

Kombination von Biomasse und Solarenergie in Nahwärmenetzen

GZ. 77.996/1-V/A/8/99

Kriterienkatalog

Projektleitung:

W. Streicher, Institut für Wärmetechnik, TU Graz

Autoren:

A. Heinz, Institut für Wärmetechnik, TU Graz

W. Streicher, Institut für Wärmetechnik, TU Graz

Weitere Mitarbeiter:

H. Kaufmann, Techn. Büro für Biomasse, Solaranlagen und Nahwärmenetze

**G. Purkarthofer, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie,
Institut für nachhaltige Technologien (AEE Intec)Gleisdorf**



INHALT

1	Einleitung und Problemanalyse	1
2	Analyse bestehender Biomasse Nahwärmenetze.....	2
2.1	Anschlussleistungen	2
2.2	Leistungsbelegung des Fernwärmenetzes.....	3
2.3	Anzahl der Kessel.....	6
2.4	Art des Sommerbetriebes	6
3	Kriterien zur Entscheidungsfindung.....	8
3.1	Technische Kriterien (siehe Kap. 4)	8
3.2	Ökologische Kriterien (siehe Kap. 5).....	8
3.3	Ökonomische Kriterien (siehe Kap. 6)	8
3.4	Weitere Beurteilungskriterien (siehe Kap. 7).....	9
4	Technische Analyse.....	10
4.1	Stand der Technik	10
4.1.1	Kollektoren.....	10
4.1.2	Hydraulik.....	10
4.2	Auslegung, Dimensionierung	11
4.2.1	Nomogramm-Algorithmus	12
4.2.1.1	Allgemeine Funktionsweise	12
4.2.1.2	Eingangsparameter.....	12
4.2.1.3	Kollektorfläche und Puffervolumen – Ausgangs-Nomogramm	13
4.2.1.4	Einfluß der Sommerlast.....	16
4.2.1.5	Einfluß von Neigung und Ausrichtung der Kollektorfläche	17
4.2.1.6	Einfluß der Netzparameter	18
4.2.2	Berechnungsbeispiel und Anwendungsgrenzen.....	20
5	Ökologische Analyse	22
5.1	Berechnungsvarianten.....	22
5.2	Berechnungsbeispiel.....	24
6	Ökonomische Analyse.....	28
6.1	Ergebnisse.....	31
6.2	Vergleich mit alternativer Dimensionierung	35
7	Weitere Beurteilungskriterien.....	37
8	Zusammenfassung und Schlußfolgerungen	38
	Literaturverzeichnis.....	40
	ANHANG.....	42

1 Einleitung und Problemanalyse

Neben den Biomasseeinzelöfen haben sich in Österreich speziell in den holzreichen bzw. ländlichen Regionen Biomasse-Nahwärmenetze sehr stark verbreitet. Mit Ende 1998 waren rund 444 solcher dezentraler Biomasse-Heizwerke mit einer Leistung von 563 MWth in Betrieb.

Im Sommer müssen die Netze zumeist nur den Energiebedarf für das Brauchwasser der Abnehmer decken. Zudem fallen einige Abnehmer wie z.B. Schulen fast vollständig aus. Die Abnahmeleistung sinkt im Sommer daher z.T. auf weniger als 5 % der Auslegungsleistung.

Wird nur ein Biomassekessel eingesetzt, so kann dieser die geringe Leistung nur durch Takten erreichen, was den Wirkungsgrad vermindert und die Emissionen erhöht. Bei vielen Anlagen kommt daher in den Sommermonaten ein kleiner Öl- oder Gaskessel zum Einsatz. Dies widerspricht natürlich dem Ansatz der Versorgung mit erneuerbaren Energieträgern.

Bei großen Biomasse-Nahwärmenetzen wird die Leistung oft mit einem Gas- oder Öl-Spitzenlastkessel mit 30-40 % der Netzleistung und zwei Biomassekesseln mit einem Leistungssplitting von 1:2 bereitgestellt. Hier kann der kleinere Biomassekessel im Sommer im Teillastbetrieb ohne Takten betrieben werden.

Bei kleinen Anlagen ist das Kesselsplitting aus Kostengründen oft problematisch und der Kessel muß im Sommer mit extremer Teillast betrieben werden oder auf einen Pufferspeicher takten.

Aus dem Dilemma der Sommerdeckung bei Anlagen mit nur einem Biomassekessel heraus entstanden Biomasse-Nahwärmenetze, die für die Sommerdeckung Solaranlagen einsetzen. 14 dieser solarunterstützten Biomasse-Nahwärmenetze mit Kollektorflächen bis 1250 m² sind derzeit in Betrieb. Die Solaranlage wird so ausgelegt, daß in den Sommermonaten annähernd eine solare Volldeckung erreicht wird. Die notwendige Restenergie stammt aus fossil betriebenen kleinen Kesseln, die zumeist bereits vorhanden sind. Mit dieser Variante kann praktisch die gesamte für den Betrieb benötigte Primärenergie aus erneuerbaren Energieträgern abgedeckt werden.

Für zukünftige Betreiber von Nahwärmenetzen und für die Förderstellen dieser Technologie stellt sich die Frage, unter welchen Umständen die Kombination aus Solaranlage und biomassebefeuertem Kessel gegenüber Varianten mit anderen Konzepten zur Sommerversorgung ohne Solaranlage sinnvoll ist. Der vorliegende Kriterienkatalog basiert auf den Ergebnissen des Forschungsprojektes „Solare Wärmenetze“, das im Rahmen des Forschungsschwerpunktes „Haus der Zukunft“ des österreichischen Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie BMVIT durchgeführt wurde (Heinz, Streicher, et al. 2001), und soll zur Entscheidungsfindung für oder gegen eine Kombination aus Biomasse und Solarenergie in Nahwärmenetzen beitragen.

2 Analyse bestehender Biomasse Nahwärmenetze

Um den Stand der Technik bei Biomasse-Nahwärmenetzen mit und ohne Solaranlage zu erfassen, wurde eine umfangreiche Erhebung von Anlagenkonfigurationen und Betriebskennwerten von bestehenden Nahwärmenetzen durchgeführt. Ziel war die Analyse der Wärmeabnahme und der Abnahmetemperaturen von bestehenden Nahwärmenetzen.

Die benötigten Anlagendaten wurden teilweise von am Projekt beteiligten Firmen zur Verfügung gestellt. Zur Erhebung weiterer Anlagendaten wurde ein Fragebogen erarbeitet, der an 335 Biomasse-Nahwärmenetze in ganz Österreich versendet wurde. Die Ansprechpartner und Adressen der jeweiligen Heizwerke stammen dabei vom LandesEnergieVerein Steiermark sowie von der Landes-Landwirtschaftskammer Niederösterreich. Von 249 Anlagen war bereits die Anschlussleistung bekannt, von 96 die Anschlussleistung, Netzlänge und Kesselleistung

Im Zuge der Datenerhebung konnten insgesamt 65 Heizwerke aufgenommen werden, 14 davon mit Solaranlage. 18 wurden von beteiligten Firmen organisiert, der Rest stammt aus den ausgesendeten Fragebögen. Die Rücklaufquote der Aussendungen betrug also 14 %.

Die nun folgenden Abbildungen basieren jeweils auf einer unterschiedlichen Anzahl von Anlagen, da die den einzelnen Abbildungen und Diagrammen zugrundeliegenden Daten nicht für jedes Heizwerk vorhanden sind bzw. erhoben werden konnten. Die Anzahl der jeweils relevanten Anlagen ist in der Unterschrift jeder Abbildung in Klammern angegeben.

2.1 Anschlussleistungen

Im Zuge der Datenerhebung wurden Anlagen mit sehr unterschiedlichen Anschlussleistungen in die Datenbank aufgenommen. In Abbildung 2-1 ist die Verteilung der Anschlussleistungen dargestellt.

In Abbildung 2-2 sind die Anschlussleistungen und die spezifischen Gesamt-Investitionskosten (EUR/kW Anschlussleistung) aller Anlagen dargestellt, wobei jedem Punkt eine Anlage zugeordnet ist. Die Trendlinie zeigt ein Sinken der spez. Anlagenkosten mit steigender Anschlussleistung.

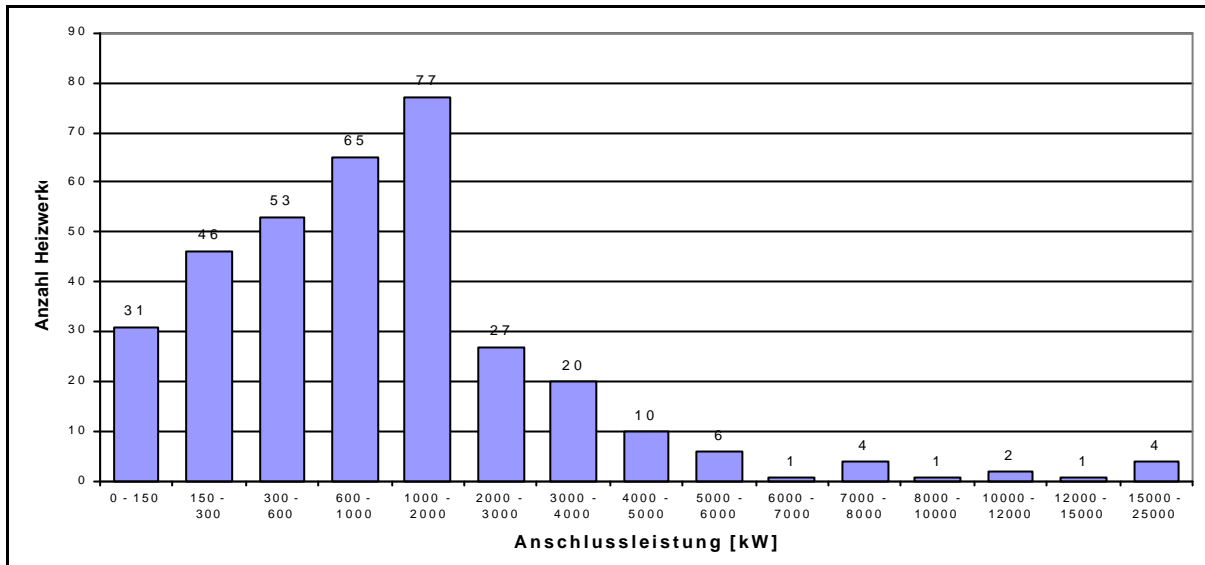


Abbildung 2-1 : Anzahl von Anlagen in verschiedenen Bereichen der Anschlussleistung (348 Anlagen)

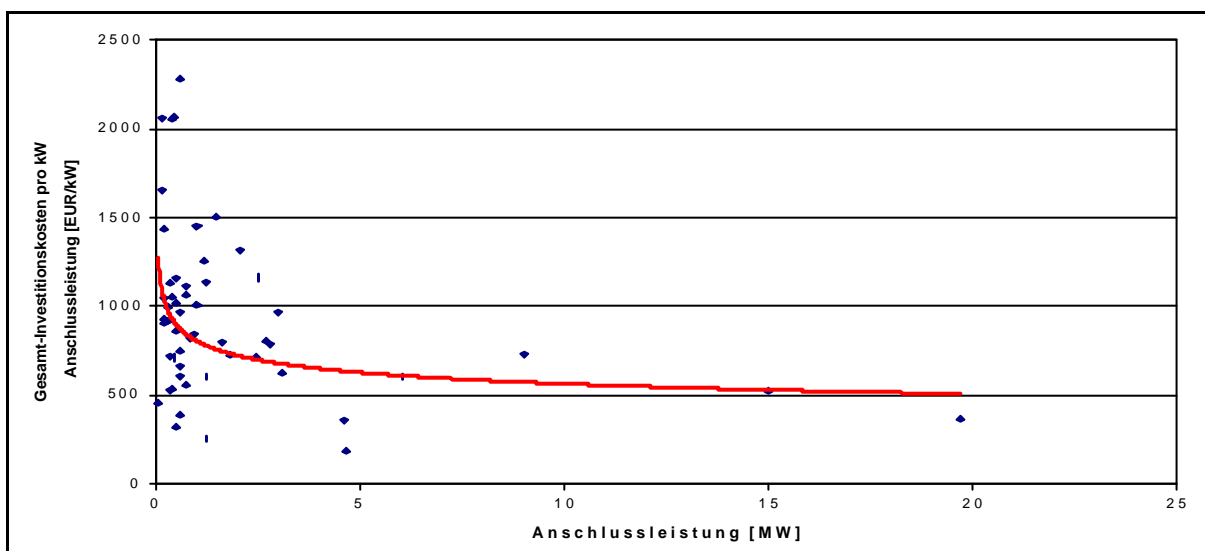


Abbildung 2-2 : Spez. Gesamt-Investitionskosten in Abhängigkeit der Anschlussleistung (54 Anlagen)

2.2 Leistungsbelegung des Fernwärmenetzes

Die Leistungsbelegung ist die auf die Netzlänge bezogene Abnehmerleistung (=Anschlussleistung). Diese Kennziffer wird durch die Leistungsdichte im Versorgungsgebiet und die ausgeführte Länge des Netzes bestimmt. Das Ziel ist es, eine möglichst hohe Leistungsbelegung zu erreichen, das heißt ein kurzes, kompaktes Verteilnetz mit großer Anschlussleistung, bzw. vielen Abnehmern.

Für den wirtschaftlichen Betrieb eines Nahwärmenetzes mit akzeptablen Netzverlusten, bzw. für nicht allzu hohe Investitionskosten wird ein Richtwert für die Leistungsbelegung von größer 1 kW/m (kW Anschlussleistung/m Netzlänge) angegeben (STOCKINGER, OBERNBERGER, 1998).

In Abbildung 2-3 sind alle erhobenen Anlagen als Punkte eingezeichnet. Die Gerade stellt den Grenzwert von 1 kW/m dar. Alle Anlagen, die sich unterhalb dieser Linie befinden, weisen eine Leistungsbelegung von weniger als 1 kW/m auf. Die Anlagen oberhalb der Linie liegen über der 1 kW/m-Grenze. Aus dieser Abbildung ist klar ersichtlich, daß ein Grossteil der Netze eine schlechte Leistungsdichte aufweist. Abbildung 2-4 veranschaulicht die Anzahl der erhobenen Anlagen, die sich in verschiedenen Bereichen der Leistungsbelegung befinden.

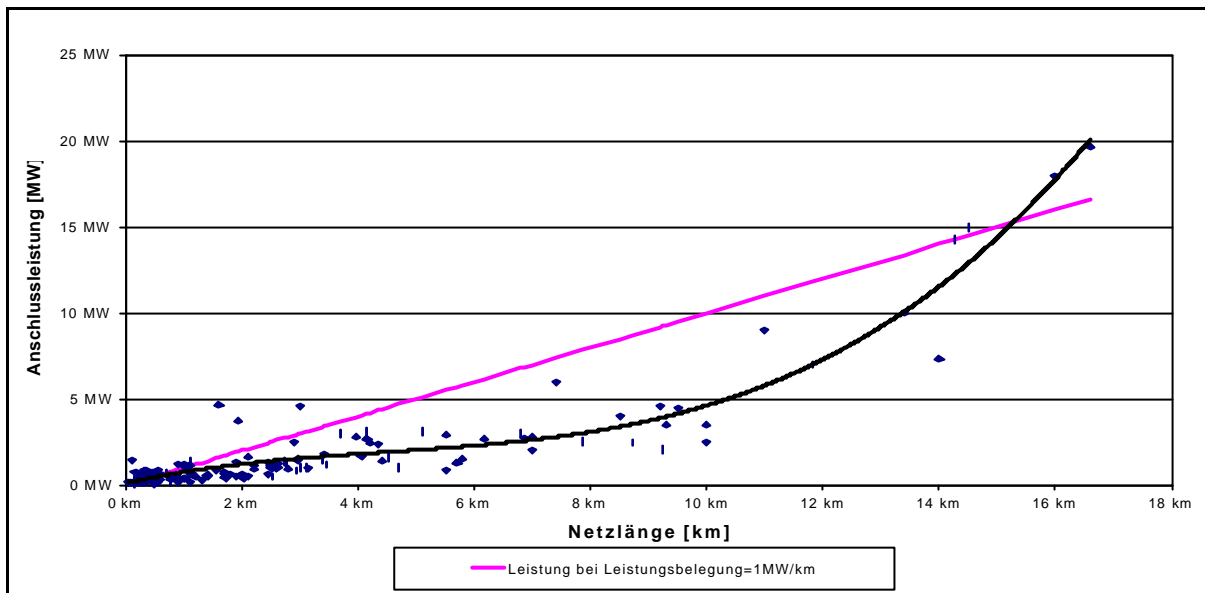


Abbildung 2-3 : Netzlänge und Anschlussleistung der erhobenen Anlagen (139 Anlagen)

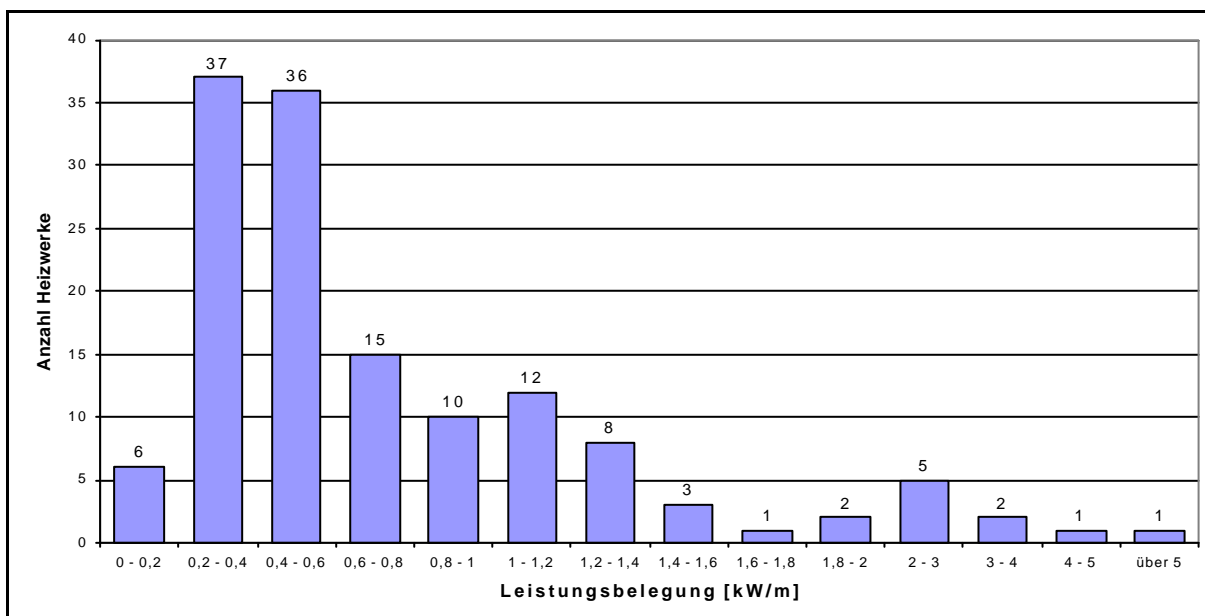


Abbildung 2-4 : Anzahl von Anlagen in verschiedenen Bereichen der Leistungsbelegung (139 Anlagen)

Größere Entfernungen zwischen den Abnehmern haben längere Leitungen zur Folge. Deshalb bewirkt eine niedrige Leistungsbelegung höhere spezifische Investitionskosten (bezogen auf die Gesamt-Anschlussleistung) sowohl beim Fernwärmenetz als auch bei der Gesamtanlage. Dieser Sachverhalt ist in Abbildung 2-5 und Abbildung 2-6 ersichtlich.

