
	weltweit	BRD		
Wasserkraft	bis zu 10 %	2 %	Strom	Landschaftszerstörung
Wind	bis zu	10 %	Strom	Lärm, Vogelschutz, Ästhetik
Erdwärme	wenige	%	Wärme, Strom	Risiko geologischer Veränderungen
Gezeiten	wenige %	0	Strom	Landschaftszerstörung
Sonne	einige 10 %	einige %	Wärme, Strom	Kosten, Flächenbedarf
Kernenergie	einige	10 %	Strom, Wärme	Betriebsrisiko, Entsorgung
Biomasse	bis zu 10 %	einige %	Wärme, Strom	Bodenzerstörung durch Monokultur

Das theoretische Potential der Sonnenenergie ist gewaltig. Den Rand der Atmosphäre treffen jährlich $1,51 \cdot 10^{18}$ kWh. Der Primärenergieverbrauch der Welt lag 1989 bei $9,76 \cdot 10^{13}$ kWh. Es strahlt also 160000 mal so viel ein, wie verbraucht wird.

Die Strahlung unterliegt einer beträchtlichen Schwächung in der Atmosphäre, was vor allem die gemäßigte Klimazone betrifft, in der der Energiebedarf relativ groß ist. In besonderem Maße wird hierbei die gut nutzbare direkte Sonnenstrahlung verringert. Weiterhin liegt das Strahlungsmaximum im Sommer, während der Energiebedarf, speziell für Raumheizung, im Winter besonders hoch ist. Die Nutzung der Solarenergie ist nicht nur ein Umwandlungsproblem, sondern auch ein Speicherungs- und Transportproblem. Außerdem sind in den Industrieländern nur begrenzt Flächen verfügbar, in Deutschland fast nur die Dachflächen der Gebäude, wobei diese für die Deckung des Energiebedarfs wahrscheinlich ausreichen

Der Nutzung von Solarenergie stehen gegenwärtig vor allem die großen Kosten entgegen, die zur Unwirtschaftlichkeit im Vergleich zu den momentan relativ preiswerten fossilen Energieträgern führen. Daß deren Einsatz eingeschränkt werden muß, steht jedoch außer Frage. Es bleibt zu untersuchen, wie diese Reduktion in Abhängigkeit vom Zielwert und der zur Verfügung stehenden materiellen Mittel durch einen Einsatz der drei Möglichkeiten Energieeinsparung, Kraft-Wärme-Kopplung und Solarenergieeinsatz bzw. entsprechender Kombinationen erfolgen soll.

Schwerpunkt dieser Untersuchung ist die Energieversorgung von Mehrfamilienhaussiedlungen mit Nahwärmenetzen. Flankierend wird ein Überblick über Einfamilienhäuser niedrigen Wärmebedarfs und die solare Klimatisierung von Büro- und Gewerbeobjekten gegeben.

Eine Einordnung der genannten energiewirtschaftlichen Maßnahmen in die gesamte Energiestruktur Deutschlands ist zu komplex und muß späteren Untersuchungen vorbehalten bleiben.

Die Untersuchung des Solarenergieeinsatzes wird auf Warmwasserbereitung, Heizung mit saisonaler Speicherung und Klimatisierung beschränkt. Photovoltaikanlagen werden aufgrund extrem hoher Kosten und einer schlechten Ökobilanz und solarthermische Kraftwerke aufgrund fehlender Einsatzmöglichkeiten in Deutschland nicht betrachtet.

Solare Schwimmbad-Wassererwärmung hingegen ist bereits als Stand der Technik anzusehen, besitzt den geringsten Forschungsbedarf aller Möglichkeiten der Solarenergienutzung und hat nur einen geringen Anteil am Gesamtwärmebedarf. Auch auf deren Untersuchung wird daher verzichtet

1.2. Stand der Wissenschaft

Die drei besonders aussichtsreichen Möglichkeiten zur Verringerung des Primärenergieverbrauchs Energieeinsparung, Kraft-Wärme-Kopplung, und Solarenergienutzung sind zwar in unterschiedlichem Maße, aber doch insgesamt relativ intensiv erforscht worden. Die Aufgabe des Autors konnte daher nicht in dem Aufbau neuer Gedankengebäude, sondern nur in der Bewertung, Erweiterung und Verbesserung des Bestehenden liegen. Daher stellt diese Arbeit eine Summe von Einzelerkenntnissen mit dem Ziel einer Zusammenfassung zum System dar.

Die meiste Literatur liegt auf dem Gebiet der **Heizwärmeeinsparung** vor. Besonders sind hierbei die Werke von Feist /3/, Stubenitzky /4/ und Humm /5/ zu erwähnen. Weiterhin liegt in Form der DIN 4701 "Berechnung des Wärmebedarfs von Wohngebäuden", der VDI 2067 Teil 2 "Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen Teil 2 - Raumheizung" und der 3. Wärmeschutzverordnung ein umfassendes Normenwerk vor. Es sind jedoch nicht immer hinreichend fundierte Angaben zur Verringerung des Jahresheizwärmebedarfs durch einzelne Einsparmaßnahmen enthalten. Es wurde daher eine Nachrechnung mit dem Simulationsprogramm TRNSYS vorgenommen, mit konkreten Meßwerten abgeglichen und die Ergebnisse mit anderen Berechnungsalgorithmen verglichen.

Ebenfalls sehr umfangreich ist die Literatur zur **Kraft-Wärme-Kopplung**, zum Beispiel das Handbuch der Energiespartechiken /6/ und die Praxis Kraft-Wärme-Kopplung /7/. Probleme bereitet gegenwärtig die Umsetzung der entsprechenden Planungsrichtlinie des VDI (VDI 2067 - Teil 7) in die Praxis. Die Anwendung des vorgesehenen Tagesganglinienverfahrens scheitert am Fehlen statistisch gesicherter Linien des Wärmebedarfs. In der vorgelegten Arbeit wird das Simulationsprogramm TRNSYS mit einem Unterprogramm für die Tagesganglinienerstellung erweitert und die Zweckmäßigkeit von strahlungs- und temperaturdominierter Tageseinteilung untersucht.

Über **Wärmepumpentechnik** existiert umfassende technische Literatur /8/, während Auslegung und Ertragsprognose nur in sehr vereinfachter Art und Weise dargestellt und beschrieben werden. Die entsprechende Richtlinie des VDI (VDI 2067 - Teil 6) basiert nur auf einem Jahresganglinienverfahren.

Im Bereich der **solaren Warmwasserbereitung** liegt vor allem praktische Literatur vor. Besonders hervorgehoben seien Ladener /9/, Wagner /10/ und Weiss /11/. Wissenschaftliche Werke behandeln zumeist sehr spezielle Themen, wie Lazarov /12/ neuartige selektive Schichten oder Spirkel /13/ die mathematische Umsetzung von Meßwerten in Parameter. Kosten und energetische Eigenschaften von Kleinanlagen werden in Marktübersichten /14/ und Veröffentlichungen der Stiftung Warentest /15/ dargestellt. Über Auslegung und Messungen an Großanlagen existieren nur Veröffentlichungen in Tagungsbänden /16/, aber keine umfassenden Berichte.

Projekte der **solaren Beheizung von Einfamilienhäusern** werden in hinreichender Weise in deutscher /17/; /4/ und schweizerischer /18/ Literatur beschrieben: Untersucht werden vor allem die regionale Einordnung, Kosten und energetische Erträge. Betrachtungen zum Betriebsverhalten und zur optimalen Auslegung sind bei Streicher /19/ zu finden.

In Schweden gibt es eine Reihe **solarer Heizungsanlagen mit saisonaler Speicherung in Nahwärmenetzen**, die sehr gut von Dalenbäck /20/ beschrieben und umfassend untersucht wurden. Deutsche Arbeiten befassen sich nur mit Konzeptionen, da noch keine Anlagen errichtet wurden. Fisch et al. /21/ untersuchten mehrere Standorte in Deutschland auf ihre Eignung und betrachteten zwei Standorte hinsichtlich Kosten und Erträgen. Angaben zur optimalen Auslegung und Parametervariationen erfolgten nur in eingeschränktem Maß, zum Betriebsverhalten überhaupt nicht. Jahn /22/ untersuchte einen Standort in Bremen. Auch hier wurde der Schwerpunkt auf Speicherkonzepte, Kosten und Erträge gelegt.

Umfassende Veröffentlichungen über Erfahrungen mit **größeren solaren Klimatisierungsanlagen** liegen nicht vor. Von Arnold /23/ wird eine Anlage mit Absorptionskältemaschine von 7 kW Kälteleistung beschrieben. Der Autor konzentriert sich sehr stark auf das photovoltaisch versorgte Pumpsystem des Kollektorkreises. Andere Arbeiten behandeln Weiterentwicklungen von Absorptionssystemen /24/ und /25/ oder direkt in die Luftbehandlung geschaltete Adsorptionssysteme /26/.

Es fehlen Untersuchungen an real eingesetzten, solar beheizten Sorptionskaltwassersätzen in Klimaanlageanlagen. Dies ist insofern verständlich, da es auch nur sehr wenige derartige Systeme gibt. Es bestand Bedarf, Betrachtungen zu Auslegung, Erträgen und Kosten durchzuführen. Als Hilfsmittel mußte auch hier die Computersimulation eingesetzt werden.

Das für alle solaren Energiesysteme relevante Problem der **Strahlungsumrechnung** wird in vielen Veröffentlichungen und der Mehrzahl der Lehrbücher der TGA angeschnitten. Umfassend behandelt wird zumeist nur die exakt durchführbare Berechnung direkter Strahlung. Das Problem des Diffusanteils und dessen Verteilung wird nicht oder nur mit unzulässig vereinfachten Ansätzen beschrieben. Eine relativ gute Darstellung liefern Reindl /27/, Perez /28/ sowie Hay und Davis /29/. Es bestand die Notwendigkeit, Untersuchungen für deutsche Klimaverhältnisse nachzuvollziehen und die angebotenen Alternativen gegeneinander abzuwägen.

In der Literatur konnten keinerlei Betrachtungen zum Problem der Rückwärtsrechnung, also der Umrechnung von geneigten Flächen auf die Horizontale, aufgefunden werden. Auch zu diesem in der meßtechnischen Praxis relevantem Problem bestand Forschungsbedarf.

Alle vorliegenden Literaturstellen behandeln ausschließlich Einzelbereiche. Je nach Ergebnissen, aber auch nach umweltpolitischen Standpunkt wurde entweder in der Energieeinsparung, der Kraft-Wärme-Kopplung, oder der Solarenergienutzung die ultimative Lösung gesehen. Es wurde daher notwendig, einen **Vergleich der einzelnen Optionen** vorzunehmen. Besonders die Konkurrenz von Solarenergie und KWK birgt ein höchst interessantes Spannungsfeld. Hierbei ist es wichtig, nicht nur die Wärme-, sondern auch die Stromversorgung zu berücksichtigen.

1.3. Vorgehensweise

Die Untersuchungen unterteilten sich in vier Hauptbereiche, die sich auch in der Gliederung der Arbeit widerspiegeln. Im Kapitel "Grundlagen" werden die meteorologischen Bedingungen und die Verbraucher definiert, sowie die Energieverteilung erklärt und eine Einführung in TRNSYS gegeben. Im Kapitel "Versorgungsvarianten" werden progressive Energieerzeuger, zum einen mit hoher Exergienutzung, zum anderen mit Solarenergie, vorgestellt. Das Kapitel "Solare Warmwasserbereitung" widmet sich dann speziell den durch Messungen erzielten Ergebnissen.

Im letzten Kapitel wird versucht, ein Optimum der vorgestellten Versorgungsmöglichkeiten zu bestimmen. Insbesondere war es Zielstellung, Entscheidungskriterien und -empfehlungen für den effektiven Einsatz von für die Energieeinsparung aufzuwendenden Finanzen zu erarbeiten.

Neben Literaturstudium und statistischen Auswertungen basiert die Arbeit auf zwei wesentlichen Arbeitsmethoden. Dies sind zum einen Messungen an den Solaranlagen in Oederan mit $7 \times 100 \text{ m}^2$ Kollektorfläche. Es handelt es sich um den größten Solarkomplex in Sachsen und den Drittgrößten Deutschlands. Die Anlagen dienen der Warmwasserbereitung in Wohnblöcken des industriellen Wohnungsbaus der ehemaligen DDR. Es konnten wesentliche Erkenntnisse über das Betriebsverhalten gewonnen werden. Die Anlagen wurden zum Zweck der Parameteridentifikation simuliert und Variationen mit dem Ziel der Ermittlung einer optimalen Auslegung durchgeführt. Dem gleichen Untersuchungsalgorithmus, jedoch in eingeschränkter Intensität, wurden auch die Relationen des Heizwärmebedarfs der Wohnblöcke unterworfen

Die zweite wichtige Arbeitsmethode war die dynamische Anlagen- und Gebäudesimulation mit dem Programm TRNSYS. Bereits Anfang der 70er-Jahre entwickelt, ist es erst seit der Marktdurchsetzung des PC mit 486er Prozessor vor wenigen Jahren auch außerhalb der Großrechenzentren nutzbar. Die komplizierte Bedienung verhindert jedoch noch eine weite Verbreitung. Das Programm wird laufend weiterentwickelt, so daß es in Zukunft eine immer breitere Anwendung finden wird.

Das Programm wurde für die Bestimmung des Heizwärmebedarfs von Wohngebäuden und die Untersuchung solarer Warmwasserbereitungssysteme genutzt. Vom Autor entsprechend weiterentwickelt, diente es daneben der Auslegung von Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, und der solaren Klimatisierung. Eine wesentliche Verbesserung konnte durch die Integration eines Programms zur automatischen Parametervariation erzielt werden.

2. Grundlagen

2.1. Meteorologische Bedingungen

2.1.1. Grundgrößen

Das Verhalten energetischer Verbraucher und zum Teil auch der Erzeuger ist stark von den meteorologischen Bedingungen abhängig.

Wichtigste Einflußgröße ist die **Temperatur**. Je niedriger diese im Winter, desto höher ist der Heizwärmebedarf. Entsprechend steigt im Sommer der Kühlungsbedarf. Beeinflußt werden die Verluste von Energieverteilungssystemen. Bei Erzeugern gibt es eine Reihe temperatursensibler Anlagen, vor allem Wärmepumpen, aber auch Solaranlagen, deren Effektivität mit sinkender Außentemperatur nachläßt.

Die **Strahlung** bewirkt im Winter eine Verringerung des Heizwärmebedarfs und im Sommer eine Erhöhung des Kühlungsbedarfs. Beide Effekte können durch die Gestaltung der Gebäude und der Nebeneinrichtungen variiert werden. Dominierend ist die Strahlung für die Wirksamkeit von Solaranlagen.

Windgeschwindigkeit und **Windrichtung** beeinflussten in der Vergangenheit stark den Lüftungswärmebedarf. Heute ist durch den Einbau dichter Fenster der Heizwärmeverbrauch weitestgehend von diesen Größen entkoppelt worden.

In bestimmten Gebäuden muß die Raumluft zeitweise befeuchtet werden, so daß sich ein Befeuchtungswärmebedarf einstellt, der von der **Außenluftfeuchte** abhängt. Sehr viel wichtiger ist die damit gekoppelte Größe Feuchtkugeltemperatur, die bei Einsatz von Naßkühltürmen direkt auf den Energieverbrauch von Kältemaschinen einwirkt.

2.1.2. Klimazonen

Bedingt durch die Kugelgestalt der Erde ergeben sich unterschiedliche Strahlungseinfälle und damit unterschiedliche Klimate. Weitere Einflußfaktoren sind die Land-Wasser-Verteilung, die Gebirgslage sowie Meeres- und Luftströmungen. Das Klima ist der wesentlichste Einflußfaktor für Nutzungssinn und -möglichkeit der Sonnenenergie. Im allgemeinen werden folgende Klimazonen unterschieden:

Äquatorialklima liegt nur in einem schmalen Bereich um den Äquator vor. Die wichtigsten Gebiete sind das Amazonasbecken, Zaire sowie Indonesien. Es ist ganzjährig warm und feucht. Soweit noch nicht zerstört, wird die Vegetation durch tropischen Regenwald geprägt. Die Sonnenenergie kann in eingeschränktem Maße für Kälte- und Warmwasserbereitung genutzt werden. Der Himmel ist relativ häufig bewölkt. Die betroffenen Gebiete sind dünn besiedelt und arm.

Im **tropischen Wechselklima** wechselt sich eine heiße Trockenzeit mit einer warmen Regenzeit ab. Reicht das tropische Wechselklima so wie in Nordindien über die Wendekreise hinaus, kann es auch einen relativ kühlen Abschnitt des Jahres geben. Die wichtigsten Gebiete sind neben Venezuela, Zentralbrasilien und Mittelafraka vor allem Indien und Hinterindien. Die Vegetation wird durch Savannen und Regenwald geprägt. Die Gebiete sind zum Teil sehr dicht besiedelt und intensiv landwirtschaftlich genutzt. Es werden hohe Erträge erzielt. Die Sonnenenergienutzung wird wie im Äquatorialklima durch häufige Bewölkung einge- schränkt.

Im **Passatklima** wechseln im Jahr warme und heiße Abschnitte einander ab, wobei es in den meisten Gebieten ganzjährig trocken ist. Dies trifft vor allem auf die Sahara, Namibia und den größten Teil Australiens zu. Einige Gebiete unterliegen feuchten Luftströmungen, die zu stark beregneten Küstenstreifen und mäßig trockenen Binnengebieten führt. Vor allem Südbrasilien und die australische Ostküste repräsentieren diesen Klimaunertyp. Die Vegetation tritt im Passatklima als Dornsavanne, Wüste oder Halbwüste auf.

Das Passatklima wird von sehr hohen Einstrahlungsintensitäten geprägt. Die Sonnenenergienutzung wird durch die zum Teil sehr geringe Besiedlungsdichte eingeschränkt. Des weiteren sind einzelne Länder dieser Klimazone sehr reich an fossilen Energieträgern, was die Sonnenenergienutzung dort als nicht sinnvoll erscheinen läßt. Die Passatklamazone ist in Zukunft für die Errichtung solarthermischer Kraftwerke prädestiniert.

In der **subtropischen Klimazone** wechseln sich heiße, trockene Sommer mit milden, niederschlagsreichen Wintern ab. Die wichtigsten Repräsentanten sind der Mittelmeerraum, die Südstaaten der USA und der Norden Argentinien. Südostchina gehört ebenfalls zu dieser Klimazone, allerdings ist es dort ganzjährig feucht. Im Gegensatz dazu sind einige ungünstig gelegene Gebiete auch sehr trocken, wie zum Beispiel der Süden Kalifornien oder die Zentraltürkei.

Die Bedingungen für die Sonnenenergienutzung sind zumeist sehr günstig. Zu dieser Zone gehören bereits einige sehr wohlhabende Länder. Vor allem in Israel und Südapan wird Sonnenenergie sehr intensiv genutzt. Verwendungszweck ist vor allem die Warmwasserbereitung. Ein großes Potential bietet die Klimatisierung. Im subtropischen Klima müssen als erste der bisher genannten Klimazonen auch Vorkehrungen für die Gebäudebeheizung getroffen werden. Die Installation von Fernheiznetzen mit saisonaler Sonnenenergiespeicherung erscheint aufgrund des geringen Jahresheizwärmebedarfs aber nicht sinnvoll.

Zur **gemäßigten Klimazone** gehören fast ausschließlich Industriestaaten mit zum Teil sehr hohem Wohlstand und Energieverbrauch. Zu dieser Zone gehört der größte Teil Nordamerikas, Europas und Nordasiens. Sie wird durch kühle Winter mit mittleren Niederschlagsmengen und warme Sommer mit etwas höheren Niederschlägen geprägt. Einige Gebiete sind sehr weit von den Weltmeeren entfernt, wodurch sich große jahreszeitliche Temperaturunterschiede und abnehmende Niederschlagsmengen ergeben. Man spricht vom Kontinentalklima. Dieses stellt sich in Nordamerika bereits in etwa 150 km Entfernung vom Atlantik ein, in Eurasien jedoch erst in etwa 1500 km Entfernung. Allerdings sind die Entfernungen größer, so daß zur gemäßigten Klimazone hier auch echte Wüstengebiete, wie in Mittelasien angehören.

Zusätzlich wird das Klima Europas sehr stark vom Golfstrom beeinflusst. Die Temperaturen sind deutlich höher als in Gebieten Amerikas gleicher geographischer Breite. So reicht die gemäßigte Klimazone in Skandinavien bis zum 70. Breitengrad, in Ostkanada jedoch nur bis 53 ° nördlicher Breite.

Die Bedingungen für die Sonnenenergienutzung sind relativ ungünstig. Die Gewährleistung der Frostfreiheit und die Absicherung eines hinreichenden Wirkungsgrades auch bei niedrigeren Temperaturen macht die Solaranlagen kompliziert und teuer. Zudem ist der Heizwärmebedarf besonders wesentlich, der aber aufgrund geringer Einstrahlungen im Winter nicht direkt abgedeckt werden kann. Vor allem im See- und Übergangsklima sind Schlechtwetterlagen im Winter derart häufig, daß zumindest im Dezember oft keine Solarenergie gewonnen werden kann. Die Bedingungen sind bei kontinentalerem Klima günstiger. Besonders augenfällig ist dies in Amerika, wo zum Aspekt geringerer Trübung und Bewölkung noch die insgesamt südlichere Lage der Klimazone hinzukommt. Trotzdem kann nur eine Zusatzheizung ermöglicht werden, oder es wird eine sehr aufwendige saisonale Speicherung vorgesehen. Der Einsatz zur Klimatisierung ist aufgrund des relativ geringen Bedarfs gegenwärtig kaum sinnvoll. Klassische Anwendungen sind die Warmwasserbereitung und die Schwimmbad-Wassererwärmung.

Aufgrund des insgesamt hohen spezifischen Energiebedarfs der betreffenden Länder und der beträchtlichen finanziellen Mittel ist in dieser Zone eine intensive Sonnenenergienutzung aber unverzichtbar und auch realisierbar.

An die gemäßigte Klimazone schließt sich das **Polarklima** an. Die betreffenden Gebiete sind sehr dünn besiedelt. Die Einstrahlungen sind schlecht. Die gesamte Zone kommt für die Sonnenenergie nicht in Betracht.

Eine Sonderstellung nimmt das **Hochgebietsklima** ein. Es handelt sich hierbei um Hochländer, die sich derart aus dem Umland herausheben, daß sich ein vollkommen anderes Klima einstellt. Es tritt nur im Bereich Himalaja-Tibet und in der Kordillere Amerikas auf. Der Klimaverlauf ähnelt dem Umland, aber auf deutlich niedrigerem Temperaturniveau. In einigen Gebieten ist es zudem sehr trocken. Sie stellen die strahlungsreichsten Orte der Erde dar. Die unwirtlichen Bedingungen und die geringe Besiedlung beschränken die Sonnenenergienutzung auf Sonderanwendungen.

In Tabelle 2 und Bild 1 wird die Einstrahlungssituation einiger Orte auf der Nordhalbkugel verdeutlicht. Würde es keine Atmosphäre geben, läge die Einstrahlung im relevanten Bereich zwischen Äquator und 60. Breitengrad zwischen 2000 und 3600 kWh/m²a, also ein Verhältnis von 1:1,8.

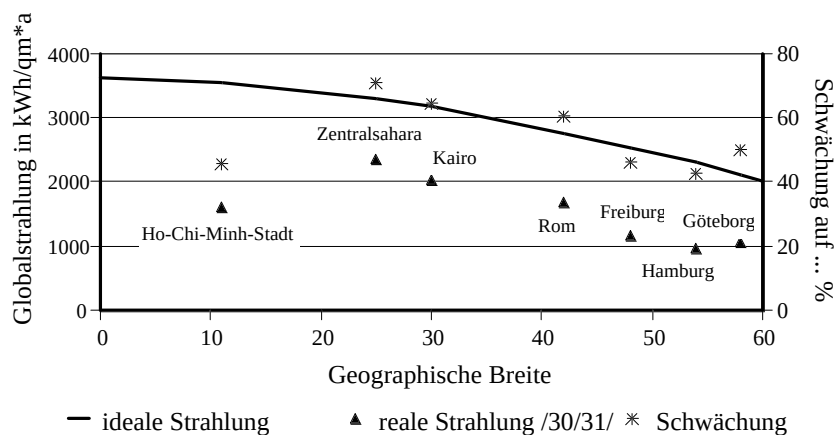


Bild 1: Abhängigkeit der Strahlung von Breite und Klima

Tabelle 2: Einstrahlung als Funktion von Breite und Klima

Ort	Breite	Klima	ideale Strahlung	reale Strahlg.	Schwächung auf
	° n. B.		kWh/m ² a		%
Göteborg	58	gemäßigte Klimazone	2.112	1.060	50,2
Hamburg	54		2.300	980	42,6
Freiburg	48		2.533	1.170	46,2
Rom	42	subtropisch	2.767	1.680	60,7
Kairo	30	Passat-klima	3.169	2.040	64,4
Zentralsahara	25		3.303	2.350	71,1
Ho-Chi-Minh-Stadt	11	tropisch	3.560	1.620	45,5
Äquator	0	äquatorial	3.629		

Die Atmosphäre führt zu einer Schwächung der Strahlung, die sehr stark von den speziellen Bedingungen der Klimazone abhängt. Die Strahlung wird auf 72 bis 43 % des Idealwertes vermindert. Hohe Schwächungen treten im tropischen und im gemäßigten Klima auf. Die Situation ist in den Subtropen günstiger und am besten im Passatklima. Die reale Strahlung liegt zwischen 980 und 2350 kWh/m²a, womit ein Verhältnis von 2,4 vorliegt.

Innerhalb Deutschlands und seiner Nachbarländer ist die Situation in Nordwestdeutschland am schlechtesten und im Oberrheingraben am günstigsten. Aufgrund häufigerer Hochdruckwetterlagen sind die Einstrahlungen in Südschweden ebenfalls relativ hoch. Das kontinentalere Klima führt in den neuen Bundesländern zu einer besseren Einstrahlung. Dies betrifft vorrangig den Winter, da dieser trockener als in Westdeutschland ist.

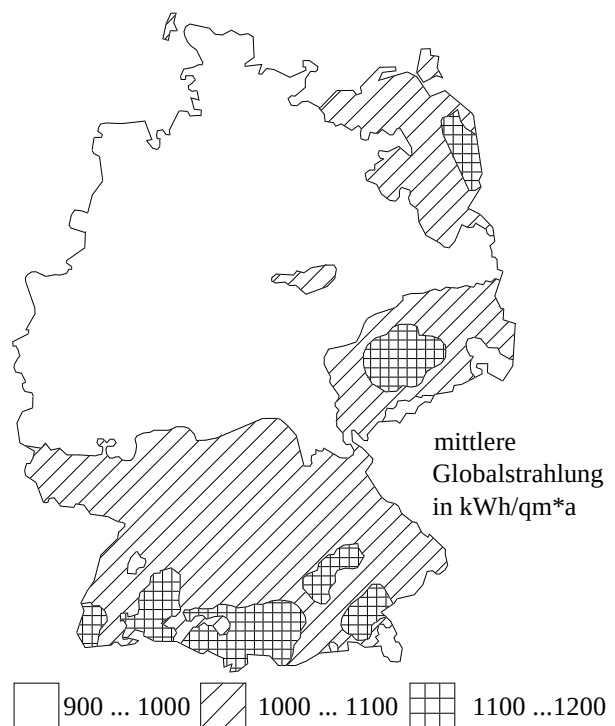


Bild 2: Karte der Solarstrahlung in Deutschland /32/

2.1.3. Lang- und mittelfristige Klimaentwicklung

Seit 100 Millionen Jahren wird das Klima der Nordhalbkugel der Erde durch einen ständigen Wechsel von Eis- und Warmzeiten geprägt. Die Ursachen sind noch nicht vollständig geklärt, es wurde jedoch eine gute Korrelation mit der CO₂-Konzentration der Atmosphäre festgestellt. Gegenwärtig leben wir in einer Zwischenwarmzeit, die seit etwa 10000 Jahren anhält. In dieser Zeit war das Klima außergewöhnlich stabil, wie schon seit einigen Millionen Jahren nicht mehr. Ohne das Wirken des Menschen wäre mittelfristig mit dem Ende der Zwischenwarmzeit zu rechnen /8/.

Die Industrialisierung bewirkte allerdings eine merkliche Erhöhung der CO_2 -Konzentration der Atmosphäre, die zu einer Erhöhung der Temperatur führt. Die Jahresmitteltemperatur ist bisher nur gering angestiegen. Entscheidend aus Sicht des Wärmeingenieurs ist allerdings die Temperatur im Winter. Für die Auslegung von Heizungsanlagen werden gegenwärtig Daten aus dem Zeitraum von 1950-1970 herangezogen.

Seit dieser Zeit sind die Winter deutlich milder geworden. In Bild 3 ist die Entwicklung der Gradtagszahlen seit 1951 aufgetragen /33/. Wie aus der Regressionsgerade entnehmbar ist, sank sie um etwa 4,5 Kd/a je Jahr ab. Dies sollte bei Entscheidungen über Energieanlagen berücksichtigt werden.

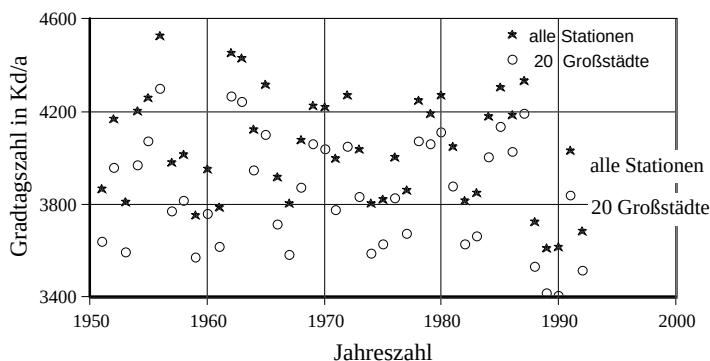


Bild 3: Kurzfristige Entwicklung der Gradtagszahl

Neben den Durchschnittswerten aller 173 deutschen Stationen, die unter 750 m NN liegen, sind noch einmal 20 Großstädte herausgegriffen. Diese wurden nicht anhand der Größe gewählt, sondern im Hinblick auf eine gleichmäßige Verteilung über das gesamte Bundesgebiet. Es zeigt sich, daß die Gradtagszahl etwa 5 % unter dem Gesamtdurchschnittswert liegt. Die Durchschnittswerte der vergangenen 40 Jahre betrugen für alle Stationen 4045 Kd/a und für die Großstädte 3850 Kd/a.

Wichtig für die Sonnenenergienutzung ist, daß mit der Erwärmung der Erde die Verdunstung zunimmt. Es ist dann mit stärkerer Bewölkung und einer Abnahme der Einstrahlung zu rechnen. Eine quantitative Abschätzung ist nicht möglich. In Mitteleuropa ist aufgrund eines Stillstandes des Golfstroms auch eine Abkühlung mit paralleler Strahlungszunahme möglich.

2.1.4. Datenbereitstellung

Um Simulationen mit TRNSYS oder vergleichbaren Programmen durchführen zu können, müssen Wetterdaten im Bereich der Dichte der Simulationsschrittweite verfügbar sein. Für Ganzjahressimulationen sind Stundenschritte sinnvoll, die nach drei Methoden bereitgestellt werden können.

Aus monatlichen Mittelwerten können mittels **Wetterdatengeneration** Stundenwerte erzeugt werden. Das mathematische Verfahren beruht auf statistisch-stochastischen Berechnungsalgorithmen. In TRNSYS ist ein entsprechendes Unterprogramm implementiert. In erster Näherung sind die berechneten Daten befriedigend. Der Wetterdatengenerator berechnet allerdings beständig eine zu hohe Direktstrahlung. Deshalb wird auch der Gültigkeitsbereich verlassen, wenn tatsächlich hohe Direktstrahlungen vorliegen - ein Effekt der besonders die Wintermonate mit ihren zeitweise sehr niedrigen Trübungsfaktoren betrifft. Die Ergebnisse speziell für die Wetterdaten von Dresden sind nicht brauchbar /34/.

Es können die **Wetterdaten konkreter Jahre** verwendet werden. Diese entstammen entweder eigenen Messungen oder werden Publikationen entnommen. Der Bezug vom Deutschen Wetterdienst ist zu kostenaufwendig. In der DDR wurden zeitweilig komplette Datensätze im meteorologischen Jahrbuch veröffentlicht. Es wurde ein solcher Satz, konkret die Wetterdaten aus Wahnsdorf aus dem Jahre 1954 /35/ in eine durch TRNSYS-lesbare Datei übertragen. Des weiteren liegen die Daten aus den Messungen in Oederan (siehe Kapitel 4) vor.

Konkrete Jahre haben den Vorteil, daß die Solaranlagen unter weitestgehend realen Bedingungen simuliert werden können. Allerdings ist ein konkretes Jahr nicht repräsentativ für die gesamte Lebensdauer der Solaranlage. Jedes Jahr weist Besonderheiten auf, deren Einfluß schwer abgeschätzt werden kann.

Um die Rechnung mit repräsentativen Wetterdaten zu ermöglichen, wurden **Testreferenzjahre** (BRD: TRY ; USA: TMY) entwickelt. Diese werden aus typischen Großwetterlagen und Wettersingularitäten zusammengesetzt. Die Monatsmittelwerte entsprechen den langjährigen Mittelwerten. Testreferenzjahre liegen bisher nur für die alten Bundesländer vor. Diese wurden in zwölf Zonen mit eigenem TRY unterteilt. Der Bezug eines solchen Datensatzes ist kostenpflichtig, je nach Umfang des Datensatzes bis zu 2000 DM. Ausgewählte Forschungseinrichtungen können, sofern die beabsichtigten Untersuchungen von öffentlichem Interesse sind, einen Teil der Kosten erlassen bekommen. Der Bezug US-amerikanischer Testreferenzjahre ist kostenlos.

2.1.5. Die Eigenschaften der verwendeten Wetterdateien

Wie bereits in Kap. 2.1.4 erwähnt, wurden aufgrund der für die neuen Bundesländer noch nicht vorliegenden Testreferenzjahre die 1954 in der Station Wahnsdorf gewonnenen Meßwerte /35/ in eine Datei übertragen. Sie sind Grundlage der in dieser Arbeit enthaltenen Ergebnisse und sollen im folgenden vorgestellt werden:

Tabelle 3: Meteorologische Hauptgrößen

	I_{glob} kWh/m ² d	Ant. dir. %	t_m °C
Januar	0,9	30	-4,8
Februar	1,8	49	-5,2
März	2,5	46	4,6
April	3,9	61	5,6
Mai	5,2	59	12,8
Juni	5,6	53	17,7
Juli	3,5	34	15,1
August	4,3	45	17,3
September	3,0	43	14,8
Oktober	2,6	58	10,7
November	1,3	58	11
Dezember	0,7	46	3,2
Jahr	1082 kWh/m ² a	49	8,6

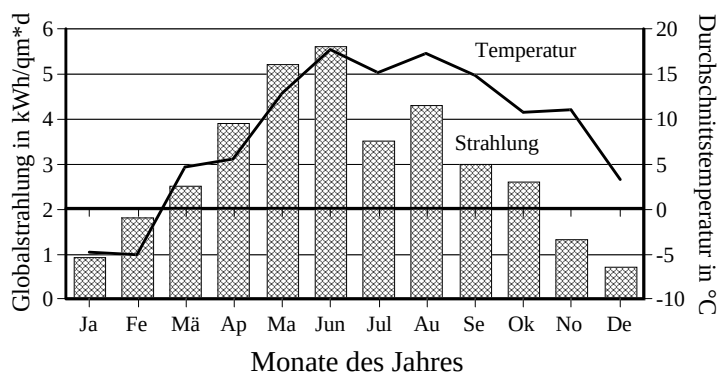


Bild 4: Jahresgang der meteorologischen Hauptgrößen

In Tabelle 3 und Bild 4 sind die Monatsmittelwerte von Temperatur, Globalstrahlung und Direktstrahlungsanteil dargestellt. Es fällt auf, daß in jenem Jahr Januar und Februar sehr kalt und besonders der Februar sehr strahlungsreich war. Im Juli fallen besonders niedrige Strahlungswerte und im Herbst relativ milde Temperaturen auf.

Die Gesamtstrahlungsmenge überschreitet mit 1082 kWh/m²a unwesentlich das langjährige Mittel. Die Winterwerte sind aber deutlich zu hoch. Bei Berechnungen, bei denen die korrekte Wintersimulation im Vordergrund steht, kann die Strahlung auf den Durchschnittswert reduziert werden, indem sie mit 0,65 multipliziert wird.

Die Temperaturen im Winter sind deutlich zu niedrig. Die Gradtagszahl beträgt 4273 Kd/a im Gegensatz zum Normwert für Dresden von 4000 Kd/a /36/. Um der Realität näher zu kommen, kann eine Temperaturumrechnung durchgeführt werden. Hierzu wird bei jedem Zeitschritt die Temperatur mit einem Faktor multipliziert und ein Summand hinzuaddiert. Zwei Größen sind deshalb notwendig, um nicht nur die korrekte Gradtagszahl, sondern auch die richtige Anzahl von Heiztagen zu erhalten. Es erscheint möglich, die Werte für jeden Ort Deutschlands zu erhalten. Besonders wichtig sind neben Dresden noch die Werte für Freiburg im Breisgau, da auf diese die Wärmeschutzverordnung 1995 bezogen ist. Die Umrechnungsgrößen wurden durch geordnetes Probieren gefunden

$$t_{\text{Dresden}} = 0,96 \cdot t_{\text{Wahnsdorf}} + 0,8 \quad t_{\text{Freiburg}} = 0,84 \cdot t_{\text{Wahnsdorf}} + 3 \quad ([t] = ^\circ\text{C})$$

In den Bildern 5 und 6 sind die täglichen Einstrahlungen über den Tagesdurchschnittstemperaturen aufgetragen - in Bild 4 für die heizungsrelevanten Monate Dezember bis Februar und in Bild 5 für die klimatisierungsrelevanten Monate Juni bis August.

Es handelt sich jeweils um die Einstrahlung auf eine mit 45 ° geneigte und nach Süden ausgerichtete Fläche, wie sie bei Solaranlagen üblich ist.

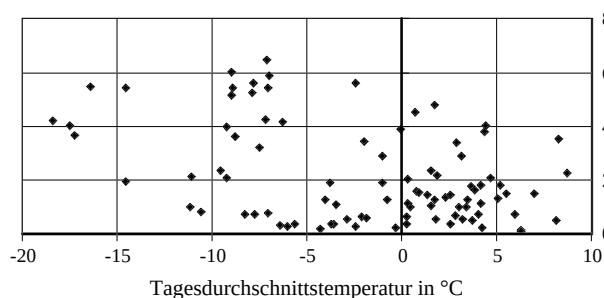


Bild 5: Strahlung und Temperatur im Winter

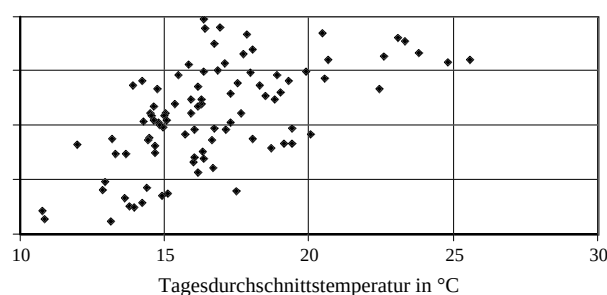


Bild 6: Strahlung und Temperatur im Sommer

Im Winter steigt mit sinkender Temperatur die Einstrahlung an, was der Sonnenenergienutzung sehr entgegen kommt. Allerdings ist die Korrelation relativ schlecht. Es gibt zu viele trübe Tage mit ebenfalls niedrigen Temperaturen. Im Sommer steigt mit der Einstrahlung die Temperatur an, was für die solare Klimatisierung von Vorteil ist. Die Korrelation ist besser als im Winter, aber immer noch relativ schlecht. So sind die wärmsten Tage auch nicht die strahlungsreichsten. Im Winter werden Maximalwerte von 6,5 und im Sommer von 8 kWh/m²d erreicht, allerdings treten strahlungsreiche Tage im Winter seltener auf. Die guten Winterwerte sind ein Ergebnis der den Winter bevorzugenden Kollektorneigung und niedriger Trübungsfaktoren bei geringen Außentemperaturen.

Mittels Bild 7 kann die Klimatisierungssituation eingeordnet werden. Dort ist der klimatisierungsrelevante Abschnitt des Histogramms für Trocken- und Feuchtkugeltemperatur dargestellt. Trockenkugeltemperaturen über 25 °C treten nur an 160 Stunden im Jahr auf, so daß nur mit einem geringen Klimatisierungsbedarf gerechnet werden kann. Maximal werden 33 °C erreicht.

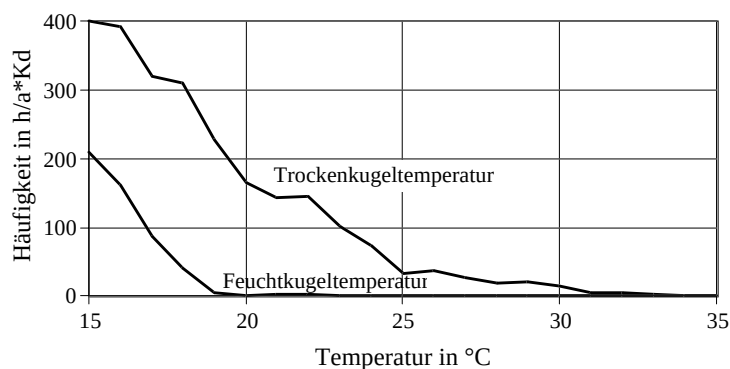


Bild 7: Temperaturhistogramm

Die Feuchtkugeltemperatur liegt nie über 23 °C, so daß stets gute Bedingungen für Naßkühltürme vorliegen. Die Diskrepanz beider Maximalwerte ergibt sich aus der Tatsache, daß in unserem Klima hohe Außentemperaturen stets mit niedrigen Luftfeuchten verbunden sind.

Für Vergleichsrechnungen im Kapitel 3.2. "Solare Heizung" werden Wetterdatensätze anderer deutscher Stationen benutzt. Es handelt sich hierbei um die Testreferenzjahre von Essen, München und Würzburg. In Tabelle 4 sind zunächst die Haupteigenschaften im Jahresverlauf dargestellt /37/.

Tabelle 4: Meteorologische Hauptgrößen von drei Vergleichsstandorten

	Essen TRY 03			Würzburg TRY 05			München TRY 09		
	I_{glob} kWh/m ² d	Ant. dir. %	t_m °C	I_{glob} kWh/m ² d	Ant. dir. %	t_m °C	I_{glob} kWh/m ² d	Ant. dir. %	t_m °C
Januar	0,659	30	1,87	0,787	39	-1,29	0,946	39	-3,17
Februar	1,112	30	1,85	1,254	33	0,61	1,486	35	0,03
März	2,208	30	5,12	1,971	36	4,03	2,308	42	3,04
April	3,957	43	8,13	4,563	56	9,54	4,131	51	8,11
Mai	4,784	44	13,20	5,071	52	12,86	4,330	46	12,02
Juni	4,560	34	14,70	6,140	54	15,71	4,968	46	15,55
Juli	4,852	38	17,14	6,116	54	17,96	5,264	49	17,11
August	4,261	40	17,68	4,290	49	18,34	4,710	51	17,21
September	2,575	38	14,91	3,242	50	14,47	3,514	55	14,34
Oktober	1,776	37	10,05	1,797	33	9,09	1,676	37	7,49
November	0,856	27	6,14	0,937	30	4,68	1,266	44	3,98
Dezember	0,444	18	2,17	0,361	26	1,32	0,610	17	-0,33
Jahr	980 kWh/m ² a	38	9,45	1119 kWh/m ² a	49	8,99	1073 kWh/m ² a	47	7,99

Das Testreferenzjahr **Essen** gilt für das Ruhrgebiet und andere Ballungsgebiete des Flachlandes. Bei einer Globalstrahlung von 980 kWh/m²a sind die Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie besonders schlecht. Die geringe Einstrahlung ergibt sich aus der vergleichsweise trüben Großstadtatmosphäre und dem in Westdeutschland stärkeren Einfluß des Seeklimas mit entsprechend höherer Bewölkungshäufigkeit als in Süd- und Ostdeutschland.

Die Jahresdurchschnittstemperatur ist mit 9,45 °C relativ hoch, wobei besonders der Winter sehr mild ist. Die jahreszeitlichen Schwankungen der Temperatur sind gering.

Das Testreferenzjahr **Würzburg** gilt für die mittleren Höhenlagen in Franken und Schwaben. Mit einer Globalstrahlung von $1119 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ weist es die besten Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie unter allen untersuchten Wetterdatensätzen auf, stellt jedoch nicht den Maximalwert in Deutschland dar. Es zeichnet sich durch sehr hohe Einstrahlungen im Sommer und geringe bis mittlere Einstrahlungswerte im Winter aus.

Mit einer Jahresdurchschnittstemperatur von $8,99 \text{ }^\circ\text{C}$ ist es etwas wärmer als der Durchschnitt ganz Deutschlands. Die jahreszeitlichen Schwankungen der Temperatur sind als durchschnittlich anzusehen.

Das Testreferenzjahr **München** gilt für das Alpenvorland und den nordwestlichen Schwarzwald für den Höhenbereich von 500 bis 1000 m. Die Globalstrahlung ist mit $1073 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ etwas geringer als in Würzburg. Es bietet jedoch für die meisten Nutzungsmöglichkeiten der Solarenergie insofern günstige Voraussetzungen, daß die Einstrahlungswerte im Winter besonders hoch sind. Im Sommer ist die Einstrahlung deutlich geringer als in Würzburg.

Bedingt durch die Höhenlage ist die Jahresdurchschnittstemperatur mit $7,99 \text{ }^\circ\text{C}$ niedriger als in den anderen Wetterdatensätzen. Die jahreszeitlichen Schwankungen sind groß, wobei besonders der Winter sehr kalt ist.

Das Testreferenzjahr München weist hinsichtlich Temperatur und Globalstrahlung von den drei untersuchten Testreferenzjahren die größten Gemeinsamkeiten mit dem Dresdner Wetterdatensatz auf.

Die Globalstrahlung ist für die Beurteilung der Nutzungsmöglichkeit der Solarstrahlung nicht ausreichend, da Sonnenkollektoren meistens nicht horizontal, sondern mit einer Neigung von 30° bis 60° installiert werden. Insofern die Aufstellenebene annähernd nach Süden orientiert ist, empfangen die Kollektoren eine Strahlung, die die Globalstrahlung übersteigt. Auf diesen Einstrahlungswert kann nicht durch einfache Ähnlichkeitsbeziehungen geschlossen werden, da er nicht nur von der Globalstrahlung, sondern auch vom Sonnenstand und vom Anteil direkter Strahlung abhängt.

Mit dem Simulationsprogramm TRNSYS wurden für alle eingesetzten Wetterdatensätze der Jahresverlauf der Gesamtstrahlung auf eine mit 45° geneigte und exakt nach Süden ausgerichtete Fläche berechnet. Die Ergebnisse sind in Bild 8 dargestellt.

Aufgrund ihrer synthetischen Herkunft besitzen die Testreferenzjahre einen ausgeglicheneren Jahresverlauf als der auf Meßwerten eines Jahres basierende Dresdner Datensatz. Bei diesem fallen die durch einen hohen Direktstrahlungsanteil bedingten besonders großen Winterwerte und der Strahlungseinbruch im Juli auf. In Essen ist die Einstrahlung im Winter besonders niedrig und in Würzburg im Sommer außergewöhnlich hoch.

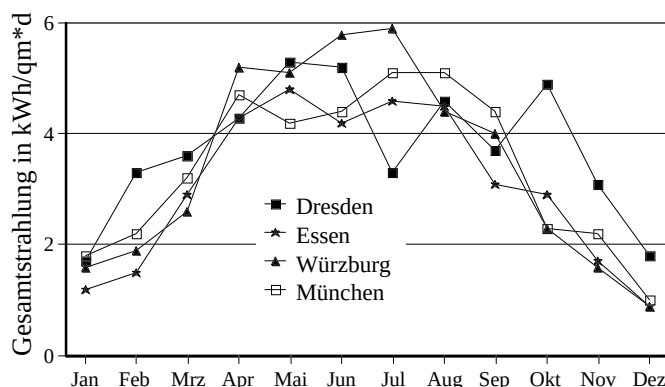


Bild 8: Einstrahlung auf eine geneigte Fläche

2.2. Strahlungsberechnung

2.2.1. Die extraterrestrische Strahlung

Quelle der Solarenergie ist ein in der Sonne stattfindender Kernfusionsprozeß. Die Sonne hat an der Oberfläche eine Leistung von 60 MW/m^2 . Da sie 150 Mio. km von der Erde entfernt ist, erreicht nur ein Bruchteil die Erde. Die Strahlung in Erdentfernung, aber außerhalb der Atmosphäre, beträgt im Mittel 1356 W/m^2 . Die Erdbahn ist exzentrisch, so daß diese Größe einer jahreszeitlichen Schwankung unterworfen ist. Im Januar wird ein Maximum von 1405 W/m^2 und im Juli ein Minimum von 1308 W/m^2 erreicht /38/. Ergebnis ist eine Vergleichmäßigung des Klimas in der nördlichen Klimazone und eine Extremierung des Klimas der südlichen Halbkugel (siehe Bild 10). Da die hohen Solarkonstanten bei steilem Sonnenstand besser genutzt werden können, haben Orte auf der Südhalbkugel höhere Jahressummen der extraterrestrischen Strahlung als Orte gleicher Breite auf der Nordhalbkugel.

Der Jahresgang der Solarkonstante ergibt sich mit der Tagesnummer n zu:

$$S = 1356,5 + 48,5 \cdot \cos[0,01721 \cdot (n-15)] \quad /38/$$

Als extraterrestrische Strahlung wird jene Strahlung bezeichnet, die sich auf der horizontalen Erdoberfläche einstellen würde, wenn die Atmosphäre die Strahlung weder schwächen noch streuen würde. Sie ist damit von der geographischen Lage, der Uhrzeit und der Jahreszeit abhängig. Für ihre Bestimmung muß zunächst die wahre Sonnenhöhe ermittelt werden. Für alle Berechnungen muß die wahre Ortszeit angesetzt werden. Diese unterscheidet sich aufgrund der Abweichung vom Definitionslängengrad, gegebenenfalls Sommerzeit und durch die variable Bahngeschwindigkeit der Erde von der Zonenzeit. Die entsprechende Einflußgröße z schwankt im Jahresverlauf zwischen -14 und +17 Minuten

$$\tau = \bar{\tau} + z - \frac{\lambda_0 - \lambda}{15} + \text{SZK} \quad \psi = 0,9863(n-2,8749) + 1,9137 \sin[0,09863(n-2,8749)] + 102,06$$

$$z = 0,0132 \text{ min} + 7,3525 \text{ min} \cdot \cos\left(\frac{2\pi n}{365} + 1,4989\right) + 9,9359 \text{ min} \cdot \cos\left(\frac{4\pi n}{365} + 1,9006\right) + 0,3387 \text{ min} \cdot \cos\left(\frac{6\pi n}{365} + 1,836\right) \quad /39/$$

$$\sin \delta = -0,3979 \sin \psi \quad ; \quad \sin h = \sin \varphi \sin \delta - \cos \varphi \cos \delta \cos (\omega \tau) \quad /40/$$

Bei Strahlungsberechnungen wird die ekliptische Länge nur selten benötigt. Die Deklination kann dann direkt mit einer genaueren Gleichung bestimmt werden:

$$\delta = 0,7896^\circ - 23,2559^\circ \cdot \cos\left(\frac{2\pi n}{365} + 0,1582\right) - 0,3915 \cdot \cos\left(\frac{4\pi n}{365} + 0,0934\right) - 0,1764 \cdot \cos\left(\frac{6\pi n}{365} + 0,4539\right) \quad /39/$$

τ	wahre Ortszeit in Stunden	$\bar{\tau}$	Zonenzeit
z	Summand Sonnentagslänge	SZK	Sommerzeitkorrektur: -1 h

λ_0	Definitions­längengrad (15°)	λ	tatsächlicher Längengrad
ψ	ekliptische Länge	ω	Stundenwinkel $\omega = 2\pi/24h$
δ	Deklination		
φ	geographische Breite	h	wahre Sonnenhöhe

Die Sonnenstrahlung wird auf ihrem Weg durch die Atmosphäre gebrochen, so daß sich eine leicht veränderte scheinbare Sonnenhöhe ergibt, aus der dann die extraterrestrische Strahlung errechnet werden kann.

$$\hat{h} = h + \frac{1,4705}{3,0427+h} - 0,0158 \quad ; \quad I_{ex} = S \cdot \sin \hat{h} \quad /40/$$

Der Unterschied zwischen wahrer und scheinbarer Sonnenhöhe ist sehr gering. Er beträgt für die Zeit um Sonnenauf- und -untergang etwa 0,5° und sinkt bei größerer Sonnenhöhe schnell ab. Dieser Einfluß kann mit guter Näherung vernachlässigt werden.

Das Azimut γ , also die Richtung der Sonne, kann gemäß folgender Gleichung errechnet werden:

$$\sin \gamma = - \frac{\cos \delta \cdot \sin(\omega \cdot \tau)}{\cosh} \quad /41/$$

In Bild 9 ist der Tagesgang der wahren Sonnenhöhe für unterschiedliche Tage in Dresden dargestellt. Die maximale Höhe liegt zwischen 15,6° am 22. Dezember und 62,4° am 21. Juni. Auch im Sommer ist die Sonne also noch weit vom Zenit entfernt, so daß in unseren Breiten nach Möglichkeit geneigte Sonnenkollektoren einzusetzen sind.

Ebenfalls dargestellt sind die wahren Ortszeiten. Deutlich erkennbar wird, daß die Sonnenrichtung nicht nur eine Funktion der Tages-, sondern auch der Jahreszeit ist. Die Abweichung beträgt im Jahresverlauf bis zu 30°.

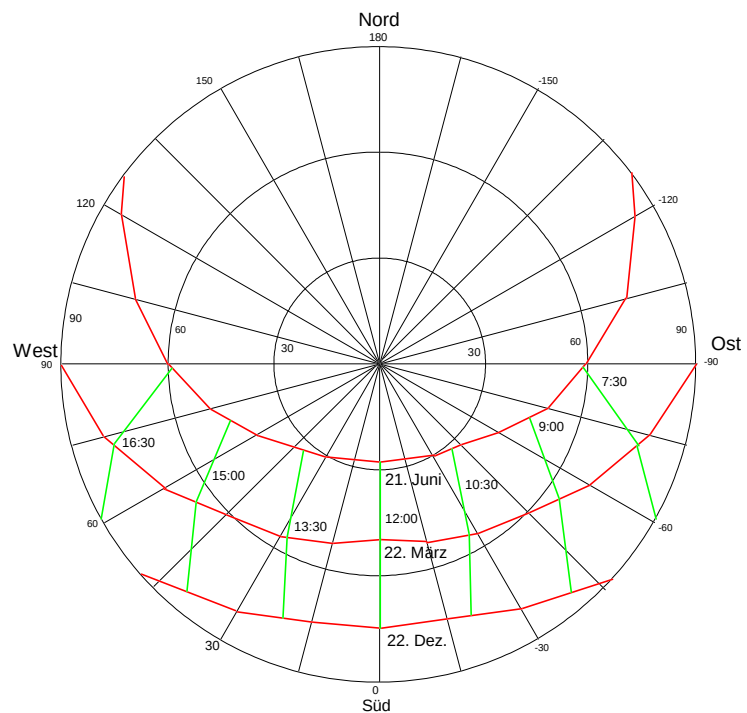


Bild 9: Sonnenhöhe und -richtung im Tages- und Jahresverlauf in Dresden

In Bild 10 ist der Jahresverlauf der Tagesdurchschnittswerte der extraterrestrischen Strahlung für unterschiedliche Orte dargestellt. In Dresden (51° nördlicher Breite) wird das Maximum im Juni und das Minimum im Dezember erreicht, auf den Falklandinseln (51° südlicher Breite) ist es genau umgekehrt. Am Äquator ist der Verlauf relativ ausgeglichen. Es treten dort zwei Maxima im Jahresverlauf auf.

Die Jahressumme beträgt in Dresden 2409 kWh. Am Äquator ist sie mit 3629 kWh nur 51 % größer. Auf den Falklandinseln ist sie mit 2469 kWh etwa 2 % größer - ein Ergebnis des Jahresverlaufs der Solarkonstante.

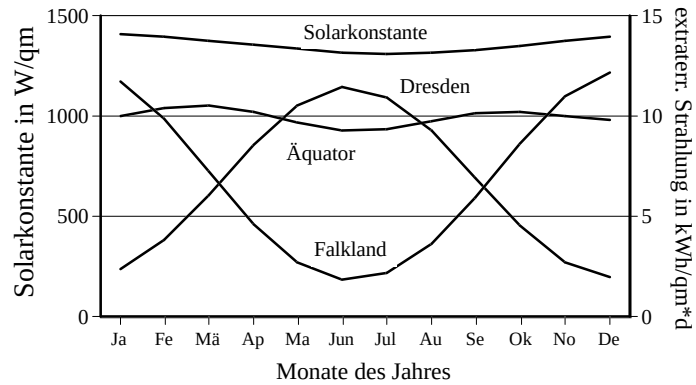


Bild 10: Jahresverläufe

2.2.2. Trübungshypothese

Auf der Erdoberfläche trifft nur ein Bruchteil der extraterrestrischen Strahlung ein. Je nach geographischer Lage werden etwa 30 bis 70 % in der Atmosphäre absorbiert. Ein weiterer Teil wird gestreut. Er liegt dann nicht mehr als konzentrierbare direkte Strahlung, sondern als diffuse Strahlung vor.

An wolkenlosen Tagen entspricht der Verlauf der direkten Strahlung relativ gut der Trübungshypothese. Diese geht davon aus, daß die direkte Strahlung logarithmisch proportional zu einem Mächtigkeitskoeffizienten der durchstrahlten Luftmasse geschwächt wird. Der Proportionalitätsfaktor wurde Trübungsfaktor genannt. Die Berechnung erfolgt gemäß folgenden Gleichungen:

$$Q = \frac{9,38076 \left(\sin \hat{h} + \sqrt{0,003 + \sin^2 \hat{h}} \right)}{2,0015(1 - H \cdot 10^{-4})} + 0,91202$$

$$I_b = I_{ex} \cdot e^{-\frac{T}{Q}} \quad /40/$$

Q: Faktor zur Berücksichtigung des Einflusses der Mächtigkeit der durchstrahlten Luftmasse

T: Trübungsfaktor

H: geodätische Höhe in m

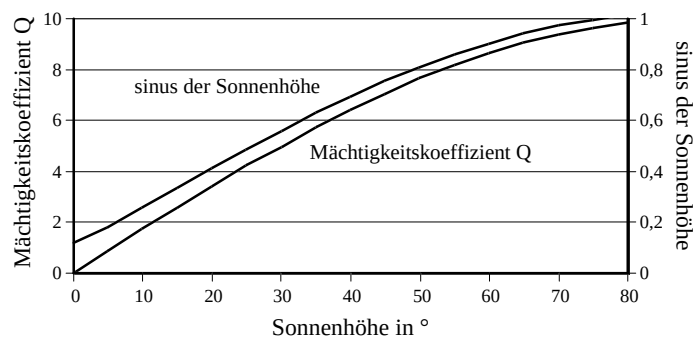


Bild 11: Mächtigkeitskoeffizient Q

Es ist zu beachten, daß der Mächtigkeitskoeffizient nicht umgekehrt proportional zur Weglänge der Strahlung in der Atmosphäre ist. Er wäre dann proportional zum Sinus der Sonnenhöhe, was entsprechend Bild 11 nicht der Fall ist. Die Ursache ist in der weitestgehenden Totalabsorption einzelner Strahlungsbestandteile, unabhängig von der durchstrahlten Luftmenge zu sehen. Dies betrifft zum Beispiel die UVA-Strahlung.

Der Trübungsfaktor hat für eine reine Atmosphäre, die nur aus den Idealgasen der Luft besteht, den Wert 1. Durch in der Luft stets enthaltenen Wasserdampf und Staub wird der Trübungsfaktor erhöht. Er liegt je nach Location und Jahreszeit zwischen 1,5 und 5,8 /42/. Im Winter ist er grundsätzlich niedriger als im Sommer und auf dem Lande niedriger als in der Großstadt. In Bild 12 ist der Jahresverlauf dargestellt.

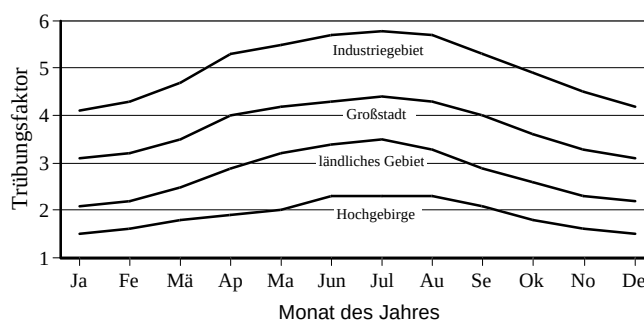


Bild 12: Trübungsfaktoren im Jahresverlauf

Der Trübungsfaktor ist im Tagesverlauf relativ ausgeglichen. Für die vom deutschen Wetterdienst 1994 in Chemnitz gemessenen /43/ Strahlungswerte wurde der Tagesverlauf betrachtet. Untersuchungsgegenstand waren die wolkenlosen Tage im Januar (5) und Juli (13). Als wolkenlose Tage gelten diejenigen Tage, an denen der Trübungsfaktor nie den Wert 10 überschreitet. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 5 aufgeführt.

Tabelle 5: Tagesverlauf des Trübungsfaktors

Monat	7.00	9.30	12.00	14.30	17.00
Januar		4,8	4,1	5,3	
Juli	3,7	4,1	5,1	4,2	4,3

Die Werte deuten auf einen charakteristischen Tagesgang hin, der im Winter zu den Mittagsstunden abfällt und im Sommer ansteigt. Die Winterwerte sind jedoch aufgrund der geringen Menge wolkenloser Tage nicht repräsentativ genug. Es fällt weiterhin auf, daß die mittleren Trübungsfaktoren im Winter nicht deutlich niedriger als im Sommer waren. Hierbei ist noch zu ergänzen, daß im Januar tatsächlich Trübungsfaktoren unter 2 auftraten, jedoch sehr selten. Im Juli betrug der minimale Trübungsfaktor 3,4.

Ist die direkte Strahlung aus der Trübungsfaktorenrechnung bekannt, kann mit üblichen Korrelations- und Diffusstrahlungsmodellen (siehe Seite 19 f.) die Strahlung auf beliebig geneigte Flächen errechnet werden.

In Bild 13 ist die horizontale Direktstrahlung für unterschiedliche Trübungsfaktoren dargestellt. Die Direktstrahlung erreicht für eine Sonnenhöhe von 45 ° Werte von 433 bis 736 W/m².

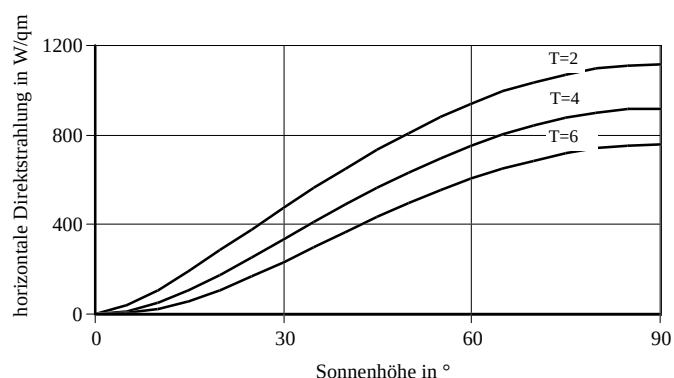


Bild 13: Horizontale Direktstrahlung

Wolkenlose Tage können mit Trübungsfaktoren gut behandelt werden; an bewölkten Tagen, welche in Deutschland die überwältigende Mehrheit aller Tage darstellen, versagt das Modell.

2.2.3. Direkte und diffuse Strahlung

Ist die direkte Strahlung aus einer Trübungsrechnung oder die Globalstrahlung aus Meßwerten bekannt, besteht die Notwendigkeit einer Berechnung der diffusen Strahlung. Nur wenn mindestens zwei Strahlungsarten aus Meßwerten bekannt sind, kann sich diese erübrigen.

Die Ermittlung erfolgt zumeist mittels einer Korrelation für horizontale Strahlungen:

$$\frac{\text{Diffusstrahlung}}{\text{Globalstrahlung}} = f\left(\frac{\text{Globalstrahlung}}{\text{extraterrestrische Strahlung}}\right),$$

In Bild 14 sind entsprechende Meßwerte nach den 1994 in Chemnitz gemessenen Strahlungsdaten dargestellt. Die Meßwerte streuen in einem relativ weiten Bereich, aber nicht alle Sektoren sind von gleicher Bedeutung. Durch Multiplikation von Werthäufigkeit und Globalstrahlung wurde ein Gewicht ermittelt, das in Bild 15 neben anderen Größen graphisch dargestellt ist.

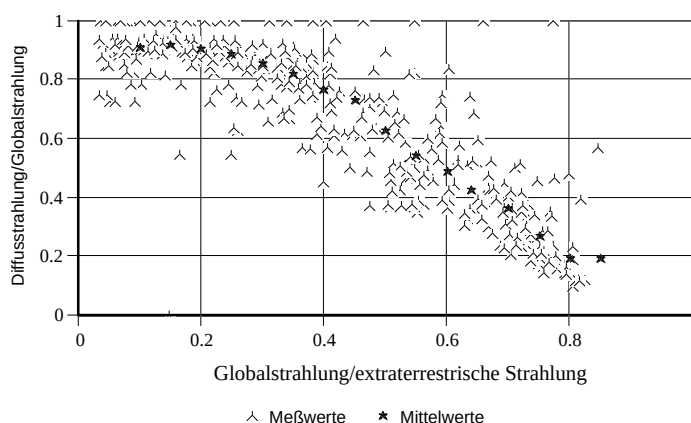


Bild 14: Korrelationszusammenhang

Es steht nun die Aufgabe, eine an diese Mittelwertkurve angepaßte mathematische Funktion zu entwickeln, um eine Berechnung mit dem Computer zu ermöglichen. Aus der Literatur sind eine Reihe von Funktionen bekannt. Betrachtet wurden nur Funktionen einfachen Typus. Funktionen, die zum Beispiel eine zusätzliche Abhängigkeit von der Luftfeuchte aufweisen, wurden ausgeschieden, da diese oft unbekannt ist.

In Bild 15 sind einige Korrelationen dargestellt. Die Liu-Jordan-Korrelation erzeugt in weiten Bereichen zu niedrige Diffusstrahlungswerte. Die Erbs-Korrelation führt bei niedrigen Strahlungswerten zu höheren und bei hohen Strahlungswerten zu niedrigeren Diffusstrahlungen als zulässig. Zudem ist die Funktion nicht stetig, sondern aus drei Teilabschnitten aufgebaut, was die Berechnung verkompliziert. In der entsprechenden Quelle /41/ wurde sie zudem falsch angegeben.

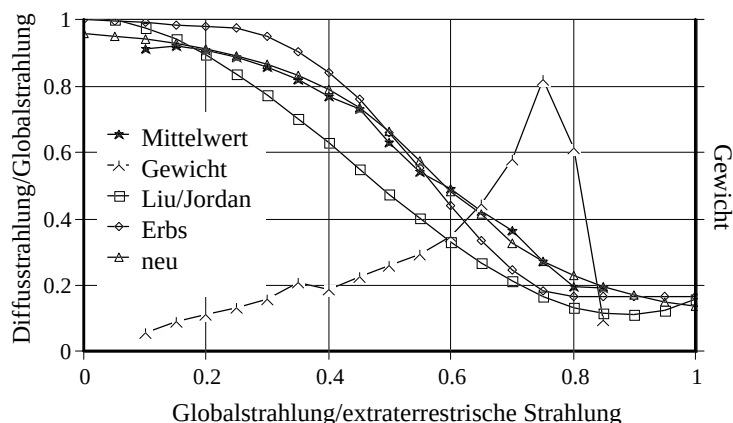


Bild 15: Korrelationsfunktionen

Um die Korrelationsrechnung zu verbessern, wurde eine neue Korrelation gesucht. Neben einer guten Annäherung an die Mittelwertkurve muß sie stetig sein und auch außerhalb des

Definitionsbereichs der Mittelwertkurve keine physikalisch unsinnigen Werte annehmen. Gerade letztere Forderung wird von einem Polynom nicht erfüllt, da höhere Polynome ein ausgeprägtes Schwingungsverhalten aufweisen. Eine optimale Annäherung wurde mit einer Arcustangensfunktion erreicht:

$$\frac{I_d}{I} = 0,53 - 0,34 \cdot \arctan\left(5,5 \cdot \frac{I}{I_{ex}} - 3,16\right)$$

In Bild 15 ist die neue Funktion mit der Bezeichnung "neu" dargestellt. Sie legt sich gut an die Mittelwertkurve an. Im gesamten Bereich treten nur sehr geringe Abweichungen auf.

In Bild 16 sind nun die mittels dieser Korrelation aus den Direktstrahlungen gemäß Bild 13 ermittelten Globalstrahlungen dargestellt. Bei einer Sonnenhöhe von 45° liegen die Globalstrahlungen zwischen 652 und 905 W/m^2 .

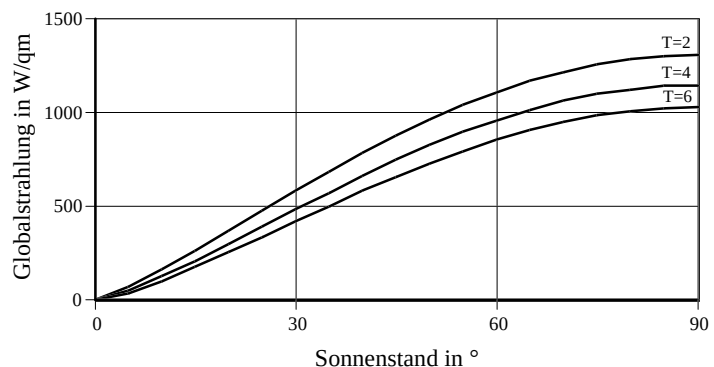


Bild 16: Globalstrahlung

In Bild 16 treten Globalstrahlungswerte über 1200 W/m^2 auf. In Deutschland sind jedoch aus zwei Gründen nur Maximalwerte von 1000 W/m^2 möglich:

1. Der maximale Sonnenstand liegt nur wenig über 60°
2. Bei hohem Sonnenstand, also im Sommer, sind auch die Trübungsfaktoren hoch.

An Stelle der Korrelationsfunktionen wird in der Literatur /39/40/ folgende Funktion angegeben:

$$I_b = \chi(I_{ex} - I_{glob})$$

Die Größe χ wird üblicherweise mit $1/3$ angegeben. Es wurde versucht, die angegebene Funktion anhand der Wetterdaten von Chemnitz nachzuweisen. Dabei stellte sich heraus, daß χ keine Konstante, sondern eine im Bereich von 0 bis 1,5 schwankende Größe ist. Sie korreliert mit dem Quotienten I_{glob}/I_{ex} , besitzt jedoch eine wesentlich größere Streuung als I_{diff}/I_{glob} . Die Berechnung mit der Größe χ ist also nicht sinnvoll.

2.2.4. Strahlung auf geneigte Flächen

Sind aus vorangegangenen Rechnungen oder aus Meßwerten die Strahlungsbestandteile horizontale Direkt- und Diffusstrahlung bekannt, kann die Strahlung auf beliebig geneigte Flächen bestimmt werden. Diese setzt sich aus direkter, diffuser und Umgebungsreflexionsstrahlung zusammen.

Die direkte Strahlung kann gemäß folgender Formel aus der horizontalen Direktstrahlung exakt bestimmt werden:

$$I_{bT} = I_b \cdot \frac{\sin \theta}{\sin h} \quad ; \quad \sin \theta = \sinh \cos \beta + \cosh \cdot \cos(\gamma_s - \gamma) \sin \beta \quad /41/$$

I_{bT}	Direktstrahlung auf eine geneigte Oberfläche
θ	Einstrahlungswinkel auf eine geneigte Oberfläche
β	Neigung der Oberfläche (senkrecht = 90°)
γ_s	Richtung der Oberfläche (Süden = 0° ; Westen = + 90°)

Die Berechnung der diffusen Strahlung ist komplizierter. Es existieren zwei Hypothesen.

Das isotrope Modell geht davon aus, daß die diffuse Strahlung gleichmäßig über den gesamten Himmel verteilt ist. Geneigte Flächen empfangen dann denjenigen Anteil der diffusen Horizontalstrahlung, der der von ihnen einsehbaren Himmelsfläche entspricht. Die Berechnung erfolgt dann gemäß folgender Formel:

$$I_{dT} = I_d \frac{1 + \cos \beta}{2}$$

Das anisotrope Modell geht von einer Bevorzugung des sonnennahen Winkelbereichs aus. Diese ist bei klarem Himmel besonders ausgeprägt. Es gibt mehrere Rechenmodelle. Beispielrechnungen des Verfassers ergaben beim Modell nach Perez et. al. /28/ eine unzulässige Strahlungsüberhöhung an sehr klaren Tagen. Die Modelle nach Hay and Davis /29/ und Reindl /27/ lieferten fast identische Ergebnisse. Aufgrund des einfacheren Berechnungsablaufs ist das Modell nach Hay and Davis zu bevorzugen.

Dieses Verfahren nimmt eine Unterscheidung zwischen isotroper und zirkumsolarer diffuser Strahlung vor. Bei klarem Himmel steigt die Intensität der diffusen Strahlung in Richtung der Sonne an (zirkumsolarer Anteil). Hay und Davis wichten diesen Anteil durch Einführung eines Anisotropieindex A_I . Letzterer definiert die als zirkumsolar zu betrachtende Komponente, während der Rest demnach als isotrop diffus betrachtet wird. Das Modell läßt sich folgendermaßen ausdrücken:

$$A_I = \frac{I_b}{I_{ex}} \quad ; \quad I_{dT} = I_d \left[0,5(1 - A_I)(1 + \cos \beta) + A_I \frac{\sin \theta}{\sin h} \right]$$

Die Reflexion der Umgebung als dritter Strahlungsbestandteil ergibt sich aus dem von der geneigten Fläche einsehbaren Abschnitt der Umgebung, der Globalstrahlung und dem Albedo ρ_g , dem Rückstrahlungsvermögen der Umgebung:

$$I_{gT} = 0,5 \cdot I \cdot (1 - \cos \beta) \cdot \rho_g$$

Das Albedo liegt üblicherweise zwischen 0,2 und 0,4. An Seen und an hangabgewandten Seiten ist es etwas größer anzusetzen. Liegt Schnee, können hohe Werte bis 0,7 erreicht werden.

In Bild 17 sind die Ergebnisse der Strahlungsberechnung für die geographische Breite Dresdens dargestellt. Es handelt sich um die Einstrahlungswerte um 12.00 Uhr wahrer Ortszeit für eine nach Süden ausgerichtete Fläche. Sie ist für unterschiedliche Neigungswinkel und Trübungs faktoren im Jahresverlauf dargestellt.

Bei einer relativ geringen Dachneigung von 30° ergibt sich ein sinusförmiger Strahlungsverlauf, wobei der Maximalwert zur Sommersonnenwende erreicht wird. Solch flache Kollektorneigungen sind besonders für sommerliche Versorgungsaufgaben geeignet, wie die Warmwasserbereitung und die Klimatisierung. Der Maximalwert beträgt im Sommer 1100 W/m².

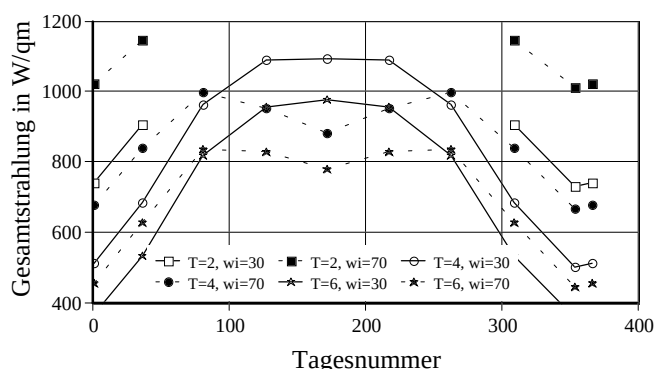


Bild 17: Jahresgang der mittäglichen Globalstrahlung

Bei einem sehr steilen, mit 70° geneigten Dach, ergeben sich zwei Strahlungsmaxima jeweils zu den Tag- und Nachtgleichen, den "Äquinoktien". Sonnenkollektoren wird man so steil anordnen, wenn Versorgungsaufgaben im Winter und in der Übergangsperiode zu bedienen sind, zum Beispiel Heizungsanlagen ohne saisonale Speicherung. Bei dieser großen Neigung wird mit 1140 W/m² auch die maximal mögliche Einstrahlung realisiert. Dies ergibt sich aus dem nur im Winter möglichen sehr niedrigen Trübungs faktor von 2 sowie der dann fast senkrechten Sonneneinstrahlung auf die stark geneigte Fläche.

2.2.5. Strahlungsrückrechnung

Nicht immer sind horizontale Strahlungswerte bekannt. Speziell bei Meßprogrammen ist es sinnvoll, das Strahlungsmeßgerät in Kollektorebene auszurichten, um die Ergebnisse nicht mit den Fehlern der Strahlungsumrechnung zu belasten. Dies war auch in Oederan der Fall. Von den dort befindlichen sieben Solaranlagen ist nur eine mit einem Strahlungsmeßgerät ausgestattet. Die Ausrichtung der Kollektorfelder unterscheidet sich wesentlich. Um die Meßwerte übertragen und sie mit Daten des Deutschen Wetterdienstes vergleichen zu können, mußte ein Algorithmus für die Umrechnung der Werte von einer geneigten auf eine horizontale Fläche geschaffen werden.

Zielstellung ist es, für jeden gemessenen Feldstrahlungswert (Einstrahlung auf das Kollektorfeld) einen Globalstrahlungswert zu bestimmen, der bei der Vorwärtsrechnung wieder den Meßwert ergibt. Das in diesem Kapitel bisher aufgeführte Formelwerk ist nicht explizit auflösbar. Daher mußte ein numerischer Algorithmus gefunden werden.

Zum besseren Verständnis des Problems sind die sich aus unterschiedlichen Globalstrahlungen und Feldwinkeln ergebenden Feldstrahlungen in Bild 18 aufgetragen. Die Darstellung gilt für die Felddausrichtung des Meßblocks in Oederan (8° West und 37° Neigung) und den Tag des höchsten Sonnenstandes, also die am 22. Juni erfolgende Sommersonnenwende.

Wenn in den Mittagsstunden die Sonne fast senkrecht auf das Kollektorfeld scheint, steigt die Feldstrahlung mit der Globalstrahlung monoton an. In den Morgen- und Abendstunden, wenn die Sonne hinter dem Kollektorfeld steht, steigt die Feldstrahlung nur bis zu einem bestimmten Grenzwert an, um danach wieder abzufallen.

Geringe Globalstrahlungswerte bestehen nur aus Diffusstrahlung, die entsprechend der einsehbaren Himmelsfläche dem Kollektorfeld zugute kommt. Mittlere Globalstrahlungen bestehen in zunehmenden Maße aus Direktstrahlung, die nicht auf das Kollektorfeld trifft. Bei weiterer Erhöhung der Globalstrahlung verlagert sich der Schwerpunkt der Diffusstrahlung zum zirkumsolaren Anteil, der ebenfalls nicht auf das Kollektorfeld trifft, so daß dann die Feldstrahlung mit steigender Globalstrahlung absinkt.

Mit steigendem Feldwinkel (Einstrahlungswinkel auf das Kollektorfeld, senkrecht = 90°) geht dieser Funktionsverlauf langsam in den bereits erwähnten Verlauf für hohe Feldwinkel über. Es existiert ein Feldwinkel, bei dem die Funktion in einen Grenzwert der Feldstrahlung ausläuft. Dieser Winkel soll als kritischer Feldwinkel bezeichnet werden.

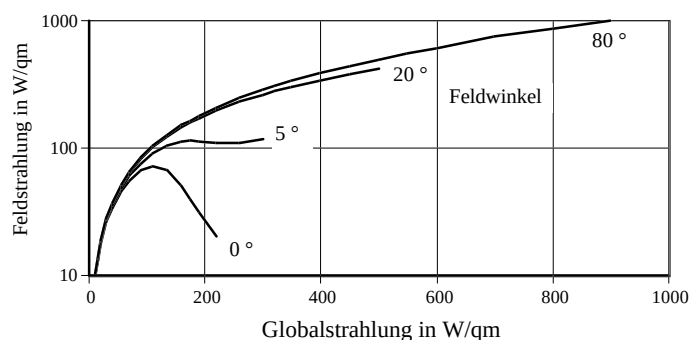


Bild 18: Strahlungsfunktionen zur Sommersonnenwende

Wesentlich für die Strahlungsrückrechnung ist, daß bei Feldwinkeln unterhalb des kritischen Feldwinkels für eine Feldstrahlung zwei unterschiedliche Globalstrahlungen korrekt sein können. Beim kritischen Feldwinkel kann die Feldstrahlung vollständig unbestimmt sein. Diese Unsicherheit führt zu einer Unschärfe der Strahlungsrückrechnung. Sie kann näherungsweise dadurch überbrückt werden, daß für den Zeitpunkt des kritischen Feldwinkels und Grenzwertnähe die Strahlung, die dem mittleren Trübungsfaktor der eindeutig definierten Tagesabschnitte entspricht, verwendet wird. Bei kleinen Feldwinkeln wird derjenige Wert eingesetzt, dessen Trübungsfaktor am besten mit den eindeutigen Werten korrespondiert.

Mit kürzer werdenden Tagen nimmt die Bedeutung des Problems ab, da kleine Feldwinkel seltener auftreten und sich der kritische Feldwinkel verringert. In Bild 19 ist der Sachverhalt für das Äquinoktium, also den 22.3 bzw. 22.9. dargestellt. Der kritische Feldwinkel ist auf 2° abgesunken. In Bild 20 ist die Situation bei der Wintersonnenwende (22.12.) erkennbar. Doppel- und Vieldeutigkeiten liegen nicht mehr vor.

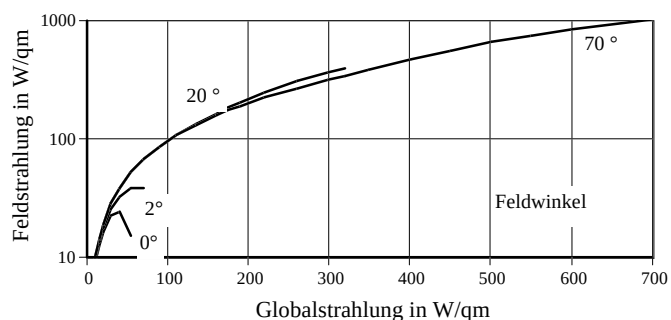


Bild 19: Strahlungsfunktionen zum Äquinoktium

Auffällig ist, daß im Winter bei gleicher Globalstrahlung die Feldstrahlung mit dem Feldwinkel absinkt, im Sommer jedoch ansteigt. Im Äquinoktium ist nur eine geringe Abhängigkeit vom Feldwinkel feststellbar. Ursache ist, daß zur Wintersonnenwende zu gleichen Sonnenhöhen wesentlich größere Feldwinkel gehören als zur Sommersonnenwende. Dies ist in Bild 21 dokumentiert.

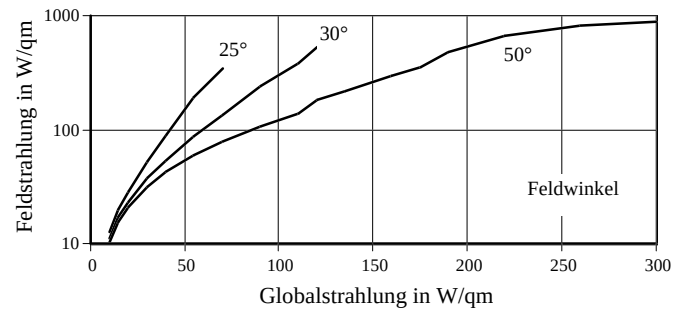


Bild 20: Strahlungsfunktionen zur Wintersonnenwende

Die Doppel- und Vieldeutigkeiten der Strahlungsrückrechnung gelten mit den genannten Zahlenwerten für die in Oederan vorliegende Feldausrichtung. Prinzipiell treten die Probleme immer dann auf, wenn die Sonne zeitweilig hinter dem Kollektorfeld liegt, also bei fast allen von der Horizontale abweichenden Ausrichtungen. Die Bestimmung von kritischem Feldwinkel und Größe der Unschärfe für andere Ausrichtungen als in Oederan wäre sehr aufwendig und sollte zukünftigen Untersuchungen vorbehalten bleiben.

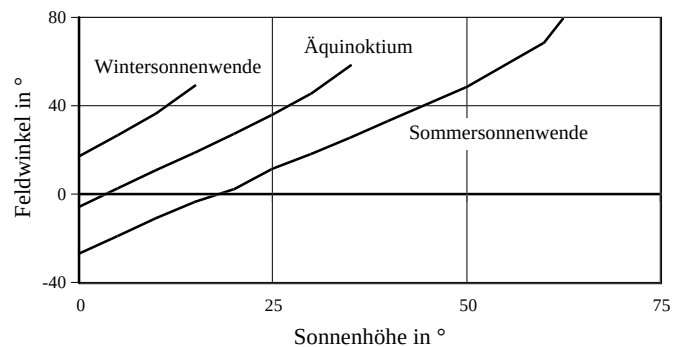


Bild 21: Abhängigkeit von Sonnenhöhe und Feldwinkel

Sind alle diese Effekte berücksichtigt, kann die numerische Berechnung der Globalstrahlung aus der Feldstrahlung mit dem Sekantenverfahren erfolgen:

$$I_{glob,n+1} = I_{glob,n} - [I_{feld,meß} - I_{feld}((I_{glob,n}))] / \left(\frac{\Delta I_{feld}}{\Delta I_{glob}} \right)_n$$

Die Startwerte sind bestimmbar durch einen Ansatz der Form:

$$I_{glob,0} = I_{feld,meß} * \left(\frac{dI_{glob}}{dI_{feld}} \right)_{mittel}$$

Erfolgt die Mittelung nur nach der Jahreszeit, aber nicht nach dem Feldwinkel getrennt, lautet die Startwertgleichung wie folgt:

$$I_{glob,0} = I_{feld,meß} * (313970 - 2844 * n + 8,2 * n^2) * 10^{-5} \quad n: \text{Tagesnummer}$$

Der Algorithmus wurde beispielhaft auf den 2. Juli 1994, einen wolkenlosen Sommertag, angewendet und in Bild 22 dokumentiert. Ausgangspunkt waren die Meßwerte der Gesamtstrahlung für das Kollektorfeld in Oederan (37° Neigung, Südabweichung 8° West). Diese Funktion ist am größten Teil des Tages sinusförmig, eine Abweichung tritt in den Morgen- und Abendstunden auf, wenn die Sonne hinter dem Kollektorfeld steht.

Aus diesen Werten konnte die Globalstrahlung nicht immer eindeutig berechnet werden. Einige Werte mußten ergänzt werden, wobei vom Tagesverlauf des Trübungsfaktors ausgegangen wurde. Dies betraf zum einen die Zeiten, in denen der Einstrahlungswinkel in der Nähe des kritischen Feldwinkels um ca. 5° lag, gemäß Bild 18 ist die Strahlungsfunktion dann vieldeutig.

Zum anderen gab es in den frühen Morgenstunden vor 5.00 Uhr WOZ (ca. 6.10 Uhr ZZ) Schwierigkeiten, weil mit keinem sinnvollen Globalstrahlungswert (unter Einhaltung von $T > 2$) die Meßwerte abgebildet werden konnten. Mit allen anderen Werten, die in Zeiten des unterkritischen Feldwinkels lagen (Dauer etwa 2,5 h), gab es keine Probleme. Gemäß Bild 18 ist die Strahlungsfunktion zu dieser Zeit zweideutig. Angesichts des wolkenlosen Tages konnten jeweils die größeren Globalstrahlungswerte verwendet werden.

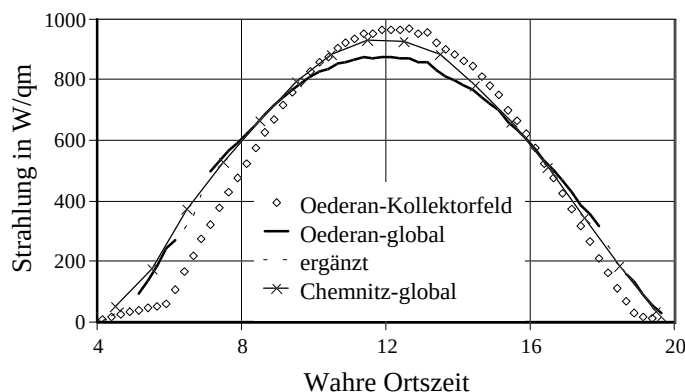


Bild 22: Strahlungsrückrechnung für den 2.7. 94

Zum Vergleich enthält das Diagramm die vom deutschen Wetterdienst im 15 km entfernten Chemnitz gemessenen Globalstrahlungsdaten /43/. Mit Ausnahme der Mittagsstunden sind die Meßkurve von Chemnitz und die Rechenkurve von Oederan fast identisch. Zur Mittagszeit lagen in Chemnitz um bis zu 6 % höhere Strahlungswerte vor als in Oederan. Dafür sind zwei Erklärungen denkbar:

1. In Chemnitz war es am Mittag klarer als in Oederan. Dies ist relativ unwahrscheinlich, da die Station tiefer und großstadtnäher liegt als Oederan.
2. Die Korrelationsfunktion gemäß Bild 15 beschreibt das Verhalten am 2.7.94 relativ schlecht. Dies konnte anhand der Chemnitzer Wetterdaten nachgewiesen werden, da sie aus Global- und Diffusstrahlungswerten bestehen. Der Tag ist dank wolkenlosen Wetters dem rechten Bereich des Streufeldes nach Bild 14 einzuordnen. Eine genaue Überprüfung ergab, daß die Werte unterhalb der Mittelwertkurve lagen. Diese Abweichung vom Berechnungsalgorithmus erklärt auch das Rechenproblem in den frühen Morgenstunden.

Als Ergebnis der beispielhaften Strahlungsrückrechnung ist festzuhalten:

1. Die Strahlungsrückrechnung ist prinzipiell möglich und kann zeitweise gute Ergebnisse liefern.
2. Zeitweise Zwei- und Vieldeutigkeiten der Umkehrfunktionen führen zu Unsicherheiten der Strahlungsberechnung.
3. Die Korrelationsfunktion widerspiegelt nur ein stochastisches Feld von Strahlungswerten, so daß die Strahlungsrückrechnung zu bestimmten Zeiten fehlerhafte Werte liefert.

Weiterhin ist festzustellen, daß die Strahlungsrückrechnung ein sehr weites Feld ist und hinsichtlich des Jahresverlaufs und verschiedener Ausgangsorientierungen weiter untersucht werden muß.

2.2.6. Isoheliendiagramm

Mit dem Isoheliendiagramm nach Bild 23 wird ein Verfahren für die Visualisierung der Ergebnisse der Strahlungsberechnung angewendet. Dort sind Neigung und Richtung von Gebäudeflächen als Polarkoordinatendiagramm aufgetragen. Das Zentrum symbolisiert eine horizontale Ebene und der äußerste Kreis senkrechte Wände unterschiedlicher Richtung. In diesem Ausrichtungskreis wurden Isolinien der jährlichen Gesamtstrahlung eingetragen. Die konkreten Zahlen gelten für die Wetterdatei Dresden-Wahnsdorf und wurden mit TRNSYS berechnet. Die Bestimmung ist sehr zeitaufwendig und wurde erst durch den TRNSYS-Varia- tor gemäß Kapitel 2.3.5 möglich.

Optimal ausgerichtet ist ein Süddach mit einer Neigung von 46° . Es empfängt eine Strahlung von $1370 \text{ kWh/m}^2\text{a}$, also 27 % mehr als eine ebene Fläche mit $1083 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Je mehr die Ausrichtung von diesem Optimalwert abweicht, desto geringer wird die Strahlung. In einem relativ großen Bereich um das Optimum sind die Abweichungen jedoch gering. Dies betrifft alle Dächer zwischen Südost und Südwest mit einer Neigung zwischen 30° und 60° . Beträgt die Südabweichung weniger als 15° , erhalten auch alle Dächer zwischen 15° und 75° Neigung gute Strahlungsmengen.

Der geringsten Strahlung unterliegt eine Nordwand, die mit $430 \text{ kWh/m}^2\text{a}$, nur 31 % der Strahlungsmenge wie die begünstigste Fläche erhält.

Die Rechenwerte decken sich nicht mit den Meßergebnissen des 1000-Dächer-Programms (Markteinführungsprogramm Photovoltaik). Dort wurden zwischen Feldstrahlung und Globalstrahlung Unterschiede von maximal 20 % festgestellt, also 6 % weniger, als mit TRNSYS errechnet wurde.

Mittels Nachrechnung einzelner Tage mit einem Tabellenkalkulationsprogramm konnte nachgewiesen werden, daß das Formelwerk der Strahlungsberechnung korrekt programmiert ist

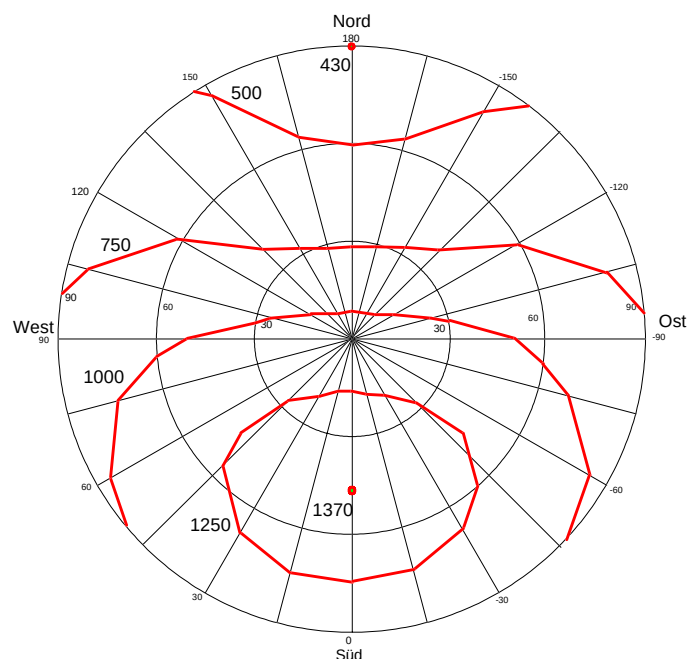


Bild 23: Isoheliendiagramm

Eine weitere Proberechnung ergab, daß die Meßwerte besser mit dem isotropen Modell als mit dem Modell nach Hay and Davis nachvollzogen werden konnten.. Es besteht Forschungsbedarf zur Vermessung der Diffusstrahlungsverteilung und der Weiterentwicklung der Rechenmodelle.

2.3 Das Simulationsprogramm TRNSYS

2.3.1 Prinzip

Durch die fortgeschrittene Entwicklung der Computertechnik ist es heute zunehmend möglich und sinnvoll, zur Erfassung und Berechnung von Energiesystemen Simulationsprogramme einzusetzen. Simuliert werden dabei vorrangig Systeme, die von mehreren voneinander unabhängigen Faktoren beeinflußt werden und bei denen nichtzyklische Speichervorgänge eine Rolle spielen.

Ziel der Simulation ist es, Vorhersagen über das Verhalten dieser Systeme zu ermöglichen. Dazu ist es zunächst notwendig, die Systeme exakt zu beschreiben. Ist dies einmal geschehen, können leicht Variantenrechnungen durchgeführt werden. Dadurch wird es möglich, neue Systeme optimal zu planen und bestehende Systeme zu optimieren.

Ein sehr vielseitiges, aber auch sehr schwer handhabbares Simulationsprogramm ist TRNSYS. Es wurde 1973 an der University of Wisconsin in Madison für die Simulation solarthermischer Anlagen entwickelt. Seitdem wurde es ständig weiterentwickelt. Gegenwärtig ist die Version 14.2 aktuell, wobei die Erstellung dieser Arbeit mit der 1993 aktuellen Version 13.1 begonnen und aufgrund des zu hohen Umstellungsaufwandes auch weitergeführt wurde.

Heute ist der Einsatz von TRNSYS besonders für die Berechnung von Solar- und Klimaanlage sowie von Systemen der Kraft-Wärme-Kopplung sinnvoll. Am Einsatz für Regelungsuntersuchungen wird gegenwärtig gearbeitet.

Dem Programm liegt die Idee zugrunde, ein großes mathematisches Problem in viele Teilprobleme zu zerlegen und sie durch Module zu beschreiben, welche dann vom Anwender in einer Steuerdatei, dem sogenannten Deck, miteinander zu verknüpfen sind. Solche Module existieren derzeit für Komponenten thermischer Energiesysteme und für die Gebäudesimulation.

TRNSYS berechnet das Systemverhalten in Zeitschritten von einer Stunde oder weniger. Für einen einzelnen Zeitschritt wird angenommen, daß konstante Bedingungen herrschen, also konstante Einstrahlungen, konstante Temperaturen und Wärmeströme usw. Dieser stationäre Zustand wird jeweils ausgerechnet. Welche Größen am Ende ausgegeben werden sollen, legt der Nutzer im Deck selbst fest.

Sind Ganzjahressimulationen notwendig, sollte die Zeitschrittweite, die sich aus den relevanten Zeitkonstanten ergibt, eine Stunde nicht um mehrere Größenordnungen unterschreiten. Die Rechnung dauert dann zu lange.

Das Programm ist in FORTRAN 77 geschrieben. Da es mit Quellcode ausgeliefert wird, kann ein Programmierer neue Module hinzufügen bzw. Vorhandene modifizieren.

TRNSYS ist kein vordergründig kommerzielles Programm, was sich auch im Preis niederschlägt. Es ist eine Größenordnung billiger als vergleichbare Programme (zum Beispiel TAS). Im Gegenzug muß eine gewisse Fehlerhaftigkeit in Kauf genommen werden, um deren Abstellung sich der Nutzer selber bemühen muß.

In TRNSYS ist im Prinzip jede mögliche energetische Schaltung berechenbar. Mit beherrschbarem Aufwand ist dies jedoch nur bei Vorliegen von Unterprogrammen für jede Komponente möglich. Der Bestand ist momentan bereits relativ groß. Einzelne Komponenten können selbständig programmiert werden.

2.3.2 Das TRNSYS-Deck

Im Deck werden die Komponenten einer energetischen Schaltung miteinander verknüpft, die Datenein- und ausgabe organisiert und für den Simulationsablauf notwendige Anweisungen vereinbart. Es verfügt über eine eigene Formatsprache. Die Komponenten nennt man in TRNSYS "Type". Es gibt Bauelemente-Types, wie Kollektor, Pumpe, Speicher usw., sowie externe Types wie Strahlungsprozessor und Datenleser.

Jede Komponente im System wird über drei Arten von Informationsflüssen beschrieben (siehe Bild 24). Das Verhalten einer Systemkomponente - beschrieben über die Outputs - hängt von Einflußgrößen, die sich im Jahresverlauf nicht ändern, definiert über "Parameter" und Einflußgrößen, die sich von Zeitschritt zu Zeitschritt ändern können, beschrieben über "Inputs" ab. Die Inputwerte werden üblicherweise von den Outputs anderer Komponenten bezogen, dürfen aber auch konstant sein.

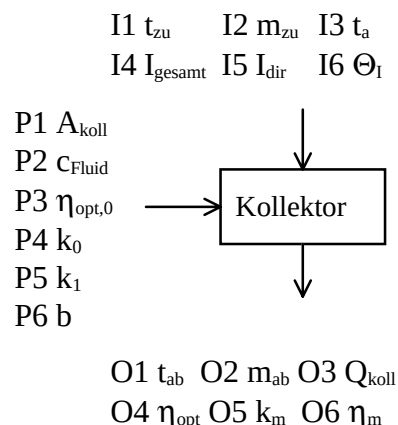
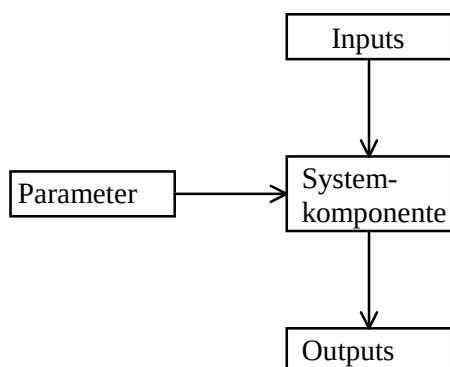


Bild 24: Allgemeine Komponentenbeschreibung

Bild 25: Belegung Sonnenkollektor

Parameter-, Input- und Outputbelegung sind für jede Komponente charakteristisch und können Katalogen /41/ entnommen werden. Erstellt der Nutzer eigene Types, kann er auch in den Grenzen der physikalischen Sinnhaftigkeit des Modells diese Belegung selbst festlegen. In Bild 25 ist beispielhaft die Belegung eines Sonnenkollektors angegeben. Parameter sind zum Beispiel die Kollektorfläche A_{koll} und der optische Wirkungsgrad bei senkrechter Einstrahlung $\eta_{opt,0}$, Inputs z. B. die Zulauftemperatur t_{zu} und die Direktstrahlung I_{dir} und Outputs z. B. Ablauftemperatur t_{ab} und die Kollektorleistung Q_{koll} .

Einige externe Types weichen von der Standardstruktur ab. So besitzt der Datenleser keine Inputs, da er die Wetterdaten direkt aus einer externen Datei bezieht und der Drucker keine Outputs, da er die Ergebnisse direkt in eine externe Datei ablegt. Bei der Ergebnistabelle tritt eine zusätzliche Kategorie auf, "Labels", die für die Beschriftung der Spaltenköpfe benötigt wird.

Um was für eine Art von Komponente es sich jeweils handelt, wird durch eine Type-Nummer festgelegt. So hat der Kollektor die Nummer 1 und der allgemeine Speicher die Nummer 4. Da in einem Deck einzelne Komponentenarten mehrfach auftreten können, zum Beispiel Speicher, besitzt jede Komponente zusätzlich noch eine Unit-Nummer, die im ganzen Deck nur einmal auftreten darf.

Neben den Types gibt es in einem Deck noch "Statements", welche Anweisungen definieren, die nicht einzelnen Komponenten zugeordnet werden können, aber für die Funktionsweise des Decks notwendig sind.

Dies betrifft zum Beispiel die Festlegung der Simulationsschrittweite, die Zuweisung von Wetter- und Ausgabedatei und die zulässige Iterationszahl je Zeitschritt.

Eine Sonderstellung nehmen die "Equations" ein, in denen Berechnungen vorgenommen werden können, die nicht einzelnen Komponenten zuzuordnen sind, zum Beispiel die Berechnung stetiger Regelsignale. Eine Equation übernimmt einen oder mehrere Outputs, berechnet daraus eine Variable, die dann von einer anderen Komponente als Input übernommen wird. Die Übernahme von Wetterdaten und gebäudecharakterisierenden Größen sowie die Übergabe von Ergebnissen erfolgt mittels Dateien.

Im folgenden soll kurz dargestellt werden, wie aus einer vorgegebenen Schaltung ein TRNSYS-Deck erarbeitet wird. Das Beispiel ist sehr einfach und seine technische Realisierung nicht empfehlenswert. Es geht nur um die Darstellung der prinzipiellen Vorgehensweise bei der Erstellung eines Decks und um das Verständnis der Funktion des Decks.

Es ist ein einfacher solarer Durchlauferhitzer gemäß Bild 26 zu realisieren. Eine Pumpe fördert durch einen horizontalen Kollektor von 1 m^2 einen konstanten Volumenstrom genau dann, wenn die Globalstrahlung $200 \text{ W/m}^2 = 720 \text{ kJ/hm}^2$ übersteigt. Zu ermitteln sind die mittleren Nutzungsgrade für jeden Monat und für das gesamte Jahr.

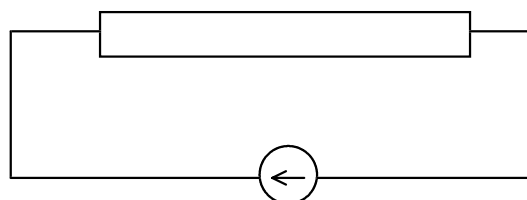


Bild 26: Einfacher solarer Durchlauferhitzer

Gegeben ist ebenfalls eine Wetterdatei mit Namen dd3.wet, in der sich u. a. stündliche Werte für Globalstrahlung und Außentemperatur befinden. Zunächst wird ein Informationsflußbild erstellt, das heißt, Bild 26 wird durch die externen Types und die Informationsflüsse sowie um Type und Unitnummern ergänzt.

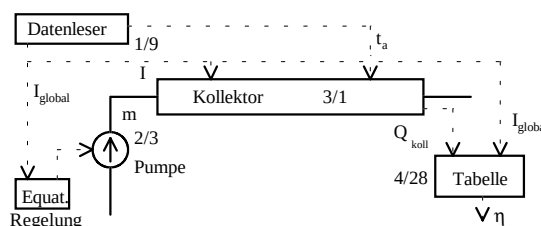


Bild 27: Informationsflußbild

An Komponenten werden ein Datenleser, eine Pumpe, ein Kollektor und eine Ausgabeeinheit, in diesem Fall eine Ergebnistabelle, benötigt. Weitere Festlegungen sind für die Definition der externen Dateien, der Simulationszeit, der Errechnung des Regelsignals und dem Simulationsende notwendig. Entsprechend den Parameter-, Input- und Outputbelegungen ergibt sich ein Deck gemäß Bild 28.

Kommentarzeile (mit "*" beginnend)

* Einfacher solarer Durchlauferhitzer

Assign bsp1.out 6 Zuweisung der Ausgabedatei
Assign dd3.wet 10 Zuweisung der Wetterdatei

Simulations 0 8760 1 Festlegung von Simulationsbeginn,
-ende und -zeitschritt

Unit 1 Type 9 Datenleser
Parameters 9 Type-Nummer
7 1 -5 1 0 -6 1 0 10 Bestimmung des Regelsignals.

Equations 1 Der Output [1,6] wird mit der Vorgabe
ga = GT([1,6],720) verglichen und die Regelvariable ga
bei Übersteigen auf 1, sonst auf 0, gesetzt

Unit 2 Type 3 Pumpe
Parameters 1 Outputzuweisung in einer Gleichung:
30 6. Output von Unit 1 (Strahlung)
Inputs 3 eckige Klammern verwenden
0,0 0,0 ga Input als Variable ga gemäß Gleichung
20 30 0 Input (1. Input Pumpe = Eintrittstemperatur) konst.
Konstantwert dieses Inputs (20 °C)

Unit 3 Type 1 Kollektor
Parameters 6 Parameterliste (Belegung gemäß Katalog)
1 4.19 0.83 12.6 0.04 0.15 3. Parameter Kollektor (opt. Wirkungsgrad = 0,83)
Inputs 6
2,1 2,2 1,7 1,6 1,5 0,0 5. Input Kollektor (Einstrahlung)
20 0 -6.2 0 0 60 vom Unit 1 den 5. Output beziehen
Anfangswert ist 0

Unit 4 Type 28 Ergebnistabelle
Labels 1 Spaltenüberschrift in der Tabelle
ETA%
Inputs 2 Zuweisung der Daten in die Datei Nummer 6
3,3 1,6 nach Assign-Anweisung ist dies bsp1.out
Parameters 12
-1 0 8760 6 2
0 0 2 -1 100 1 -4 Ende des Decks

End

Bild 28: Beispieldeck mit Erläuterungen

2.3.3 Konvergenz und Genauigkeit

Der Zustand der Anlage bei jedem Zeitschritt wird mittels trivialer Iteration bestimmt. Dadurch ergeben sich bei komplizierten Schaltungen schnell beträchtliche Konvergenzprobleme, die dem TRNSYS-Nutzer große Schwierigkeiten bereiten. Die Iterationszahl steigt und damit auch die Rechenzeit. Zum Teil wird keine Konvergenz gefunden, was einige reale Betriebsführungen unberechenbar machen kann, beispielsweise Kollektoren mit sehr hohen spezifischen Masseströmen.

Unlösbare Konvergenzprobleme entstehen vorrangig durch Regelalgorithmen und Anlagenkennlinien, die Sprünge aufweisen. Ein typischer Fall ist der Versuch, die Fensterverschattung un stetig nach der Raumtemperatur zu regeln. Dabei wird in einer Formel definiert, daß bei Überschreiten einer bestimmten Raumtemperatur die Verschattung zu schließen und diese bei Unterschreiten wieder zu öffnen ist.

Es kann hierbei der Fall eintreten, daß die Raumtemperatur durch das Schließen der Verschattung noch während des Zeitschrittes unter die Grenztemperatur fällt, was wieder zum Öffnen der Verschattung führt. Wenn es bei geöffneter Verschattung aber nicht zum Unterschreiten des Grenzwertes kommt, errechnet TRNSYS erneut einen Schließbefehl. Dieser Rechenhergang wird sich so oft wiederholen, bis die maximale Iterationszahl erreicht und die Berechnung wegen Inkonvergenz abgebrochen wird.

Das Problem läßt sich dadurch lösen, daß der Öffnungszustand der Verschattung stetig in Abhängigkeit von der Raumtemperatur in einem bestimmten Bereich geregelt wird. Eine zweite Möglichkeit bietet der Einsatz eines Regler-Type, bei dem eine Hysterese vereinbart wird. Bei ungünstigen Hysterese-Werten kann es aber dennoch zur Inkonvergenz kommen.

Bei der Programmierung neuer TRNSYS-Module ist darauf zu achten, daß die der Modellierung zugrundeliegenden empirischen Kennlinien oder auch physikalischen Modelle keine Unstetigkeiten in Form von Wertesprüngen aufweisen sollten. In einem derartigen Fall kann der Nachnutzer auch durch eine geschickte Deckerstellung Konvergenzprobleme nicht vermeiden.

Konvergenzprobleme treten auch dann auf, wenn sich Speichervorgänge beschreibende Größen innerhalb eines Zeitschritts zu stark ändern, zum Beispiel die Temperatur in einem Gebäude. Es empfiehlt sich dann, die Zeitschrittweite zu verringern und der langsamen Konvergenz dadurch Rechnung zu tragen, daß die zulässige Iterationsanzahl durch eine LIMITS-Anweisung erhöht wird.

Die durch das Berechnungsverfahren der trivialen Iteration bedingte, langsame Konvergenz soll anhand eines Beispiels demonstriert werden. Ausgangspunkt ist der solare Durchlauferhitzer gemäß Bild 26. Dieser soll dahingehend verbessert werden, daß eine bestimmte Austrittstemperatur des Wassers gewünscht wird. Realisierbar wird dies durch eine proportionale Regelung des Volumenstroms gemäß folgender Formel:

$$m_{\text{koll}} = m_{\text{max}} \cdot (t_{\text{ist}} - t_{\text{soll}}) / \Delta t_{\text{max}} \quad 0 < m_{\text{koll}} < m_{\text{max}}$$

Die Iteration beginnt mit der Kollektorausstrittstemperatur, bei welcher der vorangegangene Zeitschritt geendet hatte. Daraus wird ein Massestrom berechnet, der dem Kollektor zugeführt wird, wonach der Kollektor eine neue Austrittstemperatur bestimmt, die im zweiten

Iterationsschritt zur Berechnung eines neuen Massestroms führt. In Bild 29 ist das langsame Voranschreiten der Kollektortemperatur im Iterationsprozeß dargestellt.

Um ausgewählte Größen mit besonders langsamer Konvergenz mit weniger Iterationsschritten berechnen zu können, enthält TRNSYS ein Type "Konvergenzbeschleuniger", das den Iterationsvorgang beobachtet und ab dem 3. Iterationsschritt entsprechend dem Sekantenverfahren neue Werte in den Berechnungsvorgang einspeist.

In Bild 29 ist ebenfalls der Iterationsverlauf bei Einsatz des Konvergenzbeschleunigers dargestellt. Ohne Konvergenzbeschleuniger, also bei trivialer Iteration beträgt die Genauigkeit nach 20 Iterationen 0,1 K und nach 34 Iterationen 0,01 K. Der Konvergenzbeschleuniger stellt bereits nach 5 Iterationen eine Genauigkeit von 0,001 K bereit

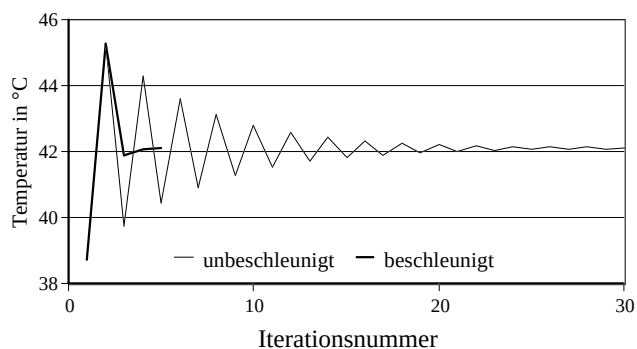


Bild 29: Konvergenzverhalten

Beispielrechnungen ergaben, daß der Konvergenzbeschleuniger auch Zeitschritte, die bei trivialer Iteration divergieren, zur Konvergenz bringen kann. Das dargestellte Beispiel ist ein typischer Fall dafür, da die Gleichung zur Berechnung des Volumenstroms bei geringen zulässigen Regelabweichungen $\Delta t_{\max}$ unstetig im Sinne starker Knickpunkte wird. Die iterative Berechnung schwankt ohne Konvergenzbeschleuniger dann ständig zwischen den Berechnungen für vollen und für nicht vorhandenen Volumenstrom und kann den dazwischen liegenden Lösungswert nicht erreichen.

Einziger Nachteil des Konvergenzbeschleunigers ist, daß jeweils nur eine Größe beschleunigt werden kann. Diesen Nachteil weist die "ACCELERATE"-Anweisung, die laut TRNSYS-Manual eine Beschleunigung nach dem gleichen mathematischen Prinzip zur Folge hat, nicht auf. Eine Beispielrechnung ergab allerdings, daß diese Anweisung keinen Einfluß auf den Iterationsverlauf nimmt.

Die bei der TRNSYS-Simulation angestrebte Genauigkeit wird durch eine "TOLERANCE"-Anweisung definiert. Diese beeinflusst vorrangig die Genauigkeit der Temperaturberechnung. Bei Systemen, die sehr geringe Temperaturspreizungen aufweisen, wie zum Beispiel Sorptionskältemaschinen, dürfen die Temperaturabweichungen daher nur gering sein, um eine ausreichende Genauigkeit der Berechnung der Wärmeströme sicherzustellen.

2.3.4 Die Modellierung des Gebäudes

Kompliziertester und oft rechenzeitintensivster Gegenstand von Simulationen ist zumeist das Gebäude. Jede Modellierung kann hierbei nur eine Näherung unterschiedlichen Grades an die Realität sein.

In TRNSYS existiert ein Mehrzonenmodell, das jede Zone mit einem Luftknotenpunkt idealisiert. Die internen Gewinne werden vom Anwender in Konvektions- und Strahlungsanteile aufgeteilt. Während die konvektiven Anteile an den Luftknoten gekoppelt sind, werden die Strahlungsgewinne oder -verluste an die umgrenzenden Flächen gekoppelt. Für externe Wandoberflächen wird der Wärmeübergang als Kombination aus Strahlung und Konvektion betrachtet.

Der langwellige Strahlungsaustausch zwischen den Oberflächen in der Zone und der konvektive Wärmeaustausch der Oberflächen mit dem Luftknoten wird mit der Stern-Netzwerk-Methode von Seem /44/ gerechnet. Die Methode arbeitet mit einem künstlichen Temperaturnoten, der mit allen Oberflächen über Konvektion und Strahlung in Austausch steht. Der Luftknoten der Zone ist nur mit diesem Sternknoten über Konvektion gekoppelt und nicht direkt mit allen Oberflächen.

Der Wärmedurchgang durch Wände wird nach der Methode von Mitalas und Arseneault /45/ mittels Transferfunktionen berechnet. Die Wände werden dabei als Black box betrachtet, die nur über Oberflächentemperaturen innen und außen und die Wärmeströme zu den Oberflächen beschrieben wird. Die thermische Kapazität einer Wandkonstruktion wird mittels der "Geschichte" der Wand berücksichtigt, wodurch sich eine Abhängigkeit der momentanen Werte von Temperaturen und Wärmeströmen von ihren Werten einen oder mehrere Zeitschritte vorher ergibt.

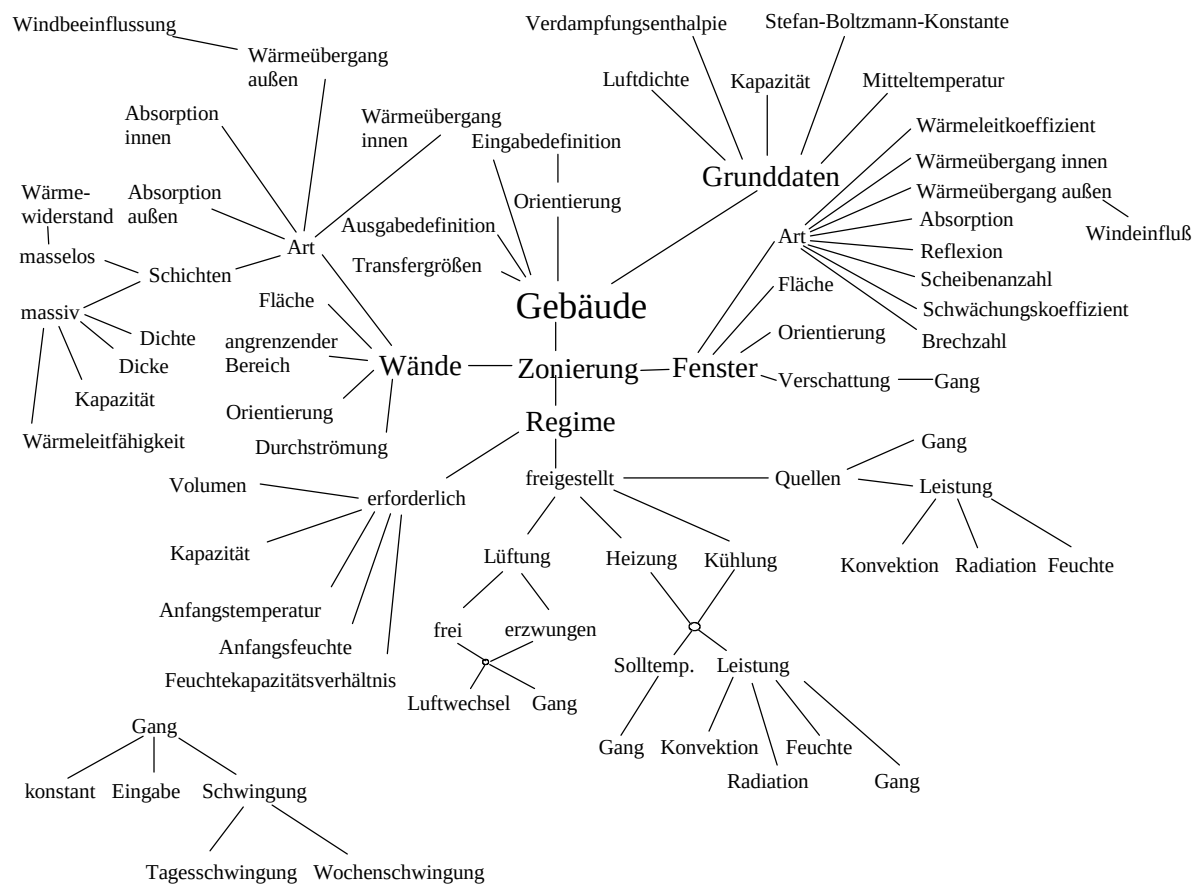


Bild 30: Gebäudebeschreibende Größen

Die Nutzungsbedingungen des Gebäudes können ausgesprochen variabel gestaltet werden. So sind innere Quellen, das Heizungsregime, Lüftung, Wärmeübergangskoeffizienten, Grenztemperaturen und Einstrahlungen als Zeitschwingungen oder als beliebig von anderen Größen abhängig definierbar. Einen Überblick über Art und Vielfalt der ein Gebäude beschreibenden Größen gibt Bild 30.

Ausgehend von den bisher gültigen Einschränkungen der Rechentechnik ist der Rechenumfang des Gebäudes in der Standardversion sehr begrenzt. So sind nur 10 Zonen und 20 unterschiedliche Wände zulässig. Wer einige FORTRAN-Kenntnisse besitzt, kann diese Parameter relativ problemlos erhöhen.

Wesentlich eingeschränkt wird die Genauigkeit der Gebäudesimulation durch das nichtgeometrische Modell. Es werden keine Einstrahlzahlen berechnet, was vor allem die Berechnung von Wandheizflächen mit Fehlern behaftet. Zudem wird die Sonneneinstrahlung durch die Fenster gleichmäßig auf alle Wände der Zone verteilt. Dies ist in beschränktem Maße durch die Korrektur der Absorptionswerte ausgleichbar. Da nur ein Luftknoten je Zone existiert, kann die vertikale Temperaturverteilung nicht berücksichtigt werden.

Relativ genau werden die Fenster modelliert. So wird die Winkelabhängigkeit von Absorption und Reflexion abhängig von Scheibenzahl und Brechzahl des Glases berücksichtigt.

Die größten Probleme bereitet gegenwärtig die Stabilität der Transferfunktion bei dicken Wänden. Gegenwärtig ist nur eine begrenzte Anzahl von Schritten gestattet, was zum Beispiel die exakte Berechnung von Ziegelwänden über 40 cm Dicke unmöglich macht. Es ist möglich, im Quellcode die zulässige Anzahl zu erhöhen, wobei aber die Berechnung immer ungenauer wird. Es können nicht erkennbare Fehler auftreten.

2.3.5 Der TRNSYS-Variator

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden mehrere neue TRNSYS-Types erstellt. Diese dienen der Lösung spezieller energietechnischer Probleme und werden daher in den entsprechenden Abschnitten der Arbeit beschrieben. Lediglich das Variationsproblem ist allgemeiner Natur und wird daher im folgenden hinsichtlich Problemstellung und Lösung dargelegt.

Bisher konnte mit TRNSYS in einem Simulationslauf nur eine Anlagenkonfiguration untersucht werden. Damit ist es nur ungenügend für Design und Optimierung geeignet. Zur Bestimmung eines optimalen Parameters wird TRNSYS bislang mit einem bestimmten Deck gestartet. Nach Beenden der Simulation wird dieser Parameter im Deck geändert und das Programm erneut gestartet. Bei praktischen Aufgabenstellungen sind oft mehrere Größen zu variieren, was zu einem immensen Arbeitsaufwand führt. Sehr viel günstiger wäre die automatische Abarbeitung eines solchen Prozesses. Dann könnten zum Beispiel Simulationsvariationen über Nacht vom Computer berechnet werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde diese Programmieraufgabe bei einem Spezialisten in Auftrag gegeben /46/.

Ursprünglich bestand die Vorstellung, ein übergeordnetes Programm zu entwickeln, welches jeweils in das Deck eingreift, einzelne Größen ändert und neu startet. Es wurde jedoch eine sehr viel elegantere Lösung gefunden, indem die Variation durch ein neu geschaffenes TRNSYS-TYPE erfolgt. Dieses kann in der vorliegenden Form bis zu zehn Parameter oder konstante Inputs variieren. Es mußten einige andere Types geändert werden, in denen die Initialisierung durch DATA-Anweisungen erfolgte.

Der Variator wird wie jede andere Komponente compiliert und gelinkt. Die Wetterdaten dürfen nur in einer Datei vorliegen, da der Datenleser bei der Initialisierung nur auf die gerade benutzte Wetterdatei zurücksetzen kann. Die Variation von Ausgabeeinheiten ist nicht sinnvoll und auch nicht möglich. Die Ausgabe der Ergebnisse erfolgt in eine Datei in der Reihenfolge der Simulationsläufe. Dabei geht der jeweils letzte Zeitschritt jeder Simulation verloren. Der Fehler bei einer Ganzjahressimulation ist aber gering. Im folgenden ist die Parameterbelegung dargestellt. Outputs sind nicht vorhanden.

Par- Nr.	Belegung
.	.
5*i+1	UNIT Nummer der (i+1) ten zu variierenden Größe
5*i+2	Position der zu variierenden Größe in der Liste
	pos. Vorzeichen: ein Parameter ist zu variieren
	neg. Vorzeichen ein konstanter Input ist zu variieren
5*i+3	Startwert
5*i+4	Endwert
5*i+5	Schrittweite
.	.

Die Laufvariable i liegt zwischen 0 und 9. Damit können bis zu 10 Größen variiert werden, müssen aber nicht. Vor dem Start der Simulation ist zu bedenken, daß die Variationsgesamtzahl mit der Variationsbreite stark ansteigt, also nach Möglichkeit nicht annähernd ausgeschöpft werden sollte. So dauert, selbst wenn jede von 10 Größen nur dreimal variiert wird und jede Simulation 50 Sekunden dauert, die gesamte Variation mehr als einen Monat. Ebenso muß die Größe der Ausgabedatei vorher kalkuliert werden. Sie kann schnell eine festplattensprengende Größe erreichen. Tritt dies während der Variation ein, stürzt der Rechner ab und die bereits ermittelten Ergebnisse dieser Variation gehen verloren.

Bei einigen Untersuchungen, speziell saisonaler Speicher, müssen Anfangs- und Endzustände abgeglichen werden. Es ist dann sinnvoll, identische Variationen zu wiederholen. Zu diesem Zweck wird die Berechnungshäufigkeit als konstanter Input definiert. Weitere Inputs existieren nicht.

Für die automatische Parametervariation können alternativ zum Variator auch Programme in speziellen Programmiersprachen verwendet werden. Eine Möglichkeit ist der Einsatz von "Visual Basic für Applikationen" (VBA), das zum Lieferumfang von MS-Excel gehört. Ein vom Nutzer erstelltes Programm liest die Parameter ein, erstellt das TRNSYS-Deck, startet die Simulation und liest die Ergebnisse aus.

Vorteile dieses Verfahrens sind die Simulationssteuerung vom Excel und die Möglichkeit der Optimierung. Nachteile bestehen in der Notwendigkeit des Erlernens einer weiteren Programmiersprache (VBA) und des Einsatzes windows-kompatibler TRNSYS-Programme. Letzteres schränkt den möglichen Simulationsumfang ein und verlängert die Rechenzeit.

2.4 Berechnung des Jahresheizwärmebedarfs

2.4.1 Normgebäudewärmebedarf

Der Normgebäudewärmebedarf gemäß DIN 4701 /47/ ist Grundlage einer Reihe von Berechnungsalgorithmen des Jahresheizwärmeverbrauchs. Weiterhin ist seine Kenntnis für das Verständnis des Begriffs der Vollbenutzungsstunden und als Eingabegröße der Computersimulation von Bedeutung. Trotz einer relativ einfachen Berechnung gibt es im Umfeld immer wieder Unklarheiten.

Prinzipiell besteht der Normgebäudewärmebedarf aus jenen Wärmeverlusten durch Transmission und Lüftung beheizter Räume, die sich in einem Gebäude bei Vorliegen von Normtemperaturen und Abwesenheit von inneren und radiativen Gewinnen einstellen. Die Normaußentemperaturen entsprechen dem tiefsten Zweitagesmittel, das von 1951 bis 1979 maximal zehnmal erreicht oder unterschritten wurde. Es ist regional verschieden und liegt in Deutschland zwischen -8 und -20 °C. Bei schweren Bauweisen darf es entsprechend nach oben korrigiert werden, um das Speicherverhalten zu berücksichtigen. Bei den meisten Gebäuden handelt es sich um 2 K.

Unter Vorliegen bestimmter Voraussetzungen werden Einflüsse der Sonnenstrahlung berücksichtigt. Schlechtgedämmte Wände dürfen im Wärmedurchgangskoeffizienten leicht reduziert werden. Bei Fenstern existiert diese Reduktion ebenfalls. Sie ist vom Gesamtenergiedurchlaßgrad abhängig.

Der Lüftungswärmeverbrauch wird bei heutigen dichten Gebäudehüllen im Normalfall unter Voraussetzung eines hygienisch notwendigen Luftwechsels berechnet. Dieser Luftwechsel ist nicht mit dem jährlichen Mittelwert identisch, der deutlich höher liegt. Zusätzlich wird davon ausgegangen, daß er nur an der angeströmten Fassade aktiv wird. Lediglich bei Gebäuden über 10 m Höhe wird mit einem zusätzlichen Auftriebsanteil gerechnet. Berücksichtigt wird dies durch einen Gleichzeitigkeitsfaktor, der je nach Auftriebswirkung 0,5 oder 0,7 beträgt.

Bedingt durch diese Minderung auf der Lüftungsseite und der Nichtberücksichtigung raumspezifischer Zuschläge ist der Normgebäudewärmebedarf deutlich niedriger als die Summe des Normwärmebedarfs der Einzelräume. Dies war in der Ausgabe von 1959 nicht in diesem Ausmaß der Fall. Es wird deshalb ein geringerer Normgebäudewärmebedarf ausgerechnet, woraus sich wesentlich höhere Vollbenutzungsstunden der Raumheizung ergeben, als nach der alten DIN 4701 und leider noch landläufig angenommen werden. Sie betragen nicht mehr 1300 bis 1700 h/a, sondern etwa 1800 bis 2300 h/a /36/. Werden kleinere Werte genannt, sind oft nicht die Vollbenutzungsstunden der Raumheizung gemeint, sondern die der Wärmeerzeugeranlage. Die Diskrepanz ergibt sich aus der weitverbreiteten Überdimensionierung.

Ein weiterer Aspekt der Norm ist zu beachten. Die Abschläge für Sonnenstrahlung, die Normtemperaturkorrektur und der Gleichzeitigkeitsfaktor für die Lüftung liegen tabelliert vor und führen deshalb zu Unstetigkeiten bei der Berechnung. Ein Beispiel ist der Normgebäudewärmebedarf als Funktion der Dämmung. Ergebnis ist eine Funktion mit Sprungstellen.

2.4.2 Berechnungsverfahren des Jahresheizwärmebedarfs

Das wohl wichtigste Verfahren ist die Berechnung nach der VDI 2067 Blatt 2 "Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Raumheizung". Der Jahresheizwärmeverbrauch basiert auf einem Rechenwert ohne Berücksichtigung von Fremdwärmegewinnen, von dem anschließend die Fremdwärmegewinne abgezogen werden.

Der Jahresheizwärmeverbrauch wird zunächst grob aus dem Normgebäudewärmebedarf, der Anzahl der Heiztage einschließlich Sommerheiztage und der mittleren Temperatur an diesen Tagen bestimmt. Anschließend werden Korrekturfaktoren für den nutzerspezifischen Lüftungswärmeverbrauch, zeitlich und räumlich eingeschränkten Heizbetrieb, die regelungstechnische Ausstattung und variable Raumtemperaturen eingearbeitet.

Die Fremdwärmegewinne bestehen aus solaren und inneren Gewinnen, die mit einem Fremdwärmenutzungsgrad gewichtet werden.

Für eine Reihe von Gebäudetypen sind Erfahrungswerte der Vollbenutzungsstundenzahl tabelliert worden. Diese liegen für die Wetterdaten von Düsseldorf vor. Das sogenannte Kurzverfahren bietet nun eine Formel für die Umrechnung auf beliebige Wetterdaten.

Beim Nachweis des Wärmeschutzes (WSVO) /48/ wird ein Wert errechnet, der zumindest die gleiche Maßeinheit wie der Jahresheizwärmebedarf aufweist. Es bleibt zu untersuchen, inwiefern dieser Wert für die Berechnung herangezogen werden kann. Dabei ist folgendes zu beachten:

- Der Wert gilt für die sehr geringe Gradtagszahl von 3500 Kd/a, was ungefähr dem milden Klima von Freiburg entspricht.
- Es wird von einem Luftwechsel von $0,8 \text{ h}^{-1}$ ausgegangen, der jedoch nur auf 80 % des gesamten Gebäudevolumens bezogen ist. Der Wert ist dennoch relativ hoch.

Die Berechnung erfolgt direkt aus den Gebäudegrößen, also ohne daß vorher der Normgebäudewärmebedarf bestimmt werden muß. Es werden ebenso solare und innere Gewinne berücksichtigt, allerdings mit pauschaler Korrektur. Da keine weiteren Korrekturfaktoren eingearbeitet werden, sind nutzungsspezifische Einflüsse nicht erfaßt. Mit der Rückgewinnung von Lüftungswärmeverlusten wird allerdings ein Einfluß berücksichtigt, der in der VDI 2067/2 nicht erfaßt wird. Die Berechnung läßt nur eine relativ geringe Gutschrift zu, was mit dem beträchtlichen Stromverbrauch einer Lüftungsanlage begründet wird.

Zum Verständnis muß hinzugefügt werden, daß die WSVO keinen Bauherren benachteiligen darf, was die Einheitlichkeit der Klimadaten erklärt. Des weiteren soll die Wärmeschutzverordnung einen Bau- und Anlagenstandard definieren, der frei von Nutzungseinflüssen ist.

Ein weiteres Verfahren stellt die Nutzung von Simulationsprogrammen dar. Zumeist wird das Gebäudeverhalten in Zeitschritten von einer Stunde detailliert berechnet und am Jahresende der Heizwärmebedarf summiert. In der Regel sind sehr umfassende Eingaben zum Gebäude und zum Heizungssystem vorzunehmen und eine Wetterdatei vorzugeben. Da üblicherweise das dynamische Speicherverhalten und zeitvariable Nutzungseffekte berücksichtigt werden, sind die Ergebnisse als relativ exakt anzusehen.

Die am weitesten verbreiteten Programme sind TRNSYS, BLAST, DOE und TAS.

2.4.3. Untersuchung eines Einfamilienhauses

Im folgenden soll ein Eigenheim mit Einliegerwohnung betrachtet werden. Es wurde nach den Maßgaben der Wärmeschutzverordnung von 1982 errichtet. Es wird der Einfluß von Wärmedämmung, Verglasung und Lüftung des Gebäudes auf die Resultate der Berechnung des Jahresheizwärmebedarfs nach VDI 2067/2, WSVO 95 und TRNSYS untersucht.

Die Gebäudehülle besteht im Istzustand aus 36,5 cm dicken Gasbetonsteinen ($\lambda=0,19$ W/mK) ohne Dämmung und Isolierverglasung ($k=1,9$ W/m²K). Alternativ werden eine verschlechterte Variante mit einer Außenwand aus ungeschäumten Hochlochziegeln ($\lambda=0,27$ W/mK) berechnet sowie eine verbesserte Variante, bei der die Gasbetonsteine um 4 cm Wärmedämmung ergänzt wurden.

Die Berechnungen erfolgten mit dem Langverfahren der VDI 2067/2, dem ausführlichen Verfahren der Wärmeschutzverordnung und einer Gebäudesimulation mit TRNSYS, wobei mit einem detaillierten Sieben-Zonenmodell gearbeitet wurde /49/.

In Bild 31 ist der Verlauf des Jahresheizwärmebedarfs als Funktion von Luftwechselzahl, Dämmstandard und Berechnungsverfahren dargestellt. Die Berechnung erfolgte zunächst mit den originalen Wetterdaten, so daß eine vergleichende Berechnung nach der Wärmeschutzverordnung nicht sinnvoll ist.

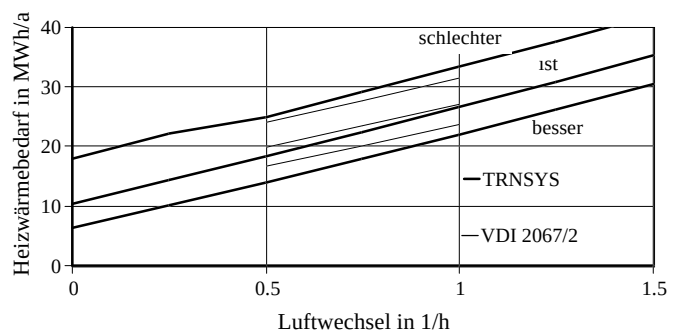


Bild 31: Jahresheizwärmebed. bei Originalwetterdaten

Der Heizwärmeverbrauch steigt mit der Luftwechselzahl fast linear an. Setzt man den Heizwärmeverbrauch bei fehlendem Luftwechsel als Transmissionswärmeverbrauch an, beträgt der Lüftungswärmeverbrauch bei einer Luftwechselzahl von 0,5 abhängig vom Dämmstandard 28; 43 bzw. 54 %. Er liegt zwischen 6,9 und 7,5 MWh/a, ist also vom Dämmstandard fast unabhängig. Die VDI 2067/2 rechnet beim Istzustand ungefähr den gleichen Wert, bei schlechterer Dämmung weniger und besserer Dämmung mehr als die Simulation aus. Der Bedarf steigt ebenfalls linear mit dem Luftwechsel an, allerdings in geringerem Maße.

Zwecks Bewertung der Wärmeschutzverordnung wurde die Berechnung mit den Wetterdaten von Freiburg wiederholt, allerdings nur für einen Luftwechsel von 0,75 h⁻¹. Erneut fällt auf, daß die VDI nur für den Istbestand ein gutes Ergebnis liefert. Die Wärmeschutzverordnung liefert unabhängig vom Dämmstandard einen 9 % niedrigeren Bedarf als die Simulation.

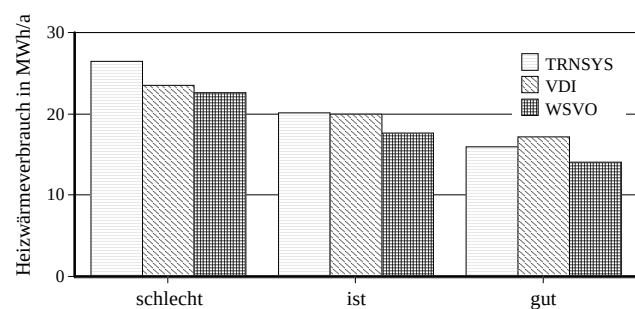


Bild 32: Verbrauch bei Freiburger Wetterdaten

Eine weitere Betrachtung behandelte den Fensterflächenanteil. Hierbei wurde der Fensterflächenanteil um 33 % verringert. Im Istzustand sank der Heizwärmeverbrauch um 2 % (TRNSYS) bzw. 4,5 % (VDI).

Je weiter der Dämmstandard verbessert wird, desto geringer ist die weitere Einsparung an Heizwärme. Die Wärmeschutzverordnung ergab hingegen eine Erhöhung des Bedarfs. Die Änderungen sind allgemein so gering, daß sich eine Verringerung der Fensterfläche nicht lohnt. Diese ist ja doch mit einem großen Komfortverlust verbunden.

Weiterhin wurde die Abhängigkeit von der Raumtemperatur untersucht. Dies konnte nur für TRNSYS und VDI erfolgen. Die WSVO ermöglicht nicht, diese Größe einfließen zu lassen. Die Änderung liegt bei 9,5 %/K (VDI) bzw. 12,2 %/K (TRNSYS) und ist nicht vom Dämmstandard abhängig. Er liegt damit deutlich höher als die allgemein bekannten 6 %/K.

Ebenfalls betrachtet wurde die Variation der Verglasungsart. Die bisher üblichen Fenster mit $k = 1,9 \text{ W/m}^2\text{K}$ wurden durch ein Fenster mit Schwergasfüllung mit $1,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ ersetzt. Beim schlecht gedämmten Gebäude kann eine Ersparnis von 7,8 % (WSVO) bis 13,7 % (VDI) verzeichnet werden, während der Jahresheizwärmebedarf am Gebäude mit höherem Dämmstandard um 5,4 % (WSVO) bis 15,7 % (VDI) sinkt. Bei Anwendung der Simulation erhöht sich also die Einsparung mit Verbesserung des Dämmstandards, während sie bei der Wärmeschutzverordnung absinkt.

Des weiteren sollte der Einfluß der Bauartschwere abgeschätzt werden. Zu diesem Zweck wurde die Dichte aller Baustoffe um 50 % verringert. Betrachtet wurde nur der Istzustand und auch nur mittels der Simulation. Es ergab sich eine Erhöhung des Jahresheizwärmeverbrauchs um 0,9 % - damit ein Effekt, der vernachlässigt werden kann. Es sollte jedoch nicht vergessen werden, daß schwere Bauweisen ihren Hauptvorteil nicht im Winter, sondern im Sommer haben.