Abbildung 2-5 zeigt die Abhängigkeit der spez. Investitionskosten von der Leistungsbelegung. Die Punkte stellen dabei die einzelnen Anlagen dar. Die Kurve zeigt den ungefähren Trend, der ein Sinken der spez. Anlagenkosten mit steigender Leistungsbelegung widerspiegelt.

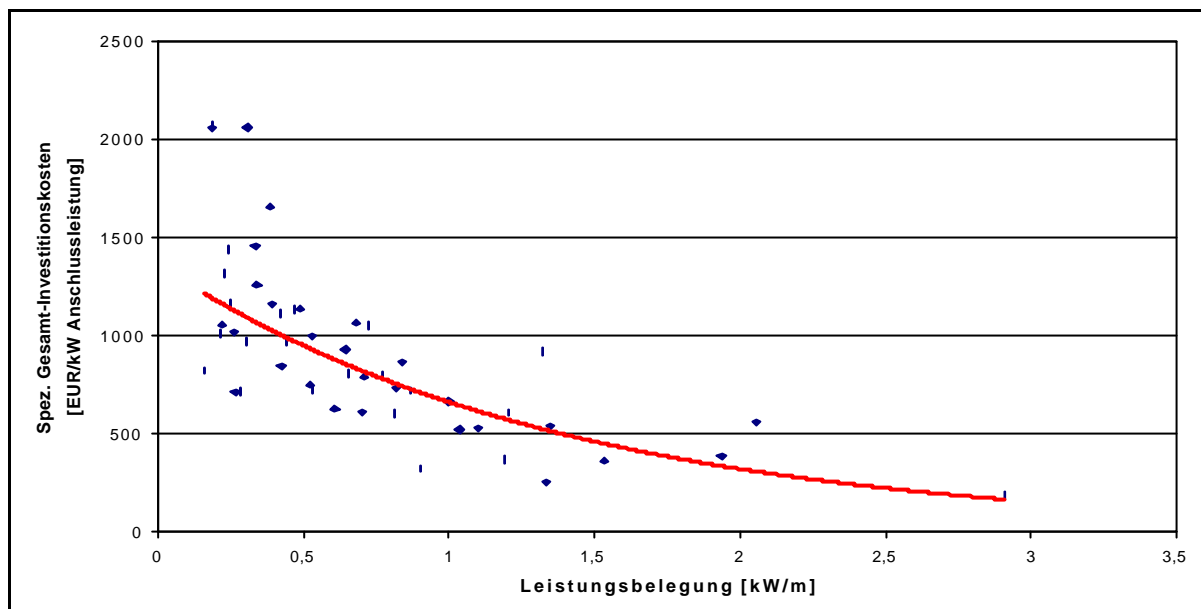


Abbildung 2-5 : Spez. Gesamt-Investitionskosten in Abhängigkeit der Leistungsbelegung (50 Anlagen)

Abbildung 2-6 zeigt den Anteil der Netzkosten an den Gesamtinvestitionskosten der Anlagen in Abhängigkeit der Leistungsbelegung. Die Trendlinie zeigt ein deutliches Sinken des Netzkosten-Anteiles mit sinkender Leistungsbelegung. So machen die Netzkosten bei 0,2 kW/m die Hälfte der Anlagenkosten aus, während sie bei 1 kW/m ein Viertel und bei 2 kW/m nur mehr ein Zehntel betragen.

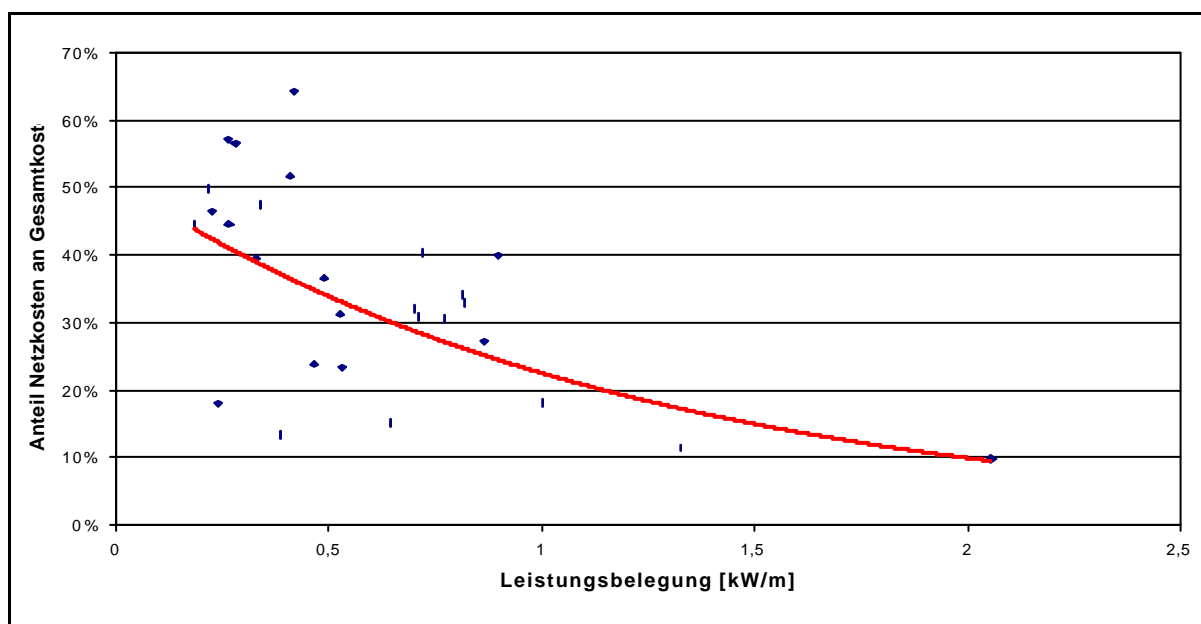


Abbildung 2-6 : Anteil der Netzkosten an den Gesamtkosten (30 Anlagen)

2.3 Anzahl der Kessel

Um zu verhindern, daß der Biomassekessel im Sommer unter extremen Teillastbedingungen betrieben wird, und um die Kesselauslastung zu steigern, setzen viele Heizwerksbetreiber ein sogenanntes Kesselsplitting ein. Darunter versteht man die Aufteilung der Leistung auf zwei Kessel (z.B. in einem Verhältnis von 1:2) oder mehr. Damit kann der kleinere Kessel den Sommerbetrieb übernehmen und im Winter für die Spitzenlastabdeckung sorgen. Der große Kessel bewerkstelligt die Abdeckung der Grundlast.

Abbildung 2-7 zeigt die prozentuelle Verteilung der Anlagen mit der jeweiligen Kesselanzahl in verschiedenen Leistungsbereichen. Es ist ersichtlich, daß bei kleinen Anlagen bis 500 kW kaum ein Kesselsplitting betrieben wird, was vorwiegend auf erhöhte Investitionskosten für mehrere Kessel zurückzuführen ist. Im Leistungsbereich von 500 bis 3000 kW nimmt der Anteil der Anlagen mit nur einem Kessel kontinuierlich ab, während Anlagen mit 2 Kesseln die Regel sind. Von 3000 bis 8000 kW beträgt der Anteil der Anlagen mit mehr als 3 Kesseln bereits 40 %, während er ab einer Leistung von 8000 kW 100 % annimmt.

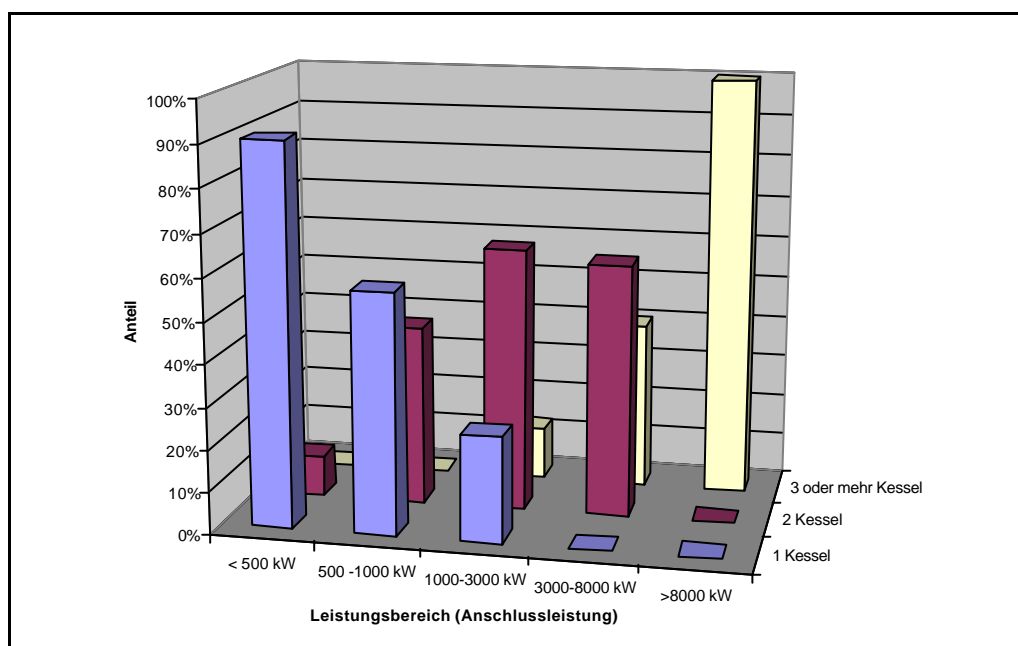


Abbildung 2-7 : Anzahl der Kessel bei verschiedenen Leistungsbereichen (62 Anlagen)

2.4 Art des Sommerbetriebes

Grundsätzlich gibt es bei österreichischen Biomasse-Nahwärmenetzen drei verschiedene Arten des Sommerbetriebes:

Ausser Betrieb: Die Anlage steht im Sommer still, die Warmwasserbereitung ist Sache der Abnehmer

Kontinuierlich: Die Anlage läuft auch im Sommer ganztägig, den Verbrauchern wird über den ganzen Tag Warmwasser garantiert

Intermittierend: Das Netz wird nur zu bestimmten Zeiten am Tag aufgeheizt („Ladefenster“)

Abbildung 2-8 zeigt die prozentuelle Verteilung der Anlagen mit der jeweiligen Art des Sommerbetriebes bei verschiedenen Leistungsbereichen.

Der Anteil der Anlagen, die im Sommer stillstehen sinkt mit zunehmender Leistung. Grosse Anlagen fahren meist einen kontinuierlichen Betrieb, während ein Grossteil der kleineren Anlagen (besonders bis 500 kW) im Sommer außer Betrieb ist. Der Grund dafür ist, daß es bei kleineren Anlagen meist nur 1 Kessel gibt, und dieser im Sommer ständig im extremen Teillastbereich fahren bzw. takten müßte. Daß es zwischen der Anzahl der Kessel und der Art des Sommerbetriebes einen deutlichen Zusammenhang gibt, zeigt Abbildung 2-9.

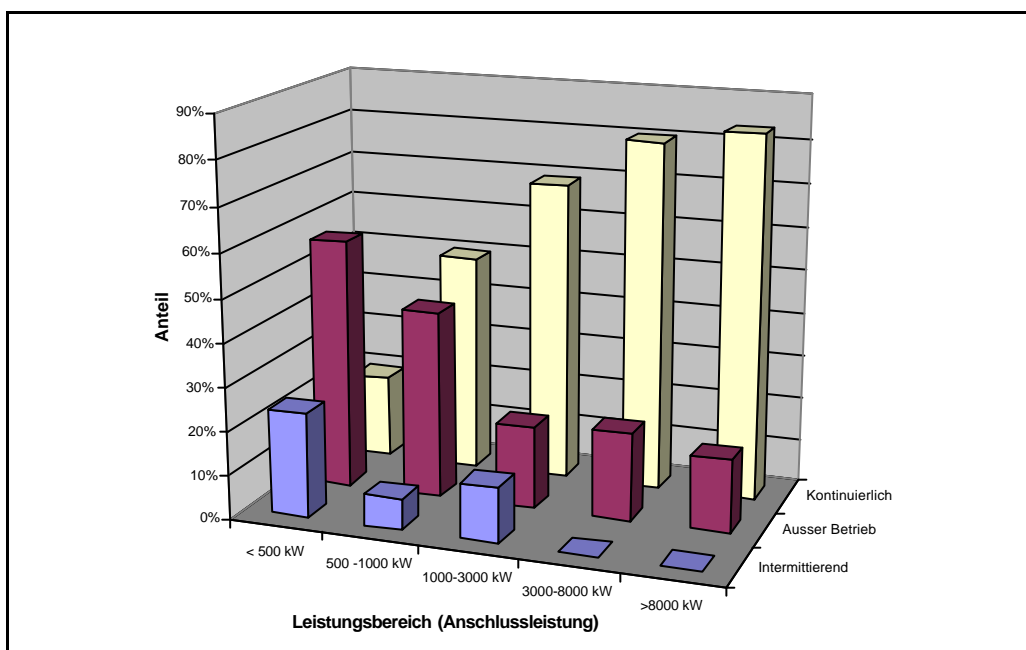


Abbildung 2-8 : Sommerbetrieb bei verschiedenen Leistungsbereichen (62 Anlagen)

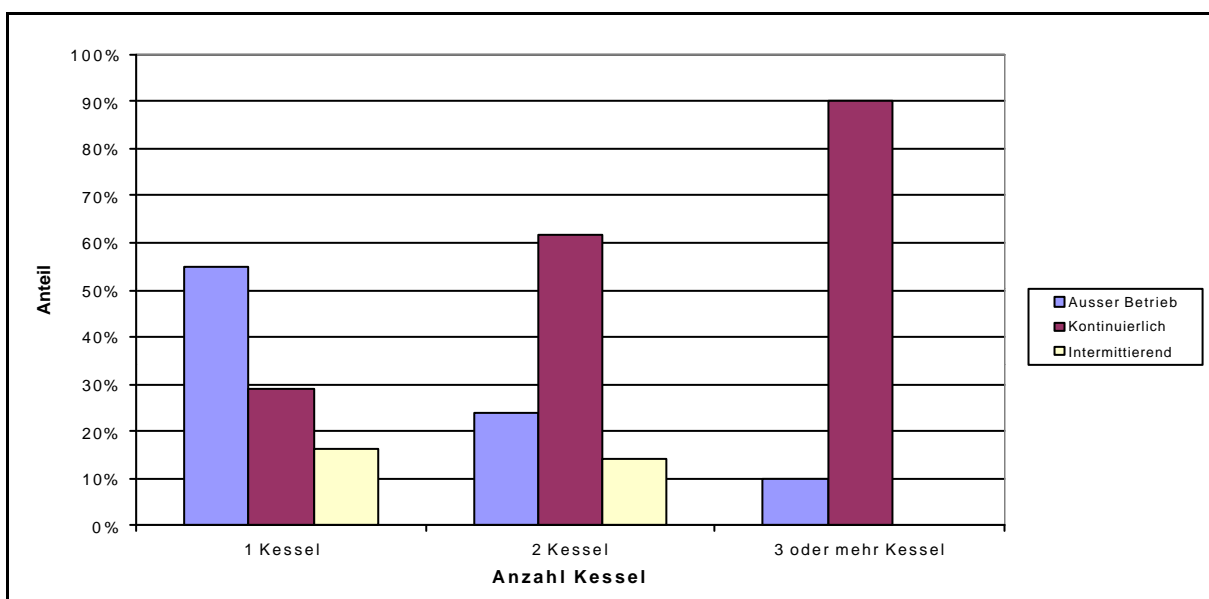


Abbildung 2-9 : Art des Sommerbetriebes in Abhängigkeit der Kesselanzahl (62 Anlagen)

3 Kriterien zur Entscheidungsfindung

Im folgenden wird ein Überblick über die für die Entscheidungsfindung für oder gegen eine Solaranlage heranzuziehenden Kriterien gegeben. Eine genaue Beschreibung der Ermittlung der Daten für die Kriterien erfolgt in den nachfolgenden Kapiteln.

3.1 Technische Kriterien (siehe Kap. 4)

Die technische Auslegung der Solaranlagen sollte auf gutem Stand sein, da sie zumeist groß genug sind, um von einem spezialisierten Planer (ev. im Subauftrag für den Generalplaner) dimensioniert zu werden.

Eine für die Qualität der Dimensionierung einer Solaranlage aussagekräftige Größe ist deren spezifischer Kollektorsertrag ($\text{kWh}/\text{m}^2, \text{a}$). Dieser hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, deren mehr oder weniger starke Einflußnahme in einzelnen Fällen zum Entscheidungskriterium für oder gegen eine Solaranlage werden kann. Hierbei sind vor allem die Zusammenhänge zwischen Kollektorfläche, Pufferspeichergröße, Anschlussleistung und Netztemperaturen von Interesse.

3.2 Ökologische Kriterien (siehe Kap. 5)

Da Nahwärmenetze vorwiegend mit Biomasse betrieben werden, sind CO_2 – Reduktionen und erneuerbare Energieträger nicht als Entscheidungskriterien für oder gegen eine Solaranlage anzusehen. Eine Ausnahme stellen hier Nahwärmenetze dar, die zur Spitzenlastabdeckung und/oder für den Sommerbetrieb zum Teil fossil betrieben werden.

Ökologisch gesehen ist eine Solaranlage umso sinnvoller, je mehr Emissionen eingespart bzw. je mehr fossile Energie substituiert wird.

Weiters sind die Auswirkungen von Teillast- und Taktzuständen auf den Emissionsausstoß von Kesseln von Interesse, da diese vorwiegend in den Sommermonaten auftreten, und sich dadurch ein hohes Einsparungspotential für die Solaranlage ergibt.

3.3 Ökonomische Kriterien (siehe Kap. 6)

Für Betreiber ist entscheidend, daß Nahwärmenetze als Ganzes vorwiegend wirtschaftlich betrieben werden. Daher ergibt sich die Fragestellung nach der ökonomischen Sinnhaftigkeit der Koppelung von Biomassefeuerung und Solaranlage.

Als Entscheidungskriterien sind diesbezüglich die jährlichen Kosteneinsparungen bzw. Mehrkosten durch den Bau einer Solaranlage bzw. deren Amortisationsdauer zu nennen. Weiters sind die Auswirkungen des Brennstoffeinsatzes, der Förderquote sowie die Sensitivitäten sonstiger Eingangsparameter von Interesse.

3.4 Weitere Beurteilungskriterien (siehe Kap. 7)

Neben technischen, ökonomischen und ökologischen Kriterien ergeben sich auch andere Beurteilungskriterien, die für oder gegen die Kombination von Biomasse und Solaranlagen in Nahwärmenetzen sprechen.

4 Technische Analyse

4.1 Stand der Technik

4.1.1 Kollektoren

Im allgemeinen werden in Österreich für solare Großanlagen Flachkollektoren mit hochselektiver Absorberbeschichtung eingesetzt.

Die Kollektoren werden bei derartigen Anlagen üblicherweise auf den Dächern der Heizhäuser und Hackgutlagerhallen montiert, wobei hauptsächlich vorgefertigte Großflächen-Kollektormodule zum Einsatz kommen, welche ins Dach integriert werden. Durch den hohen Vorfertigungsgrad und den geringen Arbeitsaufwand auf der Baustelle ergeben sich niedrige Systemkosten.



Abbildung 4-1: Montage von Großflächen-Kollektormodulen (Foto: SOLID)

4.1.2 Hydraulik

In österreichischen Nahwärmenetzen kommt zur Einbindung der Solaranlage zumeist das Hydraulikkonzept in Abbildung 4-2 zum Einsatz. Diese hydraulische Schaltung wurde für alle folgenden Betrachtungen bzw. für die Simulationen, die im Simulationsprogramm SHWwin (siehe Anhang) durchgeführt wurden, vorausgesetzt.