Abschließend wurde noch der Einfluß der Gebäudeausrichtung untersucht. Es erfolgte eine derartige Drehung, daß die Hauptfensterfläche nicht mehr nach Südwesten, sondern nach Süden ausgerichtet ist. Durch die erhöhte Sonneneinstrahlung sank der Jahresheizwärmebedarf. Die einzelnen Berechnungsverfahren lieferten 2,5 % (Simulation), 0,6 % (VDI) bzw. 3,5 %. Der Einfluß ist also relativ gering. Allerdings unterscheidet sich bei diesem Gebäude der Fensterflächenanteil der Einzelfassaden nicht wesentlich. Bei Objekten mit ausgeprägter Hauptfassade ist die Abweichung sicher sehr viel größer.

2.4.4 Untersuchung eines Mehrfamilienhauses

Hier werden die Mehrfamilienhäuser in Oederan betrachtet, da sie im Rahmen der solaren Warmwasserbereitung (siehe Kap. 4) Untersuchungsgegenstand sind. Es handelt sich dort um Objekte des industriellen Wohnungsbaus der DDR in Blockbauweise 1,1 t. Sie wurden 1984 als Typ IW 79 des Wohnungsbaukombinates Chemnitz errichtet. Dieser Typ ist zwar sehr selten, unterscheidet sich aber nicht wesentlich von anderen Blockbauarten.

Die Blöcke sind aus Leichtzuschlagsbeton errichtet und damit von Anfang an wärmetechnisch in gutem Zustand. Da sie seinerzeit mit Ofenheizungen ausgestattet waren, erfolgte 1993 eine komplette Rekonstruktion mit Installation fernwärmeversorgter Zentralheizungen, bei der auch eine zusätzliche Wärmedämmung angebracht wurde. Sie sind daher als wärmetechnisch exzellent anzusehen.

Untersuchungsgrundlage bilden tägliche Ablesungen der Wärmemengenzähler und Beobachtungen der Windstärke, die dort vom 8. Februar bis 10. März 1995 und vom 8. Januar bis 1. Februar 1996 durchgeführt wurden. Strahlung und Außentemperatur sind aus der Solarmesstechnik bekannt.

In dieser Zeit reichte das Spektrum der mittleren Außentemperaturen von $-8,9$ bis $+8,6$ °C, wobei die wärmeren Tage 1995 und die kälteren Tage 1996 auftraten. Wünschenswert wäre ein Bereich von der Normauslegungstemperatur von -16 °C bis zur Heizgrenztemperatur um $+15$ °C gewesen. Der beobachtete Temperaturbereich ist jedoch breit genug, um auf diese Grenzwerte extrapolieren zu können.

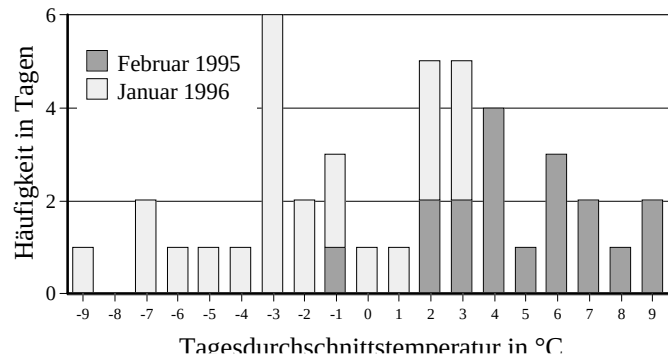


Bild 33: Häufigkeit der Temperaturen

In Bild 33 sind die entsprechenden Häufigkeiten dargestellt. Das mathematische Maximum der Verteilung liegt bei $+3$ °C, wobei allerdings singulär die Temperatur -3 °C noch etwas häufiger auftrat.

Bild 34 zeigt den Heizwärmeverbrauch als Funktion der Außentemperatur. Mit steigender Außentemperatur sinkt der Heizwärmeverbrauch. Er konnte durch eine Gerade angenähert werden. Die Streuung ist recht hoch. Zu untersuchen ist, ob weitere Abhängigkeiten existieren.

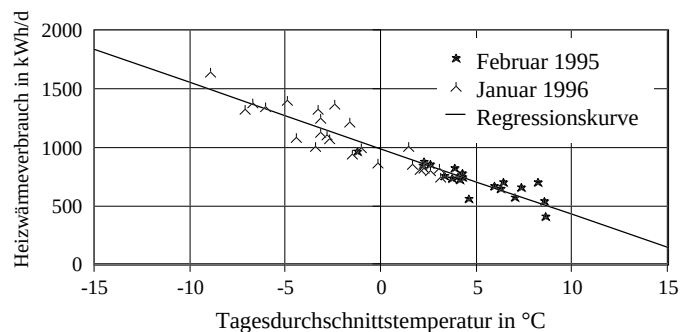


Bild 34: Heizwärmeverbrauch als Temperaturfunktion

In Bild 35 ist die Abweichung von der Regressionsgerade als Funktion der Windstärke dargestellt. Es besteht nur ein sehr schwacher Zusammenhang von $1,2$ %/Windstärke, der angesichts der großen Streuung auch zufällig sein kann. Der Lüftungswärmeverbrauch scheint also keine Funktion der Windgeschwindigkeit zu sein.

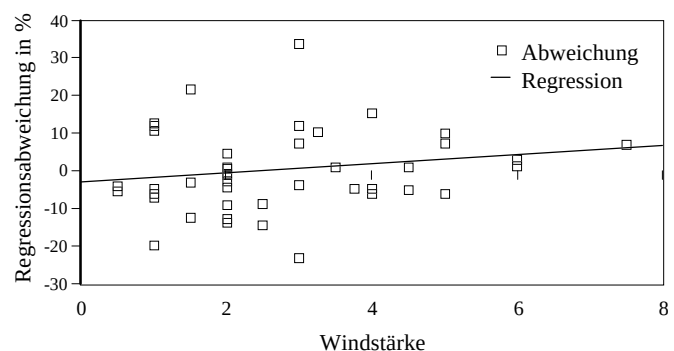


Bild 35: Regressionsabweichung als Windfunktion

Die Lüftung ist ausschließlich durch die hygienischen Bedürfnisse der Bewohner, die von der Windgeschwindigkeit unabhängig sind, determiniert. Zu beachten ist ferner, daß das Gebäude längs der Hauptwindrichtung steht und damit nur wenig Angriffsfläche bietet.

Bild 36 zeigt die Abweichungen von der Regressionskurve als Funktion der Einstrahlung. Hier ist mit $4,9$ %/kWh/m²d eine bessere Abhängigkeit von der Strahlung erkennbar, jedoch ebenso mit einer großen Streubreite.

Der Jahresheizwärmeverbrauch läßt sich nun aus der Regressionskurve, der Zahl der Heiztage und der mittleren Außentemperatur an Heiztagen abschätzen. Dies erfolgte zum einen für die Klimabedingungen von Chemnitz, da für Oederan keine Normwerte existieren und zum anderen für Freiburg im Breisgau, da diese der Wärmeschutzverordnung 95 zugrundeliegen.

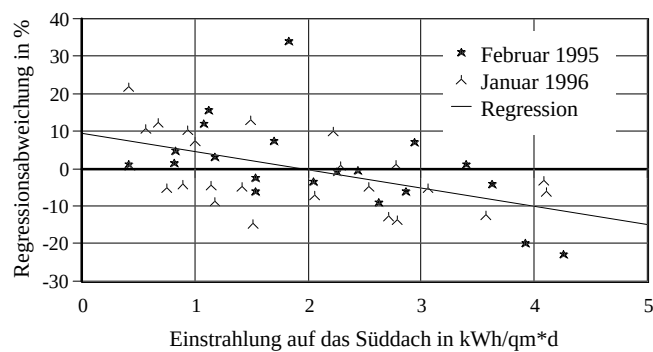


Bild 36: Regressionsabweichung als Einstrahlungsfunktion

Tabelle 6: Überschlägige Bestimmung des normierten Jahresheizwärmebedarfs

Ort	Anzahl Heiztage	t_{mittel} an Heiztagen	Q_{mittel} an Heiztagen	Jahresheizwärmebedarf	
		°C	kWh/d	MWh/a	kWh/m ² a
Chemnitz	291,4	5,3	687,3	200	92,3
Freiburg i. B.	250,9	6,4	625,3	157	72,3

Die beheizte Gebäudekubatur umfaßt 52,8 m * 11,45 m * 11,2 m. Es ergibt sich ein umbautes Volumen von 6770 m³ und eine Nutzfläche gemäß WSV mit 2170 m². Die wärmeübertragende Fläche beträgt 2650 m². Bei dem sich dann einstellenden Verhältnis A/V von 0,39 m⁻¹ ist ein Jahresheizwärmeverbrauch für die Wetterdaten von Freiburg von 64,3 kWh/m²a maximal zulässig. Dieser Wert wird in Oederan nur um 12 % überschritten. Gemäß Bild 32 errechnet die Wärmeschutzverordnung immer 9 % zu wenig, womit sich die Abweichung auf 3 % reduziert. Andererseits kann auch die Raumtemperatur höher sein, als die WSV es vorsieht, so daß die Blöcke wahrscheinlich gleich gut oder besser sind, als die Norm es fordert.

Weiterhin wurde der Wohnblock mit der Computersimulation untersucht /50/. Zunächst wurden die Parameter soweit angepaßt, daß eine gute Annäherung von Meß- und Rechenresultat erzielt wurde. Dabei sollten die Summenwerte für die gesamte Meßperiode exakt übereinstimmen und die Tageswerte möglichst gut einander angenähert werden. Dies wurde bei folgenden Eigenschaften realisiert:

- Wand- und Fenstereigenschaften gemäß Katalog /51/
- durchschnittliche Raumtemperatur 20,6 °C
- Luftwechselzahl als Funktion der Außentemperatur: $\lambda[\text{h}^{-1}] = 0,52 + t_a[^\circ\text{C}]/150$

Durch eine Luftdichtkeitsmessung mittels einer "blower door" /52/ wurde festgestellt, daß das Gebäude auch bei den derzeitigen, noch aus der DDR stammenden Fenstern relativ dicht ist. Bei durchschnittlichen meteorologischen Bedingungen wird der Luftwechsel im Winter nicht höher als 0,1 h⁻¹ sein.

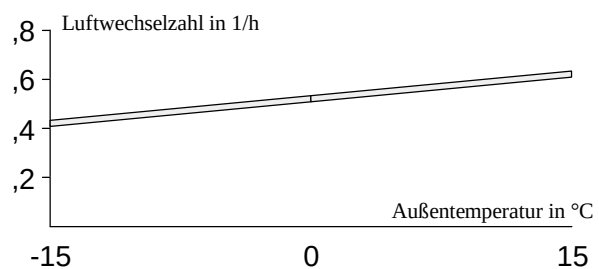


Bild 37: Abhängigkeit des Luftwechsels von der Temperatur

Da die tatsächlich beobachtete Luftwechselzahl deutlich höher ist, wird sie vorrangig von den Fensteröffnungsgewohnheiten der Mieter beeinflusst. Aufgrund subjektiven Empfindens, dem Bestreben Heizenergie einzusparen und eventuell auch fehlender Leistungsreserven der Heizung werden die Fenster bei niedrigen Außentemperaturen seltener geöffnet. Somit wird auch verständlich, warum in Bild 35 kein Zusammenhang zwischen Heizwärmebedarf und Windstärke erkennbar wurde.

In Bild 38 sind die Tageswerte des Heizwärmebedarfs für Messung und Simulation abgebildet. Es ist eine Anpassung beider Wertegruppen gelungen, wobei einige Tage Abweichungen von bis zu 20 % aufweisen. Die Ursache kann hierbei im Mieterverhalten hinsichtlich Schwankungen des Luftwechsels und der Raumtemperatur gesucht werden.

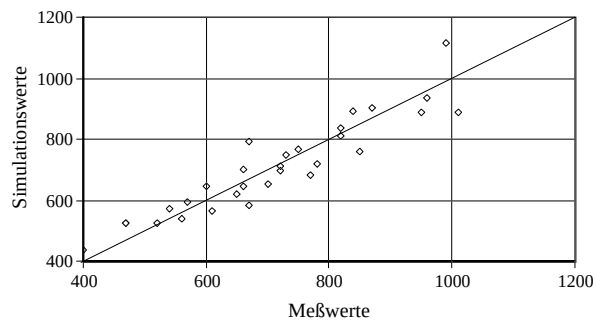


Bild 38 : Heizwärmebedarf in kWh/d

Nach der Validierung des Computermodells wird nun die Parametervariation vorgenommen. Diese dient vorrangig der Definition der Gebäudevarianten für die Untersuchung der solaren Heizung in Kapitel 3.2 und ist daher nur von geringem Umfang.

Es wird zunächst eine Referenzvariante definiert, die sich vom Originalgebäude nur dadurch unterscheidet, daß die Kellerdecke gedämmt wurde. Mit dieser sehr preiswerten Maßnahme kann der Wärmebedarf um etwa 8 % gesenkt werden. Es ist anzunehmen, daß diese bei der umfangreichen Modernisierung des Wohngebietes einfach vergessen wurde. Ausgehend von dieser Referenzvariante werden mehrere Variationen vorgenommen.

Als erstes ist der Einfluß des Luftwechsels zu untersuchen. In Bild 39 ist der Heizwärmebedarf in Abhängigkeit von Änderungen der Luftwechselzahl dargestellt. Es erfolgt keine direkte Darstellung der Luftwechselzahl, da diese nach Bild 37 eine Funktion der Außentemperatur ist. Es wird erkennbar, daß der Heizwärmebedarf mit dem Luftwechsel nahezu linear ansteigt. Weiterhin kann der Lüftungswärmebedarf der Referenzvariante als Differenz des Heizwärmebedarfs bei 100 % und 0% Luftwechsel bestimmt werden. Er beträgt 76 MWh/a und ist damit zu 45 % am Gesamtwärmebedarf beteiligt.

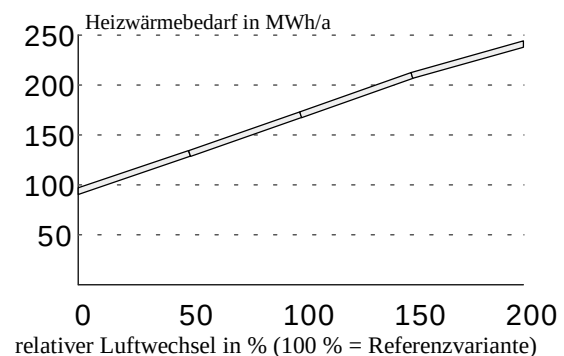


Bild 39: Einfluß des Luftwechsels

In Tabelle 7 sind die Einflüsse kombinierter Maßnahmen aufgeführt. Der Referenzvariante wird eine Variante "schlechter Wärmeschutz" und eine Variante "exzellenter Wärmeschutz" gegenübergestellt. Diese unterscheiden sich hinsichtlich Wärmedämmung, Fenster und Lüftungssituation voneinander.

Die Wärmedämmung betrifft Außenwände und Kellerdecke und beträgt 0 mm (schlecht), 60 mm (Referenz) und 100 mm (exzellent).

Bei den Fenstern wird von Isolierverglasung unterschiedlicher Qualität ausgegangen. Der Wärmeverlustkoeffizient reicht von 1,4 bis 2,8 W/m²K. Zu beachten ist, daß bei verbesserter Isolierverglasung die optischen Eigenschaften, ausgedrückt durch den Gesamtenergiedurchlaßgrad, etwas schlechter sind.

Der Luftwechsel bei der Variante "schlechter Wärmeschutz" wird aufgrund undichter Fenster und Gebäudebauteilfugen 20 % höher als bei der Referenzvariante angesetzt. Beim exzellenten Wärmeschutz bleibt die Luftwechselzahl konstant, es wird jedoch eine Be- und Entlüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung eingebaut. Diese weist eine Rückwärmzahl von 60 % auf, wobei das Gebäude einen Leckstromanteil von 1/3 besitzt, der das Wärmerückgewinnungsgerät nicht passiert.

Tabelle 7: Zusammenfassende Variation

		schlecht	Referenz	exzellent
Dämmdicke	mm	0	60	100
k_F	W/m ² K	2,6	1,8	1,4
g_F		0,75 (KL=0,12)	0,7 (KL=0,14)	0,65 (KL=0,16)
Luftwechsel		+ 20 %		WRG
Leistung in kW	vorn	66	44	33
	hinten	56	38	32
	Summe	132	82	65
Heizwärme	MWh/a	285	169	119
	%	168	100	70
	τ_{voll} [h/a]	2.160	2.060	1.830

Bei der Variante "schlechter Wärmeschutz" ist der Wärmebedarf 68 % höher und beim exzellenten Wärmeschutz 30 % niedriger als bei der Referenzvariante. Die Vollbenutzungsstundenzahl des Heizwärmebedarfs sinkt mit verbesserter Dämmung ebenfalls ab.

2.4.5 Kapitelzusammenfassung

In diesem Kapitel wurden mehrere Verfahren zur Berechnung von Normgebäudewärmebedarf und Jahresheizwärmebedarf vorgestellt und eingeordnet. Dabei wurde besonders auf Unklarheiten der Berechnung der Vollbenutzungsstundenzahl von Heizwärmebedarf und Heizungsanlage nach Normen unterschiedlicher Erscheinungsjahre hingewiesen.

Anhand eines Einfamilienhauses erfolgte eine Untersuchung verschiedener Dämmmaßnahmen und Berechnungsalgorithmen. Insbesondere wurde die Eignung der neuen Wärmeschutzverordnung zur Berechnung des Heizwärmebedarfs geprüft.

Anschließend wurden Meßwerte eines Mehrfamilienhauses vorgestellt und ein passendes Simulationsmodell entwickelt und validiert. Mit diesem Modell wurden letztlich einige Gebäudevarianten betrachtet, die der Untersuchung solarer Heizungssysteme in Kapitel 3.2 zugrundeliegen.

2.5 Warmwasserbedarf

2.5.1 Bedarfsgrößen

Über die Größe des Warmwasserverbrauchs gibt es sehr unterschiedliche Angaben. Bezogen wird er zumeist auf eine Kaltwassertemperatur von 12 °C und eine Bedarfstemperatur von 45 °C. Die Norm /53/ sieht einen personenbezogenen Verbrauch von 50 l/d vor. Dieser Wert konnte durch Messungen nicht voll bestätigt werden. In Tabelle 8 sind die Meßwerte einzelner Mehrfamilienhäusern in unterschiedlichen Städten aufgeführt.

Tabelle 8: Messungen des Warmwasserbedarfs ($t_{\text{bedarf}} = 45 \text{ °C}$)

Ort	l/d*Pers.	l/d*WE	Quelle
Dresden-Gorbitz	53,5		/54/
Potsdam	36,3		/55/
Oederan	circa 26,5	55,6	/56/
Hannover	29,3		/57/
Lünen		103,2	/58/
Mannheim		97,2	
Ulm	45,11	96,1	
Emmerthal	37,8	124,2	
Berlin	41,8	168,6	
Berlin	37,7	136,2	
Rosendorf		88,8	
Kiel		51,9	
München	36,8	93,1	
Freital		56,7	
Jessen	40,9	88	/59/
Coswig	43,6		/60/

Der Verbrauch schwankt zwischen 26 und 54 l/d*WE, wobei in den neuen Bundesländern generell weniger verbraucht wird als in den alten Bundesländern. Für weitere Untersuchungen wird ein Verbrauch von 35 l/d*Person in den neuen Bundesländer als Berechnungsgrundlage angesetzt.

Bei diesem Verbrauch werden 490 kWh/a*Person benötigt. Bei einer Wohnfläche von 28 m²/Person entspricht dies 17,5 kWh/m²a, im sanierten Blockbau (78 kWh/m²a gemäß Kap. 2.4) sind das 22 % des Heizwärmebedarfs.

Eine genaue Vorhersage des Warmwasserverbrauchs wird immer schwieriger, je kleiner die Versorgungsobjekte werden. Dies ergibt sich aus enormen Unterschieden zwischen den Verbrauchsgewohnheiten einzelner Nutzer. In einem Gebäude mit 360 Bewohnern /57/ ergab sich ein Histogramm gemäß Bild 40. Der Verbrauch schwankte zwischen 1 m³/a*Person und 24 m³/a*Person. Die Maxima sind zudem breit gestreut und es ist keine mathematische Häufigkeitsverteilung erkennbar.

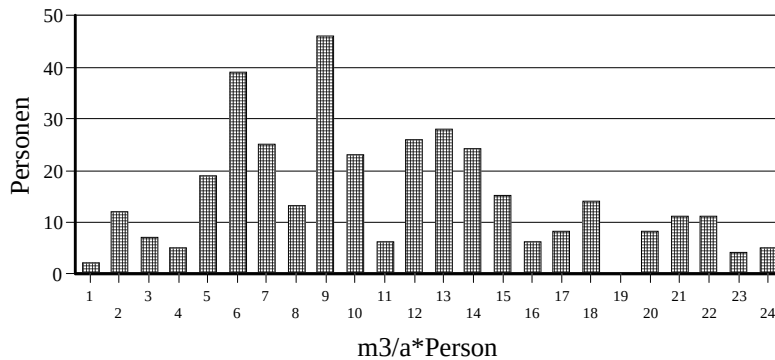


Bild 40: Nutzerhistogramm /57/

Leider muß die Warmwasserbereitungsanlage nicht nur Wasser erwärmen, sondern auch die Verluste des Zirkulationsnetzes abdecken. Sie sind nur von Netzausdehnung, Netzumgebungstemperatur, Leitungsisolierung und Betriebsdauer, nicht aber vom Warmwasserverbrauch abhängig. Bei geringem Verbrauch können sie daher durchaus den Wärmebedarf zur Wassererwärmung übersteigen. Messungen unterschiedlicher Autoren ergaben für große Mehrfamilienhäuser gut übereinstimmende Ergebnisse. In /61/ werden 100 W/WE und in /54/ 89 W/WE angegeben. In Oederan wurden im Rahmen dieser Arbeit 96 W/WE bestimmt.

Dieser Wert läßt sich rechnerisch nachvollziehen. Dort gehören zu jeder Wohnung 2*2,8 m Warmwasserleitung mit einer Nennweite von 18 mm im Steigstrang und anteilig 2*1,5 m mit einer Nennweite von 32 mm in der Horizontalverteilung. Die Isolierdicke entspricht der Nennweite und hat eine Wärmeleitfähigkeit von 0,04 W/mK. Es ergibt sich dann ein Verlust von 55 W im Steigstrang und 25 W in der Horizontalverteilung, insgesamt 80 W. Die Differenz zu 96 W ist durch Wärmebrücken erklärbar.

Ist die Zirkulation so wie in Oederan ständig in Betrieb, ergeben sich Verluste von 841 kWh/a*WE. Dies entspricht bei einer 58 m² großen Wohnung einem spezifischen Wert von 15 kWh/m²a. Durch die Zirkulation kommen damit 19 % Wärmebedarf, bezogen auf den Heizwärmebedarf, hinzu.

Da die genannten Dämmungen der Rohrleitungen aus Platzgründen selten überschritten werden können, bleibt zur Einschränkung der Zirkulationsverluste nur die Begrenzung der Leitungslängen durch geschickte Anordnung der Verbraucher und die zeitweilige Abschaltung in den Nachtstunden, die jedoch entsprechend dem Bedarfsgang vorgesehen werden muß. Für die weiterführende Berechnung im Kapitel 3 wird von Zirkulationsverlusten von 11 kWh/m²a ausgegangen.

2.5.2 Bedarfsgänge

Für die Effizienz einer solaren Warmwasserbereitungsanlage ist neben der Verbrauchshöhe auch der zeitliche Verlauf von Bedeutung. In Oederan wurde festgestellt, daß sich der Verbrauch von Montag bis Donnerstag einerseits und der von Freitag bis Sonntag andererseits stark unterscheidet. Am Wochenende war der Verbrauch 77 % höher.

Der Tagesverbrauch schwankt an Wochentagen von 500 bis 1800 l/d pro Block und am Wochenende von 700 bis 2900 l/d. Beide Tagesgruppen lassen die unsymmetrische Poisson-Verteilung erkennen. Die Mittelwerte betragen an Wochentagen 1073 l/d und am Wochenende 1754 l/d. Die Verbrauchswerte sind jeweils auf einen Block mit 32 WE und eine Abnahmetemperatur von 55 °C bezogen.

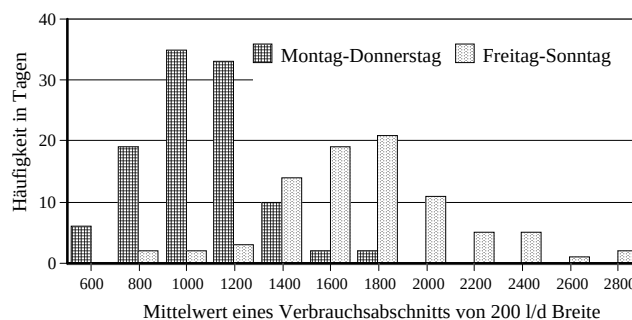


Bild 41: Mengenhistogramm

In Bild 42 ist der Tagesgang dargestellt. Hierbei müssen die Wochenendtage getrennt erfaßt werden. An allen Tagen gibt es eine Verbrauchsspitze in den Abendstunden, die freitags am stärksten und Samstags am schwächsten ausgeprägt ist. Vormittags liegen mittlere und in den Nachmittagsstunden nur geringe Verbrauchswerte vor. Diese Einsenkung ist sonntags am größten und freitags am niedrigsten.

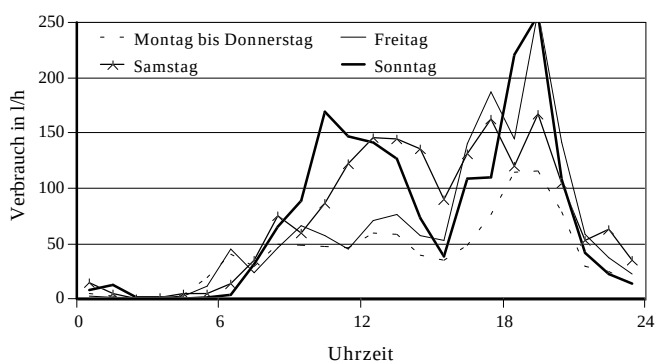


Bild 42: Tagesgang der Warmwasserentnahme

Nach 22 Uhr geht der Verbrauch stark zurück und liegt zwischen 1.00 Uhr und 5.00 Uhr nahe Null. An Sonn- und Samstagen beginnt der Verbrauch erst eine Stunde später, also gegen 6.00 Uhr. In dieser Zeit könnte das Zirkulationsnetz abgeschaltet werden.

Neben diesen kurzfristigen Schwankungen sind auch jahreszeitliche Einflüsse zu beobachten. So konnte in Oederan eine Schwankung der Kaltwassertemperatur von 9 bis 15°C und eine temperaturbedingte Schwankung der Zirkulationsverluste beobachtet werden. Beide Sachverhalte sind in Bild 43 dokumentiert.

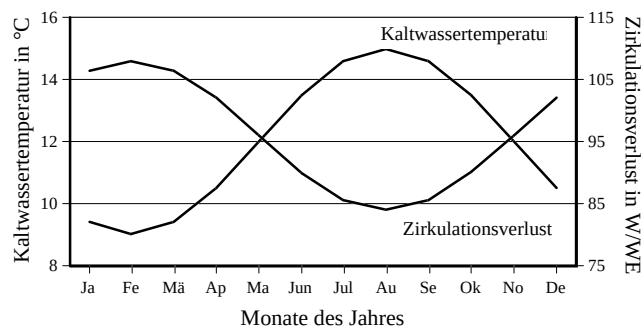


Bild 43: Jahresgang der Verbrauchsgrößen

In Oederan war im Jahresverlauf keine wesentliche Schwankung der Warmwasserabnahme festzustellen. In /58/ wird jedoch von einer Schwankung zwischen 80 % und 116 % des Durchschnittswerts berichtet. Das Maximum tritt dabei im März und das Minimum im Juli auf.

2.6. Klimatisierungsbedarf

2.6.1. Bedarfsträger

Als Klimatisierungsbedarf bezeichnet man jene Kältemenge, die einer Klimaanlage zur Verfügung gestellt werden muß, um in einem Raum einen vorgegebenen Luftzustand hinsichtlich Temperatur und Feuchte aufrechtzuerhalten. Standardmäßig wird von 22°C Raumtemperatur ausgegangen. Alternativ kann mit 24°C gerechnet werden. Der Maximalwert gemäß Arbeitsstättenrichtlinie beträgt 26 °C.

Der Klimatisierungsbedarf besteht aus drei Bestandteilen:

Die Kühllast gemäß VDI 2078 /62/ ist die sensible (fühlbare) Wärmeleistung, die aus einem Raum abgeführt werden muß, um vorgegebene Lufttemperaturen einzuhalten.

Die Lüftungskühllast ist die Wärmeleistung, die der Zuluft entzogen werden muß, um sie hinsichtlich Temperatur und Feuchte den Raumluftparametern anzupassen.

Die feuchte Kühllast ist die Kältemenge, die in der Klimaanlage umgesetzt werden muß, um die Entfernung der im Raum produzierten Feuchte zu gewährleisten.

Während Lüftungs- und feuchte Kühllast einfach zu bestimmen sind, besteht die Kühllast gemäß VDI 2078 aus mehreren Bestandteilen. Es sind dies zunächst die gebäudeinneren Lasten:

- Personen, Beleuchtung, Maschinen und Geräte
- in den Raum eingebrachte erwärmte Materialien
- benachbarte Räume

sowie die äußeren Belastungen:

- transmissiver Wärmetransport durch Außenwände
- Strahlung durch Fenster

2.6.1. Berechnungsmethoden

Da die Kühllast stark von Speichervorgängen im Gebäude beeinflusst wird, ist die Berechnung ein kompliziertes Problem. In Deutschland erfolgt sie üblicherweise nach der VDI 2078 "Berechnung der Kühllast klimatisierter Räume". Das entgegen seinem Namen bereits sehr aufwendige Kurzverfahren basiert auf fest vorgegebenen Randbedingungen wie:

- konstante Raumtemperaturen
- periodische innere und äußere Belastungen
- 24 - stündiger Anlagenbetrieb
- konstanter Sonnenschutzfaktor der Fenster

Die Speichereffekte werden mittels eines komplizierten Systems von Kühllastfaktoren berücksichtigt:

- Anhand aller Umschließungs- und Innenwände wird eine raum- oder zonenspezifische Wärmekapazität bestimmt und die Bauweise anschließend in extraleicht, leicht, mittelschwer und schwer eingeteilt.
- Die Außenwände und Dächer werden anhand des Wandaufbaus in 6 Klassen eingeteilt.
- Es wird zwischen außen/ohne und innenliegender Verschattung unterschieden. Die Einstrahlung wird in acht Himmelsrichtungen differenziert.
- Durch unterschiedliche Außenwandfarben ergeben sich unterschiedliche Absorptionskoeffizienten. Es erfolgt eine Korrektur der äquivalenten Temperaturdifferenz.
- Deutschland wird in sechs Klimazonen eingeteilt, für die Karten und Tabellen existieren. Die neuen Länder wurden noch nicht berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt üblicherweise für einen kompletten Juli- und einen Septembertag, da Datum und Uhrzeit des Maximalbedarfs nicht im voraus bekannt sind.
- Es wird eine Zeitverschiebung berücksichtigt, die sich aus dem zeitlichen Abstand von Ein- und Ausspeicherung ergibt. Diese liegt zwischen -4 und +2 Stunden.

Das EDV-Verfahren bietet eine höhere Flexibilität der Randbedingungen:

- zeitveränderliche Sollwerte der Raumtemperatur
- wandernde Schatten
- variable Anlagenbetriebszeiten und -leistungen
- unterschiedliche Konvektions- und Strahlungsbestandteile

Das EDV-Verfahren ist nur in diesen Fällen einzusetzen. Bei Standardfällen sichert es keine höheren Genauigkeiten.

Alternativ kann die Kühllast mittels Simulation bestimmt werden. In Frage kommen neben TRNSYS auch Programme wie TAS, DOE und BLAST. Zumeist wird nicht nur das Gebäude, sondern auch die vorgesehene Anlagentechnik simuliert. Wetterdaten werden vorgegeben und die Anlage soweit variiert, bis ein befriedigender Verlauf der Raumluftparameter erzielt wird.

Liegen repräsentative Wetterdaten der gesamten Kühlperiode vor, kann auch der Jahreskältebedarf leicht bestimmt werden. Basiert die Berechnung nur auf der VDI 2078, wird der Jahreskältebedarf mit einer Vollbenutzungsstundenzahl von 300 bis 1000 h/a überschlägig bestimmt.

2.6.3. Kühltyp

Je nach Bauweise und Nutzung eines Gebäudes können sich die Einzelbestandteile des Klimatisierungsbedarfes in ihrem Verhältnis sehr unterscheiden. Besonders großen Einfluß hat dies auf die sinnvolle Realisierbarkeit einer solaren Klimaanlage. In Tabelle 9 sind die Haupttypen mit Beispielen aufgeführt. Jedes Beispiel wurde mittels Simulation untersucht. Es wurde jeweils ein Objekt mit einer Nutzfläche von 2000 m² zugrunde gelegt.

Haupteinfluß		Strahlung	Außentemperatur		Innere Quellen
Beispiel		neues Bürohaus	altes Bürohaus	Kaufhaus ohne Fenster	NC-Maschinen-saal
Kubatur (L*B*H)	m	25*20*16	32*12,5*15	26* 26*15	80*25*6
Etagenhöhe	m	4	3	5	6
Menschen	Zahl	150	150	400	100
	kW	13	13	58	14
	kg/h	7	7	32	8
	Zeit	Mo-Fr 8.00 - 17.00		Mo-Fr 9.00-20.00 Sa 9.00-13.00	Mo-Sa 6.00-22.00
innere Quellen	kW	15	15	40	200
Fensterfläche	%	75	25	0	25
Luftwechsel	m ³ /h	3.000	3.000	8.000	2.000
Heizleistung	kW	75	155	40	0
Heizwärmebedarf	MWh/a	125,8	323,1	12,7	0
$\tau_{\text{voll,heiz}}$	h/a	1.677	2.085	318	0
Kühllast	kW				
Lüftungskühllast	kW	8,1	8,1	21,6	5,4
feuchte Kühllast	kW	4,9	4,9	22,5	5,6
Gesamtkühllast	kW	60	50	80	180
Jahreskältebedarf	MWh/a	19,8	13,3	57	313
$\tau_{\text{voll,kälte}}$	h/a	330	266	712	1.737
solare Kälte	MWh/a	17,54	9,07	42,4	196

Als Beispiele wurden ein altes Bürohaus mit schlechter Isolierung und wenig Fenstern, ein neues Bürohaus mit guter Isolierung und einem sehr hohen Fensterflächenanteil, ein Kaufhaus ohne Fenster, das sich durch große innere Quellen und hohen Luftwechsel auszeichnet, sowie ein Maschinensaal mit sehr großen inneren Quellen und geringem Luftwechsel untersucht. Es wird eine Lufttemperatur von minimal 20°C und maximal 22 °C angestrebt. Die Heiz- bzw. Kühlleistungen sind Ergebnis von Simulationsrechnungen. Bei den angegebenen Leistungen wird genau eine Stunde im Jahr eine Temperatur von 19°C unterschritten und genau eine Stunde im Jahr eine Temperatur von 24°C überschritten.

In Bild 44 ist der Jahresverlauf des Klimatisierungsbedarfs dargestellt. Während der Maschinensaal aufgrund der großen Wärmebelastung fast ganzjährig klimatisiert werden muß, ist dies in den anderen Objekten nur in den Monaten von Mai bis Oktober der Fall.

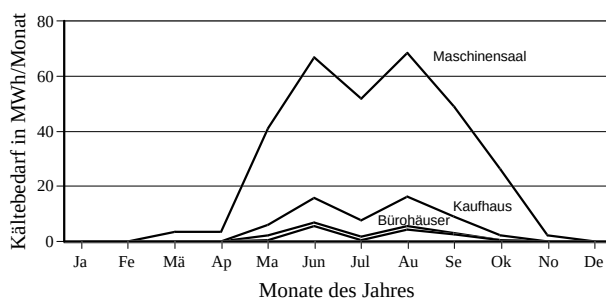


Bild 44: Jahresgang des Klimatisierungsbedarfs

Die Bürogebäude verhalten sich einander sehr ähnlich, das Kaufhaus weist einen etwa doppelt so hohen Klimatisierungs- und fast keinen Heizwärmebedarf mehr auf. Der Maschinensaal besitzt einen extrem hohen Klimatisierungs- und keinen Heizwärmebedarf. Der Bedarf ist in Bild 45 als geordnete Jahresganglinie dargestellt. Die Vollbenutzungsstundenzahl liegt zwischen 300 h/a in Bürogebäuden und 1700 h/a im Maschinensaal.

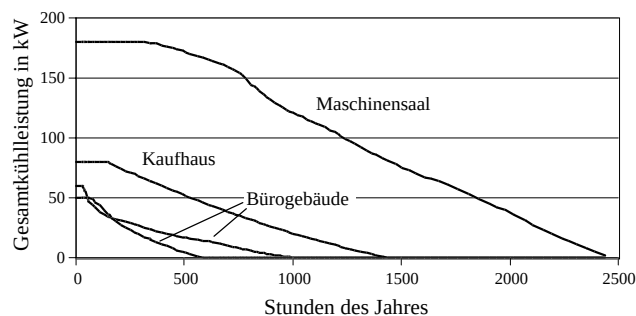


Bild 45: Geordnete Jahresganglinie des Klimatisierungsbedarfs

Abschließend sei noch zu untersuchen, inwiefern die genannten Objekte solar klimatisiert werden können. Es wird von einer sehr einfachen Variante ausgegangen. Die solare Klimaanlage soll bei einer Einstrahlung von 500 W/m^2 die Gesamtkühllast abdecken können. Bei geringerer Einstrahlung sinkt die erzielbare Kühlleistung proportional ab, bei höherer Einstrahlung bleibt die Leistung konstant. Dieses Verhalten entspricht in grober Näherung einer photovoltaisch versorgten Kompressionskältemaschine.

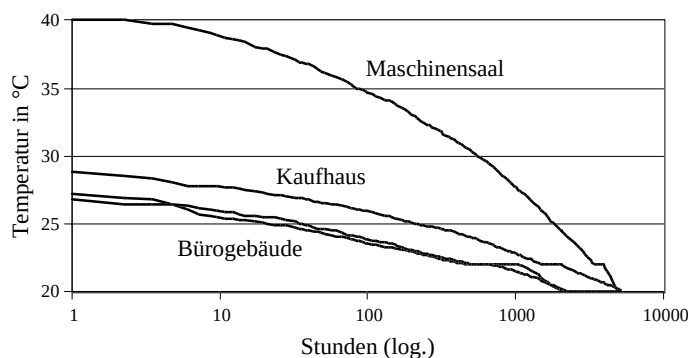


Bild 46: Geordnete Jahresganglinie bei solarer Klimatisierung

In Bild 46 sind die sich einstellenden Temperaturen der besseren Übersichtlichkeit halber geordnet und mit logarithmischer Zeitachse dargestellt. Die gemäß Arbeitsstättenrichtlinie maximal zulässige Temperatur von 26 °C wird in den Bürohäusern in 8 Stunden, im Kaufhaus in 85 Stunden und im Maschinensaal in 1400 Stunden überschritten. Die Büros sind also gut, das Kaufhaus bedingt und der Maschinensaal nicht solar klimatisierbar.

Generell kann um so besser solar klimatisiert werden, je geringer der Einfluß innerer Quellen ist. Oft wird allerdings durch innere Quellen die Klimatisierung erst notwendig. Eine Unterscheidung nach Strahlungs- und Temperatureinfluß muß nicht getroffen werden. Offensichtlich sind diese beiden Größen im Sommer hinreichend gekoppelt.

2.7. Energieverteilung mittels Fernwärme

2.7.1. Vor- und Nachteile

Unter Fernwärme versteht man den Transport thermischer Energie mittels eines in Rohrleitungen strömenden Fluids von einem zentralen Wärmeerzeuger zu in mehreren Gebäuden untergebrachten Verbrauchern. Die Wärme wird für die Heizung, Warmwasserbereitung, die Versorgung industrieller Prozesse und im Ausnahmefall auch für die Versorgung von Sorptionskältemaschinen verwendet.

Werden nur sehr kleine Gebiete versorgt, spricht man oft von Nahwärme. Da zur Fernwärme aber kein qualitativer Unterschied besteht, ist eine namentliche Unterscheidung eigentlich nicht sinnvoll. Eine der Fernwärme vergleichbare Technik ist die Fernkälte. Hierbei wird mittels Sole Kälte für Klimatisierungs- und Kühllagerungszwecke verteilt. Es gibt nur wenige derartige Netze, die zudem relativ klein sind.

Sinn bzw. Notwendigkeit von Fernwärmenetzen ergibt sich aus dem Einsatz der zentralen Wärmeerzeuger. Zum einen sind diese spezifisch billiger als kleine dezentrale Wärmeerzeuger, was besonders Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung betrifft. Zum anderen können Energieträger eingesetzt werden, deren dezentrale Handhabung zu arbeitsaufwendig oder zu gefährlich ist, wie zum Beispiel Kohle oder Biomasse. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist zudem der Zugang zum Stromnetz für zentrale Erzeuger günstiger.

Solaranlagen mit saisonaler Speicherung haben den Sonderaspekt, daß bei zentraler Ausführung die Speicherverluste geringer sind, bedingt durch das günstigere Oberflächen-Volumen-Verhältnis größerer Speicher.

Dem stehen die beträchtlichen Investitions- und Betriebskosten des Netzes und der Hausanschlußstationen entgegen. Hinzu kommen die Wärmeverluste des Netzes. Daher muß im Einzelfall eine Abwägung zwischen Kostenersparnis bei der Erzeugung und Zusatzkosten bei der Verteilung vorgenommen werden.

2.7.2. Technische Varianten

Ein weiterer Nachteil von Fernwärmenetzen ist das Temperaturniveau, welches zumeist höher ist als in dezentralen Anlagen. Bei einigen Erzeugern, besonders ausgeprägt bei Wärmepumpen und Solaranlagen, aber auch bei Brennwertkesseln und Gegendruckturbinen mit Abhitze-kesseln, sinkt mit steigender Temperatur die Effektivität. Andere Varianten weisen direkte Temperaturgrenzen auf, zum Beispiel Motor-HKW und Geothermie. Unproblematisch sind lediglich Gasturbinen.

Das erforderliche Temperaturniveau läßt sich einerseits durch großzügige Bemessung von Wärmeübertragern und Rohrleitungsnennweiten (große Nennweite => kleine Temperaturspreizung => geringere Vorlauftemperatur) und sinnvolle Regelungen verringern. Andererseits ist es bei bivalenten Erzeugungsvarianten sinnvoll, einen Teil der Wärme bei geringerem Temperaturniveau zuführen zu können. Diese Wärmemenge wird vom temperatursensibleren

Erzeuger bereitgestellt, der Rest von einem konventionellen Kessel. Um dies zu ermöglichen, muß der Rücklauf vollständig oder teilweise ein möglichst niedriges Temperaturniveau aufweisen. Dies ist von der Auslegung der Abnehmeranlagen, dem Prinzip der Warmwasserbereitung (Durchfluß oder Speicher) und von der Netzart abhängig.

Die einfachste Variante ist das Zweileiternetz entsprechend Bild 47. Aus einem einzelnen Vorlauf wird parallel die Heizung und die Warmwasserbereitung gespeist und anschließend wieder zu einem gemeinsamen Rücklauf vereinigt. Die Netzurücklauftemperatur kann hier die Heizungsrücklauftemperatur nur unwesentlich unterschreiten. Die Vorlauftemperatur muß stets höher als die Bedarfstemperatur des Warmwassers sein. Eine Sonderform ist das Dreileiternetz, bei dem der Vorlauf für Heizung und Warmwasserbereitung getrennt erfolgt.

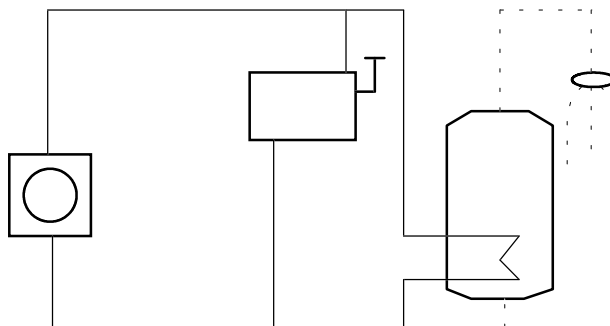


Bild 47: Zweileiternetz

Die Anbindung an die Heizung kann direkt, wie im Bild 47 dargestellt, oder indirekt mittels Wärmeübertrager erfolgen. Bei kleinen Netzen wird die direkte Anbindung bevorzugt. Zweileiternetze sind relativ einfach und preiswert, bieten jedoch nur schlechte Einbindungsmöglichkeiten für temperatursensible Wärmeerzeuger.

Deutlich günstiger ist das Vierleiternetz entsprechend Bild 48. Vor- und Rücklauf sind hierbei nach Heizung und Warmwasserbereitung getrennt. Der Rücklauf der Warmwasserbereitung übersteigt im Idealfall nur geringfügig die Temperatur des kalten Trinkwassers und bietet damit sehr gute Einbindungsmöglichkeiten. Dem stehen die Kosten und die erhöhten Leitungsverluste entgegen. Vierleiternetze sind deshalb nur selten installiert worden.

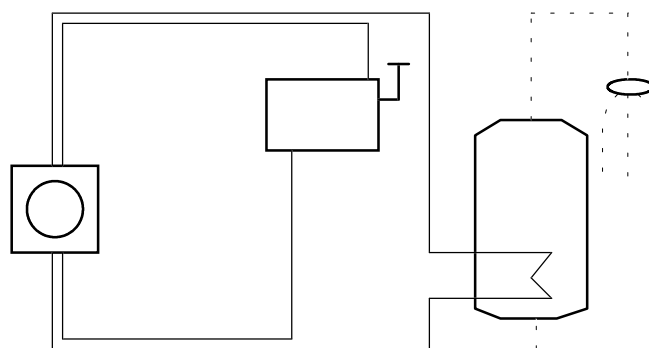


Bild 48: Vierleiternetz

Die Vorteile von Zwei- und Vierleiternetz werden im Grudisnetz gemäß Bild 49 miteinander verbunden. Im Fernwärmenetz strömt hierbei nicht Heiz- sondern Trinkwasser. Vom Verbraucher wird ein Teil entnommen und ein anderer Teil für die Erwärmung des Gebäudeheizwassers genutzt und zum Heizwerk zurückgeführt. Dort wird das verbrauchte Trinkwasser nachgespeist und wieder auf die benötigte Temperatur erwärmt.

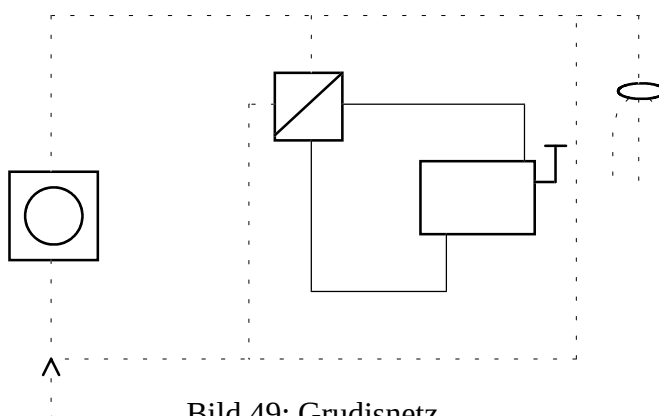


Bild 49: Grudisnetz

Das Prinzip des Grudisnetzes ist energetisch sinnvoll und preiswert. Obwohl bereits in Schweden erprobt, wird es in Deutschland aus hygienischen Gründen abgelehnt.

2.7.3. Energetische und wirtschaftliche Kriterien

Die für einen Leitungsabschnitt erforderliche Nennweite ist eine Funktion der zu übertragenden Wärmeleistung, der Temperaturspreizung und der Geschwindigkeit. In Tabelle 10 sind für unterschiedliche Nennweiten übertragbare Wärmeleistungen und Wärmeverluste für folgende Randbedingungen aufgeführt:

Auslegungsvorlauftemperatur:	70 °C	mittl. Vorlauftemperatur:	60 °C
Auslegungsrücklauftemperatur:	45 °C	mittl. Rücklauftemperatur:	40 °C
Wärmeleitfähigkeit Dämmung:	0,04 W/mK	mittl. Erdtemperatur:	10 °C
Vollbenutzungsstunden:	2000 h/a	Betriebsstunden:	8760 h/a

Tabelle 10: Eigenschaften verschiedener Nennweiten

NW	c	$Q_{\max}$	Q_a	Dämmdicke	k_i -Wert	Verluste		
mm	m/s	kW	MWh/a	mm	W/m ² K	kWh/ma	%/100 m	Entf. für 10 %
25	1,2	60,4	121	25	2,91	80,1	13,26	75,4 m
40	1,3	167,8	336	34	2,01	88,3	5,26	190 m
65	1,41	479,1	958	44	1,45	103,3	2,16	463 m
100	1,5	1.209	2.419	52	1,12	123,3	1,02	980 m
150	1,59	2.881	5.762	60	0,91	149,7	0,52	1920 m

Die spezifischen Verluste sinken mit steigender Nennweite wesentlich. Ein Rohr von 25 mm Nennweite hat bereits auf 75 m Entfernung 10 % Verlust, sollte also auf keinen Fall über große Strecken verlegt werden. Dies wird in der Praxis auch nicht der Fall sein, da es sich um Anschlußleitungen für Ein- und kleine Mehrfamilienhäuser handelt. Bei einer Nennweite von 150 mm können jedoch unter der Maßgabe eines Maximalverlusts von 10 % schon 1,92 km überbrückt werden.

Die Investition für das Verteilungsnetz ergibt sich vorrangig aus den Kosten der Rohrleitungen und deren Verlegung. In der Literatur erscheinen sehr unterschiedliche Angaben. In Bild 50 sind die spezifischen Kosten einschließlich Verlegung als Funktion der Nennweite aufgetragen. Es handelt sich stets um ein erdverlegtes Zweileiternetz mit Kunststoffmantelrohren.

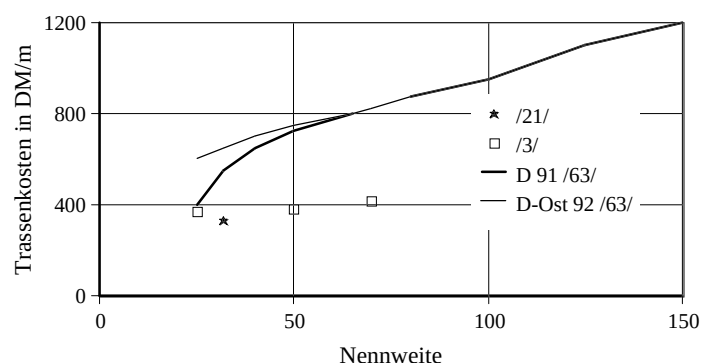


Bild 50: Spezifische Trassenkosten

Neutrale Ingenieurbüros arbeiten zumeist mit den Angaben nach /63/. Klien /3/ ist ein Anhänger der Kraft-Wärme-Kopplung und Fisch /21/ einer der solaren Nahwärme.

Die Kosten sind nicht ausschließlich von der Rohrlänge, sondern auch von den äußeren Gegebenheiten abhängig. In neuerschlossenen Wohngebieten können die Kosten unter den angegebenen Werten liegen. Müssen bestehende Straßen durchörtert und Vorgärten wiederhergestellt werden, steigen die Kosten deutlich an.

In Tabelle 11 sind die tatsächlichen Kosten der Stadtwerke Mannheim und Odense (Dänemark) /64/ für unterschiedliche Verlegungssituationen und Nennweiten eingetragen

Tabelle 11: Tatsächliche Kosten der Fernwärmeverlegung in DM/m

Nennweite mm	Odense	Mannheim				
	Mittelwert	Mittelwert	Altbau	Neubau		
	Neubau			Mittelwert	erdverlegt	kellerverlegt
25	130	520	520	240	350	160
32					390	180
40					510	220
50	190	620	620	330		
80	220	720	720	410		
100	240	810				
150	320	1.020				

Die Werte für Odense liegen noch wesentlich unter denen von /21/ und /3/, während die Werte für Mannheim darüber liegen, aber noch wesentlich niedriger als die Vorgaben nach /63/ sind. Es ist deutlich zu erkennen, daß die Kosten bei Neuerschließung wesentlich geringer sind als bei nachträglicher Verlegung in Altbaugebieten und die Kellerverlegung preisgünstiger ist als die Erdverlegung. Die Kosten können durch die konsequente Verwirklichung weiterer Maßnahmen verringert werden:

- gemeinsame Verlegung von Fernwärme mit den anderen Medien
- Einsatz flexibler Rohrleitungen
- Einschleifen der Anschlußleitungen
- Flachverlegung in verkehrslastfreien Bereichen

In /65/ wurden für eine Kleinstadt im Erzgebirge mit bestehender Bebauung von kleinen Wohnblöcken und Mehrfamilienhäusern in Stadtrandlage Verteilungskosten von 27 DM/MWh (Leistung: 1,4 MW, Trassenlänge: 1170 m) und in /66/ für ein neu zu errichtendes Wohngebiet mit großen Mehrfamilienhäusern in einer norddeutschen Mittelstadt Kosten von 16 DM/MWh (Leistung: 1,2 MW, Trassenlänge: 730 m) ausgewiesen. Die Gebäude entsprachen der Wärmeschutzverordnung 1995.

Vierleiternetze sind prinzipiell etwa 40 bis 70 % teurer.

2.7.4 Das Fernwärmenetz Oederan - Freiburger Straße

Das 1983 errichtete Wohngebiet Freiburger Straße in Oederan besteht aus 19 Wohnblöcken, zwei Kindereinrichtungen, einem Sportgebäude und einer Kaufhalle. 1992 begann die Modernisierung der viergeschossigen Blockbauten IW 79 mit zumeist 32 Wohnungen. Sie wurden wärmegeklämmt und die Heizung von Kohleöfen auf Zentralheizung umgestellt. Die Wärme wird seitdem in einem Heizhaus von zwei zu groß ausgelegten Brennwertkesseln mit einer Gesamtleistung von 3,7 MW bereitgestellt und über ein neuerrichtetes Fernwärmenetz von insgesamt 1250 m Leitungslänge verteilt. Der mittlere Durchmesser der Leitungen beträgt 80 mm. Bei Auslegung nach dem realen Heizwärmebedarf hätte die mittlere Nennweite nur 50 mm betragen.

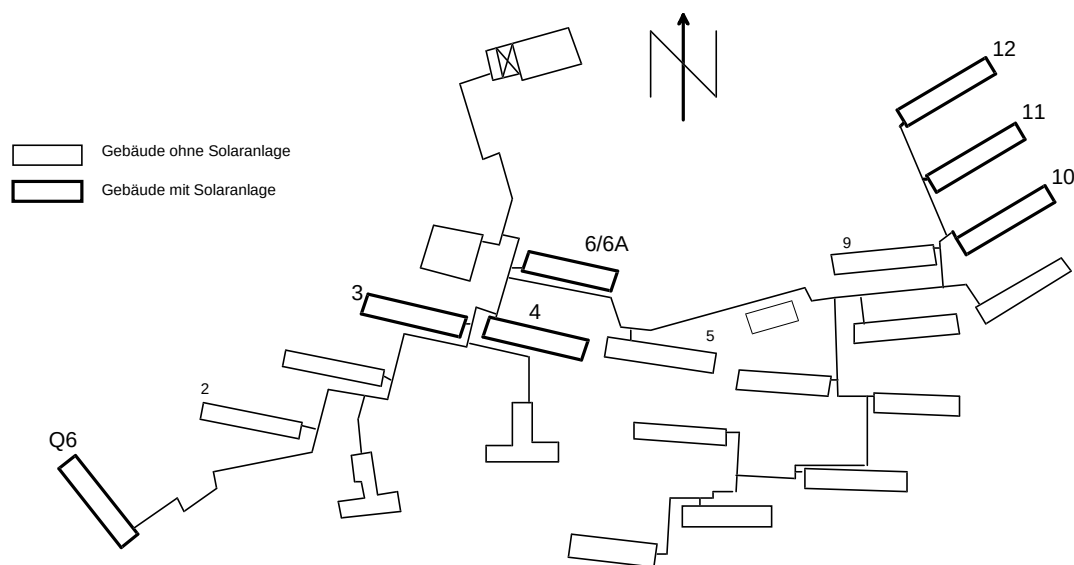


Bild 51: Wohngebiet Freiburger Straße in Oederan

Während das Netz gemäß Bild 51 fertiggestellt ist, läuft der Anschluß der einzelnen Objekte nur schleppend an. Erst elf Blöcke beziehen Wärme aus dem Netz. In einigen Blöcken wurden bisher noch keine zentralen Heizungssysteme installiert.

Das Netz erforderte eine Gesamtinvestition von 910 TDM, wobei 50 % einer Förderung durch den Freistaat Sachsen entstammen. Dieser Wert korrespondiert sehr gut mit den Mittelwerten der Stadtwerke Mannheim (führen zu 926 TDM). Dies ist erstaunlich, da die Verlegesituation in Oederan sehr viel günstiger war. Der größte Teil wurde in leicht aufgrabbaren und ebenso leicht wiederherzustellenden Rasenflächen verlegt. Neben einer Bundesstraße mußten lediglich einige schmale Wohngebietsstraßen durchörtert werden.

Hinzu kommt, daß bei der Auslegung von einem unzutreffend hohen Wärmebedarf ausgegangen wurde. In Tabelle 12 sind die Kosten für verschiedene Auslegungsgrößen und Investitionsansätze zusammengefaßt.

Tabelle 12: Netzkostenprognose für Oederan nach verschiedenen Ansätzen in TDM

	Heizleistung je	Kostenansatz Mannheim		Verluste in
	Block in kW	Altbau	Neubau	
real gebaut	200	926	523	281
sinnvolle Auslg. vor Sanierung	140	835	453	256
sinnvolle Auslg. nach Sanierung	90	775	406	239

Die Investitionskosten verringern sich nur in geringem Maße mit dem Wärmebedarf, von wesentlich größerem Einfluß ist die Art der Verlegung.

Neben den Investitionskosten sind in Tabelle 12 auch die Netzverluste aufgeführt. Die Überdimensionierung hat zu einer Vergrößerung geführt, konkret um 18 %. In Tabelle 13 ist diesen Verlusten die durch das Netz transportierte Wärmemenge gegenübergestellt. Durch die Fehlauselegung ist dies wesentlich weniger als erwartet, was durch den schleppenden Anschluß der Verbraucher noch verschärft wird.

Tabelle 13: Wärmemenge und Anteil der Netzverluste, nach Auslegung gebaut

	Wärmeleistung	Wärmemenge	Netzkosten	Anteil Netzverluste
	kW	MWh/a	DM/MWh	%
laut Planung	3.780	7.560	9,79	3,72
real - voll ausgebaut	1.800	3.600	20,55	7,81
real - 60 % ausgebaut	1.080	2.160	34,25	13

Gegenüber 3,72 % Netzverluste gemäß Auslegung haben sich die Verluste durch Fehlauselegung und schleppenden Anschluß bis auf 13 % erhöht. In Tabelle 13 sind weiterhin die spezifischen Netzkosten dargestellt. Während ursprünglich nur 9,8 DM/MWh vorgesehen waren, erhöhte sich dieser Wert bis auf 34,2 DM/MWh - neben der ebenfalls zu großzügig bemessenen Kesselanlage eine wesentliche Ursache für einen hohen Fernwärmepreis.

In Tabelle 14 wird die Kostensituation untersucht, wenn entsprechend dem realen Wärmebedarf gebaut worden wäre und die Netzkosten bis auf einen Mittelwert von Neu- und Altbau gesenkt werden konnten.

Tabelle 14: Wärmemenge und Anteil der Netzverluste, nach Bedarf gebaut, Kosten gesenkt

	Wärmeleistung	Wärmemenge	Netzkosten	Anteil Netzverluste
	kW	MWh/a	DM/MWh	%
ohne Wärmeschutz	2.700	5.400	10,21	5,2
mit Wärmeschutz	1.800	3.600	14,09	6,64
erhöhter Wärmeschutz	1.260	2.520	19,45	9,21

Durch die Verbesserung des Wärmeschutzes erhöhen sich die spezifischen Netzkosten und die prozentualen Wärmeverluste.

2.8 Kostenrechnung

Die Kosten einer energietechnischen Anlage bestehen gemäß /67/ aus folgenden Bestandteilen:

1. Kapitalgebundene Kosten für Zins und Tilgung eines für die Beschaffung der Investitionssumme tatsächlich aufgenommenen oder hypothetischen Kredits.
2. Verbrauchsgebundene Kosten, die mit Energieerzeugung und/oder Verbrauch direkt verbunden sind, also vorrangig Brennstoff- oder Stromkosten.
3. Betriebsgebundene Kosten, die weitestgehend unabhängig von der Auslastung der Anlage anfallen, vorrangig Wartung und Instandhaltung sowie Betriebsstrom. Sie werden zumeist als ein Prozentsatz der Investition berücksichtigt.
4. Sonstige Kosten wie Steuern und Versicherungen, die Solaranlagen nicht betreffen.

Solaranlagen liefern zumeist nur eine zusätzliche Energiemenge. Aufgrund schlechter Einstrahlungsverhältnisse im Winter muß die konventionelle Anlage in voller Größe beibehalten werden. Es werden daher der durch den Einsatz der Solaranlage auf der konventionellen Seite weniger verbrauchten Energie die Kosten der Solaranlage gegenübergestellt. Von der notwendigen Investition können gegebenenfalls Anlagenbestandteile abgezogen werden, die auf konventioneller Seite eingespart wurden. Bei Anlagen in Einfamilienhäusern betrifft dies zum Beispiel den Speicher der konventionellen Anlage, was etwa 15 % bis 30 % ausmacht.

Vorrangig sind bei den Solaranlagen die kapitalgebundenen Kosten. Diese errechnet man, indem die Investition auf die rechnerische Nutzungsdauer verteilt wird. Dies erfolgt üblicherweise mit dem Annuitätenmodell, das für jedes Jahr eine konstante Summe von Zins und Tilgung vorsieht. Die Annuität berechnet sich nach folgender Formel:

$$a = \frac{q^n(q-1)}{q^n-1} ; \quad q = 1 + p$$

p: Zinssatz

n: rechnerische Nutzungsdauer

In Bild 52 ist die monetäre Entwicklung für einen Zinssatz von 9 %/a, eine Nutzungsdauer von 20 a und eine Kreditsumme von 1000 DM angegeben. Jeweils zum Jahresende wird eine Zahlung von 109,55 DM fällig. Diese besteht anfänglich vorrangig aus Zinszahlungen. Mit der Abnahme der Restschuld steigt der Anteil der Tilgung an.

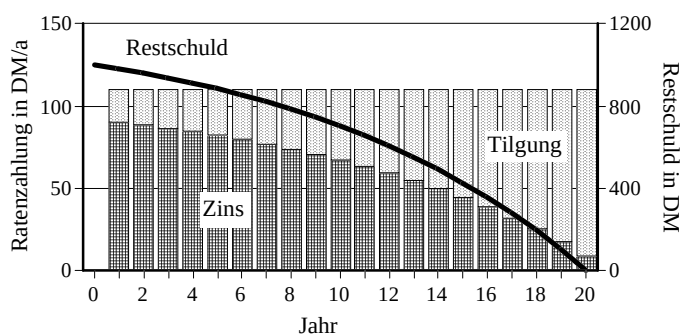


Bild 52: Kreditentwicklung bei unkorrigiertem Zins

Problematisch an diesem Modell ist, daß über die gesamte Nutzungsdauer konstante Kosten errechnet werden, während die Energiepreise ansteigen und damit die Kosteneinsparung durch die Solaranlage, also ihr Ertrag, ansteigt. Es ist keine Vergleichbarkeit gegeben. Ein Ausweg wäre, die spezifischen Kosten der Solaranlage nicht mit den gegenwärtigen Energiekosten, sondern mit über die Nutzungsdauer gemittelten Kosten zu vergleichen und dann die Investitionsentscheidung zu treffen.

st jedoch ziemlich umständlich. Sehr viel einfacher ist der Einsatz eines korrigierten Annuitätenmodells, bei dem nicht von konstanten, sondern von mit der Energiepreissteigerung ansteigenden Ratenzahlungen ausgegangen wird. Die Berechnung erfolgt dergestalt, daß gemäß folgender Formel /68/ ein reduzierter Zins errechnet wird:

$$p_r = \frac{1+p}{1+e} - 1 \quad p_r: \text{ reduzierter Zins} \\ e: \text{ Energiepreissteigerung}$$

Dieser Zins kann nun in die übliche Annuitätengleichung eingesetzt werden. Man erhält die Annuität für den Beginn des ersten Jahres. In Bild 53 ist die monetäre Entwicklung entsprechend Bild 53, jedoch mit einer Berücksichtigung der Energiepreissteigerung von 2 %/a dargestellt.

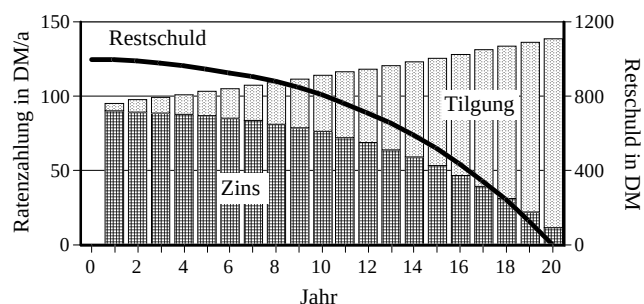


Bild 53: Kreditentwicklung bei korrigiertem Zins

Dabei ist eine Erhöhung der Ratenzahlungen zu erkennen. Zu Anfang beträgt der Zinsanteil fast 100 %, sinkt dann aber zum Schluß stark ab. Die kapitalgebundenen Kosten für den Beginn des ersten Jahres betragen 93,39 DM, sind also deutlich niedriger als beim unkorrigierten Modell mit 109,55 DM

In Bild 54 sind die Annuitäten und die Quotienten der Annuitäten für korrigiertes und unkorrigiertes Modell aufgetragen. Es ist zu erkennen, daß die Bedeutung der Korrektur mit der Lebensdauer ansteigt.

In /69/ sind Energiepreissteigerungen angegeben:

Strom: 1 %/a
Erdgas: 3 %/a
Heizöl: 4 %/a

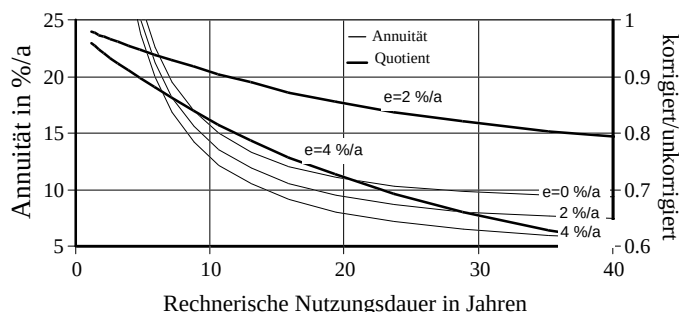


Bild 54: Annuität und Annuitätenquotient

In dieser Arbeit wird ein Bankzins von 9 %/a und eine Preissteigerung von 3 %/a angenommen, da Erdgas sich zur wichtigsten Quelle thermischer Energie in den neuen Bundesländern entwickelt. Es errechnet sich ein korrigierter Zins von 5,8 %/a, der ungefähr der Annahme von /21/ mit 6 %/a entspricht. Für die wichtigsten Investitionen ergeben sich dann Annuitäten gemäß Tabelle 15:

Tabelle 15: Annuitäten

Investition	Lebensdauer [a]	Annuität [%/a]
Heizkessel, Kompressionskältemaschine, Rückkühlwerke	15	10,18
BHKW, Wärmepumpen	18	9,11
häusliche Wärmeverteilung, Sonnenkollektoren, Abs.-KM	20	8,6
Fernwärmenetz, Großspeicher, Adsorptionskältemaschine	30	7,13
baulicher Wärmeschutz	40	6,5

3. Versorgungsvarianten

3.1. Exergieeffiziente Erzeuger

3.1.1. Exergetische Begründung

Werden Wärmeversorgungssysteme ausschließlich nach dem Energieerhaltungssatz bewertet, scheinen moderne Kesselanlagen die Grenze der physikalischen Möglichkeiten darzustellen. Die Wirkungsgrade liegen bei über 90 %, bei Brennwertanlagen aufgrund einer ungewöhnlichen Definition des Wirkungsgrades gar über 100 %. Vergessen wird dabei, daß Energie eigentlich in unbegrenzten Mengen in der Umgebung enthalten ist. Sie kann daraus entnommen werden, allerdings mit der Restriktion der Einhaltung des Zweiten Hauptsatzes der Thermodynamik. Er soll hier in der exergetischen Formulierung verwendet werden, daß bei einem Energieumwandlungs- oder Transportvorgang die Exergie nicht ansteigen, sondern nur abnehmen oder im Grenzfall gleichbleiben kann.

Im Folgenden soll dies an einem Beispiel erläutert werden. Ein Haus habe einen Heizwärmebedarf von 10 MWh/a. Warmwasserbedarf liegt nicht vor. Die Raumtemperatur betrage 20 °C und die mittlere Außentemperatur in der Heizperiode 5 °C. Verglichen werden sollen eine Versorgungsvariante, die ideal dem 1. Hauptsatz entspricht und eine Versorgungsvariante, die exakt dem 2. Hauptsatz entspricht.

Die erste Variante ist in Bild 55 dargestellt. Es werden 10 MWh Wärme benötigt, wofür 10 MWh im Brennstoff enthaltene chemische Energie bereitgestellt werden müssen. Diese chemische Energie ist mit einer sehr hohen Exergie verbunden, etwa 90 %, womit also 9 MWh Exergie zugeführt werden. Wie groß ist nun aber die Exergie, die das Haus wirklich benötigt? Sie berechnet sich für die isotherme Wärmezufuhr gemäß der Gleichung:

$$E = Q \frac{T_{\text{Raum}} - T_{\text{außen}}}{T_{\text{Raum}}}$$

Bei nichtisothermer Wärmezufuhr muß entsprechend über die Temperatur integriert werden.

Es ergibt sich ein Betrag von 512 kWh/a. Es sind also nur 5,7 % der im Brennstoff enthaltenen Exergie wirklich im Haus angekommen. Die Berechnung mit einer durchschnittlichen Außentemperatur ist allerdings nur eine Näherung.