Sowohl Solaranlage als auch Biomassekessel speisen in einen gemeinsamen Pufferspeicher, aus dem wiederum das Wärmenetz versorgt wird. Die Solaranlage ist über einen externen

Wärmetauscher angeschlossen und kann je nach vorhandener Einstrahlung über 2 verschiedene Einlaßhöhen in den Pufferspeicher einspeisen. Die Wärmenahme aus dem Speicher in das Netz kann je nach benötigter Vorlauftemperatur über 2 Entnahmehöhen erfolgen.

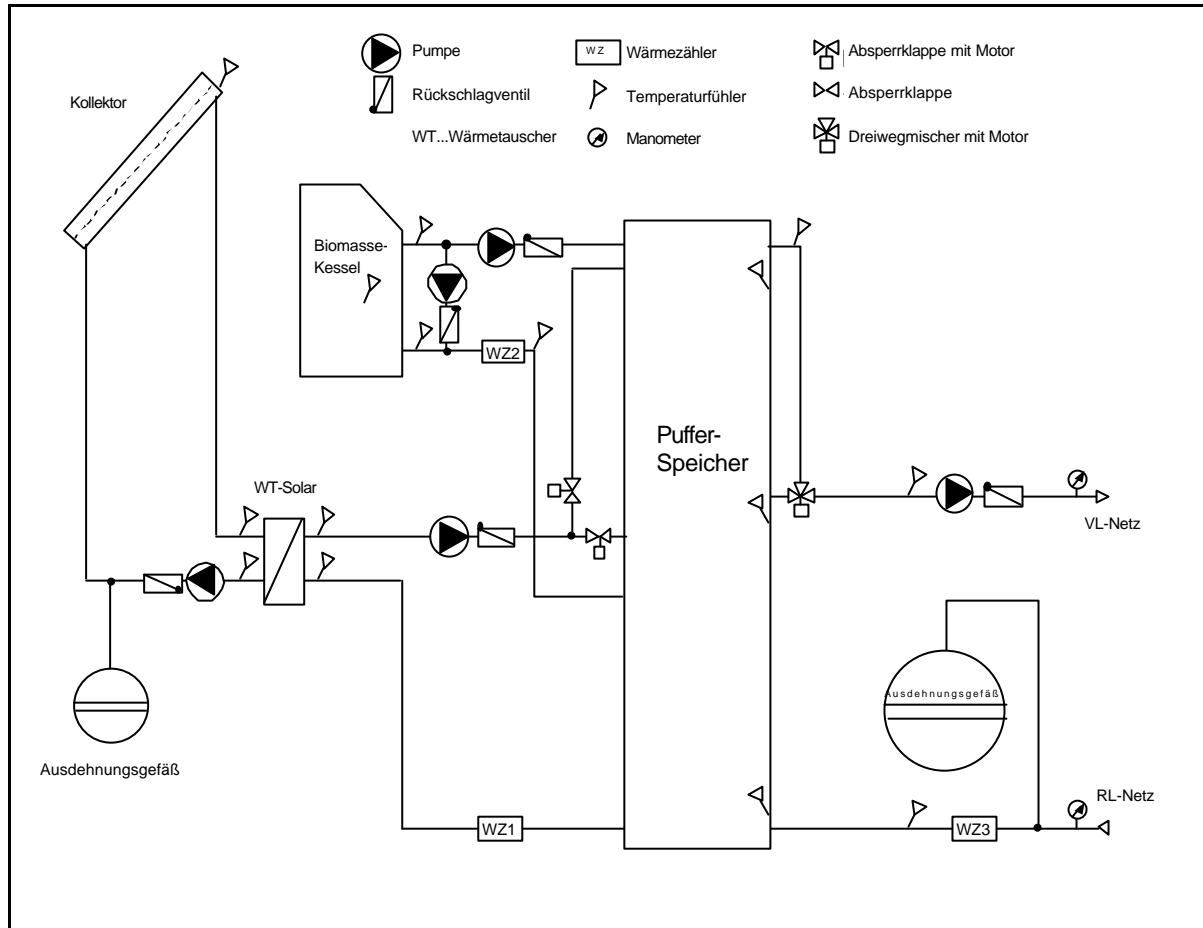


Abbildung 4-2 : Hydraulikschema

4.2 Auslegung, Dimensionierung

Grundsätzlich werden solare Großanlagen auf einen mittleren solaren Deckungsgrad im Sommer (Juli, August) von nicht mehr als 90 % ausgelegt, um Stillstände des Kollektorkreises und damit ein Ausdampfen der Kollektorflüssigkeit zu verhindern. Bei der Dimensionierung gibt es jedoch eine Vielzahl von Parametern, die berücksichtigt werden müssen, um auf das gewünschte Ergebnis zu kommen.

An dieser Stelle soll deshalb veranschaulicht werden, welche Parameter bei der Dimensionierung einer solaren Nahwärmeinspeisung relevant sind, und inwiefern sich diese auf die Solaranlage bzw. auf deren Erträge auswirken. Hierzu wurden Simulationen im Simulationsprogramm SHWwin durchgeführt und aus den Simulationsergebnissen ein Nomogramm-Berechnungsalgorithmus entwickelt. Dieser soll eine Abschätzung der solaren Erträge (Jahresdeckungsgrad, eingesparte Energie, Sommerdeckungsgrad) sowie eine

Grobauslegung unter Berücksichtigung aller auf die Solaranlage einflussnehmender Parameter ermöglichen.

4.2.1 Nomogramm-Algorithmus

4.2.1.1 Allgemeine Funktionsweise

Die Basis für den Algorithmus stellen Ausgangs-Nomogramme dar, die mit einer bestimmten Konstellation hinsichtlich der Netztemperaturen, und anderer Parameter erstellt wurden (siehe Tabelle 4-1 : Eingabeparameter). Für diese Konstellationen können mit den Nomogrammen Anlagen mit verschiedenen Kollektorflächen, Puffervolumina und Anschlussleistungen berechnet werden. Um auch Anlagen mit von der Ausgangskonstellation abweichenden Parametern berechnen zu können, wurden für jeden dieser Parameter Anpassungsfaktoren (Auf- oder Abminderungsfaktoren) für unterschiedliche Werte ermittelt. Durch Multiplikation des Ergebnisses aus dem jeweiligen Ausgangs-Nomogramm mit den dazugehörigen Anpassungsfaktoren, können auch Fälle mit sich von der Ausgangskonstellation unterscheidenden Parametern berechnet werden.

Gleichung 4-1 : Funktionsweise der Berechnung mit dem Nomogramm-Algorithmus:

$$\text{Ergebnis Ausgangs-Nomogramm} * f_1 * f_2 * f_3 * f_4 * f_5 * f_6 = \text{Endergebnis}$$

f₁... Faktor für Neigung und Azimut

f₂... Faktor für RL Sommer

f₃... Faktor für VL Sommer

f₄... Faktor für RL Winter

f₅... Faktor für VL Winter

f₆... Faktor für Heizbeginnntemperatur

4.2.1.2 Eingangsparameter

Die wichtigsten Eingangswerte für den Nomogram-Algorithmus stellen die Kollektorfläche, das Puffervolumen, die Abnahmeleistung und die Sommerleistung des Netzes dar. Zusätzlich gibt es noch andere Parameter, die teilweise ebenfalls starken Einfluss auf das Ergebnis haben. Tabelle 4-1 zeigt die Parameter, die letztendlich als Eingangswerte für den Algorithmus festgelegt wurden (die fett dargestellten Zahlen kennzeichnen die für die Ausgangs-Nomogramme gewählten Werte).

Tabelle 4-1 : Eingabeparameter

Parameter	Werte	Einheit
Anschlussleistung ohne Sommerlast	100 / 400 / 1600 / 6400	[kW]
Anschlussleistung incl. Sommerlast	105 / 421 / 1684 / 6737	[kW]
Kollektorfläche	0,05 / 0,2 / 0,4 / 0,7 / 1 / 2 / 3 / 4 / 6	[m ² /kW]*
Puffervolumen	0,005 / 0,015 / 0,025 / 0,04 / 0,06 / 0,1 / 0,16 / 0,25 / 0,35 / 0,5	[m ³ /kW]*
Sommerlast (WW)	5% / 10% / 15% / 20% / 30% der Anschlussleistung*	[kW]
Kollektor-Neigung	0 / 15 / 30 / 45 / 60 / 75 / 90	[°]
Kollektor-Azimut	0 / 30 / 60 / 90 / -30 / -60 / -90	[°]
Vorlauftemperatur Sommer	60 / 70 / 80 / 90	[°]
Rücklauftemperatur Sommer	30 / 40 / 50 / 60	[°]
Vorlauftemperatur Winter	70 / 95 / 120	[°]
Rücklauftemperatur Winter	40 / 60 / 80	[°]
Heizbeginn-temperatur	12 / 13,5 / 15	[°]
Netzbetriebsweise	kontinuierlich / intermittierend	-

* bezogen auf die Anschlussleistung incl. Sommerlast

4.2.1.3 Kollektorfläche und Puffervolumen – Ausgangs-Nomogramm

Der Zusammenhang zwischen Kollektorfläche, Puffervolumen und Anschlussleistung wird in den Ausgangs-Nomogrammen gezeigt. Diese dienen als Basis für den Berechnungs-Algorithmus und wurden mit Simulationsergebnissen für 4 Anlagen unterschiedlicher Leistung, mit je 9 Kollektorflächen und 10 Pufferspeichergößen erstellt. Alle in Tabelle 4-1 fett dargestellten Parameter wurden nicht variiert. Aus den Nomogrammen in Abbildung 4-3, Abbildung 4-4 und Abbildung 4-5 können jeweils die Kennwerte spez. eingesparte Energie sowie Jahres- und mittlerer Sommerdeckungsgrad abgelesen werden, wobei sich die Ergebnisse auf eine Sommerlast von 5 % beziehen, d.h. die Abnahmeleistung beträgt außerhalb der Heizperiode 5 % der Auslegungs-Abnahmeleistung. Für Anlagen mit höheren Sommerlasten und für Anlagen mit intermittierendem Netzbetrieb wurden eigene Nomogramme erstellt (Einfluß der Sommerlast siehe Abbildung 4-7-Abbildung 4-9).

Die Unterschiede, die zwischen den Kurven unterschiedlicher Anschlußleistung bestehen, lassen sich wie folgt erklären: Größere Anlagenleistungen erfordern eine größere Kollektorfläche und damit ein größeres Puffervolumen. Da bei größeren Pufferspeichern das Verhältnis von Oberfläche zu Volumen kleiner ist, entstehen hier weniger Speicherverluste. Weil die Speicherverluste bei der Berechnung des Deckungsgrades der Solaranlage angelastet werden müssen (außer der Pufferspeicher war schon vorher vorhanden), ergeben sich für größere Anlagen bessere Deckungsgrade.

Gleichung 4-2: Berechnung des Deckungsgrades und der spez. Energieeinsparung:

$$Deckungsgrad = 1 - \frac{\sum \text{Zusatzheizung}}{\text{Energiebedarf}}$$

$$\text{spez. Energieeinsparung} = \frac{\text{Energiebedarf} - \sum \text{Zusatzheizung}}{\text{Kollektorfläche}} \left[\frac{kWh}{m^2, a} \right]$$

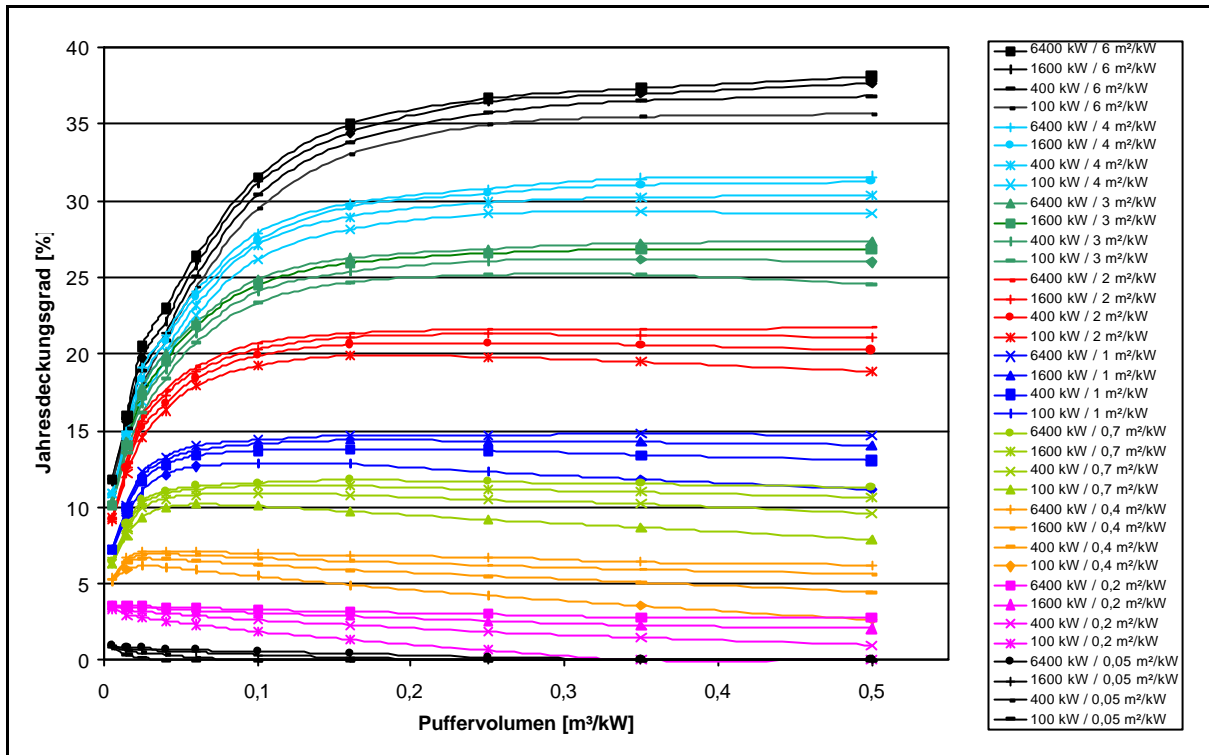


Abbildung 4-3 : solarer Jahres-Deckungsgrad für unterschiedliche Kollektorflächen, Puffervolumina und Anschlussleistungen bei 5 % Sommerlast

Abbildung 4-4 zeigt das gleiche Bild für die spezifische Energieeinsparung.

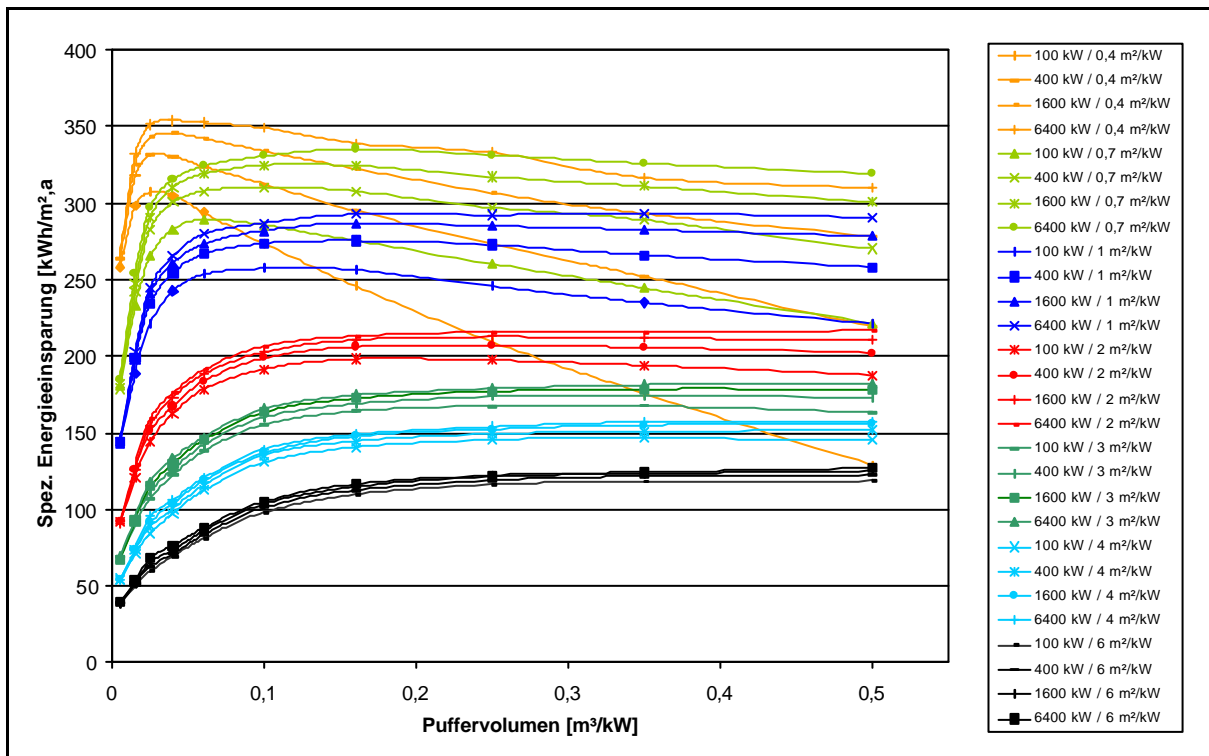


Abbildung 4-4 : spezifische Energieeinsparung für unterschiedliche Kollektorflächen, Puffervolumina und Anschlussleistungen bei 5 % Sommerlast

Aus Abbildung 4-4 ist zu ersehen, daß bei Pufferspeichern, die im Verhältnis zur Kollektorfläche zu groß sind, die spez. Energieeinsparung aufgrund von erhöhten Verlusten sinkt. Es läßt sich daher einfach ein sinnvolles Puffervolumen ablesen, indem man einen Wert wählt, bei dem die Energieeinsparung im Vergleich zum nächst kleineren Volumen größer ist.

Die Ergebnisse für den mittleren Sommerdeckungsgrad sind in Abbildung 4-5 dargestellt. Bei der Simulation hat sich diese Größe als sehr sensitiv herausgestellt, d.h. kleine Änderungen bei einzelnen Eingangsgrößen bewirken bereits relativ große Sprünge beim Ergebnis. Deshalb ist der Verlauf der Kurven nicht ganz so sauber wie beim Jahresdeckungsgrad oder bei der eingesparten Energie.