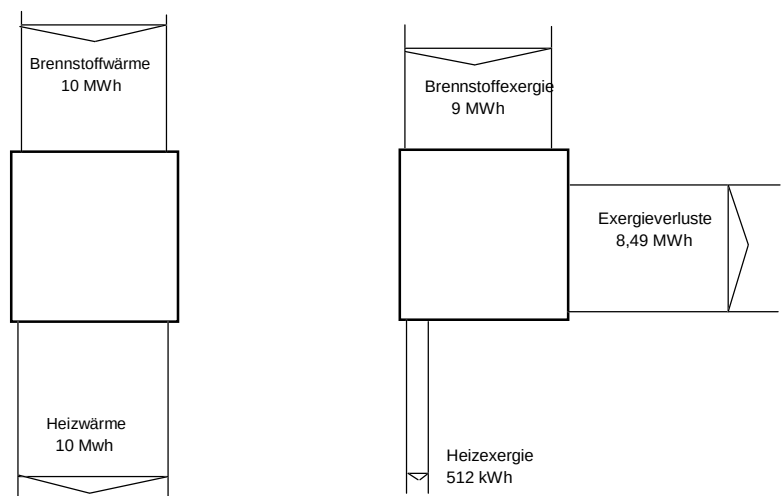


Bild 55: Heizungsanlage ohne Energieverluste

In Bild 56 ist die zweite Variante dargestellt. Hier wird die Brennstoffexergie genutzt, um der Umgebung Wärme zu entziehen (z. B. mit einer hypothetischen idealen Sorptionswärmepumpe). Die benötigten 512 kWh/a Exergie sind bereits in einer Brennstoffmenge von 569 kWh/a enthalten. Die restlichen 9,43 MWh/a werden der Umgebung entzogen. Es wird nur ein Fünftel des Brennstoffs der ersten Variante benötigt.

Es scheint sich ein gewaltiges Einsparungspotential zu eröffnen. Die Realität ist hier aber wesentlich weiter von der Theorie entfernt, als bei Kesselanlagen. So kann die Exergie eines Brennstoffs nur sehr unvollständig gewonnen werden, weil die erforderlichen hohen Prozeßtemperaturen materialmäßig nicht beherrscht werden und innere Verluste auftreten. Die Exergie wird unter hohen Verlusten in das Gebäude hineingebracht, da die Temperaturen der Heizkörper die Raumtemperatur deutlich übersteigen müssen.

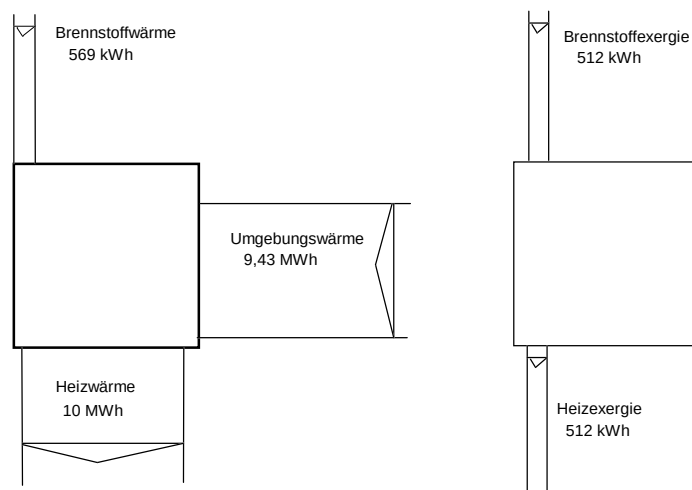


Bild 56: Heizungsanlage ohne Exergieverluste

In Bild 57 ist die bei bestimmten Heiznetzparametern und einer exergieverlustfreien Wärmepumpe maximal mögliche Jahresarbeitszahl aufgetragen. Durch Multiplikation mit dem Exergieinhalt des Brennstoffs und aller exergetischen Nutzungsgrade kann man die Jahresarbeitszahl der Gesamtanlage erhalten, die nur etwa 1/3 des Idealwertes beträgt

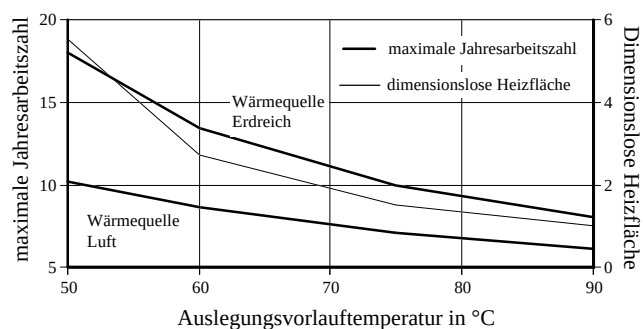


Bild 57: Abhängigkeit von Heiznetz und Wärmequelle

Die Werte wurden durch Ganzjahressimulation eines konkreten Gebäudes erhalten. Es wird erkennbar, daß mit steigender Heizfläche die Jahresarbeitszahl ansteigt und daß als Wärmequelle, soweit möglich, das Erdreich anstatt der Umgebungsluft genutzt werden sollte.

Zumeist liegt das praktische Einsparungspotential, also das Verhältnis von Nutzwärme und Brennstoffwärmezufuhr nicht über 2, im Gegensatz zum Faktor 15 des theoretischen Grenzfalles.

Um die Exergie effizient zu nutzen, wurden eine Reihe technischer Systeme geschaffen. Dem in Bild 56 skizzierten System entspricht am ehesten die Motorwärmepumpe. Dort wird mittels eines Rechtsprozesses die Exergie aus einem Brennstoff extrahiert und in mechanische Energie umgesetzt. Diese dient dann zum Betrieb eines Linksprozesses, welcher der Umgebung Wärme entzieht. Gemeinsam mit der im Brennstoff bereits enthaltenen Anergie und der im Prozeß aus Exergie entstehenden Anergie, abzüglich von Wärmeverlusten, wird sie den Wärmeverbrauchern zugeführt. Motorwärmepumpen sind noch sehr wenig verbreitet.

Eine Sorptionswärmepumpe hat den gleichen Effekt, koppelt aber beide Prozesse direkt und vermeidet den Umweg über die mechanische Energie.

Die wichtigste Anwendung ist gegenwärtig aber die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Hier wird die im Rechtsprozeß extrahierte Exergie in elektrischen Strom umgewandelt, in das Netz abgegeben und dort vordergründig für stromspezifische Anwendungen benötigt. Zudem erfolgt eine Wärmeauskopplung, die den Anergieanteil reduziert. Ein großer Vorteil gegenüber Wärmepumpen besteht darin, daß die oft sehr aufwendigen Anlagen für die Wärmeentnahme aus der Umgebung entfallen.

Die andere Seite des Systems stellt die Elektrowärmepumpe dar. Sie entnimmt ihre Antriebsenergie dem elektrischen Netz und realisiert damit einen Linksprozess. Da sie nur eine Leistungszahl um 3 hat, ermöglicht sie nur geringe oder keine Primärenergieeinsparung, weil der Kraftwerkswirkungsgrad nicht deutlich über 30 % liegt.

Seitens der Wärmepumpenhersteller wird argumentiert, daß ein Teil des Stroms der Kraft-Wärme-Kopplung entstammt. Dies ist nicht korrekt, da der Stromverbrauch der Elektrowärmepumpe dann an anderer Stelle im Netz fehlt und zusätzlich in Kondensationskraftwerken erzeugt werden muß. Die Argumentation wird erst dann richtig, wenn der Anteil der KWK extrem ansteigt, so daß eine Winterspitze der KWK-Stromerzeugung entsteht, die im Netz nicht mehr untergebracht werden kann. In diesem Fall kann nur durch Zusatzverbraucher wie Wärmepumpen die technisch mögliche Auslastung der Kraft-Wärme-Kopplung aufrechterhalten werden.

3.1.2. Kraft-Wärme-Kopplung

Im großtechnischen Maßstab werden vorrangig Gas- und Dampfturbinen betrieben, die besonders wenn sie gekoppelt werden, sehr hohe elektrische Wirkungsgrade erzielen. Für kleine Fernwärmenetze kommen sie nicht in Betracht. Hier werden bevorzugt Motor-BHKW eingesetzt. Während im Bereich kleiner Leistungen nur gasbetriebene Ottomotoren genutzt werden, sind bei größeren Leistungen auch gas- oder heizölbetriebene Dieselmotoren im Einsatz. Weiterhin gibt es Sonderbauformen in Gestalt holz- oder biogas- und raps- oder abfallölbetriebenen Motoren.

Ottomotoren erreichen elektrische Wirkungsgrade von 30 bis 35 %, Dieselmotoren bis etwas über 40 %. Dieselmotoren sind aber technisch komplizierter und teurer, vorrangig aufgrund der teureren Abgasreinigung. Gegenwärtig wird auch an der Entwicklung geeigneter Stirlingmotoren und Brennstoffzellen gearbeitet.

Obwohl es BHKW bereits ab 25 kW Wärmeleistung gibt, ist ein wirtschaftlicher Einsatz erst ab einem Bedarf um 500 kW denkbar. Kleinanlagen sind spezifisch teuer und haben einen hohen Wartungsaufwand. Zudem ist die Eigenversorgung mit Strom oft aus energierechtlichen Gründen nicht möglich und der elektrische Lastgang kleiner Verbraucher sehr unausgeglichen.

Technisch bereitet der Einsatz in kleinen Fernwärmenetzen zumeist keine Schwierigkeiten. Zu beachten sind lediglich Beschränkungen der Vorlauftemperatur, die üblicherweise 100 °C nicht übersteigt. Etwas höhere Temperaturen sind beim Einsatz teurerer heißgekühlter Motoren erreichbar. Probleme kann es nur beim beabsichtigten Anschluß von

Prozeßwärmeverbrauchern und Absorptionskältemaschinen geben. Ein Vorteil der Motorsysteme gegenüber Dampfturbinen liegt darin, daß die Stromerzeugung mit steigender Temperatur der ausgekoppelten Wärme konstant bleibt und nicht wie bei diesen zurückgeht.

Kleine und mittelgroße BHKW werden zumeist wärmegeführt betrieben. Dies hat zum einen energierechtliche Gründe. Zum anderen ist die Spanne zwischen Einkauf des Brennstoffs und Stromverkauf bei kleinen Anlagen nicht groß genug, um die bei stromgeführter Fahrweise auftretenden Wärmeverluste zu akzeptieren.

Bedingt durch die hohen Investitionskosten werden BHKW nur für die Bereitstellung der Grundlast ausgelegt. Die Spitzenlast wird von einem Kessel übernommen. Die Aufteilung des zu deckenden Bedarfs in diese Anteile ist das Grundproblem der Auslegung eines BHKW. In der Praxis des Ingenieurs erfolgt dies heute vorrangig mit dem Jahresganglinienverfahren gemäß Bild 58.

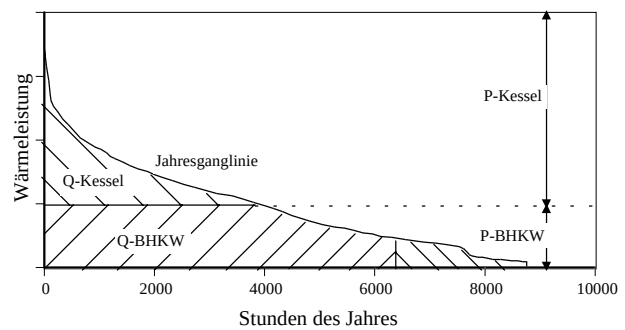


Bild 58: Jahresganglinienverfahren

Es wird eine geordnete Jahresganglinie des Wärmebedarfs bestimmt und in diese das BHKW plziert. Die Fläche unterhalb der BHKW-Leistung symbolisiert nun die Wärme und macht damit auch die Stromerzeugung des Blockheizkraftwerks berechenbar

In Bild 59 ist zusätzlich das Energieflußbild einer KWK-Spitzenkessel-Anlage dargestellt. Es wird erkennbar, daß ein Teil des Stroms selbst verbraucht und ein Teil in das Netz eingespeist wird. Zeitweilig muß auch Strom aus dem Netz bezogen werden. Zu beachten sind zudem noch unterschiedliche Tarifzeiten. Über diese für die Wirtschaftlichkeit wesentliche Aufteilung des Stroms gibt das Jahresganglinienverfahren keinerlei Auskunft.

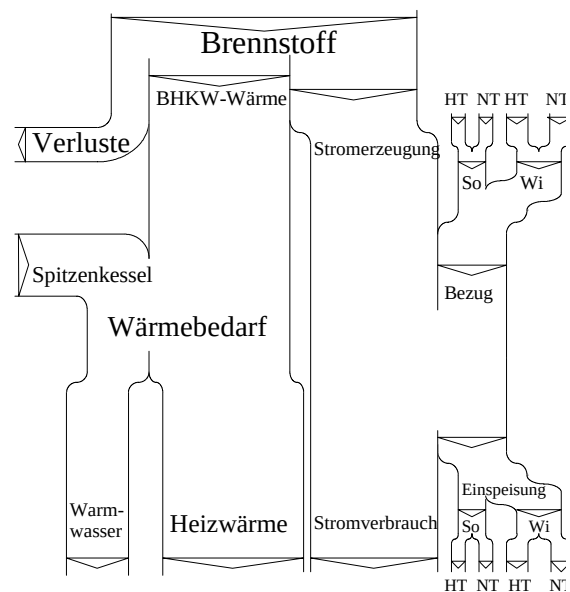


Bild 59: Energieflußbild einer gekoppelten Anlage

Für eine exakte Bilanzierung müßte Stunde für Stunde des Jahres einzeln betrachtet werden, wie es in Bild 60 exemplarisch für einen Tag angedeutet ist. Da dies zu aufwendig ist, wird das Jahr in Gruppen ähnlicher Tage aufgeteilt. Für diese Tagesgruppen sind mittlere Ganglinien des Wärmebedarfs zu ermitteln, aus denen sich dann Ganglinien der Stromerzeugung bestimmen lassen.

Die entsprechende Norm /70/ empfiehlt eine Einteilung des Jahres in trübe und heitere Winter- und Übergangstage sowie Sommertage, also fünf Tagesgruppen. Es stellte sich aber heraus, daß die Unterschiede innerhalb der Tagesgruppen zu groß sind. Speziell die Gruppe "klare Übergangstage" enthält sehr kalte und auch relativ warme Tage, Tage mit maximalem und Tage mit gegen Null gehendem Wärmebedarf.

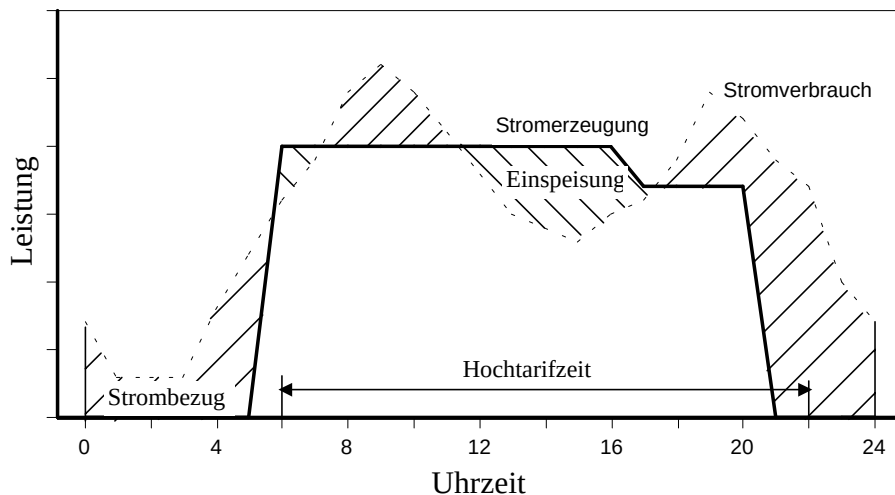


Bild 60: Bilanzierung eines Einzeltags

Es wird deshalb eine Einteilung anhand der Tagesdurchschnittstemperatur gemäß Tabelle 16 vorgeschlagen. Dies ist in Tabelle 17 mit Beispielwerten eines kleinen Hotels unterlegt. In Bild 60 sind Tagesganglinien des Heizwärmebedarfs dargestellt. Es wird erkennbar, daß die wichtigste Ganglinie diejenige für kühle Tage ist. Fast 50 % des Jahresheizwärmebedarfs tritt an diesen Tagen auf.

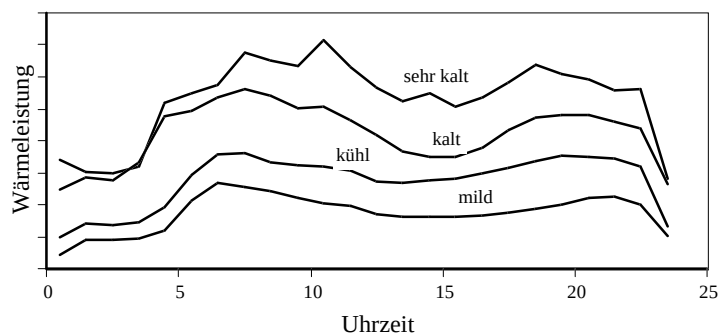


Bild 61: Tagesganglinien in einem Beispielobjekt

Tabelle 16: Tageseinteilung

Gruppenname	t_{mittel}
	°C
sehr kalte Tage	<-7,5 °C
kalte Tage	7,5 °C ... 0 °C
kühle Tage	0 °C ... 7,5 °C
milde Tage	7,5 °C ... 15 °C
warme Tage	> 15 °C

Tabelle 17: Beispielobjekt in Dresden nach Wetterdaten 1954

Anzahl			Wärmeanteil	Q_{mittel}
Winter	Sommer	Jahr	%	kWh/d
21	0	21	19	1.380
35	0	35	23	1.000
88	23	111	46	640
35	77	112	13	180
2	84	86	0	10

In Bild 62 ist für das Beispielobjekt Gernsheim/71/ dargestellt, wie sich Strombezug und Einspeisung mengen- und kostengemäß in Abhängigkeit vom Wärmeleistungsanteil der KWK-Anlage verhalten. Es handelt sich dort um ein Mischgebiet mit den Hauptverbrauchern Wohngebiet, zwei Schulen und einer Schwimmhalle. Die drei Verbraucher sind annähernd gleichberechtigt. Ihre Tagesgänge unterscheiden sich wesentlich und führen in der Gesamtbilanz zu sehr ausgeglichenen Ganglinien. Das Gebiet ist daher sehr gut für den Einsatz der KWK geeignet - ein Effekt, der durch den ganzjährig hohen Wärmebedarf der Schwimmhalle noch verstärkt wird.

Bis zu einem KWK-Anteil von 0,17 steigt die im Eigennetz absetzbare Elektrizitätsmenge kontinuierlich an und sinkt dann langsam ab. Ein relativ großer Teil des Verbrauchs ist an diesem Punkt gedeckt. Ab dieser Stelle beginnt die Einschränkung der Teillastfähigkeit zu wirken, die auf 50 % definiert war.

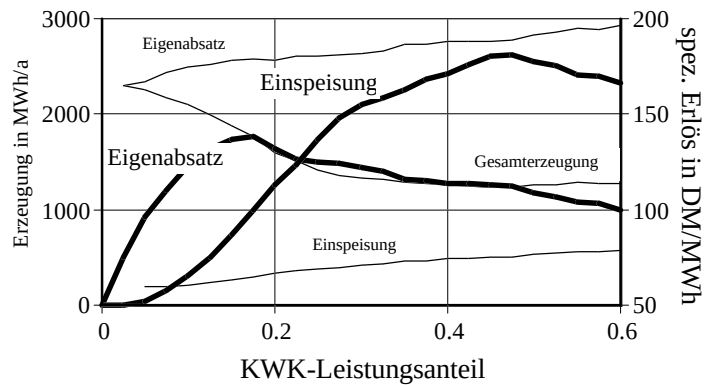


Bild 62: Stromrelationen

Wird der Verbrauch mit steigendem KWK-Anteil häufiger überschritten, steigt die Einspeisung in das Netz des EVU und übersteigt ab einem KWK-Anteil von 0,23 den Eigenabsatz. Ab einem Anteil von 0,47 wird der Teillasteinfluß so hoch, daß auch die Einspeisung zurückgeht.

Die spezifischen Erlöse aus Eigenabsatz und Einspeisung steigen mit dem KWK-Anteil stetig an, da sich der Anteil der in der Hochtarifzeit erzeugten Elektrizität erhöht. Da sich jedoch die Relation von Eigenabsatz und Einspeisung zugunsten der schlechter vergüteten Einspeisung verschiebt, sinkt der spezifische Erlös ab. Besonders auffällig ist dies gerade im Bereich von 0,1 bis 0,3, in dem sich das Optimum im allgemeinen befindet. Es ist daher eine unzulässige Vereinfachung, mit konstanten Erlösen zu rechnen, wie dies im Jahresganglinienverfahren zwangsläufig der Fall ist.

Die Ergebnisse in Gernsheim sind nur exemplarischer Natur und sollen vordergründig zeigen, daß die spezifischen Erlöse eine starke Abhängigkeit von der Anlagenauslegung aufweisen. Die dem Jahresganglinienverfahren zugrundeliegende Unabhängigkeit dieser Größen führt zu Fehlern, die die Anwendung des Tagesganglinienverfahrens zwingend erforderlich machen.

Die konkreten Zahlenwerte müssen für anderen Projekte neu berechnet werden. Neben der Netzgröße und den Ganglinien der Verbraucher sind sie auch stark von der einsetzbaren Modulanzahl und deren Teillastfähigkeit abhängig.

In Kapitel 5 erfolgt ein energiewirtschaftlicher Vergleich der Kraft-Wärme-Kopplung mit anderen Maßnahmen zur Primärenergieeinsparung. Dafür sind spezifische Investitionskosten erforderlich, die nach Kretschmer /72/ wie folgt abgeschätzt werden können:

$$k_i = 10^4 * P^{-0,314} \quad \text{Leistung in kW ; Investition in DM/kW}$$

Im Gegensatz zu einfachen Kesselanlagen ist bei Blockheizkraftwerken mit hohen Wartungsaufwendungen zu rechnen. Diese werden üblicherweise auf die Stromerzeugung bezogen /72/:

$$k_w = 0,293 * P^{-0,484} \quad \text{Leistung in kW ; Wartungskosten in DM/kWh}_{el}$$

3.1.3. Berechnung von Wärmepumpenanlagen

In Bild 63 sind Leistung und Leistungszahl für eine Elektrowärmepumpe /73/ als Funktion von Wärmequellen- und Heizungsvorlauftemperatur exemplarisch dargestellt. Die Leistungszahl steigt mit der Wärmequellentemperatur an und sinkt mit der Heizungsvorlauftemperatur ab.

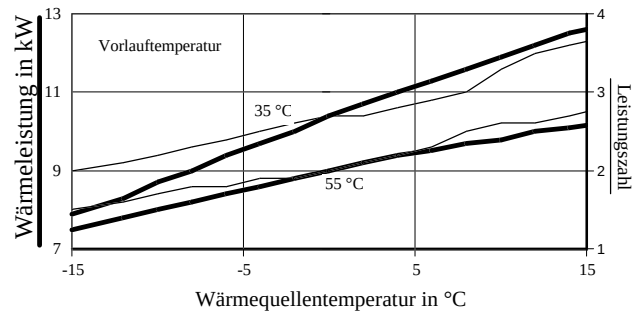


Bild 63: Eigenschaften einer Elektrowärmepumpe

Die angesichts eines Kraftwerkswirkungsgrades von 33 % notwendige Leistungszahl von 3 wird auch bei der niedrigen Heizungsvorlauftemperatur von 35 °C erst bei einer Wärmequellentemperatur von 8 °C erreicht, in einem Temperaturbereich, der laut Tabelle 17 nur zu einem geringen Anteil zum Heizwärmebedarf beiträgt. Eine Wärmepumpe mit einem derartigen Kennfeld sollte also nicht eingesetzt werden. Generell haben größere Anlagen allgemein, und Wasser-Wasser-Wärmepumpen speziell, höhere Leistungszahlen bis etwa 4. Dennoch muß der Sinn des Einsatzes stets im Einzelfall geprüft werden.

In Ländern mit sehr hohem Wasserkraftanteil, wie Österreich und Schweden, kann der Wärmepumpeneinsatz primärenergetisch günstiger als in Deutschland sein.

Eine Nebenaussage des Diagramms betrifft die Wärmeleistung, die mit sinkender Wärmequellentemperatur zurückgeht. Dies bereitet Probleme, da dann zumeist der höchste Heizwärmebedarf besteht.

Kleinere Wärmepumpen wird man dennoch so dimensionieren, daß sie auch dann den Bedarf befriedigen können. Sie werden **monovalent** betrieben. Die Systeme erreichen eine sehr niedrige Vollbenutzungsdauer und sind nicht wirtschaftlich.

Bereits bei mittelgroßen Versorgungsobjekten sollte die Wärmepumpe nur für die Grundlast eingesetzt und ein Spitzenkessel vorgesehen werden. Es besteht nun die Wahl, die Wärmepumpe stets zu betreiben und nur den Restbedarf durch den Kessel zu decken oder bei Unterschreitung einer sinnfälligen Leistungszahl die Wärmeversorgung ausschließlich dem Kessel zu überlassen. Die Varianten werden als **parallel** und **alternativ** bezeichnet.

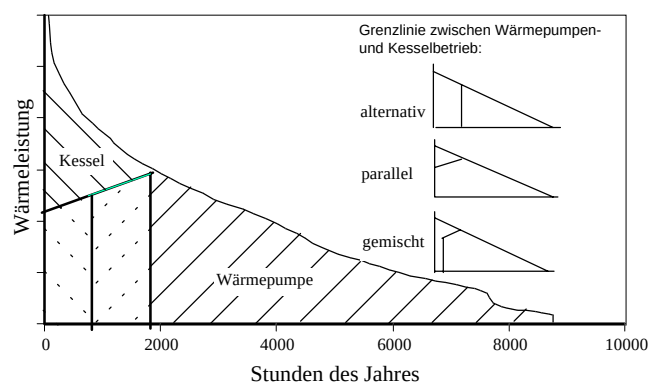


Bild 64: Einsatzverfahren

In Bild 64 sind die Varianten in geordneten Jahresganglinien dargestellt. Es wird erkennbar, daß der parallele Betrieb prinzipiell mit der Einsatzweise eines Blockheizkraftwerkes identisch ist, sich aber darin unterscheidet, daß die Leistung einer Wärmepumpe mit steigendem

Heizwärmebedarf aufgrund zunehmender Heizungsvorlauftemperatur und absinkender Wärmequellentemperatur abnimmt. Mit steigendem Heizwärmebedarf sinkt ebenfalls die Leistungszahl, so daß der Betrieb der Wärmepumpe ab einem bestimmten Bedarf energetisch nicht mehr sinnvoll ist und daher unterbleibt. Ist dieser Abschaltwert mit der Leistung der Wärmepumpe identisch oder kleiner, spricht man von einem alternativen Betrieb, anderenfalls von einem gemischtem Betrieb. Alternativer bzw. gemischter Betrieb sind energetisch sinnvoller als der Parallelbetrieb, erfordern jedoch einen größeren Spitzenkessel.

Bild 64 symbolisiert neben den Betriebsweisen zugleich das momentan übliche Berechnungsverfahren. Die geordnete Jahresganglinie wird in mehrere Sektoren eingeteilt. Ihr werden Ganglinien der Vorlauf- und der Wärmequellentemperatur zugeordnet und daraus eine Ganglinie der Leistungszahl bestimmt, mit der der Strombedarf bilanziert wird. Das Verfahren basiert auf der Annahme, daß die Ganglinien synchronisierbar sind. Da jedoch die entsprechenden ungeordneten Linien nicht proportional verlaufen, trifft dies nur in eingeschränktem Maße zu.

Die Betriebsweise ist von wesentlichem Einfluß auf Wärmeanteil und Jahresnutzungsgrad (Jahresarbeitszahl) der Wärmepumpe. Die entsprechenden Zusammenhänge sind in Bild 65 für ein typisches Beispiel dargestellt.

Generell erreicht eine Wärmepumpe bereits bei kleinen Leistungsanteilen höhere Wärmeanteile als ein Blockheizkraftwerk. Dies liegt daran, daß die Wärmepumpe für die volle Leistung eine sehr hohe Nennleistung besitzen muß. Im Auslegungsfall ist die Heizungsvorlauftemperatur hoch und die reale Wärmepumpenleistung niedrig.

Wie bereits in Bild 65 erkennbar ist, besitzt die Wärmepumpe bei paralleler Betriebsweise stets einen höheren Wärmeanteil als bei Alternativbetrieb.

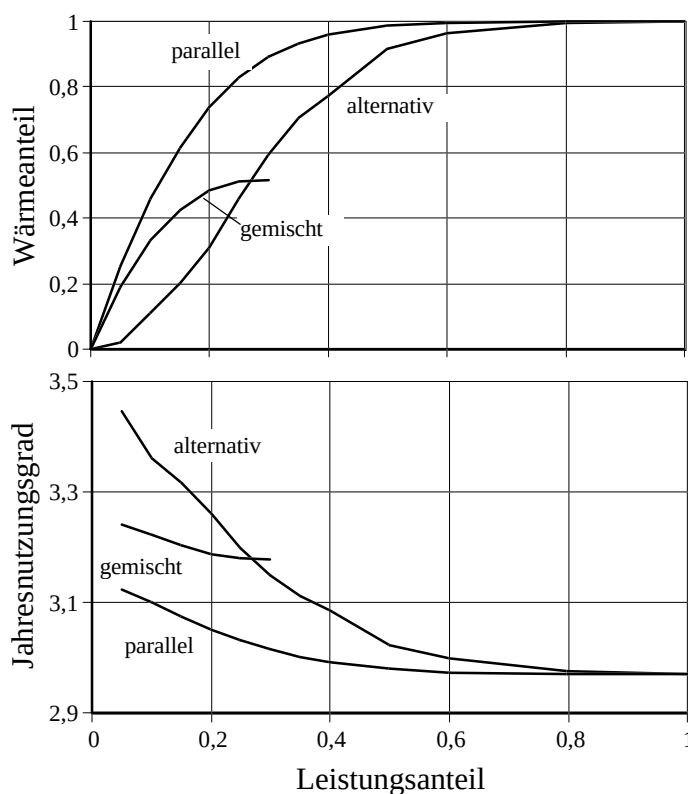


Bild 65: Wärmeanteil und Jahresnutzungsgrad

Beim Jahresnutzungsgrad liegen umgekehrte Verhältnisse vor. Der Alternativbetrieb weist die höchsten Werte auf, da die schlechten Leistungsverhältnisse im Hochwinter vermieden werden.

Der gemischte Betrieb liegt in seinen Eigenschaften jeweils zwischen den beiden anderen Betriebsweisen. Diese Betriebsweise kann nur bis zu einem bestimmten maximalen Leistungsanteil sinnvoll angewendet werden, da der Wärmeanteil einen Grenzwert erreicht.

Bei den Berechnungen ist zu beachten, daß nach dem Normtext /74/ keine Ganglinie des Wärmebedarfs, sondern des Tagesdurchschnittswerts der Außentemperatur verwendet wird. Dies kann aber nur für Luft-Wasser-Wärmepumpen als günstig angesehen werden, da hier die Außentemperatur den größten Einfluß auf die Leistungszahl hat. Bei Sole-Wasser-Wärmepumpen ist die Wärmequellentemperatur nur in geringem Maße von der Außentemperatur abhängig. Sehr viel wichtiger sind die Temperaturen im Heiznetz, die vom Wärmebedarf abhängen, welcher wiederum nicht nur von der Außentemperatur, sondern auch von der Solarstrahlung, inneren Quellen und Regeleingriffen (wie der Nachtabenkung) beeinflusst wird.

Bei größeren Wärmepumpen kommt analog zur Kraft-Wärme-Kopplung die Einteilung des Strombezugs in unterschiedliche Tarifzeiten zum Tragen. Es wird daher vorgeschlagen, auch für die Berechnung von Wärmepumpen das Tagesganglinienverfahren einzusetzen. Ausgangspunkte sind dann die Tagesganglinien des Wärmebedarfs, der sich daraus ergebenden Vorlauf- und der Wärmequellentemperatur. Beim Einsatz von Erdreich oder Wasser als Wärmequelle sind dafür auch Konstantwerte, jedoch getrennt nach Liniengruppen, verwendbar

3.1.4. Der TRNSYS-Tagesgangliniensortierer

Die für die Berechnung von BHKW und Wärmepumpen erforderlichen Tagesganglinien des Wärmebedarfs sind zumeist nicht bekannt. Eine Lösung bietet der Einsatz von Simulationsprogrammen wie TRNSYS. Es können Vorhersagen über den Wärmebedarf für stündliche oder kleinere Abschnitte des Jahres erhalten werden, wobei die Umsetzung der Ergebnisdaten in Tagesganglinien mit Tabellenkalkulationsprogrammen sehr mühselig ist. Es wurde deshalb ein neues TYPE entwickelt, welches die Tagesganglinien während der Simulation erstellt.

Belegung

Parameter		Beschreibung
1	Δt_p	Zeitintervall (zunächst nur 1 [h])
2	t_{Beginn}	Beginn der Tagesganglinienerstellung (zunächst nur 1)
3	t_{Ende}	Ende der Tagesganglinienerstellung
4	LU	logische Nummer der Ausgabedatei
5	Modus	1 mit Überschriften
		2 ohne Überschriften

Input		Beschreibung
1	t_a	Außentemperatur
2	g_{sort}	zu sortierende Größe

Outputs gibt es keine. Die Ergebnisse werden in einer Datei abgelegt, die nicht mit der Ausgabedatei eines anderen TYPE identisch sein darf. Dort sind die Tagesganglinien sowie die Tageshäufigkeiten im Jahr getrennt nach Sommer und Winter enthalten.

Die Datei hat im Modus 1 folgende Gestalt:

Tagesganglinien gemäß Temperaturmodell

Zeit	sehr kalt	kalt	kühl	mild	warm
1	3.460E+00	1.080E-01	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
2	9.688E+00	7.007E-01	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00
3	1.753E+01	2.689E+00	1.160E-02	0.000E+00	0.000E+00
4	2.509E+01	6.009E+00	7.067E-02	0.000E+00	0.000E+00
5	3.151E+01	9.631E+00	1.545E-01	0.000E+00	0.000E+00
6	6.379E+01	3.952E+01	2.448E+01	1.150E+01	1.168E+00
7	9.321E+01	6.736E+01	4.838E+01	2.145E+01	1.854E+00
8	9.245E+01	6.633E+01	4.673E+01	1.738E+01	9.181E-01
9	8.917E+01	6.384E+01	4.306E+01	1.303E+01	3.746E-01
10	8.236E+01	5.980E+01	3.850E+01	9.619E+00	2.170E-01
11	7.444E+01	5.468E+01	3.484E+01	7.123E+00	1.318E-01
12	6.793E+01	5.083E+01	3.234E+01	5.744E+00	5.741E-02
13	6.389E+01	4.964E+01	3.110E+01	5.130E+00	5.017E-04
14	6.342E+01	5.052E+01	3.135E+01	5.079E+00	0.000E+00
15	6.575E+01	5.268E+01	3.257E+01	5.566E+00	0.000E+00
16	6.881E+01	5.486E+01	3.416E+01	6.415E+00	0.000E+00
17	7.081E+01	5.641E+01	3.569E+01	7.380E+00	3.030E-03
18	7.170E+01	5.719E+01	3.691E+01	8.496E+00	2.444E-02
19	7.210E+01	5.758E+01	3.778E+01	9.714E+00	5.904E-02
20	7.175E+01	5.774E+01	3.830E+01	1.085E+01	1.035E-01
21	7.199E+01	5.777E+01	3.866E+01	1.184E+01	1.640E-01
22	7.321E+01	5.781E+01	3.898E+01	1.277E+01	2.369E-01
23	3.684E+01	2.892E+01	1.958E+01	6.605E+00	1.387E-01
24	5.149E-01	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00	0.000E+00

Häufigkeiten der Typtage

Winter	2.100E+01	3.500E+01	8.600E+01	2.800E+01	3.000E+00
Sommer	0.000E+00	0.000E+00	2.500E+01	8.400E+01	8.300E+01
Summe	2.100E+01	3.500E+01	1.110E+02	1.120E+02	8.600E+01

Wird der Modus 2 verwendet, so fehlen die oberen drei Zeilen.

Sortiert werden die von TRNSYS berechneten Originalwerte, so daß zum Beispiel die Maßeinheiten erhalten bleiben. Wünscht man bezogene Größen, zum Beispiel in % des Maximalwertes, muß eine nachträgliche Bearbeitung in einem Tabellenkalkulationsprogramm erfolgen.

Die Einbindung in ein ausführbares Programm läßt keine besonderen Schwierigkeiten erwarten. Der Einsatz kann während der Simulation erfolgen, allerdings momentan nur, wenn die Zeitschrittweite eine Stunde beträgt. Anderenfalls werden Temperatur und zu sortierende Größe in Stundenzeitschritten mittels Type 25 in eine Datei übertragen und diese dann, gesteuert durch ein weiteres Deck, sortiert. Dies erfolgt sehr schnell, auf einem PC 486 DX2/66 in zwölf Sekunden.

Ist die Sortierung erfolgt, kann mit einem weiteren Deck die Online-Darstellung erfolgen. Dieses liest die sortierte Datei wie eine Wetterdatei. Damit das möglich wird, müssen die drei Überschriftszeilen fehlen. Dies kann man mit "Modus", also dem fünften Parameter einstellen. Nach Beendigung der Online-Darstellung muß mit einem "READ"-Fehler gerechnet werden. Damit die Linien dennoch voll sichtbar bleiben, sollten sie in das untere Diagramm eingetragen werden. Zur Erleichterung des Einsatzes mehrerer Decks kann man sich einer batch-Datei bedienen.

Der Tagesgangliniensortierer kann auch für andere Betrachtungen eingesetzt werden:

- Ermittlung der Tagesganglinien von Außentemperatur und Feuchte.
- Untersuchung der Einstrahlungsverhältnisse. So konnte festgestellt werden, daß im Wetterdatensatz "Dresden-Wahnsdorf 1954" an kalten Tagen höhere Strahlungswerte vorliegen als in vergleichbaren Testreferenzjahren. Hohe solare Deckungsraten nach diesem Datensatz in den Wintermonaten werden so verständlich.
- Überprüfung von Wetterdateien, die selbst aus Meßwerten erstellt wurden. So kann z. B. vermieden werden, daß zeitliche Fehlstellen in der Erfassung unentdeckt bleiben.
- Analyse der Nachtabenkung oder anderer zeitlicher Vorgaben im Mehrzonengebäudemodell sowie des Tagesverlaufs der Zonentemperaturen.

Innerhalb des Unterprogramms werden in einem ersten Schritt die Temperaturen und die zu sortierenden Werte für die ersten 24 Stunden in eine Vormatrix A eingelesen. Anschließend wird die Tagesdurchschnittstemperatur bestimmt und die Tageszuordnung definiert. Nun können die zu sortierenden Werte in die Ergebnismatrix B eingeschrieben werden. Anschließend erfolgt das Gleiche mit dem zweiten Tag. Ist die entsprechende Spalte der Matrix nicht leer, erfolgt eine Mittelwertbildung. Ist das ganze Jahr berechnet, so ist auch die Ergebnismatrix B fertiggestellt, welche nun in die Ausgabedatei übertragen wird.

3.2. Solaranlagen zur Gebäudeheizung

3.2.1. Varianten

Der Einsatz der Solarenergie zu Heizzwecken stößt in Deutschland auf große Schwierigkeiten, da die Einstrahlungen nur im Sommer hoch sind, der überwiegende Bedarf jedoch im Winter liegt. Eine solare Heizungsanlage muß daher neben dem Kollektorfeld auch einen größeren Speicher aufweisen. Die in den Sonnenkollektoren gewonnene Energie wird direkt zu Heizung und Warmwasserbereitung genutzt oder bei Divergenzen von Angebot und Verbrauch in einen Speicher eingeladen oder aus diesem entnommen.

Je nachdem, mit welcher Intensität die Nutzung stattfinden soll, kann zwischen zwei Alternativen gewählt werden. Die erste Variante beinhaltet die Auslegung des Speichers für kurze Speicherzyklen. Hierbei wird die Sonnenwärme in den Mittagsstunden gespeichert und abends oder an nachfolgenden Tagen genutzt. Eine gute Effizienz liegt nur an klaren kalten Tagen vor, die entsprechend Bild 5 relativ selten sind. Unter den Bedingungen kontinentalen Klimas ist die Häufigkeit größer, so daß sich zum Beispiel in den USA bessere Einsatzmöglichkeiten ergeben.

Die solaren Deckungsraten überschreiten in Deutschland 35 % im allgemeinen nicht. Bei den sich einstellenden geringen Kollektorerträgen ist die Wirtschaftlichkeit zumeist sehr schlecht. Es gibt dennoch einen interessanten Einsatzbereich, nämlich die Kopplung mit minderkomfortablen Heizungssystemen, vorrangig der Holzheizung. Die Anzahl der Betriebstage wird im Jahresverlauf wesentlich verringert, was zu einer spürbaren Arbeitsentlastung führt. Dennoch bleibt hier als Problem, daß die Sonnenkollektoren im Sommer nicht ausgelastet werden können. Bei größeren Verbrauchern bietet sich hier die Installation einer solaren Klimatisierung gemäß Kapitel 3.3 an.

Ein anderes Konzept ist die saisonale Speicherung gemäß Bild 66. Der Speicher wird so groß ausgelegt, daß die Sonnenenergie im Sommer eingespeichert und im Winter genutzt werden kann. Hierbei werden Deckungsraten von 50 bis 80 % angestrebt. Kollektorfeld und Speicher müssen sehr groß dimensioniert werden, was zu hohen Kosten führt.

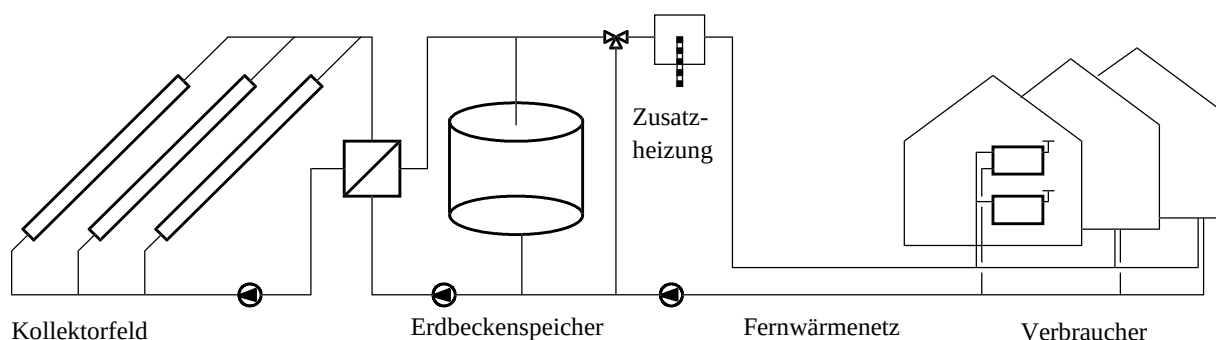


Bild 66: Solare Heizung mit saisonaler Speicherung

Beide Varianten können als zentrale wie auch als dezentrale Systeme ausgeführt werden. Für zentrale Anlagen spricht immer, daß die spezifischen Speicherkosten, ebenso wie die Wärmeverluste, mit der Größe absinken. Dagegen spricht der Kostenaufwand des Verteilungsnetzes und dessen Verluste. Bei zentralen Anlagen wird zweckmäßigerweise dem zentralen Speicher ein zentrales Kollektorfeld vorgeschaltet.

In Deutschland ist dies aufgrund begrenzter Flächen und hoher Grundstückspreise im Gegensatz zu Schweden zumeist nicht möglich. Die Kollektoren müssen dann dezentral auf den Gebäudedächern installiert werden. Sie werden spezifisch nur wenig teurer, während jedoch der Verteilungsaufwand enorm wächst. Im Extremfall wird ein Sechs-Leiter-Fernwärmenetz installiert.

Gegenstand der Untersuchungen in dieser Arbeit sind vorrangig zentrale Anlagen mit saisonaler Speicherung.

3.2.2. Kollektorarten

Sonnenkollektoren bestehen allgemein aus zwei Bauteilen, dem Absorber, welcher die Sonnenstrahlung absorbiert und die Energie an ein Trägermedium übergibt, und einem Gehäuse, das die Wärmeverluste begrenzt. Das Gehäuse muß an mindestens einer Seite für Sonnenstrahlung transparent sein. Für Sonderanwendungen, wie für die Schwimmbad-Wassererwärmung, kann auf das Gehäuse verzichtet werden.

Spezielle Konstruktionen wie konzentrierende und nachgeführte Kollektoren oder Fluoreszenzabsorber haben sich unter deutschen Bedingungen für Zwecke von Heizung und Warmwasserbereitung als nicht sinnvoll erwiesen und werden hier nicht weiter behandelt.

Sonnenkollektoren sind gegenwärtig Stand der Technik, erfüllen aber keineswegs alle Wünsche. Ihre durchschnittlichen Wirkungsgrade liegen im Bereich um 25 bis 40 %, erscheinen also verbesserungsbedürftig. Sie sollen zwei Forderungen genügen, die sich zum Teil widersprechen. Zum einen muß möglichst viel Strahlung absorbiert werden. Dies wird durch einseitig, entspiegelte Glasoberflächen und durch hochabsorptive Beschichtungen erreicht.

Andererseits sollen die Energieverluste aus Wärmeabstrahlung, Konvektion und Leitung möglichst begrenzt werden. Bis etwa 1980 waren alle Absorber mit einer schwarzen Farbe beschichtet, die einen hohen Emissionskoeffizienten für Wärmestrahlung aufweisen. Die Strahlung wurde erst an der Abdeckscheibe wieder absorbiert, allerdings nur zum Teil wieder zurückgestrahlt. Um die Umgebungsverluste zu verringern, wurden deshalb auch Doppelverglasungen eingesetzt, die jedoch zu hohen Verlusten an Solarstrahlung führten.

Heute sind fast alle Absorber mit einer selektiven Beschichtung versehen, die einen hohen Absorptionskoeffizienten für Solarstrahlung und einen niedrigen Emissionskoeffizienten für Wärmestrahlung aufweist. Die wichtigsten Stoffe sind in Tabelle 1 aufgeführt. Dort ist auch zu erkennen, daß die gewünschte Verringerung der Emission mit einer Verringerung der Absorption erkauft werden muß. Welche Beschichtung jeweils am sinnvollsten ist, ist von den geplanten Betriebsparametern des Kollektors abhängig.

Der Einsatz dieser Schichten wird dadurch möglich, daß sich das Spektrum von Sonnenstrahlung und Wärmestrahlung im relevanten Temperaturbereich extrem unterscheidet. 97 % der Energie der Sonnenstrahlung liegen im Wellenlängenbereich kleiner $3\text{ }\mu\text{m}$, während selbst bei einer ungewöhnlich hohen Absorbertemperatur von $200\text{ }^{\circ}\text{C}$ über 99 % der Wärmestrahlung im Wellenlängenbereich größer $3\text{ }\mu\text{m}$ eingeordnet sind. Dieser Sachverhalt wird durch Bild 67 illustriert.

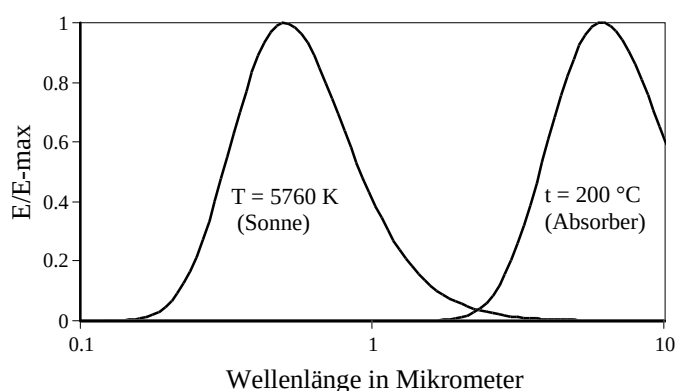


Bild 67: Normiertes Spektrum eines schwarzen Strahlers

Tabelle 1: Eigenschaften selektiver Schichten nach Lazarov /12/

Material	Absorptionsgrad Solarstrahlung	Emissionsgrad Wärmestrahlung
Schwarzchrom	0,90 ... 0,95	0,07 ... 0,10
Schwarznickel	0,90 ... 0,95	0,07 ... 0,10
Al_2O_3 (Ni)	0,90 ... 0,92	0,07 .. 0,15
Edelstahl selektiv	0,80 ... 0,90	0,12 ... 0,17
amorpher Kohlenstoff	0,70 ... 0,90	0,02 ... 0,04
TiO_xN_y	0,75 ... 0,90	0,04 ... 0,07

Während die Reduktion der Strahlungsverluste durch selektive Beschichtungen - vorrangig Schwarzchrom - heute Stand der Technik ist, bereitet die Verringerung der Verluste durch Konvektion und Leitung mehr Schwierigkeiten. Die Leitung durch seitliche und rückwärtige Gehäuseteile wird durch Einbringen von Dämmmaterialien verringert. Dies ist bei der transparenten Abdeckung nicht möglich. Der Einsatz von Isolierverglasung scheitert an hohen optischen Verlusten und Wärmespannungen.

Eine Anwendung des gleichen Prinzips stellt das bei manchen Herstellern übliche Anbringen transparenter Wärmedämmung (TWD) oder von Folien jeweils im Bereich zwischen Absorber und Abdeckscheibe dar. Diese Konstruktionen verringern die auf den Absorber eindringende Strahlung, aber auch die Wärmeverluste, wobei beide Effekte bei der TWD ausgeprägter sind.

Eine nicht mit optischen Nachteilen verbundene Möglichkeit ist die Verringerung von Konvektion und Leitung im Spalt zwischen Absorber und Abdeckscheibe mittels Druckverringering und/oder Einbringung von Inertgasen. In /76/ sind hierzu umfassende Meßergebnisse aufgeführt, die in Bild 68 dokumentiert sind.

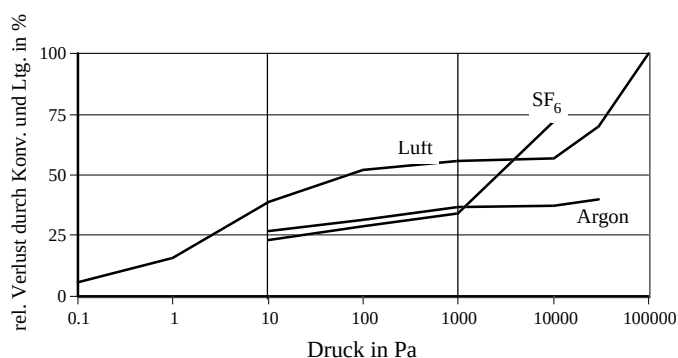


Bild 68: Druckabhängigkeit der Wärmeverluste

Bis zu einem Druck von 10^4 Pa geht die Konvektion in Luft linear zurück und ist unterhalb dieses Drucks vollständig unterdrückt. Zwischen 100 und 10^4 Pa sind die thermischen Verluste weitestgehend konstant. Ab 100 Pa setzt auch die Reduktion der Wärmeleitung ein. Bei 0,1 Pa ist die Wärmeleitung auf weniger als 10 % des Ursprungswertes reduziert. Das Verhalten von Argon ist ähnlich, nur mit niedrigeren Werten. Schwefelhexafluorid weist kein ausgeprägtes Plateau auf. Bis zu einem Druck von 1000 Pa ist es günstiger als Argon. Ab einem Druck von 5000 Pa sind die Verluste sogar größer als in Luft.

Im Einsatz befindlich sind gegenwärtig vorwiegend drei Typen von Kollektoren. Es handelt sich hierbei um Flachkollektoren, Vakuumflachkollektoren und Vakuumröhren. Die in Bild 69 dargestellten Flachkollektoren arbeiten bei Umgebungsdruck und müssen deshalb in Austausch mit der Außenluft stehen, was Risiken durch Verschmutzung, Kondensation und Korrosion birgt.

Vakuumflachkollektoren sind ähnlich Bild 69 aufgebaut, haben jedoch zusätzliche Abstützungen der Abdeckscheibe, um die mechanischen Belastungen abzufangen. Sie arbeiten im Druckbereich um 10^4 Pa, sollten also eher als Niederdruckkollektoren bezeichnet werden.

Gemäß Bild 68 gibt es bei ihnen noch einen beträchtlicher Wärmeverlust durch Leitung der Restluft. Um eine weitere Verbesserung zu erreichen, müßte der Druck deutlich unter 100 Pa gesenkt werden. Die dafür erforderliche Gehäusedichtheit konnte bisher nicht erreicht werden. Alternativ werden die Kollektoren mit einem Schwergas befüllt.

Vakuumröhren gemäß Bild 70 arbeiten im Druckbereich um 0,01 Pa, womit bei ihnen die Wärmeverluste durch Leitung fast vollständig unterdrückt sind. Möglich wird dies durch die spezielle Bauform, die zudem auch keine Verluste durch die Gehäuserückseite aufweist.

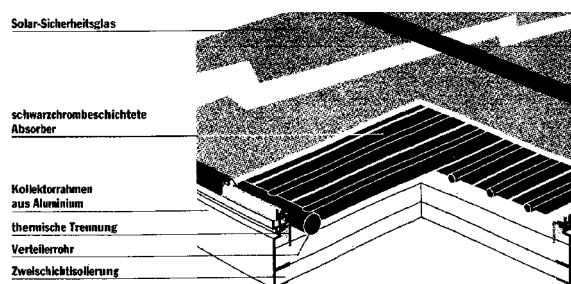


Bild 69: Schema eines Flachkollektors /77/

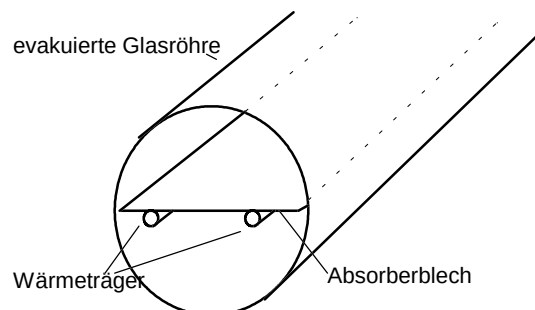


Bild 70: Schema eines Vakuumröhrenkollektors

Das Verhalten von Kollektoren läßt sich als sogenanntes "k-Modell" /76/ gemäß folgender Formel beschreiben:

$$Q_k = I \cdot \eta_{\text{opt}} - k \cdot (t_{k,m} - t_a)$$

Q_k Kollektorwärmestrom
 k Wärmeverlustkoeffizient
 t_a Außentemperatur

η_{opt} optischer Wirkungsgrad
 $t_{k,m}$ mittlere Kollektortemperatur
 I Einstrahlung

In Tabelle 19 sind grob die Eigenschaften guter Kollektoren der entsprechenden Klassen und die Bezugskosten bei einer Bezugsmenge über 1000 m² festgehalten. Zusätzlich wurde noch die Stillstandstemperatur aufgetragen, die sich bei einer Einstrahlung von 1000 W/m², fehlender Wärmeabnahme und einer Umgebungstemperatur von 30 °C einstellt.

Tabelle 19: Eigenschaften der Kollektortypen

		η_{opt}	k	t_{still}	Preis
		%	W/m ² K	°C	DM/m ²
Flachkollektor	nichtselektiv	80 ... 90	4,5 ... 6	120 ... 160	300 ... 500
	normal	75 ... 85	3,5 ... 4,5	150 ... 200	400 .. 600
	mit Folie	70 ... 80	3 ... 4	180 ... 220	500 ... 700
	mit TWD	50 ... 75	2 ... 3	180... 220	600 ... 800
Vakuumflachkollektor		75 ... 85	2,5 ... 3,5	200 ... 250	700 ... 1000
Vakuumpipeline		70 ... 80	1 ... 2	250 ... 350	800 ... 1300

Der optische Wirkungsgrad ist ein Produkt aus Transmissionskoeffizient der Abdeckscheibe, Absorptionskoeffizient des Absorbers und einer die Güte des Wärmeübergangs im Absorber beschreibenden Größe. Der optische Wirkungsgrad für die direkte Strahlung ist vom Einstrahlungswinkel gemäß folgender Formel abhängig:

$$\eta_{\text{opt}} = \eta_{\text{opt},0} \left(1 - b \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1\right)\right) \quad \theta: \text{Einstrahlungswinkel} \quad b: \text{Einstrahlungswinkelkoeffizient}$$

Der b- Koeffizient liegt gemeinhin bei 0,1 mit Schwankungen von 0 bis 0,2. Sein Einfluß auf den Tagesverlauf ist relativ groß, bei Ganzjahresberechnungen kann jedoch gut mit einem konstanten Wert gerechnet werden.

Der Wärmeverlustkoeffizient k ist ebenfalls keine Konstante, sondern eine Funktion der Temperaturdifferenz zwischen Kollektormitteltemperatur und Außentemperatur gemäß folgender Formel:

$$k = k_0 + k_1(t_{k,m} - t_a)$$

k_0 linearer Verlustterm
 k_1 parabolischer Verlustterm

Für sehr genaue Untersuchungen werden beide Terme auch noch gemäß folgender Formel als Funktion der Windgeschwindigkeit angesehen:

$$k_i = c_{i0} + c_{i1} \cdot c_{\text{wind}} \quad c_{ij} \quad \text{Windterme}$$

c_{wind}

Windgeschwindigkeit

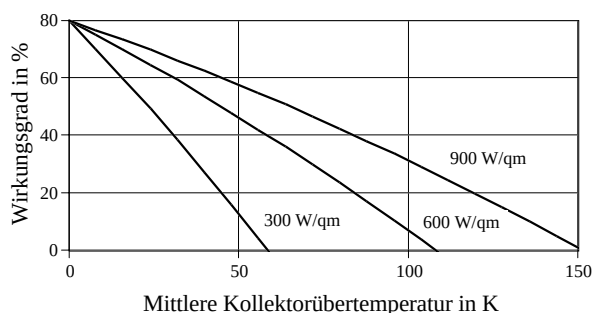


Bild 71: Kollektorkennlinienfeld SOLVIS F60

In Bild 71 ist das Kennlinienfeld eines in Oederan eingesetzten Flachkollektors SOLVIS F60 dargestellt. Mit steigender Übertemperatur und sinkender Einstrahlung nimmt der Wirkungsgrad ab. Bei einer bestimmten Temperatur erreicht er den Wert Null. Im üblichen Arbeitsbereich beträgt der Wirkungsgrad 30 bis 60 %.

3.2.3. Wärmespeicherung

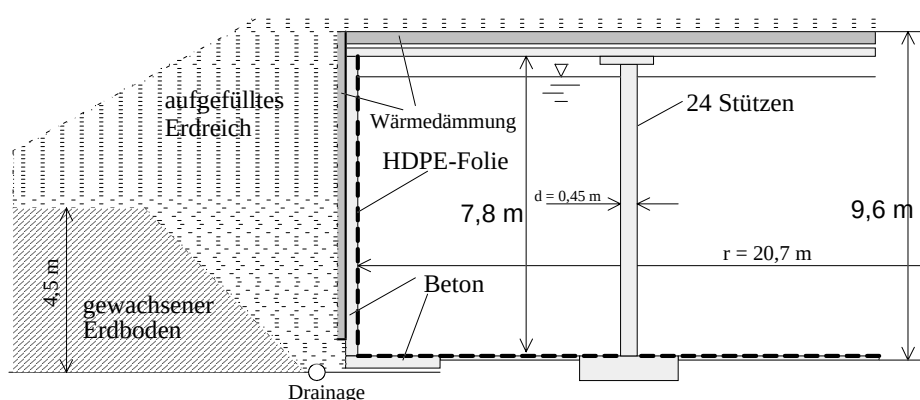
Für den Bau der benötigten großen Wärmespeicher werden gegenwärtig vier Konzepte verfolgt. Dies sind Stahlspeicher, Erdbeckenspeicher, Felskavernen und Aquifere.

Stahlspeicher werden bis zu einem Volumen von 2000 m³ ausgeführt, bereiten keine Durchfeuchtungsprobleme und sind relativ teuer.

Felskavernen werden in Schweden favorisiert. Dies ist wesentlich durch die geologische Situation bedingt. Es ist relativ einfach und kostengünstig, große Kavernen in den Fels zu sprengen. Probleme bereitet die Abdichtung. In einem Fall wurden deshalb trotzdem Stahltanks in Spiro-Falztechnik in der Kaverne errichtet /20/.

Aquifere sind Bereiche in der Erde, die aufgrund des Zusammentreffens unterschiedlich durchlässiger Mineralien nicht der Durchströmung durch das Grundwasser unterliegen. Sie können auch mittels Schlitzwänden künstlich errichtet werden. Sie sind nicht dämmbar und scheitern voraussichtlich an Akzeptanzproblemen in Hinblick auf den Grundwasserschutz.

Bild 72: Schema eines Erdbeckenspeichers nach /21/



Erdbeckenspeicher gemäß Bild 72 werden in Deutschland für Großprojekte favorisiert. Die Hauptprobleme sieht man gegenwärtig in der Durchfeuchtung der Wärmedämmung. Unter den preiswerten Kunststoffolien erwies sich lediglich HDPE bis 70 °C als hinreichend diffusionsdicht, verliert jedoch nach etwa 5 bis 8 Jahren /21/ diese Eigenschaft. Metallfolien sind zwar dicht, jedoch teurer und bereiten aufgrund der notwendigen Dehnungsfugen konstruktive Probleme.

In Bild 73 sind die Kosten eines halb eingegrabenen Erdbeckenspeichers aufgetragen. Im für die solare Nahwärme bedeutsamen Bereich über 1000 m³ Volumen kosten sie spezifisch 200 bis 100 DM/m³ /21/. Kleinere Speicher unter 50 m³ Größe, wie sie in Anlagen von Einfamilienhäusern üblich sind, kosten über 1000 DM/m³.

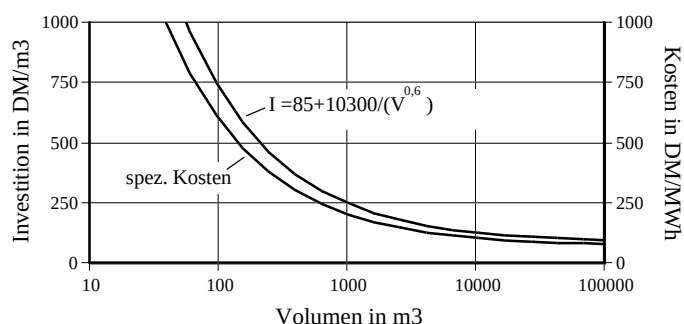


Bild 73: Speicherkosten

Im gleichen Bild sind die Kosten der aus dem Speicher entnommenen Wärme ablesbar. Es wird eine Temperaturspreizung von 50 K, eine Annuität von $0,07 \text{ a}^{-1}$ und 1,5 Speicherzyklen pro Jahr vorausgesetzt. Die Kosten unterschreiten erst bei 2000 m^3 Volumen einen Wert von 200 DM/MWh und bei Anlagen von 100000 m^3 einen Wert von 110 DM/MWh. Dezentrale Anlagen erreichen Kosten bis über 1000 DM/MWh, sind also ziemlich bedenklich.

Ungünstig stellen sich bei kleinen Speichern zudem die Speicherverluste dar. Je kleiner ein Speicher ist, desto größer ist die volumenbezogene wärmeverlierende Oberfläche. In Bild 74 ist die Relation von jährlichem Verlust und Speicherinhalt dargestellt. Die durchschnittliche Temperaturdifferenz beträgt 55 K und die Isolierung besteht aus 1 m Mineralwolle.

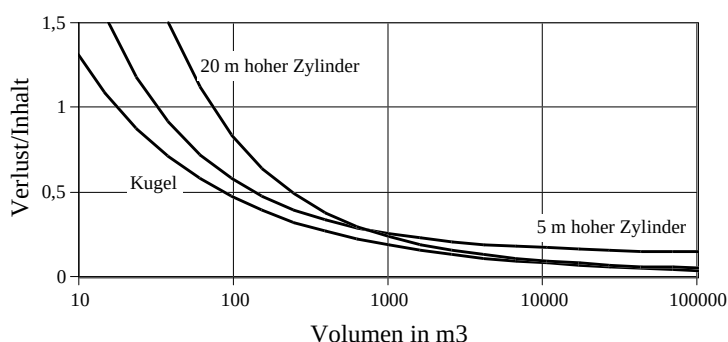


Bild 74: Speicherverluste

Im Idealfall, das heißt also bei einem kugelförmigen Speicher, verliert ein 10 m^3 -Speicher im Jahr das 1,3-fache seines Wärmeinhalts. Ein Speicher von 100000 m^3 verliert weniger als 10 %. Sinnvoll sind diese Überlegungen natürlich nur, wenn die Energie jederzeit vom Kollektorfeld nachgeliefert wird.

Leider können Speicher aus Kostengründen nicht als Kugeln ausgeführt werden. Üblich ist eine zylindrische Gestalt. Während ein ideal proportionierter Zylinder nur wenig mehr Wärme als eine Kugel verliert, existieren oft Restriktionen der Speicherhöhe. Bei Großspeichern darf zumeist die grundwasserführende Schicht nicht erreicht werden. Deshalb ist die Verlustrelation weiterhin für einen 5 m hohen und einen 20 m hohen Zylinder aufgetragen. Bei Großspeichern führt eine Höhe von 5 m zur deutlichen Vergrößerung des Verlustes gegenüber der Kugelgestalt, während dies bei einem 20 m hohen Speicher nur in geringem Maße der Fall ist.

Weiterhin ist zu beachten, daß kleine Speicher zumeist nicht mit einer 1 m dicken Isolierung versehen werden können, während bei Großspeichern auch dickere Isolierungen denkbar sind. Ein zusätzlicher Aspekt ist, daß ein Speicher nicht nur über seine Oberfläche, sondern auch über Wärmebrücken, die vorrangig durch Anschlußleitungen entstehen, Energie verliert. Dies macht sich bei kleineren Speichern in einem sehr viel größeren Maße bemerkbar. Es muß also festgestellt werden, daß die saisonale Speicherung nur in zentralen Anlagen, die mit sehr großen Speichern ausgestattet werden können, sinnvoll ist.

3.2.4. Ausgeführte Anlagen

Auf dem Sektor der dezentralen Anlagen wurden vorrangig in der Schweiz umfassende Erfahrungen gesammelt /18/. In Tabelle 20 sind eine Reihe derartiger Systeme zusammengefaßt.

Tabelle 20: Dezentrale solare Heizung mit saisonaler Speicherung

Ort	Landschaft	Objekt	Q _{Norm}	A _{Koll}	V _{Sp}	DR
			kW	m ²	m ³	%
Oberburg	CH-Mittelland	EFH	2,8	84	118	> 100
Krattingen	Berner Oberland	Dpl-EFH	2 x 4	68	11	70
Graz	Steiermark	EFH	6,3	47	69	75
Dürrenroth	Emmental	EFH	10	28	4	50
Flims	Graubünden	EFH	9	43 (VRK)	7	< 100
Zollikofen	CH-Mittelland	EFH	5,3	53	23	80
Gwatt	Thunersee	EFH	14	71	16	55
Inwil	Zentral-CH	EFH	5	54	18	80
Leuk	Wallis	EFH	5	32	19	90
Villars	Westschweiz	EFH	4	28	12	70
Obergoldbach	Emmental	Dpl.-EFH	6	65	14	80
Reinhausen	Weserbergland	Dpl.- EFH	4	40	20	75
Münster	NRW	ZFH	2,5	32	20	90
Lamboing	Jura	ZFH	14	42	5	55
Hasle	Emmental	ZFH	10	57	9	55
Unterlangenegg	Thun	ZFH	6	63	18	< 100
Altikon	Ostschweiz	ZFH + GH	16	50	20	60
Sevelen	CH-Rheintal	8-FH	20	110	25	75

Das Institut für Energietechnik der TU Dresden betreute mehrere Jahre das Niedrigenergiehaus Reinhausen meßtechnisch /4/78/79/. Das in der Nähe von Göttingen befindliche große Einfamilienhaus von fast 200 m² Wohnfläche besitzt folgende Ausstattungsmerkmale:

- 30 cm Wärmedämmung aus Styropor im Erdgeschoß und 20 cm Isofloc im Dachbereich
- Ausrichtung der Wohnräume nach Süden und der Nutzräume nach Norden
- Große vierfach verglaste Fensterflächen im Süden und kleine Fenster im Norden
- Fensterluftkollektoren in den Wohnräumen des Erdgeschosses
- Solare Heizung und Warmwasserbereitung mit 40 m² Kollektorfläche, 70° geneigt
- Saisonaler Speicher mit 20 m³ Volumen
- Be- und Entlüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung
- kein eigener Heizkessel, sondern Nahwärmeverbund mit Nachbarhaus
- Regenwassernutzung, Photovoltaik und Wintergarten

In Bild 75 ist das Energieflußbild für das Jahr 1994 aufgetragen. Die Einstrahlung betrug mit 38,9 MWh nur 973 kWh/m²a. Dies ist Ergebnis der sehr steilen Ausrichtung des Kollektorfeldes, die im Bestreben einer hohen Ausbeute im Winter vorgesehen wurde. Das Kollektorfeld konnte eine Wärmemenge von 11,5 MWh gewinnen, was einem Kollektorstandsgrad von 29,5 % entspricht. Davon gingen jedoch 4,52 MWh im saisonalen Speicher verloren, so daß sich bei einer Solarwärme von 6,95 MWh ein Systemwirkungsgrad von nur 17,9 % ergibt.

Auf der Verbraucherseite finden sich 5,68 MWh Raumwärmebedarf, was weniger als 30 kWh/m²a und damit nur einem Drittel des Grenzwertes der Wärmeschutzverordnung entspricht. Dies ist jedoch nicht nur Ergebnis der guten Dämmung und der Wärmerückgewinnung, sondern auch der nur 18 °C betragenden Durchschnittstemperatur.

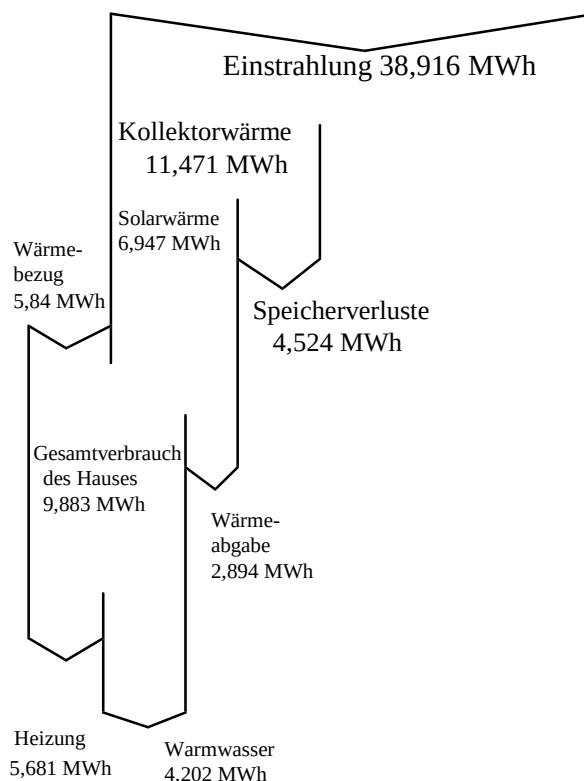


Bild 75: Energieflußbild 1994

Der Wärmebedarf der Warmwasserbereitung war mit 4,2 MWh fast so groß wie der Heizwärmebedarf.

Ein weiterer Verbraucher war mit 2,89 MWh das Nachbarhaus. Dem stand im Winter eine Wärmelieferung von 5,84 MWh/a gegenüber. Durch diesen Wärmeverbund unterscheidet sich das Objekt Reinhausen wesentlich von den anderen Häusern in Tabelle 20. Es ist daher auch nicht möglich, eine solare Deckungsrate zu definieren.

In Bild 76 ist der Jahresgang der Speichertemperaturen dargestellt. Obwohl der Speicher im Vergleich zum Kollektorfeld relativ klein ist, wird er in der obersten Schicht nur bis 80 °C beladen. Die unterste Schicht erreicht nur 50 °C. Eine Ursache waren die Speicherverluste, die durch den Einfluß von Wärmebrücken etwa doppelt so hoch wie theoretisch aus Dämmdicke und -wärmeleitfähigkeit berechnet waren. Eine zweite Ursache ist in der relativ großen Versorgungsaufgabe zu suchen.

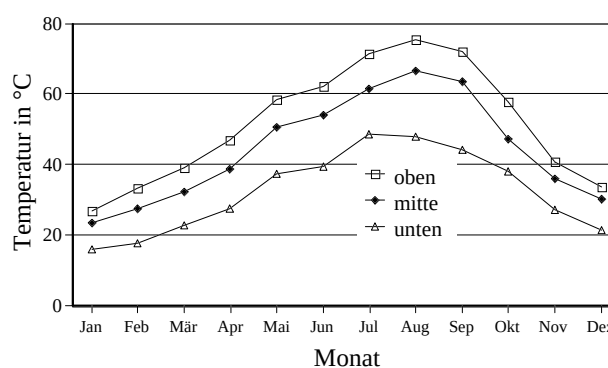


Bild 76: Jahresgang der Speichertemperaturen

Tabelle 21: Zentrale solare Heizung mit saisonaler Speicherung /20/

Land	Ort	Baujahr	Q_a	A_{Koll}	V_{Sp}	DR	Q_{sol}	V/A
			MWh/a	m ²	m ³	%	kWh/m ² a	m
Dänemark	Tubberupvaenge			1.025	3.000			
Schweden	Fjäras	1.991	700	1.050	50	25	167	0,05
	Kullavik	1.986	700	700	50	25	250	0,07
	Igelstadt	1.988	1.000	2.400	5.000	70	292	2,08
	Lyckebo	1.983	8.500	Koll.: 4300	100.000	100	350	4,12
				Sim.: 20000				
	Särö	1.989	400	740	640	35	189	0,86
	Nykvarn	1.991	20.000	11.000	1.500	12	218	0,14
	Falkenberg	1.989	25.000	5.500	1.100	7	318	0,2
	Nynäshamn	geplant		130.000	350.000	75		2,69
	Kungälv	Studie		120.000	400.000			3,33
Deutschland	Friedrichshafen	1996 (lt.Plg.)	1.772	5.600	12.000	48	152	2,14
	Hamburg	in Planung	518	3.500	3.000	64	95	0,86
	Chemnitz	in Bau		2.000	8.000	54		4
	Bremen	Studie	620	1.500	2.500	50	207	1,67

In Bild 77 und Tabelle 21 sind Großanlagen der solaren Heizung mit ihren energetischen Kenngrößen aufgeführt. Diese Technik ist in Schweden am weitesten entwickelt.

Es wird erkennbar, daß die auf die Kollektorfläche bezogene Solarwärme bei hohen Deckungsraten geringer wird. Ursache sind die steigenden Verluste in Kollektor und Speicher. Eine Ausnahme bildet die sehr große Anlage in Lyckebo. Eine Teilerklärung liefert die Größe des Speichers. Aufgrund des günstigen Verhältnisses von Volumen und Oberfläche sind seine Verluste als gering anzusehen. Dies reicht als Erklärung jedoch nicht aus. Es ist anzunehmen, daß die elektrische Simulation der Kollektorfläche nicht vollständig gelingt. Eine unerklärlich hohe spezifische Solarwärme erreicht auch das System in Igelstadt.

Hinsichtlich der Speichergröße wird erkennbar: Je höher die solare Deckungsrate sein sollte, desto höher wurde auch das Speichervolumen im Vergleich zur Kollektorfläche gewählt. Im Bereich von 50 bis 80 % ist ein Quotient von 2 bis 3 m³/m² üblich.

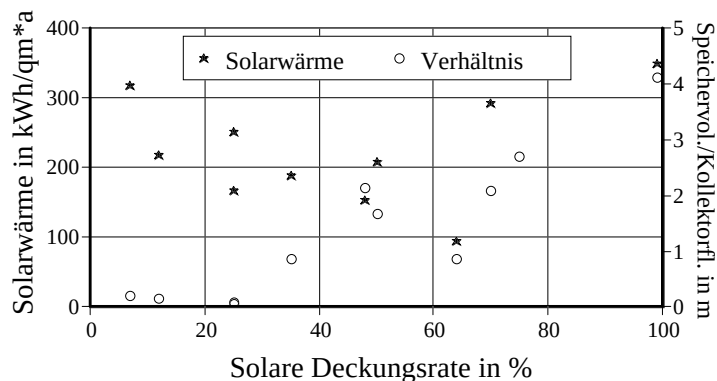


Bild 77: Eigenschaften der Großanlagen

3.2.5 Optimierung einer Beispielanlage

Es wird mit Hilfe der Computersimulation eine Beispielanlage der solaren Heizung mit saisonaler Speicherung untersucht. Es handelt sich hierbei um das an anderer Stelle bereits erwähnte Wohngebiet Oederan Freiburger Straße. Verwendet wird die Referenzvariante gemäß Kapitel 2.4.4. Die Versorgungsaufgabe wird für jeden Wohnblock durch folgende Verbrauchswerte definiert:

Heizwärmebedarf: 169,1 MWh/a 72,5 %
 Wassererwärmung: 38,07 MWh/a 16,3 %
 Zirkulation: 24,57 MWh/a 10,5 %
 Verluste WW-Sp.: 1,5 MWh/a 0,6 %

Zwischensumme WW: 64,14 MWh/a
 Summe gesamt: 233,2 MWh/a

Der Jahresgang des Wärmebedarfs ist in Bild 78 für alle Bedarfsträger dargestellt. Die Monatsmittelwerte des Verbrauchs der Warmwasserbereitung schwanken aufgrund unterschiedlicher Kaltwasser- und Netzumgebungstemperaturen um etwa 30 %. Der Heizwärmebedarf beträgt im Juni und August Null und erreicht im Januar einen Maximalwert. Der Gesamtwärmebedarf ist im Januar 9-mal so groß wie im August.

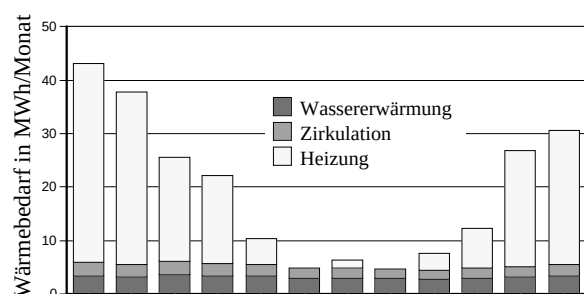


Bild 78: Jahresgang des Wärmebedarfs

Es soll eine Solaranlage zur Versorgung eines Vierleiternetzes untersucht werden. In Bild 79 ist sie dargestellt. Das Kollektorfeld beheizt, durch einen Wärmeübertrager hydraulisch getrennt, den saisonalen Speicher. Aus diesem Speicher wird dann die Wärme für Heizung und Warmwasserbereitung entnommen.

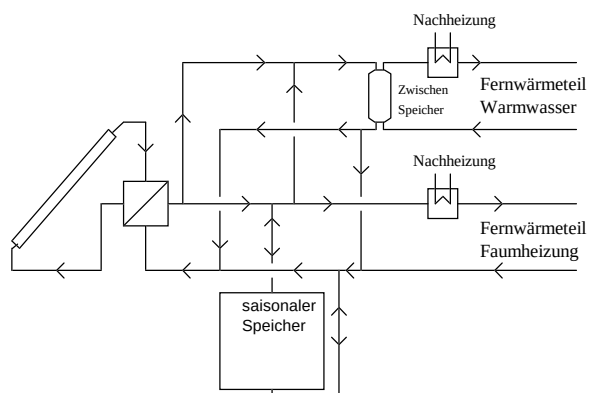


Bild 79: Schaltbild für ein Vierleiternetz

Die Warmwasserbereitung besitzt einen Zwischenspeicher. Er ermöglicht die Nutzung der Sonnenenergie zur Trinkwasservorwärmung, was zu höheren Wirkungsgraden führt. Andererseits kann der Saisonspeicher überbrückt werden, so daß die Sonnenstrahlung klarer Wintertage auch bei kaltem Saisonspeicher genutzt werden kann.

Es werden jeweils zwei Varianten betrachtet, einerseits die Versorgung eines Einzelblocks und andererseits die Versorgung eines Wohngebiets. Bild 79 widerspiegelt die Variante "Wohngebiet". Bei einem Einzelblock ist die Schaltung ähnlich, nur dienen die mit "Fernwärmeanteil" gekennzeichneten Leitungen direkt der Deckung von Heizwärme und Warmwasserbedarf. Der Zwischenspeicher ist dann noch mit einem Wärmeübertrager zur Trennung von Heiz- und Trinkwasser auszustatten.

In Bild 80 ist das prinzipielle Energieflußbild dargestellt. Die vom Kollektor abgegebene Wärme wird größtenteils zum Speicher transportiert. Ein geringer Anteil wird direkt zur Warmwasserbereitung genutzt. Der übrige Anteil, verringert durch die Speicherverluste, fließt indirekt der Heizung und Warmwasserbereitung zu. Jeweils fehlende Energiebeträge müssen durch eine Nachheizeinrichtung aufgebracht werden.

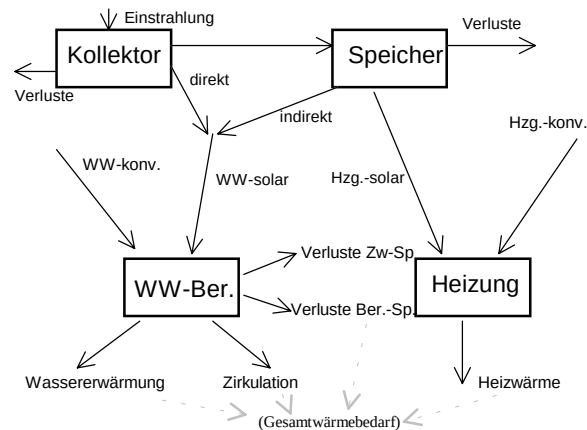


Bild 80: Energieflußbild

Auf der Warmwasserseite ist noch zu beachten, daß die Speicher Verluste aufweisen. Dabei sind die Verluste des Bereitschaftsspeichers als Bedarfsbestandteil anzusehen, da sie auch ohne Solaranlage vorliegen würden. Die solare Deckungsrate wird wie folgt definiert:

$$\text{Deckungsrate} = \frac{\text{Gesamtwärmebedarf} - \text{konv. Zusatzwärme}}{\text{Gesamtwärmebedarf}}$$

In Bild 81 ist der Jahresverlauf von Energiebilanz und Speichertemperatur prinzipiell dargestellt. Der Verlauf ist im Zusammenspiel mit den meteorologischen Daten gemäß Bild 8 zu sehen. Der Speicher besitzt im Januar nur noch eine geringe Temperatur. Dem gegenüber ist die Außentemperatur niedrig und die erforderliche Heizungsvorlauftemperatur hoch. Die Sonne kann daher nur im geringem Maße zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen. Einige sonnige Tage im Januar führen jedoch zu einer leichten Erhöhung der Speichertemperatur. Mit steigenden Außentemperaturen steigt die Solarwärme ab März an. Da sich aber auch das Strahlungsangebot erhöht, steigt die Speichertemperatur weiter.

Ende April endet die Heizperiode. Aufgrund der nur noch geringen Wärmeabnahme steigt die Speichertemperatur steil an. Ende Juni setzt eine sommerliche Schlechtwetterperiode ein, die einen leichten Heizwärmebedarf verursacht. Dieser Wärmebedarf führt in Kombination mit der geringen Einstrahlung zu einer Verringerung der Speichertemperatur.

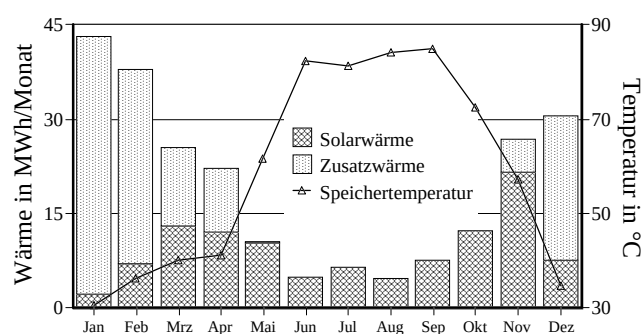


Bild 81: Jahresgang von Energie und Temperatur

Anfang August wird das Wetter deutlich besser. Durch die verringerte Tageslänge, verbunden mit dem durch die hohe Speichertemperatur bedingten geringem Kollektorwirkungsgrad, steigt die Speichertemperatur nur noch wenig.

Mitte September beginnt die Heizperiode wieder. Der gesamte Wärmebedarf kann solar abgedeckt werden. Der Herbst ist sehr mild, so daß die Speichertemperatur nur langsam absinkt. Im November ist der Heizwärmebedarf dann deutlich höher, kann jedoch immer noch zu einem großen Teil solar abgedeckt werden. Erst im Dezember, dem strahlungsärmsten Monat des Jahres, geht die Speichertemperatur soweit zurück, daß nur noch ein geringer Teil des Wärmebedarfs solar gedeckt werden kann.

In Tabelle 22 sind das Speicherverhalten und die Deckungsraten für unterschiedliche Kollektorflächen aufgeführt. Es wird von folgenden Eigenschaften ausgegangen, die eine allgemeine Referenzvariante kennzeichnen:

Kollektor:	Flachkollektor gemäß Tabelle 23
Ausrichtung:	Süd, 38° Neigung
Speichergröße:	1 m ³ Volumen je 1 m ² Kollektorfläche
eff. Verlustkoeff. Speicher:	0,4 kJ/hm ² K = 0,11 W/m ² K
Auslegungsvorlauftemperatur:	70 °C
Auslegungsrücklauftemperatur:	45 °C

Tabelle 22: Variation der Kollektorfläche

A _{Koll}	t _{Sp,anf}	t _{Sp,min}	t _{Sp,max}	DR in %			Q _{sol}
	°C			WW	Hzg.	gesamt	kWh/m²a
100	23,38	20,16	56,35	48,64	9,64	20,53	474,6
200	27,43	25,63	73,55	64,42	20,7	32,41	377,8
400	30,58	29,7	88,5	73,26	37,67	47,44	276,6
800	41,39	35,54	94	85,28	61,82	68,26	199

In Bild 82 sind die Daten gemäß Tabelle 22 graphisch dargestellt. Bild 83 enthält die Jahresgänge der Speichertemperatur. Anfängliche und minimale Speichertemperatur weisen nur eine geringe Abhängigkeit von der Kollektorfläche auf. Auch bei einer sehr großen Anlage kann bei einem Volumen/Fläche-Verhältnis von 1 m³/m² ($\Rightarrow$ m) nur eine geringe Wärmemenge über den Jahreswechsel hinaus gespeichert werden. Die Maximaltemperatur steigt mit der Anlagengröße deutlich an und erreicht zwischen 400 und 800 m² Kollektorfläche den Grenzwert 94 °C, bei dem aus Sicherheitsgründen eine zeitweilige Abschaltung des Kollektorfeldes erfolgt.

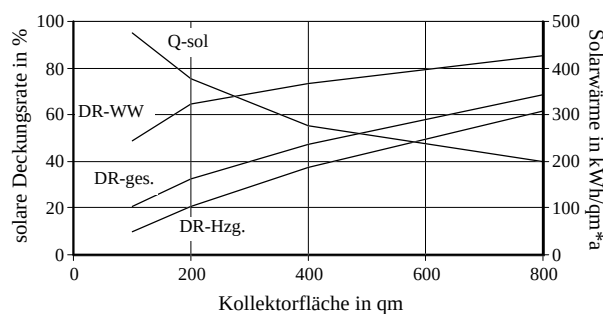


Bild 82: Variation der Kollektorfläche

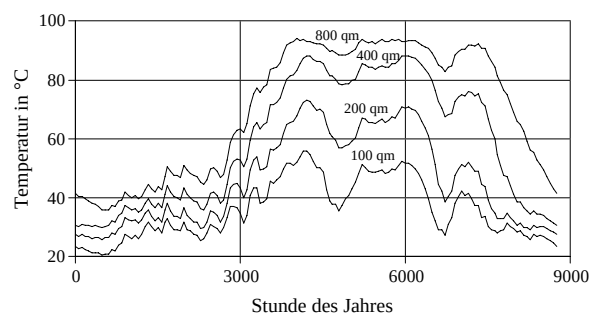


Bild 83: Jahresgänge der Speichertemperatur

Die solare Deckungsrate steigt mit der Kollektorfläche erwartungsgemäß an und erreicht bei einer Kollektorfläche von 800 m^2 einen Wert von $68,3 \%$. Demgegenüber fällt die flächenspezifische Solarwärme von 475 auf $199 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ab. Dies ist vorrangig durch die mit der Kollektorfläche stark ansteigenden Systemtemperaturen bedingt. Da es sich bei der solaren Deckungsrate um die eigentliche Zielgröße handelt, werden nachfolgend alle Daten, vorrangig spezifische Solarwärmen und spezifische Kosten, als Funktion der Deckungsrate dargestellt.

In Bild 84 ist die Abhängigkeit der spezifischen Solarwärme für unterschiedliche Kollektorarten und Volumen/Fläche-Verhältnisse dargestellt. Die Kollektorarten mit ihren Eigenschaften und Preisen sind gemäß /14/ in Tabelle 23 belegt. Die Preise wurden aus Angeboten für Kleinanlagen bestimmt. Da an dieser Stelle Großanlagen untersucht werden, sind für die Preise das Minimalangebot abzüglich 20% Rabatt angesetzt worden.

Tabelle 23: Kollektoreigenschaften

Kollektorart	Anbieter	Preis	k_0	k_1	$h_{\text{opt,max}}$	b
		DM/m ²	W/m ² K	W/m ² K ²	%	-
Flachkollektor	Ikarus	439	3,56	0,014	82	0,15
Vakuumflachkollektor	Thermosolar	953	2,61	0,008	81	0,15
Vakuumsröhre	Elko-Klöckner	1.187	1,32	0,015	78	0,05

Mit Vakuumflachkollektoren ist eine bis zu 20% größere spezifische Solarwärme realisierbar. Auch die solare Deckungsrate kann wesentlich vergrößert werden.

Ein weiterer Zuwachs der Solarwärmemenge ist mit Vakuumsröhrenkollektoren möglich, jedoch können hohe Deckungsraten aufgrund mangelnder Konvergenz des Rechenalgorithmus nicht weiter verfolgt werden.

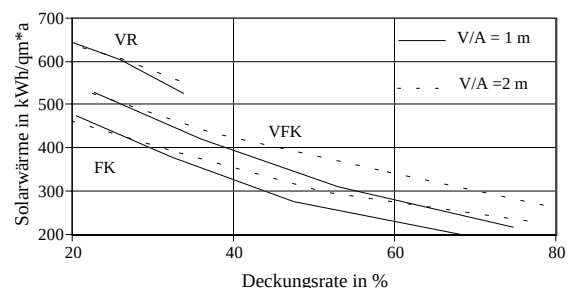


Bild 84: Variation der Kollektorart

Bei kleinen Deckungsraten ist eine Vergrößerung des Speichers energetisch nicht sinnvoll, da die Speicherverluste stärker als die Kollektorwärme ansteigen. Ab einer Deckungsrate von 30% führt jedoch die Volumenvergrößerung zu einer Erhöhung der Solarwärmemenge, wobei diese Differenz bei einer Erhöhung der Deckungsrate immer größer wird.

In Bild 85 sind die spezifischen, durch Kollektor und Speicher verursachten Kosten der Solarwärme dargestellt. Die Investition für Verrohrung und Regelung hat bei derart großen Anlage keinen wesentlichen Anteil mehr und wird daher vernachlässigt.

Es ist erkennbar, daß Vakuumflach- und Vakuumsröhrenkollektor kostenmäßig einander gleichwertig, aber wesentlich teurer als Flachkollektoren sind. Daher ist es nicht sinnvoll, beide Konzepte weiter zu verfolgen, weshalb auch nicht die Ursache der Nichtkonvergenz bei großen Röhrenflächen gesucht wird.

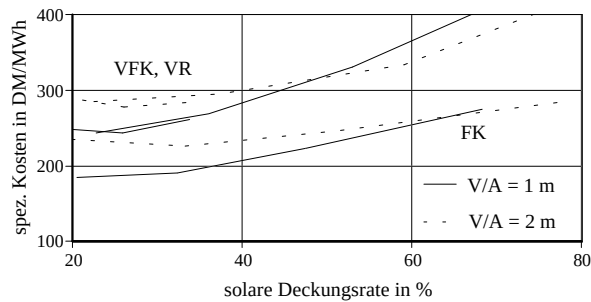


Bild 85: Kosten bei Einzelspeicherung

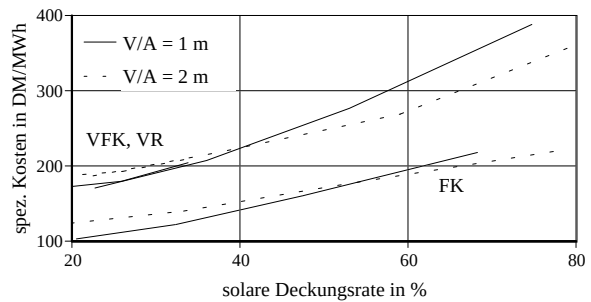


Bild 86: Kosten bei Gruppenspeicherung

Beim Einsatz von Flachkollektoren ist ein kleines Speichervolumen/Kollektorflächen-Verhältnis bis zu einer hohen Deckungsrate von 65 % am wirtschaftlichsten. Dies ergibt sich aus den bei kleinen Anlagen sehr hohen spezifischen Speicherkosten. Es wird daher auch die Versorgung einer Gruppe von 20 Häusern betrachtet, die einen gemeinsamen saisonalen Speicher besitzen. Die Kosten sind in Bild 86 dargestellt. Sie sind bis zu 30 % geringer als bei Einzelspeicherung, wobei eine Vergrößerung des Speichervolumens bereits bei einer Deckungsrate von 50 % sinnvoll ist.

Es lohnt sich, die Variation des Speichervolumens weiter zu vertiefen. In Tabelle 24 sind die Deckungsraten bei unterschiedlichen Flächen und Volumen/Flächen-Verhältnissen für den Flachkollektor aufgeführt.

Tabelle 24: Variation des Verhältnisses V/a

A_{koll} in m^2	V/A in m	solare Deckungsrate in %					
		0,5	1	1,5	2	3	4
100		20,3	20,53	20,21	19,88	19,77	19,52
200		31,48	32,41	33,06	33,31	33,86	34
400		45	47,44	49,57	51,29	53,91	55,51
800		62,28	68,26	74,17	78	82,32	84,63

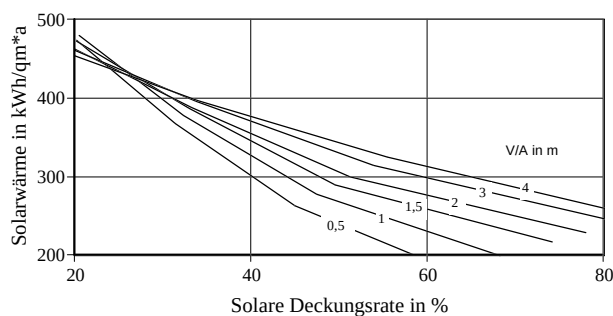


Bild 87: Variation der Speichergöße

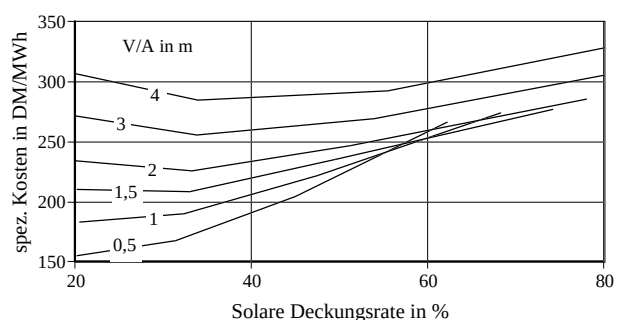


Bild 88: Kosten der Einzelspeicherung

In Bild 87 werden die entsprechenden Solarwärmen dargestellt. Je höher die Deckungsrate, desto günstiger sind große Speichervolumina. Bereits ab einer Deckungsrate von 35 % ist sogar ein Volumen/Flächen-Verhältnis von 4 m aus energetischer Sicht zu empfehlen.

Aus wirtschaftlicher Sicht stellt sich die Situation anders dar. In Bild 88 sind die Kosten der Einzelspeicherung aufgeführt. Erst ab einer Deckungsrate von 57 % wird beim Verhältnis V/A eine Erhöhung über 0,5 m sinnvoll. Auch bei sehr hohen Deckungsraten ist maximal $V/A = 2$ m vorzusehen.

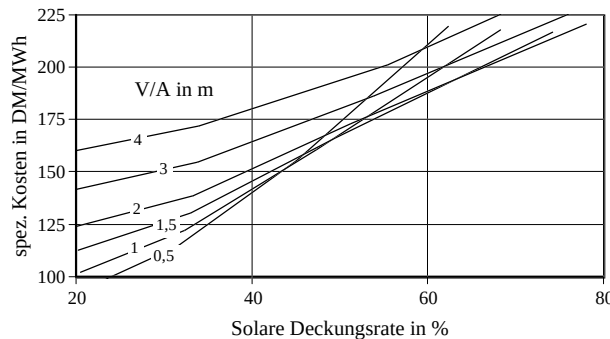
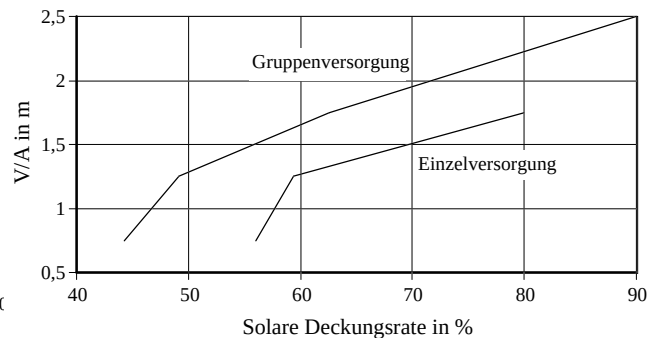


Bild 89: Gruppenspeicherung

Bild 90: Optimales Verhältnis V/A

In Bild 89 ist die Situation bei einem gemeinsamen Speicher für eine Gruppe von 20 Häusern dargestellt. Der Speicherkostenanteil ist geringer, daher sind generell größere Speichervolumina sinnvoll. In Bild 90 sind die optimalen Verhältnisse für beide Versorgungsstrukturen zusammengefasst. Auch wenn das optimale Verhältnis mit Deckungsrate und Anlagengröße ansteigt, ist ein Verhältnis von 1 im relevanten Bereich von 40 bis 70 % Deckungsrate der Kostenminimallinie ausreichend nahe und wird für die nachfolgenden Untersuchungen weiter verwendet.

Eine weitere Variationsgröße stellt die Speicherisolierung dar. In Tabelle 25 sind die solaren Deckungsraten für halbierte und verdoppelte effektive Isolierung (einschließlich Wärmebrückeneinfluß) bei unterschiedlichen Kollektorflächen und Verhältnissen V/A dargelegt.

Tabelle 25: Solare Deckungsraten in % bei Variation der Speicherisolierung

A_{Koll} in m^2	k_{Sp} in $\text{kJ}/\text{hm}^2\text{K}$	0,2		0,4		0,8	
	V/A in m	1	2	1	2	1	2
100		20,87	20,9	20,53	19,88	19,3	18,48
200		33,12	34,58	32,41	33,31	31,06	31,03
400		48,68	53,61	47,44	51,29	45,29	47,31
800		69,88	82,32	68,26	78	64,94	70,72

In Bild 91 ist dieser Sachverhalt graphisch dargestellt. Erwartungsgemäß steigt die Solarwärme bei Verbesserung der Isolierung an, wobei der Effekt bei großem V/A höher ist. Die Unterschiede in der Solarwärme bleiben mit der Deckungsrate als Absolutwert absolut konstant und steigen damit als Relativwert. Bei $V/A = 1$ m und einer Verdoppelung der effektiven Isolierung beträgt der Unterschied etwa $25 \text{ kWh}/\text{m}^2\text{a}$.

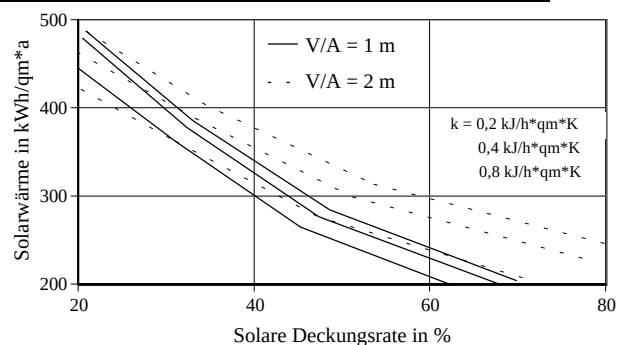


Bild 91: Variation der Speicherisolierung

Im Folgenden soll untersucht werden, welchen Einfluß der Warmwasserverbrauch auf die Funktion $Q_{\text{sol}}(\text{DR})$ hat. Unterschieden wird nach Normalverbrauch (Bedarfsquotient 1), verdoppeltem Verbrauch (Bedarfsquotient 2) und keiner Warmwasserbereitung (Bedarfsquotient 0). Liegt Warmwasserbedarf vor, wird weiterhin nach vorhandener und nichtvorhandener Zirkulation unterschieden.

Tabelle 26: Deckungsrate in % für die Variation des Warmwasserverbrauchs

Bedarfsquotient	1	2	0	1	2
	Zirkulation vorhanden		keine Zirkulation		
Fläche in m ²					
100	20,53	19,71	18,36	21,12	21,46
200	32,41	32,44	29,75	32,5	33,8
400	47,44	47,49	46,95	48,31	48,81
800	68,26	66,84	69,61	69,84	68,82
Bedarf in MWh/a	233,2	271,3	170,6	208,6	246,7

Je größer der Warmwasserbedarf, desto höher ist der Kollektorwirkungsgrad und damit die Solarwärme bei gleicher Deckungsrate. Der wichtigste Grund ist die beim Trinkwasservorwärmbetrieb relativ geringe Temperatur im Kollektor. Eine zweite Ursache besteht in der Vergleichmäßigung des Jahresgangs des Gesamtwärmebedarfs. Daraus ergibt sich, daß auch die Existenz der Zirkulationsverluste zu einem Anstieg des Kollektorwirkungsgrades führt. Dieser Einfluß ist jedoch sehr klein und nimmt mit steigendem Verbrauch ab.

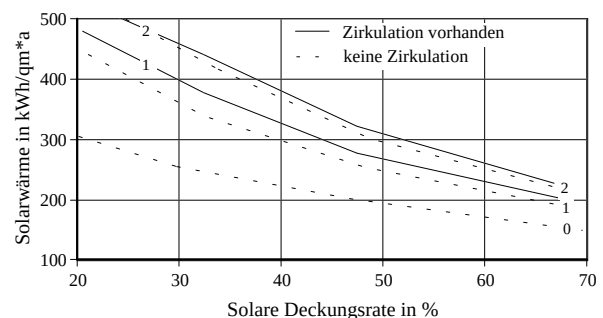


Bild 92: Variation des Warmwasserverbrauchs

Weiterhin wird der Einfluß der Heizflächenauslegung untersucht. Es ist eine größere Abhängigkeit der Solarwärme zu erwarten, da mit steigender Heizfläche die Vorlauftemperatur reduziert werden kann, was zu einer besseren Speicherentladung und geringeren Temperaturen im Kollektor führt.

Tabelle 27: Variation der Heizflächen

$t_{\text{vor,max}}$	90		70		55	
$A_{\text{heiz}}/A_{\text{norm}}$	1		1,94		4,18	
A_{koll} in m ²	DR in %	Q_{sol} in kWh/m ² a	DR in %	Q_{sol} in kWh/m ² a	DR in %	Q_{sol} in kWh/m ² a
100	19,23	448,5	20,53	474,6	21,26	495,8
200	29,89	348,6	32,41	377,8	34,26	399,4
400	43,05	251	47,44	276,6	50,54	294,6
800	61,55	179,4	68,26	199	73,03	212,9

Erwartungsgemäß steigt die Solarwärme mit sinkender Vorlauftemperatur an. Die temperaturbezogene Differenz ist von der Deckungsrate unabhängig und beträgt etwa $2,4 \text{ kWh/m}^2\text{a/K}$.

Der Vergrößerung der Solarwärme steht eine Erhöhung der Investitionskosten der Heizkörper gegenüber. Für eine Verringerung der Vorlauftemperatur von 70°C auf 55°C muß die Normleistung der Heizkörper von 182 kW auf 268 kW erhöht werden, was zu Mehrkosten von 2000 DM/a führt. Bei einer Deckungsrate von 50% entspricht dies 186 DM/MWh und liegt damit in der Größenordnung der Kosten der Solarwärme.

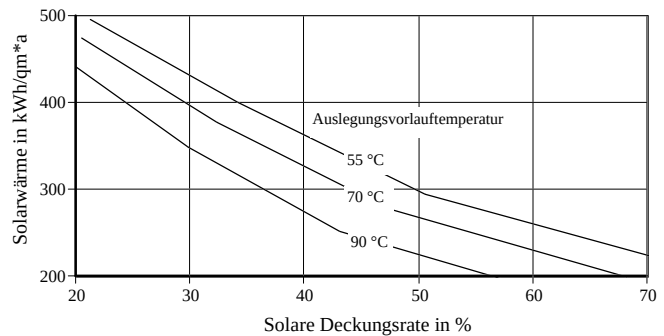


Bild 93: Variation der Heiznetzauslegung

Da der Wert aber immer noch geringer als die Kosten der Solarwärme ist, sollte eine Heizflächenauslegung mit niedrigen Temperaturen und dementsprechend großen Flächen gewählt werden. Die Bedeutung ist aber nicht so groß, wie bisher angenommen wurde.

Eine weitere interessante Variation stellt der Einfluß des Wärmeschutzes dar. Es sollen drei Varianten gemäß Kapitel 2.3.6 unterschieden werden.

- | | | |
|----|-------------------------|--|
| a) | schlechter | keine Wärmedämmung, alte Fenster |
| b) | Referenz | 6 cm Wärmedämmung, übliche Fenster |
| c) | exzellente Wärmedämmung | 10 cm Wärmedämmung, verbesserte Fenster, Wärmerückgewinnung, 60 % Rückgewinnungsgrad |

Tabelle 28: Variation des Wärmeschutzes

schlecht			Referenz			exzellent		
A_{koll} m^2	DR %	Q_{sol} $\text{kWh/m}^2\text{a}$	A_{koll} m^2	DR %	Q_{sol} $\text{kWh/m}^2\text{a}$	A_{koll} m^2	DR %	Q_{sol} $\text{kWh/m}^2\text{a}$
150	20,82	484,4	100	20,53	474,6	75	19,56	477,7
300	33,44	389,1	200	32,41	377,8	150	31,73	387,4
600	49,33	287	400	47,44	276,6	300	45,64	278,6
1.200	70,55	205,2	800	68,26	199	600	65,48	199,9
Bedarf in MWh/a		349,04			233,2			183,14

In Bild 94 ist die Abhängigkeit vom Dämmstandard graphisch dargestellt. Die Solarwärme geht mit der Verbesserung des Wärmeschutzes zurück, jedoch nur in sehr geringem Maße. Allerdings ist die durch Wärmeschutz eingesparte Energie spezifisch wesentlich billiger als Solarwärme, so daß dieser Effekt mehr als kompensiert wird.

In der Literatur [21] wird angegeben, daß der Einsatz der Solarenergie erst unterhalb eines Heizwärmebedarfs von $50 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ sinnvoll ist. Dies entspricht der Variante "exzellenter Wärmeschutz". Da die Kurven in Bild 94 fast identisch sind, werden die Berechnungen in diesem Kapitel dadurch nicht in Frage gestellt.

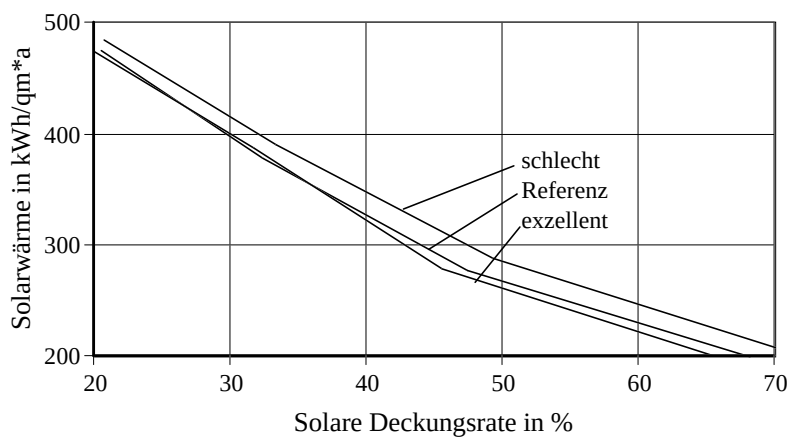


Bild 94: Variation des Wärmeschutzes

Als Letztes soll der Einfluß von Wetterbedingungen untersucht werden. Verglichen werden hierbei die Ergebnisse für die Wahnsdorfer Wetterdaten und Werte für drei unterschiedliche Testreferenzjahre.

Tabelle 29: Variation der Wetterdaten

A _{Koll} in m ²	Deckungsrate in %			
	Dresden-Wahnsd.	TRY Essen	TRY Würzburg	TRY München
100	20,53	16,89	18,71	17,56
200	32,41	27,14	28,49	28,12
400	47,44	40,32	40,97	43,19
800	68,26	58,03	58,39	61,57
Bedarf in MWh/a	233,2	220,8	229,8	244,1

Die Wetterdaten sind, wie in Bild 95 erkennbar ist, ein äußerst bedeutender Einflußfaktor. Die Ergebnisse der mit verschiedenen Wetterdatensätzen gewonnenen Ergebnisse unterscheiden sich stärker als die Ergebnisse bei Variation der Heizungsvorlauftemperatur. Der Wetterdateneinfluß ist ungefähr genauso groß wie der Einfluß der Kollektorart.

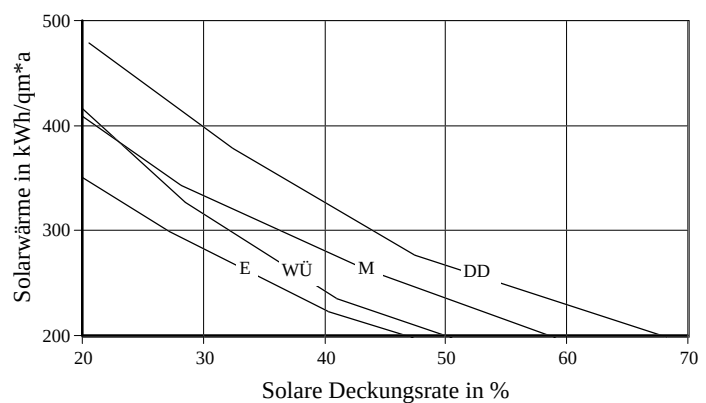


Bild 95: Variation der Wetterdaten

Dabei ist zu bedenken, daß Unterschiede nicht nur durch die Verschiedenheit der durch die vier Stationen repräsentierten Mikrokimate, sondern auch durch die Schwankungen des Wetters innerhalb einer TRY-Region entstehen können. So kann eine Solaranlage in Dresden in einem strahlungsarmen Jahr nur die Ergebnisse von Essen, aber eine Solaranlage in Essen in einem strahlungsreichen Jahr auch die Ergebnisse von Dresden erreichen.

Die berechneten Werte gelten also nur für die eingesetzten Wetterdatensätze. In konkreten Jahren können in jeder Stadt durchaus wesentlich andere Solarerträge auftreten.

Die konkreten Werte gemäß Tabelle 29 und Bild 95 sind im Kontext mit der Wetterdatenbeschreibung im Abschnitt 2.1.5 zu sehen. Zunächst ergeben sich durch abweichende Jahresdurchschnittstemperaturen Unterschiede im Wärmebedarf. Dieser ist in Essen geringer und in München höher als in Dresden.

Die größte Solarenergieausbeute läßt sich in Dresden erzielen, was hauptsächlich durch die hohen Einstrahlungswerte im Winter verursacht wird. Aufgrund geringer Einstrahlung im Winter ist die Solarwärme in Würzburg deutlich niedriger, obwohl die jährliche Strahlung höher ist.

Der Unterschied zwischen Dresden und Würzburg ist als Absolutwert von der Deckungsrate unabhängig und steigt damit als Relativwert mit der Deckungsrate stark an. Ursache ist die mit steigender Deckungsrate zunehmende Speicherauslastung, die erst mit der Abschaltung des Kollektorkreises aufgrund unzulässig hoher Speichertemperaturen eine Grenze findet. Angesichts des großen Unterschieds zwischen Sommer und Winter wird der saisonale Speicher in Würzburg stärker beansprucht.

In München tritt ebenfalls eine geringere Deckungsrate als in Dresden auf. Der Unterschied verringert sich mit steigender Deckungsrate deutlich. Zum einen sind die Temperaturen im Winter niedriger als in Dresden, was hohe Heizungsvorlauftemperaturen erforderlich macht, die nicht immer von der Solaranlage geliefert werden können, zum anderen sind die winterlichen Einstrahlungswerte niedriger als in Dresden, jedoch wesentlich höher als in Würzburg.

Den schlechtesten Ertrag würde eine Solaranlage in Essen erbringen. Dort sind die Einstrahlungswerte im Sommer wie im Winter deutlich niedriger als in anderen Orten.

Ergebnis der Wetterdatenvariation ist, daß die im gesamten Abschnitt 3.2 gewonnenen Erkenntnisse nicht als repräsentativ für ganz Deutschland angesehen werden können, sondern nur für strahlungsreiche Jahre und Orte. Es ist möglich, daß eine Berechnung mit dem Testreferenzjahr 07 "Freiburg" Ergebnisse wie in Dresden liefern würde, jedoch stand dieses aus Kostengründen nicht zur Verfügung.

Inwiefern die Ergebnisse für Dresden und Ostsachsen repräsentativ sind, kann nur durch die Fertigstellung eines offiziellen Testreferenzjahres für diese Region geklärt werden. Damit ist 1997 zu rechnen. Die Strahlungskarte gemäß Bild 2 weist die der Simulation zugrundegelegten Globalstrahlungswerte aus.

In folgenden Stichpunkten werden die Ergebnisse der Simulation **zusammengefaßt**:

- Systeme der solaren Heizung mit saisonaler Speicherung erreichen Deckungsraten über 70 %, kostenmäßig ist es günstiger, eine Deckungsrate um 50 % anzustreben.
- Es sollten besser konventionelle, selektive Flachkollektoren statt Vakuumröhren oder Vakuumflachkollektoren eingesetzt werden.
- Das optimale Verhältnis von Speichervolumen und Kollektorfläche ist von angestrebter Deckungsrate und Systemgröße abhängig. Es sollte nicht größer als $2 \text{ m}^3/\text{m}^2$ gewählt werden.
- Ein vorgegebener Wärmebedarf kann um so besser solar gedeckt werden, je höher der Anteil des Wassererwärmungs- und -zirkulationsbedarfs gegenüber dem Heizwärmebedarf ist.
- Je größer die Heizflächen sind, desto höher ist auch die solare Deckungsrate. Die damit möglichen Kosteneinsparungen auf der Solarseite sind jedoch nicht wesentlich größer als die Kosten der Heizflächenvergrößerung.
- Eine Verbesserung des Wärmeschutzes verlagert den verbleibenden Heizwärmebedarf mehr in die Wintermonate, so daß die solare Deckungsrate absinkt - jedoch nur in sehr geringem Maße.
- An Orten mit gleicher Gesamteinstrahlung sind die Deckungsraten höher, wenn der Jahresgang der Strahlung gleichmäßiger ist. Der verwendete Wetterdatensatz Dresden-Wahnsdorf 1954 bietet hier besonders gute Bedingungen.

3.3. Solare Klimatisierung

3.3.1 Varianten

Die solare Klimatisierung besitzt den großen Vorteil ungefähre zeitlicher Identität von Strahlungsangebot und Klimatisierungsbedarf. Es gibt eine ganze Reihe von Möglichkeiten, die in Bild 96 dargestellt sind.

Zu unterscheiden ist hauptsächlich zwischen thermischen und elektrischen Verfahren. Während die Kopplung von Solarzellen und Kompressionskältemaschinen als prinzipiell gelöst betrachtet werden kann und der Einsatz nur Kostenprobleme bereitet, sind für den Einsatz von Sorptionsprozessen noch beträchtliche Forschungsaufwendungen zu leisten.

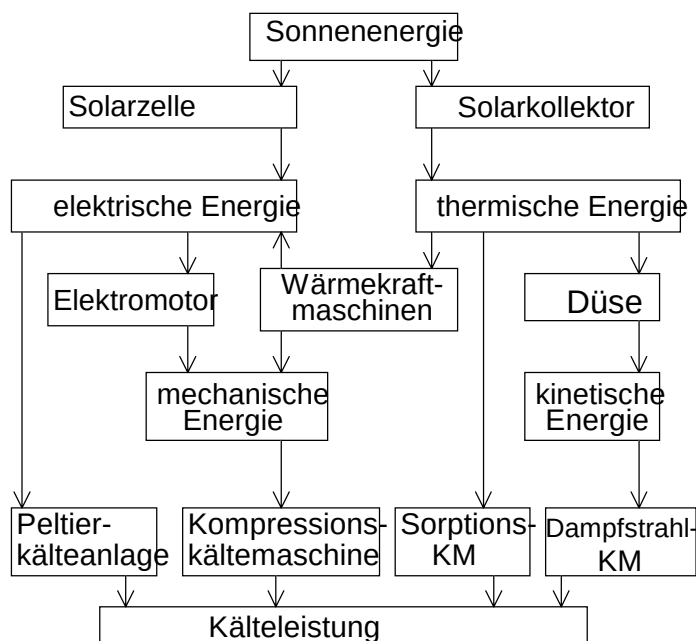


Bild 96: Solare Kühlverfahren nach Schmidt /80/

Sorptionsprozesse basieren auf der Affinität eines Kältemittels zu einem Sorptionsmittel. Zumeist bewirkt das Sorptionsmittel lediglich eine Verschiebung der Dampfdruckkurve des Kältemittels, das sich ansonsten unverändert verhält. Bei einigen Stoffpaaren sind zudem Lösungswärmen zu berücksichtigen.

Unterschieden wird einerseits nach Absorption und Adsorption, je nachdem ob es sich um ein flüssiges oder festes Sorptionsmittel handelt und andererseits nach offenen und geschlossenen Prozessen. Übliche Stoffpaare in geschlossenen Prozessen sind Ammoniak/Wasser sowie Lithiumbromidlösung/Wasser. Alternativ wird am Einsatz von Lithiumbromid/Methanol und Silicagel/Wasser gearbeitet. In offenen Prozessen werden Zeolith, Lithiumchlorid oder -bromid als Sorptionsmittel und der Wasserdampf der Luft als Kältemittel eingesetzt.

In Bild 97 sind die erforderlichen Austreibertemperaturen für eine ideale Ammoniak-Wasser-Absorptionskältemaschine dargestellt. Bei anderen Stoffpaaren sind die Bedingungen ähnlich, bei einigen auch besser, oft sind jedoch keine Temperaturen unter 0 °C herstellbar.

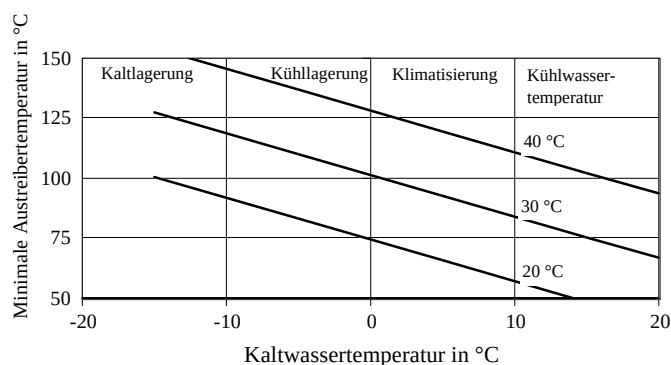


Bild 97: Minimale Austreibertemperatur nach /81/

Erkennbar wird, daß mit Energiequellen, die wie die Solarenergie nur Temperaturen bis 100 °C sinnvoll liefern können, nur für Klimatisierungs- nicht aber für Kühlzwecke Kälte bereitgestellt werden kann sowie zwingend der Einsatz von Naßkühltürmen erforderlich ist.

Besonders günstige Temperaturverhältnisse bieten die erst seit wenigen Jahren auf dem Markt verfügbaren Adsorptionskältemaschinen mit den Arbeitsmitteln Silicagel und Wasser. Der Prozeß ist diskontinuierlich und geschlossen. In Bild 98 ist ein solches Gerät im Schnitt dargestellt. Ein Zyklus läuft in folgenden Arbeitstakten ab:

1. Das an das Silicagel angelagerte Wasser wird im 2. Wärmeübertrager unter Wärmezufuhr ausgetrieben.
2. Das Wasser wird im Kondensator verflüssigt und Wärme an das Kühlwasser abgeführt.
3. Das Kondensat wird in den Verdampfer eingesprüht und bei starkem Unterdruck verdampft. Dabei wird Wärme aus dem Kaltwasser entnommen und dieses dabei auf die für die Klimaanlage erforderliche Temperatur abgekühlt.
4. Im Wärmeübertrager 1 wird der Wasserdampf adsorbiert und die entstehende Wärme an das Kühlwasser abgeführt.

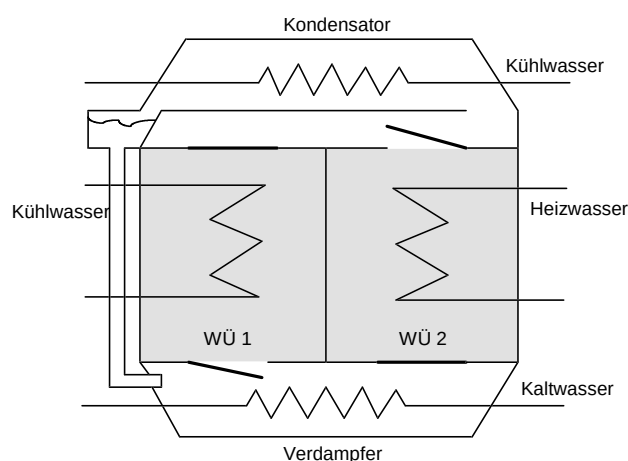


Bild 98: Adsorptionskältemaschine NAK/82/

Durch einfaches Umlenken des Heiz- und Kühlwasserkreislaufs zwischen den Wärmeübertragern 1 und 2 werden die Funktionen Austreiber und Adsorber am Ende eines Zyklusses vertauscht und der Prozess beginnt von neuem. Im Auslegungszustand dauert ein Zyklus etwa sieben Minuten.

Die Maschinen sind deutlich größer und schwerer als vergleichbare Absorptionskältemaschinen und leider gegenwärtig auch teurer. Ein Unternehmen arbeitet momentan an einer Verbesserung dieses Prinzips. So soll die Gußkonstruktion durch eine Schweißkonstruktion ersetzt werden. Der Leistungsbereich, der gegenwärtig bei 70 kW beginnt, wird nach unten erweitert.

Unter günstigen Rahmenbedingungen setzt die Desorption bereits bei 55 °C ein. Allerdings sind die Kälteverhältnisse mit 0,4 bis 0,65 auch niedriger als bei Absorptionskältemaschinen, so daß sich der Einsatz auf temperaturbegrenzte Heizenergiequellen, wie Abwärme, Solar-energie und Fernwärme beschränken dürfte.

In Bild 99 sind die Kälteverhältnisse für die NAK und die LiBr-H₂O-Maschine York WFC 10 /83/ dargestellt. Es fällt auf, daß die York-Maschine bei hohen Heizwasser- und niedrigen Kühlwassertemperaturen geeigneter ist, bei Verschlechterung der Temperaturbedingungen jedoch schnell im Kälteverhältnis nachläßt. Die NAK ist sehr viel unempfindlicher.

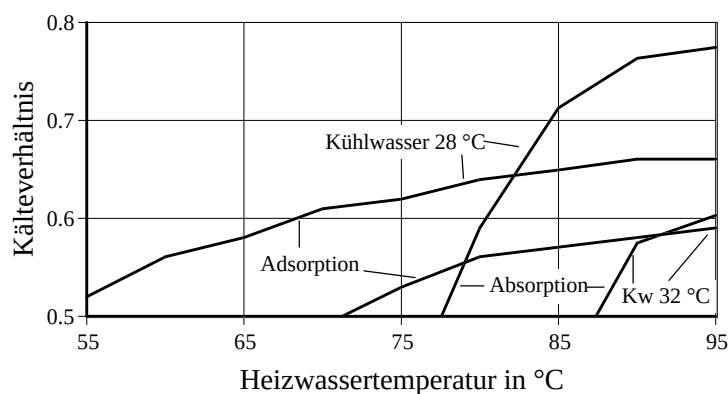


Bild 99: Kälteverhältnisse für Absorption und Adsorption

3.3.2. Simulation mit TRNSYS

Die solare Klimatisierung mit einer Sorptionskältemaschine soll anhand eines Beispiels untersucht werden. Die Schaltung erfolgt in vereinfachter Weise entsprechend Bild 100 /84/. Bedingt durch die starke Abhängigkeit von Wetterdaten und variablen Anlagenzuständen ist die energetische Bilanzierung nur mit Simulationsprogrammen wie TRNSYS möglich. Dort ist deshalb seit längerem auch ein TYPE 7 entsprechend der Absorptionskältemaschine Arkla WF 36 enthalten. Zusätzlich wurde ein TYPE für die Adsorptionsmaschine NAK programmiert.

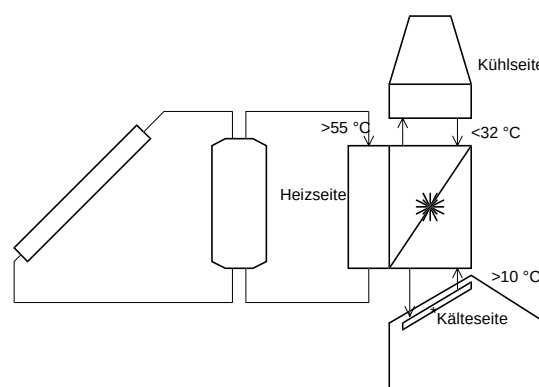


Bild 100: Beispiel für die solare Klimatisierung

In den Unterlagen zu den Maschinen sind sehr ausführliche Angaben in Tabellen zu Kältezah und -leistung in Abhängigkeit von Kalt-, Kühl- und Heizwassertemperatur enthalten. Diese Angaben sollten allerdings noch bei ausgeführten Anlagen überprüft werden. Unpraktisch ist auch, daß die Angaben nur für eine Kühlwassertemperatur von 28 bis 32 °C gemacht wurden. In der Realität ist das Spektrum sehr viel breiter.

Die Abhängigkeit von den Masseströmen ist nicht hinreichend dokumentiert. Deshalb wird von konstanten Werten ausgegangen. Somit ändern sich die Temperaturspreizungen bei Abweichung vom Auslegungszustand.

Da es nicht gelang, empirische Funktionen für die zu berechnenden Größen zu erstellen, wurden alle Angaben mit DATA in das TYPE-Unterprogramm integriert und ein Auswahl- und Interpolationsalgorithmus geschaffen. Berücksichtigt werden mußte, daß Kältezah und Leistung bei einer Erhöhung der Heiztemperatur über 100 °C oder des Kaltwasserzuflusses über 14 °C sowie einer Senkung der Kühlwassertemperatur unter 28 °C konstant bleiben. Weiterhin war zu berücksichtigen, daß die Kältemaschine bei einer Heizwassertemperatur unter 55 °C oder eines Kaltwasserzuflusses unter 10 °C sowie einer Kühlwassertemperatur über 32 °C ihre Tätigkeit einstellt. Die Kältemaschine soll im Bereich zwischen 0 und der zum jeweiligen Temperaturzustand gehörenden Kälteleistung proportional regelbar sein.

Die Belegung des TYPE wurde folgendermaßen definiert:

Parameter

1	CAPY	Nennkälteleistung
---	------	-------------------

Inputs

1	t_{hzu}	Vorlauftemperatur Heizwasser
2	m_h	Massestrom Heizwasser
3	t_{kzu}	Vorlauftemperatur Kühlwasser
4	m_k	Massestrom Kühlwasser
5	t_{czu}	Vorlauftemperatur Kaltwasser
6	m_c	Massestrom Kaltwasser
7	Q_{load}	erforderliche Kälteleistung

Die Masseströme dürfen sich nicht wesentlich von den Auslegungsmasseströmen unterscheiden. Alle Wärmeströme sind in kJ/h anzugeben.

Outputs

1	t_{hab}	Rücklauftemperatur Heizwasser
2	m_h	Massestrom Heizwasser
3	t_{kab}	Rücklauftemperatur Kühlwasser
4	m_k	Massestrom Kühlwasser
5	t_{cab}	Rücklauftemperatur Kaltwasser
6	m_c	Massestrom Kaltwasser
7	Q_{cool}	realisierte Kühlleistung
8	Q_{gen}	Heizleistung
9	$Q_{kühl}$	Rückkühlleistung

Die Einbindung in ein ausführbares Programm ergab keine besonderen Schwierigkeiten.

Zu beachten ist, daß die Kühlwassertemperatur nicht über 32 °C ansteigen darf. Somit ist der Einsatz eines Naßkühlturms zwingend erforderlich. Setzt man für diesen kein spezielles TYPE ein, so ist die Kühlwassertemperatur approximierbar, indem der Feuchtkugeltemperatur ein konstanter oder lastabhängiger Wert hinzuaddiert wird.

Die Einbindung in das Gebäude darf auf keinen Fall über "cooling type" erfolgen. Das Gebäude würde von einer Kühlung mit der jeweils erforderlichen Leistung ausgehen, auch wenn die Kältemaschine diese zeitweilig nicht erbringen kann. Die Energiebilanz würde dann nicht stimmen.

Eine sinnvolle Variante ist die Errechnung einer raumtemperaturabhängigen Kälteanforderung in einer Gleichung, die dann der Kältemaschine übermittelt wird. Diese bestimmt die erreichbare Kälteleistung und liest sie in das Gebäude über ein negatives "gain type" ein. Sehr viel realitätsnäher, aber auch wesentlich komplizierter ist die exakte Modellierung einer Vollklimaanlage.

Die Rückkopplungen zwischen Solarkreis, Gebäude und Kältemaschine führen zu Konvergenzproblemen. Es müssen relativ kleine Zeitschritte gewählt werden und die Regelung sollte stetig erfolgen. Stetig heißt in diesem Fall nicht nur die Abwesenheiten von Sprungstellen, sondern auch von Knickpunkten.

3.3.3. Betriebsverhalten anhand eines Beispiels

Als Untersuchungsbeispiel wurde ein in Planung befindliches Verwaltungsgebäude in Berlin gewählt. Dort sollen ein sehr gut genutzter Kongreßsaal mit 250 Plätzen sowie mehrere Beratungs- und Büroräume klimatisiert werden. Vorgesehen sind dafür 450 m² Flachkollektoren mit transparenter Wärmedämmung, ein Speicher von 10 m³ und eine NAK-Kältemaschine mit 70 kW Nennleistung. Die Kälteeinbindung wird mit dem vereinfachten Algorithmus berechnet. Die Regelung erfolgt stetig mit den Stützstellen 23 und 27 °C. Die Klimatisierung arbeitet nur tagsüber. In Bild 101 ist ein charakteristischer Tagesgang der Anlage und in Bild 102 ein Energieflußbild dargestellt .

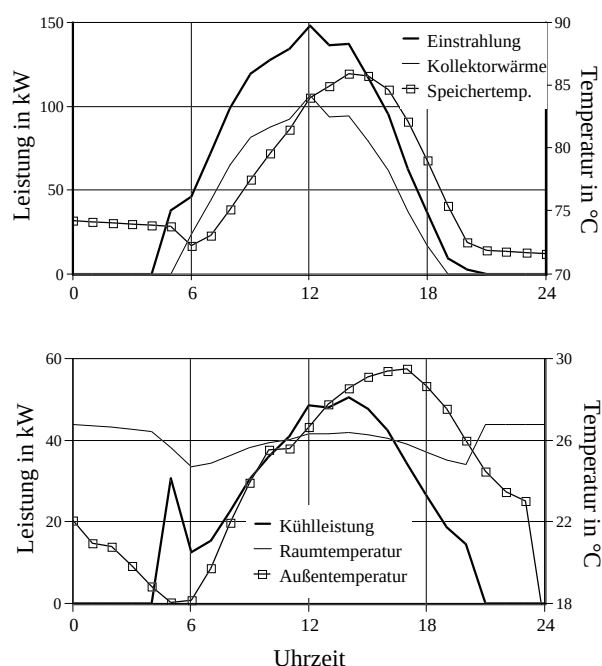


Bild 101: Charakteristischer Tagesverlauf

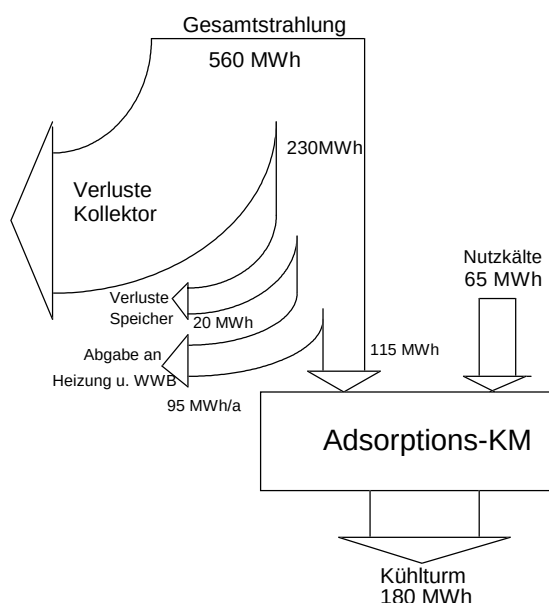


Bild 102: Energieflußbild

In den Abendstunden des Vortages war die Raumtemperatur bis auf 27°C angestiegen, um in den Morgenstunden durch die geringen Außentemperaturen wieder leicht abzusinken. Mit dem Sonnenaufgang 4.30 Uhr wird die Klimatisierung eingeschaltet. Da die Kollektoren erst ab 6.00 Uhr und dann zunächst auch nur sehr wenig Energie liefern, kühlt sich der Speicher ab. Im Laufe des Vormittags steigt die Speichertemperatur dann wieder deutlich an, um sich bei vermindertem Strahlungsangebot am späten Nachmittag wieder abzukühlen.

Bis 6.00 Uhr ist der Raum auf 24,5 °C abgekühlt. Im Laufe des Vormittags erwärmt er sich aufgrund der Sonneneinstrahlung wieder. Die Klimatisierung steuert dem entgegen, kann jedoch aufgrund der Regelabweichung nur ein Ansteigen auf über 26,5°C verhindern. Dies

entspricht den Vorgaben des Auftraggebers. Während das Maximum der Strahlung 12.00 Uhr auftritt, liegt dieses bei der Außentemperatur um 17.00 Uhr und beim Kältebedarf um 14.00 Uhr.

Von 560 MWh Gesamtstrahlung werden 115 MWh zur Beheizung der Kältemaschine genutzt. Mit dieser Wärmemenge kann eine Kältemenge von 65 MWh bereitgestellt werden, was einem Kälteverhältnis von 57 % gleichkommt. Die Maschine hat also zumeist im mittleren Temperaturbereich gearbeitet. Diese Kältemenge war für die Klimatisierung ausreichend. Es muß keine konventionelle Zusatzversorgung installiert werden.

Während der Winter- und Übergangszeit wird keine Solarwärme für die Klimatisierung benötigt. Es werden dann insgesamt 95 MWh der Heizung und Warmwasserbereitung zugeführt.

Wie sieht es nun aus, wenn eine Einschränkung des Komforts hingenommen oder eine konventionelle Zusatzbeheizung vorgesehen wird? In Bild 103 ist die solare Deckungsrate der Klimatisierung für unterschiedliche Kollektorflächen dargestellt. Die Deckungsrate sinkt zunächst sehr langsam ab. Die Ursache ist darin zu suchen, daß zunächst nur die relativ kleine Gruppe der warm-diesigen Tage nicht mehr vollständig solar abgedeckt werden kann.

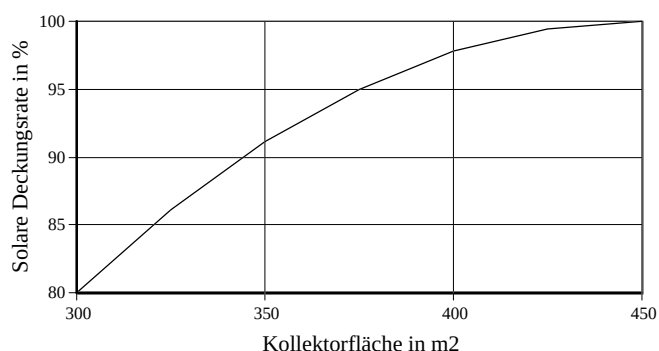


Bild 103: Deckungsrate und Kollektorfläche

3.3.4 Überschlägige Kostenermittlung

Die Kosten der Kältebereitstellung sollen ganz grob nach dem Annuitätenverfahren abgeschätzt werden. Folgende Varianten werden miteinander verglichen:

- elektromotorisch betriebener Kompressions-Kaltwassersatz
- fernwärmebeheizte Adsorptionskältemaschine
- solar beheizte Adsorptionskältemaschine

Zunächst werden kapital- und betriebsgebundene Kosten bestimmt:

	Investition	kapitalg. Kosten	betriebsg. Kosten
a) luftgek. el. Kaltwassers.	60 TDM	6100 DM/a	2000 DM/a
Montage Kaltwassersatz	20 TDM	2000 DM/a	
Kältekreis	40 TDM	3400 DM/a	800 DM/a
Leittechnik	20 TDM	2000 DM/a	600 DM/a
Summe	140 TDM	13500 DM/a	3400 DM/a

b)	Adsorptionskältemaschine	150 TDM	10700 DM/a	1000 DM/a
	Kühlturm	25 TDM	2500 DM/a	500 DM/a
	Montage	40 TDM	2900 DM/a	
	Heiz-, Kühl- und Kältekreis	100 TDM	8600 DM/a	1000 DM/a
	Speicher	7 TDM	600 DM/a	100 DM/a
	Leittechnik	30 TDM	3100 DM/a	600 DM/a
	Summe	245 TDM	28400 DM/a	3200 DM/a
c)	Adsorptionskältemaschine	150 TDM	10700 DM/a	1000 DM/a
	Kühlturm	25 TDM	2500 DM/a	500 DM/a
	Kollektoren	300 TDM	25800 DM/a	3000 DM/a
	Montage	80 TDM	6900 DM/a	
	Koll., Kühl- und Kältekreis	100 TDM	8600 DM/a	1000 DM/a
	Speicher	20 TDM	1700 DM/a	200 DM/a
	Leittechnik	40 TDM	4100 DM/a	800 DM/a
	Summe	715 TDM	60300 DM/a	6500 DM/a

Anschließend werden die verbrauchsgebundenen Kosten bestimmt:

- Für die Kompressionskältemaschine ergibt sich bei einer Leistungszahl von 2,5 ein Strombedarf von 26 MWh/a. Bei einem Strompreis von 200 DM/MWh ergeben sich jährliche Stromkosten von 5200 DM/a.
- Bei einem Kälteverhältnis von 0,64 ergibt sich für die Adsorptionskältemaschine ein Wärmebedarf von 100 MWh/a. Bei einem Sommerarbeitspreis der Fernwärme von 30 DM/MWh liegen die Heizwärmekosten bei 3000 DM/a. Hinzu kommen noch Frischwasserkosten. Geht man von einem Verdunstungskühlungsanteil von 60 % und der Nichtexistenz von Spritzwasserverlusten aus, beträgt der Verbrauch 100 m³/a, was bei einem spezifischen Preis von 3 DM/m³ zu Kosten von 300 DM/a führt.
- Für eine Solaranlage fallen neben den Frischwasserkosten keine nennenswerten verbrauchsgebundenen Kosten an. Es tritt im Gegenteil ein Wärmegewinn außerhalb der Kühlperiode für Heizung und Warmwasserbereitung auf. Wird diese Menge von 95 MWh/a mit einem Preis von 60 DM/MWh bewertet, ergeben sich zusätzliche Einnahmen von 5700 DM/a

Die Ergebnisse werden in Tabelle 30 zusammengefaßt:

Tabelle 30: Zusammenstellung der Kosten für eine Kleinanlage in Deutschland

	Kompression	Adsorption FW	Adsorption solar
kapitalgeb. Kosten	13500 DM/a	28400 DM/a	60300 DM/a
betriebsgeb. Kosten	3400 DM/a	3200 DM/a	6500 DM/a
verbrauchsgeb. Kosten	5200 DM/a	3300 DM/a	-5400 DM/a
Summe	22100 DM/a	34900 DM/a	61400 DM/a

Die kostengünstigste Variante bleibt die Klimatisierung mit einer Kompressionskältemaschine. Die fernwärmeversorgte Adsorption ist 1,6 mal so teuer, die solare Versorgung 2,8 mal so teuer wie die konventionelle Vergleichsvariante.