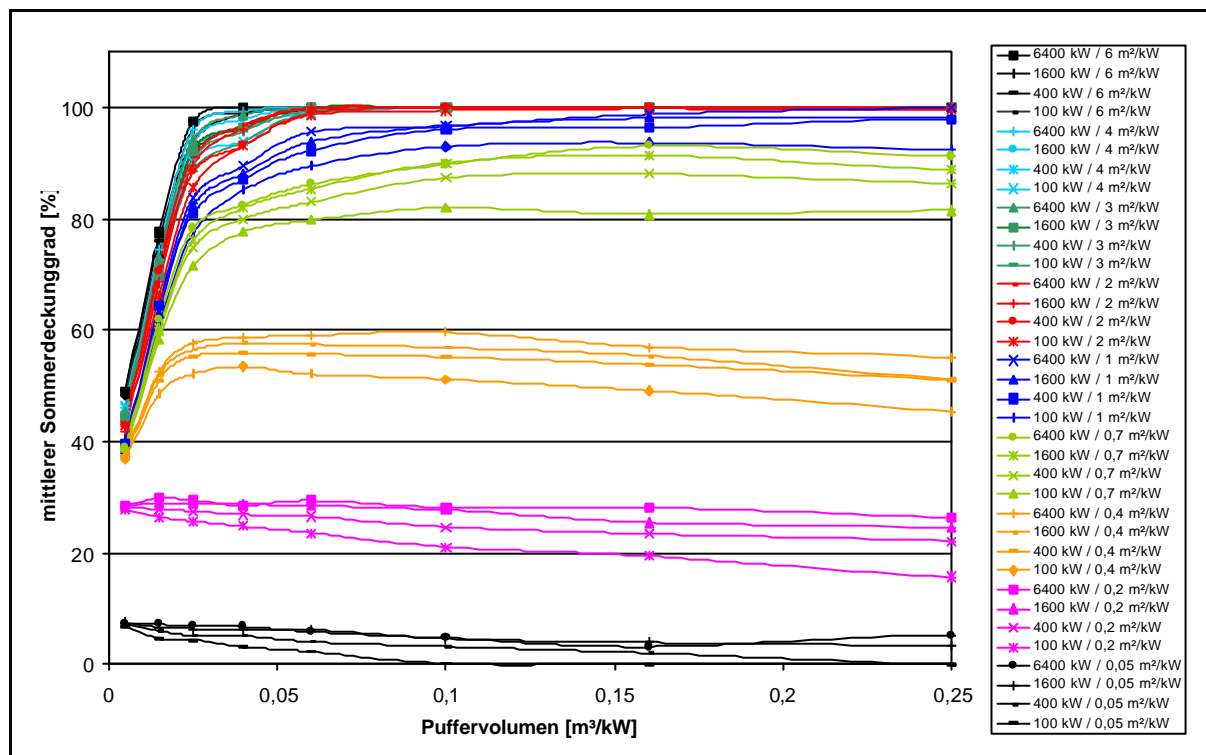


Abbildung 4-5 : mittlerer Sommer-Deckungsgrad für unterschiedliche Kollektorflächen, Puffervolumina und Anschlussleistungen bei 5 % Sommerlast

In Abbildung 4-6 sind die Kollektorfläche und das Puffervolumen, statt wie in Abbildung 4-3 - Abbildung 4-5 auf die Anschlussleistung, jetzt auf die Sommerlast bezogen. Diese Größe ist für den mittleren Sommerdeckungsgrad ausschlaggebend. Bei gegebener Sommerlast können nun aus der Abbildung die für einen bestimmten Deckungsgrad notwendigen Kollektorflächen und Puffervolumina entnommen werden.

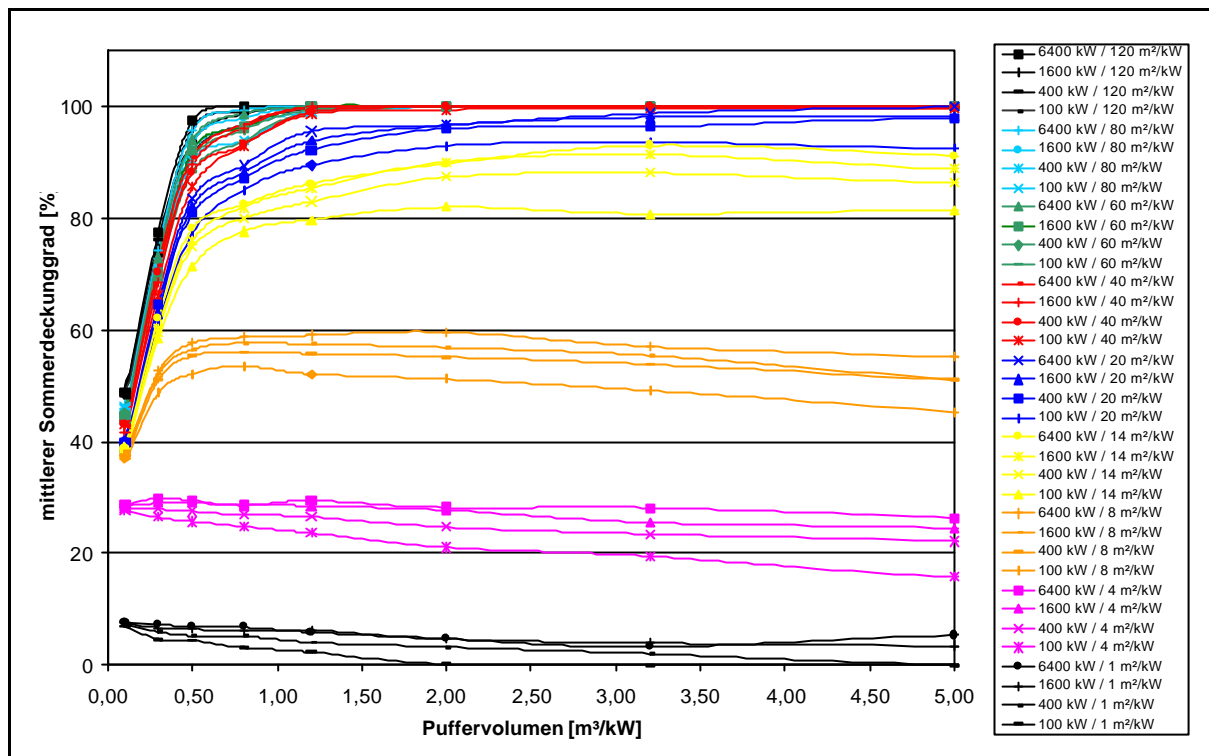


Abbildung 4-6 : mittlerer Sommer-Deckungsgrad für unterschiedliche Kollektorflächen, Puffervolumina und Anschlussleistungen, bezogen auf die Sommerlast (5%)

4.2.1.4 Einfluß der Sommerlast

Das Kriterium, das für die Dimensionierung einer Solaranlage, bei einer Auslegung auf 90 % Sommerdeckung, ausschlaggebend ist, ist die Abnahmeleistung im Sommer. Die bis jetzt gezeigten Nomogramme waren auf eine Sommerlast von 5 % bezogen. Abbildung 4-7 - Abbildung 4-9 zeigen nun den Einfluß unterschiedlicher Sommerlasten bei verschiedenen Kollektorflächen und Pufferspeichergrößen für eine Anschlussleistung von 6400 kW. Die eingesparte Energie wird mit zunehmender Sommerlast, also mit zunehmender Auslastung, höher. Bei kleinen Kollektorflächen sinkt die Energieeinsparung mit steigendem Puffervolumen aufgrund von höheren Verlusten. Die Aufgabe einer guten Auslegung ist es nun, diejenige Kombination aus Kollektorfläche und Pufferspeichervolumen zu finden, bei der die spezifische Energieeinsparung möglichst hoch ist, unter der Voraussetzung, daß der gewünschte Deckungsgrad erreicht wird.

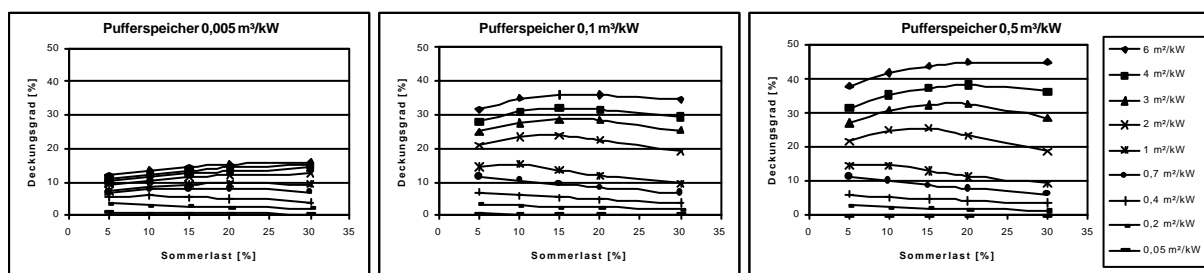


Abbildung 4-7 : Jahresdeckungsgrad bei verschiedenen Sommerlasten, Kollektorflächen und Pufferspeichergrößen

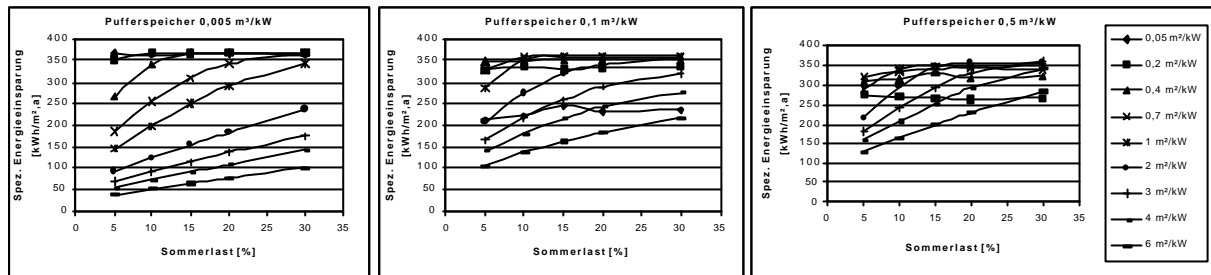


Abbildung 4-8 : eingesparte Energie bei verschiedenen Sommerlasten, Kollektorflächen und Pufferspeichergrößen

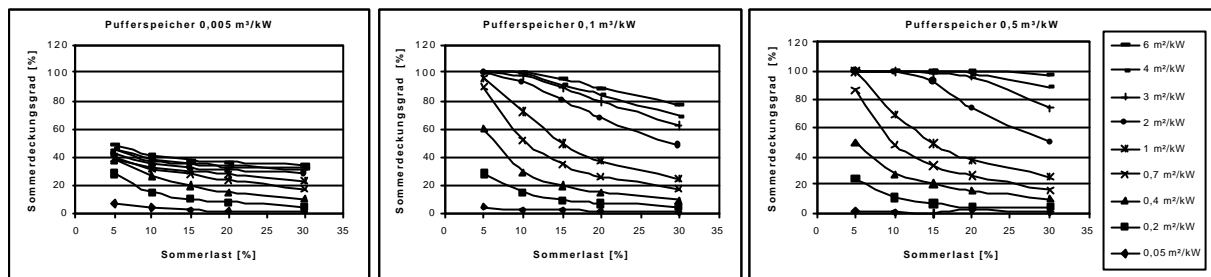


Abbildung 4-9 : Sommerdeckungsgrad bei verschiedenen Sommerlasten, Kollektorflächen und Pufferspeichergrößen

4.2.1.5 Einfluß von Neigung und Ausrichtung der Kollektorfläche

Aufgrund von baulichen Gegebenheiten können Solaranlagen nicht immer optimal geneigt oder ausgerichtet werden. Abbildung 4-10 zeigt daher die Abhängigkeit des solaren Jahresdeckungsgrades von Neigung und Azimut (Ausrichtung) der Kollektorfläche bei 5% Sommerlast, 1m²/kW Kollektorfläche und 0,1 m³/kW Puffervolumen. Es zeigt sich, daß der höchste Deckungsgrad von ca. 14 % bei ungefähr 45° Neigung und Südausrichtung erreicht wird. Eine Abweichung von der Südausrichtung von $\pm 40^\circ$ hat bei 30 bis 50° Neigung einen um 10 % niedrigeren Deckungsgrad zur Folge. Bei Südausrichtung kann die Neigung von 25 bis 60° schwanken, ohne daß der Deckungsgrad um mehr als 10% gegenüber der Optimalvariante sinkt.

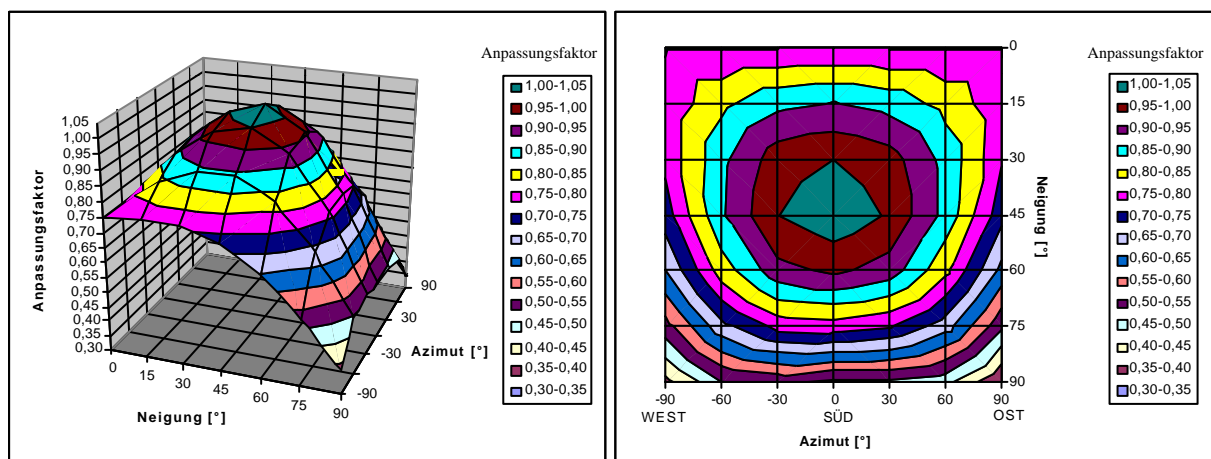


Abbildung 4-10 : Einfluß von Neigung und Azimut der Kollektorfläche auf den solaren Jahresdeckungsgrad bei 5% Sommerlast, 1 m²/kW, 0,1 m³/kW (f_1)

4.2.1.6 Einfluß der Netzparameter

Alle bis jetzt gezeigten Ergebnisse beziehen sich auf die vorher festgelegten Netz-Parameter (siehe Tabelle 4-1, fett dargestellt). Hier soll gezeigt werden, inwiefern die Ergebnisse bei anderen Verhältnissen von den Ausgangswerten abweichen. Alle hier gezeigten Diagramme beziehen sich auf Fälle mit 5% Sommerlast, 1 m²/kW Kollektorfläche und 0,1 m³/kW Puffervolumen. Bei anderen Anlagenkonstellationen können mitunter wesentliche Unterschiede auftreten, weshalb die hier gezeigten Anpassungsfaktoren nicht für alle Fälle anwendbar sind. Die vollständigen Ergebnis-Tabellen können aufgrund ihres Umfangs leider nicht hier dargestellt werden. Auf Anfrage ist jedoch am Institut für Wärmetechnik der Technischen Universität Graz das vollständige Tabellenwerk erhältlich.

Abbildung 4-11 zeigt die Abhängigkeit des Jahresdeckungsgrades von der Rücklauftemperatur im Sommer bei unterschiedlichen Anschlussleistungen. Das linke Bild zeigt den Faktor, um den sich der Deckungsgrad bei von der Ausgangstemperatur (50°) abweichenden Temperaturen ändert. Rechts ist der Verlauf der Deckungsgrades dargestellt. Bei niedrigeren Rücklauftemperaturen kann auch Sonnenenergie mit einem niedrigeren Temperaturniveau genutzt werden, dadurch werden höhere Deckungsgrade erreicht.

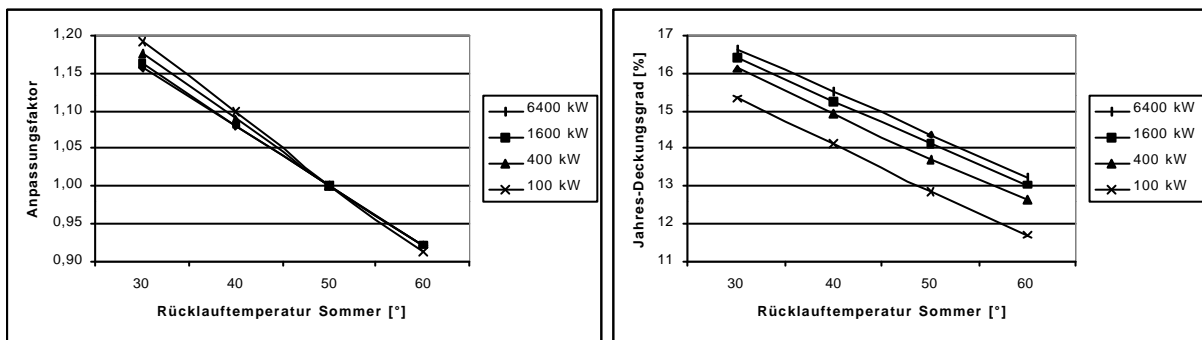


Abbildung 4-11 : Einfluß der Rücklauftemperatur im Sommer auf den Jahres-Deckungsgrad (f₂)

Einen ähnlichen wenn auch weniger starken Einfluß weist die Vorlauftemperatur im Sommer auf (siehe Abbildung 4-12).

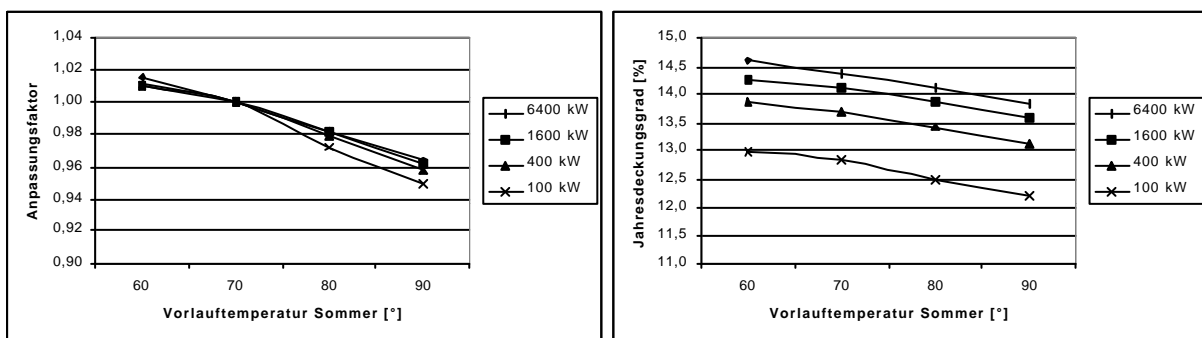


Abbildung 4-12 : Einfluß der Vorlauftemperatur im Sommer auf den Jahres-Deckungsgrad (f₃)

Die Vor- und Rücklauftemperaturen im Winter beeinflussen ebenfalls den Jahres-Deckungsgrad (Abbildung 4-13, Abbildung 4-14). Da jedoch der Großteil des solaren Energieeintrages in den Sommermonaten passiert, sind die Auswirkungen geringer als bei der Vor- und Rücklauftemperatur im Sommer.

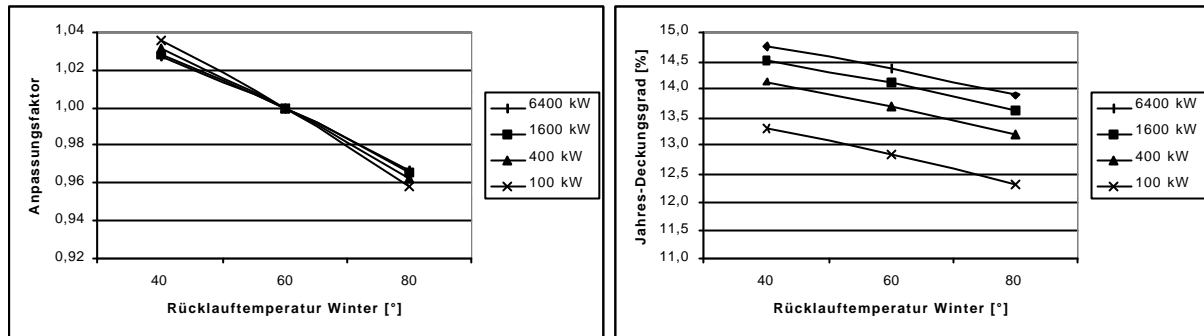


Abbildung 4-13 : Einfluß der Rücklauftemperatur im Winter auf den Jahres-Deckungsgrad (f_4)

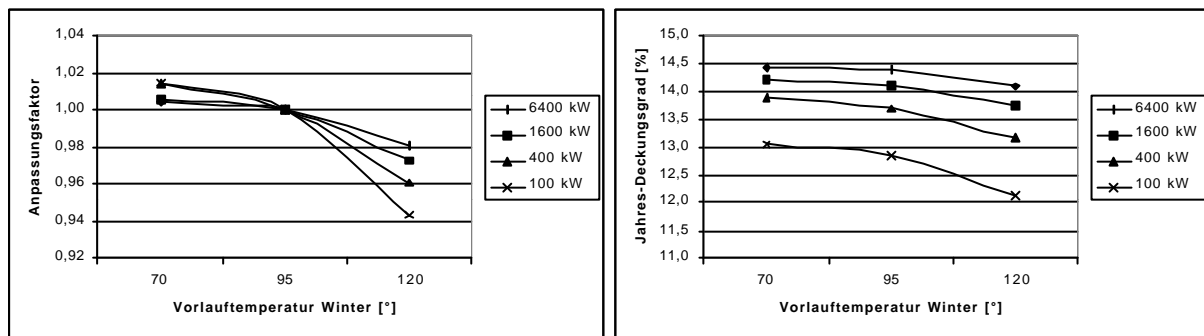


Abbildung 4-14 : Einfluß der Vorlauftemperatur im Winter auf den Jahres-Deckungsgrad (f_5)

Die in Abbildung 4-11 - Abbildung 4-14 gezeigten Anpassungsfaktoren können in gleicher Weise auch für die spez. eingesparte Energie verwendet werden, da diese Größe direkt vom Deckungsgrad abhängig ist.