Das Beispiel ist aber nicht in jeder Hinsicht repräsentativ. Zum einen ist das Versorgungsobjekt relativ klein. Die eingesetzte Adsorptionskältemaschine ist spezifisch wesentlich teurer als größere Maschinen. Zum anderen sind in südlichen Ländern die Nutzungsbedingungen günstiger als in Deutschland. Die Vollbenutzungsstundenzahl der Klimatisierung ist 100 % und die spezifische Einstrahlung auf eine Optimalfläche 65 % größer. Die Wärmeabgabe an Heizung und Warmwasserbereitung ist spezifisch höher zu bewerten, da die konventionelle Versorgung häufig elektrisch erfolgt. In Tabelle 31 werden diese Punkte variiert.

Tabelle 31: Kostenbetrachtung für unterschiedliche Klimazonen und Anlagengrößen

Land	Deutschland		Spanien	
Kältebedarf	70 kW	350 kW	70 kW	350 kW
Kompression	22,1 TDM/a	66,1 TDM/a	28,9 TDM/a	90,1 TDM/a
Adsorption FW	34,9 TDM/a	82,2 TDM/a		
Adsorption solar	61,4 TDM/a	154,6 TDM/a	37,4 TDM/a	86,7 TDM/a
Verhältnis	1 : 1,6 : 2,8	1 : 1,2 : 2,3	1 : 1,3	1 : 1

Der Einsatz der Adsorptionstechnik zur Gebäudeklimatisierung ist nur in Spanien und auch nur für Großanlagen konkurrenzfähig. Das positive Ergebnis wird aber nur durch den Vergleich mit der in Spanien weitverbreiteten elektrischen Heizung und Warmwasserbereitung erreicht. Unter deutschen Bedingungen rückt die Fernwärmebeheizung bei Großanlagen nahe an die Wirtschaftlichkeit heran. Eine Überschreitung dieser Grenze dürfte bei einer vergrößerten Vollbenutzungsdauer möglich werden. Diese läßt sich durch die Einordnung der Maschine in die Grundlast und bei Vorliegen technologischer Kälteverbraucher ermöglichen.

Des weiteren existiert noch ein beträchtliches Kostensenkungspotential bei der Maschine durch Übergang zu höheren Produktions- und Verkaufszahlen. Anzustreben ist aber auch eine Kostendämpfung auf der Seite von Anschluß und Verrohrung, z. B. durch standardisierte Anschlußstationen.

Dennoch wird die solare Versorgung der Maschinen in Deutschland nur für Investoren mit hohen ökologischen Ansprüchen relevant sein.

Letztlich soll noch untersucht werden, inwiefern die Berücksichtigung externer Kosten die Wirtschaftlichkeitsberechnung beeinflusst. Gemäß den Vorgaben der AMEV /85/, die für öffentliche Investoren gelten, können je Tonne CO₂ 110 DM angesetzt werden. Es ist hierbei von folgenden spezifischen Emissionen auszugehen:

Strom: 0,9 t/MWh Erdgas: 0,25 t/MWh Fernwärme: 0,1 t/MWh (je nach KWK-Anteil)

In Tabelle 32 sind die entsprechenden Gesamtkosten enthalten.

Tabelle 32: Kostensituation bei Berücksichtigung externer Kosten

Land	Deutschland		Spanien	
Kältebedarf	70 kW	350 kW	70 kW	350 kW
Kompression	24,7 TDM/a	79,0 TDM/a	34,8 TDM/a	119,8 TDM/a
Adsorption FW	36,0 TDM/a	87,7 TDM/a		
Adsorption solar	57,8 TDM/a	141,5 TDM/a	25,5 TDM/a	27,3 TDM/a
Verhältnis	1 : 1,5 : 2,3	1 : 1,1 : 1,8	1 : 0,7	1 : 0,2

Die Berücksichtigung externer Kosten verhilft den Anlagen in Spanien zu einer sehr guten Wirtschaftlichkeit. In Deutschland wird die fernwärmeversorgte Großanlage an die Wirtschaftlichkeitsgrenze geführt. Der exakte Wert wird stark vom Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung an der Fernwärmeerzeugung beeinflusst. Die solaren Klimatisierungsanlagen bleiben in Deutschland auch bei Berücksichtigung externer Kosten unwirtschaftlich.

Die zweite Umweltentlastung durch den Einsatz FCKW-freier Kältemittel ist gegenwärtig nicht monetär bewertbar, sollte jedoch im Entscheidungsprozeß berücksichtigt werden.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgte bisher für die Auslegung der Solaranlage auf volle Bedarfsdeckung. Gemäß Bild 103 verursacht eine Verringerung der Kollektorfläche nur eine schwache Absenkung der solaren Deckungsrate. In Bild 104 sind die spezifischen Kosten der solar erzeugten Kälte als Funktion der solaren Deckungsrate für eine Kleinanlage in Deutschland aufgetragen. Es gibt eine optimale Deckungsrate bei 92 %.

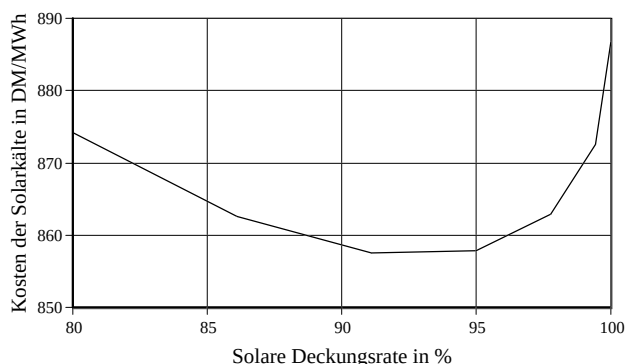


Bild 104: Optimale Deckungsrate

Dieses Optimum liegt deutlich höher als bei der solaren Warmwasserbereitung, was angesichts des rein sommerlichen Einsatzes der Klimatisierung nicht ungewöhnlich ist. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, daß es sich nur um das Kostenminimum der solaren Kälte handelt. Das spezifische Kostenminimum der Gesamtkälte liegt dann vor, wenn es gar keine Solaranlage gibt.

3.3.5 Vorstellung einiger Beispielanlagen der solaren Klimatisierung

In Deutschland existieren neben einigen kleinen Versuchsständen bisher drei größere Systeme mit teilweiser solarer Beheizung, die in Tabelle 33 aufgeführt sind.

Tabelle 33: Größere solare Klimatisierungsanlagen in Deutschland

Objekt	Kältemaschine	$Q_{\text{kälte,nenn}}$	Wärmequelle		Kollektorfeld		
			haupt-	neben-	Art	A [m ²]	Richtg.
Verwaltung Fa. Wolfferts Köln /86/	Absorptionsmaschine York	92 kW	Solar-energie	Erdgas	Vakuumröhren	176	horiz.
Verwaltung Fa. Götz Würzburg	Adsorptionsmaschine NAK	70 kW	Solar-energie	BHKW	Flachkollektoren	200	optimal
Bürogebäude "An der Loge" Dresden		70 kW	Fernwärme	Solar-energie		150	Fassade

In allen Objekten erfolgt die Kälteverteilung über Kühldecken. Die Solarenergie kann überall auch für Heizung und Warmwasserbereitung genutzt werden. Diese Nutzungsmöglichkeit wird jedoch dadurch eingeschränkt, daß die Klimatisierungsanlagen in Köln und Dresden ihren Speicher auf der kalten Seite haben. Besser wäre eine Speicherung auf der heißen Seite, die dann allen Versorgungsaufgaben dient. Dies ist jedoch nur bei der Adsorptionsmaschine zu vertretbaren Kosten möglich - ein wesentlicher Vorteil dieser Anlagenart. Die Absorptionsmaschine benötigt fast 100 °C Desorptionstemperatur, so daß teure Überdruckspeicher eingesetzt werden müßten.

Es liegen dem Autor bisher keine Betriebserfahrungen vor, da die Anlagen erst seit kurzem in Betrieb, bzw. erst in der Inbetriebnahmephase sind. Sie werden in einer späteren Arbeit vorgestellt.

3.3.6 Kapitelzusammenfassung

Die Solarenergie ist aufgrund zeitlich ähnlicher Verläufe von Angebot und Bedarf gut für die Deckung des Klimatisierungsbedarfs geeignet. Eine bevorzugte Variante ist die Beheizung von Adsorptionskältemaschinen durch Sonnenkollektoren. Für diese Technologie wurde ein TRNSYS-Unterprogramm geschrieben und anhand eines konkreten Objektes erprobt. Es zeigte sich, daß die volle solare Abdeckung des Klimatisierungsbedarfs in Deutschland möglich, jedoch aus wirtschaftlicher Sicht eine teilweise Abdeckung sinnvoller ist, wie dies auch bei den drei großen Demonstrationsanlagen in Deutschland der Fall ist.

Die Untersuchung der Kosten ergab, daß in Deutschland keine Wirtschaftlichkeit herstellbar ist. Südeuropa, zum Beispiel Spanien, bietet wesentlich bessere klimatische Voraussetzungen. Anlagen der solaren Klimatisierung können in Spanien ab 350 kW Kältebedarf wirtschaftlich sein, unter Berücksichtigung externer Kosten sogar schon ab 70 kW.

Zum Vergleich wurde für Deutschland die Fernwärmebeheizung von ADKA untersucht, die gegenüber Kompressionskältemaschinen ab 350 kW Kältebedarf wirtschaftlich ist.

4. Die solare Warmwasserbereitung unter besonderer Berücksichtigung von Messungen

4.1. Schaltungsvarianten

Die Warmwasserbereitung ist gegenwärtig das wichtigste Einsatzfeld der Sonnenenergie. Warmes Wasser wird ganzjährig benötigt und dies zu einem Temperaturniveau, welches durch preiswerte Sonnenkollektoren bereitgestellt werden kann. Solare Warmwasserbereitungsanlagen kann man zunächst grob in Anlagen mit Zwangsumlauf und solche mit Naturumlauf einteilen.

Die in Deutschland vorrangig eingesetzten Anlagen mit Zwangsumlauf bestehen aus einem Kollektorkreis, in welchem Wasser mit Frostschutzmittel in den Kollektoren erwärmt wird. Dieses gibt seine Energie über einen Wärmeübertrager an ein Speichersystem ab. Von dort erfolgt die Wärmeübertragung an das Trinkwasser. Bei schlechten Einstrahlungsbedingungen, wie sie im Dezember und Januar fast immer vorliegen, tritt die konventionelle Nachheizung als vierter Anlagenbestandteil in Aktion.

Bei kleinen Anlagen, wie sie in Einfamilienhäusern die Mehrzahl der deutschen Solaranlagen ausmachen, kann Speicher-, Trinkwassererwärmungs- und Nachheizfunktion gemäß Bild 105 in einem Bauteil vereinigt werden. Die dafür benötigten Trinkwasserdruckspeicher mit zwei innenliegenden Wärmeübertragern gibt es bis zu einer Größe von 1000 l, in Ausnahmefällen auch bis zu 2000 l. Oft lassen die Türweiten keine so großen Speicher zu.

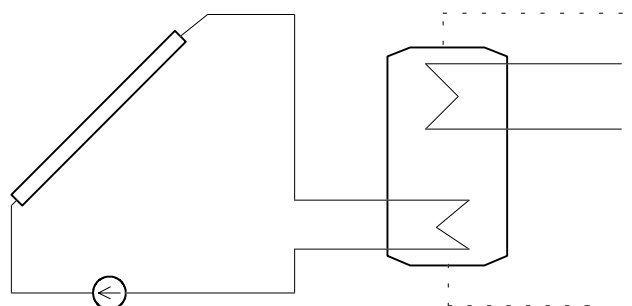


Bild 105: Kleinanlage

Allerdings sollten aus Gründen der Legionellenabwehr ab einem Speichervolumen von 400 l Kombispeicher gemäß Bild 106 eingesetzt werden. Bei diesen existiert eine hydraulische Trennung von Trinkwasser- und Wärmespeicherung, wodurch auch Korrosion und Kalkablagerung abnehmen. Als Außenspeicher können preiswerte drucklose Speicher eingesetzt werden.

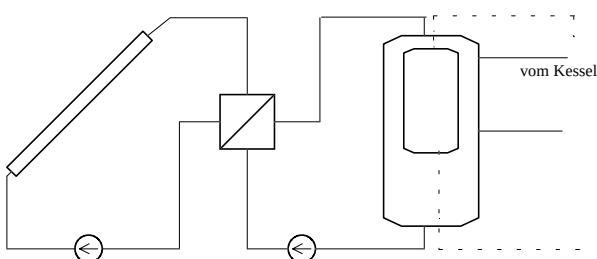


Bild 106: Mittelfgroße Anlage

Sind noch größere Anlagen notwendig, kann auch die Trinkwassererwärmungs- und Nachheizfunktion, wie in Bild 107 dargestellt, getrennt werden. Solche Großanlagen wurden zum Beispiel in Oederan realisiert.

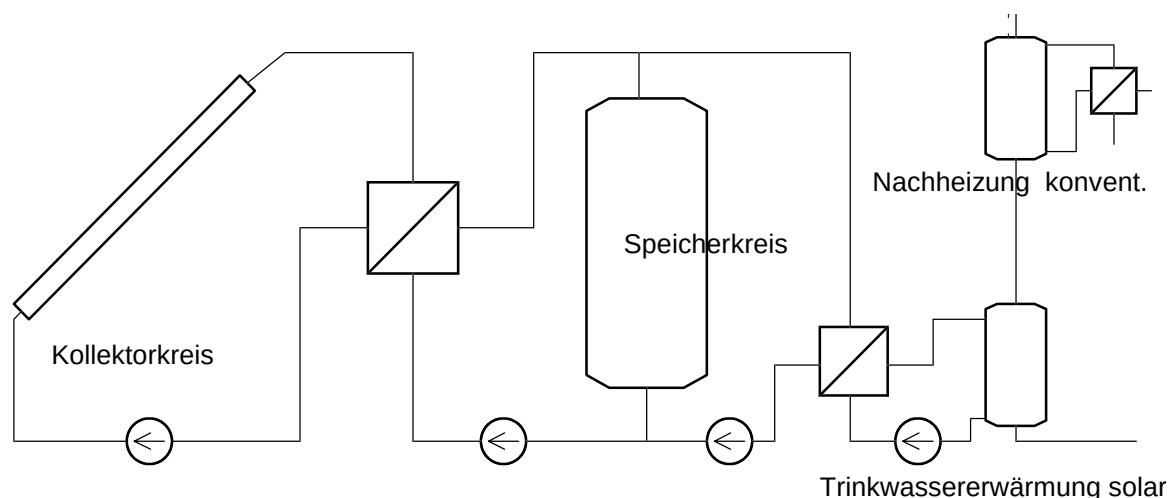


Bild 107: Große Solaranlage

Für heutige Haushaltsgrößen sind selbst die genannten Kleinanlagen oft zu groß und zu kompliziert. Hier bietet sich der Einsatz von Naturumlaufanlagen gemäß Bild 108 an. Die Umwälzung des Kollektorkreises wird hierbei durch thermischen Auftrieb realisiert. Pumpe und Regelung können eingespart werden. Der Speicher ist als Doppelmantelspeicher ausgeführt und muß höher als der Kollektor angebracht sein.

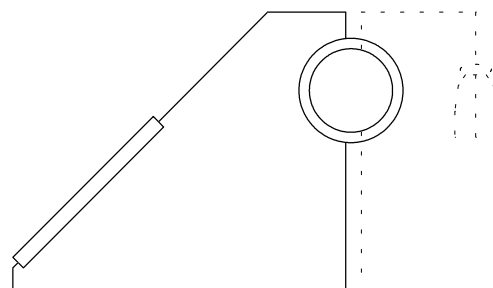


Bild 108: Naturumlaufanlage

In Deutschland sind Naturumlaufanlagen relativ selten. Es ist zumeist schwierig, eine Unterbringung im Dachraum zu finden, die höher als der Kollektor ist und den statischen Anforderungen genügt. In Ländern wie Israel und Australien erfreuen sich diese Systeme allerdings großer Beliebtheit. Der Speicher ist zumeist außerhalb des Daches angebracht. Zum Teil werden die Kollektoren auch direkt von Trinkwasser durchströmt. Beides ist in Mitteleuropa aufgrund der Frostgefahr nicht möglich.

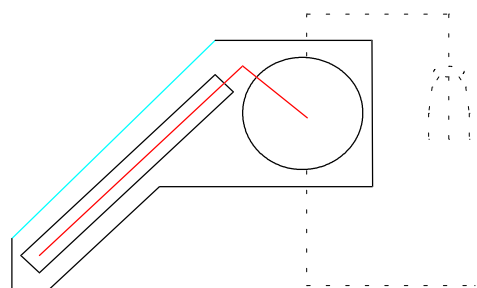


Bild 109: Speicherkollektor System Ikarus

Eine Sonderbauform ist der Speicherkollektor der Firma Ikarus. Absorber und Speicher sind in einem Gehäuse integriert. Die Wärmeübertragung erfolgt nicht mittels eines fließendes Fluids, sondern mit einem Wärmerohr. Eine weitere Sonderbauform ist der Speicherkollektor der Firma SET. Dort sind Absorber und Speicher in einem Bauteil vereinigt. Die Innenseite des Gehäuses ist verspiegelt. Um der Frostgefahr zu begegnen, ist die Abdeckscheibe mit transparenter Wärmedämmung versehen. Dies verringert die thermischen Verluste, verschlechtert aber immens den optischen Wirkungsgrad.

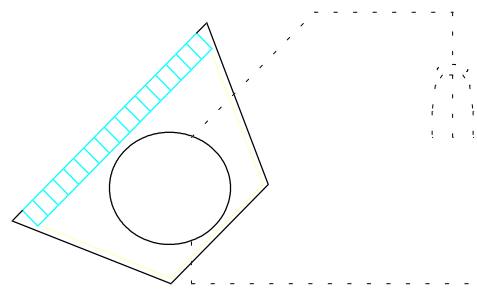


Bild 110: Speicherkollektor System SET

4.2. Meßtechnische Überwachung der Solaranlagen in Oederan

4.2.1. Anlagenbeschreibung

Das 1983 errichtete Wohngebiet Freiburger Straße in Oederan besteht aus 19 Wohnblöcken, zwei Kindereinrichtungen, einem Sportgebäude und einer Kaufhalle. 1992 begann die Modernisierung der viergeschossigen Blockbauten IW 79 mit zumeist 32 Wohnungen. Sie wurden wärmegeklämmt und die Heizung von Kohleöfen auf Zentralheizung umgestellt. Die Wärme wird seitdem in einem Heizhaus von zwei Brennwertkesseln mit einer Gesamtleistung von 3,7 MW bereitgestellt und über ein neuerrichtetes Fernwärmenetz verteilt /87/.



Bild 111: Wohnblock IW 79 mit Sonnenkollektorfeld

Die Warmwasserbereitung erfolgt in den modernisierten Objekten zentral in den Hausanschlußstationen. In sieben Häusern, die der Stadtbau- und Wohnungsverwaltungsgesellschaft Oederan gehören, wird die Warmwasserbereitung durch solarthermische Anlagen entsprechend Bild 112 unterstützt /88 .. 91/. Auf den Dächern befinden sich jeweils 16 SOLVIS F60-Kollektoren, die je Haus 98,4 m² Absorberfläche umfassen. Das Feld wird von 1200 l/h Wasser mit Frostschutzmittel durchströmt. Diese Menge ist vergleichsweise gering, es handelt sich also um eine LOW- FLOW-Anlage.

Die Solarwärme wird über einen Wärmeübertrager an eine mit 4500 l Heizungswasser gefüllte Pufferspeicherbatterie übergeben. Aus Platzgründen mußte diese Menge auf 6 parallelgeschaltete Behälter verteilt werden. Der Pufferspeicherkreis übergibt seine Wärme über einen zweiten Wärmeübertrager an die beiden mit Trinkwasser gefüllten Vorspeicher. Den Vorspeichern nachgeschaltet ist die konventionelle Warmwasserbereitungsanlage im Speicherladeprinzip. Solare und konventionelle Anlage arbeiteten im Meßzeitraum rückkopplungsfrei.

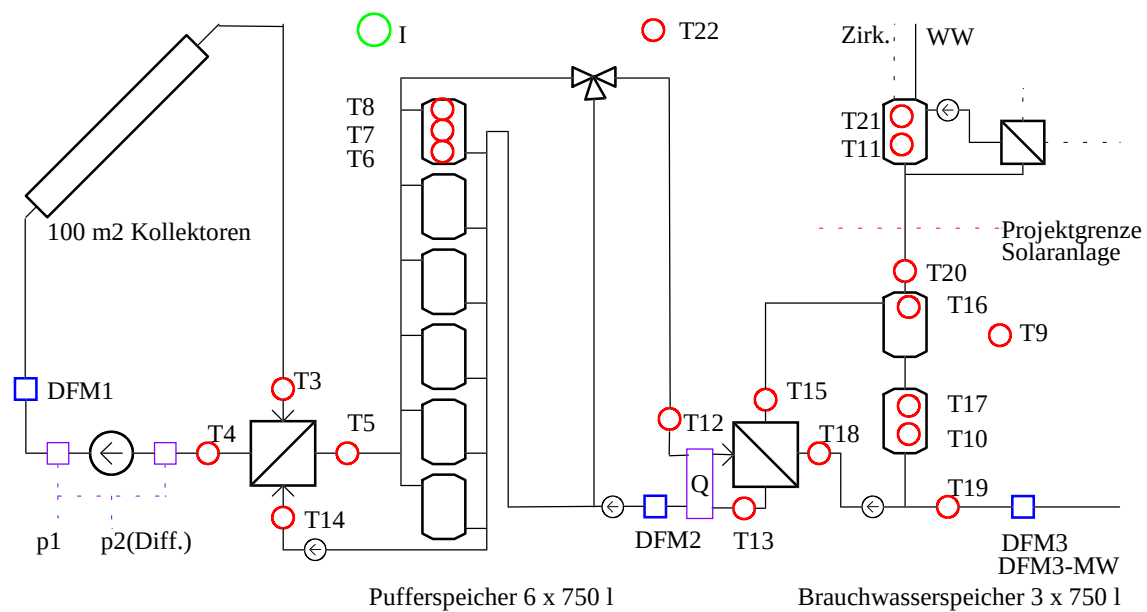


Bild 112: Schaltbild mit Meßstellenplan, Stand Juni 1996

Jede Anlage ist mit einem Wärmemengenzähler für den Fernwärmebedarf zur Warmwasserbereitung und einem für die Wärmeabgabe der Pufferspeicher ausgestattet. Zusätzlich wurde in einer Anlage umfangreiche Meßtechnik bestehend aus 20 Temperaturfühlern, drei Durchflußmessern, zwei Druckaufnehmern und einem Solarimeter installiert. Dieser Arbeit liegen Meßwerte für die Zeit vom 1.7.94 bis 30.6.96, also für zwei Betriebsjahre zugrunde. Das Betriebsverhalten der Anlage änderte sich in diesem Zeitraum nicht, so daß sich die Darstellung der Meßergebnisse auf das erste Meßjahr konzentriert. Lediglich die Energiebilanzen werden auch für das zweite Meßjahr detaillierter dargestellt.

Während beider Jahre traten mehrfach Havarien an der Meßtechnik auf, so daß für 10 % des Zeitraums nur Abschätzungen vorliegen. Weiterhin gab es zeitweilig Fehlanzeigen der Temperaturfühler für Umgebung und Bereitschaftsspeicher.

Soweit die Fehler nur wenige Tage betrafen, wurden sie durch Monatsdurchschnittswerte ersetzt. Bei längeren Ausfällen wurden meteorologische Werte nach /43/ und /93/ eingesetzt und die energetischen Daten, ausgehend von den Wetterdaten und den Anzeigen der Wärmemengenzähler, abgeschätzt.

An der Meßtechnik wurden im Meßzeitraum nur geringe Änderungen vorgenommen. So wurde in den ersten beiden Monaten festgestellt, daß mit der Aufnahme viertelstündlicher Momentanwerte der Warmwasserverbrauch nicht ausreichend genau bilanziert werden kann. Seit dem zweiten Dezember werden daher an dieser Stelle Durchschnittswerte aufgezeichnet.

Des weiteren wird seit dem 1. April 1995 der nicht an die Meßdatenerfassung angeschlossene Wärmemengenzähler für die Wärmeabgabe der Pufferspeicher monatlich abgelesen. Bis dahin erfolgte dies nur für die tariflich relevanten Wärmemengenzähler für Heizwärme- und Warmwasser - Fremdwärmeverbrauch.

Die angezeigten Strahlungswerte gaben Anlaß zu Bedenken. An wolkenlosen Tagen ergaben sich deutlich höhere Trübungsfaktoren, als in der Literatur /42/ angegeben. Daher wurden beim Deutschen Wetterdienst /43/ die Werte des Jahres 1994 für Chemnitz bezogen. Die entsprechende Station liegt deutlich außerhalb der Stadt und auf gleicher Höhe wie Oederan. Nach Umrechnung auf die Ausrichtung des Oederaner Solarimeters ergaben sich an wolkenlosen Tagen genau 20 % mehr Einstrahlung. An allen anderen Tagen trat eine große Streuung auf, die auf die örtlich verschiedene Wolkenverteilung zurückzuführen ist. Zusätzlich wurde mit einem erst kürzlich geeichten zweiten Solarimeter eine Kalibrierung durchgeführt, die auf eine Abweichung von 15 % führte.

Es kann daher angenommen werden, daß bei der Umrechnung des Sensorwertes in den Anzeigewert ein falscher Faktor programmiert wurde. Allen Strahlungswerten wurden daher 15 % aufgeschlagen.

Die Durchflußmesser und das Solarimeter mußten zu bestimmten Zeiten, vorrangig nachts, den Wert Null anzeigen. Wie eine Überprüfung der Durchflußmesser ergab, ist das am Meßgerät für Warmwasserabnahme auch der Fall. Bei den erfaßten Werten stellte sich dies anders dar. Es ergaben sich charakteristische Nullfehler, deren Verlauf sich bei allen Meßwerten ähnlich gestaltet.

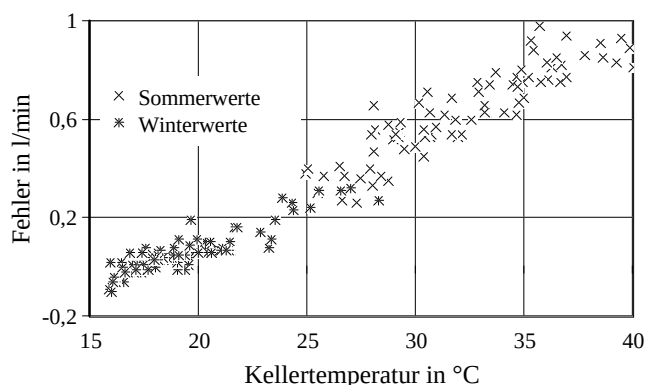


Bild 113: Nullfehler des Durchflußmessers 3

Der Nullfehler erwies sich dann als eine Funktion der Kellertemperatur, wie sie beispielhaft in Bild 113 dargestellt ist. Der Fehler konnte deshalb korrigiert werden. Die Ursache des Fehlers liegt hier wahrscheinlich in der Analog-Digital-Umwandlung, deren Schaltkreise temperatursensibel sein können. Die anderen Durchflußmeßgeräte haben eigene Nullfehler. Die Fehler erreichten bei niedrigen Kellertemperaturen auch negative Werte.

Während des Sommerhalbjahres traten zudem Probleme mit der Außentemperaturmessung auf. Der Sensor befindet sich auf der Nordseite des Gebäudes und ist nicht strahlungsgeschützt. Bei Sonneneinstrahlung zeigt er daher deutlich zu hohe Werte an. Die Probleme treten nur in den Abendstunden auf, da in den betreffenden Morgenstunden der Schatten von Block 6 auf die Temperaturfühler fällt.

In Bild 114 ist der Zeitpunkt des entsprechenden Azimutdurchgangs und der Zeitpunkt des Sonnenuntergangs dargestellt. Im Extremfall beginnt die Einstrahlung auf die Nordwand drei Stunden vor dem Sonnenuntergang. Die Sonne steht dann noch hoch über dem Horizont. Es treten hohe Strahlungsintensitäten auf.

Das Phänomen beginnt etwa am 10. April und dauert bis zum 1. September. Zeitlich beginnt es zwischen 17.30 und 18.30 Uhr MEZ. In der Zeit bis zum Sonnenuntergang wird ein bis 15 K zu hoher Wert angezeigt. Die fehlerhaften Daten wurden entfernt und durch lineare Interpolation aufgefüllt.

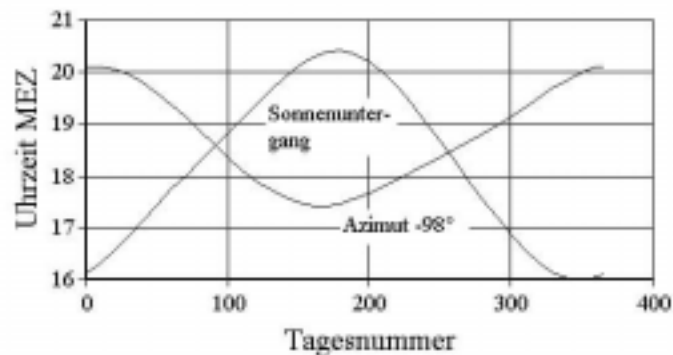


Bild 114: Direkte Einstrahlung auf den Außentemperaturfühler

In Bild 115 ist ein wichtiger Teil von Anlage und Meßtechnik abgebildet. Erkennbar sind:

Kollektorvorlauf	1
Kollektorrücklauf	2
Pufferspeicherbeladevorlauf	3
Pufferspeicherbeladerücklauf	4
Wärmeübertrager I	5
Kollektorkreispumpe:	6
Pufferspeicherbeladepumpe	7
Durchflußmesser Kollektorkreis	8
Druckfühler	9
Temperaturfühler	10
Taco-Setter	11
Manometer Pufferspeicher	12
Thermometer	13



Bild 115: Teilansicht von Anlage und Meßsystem

4.2.2 Energiebilanzen im ersten Meßjahr

Die Einstrahlung betrug im Meßzeitraum 117,7 MWh. Von dieser Menge waren 82,9 MWh nutzbar. Der Rest entfiel auf Zeiten, in denen die Einstrahlung zu gering war, um die Inbetriebnahme des Kollektorkreises zu rechtfertigen, sowie auf sommerliche Überhitzungszustände.

Angesichts eines Kollektorertrages von 31,7 MWh ergibt sich ein Nutzungsgrad von 26,9 %. Das Verhältnis von abgegebener Kollektorstärke und der während des Umwälzbetriebes eingefallenen Strahlung liegt bei 38,2 %.

Der mittlere Tagesertrag des Kollektorfeldes lag bei 86,8 kWh. Das Maximum der täglich gewonnenen Wärme in Höhe von 304 kWh wurde am 26. August 1994 erreicht. Hierbei handelte es sich keineswegs um den strahlungsreichsten Tag des Meßzeitraums. Vielmehr waren nach regnerischen Tagen die Pufferspeicher soweit entleert, daß der Kollektorkreis über Mittag durchgehend betrieben werden konnte. An diesem Tag ergab sich ein Nutzungsgrad über 45 % und eine Laufzeit des Solarkreises von 9,3 h.

Die für die Erwärmung des Trinkwassers direkt wirksame der Sonne entstammende Energie, im weiteren Solarwärme genannt, beläuft sich auf 19,6 MWh. Gleichzeitig wurden 25,3 MWh in Form erwärmten Wassers abgenommen. Die Solaranlage trug also mit 77,4 % zur Deckung des Wärmebedarfs der Wassererwärmung bei, ein wesentlich höherer Wert als man üblicherweise bei Solaranlagen erwartet. Aufgrund der geringen Abnahme lieferte die Solaranlage jedoch nur 50 % der prognostizierten Solarwärme von 39 MWh /34/.

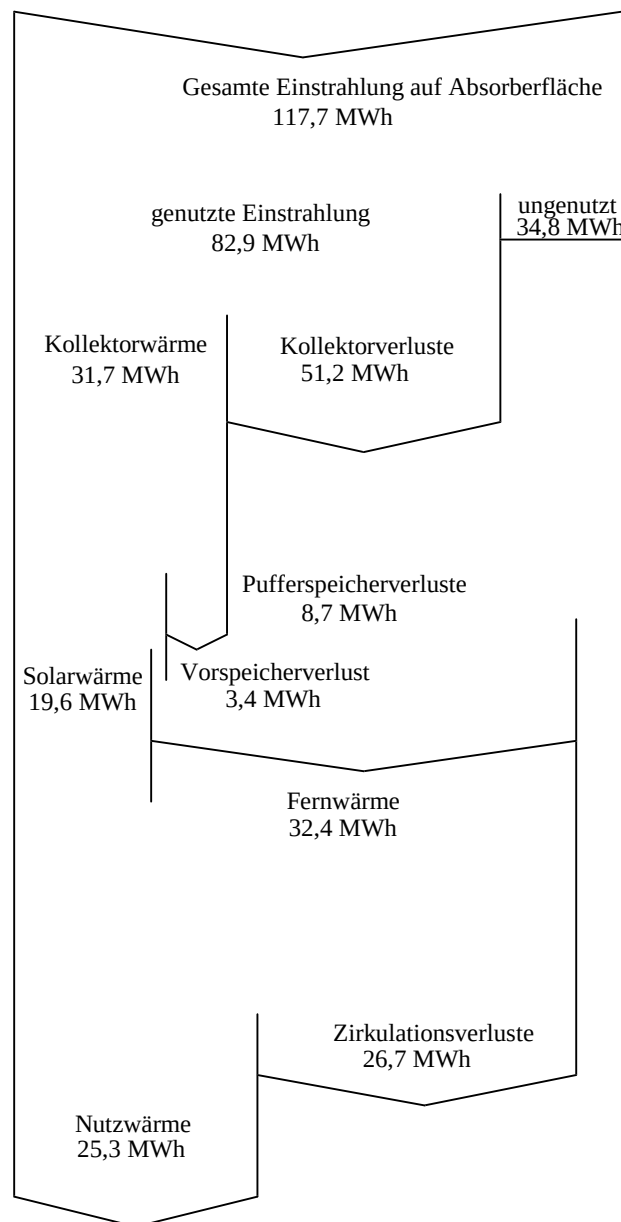


Bild 116. Energieflußbild im ersten Meßjahr

Zu berücksichtigen bleiben jedoch die Zirkulationsverluste in Höhe von 26,7 MWh, so daß für Warmwasserbereitung und -verteilung insgesamt 52 MWh benötigt wurden. An der Deckung dieses Gesamtbedarfs ist die Solaranlage nur mit 37,7 % beteiligt. Im strengen Sinne ist nur diese Deckungsrate korrekt. Die auf die Wassererwärmung bezogene Deckungsrate ist nur angegeben, weil sie gegenwärtig üblich ist und weil sie den Vergleich von Solaranlagen ermöglicht, die sich in Objekten mit unterschiedlicher Höhe der Zirkulationsverluste befinden.

Während der Meßperiode traten in den Vorspeichern Verluste von 9,3 kWh/d auf, was etwa 7,2 W/K entspricht. Die Pufferspeicherverluste betragen 23,8 kWh/d, was 18 W/K für jeden Speicher entspricht.

Beide Werte sind unbefriedigend hoch. Sie sind beim Vorspeicher etwa dreimal so hoch wie theoretisch berechnet und bei den Pufferspeichern sechsmal so hoch. Der Vorspeicherwert ist durch Wärmebrücken erklärbar, bei den Pufferspeichern kommt die nicht bodengängige Ausführung der Isolierung hinzu.

Tabelle 34 enthält die Energiebilanzen im gesamten bisher erfaßten Zeitraum, zusammengestellt in monatsweise geordneten Tagesdurchschnittswerten.

Tabelle 34: Durchschnittliche Energiebilanzen in kWh/d

Zeit	E	E _{nutz}	Q _{koll}	Q _{PSP,ab}	Q _{solar}	Q _{ww}	Q _{FW}	Q _Z
Juli 94	602	350	126	89,9	71,9	69,4	51,9	54,4
August 94	460,4	331,5	121,7	91,8	78,1	75,4	59,4	62
September 94	365	300	112	81	69,3	72,6	69,3	66
Oktober 94	306,7	250	98	69	58,3	69,9	81,6	70
November 94	152,4	120	44	36	33,4	67,1	107,7	74
Dezember 94	98,4	73,6	30,2	27	26	64,4	116,1	77,7
Januar 95	126,7	86,4	28,6	24	22,3	68,8	130,3	83,8
Februar 95	183,3	150,1	59,7	47,9	42,1	72,2	116,8	86,7
März 95	346,3	294,9	100,4	71,3	57,3	67,6	91,3	81
April 95	316,6	250	105	73	61,4	73,2	89,3	77,5
Mai 95	519,4	291,8	118,4	84	72,7	70,4	72,6	74
Juni 95	376,9	219,7	94,9	58,2	52,1	59,1	79,9	72
Mittel	322,5	227,2	86,8	62,9	53,8	69,2	88,6	73,2

Die Solaranlage deckt im Januar, dem schlechtesten Monat, 32 % des Wärmebedarfs zur Wassererwärmung und von März bis Oktober über 80 %.

Im Sommer trägt die Solaranlage auch zur Abdeckung von Zirkulationsverlusten bei, so daß die Solarwärme den Wärmebedarf zur Warmwasserbereitung überschreiten kann. Es ist daher sinn voll, bei dieser Solaranlage zwei neue Deckungsraten zu definieren, eine für die Wassererwärmung und eine für die Zirkulation. In Bild 118 ist dieser Sachverhalt dargestellt.

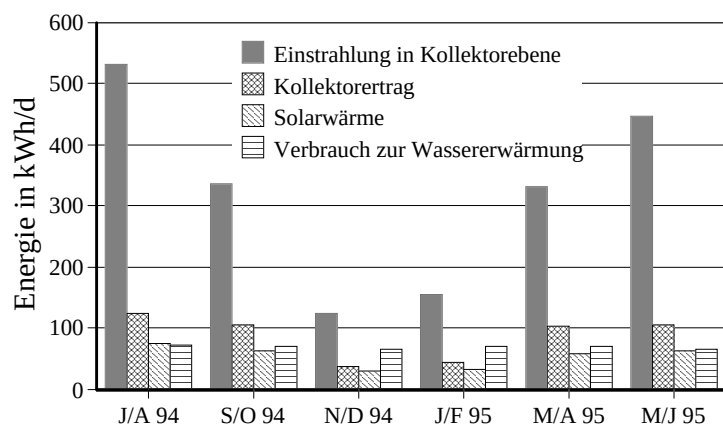


Bild 117: Energiebilanzen

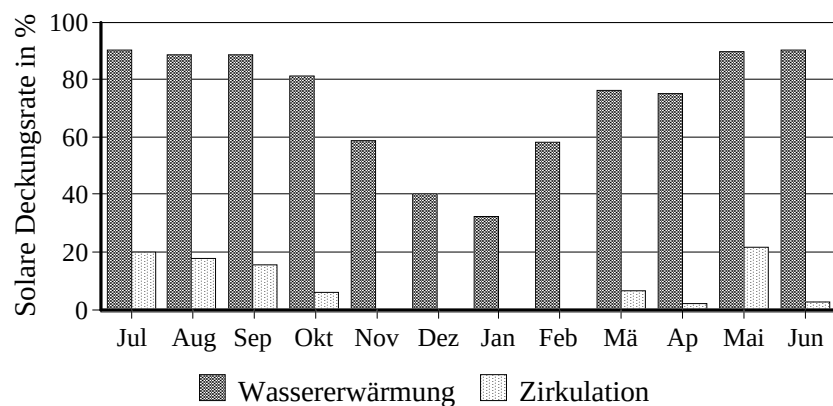


Bild 118: Solare Deckungsrate im Jahresverlauf

Die Aufteilung der Solarwärme auf Warmwasserbereitung und Zirkulation wurde mit Hilfe der Zulufttemperatur zum Bereitschaftsspeicher vorgenommen. Es wird definiert, daß die Wärme des warmen Wassers bis zu einer Temperatur von 55 °C der Wassererwärmung und die Wärme ab 55 °C der Zirkulationsdeckung dient. Die Deckungsrate Warmwasserbereitung beträgt im gesamten Jahr 69,9 % und die Deckungsrate Zirkulation 7,2 %.

Die Deckungsrate Wassererwärmung schwankt im Jahresverlauf zwischen 35 und 90 %. Höhere Werte wurden auch im Sommer nicht erreicht, da es stets einige trübe Tage gab, an denen die Sonne nicht schien. Zur Deckung der Zirkulationsverluste kann im Winter nicht beigetragen werden, da das notwendige Temperaturniveau von 55°C nicht erreicht wird. Im Sommer sind Deckungsrate bis 25 % erreichbar.

Der Kollektornutzungsgrad schwankt zwischen 20,3 % im Juli und 31,2 % im Februar. Den größten Einfluß hat die Problematik des sommerlichen Überangebotes und nicht die häufigeren Schlechtwetterphasen im Winter.

In Tabelle 35 sind die in den anderen Blöcken durch Wärmemengenzähler beobachteten Fernwärmeverbräuche der Warmwasserbereitung zusammengefaßt.

Tabelle 35: Fernwärmeverbrauch Warmwasserbereitung in MWh für alle sieben Solaranlagen

Jahr	1994						1995						Σ
Monat	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	
3	3,23	1,87	2,2	2,7	3,57	4,14	4,72	3,52	3,26	3,24	2,01	2,34	36,8
4	1,61	1,84	2,08	2,53	3,23	3,6	4,04	3,27	2,83	3,04	1,6	2,4	32,07
6	3,35	3,91	3,73	4,29	5,41	5,95	6,34	5,11	4,53	4,58	3,48	4,16	54,84
Q6	1,43	2,53	2,23	2,73	3,65	4,09	4,52	3,47	3,06	2,83	1,96	2,22	34,72
10	1,9	2,2	2,51	3,29	4,28	4,64	4,96	3,84	3,62	5,35	5,14	3,01	44,74
11	1,74	1,99	5,88	3,22	4,16	4,55	5,03	3,94	3,62	4,72	2,59	2,53	43,97
12	1,6	1,78	2,16	2,29	3,73	Ausfall WMZ							

Aus diesen Daten läßt sich die monatliche Solarwärme näherungsweise bestimmen. Grundlage sind Wasserverbrauch und Zirkulationsverlust des Blockes 4. Die Warmwassermengen werden entsprechend den Angaben der Wasserzähler /94/ und die Zirkulationsverluste proportional zur Wohnungsanzahl hochgerechnet. Es ergeben sich Solarwärmen entsprechend Tabelle 36.

Tabelle 36: Solarwärme aller Blöcke in MWh (zur Blockanordnung siehe Bild 51)

Jahr	1994						1995						Σ
Monat	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	
3	0,93	2,74	2,29	1,97	0,96	0,57	0,33	1,23	1,67	1,61	2,82	1,89	19,01
4	2,23	2,42	2,08	1,81	1	0,81	0,69	1,18	1,78	1,84	2,25	1,56	19,65
6	1,61	1,62	1,75	1,5	0,31	0,09	0,15	0,98	1,77	1,5	2,43	1,13	14,84
Q6	2,17	1,47	1,69	1,37	0,36	0,1	0	0,7	1,32	1,45	2,28	1,53	13,74
10	2,31	2,46	2,02	1,42	0,29	0,11	0,13	0,95	1,35	0	0	1,25	12,29
11	2,96	3,21	0	1,99	0,87	0,66	0,55	1,32	1,83	0,68	2,71	2,13	16,92
12	2,61	2,88	2,37	2,42	0,84	Aus fall WMZ							

Theoretisch müßten in den Blöcken mit etwas höherem Verbrauch, also 3,10,11,12, mehr Solarwärme geliefert werden können, besonders ausgeprägt im Sommer. Die Blöcke mit ungünstigerer Ausrichtung, also 10 bis 12 und in besonders starkem Maße Q6, müßten weniger Solarwärme ausweisen, dies besonders im Winter.

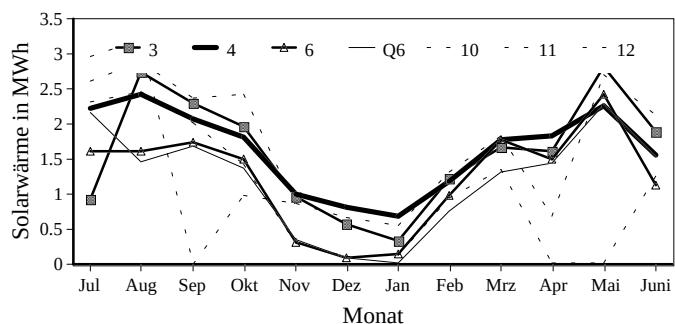


Bild 119: Solarwärme im Jahresverlauf

Tatsächlich wurde in den Anlagen der Blöcke 10 und Q6 auch sehr wenig Solarwärme im Winter bereitgestellt. Im Block 11 trat dieser Effekt nicht auf, wahrscheinlich wurde er durch die hohe Abnahme kompensiert. In Block 12 war leider der Wärmemengenzähler ausgefallen. Als der Zähler noch funktionierte, war in diesem Block eine sehr hohe Solarwärme feststellbar. Die anderen Blöcke weisen einen ähnlichen Verlauf wie Block 4 auf, besonders ausgeprägt der in Ausrichtung und Verbrauch fast identische Block 3. Einige Anlagen hatten offensichtlich Funktionsausfälle, so im Block 11 im September und im Block 10 in April und Mai. Auch im Block 3 gab es zeitweilig Probleme, dort im Juli.

Insgesamt ist die Bilanzierung der Solarwärme in den anderen Blöcken sehr unsicher. Fehler können schon durch einen anderen Jahresverlauf des Verbrauchs auftreten, oder durch eine Änderung der Mieterzusammensetzung. Der Ausfall der Solaranlage kann zum Beispiel auch durch einen beständig laufenden Warmwasserhahn vorgetäuscht werden. Eine konstante Menge von 1 l/min, also 15 % des Durchsatzes einer vollständig geöffneten Waschtischarmatur verdoppelt den Verbrauch des Blockes bereits !

Zumindest für einzelne Blöcke liegen auch noch Ablesewerte des Wärmemengenzählers der Pufferspeicherabgabe vor. Diese Wärmemenge unterscheidet sich jedoch noch durch die Vorspeicherverluste von der Solarwärme. In April und Mai gaben die Pufferspeicher 0,57 MWh im Block 10 ab, im Gegensatz zu 4,78 MWh im Block 4. Die Probleme waren also real. Die Ursache muß in Zusammenarbeit mit der Heizungsfirma geklärt werden. Die größte Wahrscheinlichkeit hat die Annahme, daß ein Pumpendefekt vorlag

4.2.3 Energiebilanzen im zweiten Meßjahr

Die Jahresbilanz des zweiten Meßjahres ist gemäß Bild 120 fast identisch mit der Bilanz von 1994/95. Es gibt bei keinem Hauptenergiestrom Unterschiede von mehr als 6 %. Damit ist zu vermuten, daß die Eigenschaften der Solaranlage sich bisher nicht geändert haben.

Große Unterschiede gibt es hingegen im Jahresverlauf gemäß Tabelle 37. Zum einen ist im Gegensatz zum ersten Meßjahr ein ausgeprägter Jahresgang der Warmwasserabnahme feststellbar.

In den Sommermonaten werden etwa 30 % weniger Warmwasser abgenommen als im Winter, was durch die höhere Kaltwassertemperatur zu einem 40 % geringeren Wärmebedarf der Warmwasserbereitung führt.

Weiterhin ist der Jahresgang der meteorologischen Größen anders. Die Wintermonate, vor allem Januar und Februar, waren sehr kalt und zeichneten sich durch eine große Häufigkeit wolkenloser Tage mit sehr klarer Atmosphäre aus.

Die Einstrahlungen waren bis zu 45 % höher als in den Vergleichsmonaten des Vorjahres. Dies schlug sich auch in sehr hohen Erträgen der Solaranlage nieder.

Geringere Solarwärmen als im ersten Meßjahr waren in den Sommermonaten zu verzeichnen. Bei ungefähr gleicher Einstrahlung war der Warmwasserbedarf deutlich niedriger.

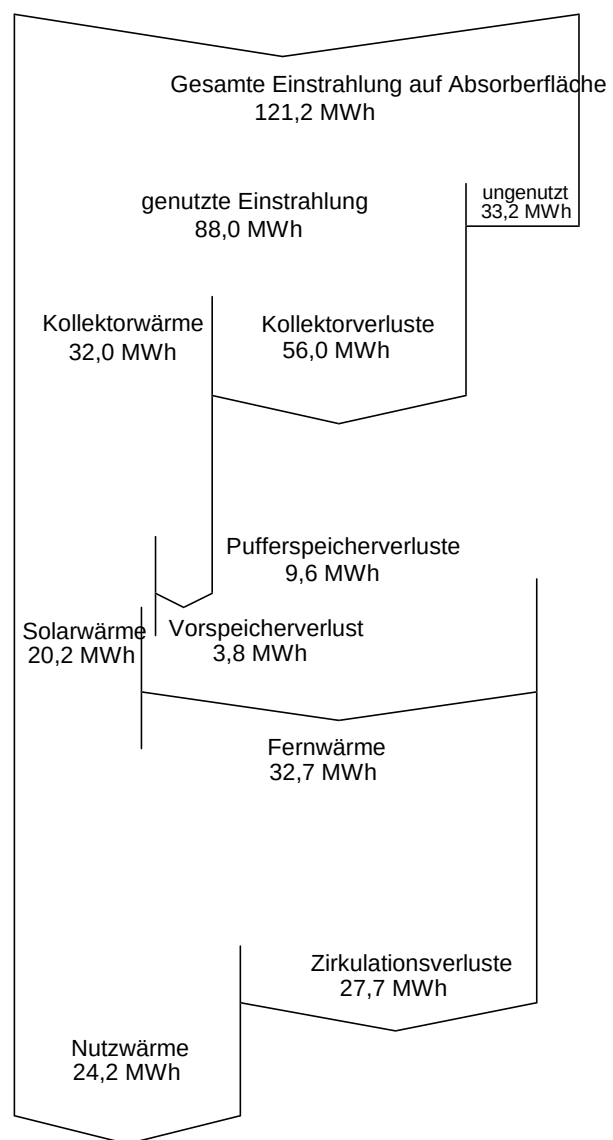


Bild 120: Energieflußbild für das zweite Meßjahr

Erklärungsschwierigkeiten bereitet der Zirkulationsverlust im Januar 1996, der 50 % höher als der Vergleichswert von 1995 war. Dies ist nicht allein aus der geringeren Außentemperatur erklärbar.

Tabelle 37: Durchschnittliche Energiebilanzen in kWh/d

Zeit	E	E _{nutz}	Q _{koll}	Q _{solar}	Q _{ww}	Q _{FW}	Q _Z
Juli 95	564,8	335,5	112,6	58,4	45,2	51,3	64,5
August 95	519	305,8	98,7	55,2	45,5	55,8	65,8
September 95	305	243,7	112,7	53,3	57,3	80,7	76,7
Oktober 95	303,9	258,7	109	58,7	58,7	69,7	69,7
November 95	135,7	104,3	43,7	29	65,3	144,3	78
Dezember 95	78,3	50,7	22	18	76	143,3	85,3
Januar 96	181,3	150,3	51,6	38,1	75,2	163,2	126,1
Februar 96	253,8	217,2	72,8	60,7	74,1	102,8	75,2
März 96	357,7	251	105,2	86,4	81,3	84,2	73,2
April 96	480	396,7	128	76,7	73,3	63,3	63,3
Mai 96	336,1	261	94,2	62,3	78,4	86,8	70,6
Juni 96	457	314,3	101,3	68	66,7	59,7	61,3
Mittel	331,1	240,4	91,8	55,2	66,1	89,3	75,7

4.2.4 Temperaturverhältnisse

Das Temperaturverhalten kann nur für Tage mit ausgeglichenem Strahlungsverlauf übersichtlich dargestellt werden. Diese sind dann natürlich wolkenarm und daher sehr strahlungsreich. Selbstverständlich arbeitet die Solaranlage auch an anderen Tagen, mit Ausnahme einiger weniger trüber Tage. Der Anteil am Gesamtertrag ist jedoch relativ hoch.

Im Folgenden werden das Verhalten am besten Dezembertag und an einem der 11 wolkenlosen Tage des Juli 1994 dargestellt.

Am 18. Dezember werden Kollektoraustrittstemperaturen bis 58 °C erreicht. Der Pufferspeicher wird örtlich bis 45 °C erwärmt. Dies betrifft aber nur die oberste Schicht. An diesem Tag wird nicht nur der Pufferspeicher kontinuierlich beladen, sondern auch fast genauso stetig entladen, so daß das heiße Wasser vom Wärmeübertrager 1 nie bis zur mittleren Schicht des Speichers dringen kann.

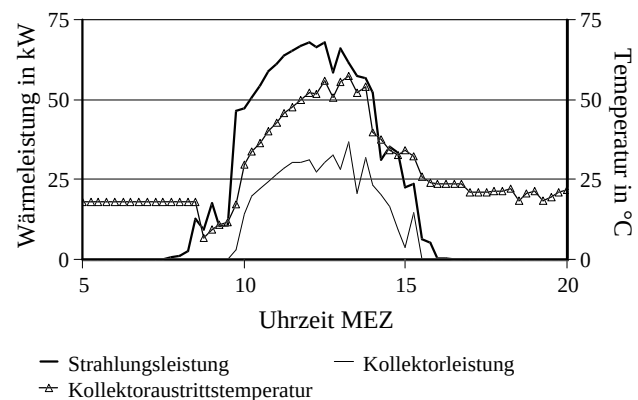


Bild 121: Kollektorkreis an einem wolkenarmen Wintertag (18. Dezember 1994)

Die Temperatur der obersten Schicht im Pufferspeicher ist zeitweilig nur noch etwa 10 K von der Bedarfstemperatur entfernt. Zu diesem Zeitpunkt kann die Solaranlage etwa 70 % des Wärmebedarfs zur Wassererwärmung bereitstellen. Der Maximalwert der Strahlung ist ebenfalls sehr hoch, etwa 75 % des Maximalwertes im Sommer. Ursache ist der gegenüber dem Sommer sehr viel geringere Trübungsfaktor.

Die dennoch geringe Deckungsrate der Wintermonate ergibt sich aus der größeren Bewölkungshäufigkeit im Dezember und der geringen Tagesdauer.

Im Juli stellen sich die Temperaturverhältnisse sehr viel anders dar. Es werden Kollektorausstrittstemperaturen bis 100 °C erreicht.

Die Pufferspeicher sind bereits vom Vortag sehr hoch beladen. Bis zum Mittag wird die oberste Schicht auf 95 °C erwärmt, so daß aus Sicherheitsgründen der Kollektorkreis abgeschaltet werden muß. Da die Abnahme nicht in gleichem Maße wie die Energieeinspeisung aus dem Kollektorfeld erfolgt, werden auch die anderen Speicherschichten deutlich erwärmt, jedoch nur bis 70 °C. Die Speicher sind angesichts des geringen Bedarfs und der großen Kollektorfläche zu klein.

Insgesamt kann man mit der Speicherschichtung sehr zufrieden sein. Sie ist ein Ergebnis der guten Regelung und des Low-Flow-Konzepts. Es wäre jedoch wünschenswert, auch die unteren Speicherschichten bis zum Maximum zu beladen. Dies wäre möglich durch eine strahlungsabhängige Volumenstromregelung von Kollektor- und Pufferspeicherbeladekreis oder zunächst einfacher, indem der Pufferspeicherbeladekreis in den Notabschaltzeiten weiterläuft und die Schichtung zerstört.

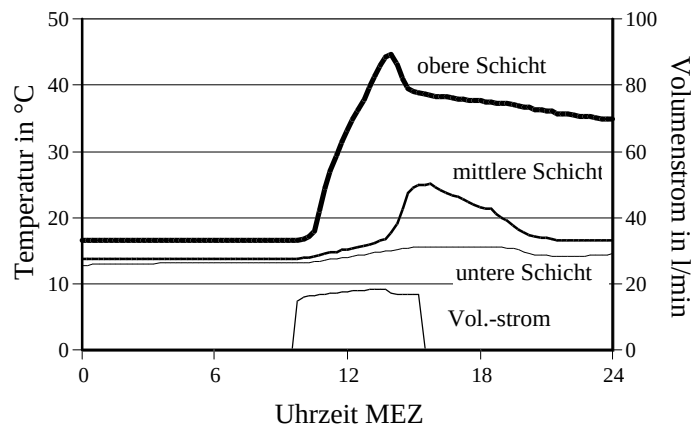


Bild 122: Pufferspeicher an einem wolkenarmen Wintertag (18. Dezember 1994)

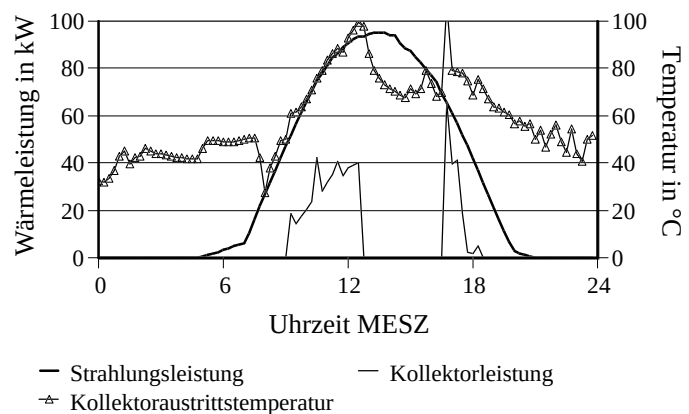


Bild 123: Kollektorkreis am 2. Juli 1994

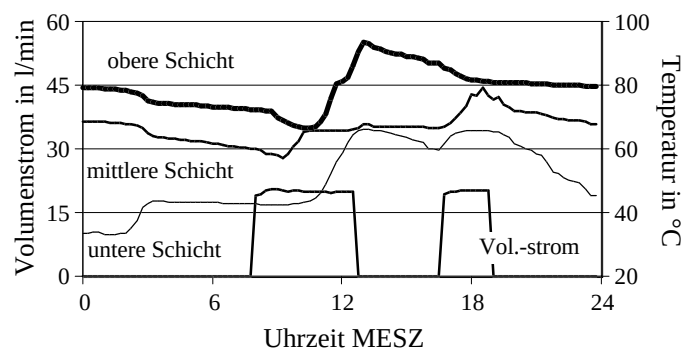


Bild 124: Pufferspeicher am 2. Juli 1994

Die temperaturbedingten Notabschaltungen sind ein Zeichen für die Überdimensionierung, aber auch für die Leistungsfähigkeit der Solaranlage und der Güte ihrer Komponenten. Diese Betriebszustände traten im Sommer sehr häufig auf und führten zu einem beträchtlichen Nutzungsausfall von Sonnenstrahlung.

Die Wärme wird relativ gut von den Pufferspeichern in die Vorspeicher übergeben. Diese sind nur wenig geschichtet und folgen in ihrer Temperatur der obersten Pufferspeicherschicht. Daher ist ihre Mitteltemperatur zumeist höher als die Mitteltemperatur der Pufferspeicher, ein positiver Effekt der Speicherschichtung ! Im Sommer steigt die Vorspeichertemperatur auf über 70 °C an. Der thermostatische Mischer im Pufferspeicherentladekreis scheint daher falsch eingestellt oder nicht funktionstüchtig zu sein.

Dies verbessert die Zirkulationsdeckung der Solaranlage, birgt aber eine Gefährdung des Wärmeübertragers durch Verkalkung. Glücklicherweise ist das Trinkwasser in Oederan mit 5° dH relativ weich /96/.

4.2.5. Eigenschaften der Wärmeübertrager

In den Bildern 125 und 126 sind die Temperaturverläufe an den Wärmeübertragern im Kollektorkreis (WÜ 1) und im Pufferspeicherentladekreis (WÜ 2) für den sonnenreichen 12. März 1995 dargestellt. Eingebledet ist jeweils nur die Zeit, in denen Primär- und Sekundärseite durchflossen waren. Im Wärmeübertrager 1 stellen sich Grädigkeiten von 3 bis 9 K (da $C_{zu} = C_{ab}$ gilt: Grädigkeit = mittlere logarithmische Temperaturdifferenz) bei Spreizungen von 15 bis 35 K ein. Im Wärmeübertrager 2 liegen Grädigkeiten von 1,5 bis 3 K bei Spreizungen von circa 20 K vor.

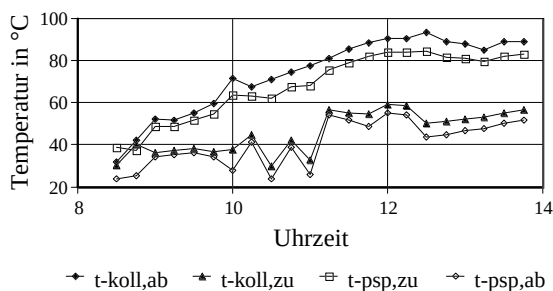


Bild 125: Temperaturen am WÜ 1

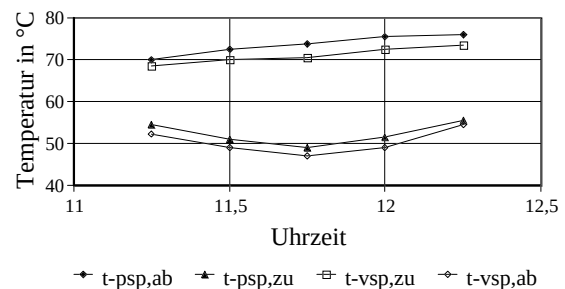


Bild 126: Temperaturen am WÜ 2

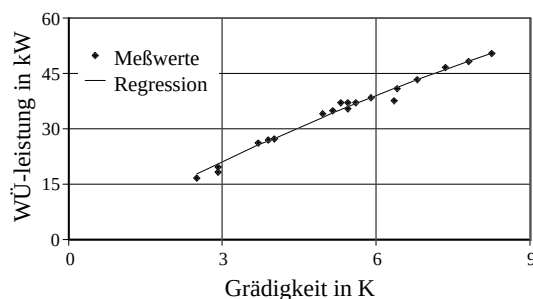


Bild 127: Leistung des WÜ1

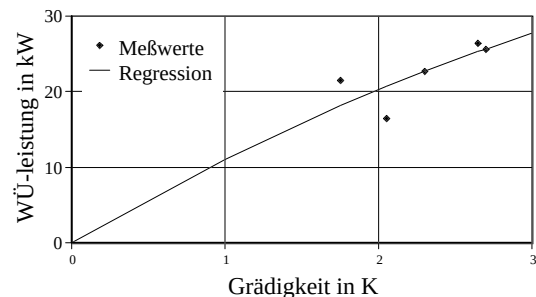


Bild 128: Leistung des WÜ2

In den Bildern 127 und 128 sind die Leistungen der Wärmeübertrager als Funktion der Grädigkeit dargestellt. Die Meßwerte am Wärmeübertrager 1 legen sich schön an eine Regressionsparabel an. Die mittlere spezifische Leistung wurde mit 6600 W/K bestimmt. Sie sinkt mit steigender Grädigkeit leicht ab, von 7200 W/K bei 2,5 K auf 5800 W/K bei 10 K. Beim Wärmeübertrager 2 ist die Streuung der Werte weitaus größer. Es ergibt sich dort eine mittlere spezifische Leistung von 9900 W/K. Sie scheint mit steigender Grädigkeit ebenfalls abzusinken. Eine genaue Aussage kann jedoch aufgrund der geringen Anzahl an Meßwerten nicht getroffen werden.

Die ermittelten Werte sind vollauf zufriedenstellend. Im Durchschnittsbetrieb werden fast nie Grädigkeiten über 5 K auftreten. Somit ergibt sich trotz der Anlagenschaltung mit zwei Wärmeübertragern keine nennenswerte Temperaturüberhöhung und damit keine Ertragsverschlechterung.

Die Untersuchung der Wärmeübertragereigenschaften wurde während beider Jahre mehrmals wiederholt. Stets wurden Tage mit hoher, möglichst nicht durch Wolken gestörter Einstrahlung und langen Kollektorkreislaufzeiten betrachtet. Im folgenden werden die dabei für beide Wärmeübertrager bestimmten Wärmeübergangskoeffizienten aufgeführt.

1. Quartal 1995	$K_1 = 6600 \text{ W/K}$	$K_2 = 9900 \text{ W/K}$
2. Quartal 1995	$K_1 = 6100 \text{ W/K}$	$K_2 = 7700 \text{ W/K}$
1. Quartal 1996	$K_1 = 6100 \text{ W/K}$	$K_2 = 7700 \text{ W/K}$
2. Quartal 1996	$K_1 = 5800 \text{ W/K}$	

Während des Untersuchungszeitraums verringerten sich die Werte, wobei sie aber zunächst noch als unkritisch anzusehen sind, aber weiter beobachtet werden müssen.

4.2.6. Hydraulisches Verhalten

Bei Stillstand des Kollektorkreises stellt sich ein Überdruck im Bereich der Pumpe ein, der von 2 bar im Juli 1994 auf 1,7 bar im Juni 1995 abfiel. Wahrscheinlich ist bei den kritischen Anlagenzuständen im Sommer Flüssigkeit über das Notabblaseventil verlorengegangen. Der Wert liegt an der kritischen Grenze. Angesichts einer geodätischen Höhe von 16 m gibt es im Kollektorfeld nur noch einen Überdruck von 100 mbar. Es sollte nachgespeist werden. Auf jeden Fall sind die anderen sechs Anlagen hinsichtlich der Verluste an Wärmeträgermedium zu überprüfen.

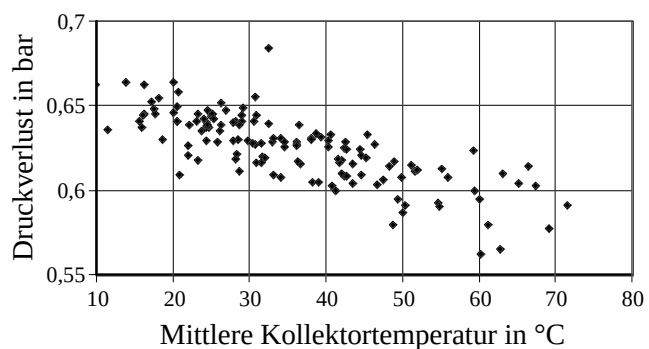


Bild 129: Druckverlust als Funktion der Kollektortemperatur

Bei Betrieb betragen die Druckverluste 0,55 bis 0,7 bar. Es konnte eine deutliche Temperaturabhängigkeit gemäß Bild 129 beobachtet werden. Eine noch stärkere Abhängigkeit weist der Volumenstrom auf. In Bild 130 ist dieser Sachverhalt dargestellt. Ursache ist die Temperaturabhängigkeit der Viskosität des Wasser-Frostschutzmittel-Gemisches.

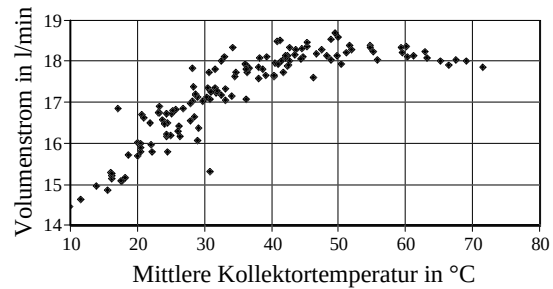


Bild 130: Volumenstrom als Funktion der Kollektortemperatur

In Bild 131 ist der Tagesverlauf des Drucks für die strahlungsreichen Tage 2.7.94 und 28.6.95 dargestellt.

Morgens liegt Ruhedruck vor. Mit Einschalten der Pumpe stellt sich eine Druckdifferenz um 630 mbar ein. Gegen Mittag erfolgt die Notabschaltung. Zunächst sinkt die Druckdifferenz wie erwartet auf Null. Sehr schnell steigt sie jedoch wieder an, auf etwa 1,3 bar, also deutlich über der Betriebsdruckdifferenz.

Dies scheint nur dadurch erklärbar, daß die Kollektorkreispumpe sehr schnell wieder in Betrieb genommen wird.

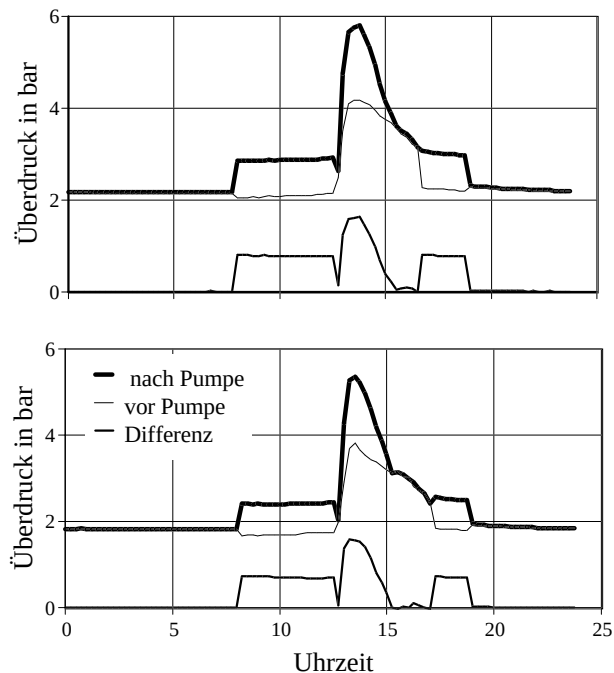


Bild 131: Druckverhältnisse im Kollektorkreis am 2.7.94 und 28.6.95

Durch den Leerlaufbetrieb hat sich der Kollektor stark erwärmt, da seine Stillstandstemperatur bei über 180 °C liegt. Eine Dampfblase ist entstanden und verhindert die Durchströmung des Kollektorfelds. Die Pumpe arbeitet daher im Leerlauf, ohne Volumenstrom und mit maximalem Drucksprung. Nach dem Mittag wird die Pumpe dann abgeschaltet, um gegen 16.00 Uhr noch einmal für eine Stunde eingeschaltet zu werden.

Die Grenze zwischen Dampfblase und Flüssigphase befindet sich wahrscheinlich in der Steigleitung. Daher gibt es nur einen sehr geringen Wärmeübergang. Im Kollektor dürfte überhitzter Dampf vorzufinden sein. Somit kann nicht aus dem Druck auf die Kollektortemperatur geschlossen werden. Die Verringerung des Maximaldruckes im Meßzeitraum von 5,9 auf 5,3 bar ist daher nicht Ergebnis einer Verschlechterung der Kollektoreigenschaften, sondern nur dem verringerten Ruhedruck zuzuschreiben.

Mit dieser Hypothese lassen sich jedoch nicht alle Phänomene erklären. So ist nicht klar, warum der Leerlaufdrucksprung am Nachmittag langsam zurückgeht und die Pumpe schließlich ganz abgeschaltet wird. Von der Regelung kann kein neues Abschaltsignal ausgehen. Diese ist voll auf die Temperaturdifferenz ausgerichtet, deren Vorzeichen sich während dieses Prozesses nicht ändert. Vielleicht besitzt die Pumpe einen internen Überlastungsschutz.

Der jährliche Energiebedarf aller Pumpen in Warmwasser- und Heizungsanlage wurde mit 3000 kWh/a erfaßt. Um diese beträchtliche Menge hinsichtlich der Anteile einzelner Pumpen bewerten zu können, wurden Messungen der Stromverbräuche im Betriebszustand vorgenommen. In Tabelle 38 sind die konkreten Daten aufgeführt.

Tabelle 38: Gemessene Pumpendaten

Pumpe	Motorart	Leistung in W		Abschätzung	
		Nennwert	Meßwert	τ in h/a	W in kWh/a
Kollektorkreis	Drehstrom	420	236	1.600	380
Pufferbeladung	Drehstrom	130	105	1.600	170
Pufferentladung	Wechselstrom	210	103	900	90
Vorspeicherbeladung			104	900	90
WW-Ladepumpe		47	33	900	30
WW-Zirkulation		133	89	8.760	780
Heizung		60 .. 440	214	6.500	1.400

Der Gesamtstromverbrauch von 3000 kWh/a wird durch die Meßwerte bestätigt. Aufgrund der hohen Laufzeit sind Heizungs- und Zirkulationspumpe hierbei von größter Bedeutung. Die Pumpen der Solaranlage benötigen 730 kWh/a an Strom, was im Vergleich zu 20 MWh/a Solarwärme relativ wenig ist. Diese Menge kann trotzdem noch deutlich verringert werden, da die momentan eingesetzten Pumpen nur einen geringen Wirkungsgrad besitzen. Nachweisbar ist dies nur für die Kollektorkreispumpe, da nur hier Volumenstrom und Drucksprung gemessen werden. Daraus ließ sich für den Zeitpunkt der Messung eine an das Fluid übergebene hydraulische Leistung von 25 W ermitteln, womit der Wirkungsgrad nur 10,6 % betrug.

4.2.7. Kosten

Jede Anlage in Oederan erforderte eine Investition von 91200 DM ohne Mehrwertsteuer /95/. Damit ergibt sich bezogen auf die Absorberfläche ein spezifischer Preis von 927 DM/m². Verglichen mit anderen großen ostdeutschen Solaranlagen ist dies sehr preiswert. In Baden-Württemberg gibt es eine Reihe billigerer Systeme /16/, die jedoch alle der Versorgung von Neubauten dienen. Speziell die Montageaufwendungen waren damit sehr viel geringer.

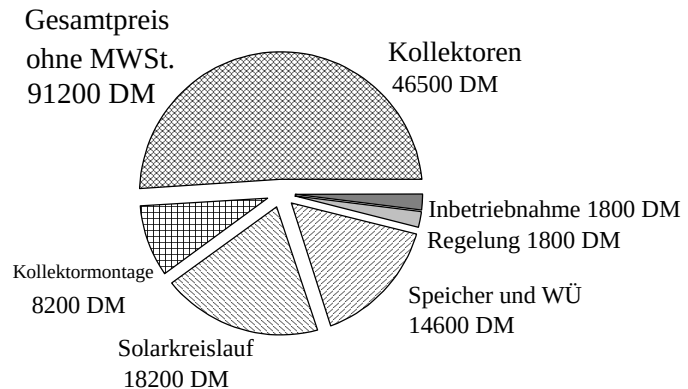


Bild 132: Aufteilung der Investition

In Bild 132 ist die Zusammensetzung der Investition graphisch dargestellt. Über die Hälfte mußten für die Beschaffung der Kollektoren aufgewendet werden. Die Montage des Kollektorfelds erforderte 9 %. Bei den anderen Posten fällt auf, daß der Solarkreislauf teurer als Speicher und Wärmeübertrager zusammen war. Dies ist angesichts der großen Anzahl von Speichern sehr verwunderlich. Erklärbar ist dies nur, wenn die Kostenstelle Solarkreislauf auch die Montageaufwendungen der Speicher und die Verrohrung aller Kreise der Solaranlage enthält.

In Tabelle 39 ist die Ermittlung der spezifischen Kosten der Solarwärme dokumentiert. Berechnungsgrundlage für die kapitalgebundenen Kosten ist das korrigierte Annuitätenverfahren gemäß Kap. 2.8, welche mit 7843 DM/a bestimmt wurden. Hinzu kommen noch betriebsgebundene Kosten. Diese waren ursprünglich mit 2 %/a der Investition angesetzt. Die bisherigen Erfahrungen legen eine Verringerung auf 1 %/a nahe.

Verbrauchsgebundene und sonstige Kosten wie bei konventionellen Energieanlagen treten bei der Solarenergie nicht auf. Sie benötigt keinen Brennstoff und ist nicht steuer- und versicherungspflichtig. Die vergleichsweise geringen Pumpstromkosten sind in den betriebsgebundenen Kosten enthalten, da sie nicht direkt proportional zur Solarwärme sind.

Tabelle 39: Bestimmung spezifischer Kosten

	Auslegung/Prognose	Realität	
kapitalgebundene Kosten	7.843		DM/a
betriebsgebundene Kosten	1.881	912	
Gesamtkosten	9.724	8.755	
Solarwärme	39,6	19,6	MWh/a
spezifische Kosten	246	447	DM/MWh

Die Kosten sind mit 447 DM/MWh mehr als viermal so hoch wie übliche Fernwärmemischpreise. Dies ergibt sich hauptsächlich aus dem nicht in der prognostizierten Menge eingetretenen Warmwasserverbrauch. Die Kosten nach Prognose waren etwa 50 % niedriger. Rechnet man zusätzlich noch die Förderung hinzu, halbieren sich die Kosten noch einmal und liegen dann in der Größenordnung konventioneller Energieträger.

Die Situation ist unerfreulich, stellt aber das Projekt nicht grundsätzlich in Frage. Es handelte sich um ein Modellvorhaben, das nicht vorrangig kommerziellen Zwecken, sondern der Gewinnung von Erkenntnissen und Erfahrungen zu Errichtung und Betrieb derartiger Systeme diene.

Die unakzeptable Kostensituation der Solarenergie kann nur durch große Anstrengungen in folgende Richtungen verbessert werden:

- Anlagenplanung ausgehend von tatsächlichen Verbrauchswerten
- Bevorzugung von Neubauten
- Bevorzugung von Intensivverbrauchern wie zum Beispiel Krankenhäusern
- Standardisierung der Solaranlagen
- Vereinfachung der Anlagenkonzepte und Montageprinzipien
- Verbesserung des Verhältnisses Realisierung/Akquisition
- Übergang zur automatisierten Massenfertigung
- Marktbereinigung
- Marktöffnung für Anbieter aus Niedriglohnländern
- Einführung einer Energie- oder CO₂-Steuer

4.2.8. Simulation und Optimierung

Die Anlage wurde mit dem Systemsimulationsprogramm TRNSYS nachgebildet. Ziel war die Anpassung des Modells an die Realität, die Bestimmung der Eigenschaften der Einzelkomponenten und die Parametervariation, um einzelne Verbesserungsmöglichkeiten zu prüfen. Weiterhin erfolgte ein Vergleich mit dem Programm TSOL, mit dem die Parameter bestätigt werden konnten.

Zunächst wurden die Simulationsergebnisse für den Mai 1995 an die Meßwerte angepaßt. Es sollten korrekte Monatsbilanzen und ein ähnlicher Verlauf für die einzelnen Tage des Monats berechnet werden. In Tabelle 40 sind die entsprechenden Monatswerte und in Bild 133 die Monatsverläufe der Solarwärmen dargestellt. Es konnte eine gute Anpassung erzielt werden.

Die Eigenschaften der Komponenten wurden durch geordnetes Probieren aufgefunden und stellen sich wie folgt dar:

Kollektor: $\eta_{\text{opt},0} = 0,79$; $b = 0,2$; $k_1 = 2,5 \text{ W/m}^2\text{K}$; $k_1 = 0,02 \text{ W/m}^2\text{K}^2$

Speicher: $k_{\text{psp}} = 2,3 \text{ W/m}^2\text{K}$ $k_{\text{vsp}} = 1,8 \text{ W/m}^2\text{K}$

Tabelle 40: Mai-Werte in MWh/a

	Messung	Simulation	Fehler
Q_{koll}	3,67	3,62	-1,38 %
$Q_{\text{sp,ab}}$	2,6	2,53	-2,77 %
Q_{solar}	2,25	2,29	1,75 %
Q_{ww}	2,18	2,14	-1,87 %
Q_{fw}	2,15	2,14	-0,47 %

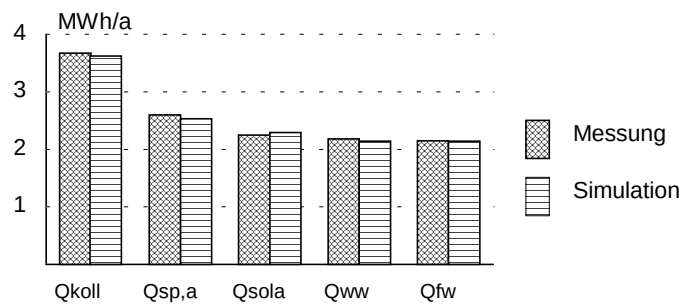


Bild 133: Solarwärme Erste Maihälfte 1995

Der Wärmeverlustkoeffizient ist etwas geringer als bei einem Test nach ISO /14/ festgestellt. Allerdings stellte sich die Temperaturabhängigkeit sehr viel ausgeprägter dar. Der optische Wirkungsgrad mußte mit 0,79 deutlich verringert werden, was sich mit dem Beschlagen und Verschmutzen einer Reihe von Abdeckscheiben begründen läßt. Dies steht auch im Kontext zu dem ausgesprochen hohen Einstrahlungswinkelkoeffizienten.

Die Eigenschaften der Wärmeübertrager mit $K = 7650 \text{ W/K}$ konnten gemäß Kapitel 4.2.5 verwendet werden. Die Simulation ergab nur eine korrekte Rechnung, wenn der Wärmeverlustkoeffizient der Speicher kleiner als in Abschnitt 4.2.3 bestimmt angesetzt wurde. Dies kann sich durch eine unregelmäßige Durchströmung der Speichergruppe ergeben. Der Wert von $1,59 \text{ W/m}^2\text{K}$ für die Vorspeicher mußte etwas nach oben korrigiert werden. Die Regelung wurde auf eine Hysterese von 5 K eingestellt.

Nachdem nun die Einzeleigenschaften bekannt waren, konnten Variationsrechnungen durchgeführt werden. Diese erfolgten mit dem Wetterdatensatz Dresden-Wahnsdorf 1954 gemäß Kapitel 2.1.

In Tabelle 41 ist die Variation der Zirkulationssituation dargestellt. Im Originalzustand ohne Nachtabstaltung und mit dem Zirkulationsrücklauf in den Bereitschaftsspeicher beträgt der Zirkulationsverlust 30 MWh und der Fernwärmeverbrauch 35 MWh im Jahr. Durch eine dreistündige Nachtabstaltung wird der Zirkulationsverlust um 3 MWh verringert. Diese Menge muß auch an Fernwärme weniger zugeführt werden.

Tabelle 41: Zirkulationsvariation (Werte in MWh/a)

Variante	Nachtabstaltung	Zirkulationsrücklauf	Zirkulationsverlust	Fernwärmeverbrauch
1	nein	Bereitschaftsspeicher	30	35
2	01.00 - 04.00	Bereitschaftsspeicher	27	32
3	nein	thermostatisch	32	33
4	01.00 - 04.00	thermostatisch	28	30

Bei unveränderter Betriebsdauer, aber thermostatischer Einbindung des Zirkulationsrücklaufs in die Vorspeicher, erhöht sich die Temperatur im Bereitschaftsspeicher, womit die Zirkulationsverluste um 2 MWh ansteigen. Demgegenüber erhöht sich die Solarwärme um 4 MWh, so daß sich der Fernwärmeverbrauch zu 2 MWh geringer als beim Istzustand darstellt.

Am günstigsten ist die Kopplung beider Varianten. Der Zirkulationsverlust ist 2 MWh und der Fernwärmeverbrauch 5 MWh geringer als im Istzustand. Besonders wichtig ist die Feststellung, daß durch die thermostatische Rücklaufeinbindung stets 2 MWh Fernwärme gespart werden können. Bei einem Fernwärmemischpreis von 110 DM/MWh sind das 220 DM/a. Wird wieder eine Annuität von 8,27 % zugrundegelegt, ist die Investition bis zu einem Preis von 2660 DM sinnvoll.

Der entsprechende Umbau wurde Ende Juni 1996 realisiert und kostete 1500 DM. Die ersten Betriebserfahrungen im Juli 1996 deuten darauf hin, daß mehr Fernwärme eingespart werden kann als mit der Simulation bestimmt wurde. Daneben zeigte sich ein weiterer Vorteil des Umbaus. Es traten keine Notabschaltungen mehr auf!

In Bild 134 sind die Ergebnisse der Bedarfsvariation dargestellt. Bei Verdopplung des Bedarfs können 12 MWh Solarwärme mehr gewonnen werden. Dies ergibt sich aus dem Wegfall der Notabschaltzeiten und dem geringeren Temperaturniveau der Kollektoren, was deren Wirkungsgrad erhöht.

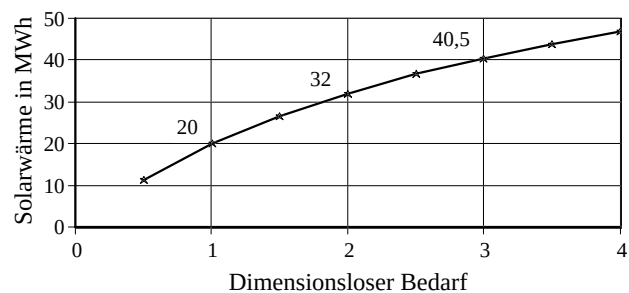


Bild 134: Verbrauchsvariation

Die Verdopplung ließe sich durch den Anschluß des Blocks 5 an die Anlage im Block 4 erzielen. Die Grenzinvestition berechnet sich nach dem gleichen Modus wie bei der Zirkulationsbetrachtung zu 13600 DM.

Durch Verdreifachung erhöht sich die Solarwärme auf 40,5 MWh/a. Dies entspricht ungefähr dem Auslegungszustand und der dazugehörigen Prognose /34/, die hiermit bestätigt wird.

Weiterhin soll die für den vorgefundenen Bedarf optimale Kollektorfläche bestimmt werden. Ausgangspunkt sind die Investitionsaufteilung gemäß Bild 132 und die Ertragskurve nach Bild 134, die auf andere Anlagengrößen umgerechnet werden. Die Investitionsbestandteile werden in einen konstanten und einen flächenabhängigen Anteil gemäß Tabelle 42 aufgeteilt.

Tabelle 42: Investitionsaufteilung

	Anteil in %		Zahlenwerte		Bmkg.
	konstant	variabel	konstant [DM]	variabel [DM/m ²]	
Kollektoren	25	75	11.600	355	
Montage	25	75	2.050	62	
Kreislauf	60	40	10.900	74	
Speicher/WÜ	40	60	5.840	89	$V_{sp}/A_K = \text{const.}$
Regelung	100	0	1.800	0	
Inbetriebnahme	70	30	1.260	5	
Summe			33.450	585	

Auch die betriebsgebundenen Kosten lassen sich aufteilen. Geht man von einem Grundpreis von 400 DM/a aus, kommen noch flächenspezifische Kosten von 5,2 DM/m²a hinzu. Daraus lassen sich gemäß dem Algorithmus in Tabelle 37 spezifische Kosten der Solarwärme für unterschiedliche Kollektorflächen bestimmen.

Wie in Tabelle 43 und Bild 135 erkennbar wird, liegt das Optimum bei einer wesentlich geringeren Anlagengröße, etwa bei 35 m². Die Lage ist jedoch nicht genau feststellbar, da die Kurve in diesem Bereich sehr flach verläuft und die Kollektorfläche sich stark von der Fläche der vermessenen Anlage unterscheidet. Daher muß die Übertragbarkeit der energetischen und monetären Situation in Zweifel gezogen werden.

A_{Koll}	Q_{sol}	Invest.	Kosten DM/MWh	
m ²	MWh/a	DM	n. gef.	gefördert
25	12,48	48.075	373,7	208,8
50	16,05	62.700	376,97	209,04
75	18,58	77.325	400,42	221,47
100	20,06	91.950	440,1	242,98

Tab. 43: Optimierung der Kollektorfläche

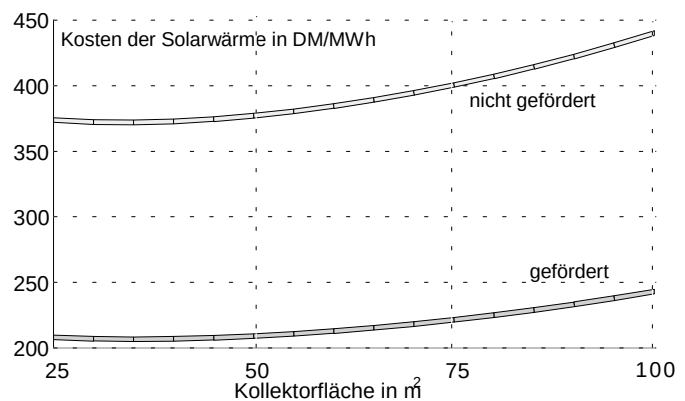


Bild 135: Optimierung der Kollektorfläche

4.2.9. Bewertung der Solaranlage

Die Grunderkenntnis besteht darin, daß die Solaranlage prinzipiell zufriedenstellend arbeitet, aber für den bestehenden Warmwasserverbrauch zu groß ist. Der geringe Verbrauch war bei der Planung der Anlage noch nicht absehbar. So ergeben sich auch in den Wintermonaten ungewöhnlich hohe solare Deckungsraten. Die Pufferspeicher können nicht zufriedenstellen. Ihre Verluste sind ungewöhnlich hoch. Die unbefriedigende Isolierung ist im wesentlichen das Ergebnis der beengten Platzverhältnisse.

Die größten Verbesserungen sind im Bereich der Zirkulation möglich. Sie kann in den Nachtstunden, vorzugsweise von 1.00 bis 4.00 Uhr, abgeschaltet werden, womit 3 MWh/a an Fernwärme, entsprechend 11 %, eingespart werden können. Sinnvoll ist auch eine zusätzliche Zirkulationsrücklaufleitung zu den Vorspeichern. Diese sollte jedoch nur dann zum Einsatz kommen, wenn die Vorspeicher heißer sind als der Bereitschaftsspeicher. Es lassen sich damit weitere 2 MWh/a einsparen. Der Umbau ist sinnvoll, wenn er für weniger als 2660 DM vorgenommen werden kann. In einem der sieben Blöcke wurde diese Maßnahme zum Ende des Meßzeitraums für einen Preis von 1500 DM realisiert.

Das Speicherbeladeregime könnte dahingehend geändert werden, daß die Pufferspeicher vollständig beladen werden können. Dafür muß zeitweilig der Volumenstrom im Speicherbeladekreis größer sein als der Volumenstrom im Kollektorkreis. Die Kosten der entsprechenden drehzahlregelbaren Pumpen übersteigen aber wahrscheinlich die zu erwartenden energetischen Verbesserungen.

Für zukünftige Anlagen dieser Art sollte man an den Einsatz von Gleichstrompumpen, die von Solarzellen mit Strom versorgt werden, denken. Es ergibt sich dann ein mit dem Strahlungseinfall ansteigender Volumenstrom. Solarzellen sind zwar sehr teuer, jedoch werden nur geringe Flächen benötigt, für die Speicherbeladepumpe maximal 2,5 m², womit sich Mehrkosten um 2000 DM ergeben. Eine einfachere Variante ist es, die Pufferspeicherbeladepumpe während der Notabschaltzeiten weiterlaufen zu lassen, um die Pufferspeicher zu durchmischen. Zu klären wäre jedoch, ob die Kollektorkreispumpe überhaupt schnell wieder anlaufen kann, oder ob es Probleme mit Dampf im Kollektor geben wird.

Es sollte darüber nachgedacht werden, ob der benachbarte und nicht mit einer Solaranlage ausgestattete Block 5 von Block 4 mit Warmwasser versorgt werden kann. Ebenso könnten B 3 mit B 2 und B 10 mit B 9 gekoppelt werden. Es lassen sich mindestens 12 MWh Solarwärme mehr im Jahr je Anlage gewinnen. Die Grenzinvestition beträgt 13600 DM. Wird diese Maßnahme realisiert, verringert sich das Temperaturniveau im Pufferspeicher so weit, daß die Solaranlage nur noch unwesentlich zur Zirkulationsdeckung beitragen kann. Die thermostatische Führung des Zirkulationsrücklaufs ist dann nicht mehr sinnvoll.

Sicherlich nur schwer zu realisieren ist eine Verbesserung der Pufferspeicherisolierung. Für eine Einzelisolierung der Speicher fehlt der Platz, zumal dann sinnvollerweise noch eine zusätzliche Gruppenisolierung vorzusehen ist. Eine denkbare Variante ist die Entfernung der jetzigen Isolierung, die Umbauung der Pufferspeichergruppe mit einer demontierbaren Gipskartonwand und das Einbringen von Schüttdämmung. Voraussetzung ist aber die leichte Entfernbarkeit der Schüttdämmung, um Wartungsmaßnahmen zu ermöglichen.

Im jetzigen Zustand sind damit nur geringe Verbesserungen erzielbar, da das übergroße Kollektorfeld die Speicherverluste zumeist nachliefern kann. Anders sieht es aus, wenn der Nachbarblock angeschlossen wird. Sollte eine Halbierung der Wärmeverluste gelingen, steigt die Solarwärme um 5 MWh. Die Grenzinvestition beträgt dann 6650 DM.

Zukünftige Anlagen sind besser mit einem einzelnen Speicher in Vorortmontage auszurüsten

4.3 Auslegung solarer Warmwasserbereitungsanlagen

4.3.1 Anlagengröße

Im folgenden ist zu untersuchen, wie in Abhängigkeit vom Bedarf eine solare Warmwasserbereitungsanlage sinnvoll auszulegen ist. Aufgrund unterschiedlicher Kostenfunktionen muß hierbei zwischen kleineren und größeren Anlagen unterschieden werden. Zunächst wurden für einen Bedarf von 300 l/d und einen von 3000 l/d die solaren Deckungsraten für unterschiedliche Kollektor- und Speichergrößen mittels TRNSYS bestimmt. Es soll hierbei auf Flachkollektoren mit $k_m = 4 \text{ W/m}^2\text{K}$ orientiert werden, die auf einem mit 45° geneigten Süddach montiert sind. Der Bedarf liegt bei 45°C vor und weist einen Tagesgang entsprechend Bild 42 auf.

Wie nicht anders zu erwarten, steigt die solare Deckungsrate entsprechend Bild 136 und 137 mit der Kollektorfläche an, scheint jedoch einem Grenzwert zuzustreben. Bei kleinen Flächen erreichen Anlagen mit kleinen Speichern optimale Ausbeuten, bei größeren Flächen muß auch das Speichervolumen erhöht werden.

Als zweiter Schritt wurden die spezifischen Kosten der gelieferten Solarwärme bestimmt. Hierzu mußten zunächst Ansätze für die aufzubringende Investitionssumme aufgestellt werden. Aus einem Katalog /77/ und begründeten Annahmen zu Montagekosten wurden folgende Abhängigkeiten von Kollektorfläche und Speichervolumen gefunden:

$$\text{Kleinanlage: } I = 4975 \text{ DM} + 965 \text{ DM/m}^2 * A_{\text{Koll}} + 5175 \text{ DM/m}^3 * V_{\text{Sp}}$$

$$\text{Großanlage: } I = 7900 \text{ DM} + 912 \text{ DM/m}^2 * A_{\text{Koll}} + 3000 \text{ DM/m}^3 * V_{\text{Sp}}$$

Bei Kleinanlagen wird noch eine Förderung von 20 % berücksichtigt und anschließend die eingesparte Investition des konventionellen kleineren Speichers mit einem Wärmeübertrager in Höhe von 1500 DM abgezogen. Bei Großanlagen kann aufgrund der Bestellmenge ein Rabatt von 20 % und ebenfalls eine Förderung von 20 % angenommen werden. Es ergeben sich dann folgende Abhängigkeiten:

$$\text{Kleinanlage: } I = 2480 \text{ DM} + 770 \text{ DM/m}^2 * A_{\text{Koll}} + 3340 \text{ DM/m}^3 * V_{\text{Sp}}$$

$$\text{Großanlage: } I = 5060 \text{ DM} + 585 \text{ DM/m}^2 * A_{\text{Koll}} + 1920 \text{ DM/m}^3 * V_{\text{Sp}}$$

Die Investition wird mittels des korrigierten Annuitätenmodells gemäß Kap. 2.8. in Kapitalkosten umgesetzt. Weiterhin sind noch Wartungs- und Betriebskosten gemäß folgender Gleichung zu berücksichtigen:

$$\text{Kleinanlage: } K_B = 100 \text{ DM/a} + 15 \text{ DM/am}^2 * A_{\text{Koll}}$$

$$\text{Großanlage: } K_B = 500 \text{ DM/a} + 10 \text{ DM/am}^2 * A_{\text{Koll}}$$

Die kleine Anlage erreichte entsprechend Bild 136 ein Optimum bei einer Fläche von $4,5 \text{ m}^2$, bei der sich eine Deckungsrate von 55 % einstellt. Bei der Großanlage verschiebt sich entsprechend Bild 137 aufgrund des geringeren Einflusses größenunabhängiger Kosten das Optimum zu einer geringeren Kollektorfläche. In diesem Fall sind dies 35 m^2 , bei der sich eine Deckungsrate um 45 % einstellt.

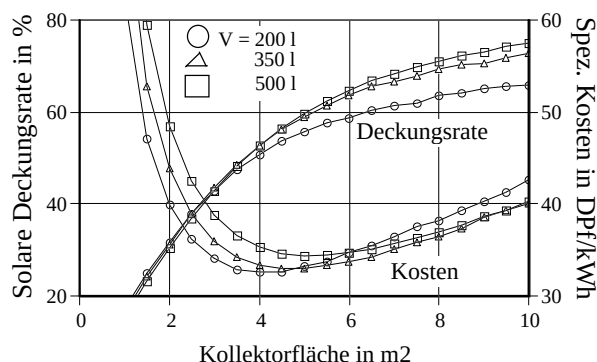


Bild 136: Auslegung einer Kleinanlage

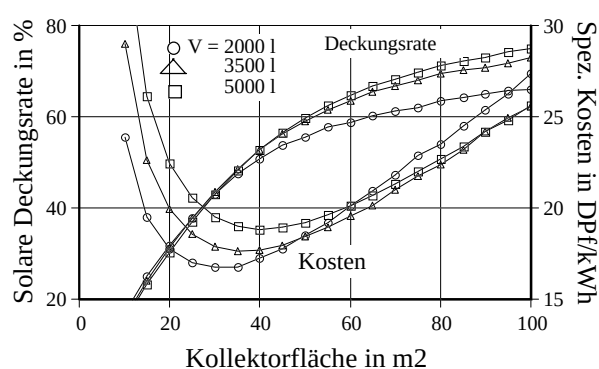


Bild 137: Auslegung einer Großanlage

Stets ist es sinnvoll, einen Speicher, der etwas weniger als einen Tagesverbrauch aufnehmen kann, vorzusehen. Unter der Voraussetzung eines Verbrauchs von 35 l/d*Pers. (siehe Kap. 2.5) sind bei Großanlagen 0,4 m²/Person ein Empfehlungswert. In Ein- und Zweifamilienhäusern ist der Warmwasserverbrauch wahrscheinlich höher, da deren Bewohner allgemein höheren Komfort gewohnt sind. Empfehlenswert sind daher etwa 0,7 m² je Person.

Bei Kleinanlagen ist das Optimum eher flach ausgebildet, so daß sich Fläche und damit solare Deckungsrate vergrößern lassen, ohne die spezifischen Kosten deutlich zu erhöhen. Großanlagen reagieren jedoch sehr empfindlich auf eine zu große Auslegung. Da der eingesetzte Wetterdatensatz aufgrund hoher Wintereinstrahlungen zu relativ hohen Deckungsraten führt, kann die Kollektorfläche etwas höher als angegeben angesetzt werden, um die optimalen Deckungsraten zu realisieren. Die Kosten sind immer höher als bei fossilen Energieträgern.

4.3.2 Einfluß der Kollektorausrichtung

Nur selten ist die Ausrichtung des Kollektorfeldes als Auslegungsgröße zu ermitteln. Wird der Kollektor auf einem Schrägdach montiert, ist das Problem trivial. Die Montage erfolgt auf der Seite mit der geringsten Abweichung von Süden. Lediglich bei der Aufständigung auf Flachdächern, Garagen, Freiflächen, Schrägdächern geringer Neigung, Anhängung an Giebelseiten, drehbaren Vakuumröhren und bei der ökologischen Siedlungs- und Gebäudeplanung ist die Ausrichtung ein Freiheitsgrad. Aufgrund des hohen Anteils von Gebäuden mit Flachdächern liegt dies in den neuen Bundesländern recht häufig vor.

Bei bestehenden Objekten mit Schrägdächern liegt nur selten eine optimale Ausrichtung vor. Hier ist zumeist über den Sinn einer Solaranlage und/oder über zusätzliche Kollektorflächen zu entscheiden bzw. Einbußen an Solarwärme vorherzusagen.

In Bild 138 ist ein sogenanntes Isopartendiagramm abgebildet. In einem Polarkoordinatendiagramm der Kollektorausrichtung sind Isolinien der solaren Deckungsrate eingetragen. Die Grundaussagen sind allgemeingültig, die speziellen Zahlen gelten für eine Standardanlage Phönix 3 /97/ mit folgenden Eigenschaften und Randbedingungen:

Kollektor: $A = 6 \text{ m}^2$ $k = \text{const} = 3,1 \text{ W/m}^2\text{K}$ $\eta_{\text{opt}} = 0,78$ $b = 0$
 Speicher $V_{\text{Sp}} = 400 \text{ l}$ Verbrauch: 300 l/d bei 45 °C, Gang wie in Oederan
 Wetterdaten: Standard (Wahnsdorf 1954), anisotropes Modell, Albedo 0,2

Als optimale Ausrichtung wurde eine Neigung von 48,5 %, eine Ausrichtung 2,5 ° West bei einer Deckungsrate von 61 % bestimmt. In Entfernung von diesem Punkt nimmt die Deckungsrate ab, zunächst jedoch sehr langsam. Bei guter Südnähe sind Neigungen zwischen 15° und 75 ° zulässig, bei üblicher Neigung zwischen 30° und 60° Abweichungen der Ausrichtung zwischen 45° Ost und 60° West, also ein recht breiter Bereich.

Die Westrichtungen sind leicht bevorzugt, da der Warmwasserbedarf vorrangig in den Abendstunden vorliegt. Bei Häusern mit Ost-West-Ausrichtung sollten die Kollektoren auf der Westseite installiert werden, allerdings ist mit einer Verringerung der Ausbeute um mehr als 20 % rechnen. Eventuell ist ein zusätzlicher Kollektor einzubauen.

Die optimale Neigung ist keine konstante Größe, sondern von den Nutzungs- und Randbedingungen abhängig, während die optimale Richtung stets in Südnähe liegt. In Bild 139 ist die Lage und Höhe des Optimums für unterschiedlichen Bedarf dargestellt. Mit sinkendem Bedarf verschiebt sich das Optimum hin zu steileren Neigungen.

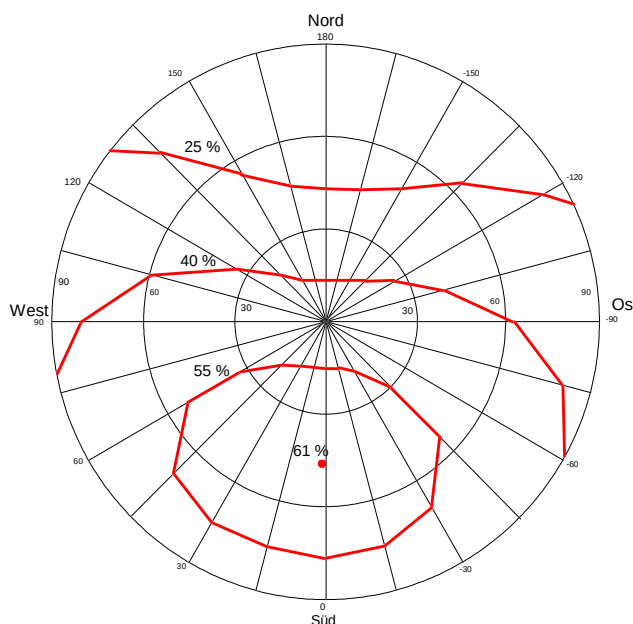


Bild 138: Isopartendiagramm für Phönix 3

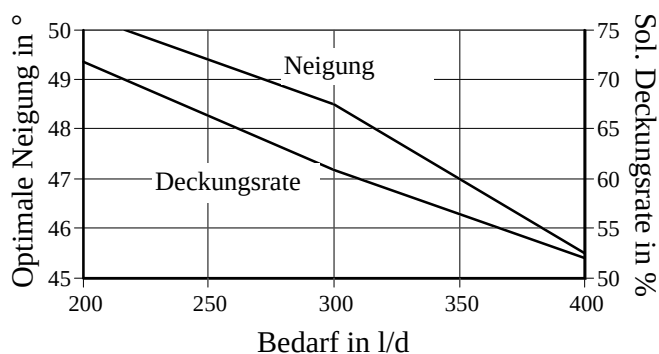


Bild 139: Einfluß des Bedarfs

Dies ergibt sich aus dem steigenden Einfluß der Wintermonate. Versucht man also durch bedarfsbezogen sehr hohe Kollektorflächen eine hohe Deckungsrate auch im Winter zu erreichen oder eine Zusatzheizung zu etablieren, sollte die Kollektorneigung höher gewählt werden.

In Bild 140 ist die optimale Neigung als Funktion des Rückstrahlungsvermögens der Umgebung dargestellt. Mit steigendem Albedo erhöht sich die optimale Neigung. Bei ganzjährig hohen Werten um 0,7 sollten die Kollektoren etwa 10° steiler gestellt werden. Denkbar ist dies bei ständiger Schneedecke, was sehr selten ist, zum Beispiel Bauden in Sommerskigebieten oder auch Hanglagen an großen Seen.

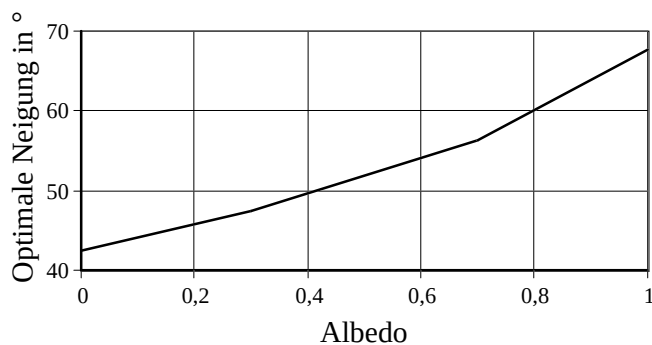


Bild 140: Einfluß des Albedos

In Bild 141 ist der Einfluß des Einstrahlungswinkelkoeffizienten dargestellt, diesmal als Funktion der Neigung. Bei dem doch sehr hohen Koeffizienten von 0,2 verschlechtert sich die Deckungsrate merklich. Das Optimum verschiebt sich jedoch nur wenig.

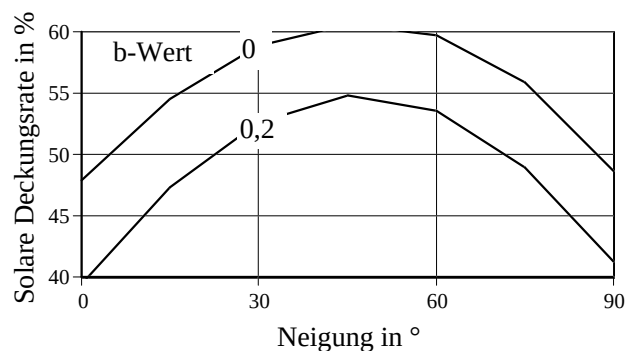


Bild 141: Einfluß des b-Wertes

4.3.3 Parametervariation

Im folgenden werden weitere Auslegungsgrößen und Randbedingungen für die Kleinanlage variiert. Da nicht alle Größen mit TRNSYS variiert werden konnten, wurde das Simulationsprogramm T°SOL verwendet. Da dieses Programm auch andere Wetterdaten verwendet, ergeben sich zum Teil andere Deckungsraten. Die Eigenschaften der Referenzanlage sind jeweils durch Grauunterlegung gekennzeichnet.

Tab. 44: Var. der WÜ-Leistung

$K_{WÜ}$ in W/K	sol. DR in %
75	50,27
150	54,94
300	57,11
600	58,14

Tab. 45: Var. der Bedarfstemperatur

t_{bedarf} in °C	sol. DR in %
45	58,14
50	57,15
55	56,15
60	55,03

Tab. 46: Var. der max. Sp.- temp.

$t_{\text{sp,max}}$ in °C	sol. DR in %
60	57,35
70	58,14
80	58,27

Tab. 47: Variation der Kollektorart

Kollektorart	sol. DR in %
FK	58,14
VFK	63,21
VRK	71,01

Tab. 48: Variation der Leitungslänge

Leitungslänge	sol. DR in %
üblich	58,14
doppelt	56,62

Tab 49: Variation des Wetters

Standort	sol. DR in %
Chemnitz	58,14
Dresden	60,82
Freiburg	70,5

Eine Halbierung der **Wärmeübertragerleistung** auf 300 W/K führt noch nicht zu einem deutlichen Ertragsverlust, bei weiteren Verringerungen sinkt die solare Deckungsrate jedoch um mehrere Prozent.

Entgegen den Erwartungen hatte die **Bedarfstemperatur** nur einen relativ geringen Einfluß auf die solare Deckungsrate. Es ist zu beachten, daß der Tabelle gleiche Bedarfswärmemengen, damit unterschiedliche Volumina zugrundeliegen.

Mit steigender **zulässiger Speichertemperatur** steigt die solare Deckungsrate an, da sich die Speicherkapazität erhöht. Aufgrund des im höheren Temperaturbereichs sehr schlechten Kollektorwirkungsgrads ist die Erhöhung nur gering. Bei überdimensionierten Solaranlagen, bei denen es zu temperaturbedingten Notabschaltungen kommt, ist der Einfluß bedeutender. Die zulässige Speichertemperatur ist vor allem von der Wasserhärte abhängig. Bei sehr hartem Wasser sind 60°C erlaubt, bei sehr weichem Wasser bis zu 80 °C.

Die **Kollektorart** ist eine sehr wichtige Einflußgröße. Sowohl mit Vakuumflachkollektoren als auch mit Vakuumröhrenkollektoren sind deutliche Steigerungen möglich. Es wird jedoch erkennbar, daß diese Verbesserungen nicht den um den Faktor 1,5 bis 3 höheren Preis rechtfertigen.

Die **Leitungslänge** erwies sich nicht als bedeutende Einflußgröße. Unter üblicher Leitungslänge wurde hierbei eine Verrohrung von 2x2 m über Dach und 2x6 m im Gebäude verstanden.

Eine Solaranlage wird wesentlich vom **Wetter** beeinflusst. Innerhalb Sachsens sind hierbei zwischen Chemnitz und Dresden nur geringe Unterschiede zu beobachten, in Freiburg kann man jedoch mit 12 % höheren Solarerträgen rechnen.

4.3.4 Der Einfluß des Volumenstroms im Kollektor

Die Höhe des Volumenstroms im Kollektorkreis hat einen großen Einfluß auf den Ertrag der Solaranlage. In der Vergangenheit wurden grundsätzlich 60 .. 120 l/hm² empfohlen. Seit 1990 ist sehr viel vom "LOW-FLOW"-Konzept die Rede, das nur noch einen Volumenstrom von 10 .. 20 l/hm² vorsieht. Die Werte scheinen sich zu widersprechen. Welcher Wert ist richtig ?

Der Volumenstrom beeinflusst den Solarertrag über zwei Effekte. Je höher der Volumenstrom, desto geringer ist die Temperaturspreizung. Das heißt die mittlere Kollektortemperatur wird geringer und folglich der Kollektorwirkungsgrad höher. Andererseits kann nur bei niedrigen Volumenströmen eine gute Schichtung bei der Speicherbeladung erzielt werden, was sich auf den Systemwirkungsgrad positiv auswirkt. Je nach Anlagenaufbau sind beide Effekte von sehr unterschiedlicher Bedeutung, was auch zu verschiedenen optimalen Volumenströmen führt.

Der Speicher einer Solaranlage kann zum einen mit einem innenliegenden (internen) oder außenliegenden (externen) Wärmeübertrager ausgestattet sein. Weiterhin kann der Speicher konventioneller Natur sein oder ein Schichtbeladerohr aufweisen. Dabei handelt es sich um ein Rohr mit Membranklappen, welche dafür sorgen, daß das von der Wärmequelle kommende Fluid stets in die richtige Speicherschicht eingespeist wird.

In Tabelle 50 sind die solaren Deckungsraten für die Kleinanlage bei unterschiedlichem Anlagenaufbau und Volumenströmen aufgeführt.

Tabelle 50: Solare Deckungsrate in Abhängigkeit von Speicher- und Wärmeübertragerart

V _{Koll} in l/hm ²	konventioneller Speicher		Schichtenspeicher	
	interner WÜ	externer WÜ	interner WÜ	externer WÜ
10	45,69	60,55	50,94	60,44
15	51,3	60,55	57,53	61,5
20	54,11	60,44	59,99	62,14
40	58,14	59,5	60,93	61,38
80	59,45	58,52	60,57	59

In Bild 142 ist die Abhängigkeit der solaren Deckungsrate graphisch dargestellt. Beim konventionellen Speicher mit internem Wärmeübertrager ist der Wärmeübertrager vollständig von Wasser umgeben, das eine Temperatur unterhalb der Kollektoreintrittstemperatur hat.

Die Kollektoraustrittstemperatur sollte nicht wesentlich größer sein, da dann nur die Kollektorverluste höher, nicht aber die Beladung des Speichers besser wird. Aus diesem Grund steigt die solare Deckungsrate mit dem Volumenstrom kontinuierlich an. Der Erhöhung des Volumenstroms sind jedoch Grenzen in der Rohrdimensionierung und dem Pumpstromverbrauch gesetzt. Praktisch eingesetzt werden Volumenströme von 30 .. 120 l/hm².

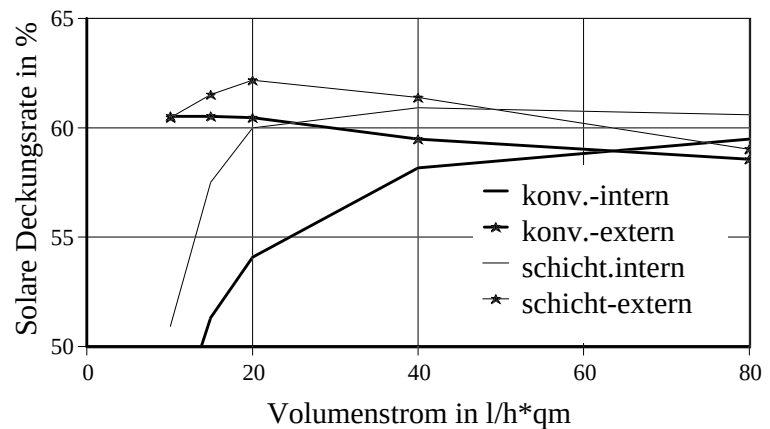


Bild 142: Variation von Speicher- und Wärmeübertragerart

Bei Einsatz eines externen Wärmeübertragers erhöht sich bei steigender Kollektoraustrittstemperatur auch die Speicherzulaufstemperatur. Das heißt, es ergibt sich sofort nach Anlaufen der Solaranlage eine bedarfsgerechte Schichtung. Somit sinkt die solare Deckungsrate mit steigendem Durchfluß leicht ab. Übliche Volumenströme liegen zwischen 10 und 30 l/hm².

Ein konventioneller Speicher hat den Nachteil, daß durch die bei Strahlungsschwankungen wechselnde Kollektoraustrittstemperatur die Speicherschichtung gestört wird. Hingegen erfolgt bei einem Speicher mit Schichtbeladerrohr die Einspeisung in die richtige Speicherschicht ohne Störung der Schichtung. Im Ergebnis kann die solare Deckungsrate um weitere 2 % erhöht werden. Das Optimum des Durchflusses ist gut ausgeprägt und liegt bei 20 l/hm².

Aus Kostengründen sollten außenliegende Wärmeübertrager nur bei größeren Anlagen eingesetzt werden. Um die Speicherbeladung bei Kleinanlagen zu verbessern, werden auch Speicher mit innenliegendem Wärmeübertrager mit Schichtbeladerrohr angeboten. Durch den Wassertransport über freie Konvektion sind nicht so gute Temperaturverhältnisse wie beim außenliegenden Wärmeübertrager möglich, die Deckungsraten sind aber deutlich höher als beim innenliegenden Wärmeübertrager ohne Schichtbeladerrohr. Der Volumenstrom sollte bei 20 .. 40 l/hm² liegen.

Eine weitere Erhöhung der Deckungsrate kann durch eine Variation des Volumenstroms erzielt werden. Hierbei sind mehrere Konzepte denkbar. Der Volumenstrom kann bei steigender Einstrahlung erhöht werden oder bei steigender Temperatur im Speicher. Ebenso kann er auch von beiden Größen abhängig sein.

Die Berechnung solcher Systeme ist nur mit TRNSYS möglich, so daß nur eine Variante mit konventionellem Speicher betrachtet wurde. Eine Drehzahlregelung der Pumpe scheint nur bei Großanlagen wirtschaftlich zu sein. Aus diesen Gründen erfolgte die Untersuchung für eine Großanlage, wie sie in Oederan realisiert wurde. Die Ergebnisse sind in Bild 143 abgebildet.

Die einfachste Variante ist eine Regelung nach der Einstrahlung. Dies ist ohne Regelorgane möglich. Als Pumpen in Kollektor- und Pufferspeicherbeladekreis werden 12-V-Systeme eingesetzt, die von Photovoltaikmodulen versorgt werden, welche in Kollektorebene angeordnet sind. Die notwendige Fläche ist gering, zumal der Wirkungsgrad von Gleichstrommotoren höher als bei den sonst eingesetzten Spaltpol- oder Kondensatorhilfsmotoren zu erwarten ist. Es kommt also nur zu geringen Zusatzkosten.

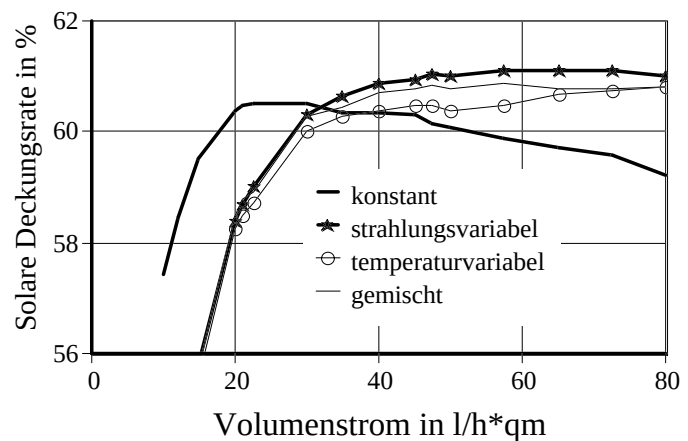


Bild 143: Variabler Volumenstrom

Ein weiterer Vorteil ist, daß die Vorregelung mit einem Halbleiterstrahlungsgeber entfallen kann. Unbedingt notwendig ist bei diesem System die Angleichung der Strom-Spannungskennlinien von Pumpe und Photovoltaik mittels eines Anpassungswandlers.

In erster Näherung wird vorausgesetzt, daß der Volumenstrom direkt proportional zur Einstrahlung ist. In Bild 143 ist erkennbar, daß sich auch hier ein Optimum herausbildet, bei dem eine 0,5 % höhere Solarwärme als im Optimum der Konstantregelung erreicht wird. Das Optimum liegt deutlich höher, bei etwa 55 l/hm². Dieser Wert ist jedoch auf eine Einstrahlung von 1000 W/m² bezogen, liegt also nur sehr selten vor. Die Erhöhung des Ertrags ist relativ gering. Es darf aber nicht nur die thermische Seite betrachtet werden, sondern es muß auch an den Strombedarf gedacht werden. Der Strombedarf der momentan eingesetzten Wechselstrompumpen ist unbefriedigend hoch (siehe Kap. 4.2).

Ein anderes Konzept ist die Abhängigkeit des Volumenstroms von der Temperatur in der obersten Speicherschicht. Bei niedrigen Temperaturen sollen geringe Volumenströme realisiert werden, um die Temperatur in dieser Schicht schnell auf die Bedarfstemperatur zu heben. Bei hohen Temperaturen soll der Volumenstrom hoch sein, um eine vollständige Durchmischung zu erreichen. Wie im Bild 143 erkennbar, sind damit nur geringe Verbesserungen möglich. Auch die Kombination von Strahlungs- und Temperaturführung ist nicht sinnvoll. Die Solarwärme ist geringer als bei reiner Temperaturführung. Da die Realisierung der temperaturgeführten Regelung zudem aufwendig ist, sollte sie nicht eingesetzt werden.

5. Vergleich der Einsparmaßnahmen

5.1. Vorgehensweise

In diesem Kapitel sollen unterschiedliche energetische Einsparmöglichkeiten miteinander verglichen werden. Für die Strom-, Wärme- und Kälteversorgung eines Wohnblocks, sowie einer Mehrfamilienhaussiedlung sollen baulicher Wärmeschutz, die Kraft-Wärme-Kopplung und die Solarenergienutzung primärenergetisch und ökonomisch verglichen werden. Das Ziel besteht darin, Anhaltspunkte für den Vergleich, nicht aber für die grundsätzliche Bewertung der Einzelmaßnahmen zu gewinnen.

5.2. Einzelvergleich für einen Wohnblock

Als Untersuchungsobjekt wird ein Wohnblock IW 79, wie er in Oederan mit folgenden Eigenschaften im Originalzustand vorlag, untersucht:

- 32 Wohnungen, 80 Bewohner
- Warmwasser 30 l/d bei 55 °C => 46 MWh/a + 20 MWh/a Zirkulation
- Wände aus Leichtzuschlagsbeton, zur Neuverputzung vorgesehen
- Fenster mit 2,2 W/m²K, zum Austausch vorgesehen
- 140 kW Heizleistung, 240 MWh/a Heizwärme, 306 MWh/a Gesamtwärme.
- Stromverbrauch 80 MWh/a

Im Folgenden sollen unterschiedliche Einsparvarianten untersucht werden. Alle Preise sind ohne Mehrwertsteuer gerechnet. Die Kostenrechnung bestimmt jährliche Gesamtpreise und basiert auf dem Annuitätenverfahren, bei folgenden Nettopreisen:

- Erdgas: 5 DPf /kWh_{Brennwert}, 16 DM/kWa (Kesselnutzungsgrad: 93 %)
- Strom: 18 DPf/kWh

Es sind folgende Maßnahmen zur Verringerung des Primärenergiebedarfs vorgesehen:

a) Wärmedämmung von 6 cm Dicke

- Verringerung des Bedarfs um 80 MWh/a und 40 kW
- Wanddämmung kostet 120 DM/m², abzgl. 60 DM/m² ohnehin => 68 TDM
- Kellerdämmung kostet 30 DM/m² => 15 TDM

b) Bessere Fenster

- Einsatz von k=1,4 W/m²K statt k=2,2 W/m²K beim ohnehin fälligen Neueinbau
- Verringerung des Bedarfs um 16 MWh/a und 8 kW
- Mehrkosten von 50 DM/m² => 11,5 TDM

c) Lüftung mit Wärmerückgewinnung /52/

- Rückgewinnungsgrad 60 % bei 20 % Gebäudeundichtigkeiten
- Verring. des Wärmebedarfs um 58 MWh/a und 28 kW, 6 MWh/a Stromverbrauch.
- 25 DM/m³ umbauter Raum => 115 TDM

d) Blockheizkraftwerk

- Leistungsanteil 20 % => 28 kW, Wärmeanteil 43 % => 132 MWh
- Gas-Otto-Motor, Stromkennzahl 0,6 => 79 MWh/a Stromerzeugung
- 1/3 Eigenverbrauch, 2/3 Netzeinspeisung (11 DPf/kWh) => 13,3 DPf/kWh
- 3000 DM/kW_{el} => 50 TDM + 20 TDM Nebeneinrichtungen und Montage

e) Solare Warmwasserbereitung

- 35 % Deckungsrate => 16 MWh/a
- 40 m² Kollektorfläche => 60 TDM

f) Solare Heizung mit saisonaler Wärmespeicherung

- 50 % Deckungsrate => 153 MWh/a
- 550 m² Kollektorfläche: 250 TDM; 500 m³ Speicher: 165 TDM
- sonstige Systemkosten: 50 TDM; Vergrößerung der Heizkörperfläche: 18 TDM

Die eingesparte Energie bewirkt neben der Verringerung der Mengen- und Leistungskosten des Gasbezuges auch eine Verringerung der Investition der Heizkörper von 200 DM/kW. In Tabelle 51 sind die entsprechenden Kosten zusammengetragen.

Tabelle 51: Versorgungsoptimierung eines Mehrfamilienhauses

				keine	Wd.	n.F.	L.m.WR.	BHKW	sol. WW	sol.Hzg.
Verbrauch	Wärme	Leistung	kW	140	100	132	112	157	140	140
	(Gas)	Menge	MWh/a	306	226	290	248	385	290	153
	Strom	Menge		80	80	80	86	1	80	80
	Primärenergie			571	485	554	527	431	554	407
Baumehr- aufwand		Inv.	TDM	0	83	11,5	115	70	60	465
		Annuität	%/a		6,5	8,6	9,11	9,11	8,6	8
		Kap.-k.	TDM/a	0	5,4	0,99	10,48	6,38	5,16	37,2
lfd. Kosten	Betriebskosten		TDM/a					4	1,2	3
	Erdgas	Leistung	kW	151	108	142	120	174	151	151
			TDM/a	2,71	1,94	2,55	2,17	3,14	2,71	2,71
		Menge	MWh/a	329	243	312	267	414	312	165
			TDM/a	18,1	13,37	17,15	14,67	22,77	17,15	9,05
	Strom		TDM/a	14,4	14,4	14,4	14,4	3,89	14,4	14,4
Heiz- körper		Inv.	TDM	30	20	28	23	30	30	48
		Kap.-k.	TDM/a	3,3	2,2	3,08	2,53	3,3	3,3	5,28
Gesamtkosten			TDM/a	38,5	37,3	38,2	44,2	43,5	43,9	71,6
Einsparung Primärenergie		absolut	MWh/a		86	17,21	44,2	141	17,21	165
		relativ	%		15,05	3,01	7,73	24,6	3,01	28,79
Mehrkosten		absolut	TDM/a		-1,21	-0,34	5,73	4,97	5,41	33,13
		spezif.	DM/MWh		-14,1	-19,8	130	35,4	314	201

Die Maßnahmen Wärmedämmung und Einsatz besserer Fenster sind wirtschaftlich, haben jedoch nur ein begrenztes Einsparpotential. Mehr Energie können mit der in diesem Fall unwirtschaftlichen Kraft-Wärme-Kopplung und der noch wesentlich teureren solaren Heizung gespart werden. Die solare Warmwasserbereitung und die Lüftung mit Wärmerückgewinnung sind ebenfalls unwirtschaftlich.

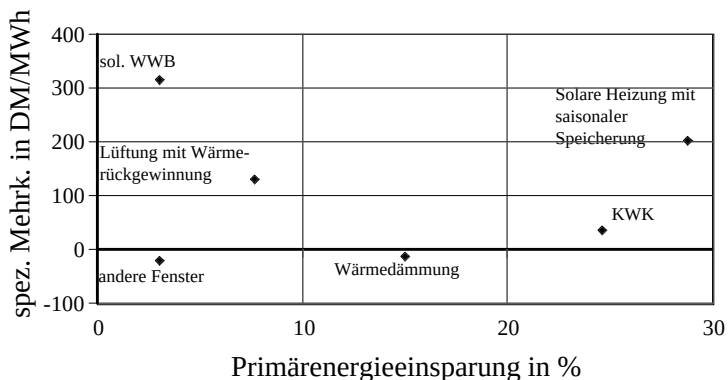


Bild 144: Versorgung eines Mehrfamilienhauses

Zu beachten ist, daß der günstige Wert der Dämmung sich in großem Maße aus der Einsparung an Heizflächen und Gasleistungskosten ergibt. Dies ist in der Praxis bisher noch nicht üblich und bei bestimmten Projekten auch nicht sinnvoll.

Die schlechte Wirtschaftlichkeit der Kraft-Wärme-Kopplung kann nicht befriedigen. Bei einem derart kleinen BHKW ist aufgrund hoher spezifischer Investitionskosten nicht mit einem besseren Ergebnis zu rechnen. Dies wird erst bei der Versorgung eines kompletten Wohngebietes möglich.

5.3. Einzelvergleich für eine Mehrfamilienhaussiedlung

Als Untersuchungsobjekt dient eine Siedlung mit 20 Wohnblöcken IW 79. Die Varianten Wärmedämmung, neue Fenster, Lüftung und solare Warmwasserbereitung bleiben im wesentlichen unverändert, es werden lediglich die zu erwartenden Rabatte berücksichtigt. Deren Höhe dürfte sich nach dem Grad der Unkonventionalität der Technik und dem verringerten Planungsaufwand richten. Zu berücksichtigen ist auch, daß der Ausführungsbetrieb bei einem solchen Großauftrag nur einen geringen spezifischen Akquisitionsaufwand hat. Es sind folgende Rabatte vorstellbar:

Dämmung: 5 % Fenster: 5 %
 Lüftung: 10 % Solaranlage: 20 % .

Bei Kraft-Wärme-Kopplung und solarer Heizung ist die Situation anders. Dort ist die Installation eines Nahwärmenetzes sinnvoll:

spezifische Kosten: 500 DM/m ; Netzlänge: 1200 m => Netzkosten: 600 TDM

Hausanschlußstationen direkt: 20 * 12 TDM = 240 TDM

zentrale Kesselanlage: 400 TDM.

Verringerung Gastarif: 20 %

Ersparnis Einzelkessel: 20 * 45 TDM = 900 TDM

result. Mehrinvestition: 340 TDM gesamt => 17 TDM je Haus

Die Variante mit KWK verbessert sich gegenüber der dezentralen Variante hinsichtlich der Investition des BHKW, dessen Stromkennzahl und - bedingt durch Gleichzeitigkeitseffekte - auch beim Direktabsatz des Stroms. Die Stromkennzahl steigt durch Einsatz eines Dieselmotors auf 0,85 und der Direktabsatz des Stroms auf 50 %, was zu einem Mischerlös des erzeugten Stroms - soweit nicht mehr als 80 MWh/a erzeugt werden - von 14,5 DPf/kWh führt.

Die solare Heizung mit saisonaler Wärmespeicherung profitiert vor allem von der Vergrößerung des Speichers. Dessen spezifische Kosten sinken und sein Volumen/Oberflächen-Verhältnis verbessert sich, womit sich die Verluste reduzieren. Damit kann die Kollektorfläche verringert werden. Je Haus sind 450 m² Kollektorfläche zu 280 TDM und 600 m³ Speichervolumen zu 75 TDM einzuplanen. Der Anteil an Nebeneinrichtungen kostet 5 TDM. Es ergibt sich eine Investition von 360 TDM.

Tabelle 52: Primärenergieeinsparung und spez. Kosten bei einer Mehrfamilienhaussiedlung

Maßnahme	Primärenergieeinsparung in %	spez. Mehrkost. in DM/MWh
Wärmedämmung	15,05	-4,35
bessere Fenster	3,01	-9,27
Lüftung mit WRG	7,73	124,96
BHKW	32,8	1,34
sol. WW	3,01	253,71
sol. Hzg.	28,79	155,22

Im Gegensatz zur dezentralen Variante liegt die Kraft-Wärme-Kopplung an der Grenze der Wirtschaftlichkeit. Aufgrund der höheren Stromkennzahl hat sich die Energiebilanz ebenfalls verbessert. Wärmedämmung und bessere Fenster bleiben wirtschaftlich, verschlechtern sich jedoch geringfügig, da der Erdgaspreis stärker als die Baupreise rabattiert ist. Die anderen Varianten bleiben unwirtschaftlich, verbessern sich jedoch wesentlich. Am deutlichsten ist dies bei der solaren Heizung.

In Bild 145 sind Primärenergieeinsparung und spezifische Mehrkosten graphisch dargestellt. Für das BHKW ist neben dem Referenzfall die Funktion Mehrkosten = f(Primärenergieeinsparung) für die schrittweise Vergrößerung des KWK-Anteils dargestellt. Die Energieeinsparung steigt wesentlich an, während die Mehrkosten sich nur in geringerem Maße erhöhen.

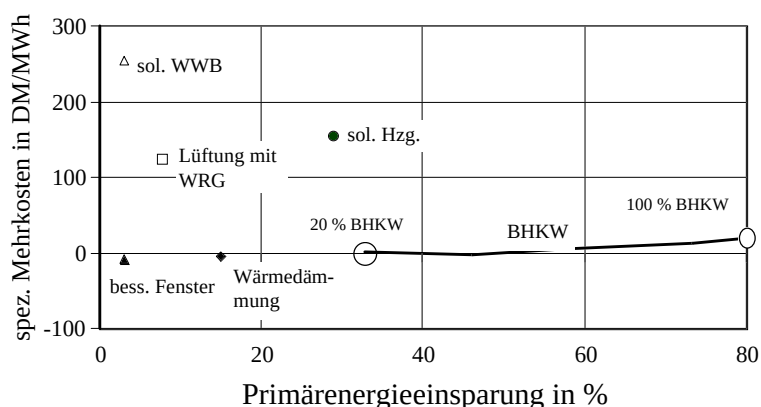


Bild 145: Versorgungvergleich Wohnsiedlung

Ursache ist, daß die spezifischen Investitionskosten aufgrund der Kostendegression fast im gleichen Maße wie die Vollbenutzungsstunden zurückgehen. Dies ist nur unter der Voraussetzung einer guten Teillastfähigkeit möglich, die gegenwärtig nicht immer gegeben ist. Unabhängig davon bleibt die Erkenntnis, das für die Energieeinsparung vorgesehene Geld besser für den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung bis zur vollständigen Deckung als für die Nutzung der Solarenergie auszugeben.

5.4. Kombination von Kraft-Wärme-Kopplung und Maßnahmen zur Verringerung des Wärmebedarfs

In Bild 145 wird deutlich erkennbar, daß eine wirtschaftlich vertretbare Primärenergieeinsparungen lediglich durch Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes und Kraft-Wärme-Kopplung möglich ist. Im Folgenden ist zu ermitteln, welche Potentiale die Kombination der vorgeschlagenen Maßnahmen besitzt. In Bild 3 sind die entsprechenden Primärenergieverbräuche aufgeführt. Die Berechnung basiert auf folgenden Annahmen:

- Auslegung des BHKW auf volle Leistung ; wärmegeführter Betrieb
- Stromkennzahl 0,6 ... 1 ; Gesamtwirkungsgrad 85 %
- volle Teillastfähigkeit ; keine Kennzahländerung im Teillastbereich
- Gesamtstromerzeugung unbegrenzt (a) bzw. auf Eigenverbrauch begrenzt (b)

Bei unbegrenzter Gesamtstromerzeugung und hohen Stromkennzahlen steigt mit sinkendem Wärmebedarf deutlich der Primärenergiebedarf. Dies ergibt sich aus der Verringerung der Auslastung des BHKW und dem damit ansteigenden Bezug von mit niedrigem Wirkungsgrad in Kondensationskraftwerken erzeugtem Strom. So lange das Potential der Kraft-Wärme-Kopplung in so geringem Maß wie heute genutzt wird, ist diese Betrachtungsweise korrekt.

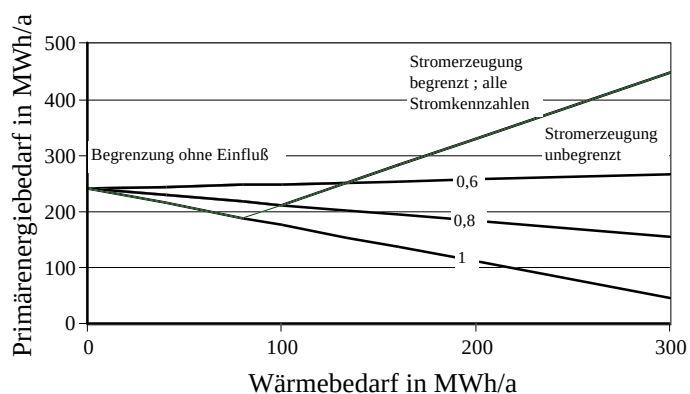


Bild 146: KWK und Primärenergie

Bei weiterem Ausbau wird ein Extremwert erreicht, bei dem keine Einspeisung des überschüssigen Stroms in das Netz mehr möglich ist und die Stromerzeugung daher auf den Eigenverbrauch begrenzt bleiben muß. In diesem Fall sinkt mit sich verringerndem Heizwärmebedarf zunächst auch der Primärenergiebedarf. In diesem Bereich deckt die KWK-Anlage den kompletten Strombedarf. Da die Stromerzeugung begrenzt wird, ist der Primärenergiebedarf von der Stromkennzahl unabhängig.

Bei einem von der Stromkennzahl abhängigen Schwellwert des Wärmebedarfs wird der Bereich der vollständigen Stromdeckung verlassen und der Primärenergiebedarf steigt mit sinkendem Wärmebedarf wieder.

Der Effekt des mit sinkendem Wärmebedarf ansteigenden Primärenergiebedarfs tritt erst ab einer kritischen Stromkennzahl auf:

$$\sigma = \frac{\frac{1}{\eta_{KWK}}}{\frac{1}{\eta_{el}} - \frac{1}{\eta_{KWK}}}$$

σ Stromkennzahl

η_{KWK} Gesamtwirkungsgrad KWK (th + el.)

η_{el} Wirkungsgrad zentrale Stromerzeugung und -verteilung

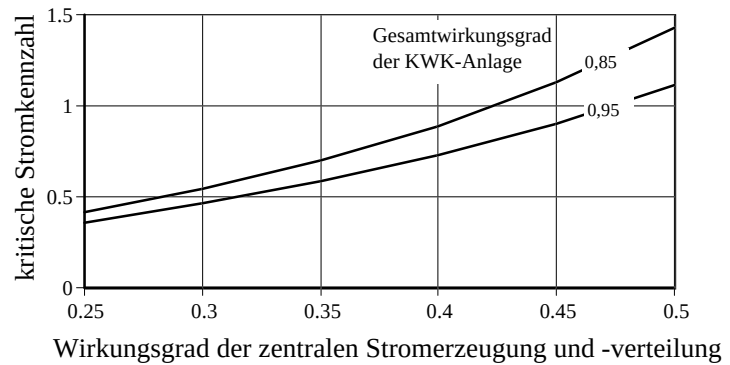


Bild 147: Kritische Stromkennzahl

Beim heute üblichen Gesamtwirkungsgrad der KWK-Anlage von 85 % und einem Wirkungsgrad der zentralen Stromversorgung von 33 % beträgt die kritische Stromkennzahl 0,635. Dieser Wert wird heute nur von mittleren und großen Anlagen überschritten. Gelingt es der Energiewirtschaft, den durchschnittlichen Wirkungsgrad der Stromerzeugung durch den Einsatz von GUD-Anlagen zu erhöhen, z. B. auf 45 %, so erreicht die kritische Stromkennzahl mit 1,12 einen Wert, der erst von KWK-Anlagen ab 100 MW erreicht wird. In diesem Fall wird die Verringerung des Wärmebedarfs wieder zur Notwendigkeit. Wenn der Gesamtwirkungsgrad der KWK-Anlagen erhöht werden kann, sinkt die kritische Stromkennzahl wieder.

Als Fazit bleibt, daß bei der jetzigen Struktur der Energieversorgung die Verringerung des Wärmebedarfs eines KWK-versorgten Objekts zu einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs führen kann. Selbst bei einem starken Ausbau der KWK in Zukunft wird immer ein Restwert des Wärmebedarfs erhalten bleiben müssen, um damit gekoppelt die erforderliche Strommenge bereitstellen zu können.

Diese Betrachtung gilt unter Voraussetzung der Stromerzeugung in Kondensationskraftwerken mit einer Summe von Erzeugungs- und Verteilungswirkungsgrad von 33 %. Sie verliert ihre Gültigkeit, wenn der Strombedarf durch Einsparmaßnahmen wesentlich gesenkt und ein großer Teil durch regenerative Energiequellen, wie Wind- und Wasserkraft, erzeugt wird. Sie wird eingeschränkt, wenn sich der Wirkungsgrad in Kondensationskraftwerken wesentlich vergrößert.

Bei Untersuchung der auf die Eigenstromerzeugung begrenzten Kraft-Wärme-Kopplung wurde von einem ähnlichen Gang des Wärme- und Strombedarfs ausgegangen. Da ein Teil des Stroms durch das elektrische Netz vermittelt wird, dem neben Wohngebäuden auch Verbraucher mit wesentlich anderen Zeitgängen sowie Pumpspeicherwerke angehören, ist der Tagesgang ausgleichbar. Der Jahresablauf ist gesondert zu untersuchen:

In Bild 148 sind die einzelnen Jahresgänge für eine Variante mit sehr gutem Wärmeschutz und einer Stromkennzahl von 0,6 abgebildet. Es wird erkennbar, daß im Winter zuviel Strom erzeugt werden kann und im Sommer zu wenig. Während beim jetzigen Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung ein winterlicher Überschuß in das Netz eingespeist wird, muß die KWK-Anlage bei vollem Ausbau im Winter gedrosselt werden.