Bei niedrigeren Heizbeginntemperaturen (siehe Abbildung 4-15) ist der Gesamtenergiebedarf niedriger, dadurch wird der Anteil der durch die Solaranlage abgedeckten Energie, also der Deckungsgrad höher. Die eingesparte Energie kann hier jedoch nicht mit den Faktoren für den Deckungsgrad umgerechnet werden, da diese kaum durch den veränderten Energiebedarf beeinflusst wird, und annähernd konstant bleibt.

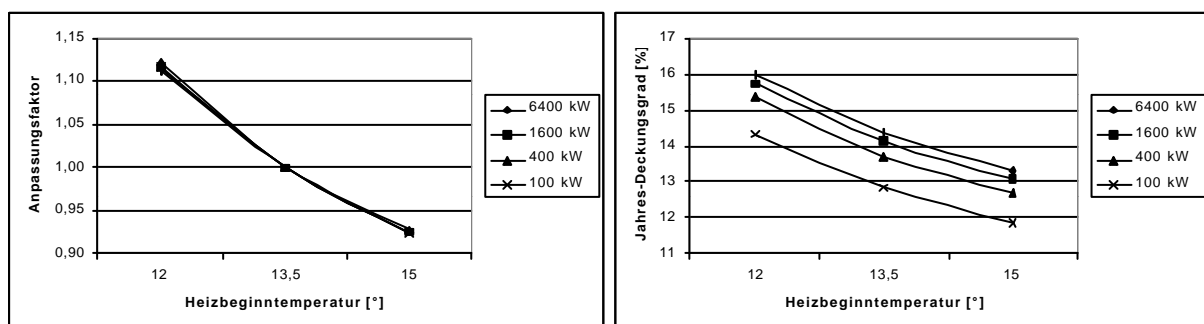


Abbildung 4-15 : Einfluß der Heizbeginntemperatur auf den Jahres-Deckungsgrad (f_6)

4.2.2 Berechnungsbeispiel und Anwendungsgrenzen

Tabelle 4-2 zeigt ein Berechnungsbeispiel zum Nomogramm-Algorithmus für eine Anlage mit 1684 kW, 1 m²/kW Kollektorfläche und 0,1 m³/kW Pufferspeicher.

Tabelle 4-2: Berechnungsbeispiel zum Nomogramm-Algorithmus

INPUT		OUTPUT		
Anschlußleistung	1684 kW			
Sommerlast	5 %			
Spez. Kollektorfläche	1 m ² /kW			
Spez. Puffervolumen	0,1 m ³ /kW			
Sommerbetrieb	kontinuierlich			
		Ergebnis Ausgangsnomogramm		
		14.12	282	97
		Anpassungsfaktor für		
Parameter	Wert / (Ausgangswert)	Jahres-Deckungsgrad	eingesparte Energie	mittlerer Sommer-Deckungsgrad
Kollektor-Neigung und -Azimut (f ₁)	30 / 0	1	1	1
Rücklauf Sommer (f ₂)	30 °C (50)	1,16	1,16	1,00
Vorlauf Sommer (f ₃)	70 °C (70)	1	1	1
Rücklauf Winter (f ₄)	40 °C (60)	1,03	1,03	1,00
Vorlauf Winter (f ₅)	95 °C (95)	1	1	1
Heizbeginn-temp (f ₆)	15 (13,5)	0,93	1,02	1,01
f _{ges}		1,1076	1,2147	1,0165
Ergebnis Nomogramm		15,6 %	343 kWh/m ² ,a	98,3 %
Ergebnis Simulation SHWwin		16,0 %	351 kWh/m ² ,a	97,2 %
Abweichung in %		-2,38%	-2,38%	1,14%

Das Beispiel zeigt, daß die Ergebnisse aus der Berechnung mit dem Nomogramm nur geringfügig von denen der Simulation mit SHWwin abweichen. Weitere Vergleiche haben maximale Abweichungen bei der Jahresdeckung und der eingesparten Energie von ± ca. 5 % und bei der Sommerdeckung von ± ca. 10 % ergeben. Die größere Ungenauigkeit bei der Sommerdeckung ist auch hier auf die in 4.2.1.3 erwähnte hohe Sensitivität dieser Größe zurückzuführen.

Der Berechnungsalgorithmus ist auf Anlagengrößen von 100 bis 6400 kW mit Kollektorflächen von 0,05 bis 6 m²/kW und Pufferspeichervolumina von 0,005 bis 0,5 m³/kW anwendbar. Meistens werden die Eingangsparameter nicht mit jenen übereinstimmen, die für die Erstellung des Nomogrammes verwendet wurden. In solchen Fällen kann das gewünschte Ergebnis mit ausreichender Genauigkeit durch lineare Interpolation zwischen den Datenpunkten im Nomogramm ermittelt werden.

Für die Simulationen in SHWwin wurde ein Klimadatensatz mit den mittleren Daten von Graz über 10 Jahre (1990 – 1999) verwendet. Für andere Standorte würde sich das Ergebnis ändern. Bleibt man dabei allerdings innerhalb bzw. auf der geographischen Breite von Österreich, ist die Genauigkeit der Ergebnisse ausreichend.

Für genauere Berechnungen kann das Simulationsprogramm SHWwin (siehe Anhang) gratis von der Homepage des Institutes für Wärmetechnik (<http://wt.tu-graz.ac.at/>) heruntergeladen werden.

Für eine umfassende Analyse von kombinierten Biomasse/Solaranlagen im Frühstadium eines Projektes, steht ab dem Frühjahr 2002 ein Expertensystem zur Verfügung, welches von einer Österreichisch/Schwedischen Arbeitsgemeinschaft mit Unterstützung der Europäischen Kommission (5. Rahmenprogramm) entwickelt wurde. Dieses Tool ermöglicht auf Basis einiger weniger Inputparameter eine detaillierte technisch/wirtschaftliche Projektanalyse. Für nähere Informationen wenden Sie sich an: a.helbl@ic-vienna.at / Tel.: 0043 1 521 69 226.

5 Ökologische Analyse

Das Ziel der ökologischen Analyse ist die Ermittlung der durch den Bau einer Solaranlage eingesparten Emissionen, bzw. ein Vergleich verschiedener Betriebsweisen von Biomasse-Heizwerken mit und ohne Solaranlage. Als Besonderheit der vorliegenden Berechnung ist der Versuch anzusehen, den Einfluß einer sinnvollen Kesselauslegung bzw. die Auswirkungen von Teillast- und Taktbetrieb auf den Emissionsausstoß aufzuzeigen.

Als Grundlage für die Bewertungen dienen Emissionsfaktoren. Dazu wurden Werte aus unterschiedlichen Literaturquellen (BAUMBACH et al., 1995; PFEIFFER et al., 1999; ENERGIEBERICHT 1996) verglichen, und schließlich Emissionsfaktoren gewählt bzw. berechnet, die letztendlich für die Berechnungen herangezogen werden.

In Tabelle 5-1 sind die Faktoren aufgelistet, die für die Berechnung verwendet werden. Für die CO₂- Emissionen wurden bei den Ölkesseln die Werte aus dem Energiebericht 96 gewählt, Biomasse ist CO₂- neutral. Für die anderen Emissionen wurden bei den Biomassekesseln für den Dauerbetrieb mittlere Faktoren aus Kesselprüfberichten (siehe Kesselprüfberichte im Anhang) gewählt, für den Taktbetrieb wurden Faktoren für CO, C_xH_y und Staub aus den Werten für Dauerbetrieb und den Jahres-Mittelwerten aus dem Energiebericht 96 berechnet. Bei den Ölkesseln wurden für den Dauerbetrieb Mittelwerte für CO und C_xH_y aus einer Studie über die Start- und Stopp-Emissionen von Ölkesseln entnommen (Pfeiffer et al., 1999), für den Taktbetrieb wurden Faktoren für CO und C_xH_y aus den Werten für Dauerbetrieb und den Jahres-Mittelwerten aus dem Energiebericht 96 berechnet. Staubemissionen wurden für Ölkessel als nicht vorhanden angenommen. Die NO_x-Emissionen werden für beide Kesselarten als konstant angenommen.

Tabelle 5-1 : gewählte Emissionsfaktoren für Dauer- und Start/Stoppbetrieb

		CO ₂ mg/MJ	CO mg/MJ	C _x H _y mg/MJ	NO _x mg/MJ	Staub mg/MJ
Biomasse	Dauerbetrieb	0	32,4	1,4	104	33,2
	Start-/Stoppbetrieb	0	1130,2	78,1	104	543,1
Öl	Dauerbetrieb	75000	16,7	2,9	65	0
	Start-/Stoppbetrieb	75000	108,7	12,9	65	0

5.1 Berechnungsvarianten

Um den Einfluß der Kesselauslegung auf den Emissionsausstoß eines Heizwerkes aufzuzeigen, sollen die nachfolgenden Berechnungen für 3 verschiedene Varianten mit unterschiedlichen Kesselstrategien durchgeführt werden. Dabei wird von einer Anlage mit folgenden Parametern ausgegangen:

- Anschlussleistung: 1600 kW
- Sommerlast: 5%
- Heizbeginn-temperatur: 13,5°C

- Auslegungstemperatur: -15°C

Variante 1

Bei dieser Variante wird das Heizwerk ganzjährig mit nur einem Biomassekessel betrieben, der auf 100 % der Anschlussleistung ausgelegt ist. Abbildung 5-1 zeigt die dazugehörige Jahresdauerlinie. Bei dieser Auslegung wird der Kessel vermehrt im Teillastbetrieb, bzw. unter ca. 30% der Nennleistung im Taktbetrieb gefahren. Dies führt zu erhöhten Emissionen. Außerdem sollte aufgrund der hohen Investitionskosten für Biomassekessel versucht werden, dessen Wärmeproduktion zu maximieren, bzw. eine Vollaststundenzahl von über 4000 h/a zu erreichen. Dies verringert die Kosten des Kessels bezogen auf die produzierte Wärme (STOCKINGER, OBERNBERGER, 1998).

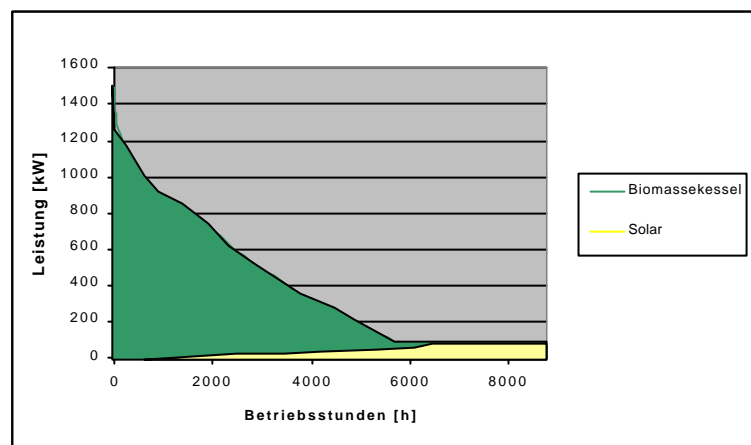


Abbildung 5-1 : Jahresdauerlinie Variante 1

Variante 2

Hier ist der Biomassekessel auf 40 % der Anschlussleistung ausgelegt, und wird als Grundlastkessel betrieben. Die Spitzenlast und der Sommerbetrieb werden durch einen Ölkessel abgedeckt, wobei es zwei Untervarianten hinsichtlich der Auslegung dieses Kessels gibt. In Variante 2a ist der Ölkessel auf die gesamte Anschlussleistung ausgelegt und stellt somit eine Ausfallsreserve dar, während er in 2b nur auf Restenergiedeckung (=Anschlussleistung - Leistung Biomassekessel) dimensioniert ist. Dadurch kommt es in Variante 2b zu einer Verringerung des Taktbetriebes des Ölkessels.

Durch die Dimensionierung nach Variante 2 wird ein Taktbetrieb des Biomassekessels vermieden und außerdem dessen Vollaststundenzahl erhöht. Nachteilig ist hier der hohe Anteil an fossiler Energie anzusehen, der durch die relativ kleine Dimensionierung des Biomassekessels und die dadurch hohe fossile Spitzenlast entsteht. Allerdings ergibt sich bei folgender Überlegung ein Vorteil für die Solaranlage: Durch den Einsatz einer Solaranlage wird im Sommer ein Großteil der fossilen Energie eingespart. Dadurch könnte, ohne dabei den Grenzwert von maximal 20 % fossiler Energie zu überschreiten, der Biomassekessel noch kleiner dimensioniert werden, um dessen Vollaststundenzahl nochmals zu erhöhen.

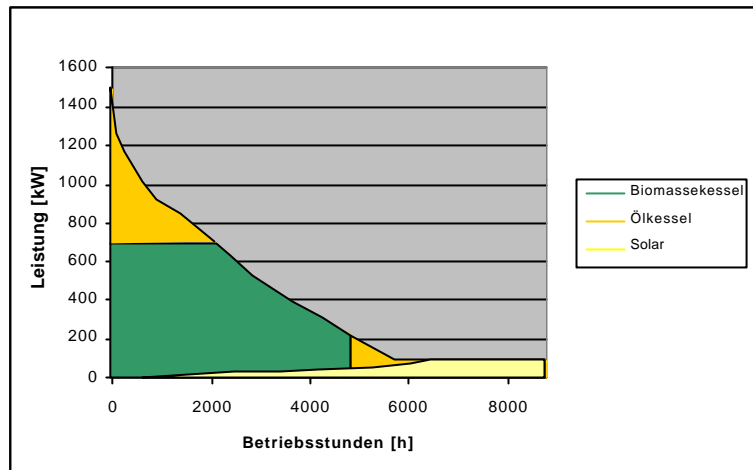


Abbildung 5-2 : Jahresdauerlinie Variante 2

Variante 3

Bei dieser Variante wird das Heizwerk mit zwei Biomassekesseln und einem Ölkessel betrieben. Die Biomassekessel decken gemeinsam 50 % der Gesamtleistung und weisen ein Leistungsverhältnis von 1 : 3 auf, wodurch beide eine Volllaststundenzahl von ca. 4000 h/a erreichen. Der größere Kessel deckt die Grundlast, während der kleinere einen Teil der Spitzenlast und den Sommerbetrieb übernimmt. Der Ölkessel dient zusammen mit dem kleinen Biomassekessel als Ausfallsreserve, deckt aber lediglich die Spitzenlast. Im Vergleich zu Variante 2 wird damit der Anteil an fossiler Energie wesentlich verringert.

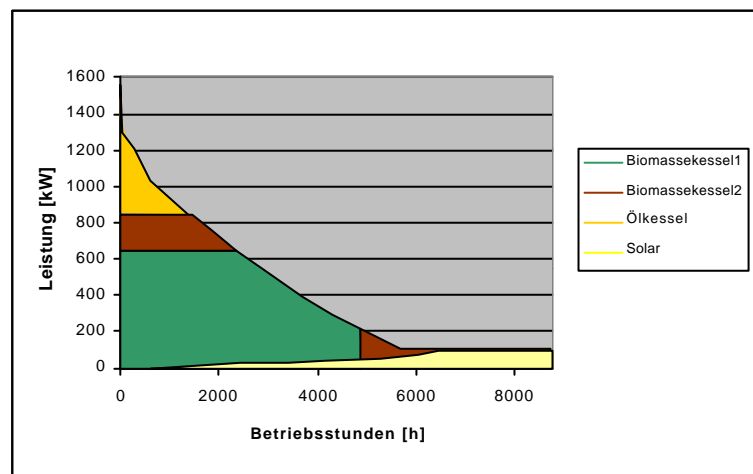


Abbildung 5-3 : Jahresdauerlinie Variante 3

5.2 Berechnungsbeispiel

Beim vorliegenden Berechnungsbeispiel wird der Emissionsausstoß für die in 5.1 angeführten Berechnungsvarianten sowie die Emissionseinsparungen durch die Solaranlage für die Schadstofffraktionen CO_2 , CO , C_xH_y , NO_x und Staub ermittelt.

Dazu werden zunächst für alle 3 Varianten die pro Jahr benötigten Primärenergien aus Biomasse und Öl jeweils im Dauer- sowie im Taktbetrieb ermittelt. Dies geschieht anhand der

Jahresdauerlinie für die einzelnen Varianten und der Annahme, daß die Kessel bei einer Leistung unterhalb von 30% Nennlast takten. Die Ergebnisse sind in Tabelle 5-2 dargestellt.

Tabelle 5-2 : Primärenergieaufwand bei den einzelnen Berechnungsvarianten

		1	2a	2b	3
Biomasse	kWh ohne Takten	3.440.873	3.641.229	3.641.229	4.644.353
	kWh mit Takten	1.528.050	0	0	0
Öl	kWh ohne Takten	0	139.740	411.523	21.310
	kWh mit Takten	0	1.187.954	916.171	303.260
Summe		4.968.923	4.968.923	4.968.923	4.968.923

Aus der Tabelle wird deutlich, wie sehr sich eine richtige Kesseldimensionierung auf den Betrieb eines Heizwerkes auswirkt. So produziert der Biomassekessel bei Variante 1 über 30 % seiner Energie im Taktbetrieb, während dies bei den restlichen Varianten durch eine sinnvolle Dimensionierung völlig unterbunden wird. Der hohe Anteil an Taktbetrieb bei den Ölkesseln ist auf die sehr großzügige Dimensionierung zurückzuführen, die vorgenommen wurde, um eine ausreichende Ausfallsicherheit gewährleisten zu können.

Als zweiter Schritt werden nun die Primärenergieeinsparungen durch die Solaranlage ermittelt, wobei ein solarer Jahresdeckungsgrad von 14 % und ein mittlerer Sommerdeckungsgrad (Juli und August) von 90 % zugrundegelegt wird. Dies erfolgt wiederum sowohl für Biomasse als auch für Öl im Dauer- und Taktbetrieb.

Tabelle 5-3 : Primärenergieeinsparung durch die Solaranlage

		1	2a	2b	3
Biomasse	kWh ohne Takten	34.782	139.130	139.130	695.649
	kWh mit Takten	660.867	0	0	0
Öl	kWh ohne Takten	0	0	0	0
	kWh mit Takten	0	556.519	556.519	0
Summe		695.649	695.649	695.649	695.649

Nun können durch Multiplikation der Energiewerte mit den jeweiligen Emissionsfaktoren die jährlich anfallenden, bzw. die durch die Solaranlage eingesparten Schadstoffmengen errechnet werden. Die Ergebnisse sind tabellarisch in Tabelle 5-4 und Tabelle 5-5, bzw. als Diagramme in Abbildung 5-4 dargestellt.