Im Sommer liegt stets ein Fehlbetrag an Strom vor. Im Rahmen des kompletten Netzes ist dies nur ein Problem, wenn die Kraft-Wärme-Kopplung soweit ausgebaut wird, daß sie im Winter mehr Strom erzeugt als von bisherigen Stromkunden verbraucht werden kann, gegenwärtig also noch nicht.

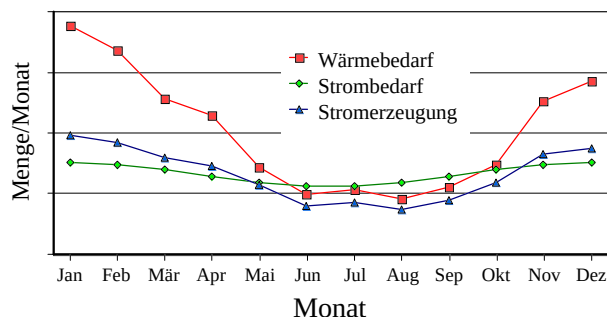


Bild 148: Jahresgänge von Erzeugung und Bedarf

In Bild 149 wird der Primärenergiebedarf in Analogie zu Bild 145 unter Berücksichtigung der Jahresgänge dargestellt. Es ist zu erkennen, daß der Primärenergiebedarf kontinuierlich mit dem Wärmebedarf absinkt, allerdings nicht mit der gleichen Intensität, mit der er ohne Berücksichtigung des Jahresganges gefallen ist.

Eine Möglichkeit, den Primärenergiebedarf weiter zu senken, besteht in der Nutzung der sonst überschüssigen winterlichen Stromerzeugung für den Betrieb von Wärmepumpen. Diese Wärmepumpen müssen nicht zur Versorgung der gleichen Gebäude dienen, sondern können lediglich als zusätzliche Senke an beliebiger Stelle im Netz arbeiten.

In Bild 149 sind ebenfalls die Ergebnisse dieser Variante dargestellt. Der Primärenergiebedarf wird durch den Einsatz einer Wärmepumpe im gesamten Bereich deutlich verringert. Erst bei einem Wärmebedarf unterhalb 100 MWh/a laufen die Kurven zusammen, da ab diesem Bedarf der gesamte vom BHKW erzeugte Strom für die Stromverbraucher benötigt wird und nicht mehr für die Wärmepumpe zur Verfügung steht. Im gesamten Bereich ist die Abhängigkeit des Primärenergiebedarfs von der Stromkennzahl beim Wärmepumpeneinsatz sehr viel größer als ohne Wärmepumpe. Ausbau der KWK

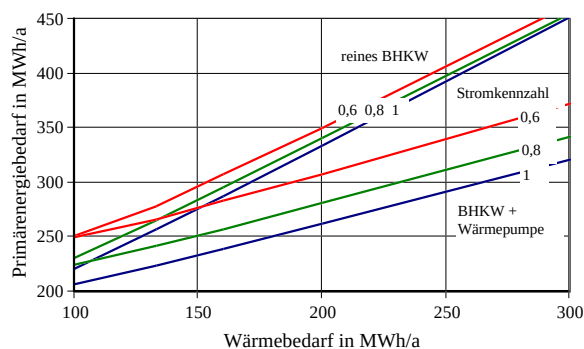


Bild 149: Extremer

5.5. Kombination von Kraft-Wärme-Kopplung und Solarenergie

In Bild 149 wurde nur der Einfluß einer Verringerung des Heizwärmebedarfs durch bauliche Maßnahmen untersucht. Diese beeinflussen vordergründig die absolute Höhe des Heizwärmebedarfs, aber nur in geringem Maß den Typ des Jahresgangs. Dies ist bei der solaren Heizung und der solaren Warmwasserbereitung anders. Beide greifen charakteristisch in den Jahresgang ein.

In Bild 150 ist in Analogie zu Bild 148, die durch den Solarenergieeinsatz geänderten Jahresganglinien der Stromerzeugung für das ungedämmte Gebäude dargestellt. Sie verursachen eine Einsenkung im Sommer bzw. in Sommer und Herbst. Dies sind jedoch Zeiten, in denen Strom fehlt, so daß die Stromerzeugung deutlich zurückgeht.

In Tabelle 53 sind die energetischen Eckdaten für die drei Varianten dargestellt. Durch den Einsatz der Solarenergie wird der Stromüberschuß verringert und dadurch der Primärenergieverbrauch erhöht.

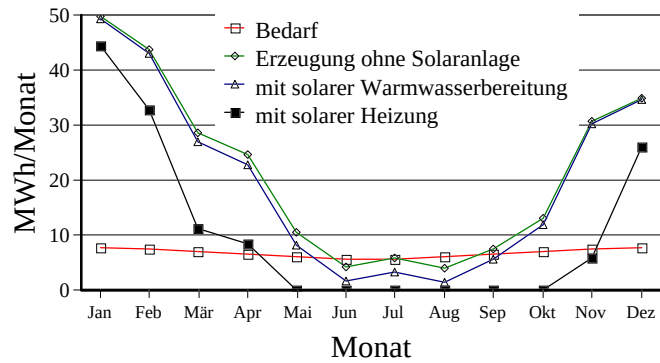


Bild 150: Solarenergie und Jahresgang

Tabelle 53 Energieströme in MWh/a

Variante	Wärmebedarf	Stromüberschuß	Primärenergie
ohne Solaranlage	302,6	177,2	27,5
solare WWB	280,6	158,5	36,29
solare Hzg.	151,3	48,6	87,9

Beide Varianten der Solarenergienutzung führen zu einer Erhöhung des Primärenergiebedarfs. Während dies bei der Warmwasserbereitung prinzipbedingt ist, kann die solare Heizung mit saisonaler Speicherung gegebenenfalls auch zu einer Verringerung führen. Dafür ist es erforderlich, eine KWK-Anlage zu installieren, im Sommer stromgeführt zu betreiben und deren Wärme einzuspeichern. Eine solche Anlage stellt jedoch ein vollkommen neues energiewirtschaftliches Problem dar, dessen Untersuchung zukünftigen Arbeiten vorbehalten bleiben soll.

5.6. Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung

Aus den Bildern 148 und 150 geht hervor, daß die KWK-Anlage aufgrund fehlender Wärmeabnahme im Sommer nicht ausgelastet ist und daher nicht genug Strom erzeugt werden kann. Abhilfe kann der Einsatz der KWK-Wärme für die Beheizung von Sorptionskältemaschinen, also die Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung schaffen. Beispielhaft wird die Klimatisierung eines Wohnblocks mit folgenden Eigenschaften untersucht:

Klimakältebedarf: $35 \text{ W/m}^2 \Rightarrow 70 \text{ kW}$
 Vollbenutzungsstunden: $930 \text{ h/a} \Rightarrow 65 \text{ MWh/a}$

Die Betriebszeit erstreckt sich über 2100 h/a, in denen unabhängig von der Klimatisierung 13 MWh Strom und 11,8 MWh Wärme für die Warmwasserbereitung benötigt werden.

Es werden mehrere Varianten unterschieden:

- Einsatz einer Adsorptionskältemaschine gemäß Kapitel 3.3
Kälteverhältnis 0,6 bei 80 °C, Beheizung durch BHKW $\sigma = 0,85$; $\eta_{\text{ges}} = 0,85$
- Einsatz einer einstufigen Absorptionskältemaschine
Kälteverhältnis 0,7 bei 100 °C, Beheizung durch BHKW $\sigma = 0,85$; $\eta_{\text{ges}} = 0,85$
- Einsatz einer zweistufigen Absorptionskältemaschine
Kälteverhältnis 1,2 bei 170 °C, Beheizung durch eine Gasturbine $\sigma = 0,5$; $\eta_{\text{ges}} = 0,8$
- Einsatz einer einstufigen Absorptionskältemaschine
Kälteverhältnis 0,7 bei 100 °C, Beheizung durch einen Kessel $\eta = 0,9$
- Einsatz einer zweistufigen Absorptionskältemaschine
Kälteverhältnis 1,2 bei 170 °C, Beheizung durch einen Kessel $\eta = 0,85$
- Einsatz einer Kompressionskältemaschine, Leistungszahl 3,5
- keine Klimatisierung

Tabelle 54 Energiebilanz für unterschiedliche Klimatisierungsverfahren in MWh/Klimatisierungsperiode

Kältem.	Adsorpt.	Absorptionskältemaschine				Kompress.	keine Klim.
Wärmequelle	BHKW		Gasturbine	Kessel			
Stufenzahl KM	1	1	2	1	2		
Wärmebedarf	120,13	104,66	65,97	104,66	65,97	11,8	11,8
Strombedarf	13	13	13	13	13	31,57	13
Stromerzeugung	102,11	88,96	32,98	0	0	10,03	10,03
Gasbedarf	261,47	227,78	123,69	116,29	77,61	25,68	25,68
Primärenergie	-8,57	-2,4	63,13	155,68	117	90,96	34,68
Plazierung	1	2	4	7	6	5	3

Die günstigste Primärenergiebilanz entsteht bei der Variante, bei der am meisten Wärme benötigt wird, also bei Einsatz einer Adsorptionskältemaschine. Diese Variante ist noch wesentlich günstiger als der Verzicht auf Klimatisierung. Ursache ist der erhöhte elektrische Wirkungsgrad des Blockheizkraftwerks gegenüber dem elektrischen Netz. Diese Tatsache ist bis zur kritischen Stromkennzahl gemäß Bild 147 wirksam.

Am ungünstigsten ist der vollständige Verzicht auf die Kraft-Wärme-Kopplung und die Beheizung der Kältemaschine und der Warmwasserbereiter durch Kessel. Dies gilt selbst bei zweistufigen Kältemaschinen mit erhöhtem Kälteverhältnis.

Die in Tabelle 54 zugrundegelegte vollständige Abdeckung des Desorptionswärmebedarfs durch die KWK-Anlage ist nicht in jedem Fall möglich. Für einen üblichen Auslegungskältebedarf von 40 W/m^2 ist eine Desorptionswärme von $55 \dots 70 \text{ W/m}^2$ erforderlich - ein Wert, der den Heizwärmebedarf von Neubauten übersteigt. KWK-Anlagen werden jedoch aufgrund der geringen Häufigkeit der Klimabelastungen niemals nach dem Klimabelastungsbedarf ausgelegt. Es entsteht also eine Versorgungslücke. Diese entfällt, wenn nur ein Teil des Gebäudes klimatisiert wird oder die Versorgung aus dem Fernwärmenetz erfolgt.

Bei anderen Objekten muß die fehlende Desorptionswärme einer anderen Quelle entstammen. In den meisten Fällen wird dies eine Kesselanlage sein, die gemäß Tabelle 54 eine ungünstige Primärenergiebilanz besitzt. Besser ist die Installation einer Solaranlage - damit im Bereich KWK-versorgter Objekte die einzige Anwendung der Solarenergie mit einer positiven Primärenergiebilanz.

6. Zusammenfassung

Im Rahmen der Arbeit wurden unterschiedliche Aspekte der umweltgerechten Energieversorgung von Gebäuden untersucht. Ein besonderer Schwerpunkt war der Einsatz der Solarenergie für Warmwasserbereitung, Klimatisierung und Heizung mit saisonaler Speicherung. Weiterhin wurde die Verringerung des Wärmebedarfs durch bauliche Maßnahmen und der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung betrachtet.

Zunächst wurden Grundlagen hinsichtlich der meteorologischen Bedingungen, der Verbrauchsdaten, der Wärmeverteilung und der Computersimulation ermittelt bzw. zusammengefaßt. In diesem Zusammenhang entstand ein Verfahren für die Rückrechnung von Strahlungsdaten und ein angepaßter Berechnungsalgorithmus für Diffusstrahlung unter den meteorologischen Bedingungen Deutschlands.

Weiterhin wurde, ausgehend von Meßwerten, Klarheit in die für die Auslegung von Solaranlagen besonders wichtigen Annahmen zum Warmwasserbedarf gebracht und die Berechnung des Wärmebedarfs mit dem Simulationsprogramm TRNSYS validiert.

Kapitel 3 beinhaltet die Untersuchung mehrerer Versorgungsvarianten, beginnend mit exergieeffizienten Erzeugern in Form von Blockheizkraftwerken und Wärmepumpen. Es wurde nachgewiesen, daß die exakte Berechnung von KWK-Anlagen nur mit dem Tagesganglinienverfahren möglich ist. Ein geeignetes Unterprogramm für die Ermittlung dieser Tagesganglinien wurde erstellt und erprobt.

Weiterhin wurden solare Heizung mit saisonaler Speicherung und solare Klimatisierung grundsätzlich dargestellt und entsprechende Beispielanlagen mit der Computersimulation untersucht und optimiert. Die solare Heizung erwies sich bis zu einer Deckungsrate von 70 % und die Klimatisierung bis zu 100 % als möglich. Beide Varianten sind unter deutschen Bedingungen weit von der Wirtschaftlichkeit entfernt. Die solare Klimatisierung erreicht in Südeuropa bei Anlagen ab etwa 350 kW die Wirtschaftlichkeitsgrenze. Unter Berücksichtigung externer Kosten sind dort auch kleinere Anlagen wirtschaftlich.

In Kapitel 4 wurde die solare Warmwasserbereitung behandelt. Schwerpunkt waren neben Untersuchungen zur Auslegung, Ausrichtung und Regelung, Meßergebnisse an großen Solaranlagen in Oederan. Es zeigte sich dort, daß die Anlagen ordnungsgemäß funktionieren, aber für den vorliegenden Bedarf wesentlich überdimensioniert sind. Es wurden Verbesserungsvorschläge für Betrieb und Aufbau der vorliegenden und für neue Anlagen erarbeitet.

In Kapitel 5 wurden alle behandelten energetischen Maßnahmen gegenübergestellt. Stets stellt sich der bauliche Wärmeschutz wesentlich preisgünstiger als der Einsatz der Solarenergie dar, jedoch nur mit einem begrenzten Einsparpotential. Soweit einsetzbar, bietet die Kraft-Wärme-Kopplung ein großes und ab etwa 500 kW Wärmeleistung auch wirtschaftliches Potential der Energieeinsparung. Die Kraft-Wärme-Kopplung bleibt selbst bis zur vollständigen Abdeckung des Wärmebedarfs ökonomisch wesentlich günstiger als die Solarenergie oder ein Ausbau des Wärmeschutzes bis zum Niveau des Niedrigenergiehauses.

So lange jede beliebige Strommenge vom Netz aufgenommen werden kann, führen, soweit die KWK-Anlage eine bestimmte Mindest-Stromkennzahl aufweist, Maßnahmen des baulichen Wärmeschutzes zu einer Vergrößerung des Primärenergiebedarfs. Der Einsatz der Solarenergie führt im Zusammenhang mit KWK-Anlagen stets zu einer Vergrößerung des Primärenergiebedarfs.

Bei weiterem Ausbau der KWK kann die in den Wintermonaten erzeugte Elektroenergie nicht mehr verbraucht werden. Ab diesem Punkt ist es wieder sinnvoll, den Wärmebedarf durch bauliche Maßnahmen zu senken. Ebenso sinnvoll ist es dann, den Strombedarf im Winter durch den Einsatz von Wärmepumpen zu erhöhen.

Wenn ein Gebäude klimatisiert werden muß, sollte die Kraft-Wärme-Kopplung zur Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung ausgebaut werden, indem eine Sorptionskältemaschine installiert wird. Sie erhöht den Wärmebedarf im Sommer und trägt zu einer besseren Auslastung der KWK-Anlage und einer Erhöhung der Stromerzeugung bei. Bei vollständiger Klimatisierung eines wärmetechnisch guten Gebäudes wird die Wärmeleistung der KWK-Anlage nicht für die Beheizung der Sorptionskältemaschine ausreichen. Dies ist eine Möglichkeit, um auch bei größeren Bauobjekten Solarenergie sinnvoll einzusetzen.

Schlußfolgerung des Vergleichs der Energieerzeuger muß es sein, die Energiepolitik stärker auf den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung als auf baulichen Wärmeschutz und regenerative Energieträger auszurichten. Es ist nicht verständlich, daß große KWK-Anlagen, die ein hohes Einsparpotential besitzen, nicht gebaut werden, wenn an der Wirtschaftlichkeit 5 DM/MWh fehlen, während Solaranlagen wesentlich weniger Primärenergie sparen und den spezifischen Preis konventioneller Energie um das Zwei- bis Fünffache übertreffen!

So sollte in der für die Ablösung der Wärmeschutzverordnung vorgesehenen Energiesparverordnung 2000 von der bisherigen einseitigen Ausrichtung auf den baulichen Wärmeschutz abgerückt und eine die Primärenergiebilanz berücksichtigende Differenzierung der Quelle thermischer Energie getroffen werden.

Die Untersuchungen beschränkten sich auf die Primärenergiebilanz - die Ergebnisse der Emissionsbilanz werden jedoch noch stärker für die Kraft-Wärme-Kopplung sprechen, da in der KWK-Anlage Erdgas oder Heizöl und im Vergleichsobjekt Kondensationskraftwerk Kohle als Brennstoff dient.

Es soll nicht unerwähnt bleiben, daß der weitere Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung durch die gewachsenen Strukturen der Energiewirtschaft, zum Beispiel durch die Überkapazitäten der Kondensationskraftwerke, durch das Energiewirtschaftsgesetz und durch das Verhalten großer Energieversorgungsunternehmen stark behindert wird. Hinzu kommt, daß vor allem in den alten Bundesländern die Fernwärme nur einen sehr geringen Marktanteil hat. Dort wurden auch in Stadtbereichen, die aufgrund eines hohen flächenspezifischen Wärmebedarfs für die KWK-versorgte Fernwärmebeheizung prädestiniert sind, große Investitionen in Gasnetze sowie in Gas- und Ölheizungen getätigt, womit die Versorgungsstruktur für viele Jahre festgeschrieben ist.

Literaturverzeichnis

Kapitel 1 "Einführung"

- /1/ Gießhammer, G. et. al.: Ozonloch und Treibhauseffekt
Öko-Institut Freiburg, Rowohlt, Hamburg, 1989
- /2/ Beste, D., Kälke, M. (Hrsg.): Erneuerbare Energien - warum wir sie dringend brauchen, aber kaum nutzen, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1996
- /3/ Feist, W., Klien, J.: Das Niedrigenergiehaus
Verlag C.F. Müller, Karlsruhe, 3. Auflage, 1992
- /4/ Stubenitzky, S.: Gedanken zum Bauen von Niedrigenergiehäusern
Selbstverlag, Göttingen, 1990
- /5/ Humm, O.: Niedrigenergiehäuser - Theorie und Praxis
ökobuch - Verlag, Staufen, 1990
- /6/ Cube, H.L. (Hrsg.): Handbuch der Energiespartechniken
C. F. Müller, Karlsruhe, 1983
- /7/ Reihe Praxis Kraft-Wärme-Kopplung, C. F. Müller, Karlsruhe, 1991
Suttor, K.H., Suttor, W.: Handbuch Kraft-Wärme-Kopplung
Klien, J., Gabler, W.: Dokumentation Blockheizkraftwerke
Klien, J. Planungshilfe Blockheizkraftwerke
- /8/ Kirn, H. (Hrsg.): Wärmepumpen (8 Bände)
C. F. Müller, Karlsruhe, 1981-1986
- /9/ Lorenz-Ladener, C., Ladener H.: Solaranlagen im Selbstbau
ökobuch-verlag, Staufen, 1985
- /10/ Wagner, A. et. al.: So baue ich eine Solaranlage
Eigenverlag, Cölbe, 1995, Vertrieb durch Energiewende-Verlag, Saarbrücken
- /11/ Weiss: Solaranlagen im Selbstbau
Druckwerk Graz, 1993
- /12/ Lazarov, M.: Prozeßwärme mit Temperaturen über 200 °C aus der globalen Sonnenstrahlung durch selektive Titan-Interferenzabsorber
Dissertation an der Ludwig-Maximilians-Universität München
VDI-Verlag, Düsseldorf, 1993
- /13/ Spirk, W.: Dynamische Vermessung von Solaranlagen zur Warmwasserbereitung
Dissertation an der TU München, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1990
- /14/ Öko-Institut Freiburg e. V.: Thermische Solaranlagen - Marktübersicht 1994
Ökobuchverlag Freiburg, 1994
- /15/ Stiftung Warentest: Umweltschonend mit System
Test, 3/95, Berlin

- /16/ Fisch, N.: Solare Nahwärme in Deutschland - Stand der Projekte
9. Internationales Sonnenforum, Stuttgart, 1994
- /17/ Koenemann, D.: Das Null-Energie-Haus geht in Serie
Sonnenenergie & Wärmetechnik 4/96
- /18/ Jenni, J.: Sonnenenergieanlagen mit hohem solarem Deckungsgrad für Warmwasser
und Heizung, Jenni Energietechnik AG, Oberburg, 1993
- /19/ Streicher, W.: Analyse und Optimierung einer teilsolaren Heizungsanlage
Sechstes Symposium Thermische Solarenergie, Kloster Banz, 1996
- /20/ Dalenbäck, J.: Solar heating with seasonal storage
Dissertation Chalmers Tekniska Högskolan, Göteborg, 1993
- /21/ Hahne, E., Fisch, N. et. al. Einsatz von solarunterstützten Nahwärmeversorgungs-
systemen mit saisonalem Wärmespeicher
BMFT Forschungsbericht, Stuttgart, 1992
- /22/ Jahn, K.: Solare Nahwärme mit saisonaler Speicherung
Studie im Auftrag des Senats der Stadt Bremen, Bremer Energieinstitut, 1994
- /23/ Arnold, A.: Wirtschaftliche Optimierung einer energieautarken, solarbetriebenen
Klimatisierungsanlage
Dissertation an der RWTH Aachen, 1990
- /24/ Grallert, H., Herbricht, M.: Vergleichende Konzeptstudie für den Einsatz von
solarbetriebenen Kältemaschinen
BMFT-Forschungsbericht, Bonn, 1981
- /25/ Eisser, W.: Untersuchung des solarbeheizten Absorptionskältemaschinenprozesses zur
Klimatisierung von Gebäuden
Dissertation an der Universität Stuttgart, 1983
- /26/ Bassols-Rheinfelder, J.: Experimentelle und numerische Untersuchungen eines
offenen Adsorptionssystems zur solaren Raumkühlung
Dissertation an der RWTH Aachen, 1982
- /27/ Reindl, D.T. et. al.: Diffuse Fraction Correlations
Solar Energy, Band 45, Nr. 1, 1990
- /28/ Perez, R. et. al.: The Development and verification of the Perez Diffuse Radiation Model
Sandia report SAND88-7030, Sandia National Laboratories, Albuquerque, 1988
- /29/ Hay, J.E., Davies, J.A.: Calculation of the solar radiation incident on an inclined surface
Proceedings first canadian solar radiation workshop, 1980

Kapitel 2 "Grundlagen"

- /30/ Goetzberger, A., Wittwer, V.: Sonnenenergie - Thermische Nutzung
B. G. Teubner, Stuttgart, 1993
- /31/ Con, N. H. et. al.: Klima Vietnams, Hanoi, 1978

- /32/ Elco-Klöckner: Warmes Wasser ökologisch gewinnen, Köln, 1995
- /33/ Christoffer (Deutscher Wetterdienst): Die Jahresgradtagszahl von Deutschland Heizungs-, Lüftungs- und Haustechnik (HLH), 3/95
- /34/ Fisch, N., Guigas, M.: Vorstudie, Einbindung von dezentralen Solaranlagen zur Brauchwassererwärmung in Mehrgeschoßbauten im Sanierungsgebiet Oederan Vertrieb durch Steinbeis-Transferzentrum, Heßbrühlstraße 21c, 70565 Stuttgart
- /35/ Meteorologischer und Hydrologischer Dienst der Deutschen Demokratischen Republik: Deutsches meteorologisches Jahrbuch 1954, Teil IV, Heft 2, Beobachtungen des Meteorologischen Observatoriums Wahnsdorf, Akademie-Verlag, Berlin, 1955
- /36/ Verein Deutscher Ingenieure: VDI-Richtlinie 2067, Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Blatt 2: Raumheizung VDI-Verlag, Düsseldorf, 1994
- /37/ Vertrieb von Testreferenzjahren durch das Fachinformationszentrum Karlsruhe, Gesellschaft für wissenschaftlich-technische Information mbH, Bibliographischer Service/Vertrieb; Eggenstein-Leopoldshafen 2
- /38/ Möhl, U.: Systemtheoretische Beschreibung und Simulation des thermischen Verhaltens von Räumen VDI-Verlag, Düsseldorf, 1981
- /39/ Dittmann, A. et. al.: Repetitorium der Technischen Thermodynamik B. G. Teubner, Stuttgart, 1995
- /40/ Kraft, G.: Heizungstechnik Verlag Technik, Berlin, 1991
- /41/ Klein, S.A., Duffie, J.A.: A transient system simulation program, Version 13.1 University of Wisconsin, madison, 1991
- /42/ Deutsches Institut für Normung: DIN 4710, Meteorologische Daten zur Berechnung des Energieverbrauches von heiz- und raumluftechnischen Anlagen Beuth-Verlag, Berlin, 1982
- /43/ Deutscher Wetterdienst, Seewetteramt Hamburg: Strahlungsmeßwerte Chemnitz Hamburg, 1995
- /44/ Seem, J.E.: Modelling of Heat in Buildings, Ph. D. thesis, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 1987
- /45/ Mitalas, G. P., Arseneault, J. G.: FORTRAN IV Programm to Calculate z-Transfer Functions for the Calculation of Transient Heat Transfer Through Walls and Roofs, Division of National Research Council of Canada, Ottawa
- /46/ Weber, Th.: Entwicklung zweier neuer Types für TRNSYS; modifizierter Strahlungsprozessor und Parametervariator TRNSYS-Usertag, Stuttgart, 1994
- /47/ Deutsches Institut für Normung: DIN 4701, Regeln für die Berechnung des Wärmebedarfs von Gebäuden Beuth-Verlag, Berlin, 1983

- /48/ 3. Wärmeschutzverordnung 1995
- /49/ Nowak, S.: Simulation von Niedrigenergiehäusern
Großer Beleg, TU Dresden, 1995
- /50/ Basler, T.: Bewertung und Nachrechnung von Meßergebnissen zum Wärmebedarf
großer Wohnblöcke
Diplomarbeit, TU Dresden, 1995
- /51/ Wohnungsbaukombinat Chemnitz: Bautechnische Beschreibung IW 79
- /52/ Reichel, D.: Wirksamkeit von Lüftungsanlagen, Dissertation an der Fakultät
Maschinenwesen der Technischen Universität Dresden,
Einreichung voraussichtlich im Oktober 1997
- /53/ Deutsches Institut für Normung: DIN 4708, Zentrale Wassererwärmungsanlagen
Beuth-Verlag, Berlin, 1994
- /54/ invencon GmbH Dresden: Messungen des Heizwärme- und Warmwasserbedarfs im
Auftrag der WOBA Nordwest Dresden, 1992/1993, unveröffentlicht
- /55/ Stadtwerke Potsdam, mündliche Information durch den Mitarbeiter Herrn Kotzem
- /56/ Gassel, A.: 1. Jahresbericht Oederan, Technische Universität Dresden, 1996
- /57/ Hilberg, M.: Einfluß des Verbraucherverhaltens auf den Heizenergieverbrauch
VDI-Tagung "Energiewirtschaftliche Beurteilung von Heizungsanlagen"
Düsseldorf, 1993
- /58/ Mack, M., Gassel, A. et. al.: Measured Hot Water Consumption in Appartement
Buildings as Key design Parameter for Solar Collector Installations
Tagung euro-sun, Freiburg i. Br., 1996
- /59/ Lindner, H., Lindner, E.: Effizienz der Heizungumstellung mit einem Wärme-Direkt-
System der Firma LOGOTHERM, Gerichshain, 1995
- /60/ Wohnungsbaugenossenschaft Coswig, mündliche Information
- /54/ Riedel, M.: Einzelraum-Temperaturregelung mit und ohne Heizkostenverteilung
Tagung "Nah- und Fernwärmeversorgung - effektiv, umweltfreundlich,
kostengünstig", Technische Fachhochschule Wildau, 1995
- /61/ Ingenieurbüro Dr. Valentin: Simulationsprogramm TSOL, Version 3.0, Berlin, 1996
- /62/ Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2078; Berechnung der Kühllast klimatisierter
Räume, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1993
- /63/ Wirtschaftsberatung: Die Kosten der Fernwärmeverlegung in Deutschland, 1990
- /64/ Witt, J.: Nahwärme in Neubaugebieten - neue Wege zu kostengünstigen Lösungen,
Öko-Institut e. V., Freiburg, 1995
- /65/ Kotzem, S.: Einsatz von Blockheizkraftwerken in kleinen Fernwärmenetzen
Großer Beleg, TU Dresden, 1995
- /66/ Holfeld, Th.: Einsatz von Kompressionswärmepumpen in kleinen Fernwärmenetzen
Großer Beleg, TU Dresden, 1995

- /67/ Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2067 Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Blatt 1: Betriebstechnische und wirtschaftliche Grundlagen VDI-Verlag, Düsseldorf, 1983
- /68/ Gilli, P. V.: Wärmeversorgung von Wohnbauten mit Sonnenenergie dbv-verlag, Graz, 1979
- /69/ Deutscher Bundestag: Enquete-Bericht zum Schutz der Erdatmosphäre

Kapitel 3 "Versorgungsvarianten"

- /70/ Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2067 Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Blatt 7: Blockheizkraftwerke VDI-Verlag, Düsseldorf, 1988
- /71/ Reetz, B; Gassel, A. et. al.: Einsatz eines Blockheizkraftwerkes für ein Hallenbad, zwei Schulen und zwei geplante Wohngebiete in Gernsheim, Studie der FOWUT GmbH, Dresden, 1995
- /72/ Kretschmer, R.: Methodische Grundlagen zur optimalen Auslegung kleiner Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit Kurzzeit-Wärmespeichern Dissertation, TU Dresden, 1994
- /73/ Stiebel-Eltron: Wärmepumpenprospekte, 1994
- /74/ Verein Deutscher Ingenieure: VDI 2067 Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen - Blatt 6: Wärmepumpen VDI-Verlag, Düsseldorf, 1989
- /76/ Benz, N.: Direkte solarthermische Prozeßdampferzeugung in evakuierbaren Flachkollektoren VDI-Verlag, Düsseldorf, 1994
- /77/ SOLVIS GmbH: Produktordner Solartechnik Braunschweig, 1995
- /78/ Warecka: Solarbeheizter Wohnkomplex mit Nahwärmeverbund Diplomarbeit, TU Dresden, 1992
- /79/ Wohlleben, H.: Simulation eines Niedrigenergiehauses mit TRNSYS Großer Beleg, TU Dresden, 1995
- /80/ Schmidt, M.: Solare sorptive Kühlverfahren, Luft- und Kältetechnik, März 1991
- /81/ Sulzer-Escher-Wyss: Wärmepumpeneinsatz in Industrie und Gewerbe
- /82/ Gesellschaft für Bodenanalytik und Umwelttechnik mbH (GBU): Adsorptionskältemaschinen Typ NAK, Produktkatalog Bensheim, 1995
- /83/ York International: Mini-Absorptionsflüssigkeitskühler Modell WFC 10 Produktordner, übergeben durch Herrn Schlüter am 5.4.95

- /84/ Schlundt, J.: Einsatz der Solarenergie zur Gebäudeklimatisierung
Großer Beleg, TU Dresden, 1995
- /85/ Arbeitsgemeinschaft Maschinen- und Elektrotechnik kommunaler und staatlicher
Verwaltungen (AMEV)
- /86/ Ohn, J.: Kölner Pilotprojekt: Verwaltungsgebäude solar gekühlt
Heizungs- Lüftungs und Haustechnik (HLH), 12/95

Kapitel 4 "Solaranlagen Oederan"

- /87/ AIC Ingenieurgesellschaft für Bauplanung Chemnitz GmbH:
Modellprojekt Oederan, Chemnitz, 1995
- /88/ Doltze, T.: Messungen an einer solarthermischen Anlage
zur Trinkwassererwärmung (erste Meßperiode)
Großer Beleg, TU Dresden, 1995
- /89/ Wiedemann, D.: Messungen an einer solarthermischen Anlage
zur Trinkwassererwärmung (zweite Meßperiode)
Diplomarbeit, TU Dresden, 1995
- /90/ Mehner, T.: Messungen an einer solarthermischen Anlage
zur Trinkwassererwärmung (dritte Meßperiode)
Diplomarbeit, TU Dresden, 1996
- /91/ Oertel, C.: Vermessung und Bewertung solarthermischer Anlagen
zur Trinkwassererwärmung (vierte Meßperiode)
Großer Beleg, TU Dresden, 1996
- /93/ Brünig, D., Rindelhardt, U.: Solare Warmwasserbereitung
und Fernwärmeeinspeisung - Waldblickschule Freital
Forschungszentrum Rossendorf, 1996
- /94/ intern Heizkontroll GmbH: Mitteilung über die Ergebnisse
der Heizkostenerfassung in Oederan
Dresden, 1995
- /95/ Hawemann, F.: Solarthermische Großanlagen - Aufbau und Funktion
Energieanwendung, 1/95, Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Stuttgart
- /96/ Abwasserzweckverband Hainichen, mündliche Auskunft
- /97/ Bund der Energieverbraucher e. V.: Phönix solar projekt, Informationsbroschüre
Rheinbreitbach, 1995

Anlagenverzeichnis

Anlage 1: Berechnung des Fernwärmenetzes Oederan

Anlage 2: Programmablaufplan und Quelltext des Tagesgangliniensortierers

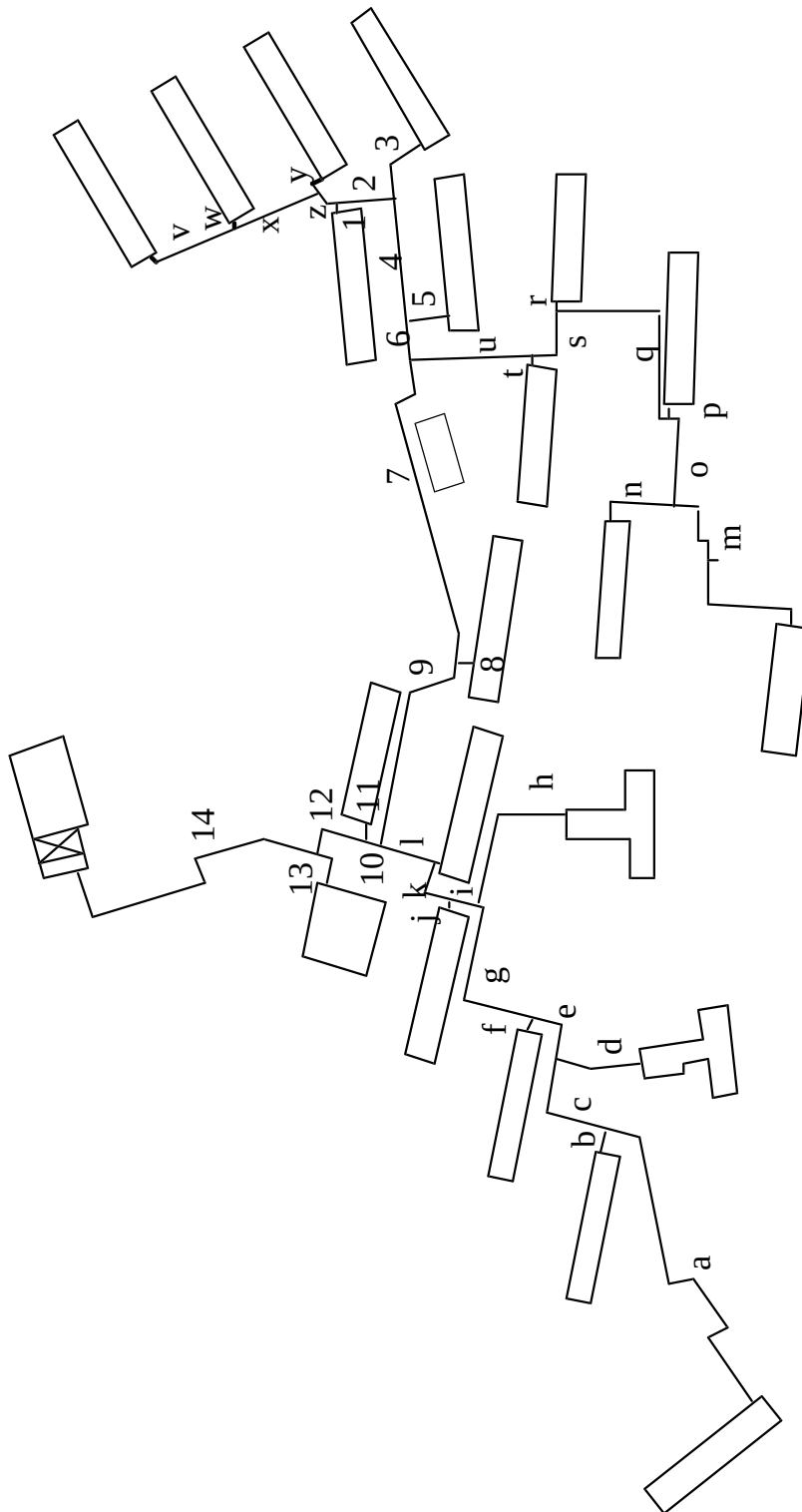
Anlage 3: Numerische Heizkörperberechnung

Anlage 4: Adsorptionskältemaschine

Anlage 5: Kosten größerer Sorptionssysteme

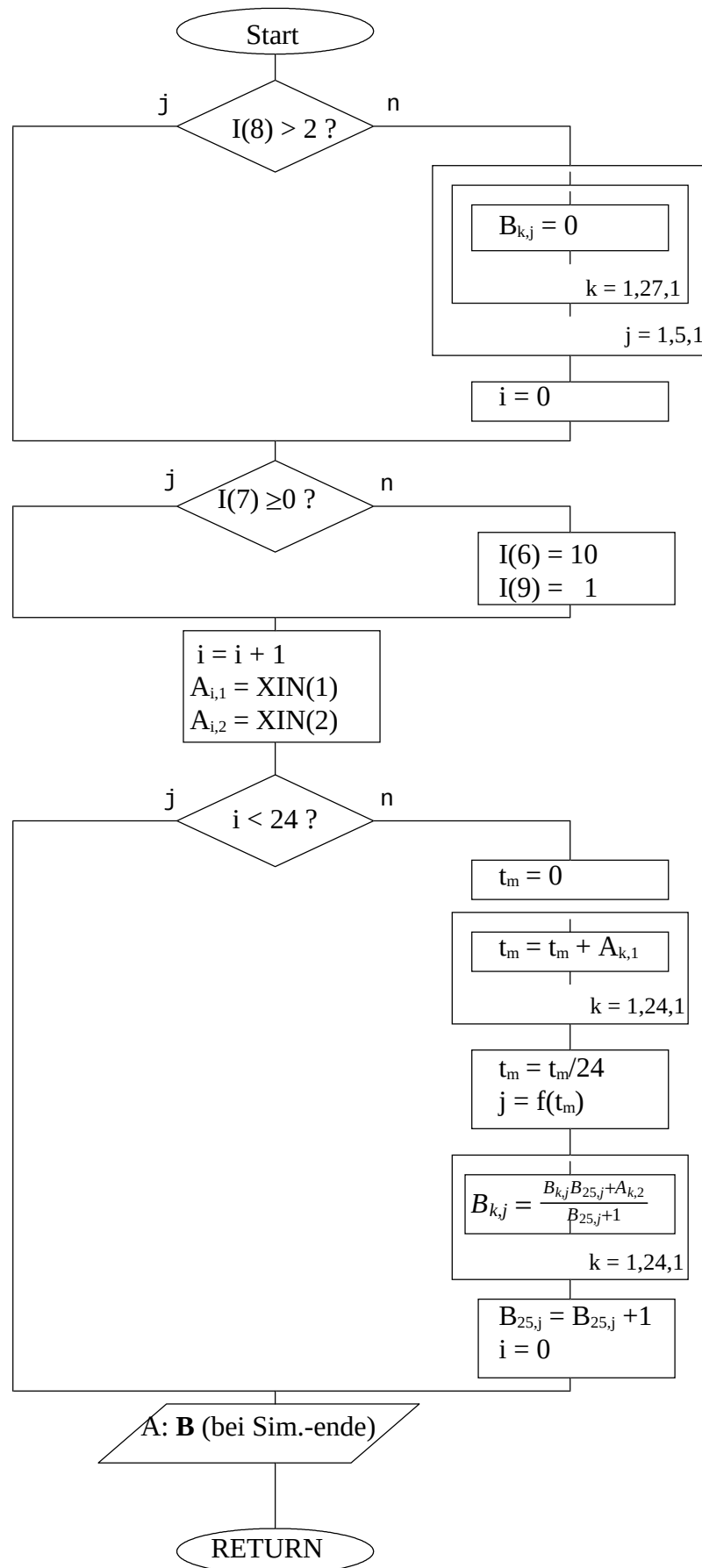
Anlage 1: Berechnung des Fernwärmenetzes Oederan

- Netz vollständig ausgebaut
- Nennweiten entsprechend den angenommenen (zu hohen) Wärmebedarfswerten



Abschnitt	Länge in m	Leistung in kW	Nennweite in mm	Preis in TDM	Verlust in W/m
a	120	200	40	66	2.435
b	8	200	40	4	162
c	40	400	50	24	863
d	32	100	25	15	588
e	22	500	65	14	517
f	4	200	40	2	81
g	56	700	65	37	1.316
h	56	100	25	27	1.028
i	9	800	80	6	229
j	3	200	40	2	61
k	19	1.000	80	14	483
l	20	1.200	80	14	509
m	85	200	40	47	1.725
n	28	200	40	15	568
o	34	400	50	20	734
p	4	200	40	2	81
q	87	600	65	57	2.045
r	3	200	40	2	61
s	25	800	80	18	636
t	3	200	40	2	61
u	43	1.000	80	31	1.093
v	32	200	40	18	649
w	2	200	40	1	41
x	32	400	50	19	690
y	6	200	40	3	122
z	7	600	65	5	165
1	4	200	40	2	81
2	20	800	80	14	509
3	25	200	40	14	507
4	44	1.000	80	32	1.119
5	15	200	40	8	304
6	14	1.200	80	10	356
7	116	2.200	125	106	3.620
8	6	200	40	3	122
9	78	2.400	125	71	2.434
10	5	3.600	200	6	204
11	5	200	40	3	101
12	25	3.800	200	31	1.021
13	15	160	32	8	289
14	112	3.960	200	138	4.573
	1.264	3.960	80 (Mittelwert)	910	

Anlage 2: Programmablaufplan und Quelltext des Tagesgangliniensortierers




```

C      Erstellung von Tagesganglinien laut Temperatureinteilung
SUBROUTINE TYPE61(TIME,XIN,OUT,T,DTDT,PAR,INFO)
Real A(24,2),B(27,5),t,tm,zw
Integer i,j,k,gr,fi
Character*40 d,e,f,g,h,l,m,n,o,p,q
Dimension XIN(10),OUT(20),PAR(10),INFO(10)
d='Tagesganglinien gemäß Temperaturmodell'
e='Zeit'
f='sehr kalt'
g='kalt'
h='kühl'
l='mild'
m='warm'
n=' Summe'
o='Winter'
p='Sommer'
q='Häufigkeiten der Typtage'
C      Erster Aufruf der Simulation
IF (INFO(8).GT.2) GOTO 300
DO 200 j=1,5,1
    DO 100 k=1,27,1
        B(k,j)=0
100    CONTINUE
200    CONTINUE
    i=0
300    CONTINUE
    zw=TIME-INT(TIME)
    IF (zw.GT.0.01) GOTO 900
C      Erster Aufruf im Zeitschritt
IF(INFO(7).GE.0) GOTO 400
INFO(6)=2
INFO(9)=1
CALL TYPECK(1,INFO,2,4,0)
gr=PAR(3)
fi=PAR(4)
400    Continue
C      Übernahme der Inputs in die Vormatrix
i=i+1
A(i,1)=XIN(1)
A(i,2)=XIN(2)
C      Ende eines Tages?
IF (i.LT.24) GOTO 700
    tm=0
C      Bestimmung der Tagesdurchschnittstemperatur
DO 500 k=1,24,1
    tm=tm+A(k,1)
500    CONTINUE
    tm=tm/24
C      Zuordnung zu einer Tagesgruppe
j=MIN(MAX((INT((tm+22.5)/7.5)),1),5)

C      Berechnung der Hauptmatrix
DO 600 k=1,24,1
    B(k,j)=(B(k,j)*B(25,j)+A(k,2))/(B(25,j)+1)
600    Continue
    B(25,j)=B(25,j)+1
C      Feststellung der Jahreszeit
IF (TIME.LT.2160) THEN
    B(26,j)=B(26,j)+1
ELSE
    IF(TIME.LT.6756)THEN
        B(27,j)=B(27,j)+1

```

```
        ELSE
        B(26,j)=B(26,j)+1
    ENDIF
ENDIF
i=0
700  Continue
    IF (TIME.NE.gr) GOTO 900
    Open (fi)
    Write(fi,'(3X,A40,/)')d
    Write(fi,'(2X,A6,A16,4A11)')e,f,g,h,l,m
    Do 800 k=1,24,1
    Write(fi,'(I6,1P5E11.3)')k,B(k,1),B(k,2),B(k,3),B(k,4),B(k,5)
800  Continue
    Write(fi,'(/,4X,A40,/)')q
    Write(fi,'(A6,1P5E11.3)')o,B(26,1),B(26,2),B(26,3),B(26,4),B(26,5)
    Write(fi,'(A6,1P5E11.3)')p,B(27,1),B(27,2),B(27,3),B(27,4),B(27,5)
    Write(fi,'(A6,1P5E11.3)')n,B(25,1),B(25,2),B(25,3),B(25,4),B(25,5)
    Close(fi)
900  Continue
    OUT(1)=TIME
    OUT(2)=INFO(8)
    End
```

Anlage 3: Numerische Heizkörperberechnung

In welchem Maße die Heizenergie solar bereitgestellt werden kann, ist nicht nur von der Güte und Auslegung der Kollektoren und Speicher, sondern in ganz entscheidendem Maße vom Heiznetz abhängig. Den Haupteinfluß stellt die Größe der Heizkörper dar. Je größer die Heizfläche, desto kleiner können Vor- und Rücklauftemperatur gewählt werden. Daraus ergeben sich hohe Kollektorwirkungsgrade und eine gute Speicherausnutzung. Eine Vergrößerung der Heizflächen ist jedoch mit Kosten verbunden. Zudem sind hinsichtlich des Platzes Grenzen gesetzt.

Die Berechnung der Heizflächen muß während der Simulation erfolgen. Da sie nicht unproblematisch ist, soll sie hier näher vorgestellt werden. Beim einfachsten Verfahren wird die aktuell benötigte Heizleistung vom Gebäude-Unterprogramm (TYPE 56) errechnet. Gemäß einer üblichen Regelung wird dann die Vorlauftemperatur als Funktion der Außentemperatur ermittelt. Anschließend ist die Rücklauftemperatur der Heizflächen zu bestimmen. Übliche Heizflächen werden durch folgende Gleichungen charakterisiert:

$$\vartheta_m = \frac{t_v - t_r}{\ln \frac{t_v - t_i}{t_r - t_i}} \quad ; \quad \dot{Q}_{\text{heiz}} = \dot{Q}_{\text{nenn}} \left(\frac{\vartheta_m}{60 \text{ K}} \right)^n$$

ϑ_m mittlere logarithmische Temperaturdifferenz
 t_r Rücklauftemperatur
 $\dot{Q}_{\text{nenn}}$ Nennleistung aller Heizflächen
 n Heizkörperexponent

t_v Vorlauftemperatur
 t_i Raumtemperatur
 $\dot{Q}_{\text{heiz}}$ aktuelle Heizleistung

Aus der zweiten Gleichung kann die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz bestimmt werden:

$$\vartheta_m = 60 \text{ K} \left(\frac{\dot{Q}_{\text{heiz}}}{\dot{Q}_{\text{nenn}}} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Da alle anderen Größen bekannt sind, kann die Rücklauftemperatur nun aus der ersten Gleichung ermittelt werden. Es steht die Aufgabe, jenes t_r zu finden, bei dem folgende Gleichung eine Nullstelle aufweist:

$$F = \vartheta_m - \frac{t_v - t_r}{\ln \frac{t_v - t_i}{t_r - t_i}} = 0$$

Die Gleichung ist nicht exakt auflösbar. Sie muß mittels eines Näherungsverfahrens gelöst werden. Drei Verfahren bieten sich an, zum einen die Trivialiteration mit und ohne Relaxation und zum anderen das Newton-Verfahren. Für alle diese Verfahren wird zunächst ein Anfangswert benötigt. Dieser sollte möglichst dicht an der exakten Lösung liegen. Da die mittlere lineare Temperaturdifferenz zumindest bei hohen Vor- und Rücklauftemperaturen in die mittlere logarithmische Temperaturdifferenz übergeht, kann der Anfangswert aus der entsprechenden Gleichung gewonnen werden:

$$\vartheta_m \approx \overline{\Delta t} = \frac{t_v + t_r}{2} - t_i \Rightarrow t_{r,1} = 2(\vartheta_m + t_i) - t_v$$

Die Trivialiteration erfolgt nun, indem die Gleichung für F nach einem der beiden t_r umgestellt und t_r nun schrittweise verbessert wird. Da die gesuchte Größe zweimal vorkommt, existieren dafür auch zwei Möglichkeiten, von denen allerdings nur eine zur Konvergenz führt. Ein entsprechender Versuch zeigte, daß es sich hierbei um die Umstellung nach t_r im Nenner handelt:

$$t_{r,i+1} = t_i + (t_v - t_i) e^{\frac{t_{r,i} - t_v}{\vartheta_m}}$$

Erfahrungsgemäß konvergiert dieses Verfahren sehr langsam. Da die Näherung der exakten Lösung einer geometrischen Reihe ähnelt, kann eine Beschleunigung mittels Relaxation erfolgen. Ein entsprechender Schritt kann frühestens nach dem zweiten trivialen Schritt erfolgen:

$$r = \frac{t_{r,3} - t_{r,2}}{t_{r,2} - t_{r,1}} \quad ; \quad t_{r,4} = t_{r,3} + (t_{r,3} - t_{r,2})(r + r^2 + r^3 + \dots + r^\infty)$$

Die zweite Gleichung entspricht einer geometrischen Reihe und besitzt einen Grenzwert:

$$t_{r,4} = t_{r,3} + (t_{r,3} - t_{r,2})r(1 - r)$$

Das Newton-Verfahren basiert auf folgendem Grundprinzip:

$$t_{r,i+1} = t_{r,i} - \frac{F(t_{r,i})}{F'(t_{r,i})}$$

woraus sich eine Gleichung großer Komplexität ergibt:

$$t_{r,i+1} = t_{r,i} - \frac{\frac{t_v - t_{r,i}}{\ln \frac{t_v - t_i}{t_{r,i} - t_i}} - \vartheta_m}{\frac{\frac{t_v - t_{r,i}}{t_{r,i} - t_i} - \ln \frac{t_v - t_i}{t_{r,i} - t_i}}{\ln^2 \frac{t_v - t_i}{t_{r,i} - t_i}}}$$

Zu beachten ist weiterhin, daß der Logarithmandus nicht negativ werden kann, also $t_{r,i}$ nicht kleiner als die Raumtemperatur sein darf. Dies kann die Gleichung für den Anfangswert jedoch nicht sicherstellen, weshalb zwingend ein Trivialschritt eingeschoben werden muß. Es soll nun bestimmt werden, welches Verfahren bei geringstem Aufwand die größte Genauigkeit liefert. In Tabelle 1 wird der Rechenablauf präzisiert und die Anzahl der Elementaroperationen bestimmt.

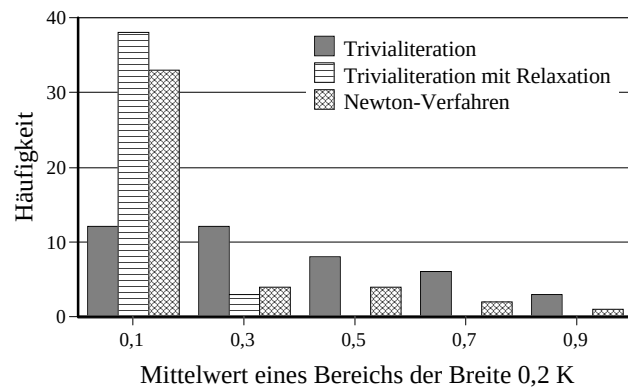
Tabelle 1: Erfassung der Elementaroperationen

Trivialiteration ohne Relaxation	Trivialiteration mit Relaxation	Newtonverfahren
Bestimmung des Anfangswertes (3)		
4 Trivialschritte (4*6)	2 Trivialschritte (2*6)	1 Trivialschritt (6)
	1 Relaxationsschritt (8)	Newtonschrift (22)
	1 Trivialschritt (6)	
27	29	31

Es zeigt sich, daß die Verfahren einen ungefähr identischen Rechenaufwand besitzen. Wesentliches Einsatzkriterium stellt somit die Genauigkeit dar. Die Berechnungen wurden für alle Verfahren bei unterschiedlichen Vor- und Rücklauftemperaturen realisiert. Für das Trivialverfahren mit Relaxation sind die Berechnungsfehler in Tabelle 2 festgehalten.

Tabelle 2: Berechnungsfehler in K

t_v t_r	40	50	60	70	80	90
25	0,06	0,07	0,07	0,06	0,06	0,05
30	0,04	0,09	0,12	0,14	0,14	0,14
35	0,01	0,06	0,11	0,16	0,18	0,2
40		0,02	0,08	0,14	0,18	0,22
45		0	0,04	0,1	0,16	0,21
50			0,01	0,06	0,12	0,18
55			0	0,03	0,08	0,14
60				0,01	0,05	0,1
65				0	0,02	0,06
70					0,01	0,04



Um leichter einen Überblick über die Ergebnisse dieses und der konkurrierenden Verfahren zu gewinnen, wurde aus den Fehlerfeldern ein Histogramm gemäß Bild bestimmt. Hier wird erkennbar, daß die Fehler der Trivialiteration über den gesamten Bereich bis 1 K relativ einheitlich verteilt sind. Das Newton-Verfahren rechnet in weiten Bereichen sehr genau, liefert jedoch einige recht große Fehler. Lediglich die Trivialiteration mit Relaxation besitzt keine großen Fehler. Der größte Wert beträgt 0,22 K. Dieses Verfahren ist also in diesem Fall bevorzugt einzusetzen.

Da die hohe Genauigkeit nicht immer sinnvoll ist, kann die Berechnung gegebenenfalls nach dem Relaxationsschritt abgebrochen werden. Der maximale Fehler beträgt dann 0,48 K.

Anlage 4: Quelltext des TRNSYS-Type "Adsorptionskältemaschine" und Eigenschaften der Maschine

```

C      Adsorptionskältemaschine NAK
C      Mehrdimensionale Interpolation auf Grundlage der Herstellerangaben
C      TU Dresden, ITT, A. Gassel, 0351/4633423, 8.10.94
      SUBROUTINE TYPE7(TIME,XIN,OUT,T,DTDT,PAR,INFO)
      Real COP(5,10,5),ci,cj,ck,A(2,2,2),l,Q(5,10,5),co,Qkalt,Qheiz
      Real Qkuehl,CAPY
      Integer i,j,k
      Dimension XIN(10),OUT(20),PAR(10),INFO(10)
      DATA COP/10*0.0,43,4*0.0,50,46,3*0.0,54,51,48,45,0.0,58,55,53,50,
        . 47,60,58,56,54,51,62,60,58,57,54,63,62,60,59,57,64,63,62,60,59,
        . 10*0.0,46,4*0.0,52,48,45,2*0.0,56,53,50,47,44,59,57,55,52,49,61,
        . 60,58,55,53,63,62,60,58,56,64,63,62,60,58,65,64,63,62,60,
        . 10*0.0,56,44,3*0.0,57,51,47,44,0,58,55,53,50,46,61,59,56,54,51,
        . 63,61,59,57,55,64,63,61,60,58,65,64,63,61,60,66,65,64,63,61,
        . 5*0,50,4*0,59,50,42,0,0,60,54,50,47,0,61,57,56,53,49,63,60,57,56,
        . 53,64,62,60,59,56,65,63,62,61,59,66,65,64,62,61,66,65,64,62,62,
        . 52,4*0,56,4*0,58,56,52,2*0,61,58,56,52,49,62,60,57,55,53,64,61,
        . 59,57,56,65,62,61,60,57,66,63,62,61,58,66,64,63,62,59,66,64,63,
        . 62,59/
      DATA Q/10*0,49,4*0,64,55,46,2*0,78,69,61,52,0,89,81,73,64,56,99,
        . 91,84,75,68,107,100,93,85,78,114,107,101,94,87,119,113,108,101,
        . 93,
        . 10*0,55,4*0,71,60,51,2*0,84,74,66,57,48,96,87,78,70,62,105,
        . 98,89,81,74,113,106,98,91,84,119,113,106,99,92,123,118,112,
        . 105,100,
        . 5*0,45,4*0,60,50,3*0,76,66,57,47,0,91,82,73,63,53,102,93,85,76,
        . 68,111,103,95,87,80,108,111,104,96,90,124,117,111,104,98,128,
        . 122,117,111,104,
        . 5*0,49,4*0,65,55,41,2*0,81,72,61,50,0,96,88,79,69,58,107,99,92,
        . 82,74,117,109,102,93,86,124,117,111,102,97,130,123,118,111,105,
        . 132,125,121,115,108,
        . 42,4*0,55,4*0,71,62,52,2*0,86,78,68,60,52,98,91,84,75,68,110,
        . 104,97,88,81,122,116,109,100,92,131,125,119,110,104,138,134,128,
        . 121,114,138,134,128,121,114/
C      Erster Aufruf der Simulation
      IF (INFO(7).GE.0) GOTO 100
      INFO(6)=9
      INFO(9)=0
      CALL TYPECK(1,INFO,7,1,0)
100    Continue
      l=1
C      Uebernahme der Parameter
      CAPY=PAR(1)
C
C      Uebernahme der Inputs
C      Erfassung der K•hlwassertemperatur
      IF (XIN(3).GT.32) l=0
      i=INT(XIN(3))
      ci=XIN(3)-i
      IF (i.LT.28) THEN
        i=28
        ci=0
      ENDIF
      i=i-27
C      Erfassung der Heizwassertemperatur
      IF (XIN(1).LT.55) l=0
      j=INT((XIN(1))/5)
      cj=(XIN(1))/5-j
      IF (j.GT.19) THEN
        j=20
        cj=0
      ENDIF
      j=j-10

```

```

C      Erfassung der Kaltwassertemperatur
      IF (XIN(5).LT.10) l=0
      k=INT(XIN(5))
      ck=XIN(5)-k
      IF (k.GT.13) THEN
        k=14
        ck=0
      ENDIF
      k=k-9
C      Interpolation von COP
      A(1,1,1)=COP(i,j,k)
      A(2,1,1)=COP((i+1),j,k)
      A(1,2,1)=COP(i,(j+1),k)
      A(2,2,1)=COP((i+1),(j+1),k)
      A(1,1,2)=COP(i,j,(k+1))
      A(2,1,2)=COP((i+1),j,(k+1))
      A(1,2,2)=COP(i,(j+1),(k+1))
      A(2,2,2)=COP((i+1),(j+1),(k+1))
      IF (A(2,1,1).LT.1) l=0
      A(1,1,1)=A(1,1,1)*(1-ci)+A(2,1,1)*ci
      A(1,2,1)=A(1,2,1)*(1-ci)+A(2,2,1)*ci
      A(1,1,2)=A(1,1,2)*(1-ci)+A(2,1,2)*ci
      A(1,2,2)=A(1,2,2)*(1-ci)+A(2,2,2)*ci
      A(1,1,1)=A(1,1,1)*(1-cj)+A(1,2,1)*cj
      A(1,1,2)=A(1,1,2)*(1-cj)+A(1,2,2)*cj
      A(1,1,1)=A(1,1,1)*(1-ck)+A(1,1,2)*ck
      co=A(1,1,1)*l
C      Interpolation von Q
      A(1,1,1)=Q(i,j,k)
      A(2,1,1)=Q((i+1),j,k)
      A(1,2,1)=Q(i,(j+1),k)
      A(2,2,1)=Q((i+1),(j+1),k)
      A(1,1,2)=Q(i,j,(k+1))
      A(2,1,2)=Q((i+1),j,(k+1))
      A(1,2,2)=Q(i,(j+1),(k+1))
      A(2,2,2)=Q((i+1),(j+1),(k+1))
      A(1,1,1)=A(1,1,1)*(1-ci)+A(2,1,1)*ci
      A(1,2,1)=A(1,2,1)*(1-ci)+A(2,2,1)*ci
      A(1,1,2)=A(1,1,2)*(1-ci)+A(2,1,2)*ci
      A(1,2,2)=A(1,2,2)*(1-ci)+A(2,2,2)*ci
      A(1,1,1)=A(1,1,1)*(1-cj)+A(1,2,1)*cj
      A(1,1,2)=A(1,1,2)*(1-cj)+A(1,2,2)*cj
      A(1,1,1)=A(1,1,1)*(1-ck)+A(1,1,2)*ck
      Qkalt=A(1,1,1)*l*CAPY/100
      IF (Qkalt.GT.XIN(7)) Qkalt=XIN(7)
C      Berechnung der anderen Leistungsgroessen
      Qheiz=Qkalt*100/(co+0.001)
      Qkuehl=Qkalt+Qheiz
C      Ausgabe
      OUT(1)=XIN(1)-Qheiz/(4.19*XIN(2))
      OUT(2)=XIN(2)
      OUT(3)=XIN(3)+Qkuehl/(4.19*XIN(4))
      OUT(4)=XIN(4)
      OUT(5)=XIN(5)-Qkalt/(4.19*XIN(6))
      OUT(6)=XIN(6)
      OUT(7)=Qkalt
      OUT(8)=Qheiz
      OUT(9)=Qkuehl
      Return
      End

```

Abkühlung des Kaltwassers von 14°C auf 9°C

Kälteleistung in %

Kühlwasser- temperatur	Heizwassertemperatur				
	55 °C	65 °C	75 °C	85 °C	95 °C
28 °C	42 %	72 %	98 %	123 %	138 %
30 °C		52 %	84 %	109 %	129 %
32 °C			68 %	92 %	114 %

Kälteverhältnis

Kühlwasser- temperatur	Heizwassertemperatur				
	55 °C	65 °C	75 °C	85 °C	95 °C
28 °C	0,52	0,58	0,62	0,65	0,66
30 °C		0,52	0,57	0,61	0,63
32 °C			0,53	0,57	0,59

Abkühlung des Kaltwassers von 10 °C auf 5 °C

Kälteleistung

Kühlwasser- temperatur	Heizwassertemperatur				
	55 °C	65 °C	75 °C	85 °C	95 °C
28 °C		49 %	78 %	99 %	114 %
30 °C		33 %	61 %	84 %	101 %
32 °C			43 %	68 %	86 %

Kälteverhältnis

Kühlwasser- temperatur	Heizwassertemperatur				
	55 °C	65 °C	75 °C	85 °C	95 °C
28 °C		0,43	0,54	0,6	0,63
30 °C			0,48	0,56	0,6
32 °C				0,51	0,57

Anlage 5: Kosten größerer Sorptionssysteme

1. Vergrößerte deutsche Anlage (350 kW)

Zunächst werden kapital- und betriebsgebundene Kosten bestimmt:

		Investition	kapitalg. Kosten	betriebsg. Kosten
a)	luftgek. el. Kaltwassers.	180 TDM	18,3 TDM/a	5,0 TDM/a
	Montage Kaltwassersatz	40 TDM	4,0 TDM/a	
	Kältekreis	120 TDM	10,2 DM/a	2,4 TDM/a
	Leittechnik	40 TDM	4,0 TDM/a	1,2 DM/a
	Summe	380 TDM	36,5 DM/a	8,6 DM/a
b)	Adsorptionskältemaschine	320 TDM	22,8 TDM/a	2,0 TDM/a
	Kühlturm	60 TDM	6,1 TDM/a	1,0 TDM/a
	Montage	100 TDM	8,6 TDM/a	
	Heiz-, Kühl- und Kältekreis	200 TDM	17,2 TDM/a	2,0 TDM/a
	Speicher	20 TDM	1,7 TDM/a	0,2 TDM/a
	Leittechnik	55 TDM	5,6 TDM/a	1,0 TDM/a
	Summe	755 TDM	62,0 TDM/a	6,2 TDM/a
c)	Adsorptionskältemaschine	320 TDM	22,8 TDM/a	2,0 TDM/a
	Kühlturm	60 TDM	6,1 TDM/a	1,0 TDM/a
	Kollektoren	1200 TDM	100,0 TDM/a	6,0 TDM/a
	Montage	260 TDM	22,0 TDM/a	
	Heiz-, Kühl- und Kältekreis	200 TDM	17,2 TDM/a	2,0 TDM/a
	Speicher	20 TDM	1,7 TDM/a	0,2 TDM/a
	Leittechnik	70 TDM	7,1 TDM/a	1,2 TDM/a
	Summe	2130 TDM	176,9 TDM/a	11,2 TDM/a

Anschließend werden die verbrauchsgebundenen Kosten bestimmt:

- a) Für die Kompressionskältemaschine ergibt sich bei einer Leistungszahl von 2,5 ein Strombedarf von 130 MWh/a. Bei einem Strompreis von 160 DM/MWh ergeben sich jährliche Stromkosten von 21000 DM/a.
- b) Bei einem Kälteverhältnis von 0,64 ergibt sich für die Adsorptionskältemaschine ein Wärmebedarf von 500 MWh/a. Bei einem Sommerarbeitspreis der Fernwärme von 25 DM/MWh liegen die Heizwärmekosten bei 12500 DM/a. Hinzu kommen noch Frischwasserkosten. Geht man von einem Verdunstungskühlungsanteil von 60 % und der Nichtexistenz von Spritzwasserverlusten aus, beträgt der Verbrauch 500 m³/a, was bei einem spezifischen Preis von 3 DM/m³ zu Kosten von 1500 DM/a führt.

- c) Für eine Solaranlage fallen neben den Frischwasserkosten keine nennenswerten verbrauchsgebundenen Kosten an. Es fällt im Gegenteil ein Wärmegewinn außerhalb der Kühlperiode für Heizung und Warmwasserbereitung an. Wird diese Menge von 475 MWh/a mit einem Preis von 50 DM/MWh bewertet, ergeben sich zusätzliche Einnahmen von 23750 DM/a.

2. Kleine spanische Anlage (70 kW)

Zunächst werden kapital- und betriebsgebundene Kosten bestimmt:

		Investition	kapitalg. Kosten	betriebsg. Kosten
a)	luftgek. el. Kaltwassers.	60 TDM	6100 DM/a	2000 DM/a
	Montage Kaltwassersatz	15 TDM	1500 DM/a	
	Kältekreis	30 TDM	2600 DM/a	600 DM/a
	Leittechnik	20 TDM	2000 DM/a	600 DM/a
	Summe	140 TDM	13500 DM/a	3400 DM/a
c)	Adsorptionskältemaschine	150 TDM	10700 DM/a	1000 DM/a
	Kühlturm	25 TDM	2500 DM/a	500 DM/a
	Kollektoren	300 TDM	25800 DM/a	3000 DM/a
	Montage	60 TDM	5200 DM/a	
	Koll-, Kühl- und Kältekreis	80 TDM	6900 DM/a	800 DM/a
	Speicher	7 TDM	600 DM/a	100 DM/a
	Leittechnik	30 TDM	3100 DM/a	600 DM/a
	Summe	652 TDM	54800 DM/a	6000 DM/a

Anschließend werden die verbrauchsgebundenen Kosten bestimmt:

- a) Für die Kompressionskältemaschine ergibt sich bei einer Leistungszahl von 2,2 ein Strombedarf von 60 MWh/a. Bei einem Strompreis von 200 DM/MWh ergeben sich jährliche Stromkosten von 12000 DM/a.
- c) Für eine Solaranlage fallen neben den Frischwasserkosten von 600 DM/a keine nennenswerten verbrauchsgebundenen Kosten an. Es fällt im Gegenteil ein Wärmegewinn außerhalb der Kühlperiode für Heizung und Warmwasserbereitung an. Wird diese Menge von 120 MWh/a mit einem Preis von 200 DM/MWh bewertet, ergeben sich zusätzliche Einnahmen von 24000 DM/a.

3. vergrößerte spanische Anlage (350 kW)

Zunächst werden kapital- und betriebsgebundene Kosten bestimmt:

		Investition	kapitalg. Kosten	betriebsg. Kosten
a)	luftgek. el. Kaltwassers.	180 TDM	18,3 TDM/a	5,0 TDM/a
	Montage Kaltwassersatz	30 TDM	3,0 TDM/a	
	Kältekreis	100 TDM	8,6 TDM/a	2,0 TDM/a
	Leittechnik	40 TDM	4,0 TDM/a	1,2 DM/a
	Summe	350 TDM	33,9 DM/a	8,2 DM/a
c)	Adsorptionskältemaschine	320 TDM	22,8 TDM/a	2,0 TDM/a
	Kühlturm	60 TDM	6,1 TDM/a	1,0 TDM/a
	Kollektoren	1200 TDM	100,0 TDM/a	6,0 TDM/a
	Montage	200 TDM	17,2 TDM/a	
	Heiz-, Kühl- und Kältekreis	150 TDM	12,9 TDM/a	1,5 TDM/a
	Speicher	20 TDM	1,7 TDM/a	0,2 TDM/a
	Leittechnik	70 TDM	7,1 TDM/a	1,2 TDM/a
	Summe	2020 TDM	167,8 TDM/a	11,9 TDM/a

Anschließend werden die verbrauchsgebundenen Kosten bestimmt:

- a) Für die Kompressionskältemaschine ergibt sich bei einer Leistungszahl von 2,2 ein Strombedarf von 300 MWh/a. Bei einem Strompreis von 160 DM/MWh ergeben sich jährliche Stromkosten von 48000 DM/a.
- c) Für eine Solaranlage fallen neben den Frischwasserkosten von 3000 DM/a keine nennenswerten verbrauchsgebundenen Kosten an. Es gibt sogar einen Wärmegewinn außerhalb der Kühlperiode für Heizung und Warmwasserbereitung. Wird diese Menge von 600 MWh/a mit einem Preis von 160 DM/MWh bewertet, ergeben sich zusätzliche Einnahmen von 12000 DM/a