Tabelle 5-4 : Gesamtemissionen ohne Solaranlage

		CO ₂ [t]				CO [kg]				C _x H _y [kg]				NO _x [kg]				Staub [kg]				
		Variante				Variante				Variante				Variante				Variante				
		1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	
Biomasse	kont.	0	0	0	0	401	425	425	542	17	18	18	23	1288	1363	1363	1739	411	435	435	555	
	takten	0	0	0	0	6217	0	0	0	430	0	0	0	572	0	0	0	2987	0	0	0	0
Öl	kont.	0	38	111	6	0	8	25	1	0	1	4	0	0	33	96	5	0	0	0	0	0
	takten	0	321	247	82	0	465	359	119	0	55	43	14	0	278	214	71	0	0	0	0	0
Summe		0	358	358	88	6619	898	808	662	447	75	65	38	1860	1674	1674	1815	3399	435	435	555	

Tabelle 5-5 : Emissionseinsparungen durch die Solaranlage

		CO ₂ [t]				CO [kg]				C _x H _y [kg]				NO _x [kg]				Staub [kg]			
		Variante				Variante				Variante				Variante				Variante			
		1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3	1	2a	2b	3
Biomasse	kont.	0	0	0	0	4	16	16	81	0	1	1	4	13	52	52	260	4	17	17	83
	takten	0	0	0	0	2689	0	0	0	186	0	0	0	247	0	0	0	1292	0	0	0
Öl	kont.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	takten	0	150	150	0	0	218	218	0	0	26	26	0	0	130	130	0	0	0	0	0
Summe		0	150	150	0	2693	234	234	81	186	27	27	4	260	182	182	260	1296	17	17	83
Einsparung		0%	42%	42%	0%	41%	26%	29%	12%	42%	35%	41%	9%	14%	11%	11%	14%	38%	4%	4%	15%

Die Ergebnisse verdeutlichen einerseits, daß der Taktbetrieb wesentlichen Anteil am Emissionsausstoß hat, und andererseits, daß durch den Einsatz einer Solaranlage das Emissionsaufkommen deutlich verringert werden kann. Dies ist darauf zurückzuführen, daß die Kessel meist im Sommer takten, wenn die Solaranlage die höchsten Erträge liefert. So kann der Emissionsausstoß einzelner Fraktionen teilweise um über 40 % reduziert werden. Besonders bei Variante 1 werden hohe Einsparungen erzielt, was auf den hohen Schadstoffausstoß eines Biomassekessels im Taktbetrieb zurückzuführen ist.

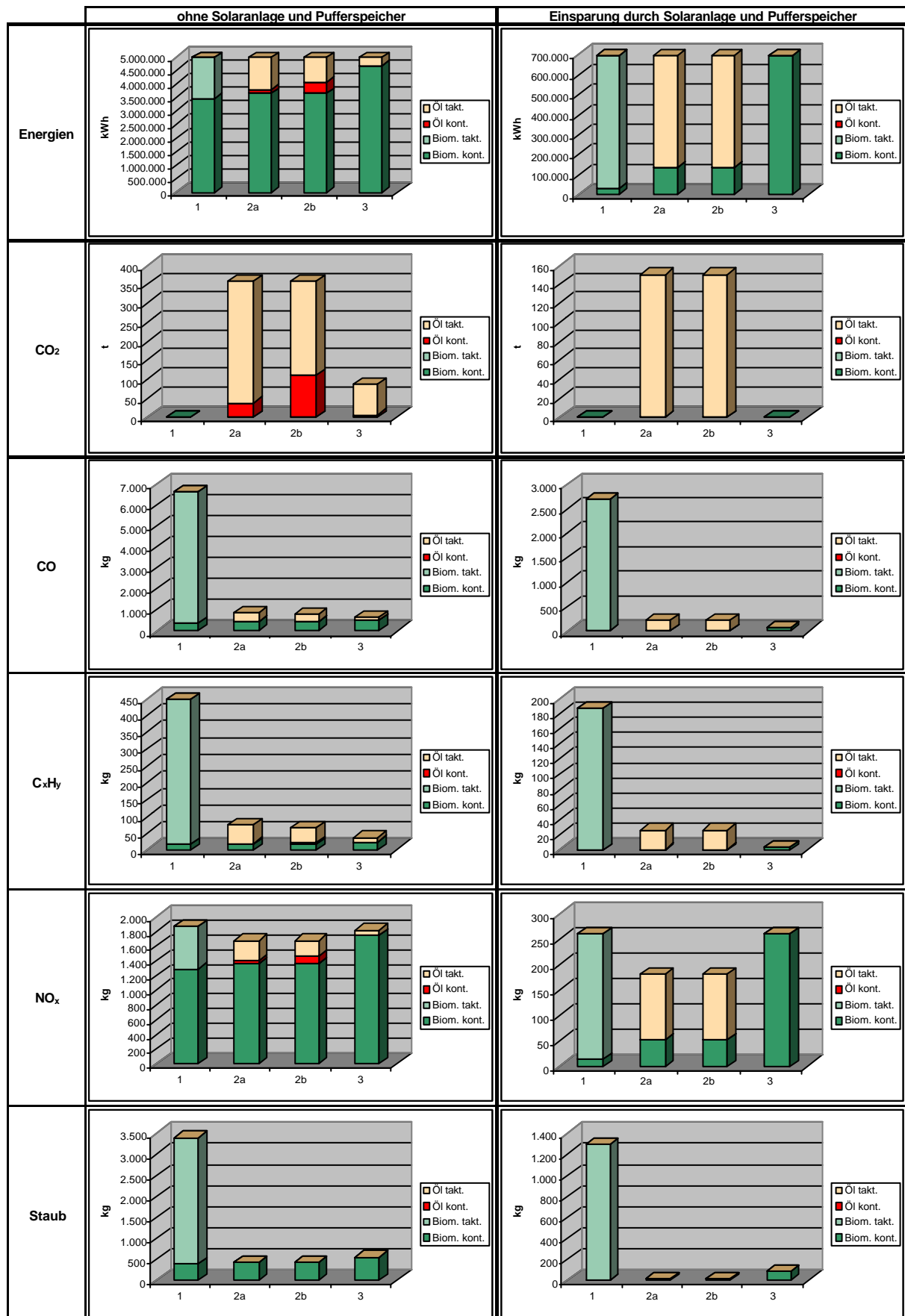


Abbildung 5-4 : Ergebnisse der Emissionsanalyse

6 Ökonomische Analyse

Ziel der Analyse ist es herauszufinden, ob oder unter welchen Rahmenbedingungen der Einsatz einer Solaranlage ökonomisch sinnvoll ist. Weiters soll versucht werden, diejenigen Parameter zu bestimmen, die besonders starken Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit einer Kombination aus Biomasse-Nahwärme und Solaranlage haben.

Die durchgeführte Analyse stellt eine Untersuchung der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit des Einsatzes einer Solaranlage dar. Als Berechnungsmethode wird die Annuitätenmethode nach VDI 2067 verwendet. Diese Art der Wirtschaftlichkeitsanalyse beruht auf der Bestimmung der durchschnittlichen jährlichen Kosten bzw. Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer, unter Berücksichtigung der Veränderung des Zeitwertes des Geldes (dynamische Methode). Eine Investition oder Maßnahme gilt dann als wirtschaftlich, wenn die durchschnittlichen jährlichen Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer einen positiven Wert ergeben.

Die durchgeführte Wirtschaftlichkeitsrechnung stellt einen Vergleich aus einem Zustand vor und einem Zustand nach getätigter Investition dar. Für die Wirtschaftlichkeit der Installation einer Solaranlage ist besonders auch der Ausgangszustand von Bedeutung. So hat es entscheidenden Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit, ob das Netz während der Sommermonate mit Biomasse oder mit Öl betrieben wird. Als Sommer gilt hier der Zeitraum außerhalb der Heizperiode, d.h. die Zeit, in der die Außentemperatur über der Heizbeginnntemperatur liegt. Für Neuanlagen ist die Berechnung als Vergleich zweier möglicher Varianten zu verstehen. Die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird hier für 4 Varianten mit jeweils unterschiedlichen Randbedingungen durchgeführt.

Variante 1

Bei Variante 1 wird davon ausgegangen, daß das Netz, bevor die Solaranlage installiert wurde, auch im Sommer mit dem Biomassekessel, bzw. bei einem angenommenen Kesselsplitting mit dem kleineren Biomassekessel, betrieben wurde. Die Deckung des durch die Solaranlage nicht abdeckbaren Restenergiebedarfes im Sommer erfolgt weiterhin mit dem Biomassekessel.

Variante 2

Hier wird angenommen, daß das Netz vor der Installation der Solaranlage außerhalb der Heizperiode von einem Ölkessel betrieben wurde. Der Biomassekessel steht in diesem Zeitraum still. Der Ölkessel liefert nach der Installation der Solaranlage den Restenergiebedarf.

Variante 3

Wie in Variante 1 ist hier die Ausgangssituation ein Sommerbetrieb mit einem Biomassekessel. Der Unterschied besteht darin, daß hier nach der Installation der Solaranlage die Deckung des Restenergiebedarfes mit dem Ölkessel, der als bereits vorhanden

angenommen wird (Ausfallsreserve), statt mit dem Biomassekessel bewerkstelligt wird. Der Biomassekessel wird außerhalb der Heizperiode stillgelegt.

Variante 4

Da in Österreich sehr viele Nahwärmenetze im Sommer nicht betrieben werden (siehe Abbildung 2-8), beschreibt Variante 4 den Vergleich von einem Sommerbetrieb mit einer Solaranlage und einem sommerlichen Stillstand. Die Restenergiedeckung erfolgt hier mit einem Biomassekessel. Eine Besonderheit gegenüber den anderen Varianten stellt die Tatsache dar, daß sich gegenüber der Ausgangsvariante durch den Sommerbetrieb mit der Solaranlage ein zusätzlicher Wärmeverkauf ergibt.

Tabelle 6-1 : Übersicht der Berechnungsvarianten

	Ausgangsvariante ohne Solaranlage	Variante mit Solaranlage
Variante 1	Sommerbetrieb mit Biomasse	Sommerbetrieb mit Solar + Biomasse
Variante 2	Sommerbetrieb mit Öl	Sommerbetrieb mit Solar + Öl
Variante 3	Sommerbetrieb mit Biomasse	Sommerbetrieb mit Solar + Öl
Variante 4	kein Sommerbetrieb	Sommerbetrieb mit Solar + Biomasse

Sommer = außerhalb der Heizperiode

Tabelle 6-2 zeigt eine Aufstellung der wichtigsten in die Berechnung eingehenden Parameter, die für alle Berechnungsvarianten verwendet werden.

Tabelle 6-2 : Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsberechnung

Parameter	Wert	Kommentar/Erläuterung
Nominalzinssatz	6 %	
Inflationsrate	1,7 %	Prognose für 2001 lt. österr. Nationalbank
Kalkulationszinssatz	4,2 %	
Nutzungsdauern (in Jahren)		für die Solaranlage wurde aus den Nutzungsdauern der einzelnen Komponenten und deren Kosten eine gewichtete Nutzungsdauer berechnet (ca. 22 Jahre)
Solaranlage		
Kollektoren	20	laut VDI 2067
Verrohrung	30	laut VDI 2067
Pufferspeicher	25	laut VDI 2067
Biomassekessel	15	
Kapitalwiedergewinnungsfaktor	0,0705	auf Basis einer gewichteten Nutzungsdauer von 22 Jahren und eines Kalkulationszinssatzes von 4,2 %
Förderung Solaranlage	40 %	die Förderquote ist sehr stark vom jeweiligen Projekt abhängig bzw. regional unterschiedlich, und deshalb schwierig festzulegen; der angenommene Wert entspricht dem Standard, es werden aber durchaus auch höhere Förderungen vergeben
Förderung Biomasse	40 %	analog zu Förderung Solaranlage
Kesselwirkungsgrad	70 %	von Interesse ist der Nutzungsgrad im Sommer; die Bezifferung gestaltet sich als sehr schwierig, da dieser Wert von sehr vielen Faktoren abhängig ist; sicher ist der Wert aber aufgrund des vermehrten Teillast- und Taktbetriebes schlechter als während der Heizperiode; die Sensitivitätsanalyse zeigt einen starken Einfluss dieses Faktors

Um den Einfluß von unterschiedlichen Anschlußleistungen und Netztemperaturen aufzuzeigen, werden die Berechnungen für 4 Referenzsysteme unterschiedlicher Größe durchgeführt. Tabelle 6-3 zeigt eine Aufstellung der technischen und wirtschaftlichen Anlagendaten für die 4 Referenzsysteme.

Tabelle 6-3: Anlagendaten der 4 Referenzsysteme

Technische Daten	Ref.-Anlage 1	Ref.-Anlage 2	Ref.-Anlage 3	Ref.-Anlage 4
Biomassenetz				
Anschlußleistung	125 kW	600 kW	1500 kW	5000 kW
Sommerlast	9,1 kW	43,8 kW	72,9 kW	243,1 kW
TVorlauf, max	85 °C	85 °C	95 °C	95 °C
TRücklauf, max	50 °C	50 °C	60 °C	60 °C
TVorlauf, Sommer	65 °C	65 °C	70 °C	70 °C
TRücklauf, Sommer	35 °C	35 °C	50 °C	50 °C
Kesselanlage Variante 1, 4				
Anzahl Kessel	1	1	2	3
Biomassekessel 1	125 kW	600 kW	1000 kW	1800 kW
Ökessel*				2000 kW
Biomassekessel 2			500 kW	700 kW
Nennleistung Kesselanlage ges.	125 kW	600 kW	1500 kW	4500 kW
Kesselanlage Variante 2				
Anzahl Kessel	2	2	2	3
Biomassekessel 1	65 kW	300 kW	800 kW	1800 kW
Biomassekessel 2				700 kW
Ökessel*	125 kW	600 kW	1500 kW	4300 kW
Nennleistung Kesselanlage ges.	190 kW	900 kW	2300 kW	6800 kW
Kesselanlage Variante 3				
Anzahl Kessel	2	2	3	3
Biomassekessel 1	125 kW	600 kW	1000 kW	1800 kW
Ökessel*	80 kW	400 kW	500 kW	2000 kW
Biomassekessel 2			500 kW	700 kW
Nennleistung Kesselanlage ges.	205 kW	1000 kW	2000 kW	4500 kW
Solaranlage und Pufferspeicher				
Nettokollektorfläche	120 m ²	600 m ²	1000 m ²	3500 m ²
Neigung, Azimut	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°
Speichervolumen	10 m ³	50 m ³	80 m ³	260 m ³
Netzbetrieb im Sommer	Intermit. (12:00 bis 16:00)	kontinuierlich	kontinuierlich	kontinuierlich
Simulationsergebnisse				
Jahresdeckungsgrad [%]	15,74	16,61	10,1	10,52
Deckungsgrad Juli/August [%]	94/86	95/86	98/90	96/91
Kollektorertrag [kWh/m ² ,a]	374	377	311	308
Investitionskosten [EUR]				
Solaranlage				
Kollektoren	24.419 EUR	106.831 EUR	178.052 EUR	534.157 EUR
Verrohrung	4.360 EUR	19.077 EUR	31.795 EUR	95.385 EUR
Puffer	6.105 EUR	26.708 EUR	44.513 EUR	133.539 EUR
Gesamt	34.884 EUR	152.616 EUR	254.360 EUR	763.081 EUR

*Ausfallsreserve, Spitzenlast- und Sommerkessel

Die durchgeführte Datenerhebung hat gezeigt, daß bei Anlagen mit unterschiedlichen Leistungen unterschiedliche Brennstoffe eingesetzt werden. Während bei kleineren Anlagen vor allem Waldhackgut verfeuert wird, kommt im höheren Leistungsbereich vermehrt Rinde zum Einsatz. Deshalb werden für die Referenzsysteme hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes unterschiedliche Annahmen getroffen.

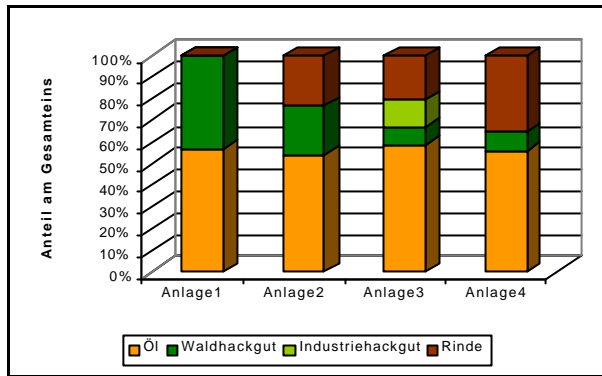
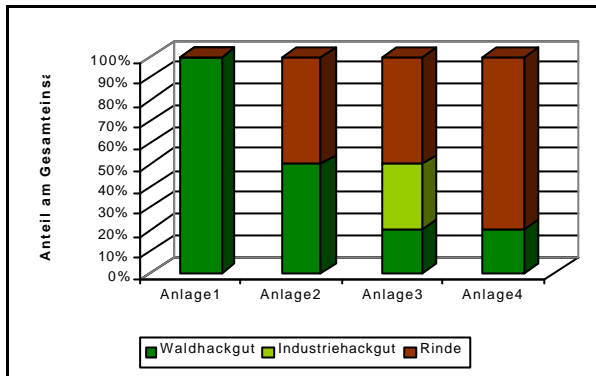


Abbildung 6-1: Brennstoffverteilung für die eingesparte Energie bei Berechnungsvariante 1, 3 und 4
 Abbildung 6-2: Brennstoffverteilung für die eingesparte Energie bei Berechnungsvariante 2

In Abbildung 6-3 sind die aus Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2 resultierenden Brennstoffkosten angeführt. Bei Variante 2 ergeben sich aufgrund des Ölanteiles wesentlich höhere Werte, wobei mit einem Ölpreis von 0,4 EUR/l gerechnet wurde.

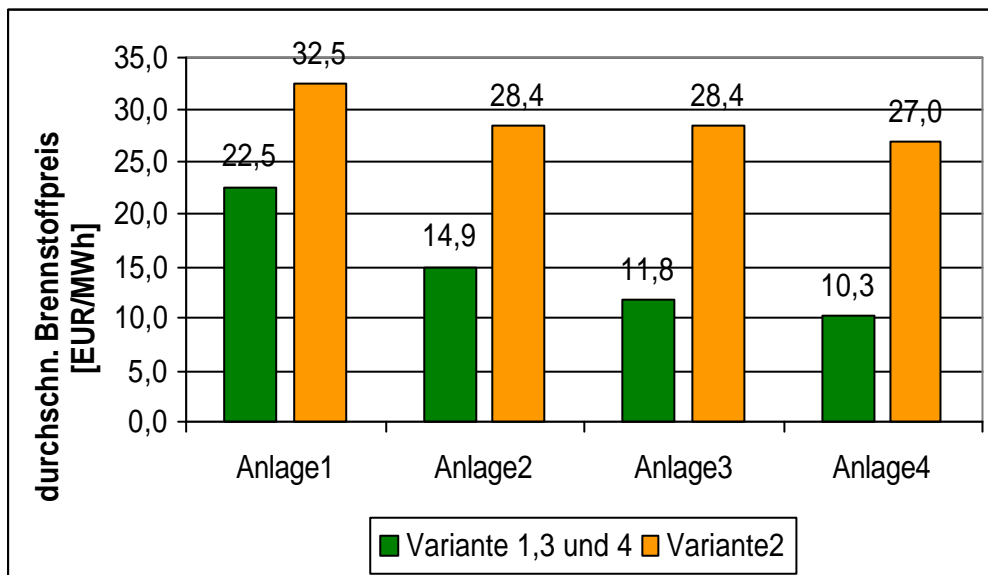


Abbildung 6-3 : durchschnittliche Brennstoffpreise für die eingesparte Energie bei den Referenzanlagen

6.1 Ergebnisse

Abbildung 6-4 zeigt die Ergebnisse für die jährliche Kosteneinsparung für alle berechneten Varianten und Referenzanlagen.

Die Anlagen 3 und 4 weisen im Vergleich zu den Anlagen 1 und 2 schlechtere Ergebnisse auf, was auf die höheren Rücklauftemperaturen und die daraus resultierenden geringeren Solarerträge und auf die niedrigeren Brennstoffkosten bei den Anlagen 3 und 4 zurückzuführen ist.

Es zeigt sich, daß unter den gegebenen Bedingungen nur bei Variante 2 bei allen Referenzanlagen ein wirtschaftlicher Betrieb erreicht wird. Dies ist auf den Ölanteil und die dadurch relativ hohen Brennstoffkosteneinsparungen zurückzuführen.

Bei Variante 1 sind nur die Anlagen 1 und 2 wirtschaftlich, was auf die oben genannten Gründe zurückzuführen ist. Würde man für die Rücklauftemperaturen und den Brennstoffeinsatz die gleichen Annahmen treffen wie bei Anlage 1 und 2, wäre das Ergebnis auch hier positiv.

Variante 3 unterscheidet sich von Variante 1 nur durch die Art der Deckung des Restenergiebedarfes im Sommer. Aufgrund der Stillstandsdauer des Biomassekessels ergeben sich zwar größere Einsparungen bei Betriebs- und Instandhaltungskosten, es entstehen durch den Ölpreis aber auch höhere Kosten für die Deckung der Restenergie in dieser Zeit. Die Differenz dieser beiden Größen ist nun entscheidend für die Wirtschaftlichkeit gegenüber Variante 1.

Bei Variante 4 ergeben sich Mehreinnahmen durch den zusätzlichen Wärmeverkauf, allerdings keine Einsparungen außerhalb der Heizperiode, sondern sogar Mehrkosten für die Restenergiedeckung in diesem Zeitraum. Das negative Ergebnis bei den Anlagen 1 und 3 ist auf die höheren spezifischen Kosten für die Solaranlage (im Vergleich zu Anlage 2 bzw. 4) zurückzuführen, die bei dieser Variante sehr starken Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit haben.

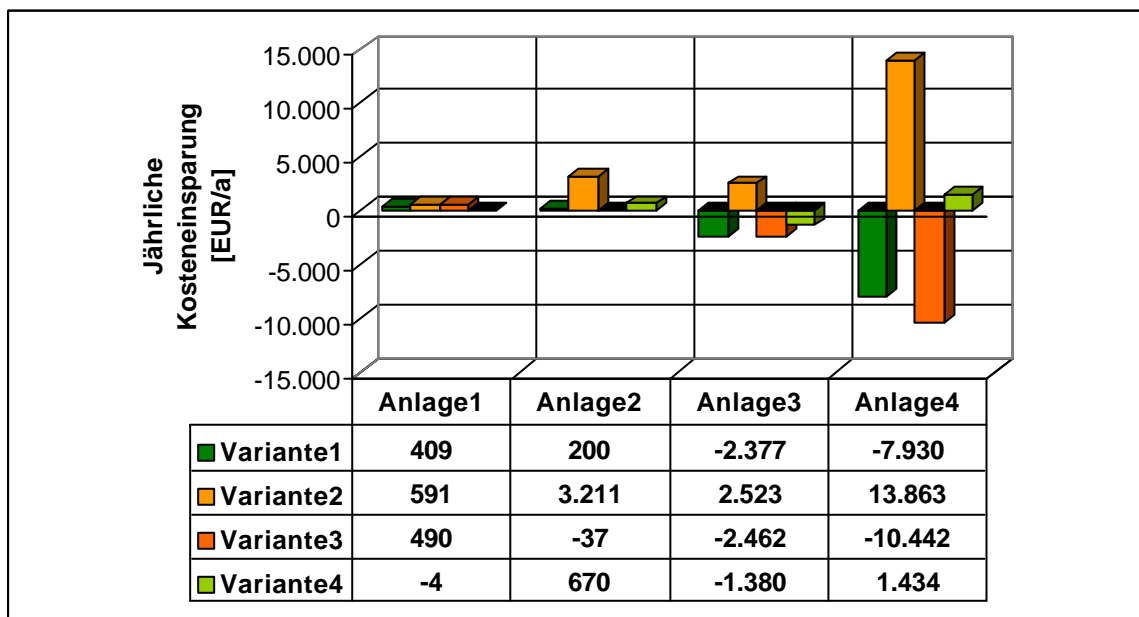


Abbildung 6-4: Jährliche Kosteneinsparung durch die Solaranlage

Die Höhe der Kosteneinsparungen bzw. –mehraufwände bei den einzelnen Anlagen läßt noch keinen Vergleich unter den verschiedenen Anlagen zu. So können z.B. die jährlichen Kosteneinsparungen bei Anlage 4 höher sein als bei Anlage 3, das bedeutet jedoch noch keine bessere Wirtschaftlichkeit. Eine bessere Möglichkeit, des Vergleiches bieten die dynamischen Amortisationszeiten der Solaranlagen, die in Abbildung 6-5 angeführt sind.

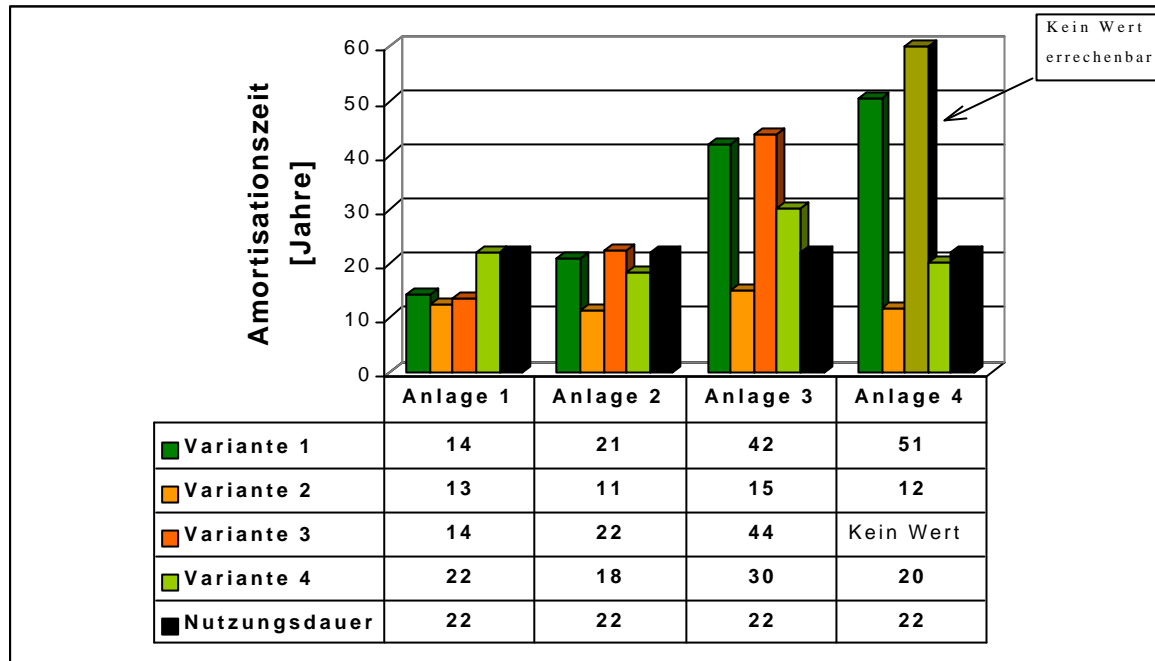


Abbildung 6-5: dynamische Amortisationszeit der Solaranlage

Mit Hilfe der Sensitivitätsanalyse soll nun der Zusammenhang zwischen den Eingangsdaten und dem Ergebnis sichtbar gemacht werden. Es wird dabei gezeigt, wie sich das Ergebnis, in diesem Fall die jährliche Kosteneinsparung, bei veränderten Eingabewerten gegenüber der Ausgangsvariante ändert. Die Ausgangswerte für die einzelnen Parameter sind jeweils in der Legende in Klammern angeführt.

Abbildung 6-6 bis Abbildung 6-8 zeigen die Sensitivitätsanalysen für die Anlage 1 bei den Varianten 1, 2 und 4. Variante 3 entspricht fast genau Variante 1 und ist deshalb nicht dargestellt.

Die Parameter, die das Ergebnis am stärksten beeinflussen, sind die Investitionskosten für die Solaranlage, der Solarertrag, der Brennstoffpreis (bei Variante 2 besonders der Ölpreis), die Förderquote für die Solaranlage und der Kesselwirkungsgrad. Die Gewichtung dieser Parameter ist für die einzelnen Varianten und Anlagen aufgrund der unterschiedlichen Ausgangsdaten jeweils verschieden.

Die Sensitivitäten beim Brennstoffpreis und beim Solarertrag bestätigen nochmals die vorher genannten Gründe für das schlechtere Ergebnis bei den Anlagen 3 und 4.

Bei Variante 4 kommen aufgrund der Besonderheit des zusätzlichen Wärmeverkaufs noch 2 Faktoren hinzu: der Wärmeverkaufspreis und die Netzverluste im Sommer. Diese Faktoren wirken sich besonders stark auf das Ergebnis aus, da sie die Höhe der zusätzlichen Einnahmen bestimmen.

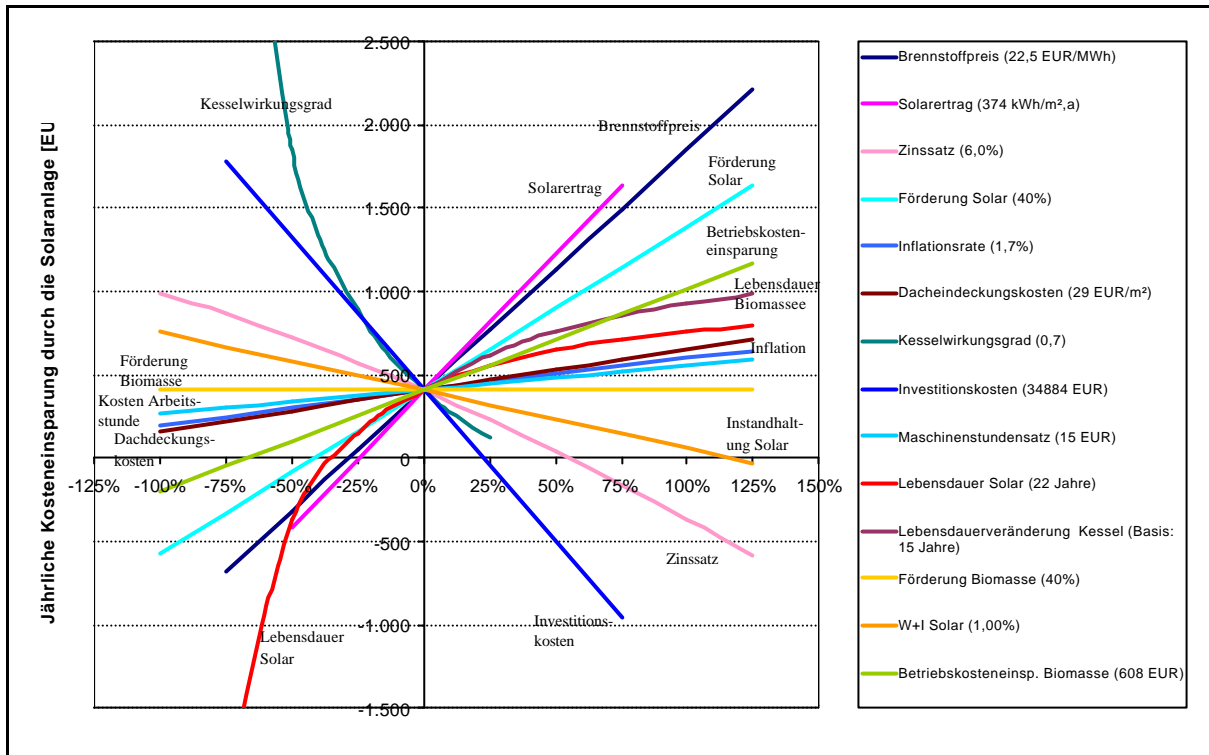


Abbildung 6-6: Sensitivitätsanalyse für Variante 1, Anlage 1

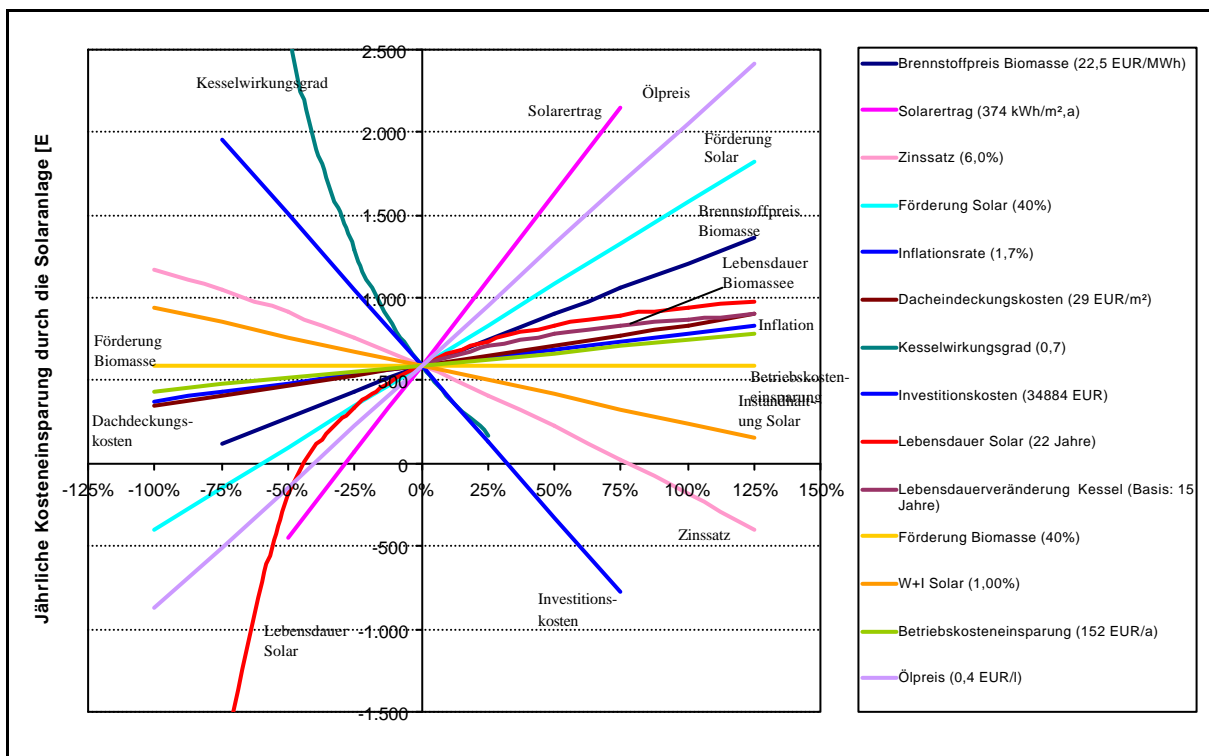


Abbildung 6-7: Sensitivitätsanalyse für Variante 2, Anlage 1

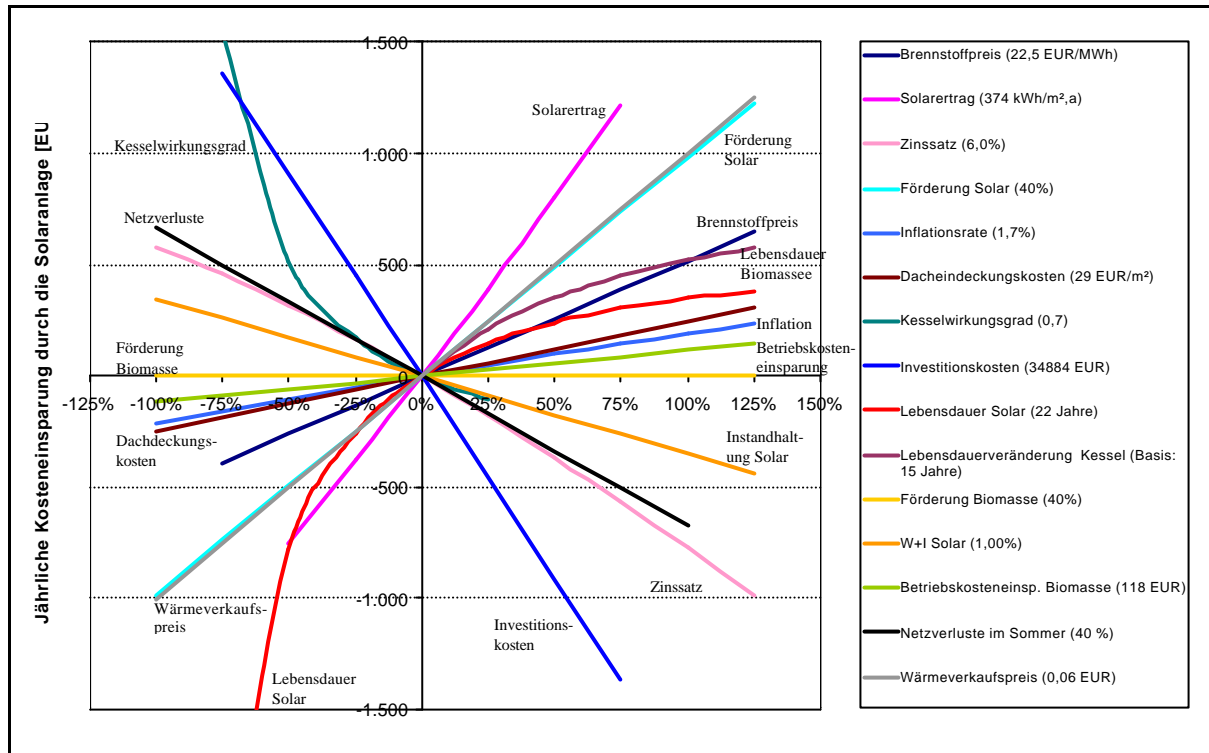


Abbildung 6-8: Sensitivitätsanalyse für Variante 4, Anlage 1

6.2 Vergleich mit alternativer Dimensionierung

Die bisher behandelten Berechnungsvarianten basieren auf einer Auslegung der Solaranlage auf 90 % Sommerdeckung. Dies erfordert bei großen Anschlussleistungen und hohen Sommerlasten sehr große Kollektorflächen, für die das vorhandene Platzangebot oft nicht ausreicht.

Eine alternative Möglichkeit der Dimensionierung liegt darin, die Solaranlage auf die Deckung der Mittagslast auszulegen und ohne Pufferspeicher zu betreiben. Bei dieser Variante kann die Solaranlage auch zur Zeit der höchsten Einstrahlung nicht mehr Leistung liefern, als gerade benötigt wird.

Hierzu sind wesentlich kleinere Solarflächen notwendig, und die Anlage weist aufgrund dieser Dimensionierung eine bessere Auslastung und damit höhere Kollektorerträge auf. Außerdem entfallen die Kosten für einen Pufferspeicher. Allerdings treten aufgrund der kleineren Solarfläche vor allem bei Anlage 1 höhere Systemkosten auf. Weiters entfallen wegen des sehr kleinen Deckungsgrades insbesondere bei Variante 1 Einsparungen für die Instandhaltung des Biomassekessels. Aufgrund dieses geringen Deckungsgrades kommt diese Auslegung nur für die Varianten 1 und 2 in Frage. Bei Variante 3 und auch bei Variante 4 würden viel zu hohe Mehrkosten aufgrund der Restenergiedeckung mit Öl anfallen. Tabelle 6-4 zeigt die solaren Anlagendaten für die 4 Referenzsysteme.

Abbildung 6-9 zeigt als Ergebnis einen Vergleich der Kosteneinsparungen pro m² installierter Kollektorfläche zwischen der Variante mit 90 % Sommerdeckung und der Auslegung auf Abdeckung der Mittagslast.

Tabelle 6-4 : Anlagendaten

	Ref.-Anlage 1	Ref.-Anlage 2	Ref.-Anlage 3	Ref.-Anlage 4
Solaranlage und Pufferspeicher				
Nettokollektorfläche	18 m ²	88 m ²	117 m ²	389 m ²
Neigung, Azimut	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°	30°, 0°
Speichervolumen	0 m ³	0 m ³	0 m ³	0 m ³
Netzbetrieb im Sommer	Intermit. (12:00 bis 16:00)	kontinuierlich	kontinuierlich	kontinuierlich
Simulationsergebnisse				
Jahresdeckungsgrad [%]	2,54	2,77	1,19	1,27
Deckungsgrad Juli/August [%]	17/16	18/17	14/13	15/14
Kollektorertrag [kWh/m ² ,a]	393	429	313	333
Investitionskosten [€]				
Solaranlage				
Kollektoren	8.895 EUR	17.914 EUR	24.092 EUR	69.804 EUR
Verrohrung	1.570 EUR	3.161 EUR	4.251 EUR	12.318 EUR
Puffer	0 EUR	0 EUR	0 EUR	0 EUR
Gesamt	10.465 EUR	21.076 EUR	28.343 EUR	82.122 EUR

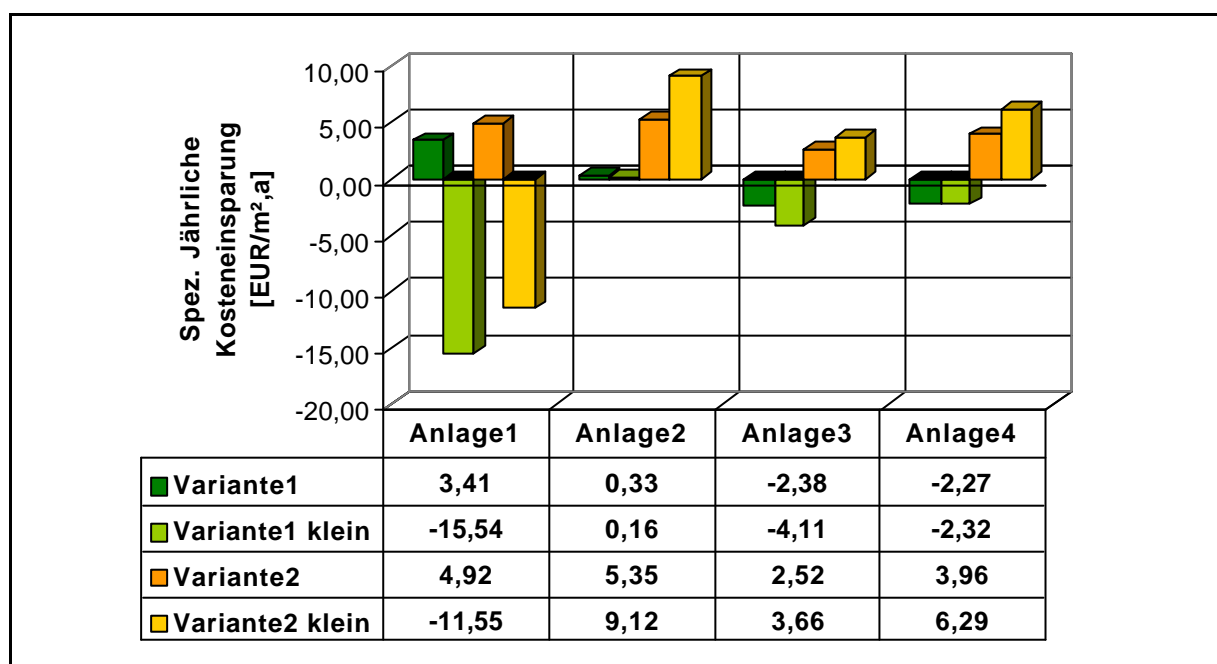


Abbildung 6-9 : Vergleich der spez. Kosteneinsparung bei Auslegung auf 90 % Sommerdeckung und Mittagslast-Abdeckung (=Variante klein)

Bei Variante 1 ergibt sich aufgrund der alternativen Auslegung kein Vorteil. Die höheren Kollektorerträge und die wegfallenden Kosten für den Pufferspeicher können das Ausbleiben der oben genannten Einsparungen bzw. die höheren Systemkosten nicht kompensieren.

Bei Variante 2 ergeben sich bessere Resultate als mit einer Auslegung auf 90 % Sommerdeckung. Nur bei Anlage 1 verschlechtert sich das Ergebnis aufgrund der hohen Systemkosten.

7 Weitere Beurteilungskriterien

Neben technischen, ökonomischen und ökologischen Faktoren gibt es noch weitere Beurteilungskriterien, die für oder gegen die Kombination von Biomasse und Solarenergie in Nahwärmenetzen sprechen.

- Als Vorteil ist hier der positive Imageeffekt einer Solaranlage zu nennen. So ist eine gut sichtbar am Dach montierte Solaranlage weit repräsentativer, als ein im Heizhaus stehender Biomassekessel, der möglicherweise nicht so stark registriert wird. Eine Kombination aus Biomasse-Nahwärme und Solaranlage eignet sich deshalb sehr gut als „grünes Mascherl“, speziell in tourismusreichen Regionen.
- Ein weiterer Punkt, der für Solaranlagen spricht, ist die im Vergleich zu Biomasse größere Betriebssicherheit und der somit eingesparte Betreuungsaufwand, speziell in den Sommermonaten. Bei Biomassekesseln kommt es diesbezüglich oftmals zu Überraschungen bezüglich des Wartungsaufwandes. Weiters ergibt sich durch den gratis zur Verfügung stehenden Energieträger Sonnenenergie eine höhere Unabhängigkeit von Energiepreisschwankungen.
- Bei Nahwärmenetzen, die im Sommer mit einem Ölkessel betrieben werden, ergibt sich durch eine Solaranlage eine erhebliche Reduktion des fossilen Energieeinsatzes, die zu einer Wahrung des erneuerbaren Charakters und damit einer verstärkten Akzeptanz innerhalb der Bevölkerung führt.
- Solare Großprojekte stoßen erfahrungsgemäß innerhalb der Bevölkerung auf größeres Interesse als solare Standardanlagen. So können solar unterstützte Biomassenahwärmanlagen als Vorzeigeprojekte fungieren, und ein stärkeres allgemeines Interesse an solaren Technologien wecken.
- In Österreich werden viele Heizwerke im Sommer nicht betrieben (siehe Abbildung 2-8), weil die sommerliche Abnahmeleistung so gering ist, daß mit dem Biomassekessel kein kontinuierlicher Betrieb möglich ist. Dieser Umstand ist für die Abnehmer dieser Netze als ungünstig anzusehen, da sie in den Sommermonaten Energie aus einer anderen Quelle beziehen müssen. Hier bietet sich der Bau einer Solaranlage an, um einen Sommerbetrieb zu ermöglichen. Abschnitt 6 zeigt dazu die wirtschaftlichen Betrachtungen (Variante 4).
- Durch den Ersatz von aus Biomasse erzeugter Energie durch Solarenergie ergibt sich insgesamt eine Potentialerhöhung der erneuerbaren Energieträger für Nahwärmenetze.
- Solaranlagen lassen sich nicht unter allen Umständen kostengünstig darstellen.
- Die Kombination Biomasse-Solarenergie erhöht die Investitionskosten und damit das wirtschaftliche Risiko.

8 Zusammenfassung und Schlußfolgerungen

Die wichtigsten Erkenntnisse, die im Rahmen dieses Projektes gesammelt wurden, können wie folgt zusammengefasst werden und stellen Entscheidungskriterien für oder gegen eine Kombination von Biomasse und Solarenergie in Nahwärmenetzen dar.

Technisch

Das Nahwärmeverteilnetz sollte, um hohe Kollektorströme zu gewährleisten, möglichst niedrige Vor- und Rücklauftemperaturen aufweisen. Vor allem die Rücklauftemperatur außerhalb der Heizperiode ist wichtig, da in dieser Zeit der Großteil des solaren Potentials liegt.

Generell sollte ein Verteilnetz möglichst kurz sein und eine hohe Leistungsdichte aufweisen. Da dies oftmals nicht der Fall ist, werden viele Netze im Sommer nicht betrieben, da aufgrund der geringen Abnahmeleistung die Verteilverluste oft einen Großteil der produzierten Energie beanspruchen. Für die Wärmekunden bedeutet dies eine Komforteinbuße, da nicht das ganze Jahr über Wärme zur Verfügung gestellt wird. Ein durchgehender Betrieb ist in vielen Fällen mit einer Solaranlage wirtschaftlicher zu bewerkstelligen, als mit einem Biomassekessel.

Ökologisch

Hinsichtlich des Emissionsausstoßes zeigt sich eine große Abhängigkeit von der jeweils vorhandenen Kesselanlage. Bei Anlagen, die mit nur einem Biomassekessel betrieben werden, der im Sommer aufgrund der niedrigen Abnahmeleistung taktet, kann durch den alternativen Sommerbetrieb mit einer Solaranlage ein großer Teil der Taktzustände verhindert und damit eine große Schadstoffmenge eingespart werden.

Durch den Ersatz des Sommerbetriebes mit einem Ölkessel kann nicht nur ein großer Teil fossiler Energie substituiert, sondern auch CO₂ eingespart werden.

Ökonomisch

Hinsichtlich des Brennstoffeinsatzes gilt: Je teurer der substituierte Brennstoff, desto eher bzw. stärker rentiert sich der Bau einer Solaranlage. Durch den relativ hohen Heizölpreis, erweist sich die Solarenergie gegenüber diesem Brennstoff als sehr konkurrenzfähig. Bei den Biomassebrennstoffen kann aufgrund der sich stark unterscheidenden Brennstoffpreise keine allgemeine Aussage getroffen werden.

Wird ein Netz erst nach dem Bau einer Solaranlage auch im Sommer betrieben, sind die Leistungsdichte und damit die Netzverluste entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.

Sonstige Kriterien

Als sonstige Kriterien sind vor allem der positive Imageeffekt und die hohe Betriebs- und Versorgungssicherheit von Solaranlagen zu nennen. Weiters ergibt sich durch die Substitution von Biomasse eine Potentialerhöhung für erneuerbare Energieträger in Nahwärmenetzen. Nachteilig sind die zusätzlichen Investitionskosten für die Solaranlage und das damit verbundene Risiko.

Literaturverzeichnis

Baumbach, G., Angerer, M., Zuberbühler, U., Straub, D., 1995

Schadstoffemissionen gewerblicher und industrieller Holzfeuerungen; Ermittlung der Schadstoffemissionen und Verfahren zur Emissionsminderung – Ergebnisse eines Feldmessprogrammes; im Selbstverlag des Institutes für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart.

Bruck, M., Hammer, N., Neuwirth, F., Schaffar, G., 1985

Meteorologische Daten und Berechnungsverfahren, ASSA, 3. Auflage, Verlag: dbv-Verlag für die Technische Universität Graz.

Energiebericht der österreichischen Bundesregierung 1996

Bundesministerium für Wirtschaftliche Angelegenheiten

Leemann, 1992

Robert Leemann: Studie zum Impulsprogramm RAVEL: “Methoden der Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiesystemen”; herausgegeben vom Bundesamt für Konjunkturfagen, Bern

ÖKL-Merkblatt Nr. 67, 1999

G. Jüngling, I. Obernberger, Ch. Rakos, H. Stockinger, Technisch-wirtschaftliche Standards für Biomasse-Fernheizwerke, Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung.

ÖNORM M 9466, 1988

Emissionsbegrenzung für luftverunreinigende Stoffe aus Feuerungsanlagen für Rinde und Holz ab einer Brennstoffwärmeleistung von 150 kW; Anforderungen und Überprüfung am Aufstellungsort; Österreichisches Normungsinstitut.

Pfeiffer, F., Struschka, M., Lepel, F., Baumbach, G., 1999

Start- und Stopp-Emissionen von Öl- und Gasfeuerungen; veröffentlicht in WÄRMETECHNIK – VERSORGUNGSTECHNIK, 5/1999, S. 34-41

Stockinger, H., Obernberger, I., 1998

Systemanalyse der Nahwärmeversorgung mit Biomasse, dbv-Verlag für die Technische Universität Graz.

Streicher, W., Schnedl, K., Thür, A., Vilics, A., 1999

Handbuch zum Simulationsprogramm SHWwin für solare Brauchwasserbereitungs- und Heizungssysteme, Institut für Wärmetechnik, TU-Graz.

VDI-Richtlinie 2067, 1999

Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, Grundlagen und Kostenberechnung; Verein Deutscher Ingenieure.

Internet:

Homepage der Kommunalkredit Austria AG
www.kommunalkredit.at

Homepage Institut für Wärmetechnik, Technische Universität Graz
www.wt.tu-graz.ac.at

Kesselprüfberichte:

Baumgartner, H., 1999, 2000

BLT-Wieselburg; Prüfberichte der Hackgutfeuerungsanlagen Heizomat HSK-RA 300-300kW; HSK-RA 500; HSK-RA 650

Burböck, M., Geineder, J., Steingruber, M., Thonhofer, F., Zeller, G., 1995 - 1997

TÜV Bayern Landesgesellschaft Österreich; Berichte über die Emissionsmessungen an den Feuerungsanlagen RRK 1200-1650, RRK 1000, RRK 640-850, RRK 22-49 der Fa. Binder

Hajek, F., 1999, 2000

NÖ Umweltschutzanstalt; Prüfberichte über die Emissionsmessungen an den Hackgutfeuerungsanlagen RRK 400-600, RRK 200-350, RRK 80 175 der Fa. Binder

Hengg, D., Zraunigg, C., 1999

Montanuniversität Leoben; Emissionsmessung der Biomassefeuerungsanlagen der Biowärme Bad Mitterndorf

Hinzmann, G., 1995

TÜV Thüringen; Bericht über die Durchführung von Emissionsmessungen an der Feuerungsanlage RRK 1850 der Fa. Binder

Hofer, H., 1996

Höhere Technische Bundes-Lehr- und Versuchsanstalt Wien; Typenprüfung des Zentralheizungskessels Type Firematic 150, Herz-Hackgutfeuerung mit Unterschubfeuerung

ANHANG

Im Rahmen mehrerer Forschungsprojekte und zur Erstellung eines Handbuchs für teilsolare Heizungssysteme in Zusammenarbeit mit der ARGE Erneuerbare Energie, Gleisdorf, wird am Institut für Wärmetechnik seit 1993 das Simulationsprogramm SHW entwickelt (Streicher et al. 1999).

Mit dem Programm SHW können eine Vielzahl von prinzipiellen Anlagenschaltungen zur solaren Warmwasserbereitung, der teil- bzw. vollsolaren Heizung sowie eine teilsolare Speisung von Fernwärmenetzen berechnet werden. Es wurde anhand verschiedenen teilsolaren Heizungsanlagen von Einfamilienhäusern validiert. Deutsche Testreferenzjahre oder ASCII Files in bestimmten Format können direkt eingelesen werden.

Das Programmpaket wurde in den letzten Jahren mit einer grafischen Benutzeroberfläche versehen (SHWwin) und ist über die Homepage des Instituts für Wärmetechnik (<http://wt.tu-graz.ac.at>) frei erhältlich. Kollektoren, Speicher, Regelung und Brauchwasserbedarf können nun in Datenbanken abgelegt werden. Eingabedatensätze älterer Versionen können problemlos übernommen werden. Die Auswertung erfolgt über ein Ausgabe-Formblatt und viele Berechnungsdaten können über die Zeit grafisch dargestellt werden.

Abbildung 0-1 zeigt das Benutzerinterface des Programms am Beispiel der Eingabe des Nahwärmenetzes und Abbildung 0-2 ein Beispiel für die grafische Darstellung von Berechnungsdaten.

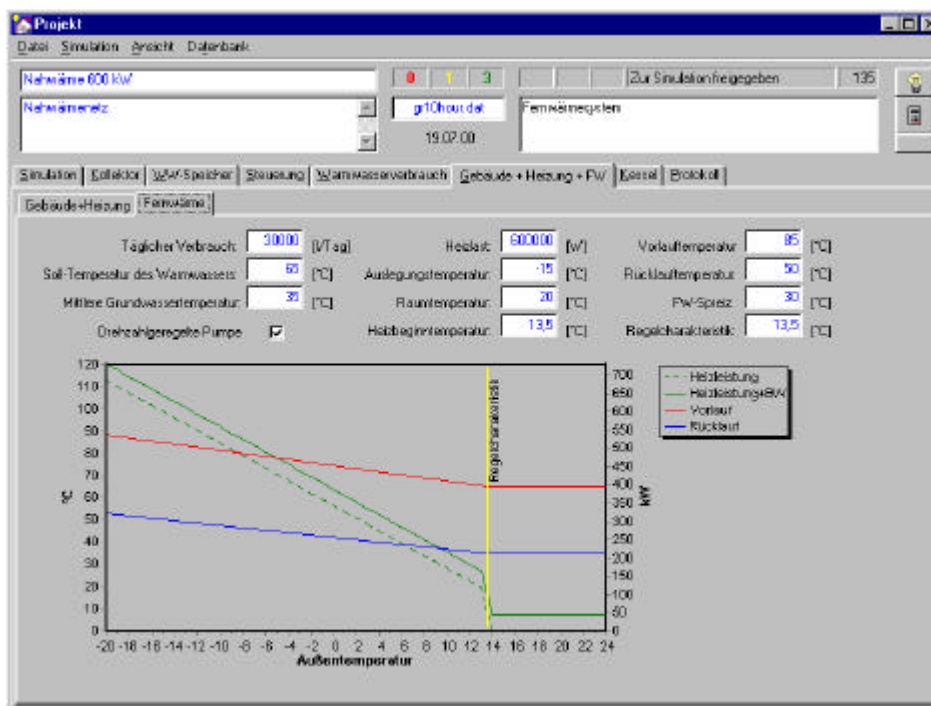


Abbildung 0-1: Benutzerinterface von SHWwin für die Eingabe der Fernwärmenetz-Kennlinie

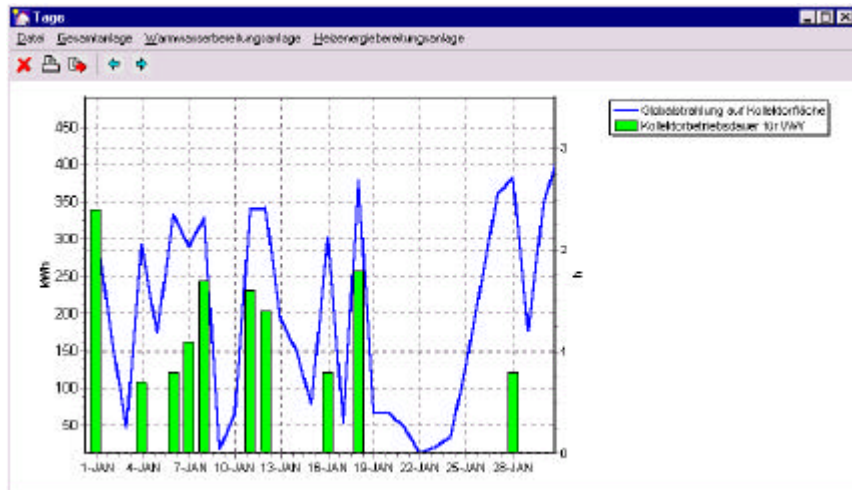


Abbildung 0-2: Grafische Darstellung von Berechnungsergebnissen in SHWin

