

Februar 2005

Kosten und Nutzen von Solarenergie in energieeffizienten Bauten

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE, 3003 Bern

Auftragnehmer:

INFRAS, Gerechtigkeitsgasse 20, 8039 Zürich

Ernst Schweizer AG, 8908 Hedingen

Bureau d'Etudes Keller-Burnier, Ch. du Renolly 12, 1175 Lavigny

Autoren:

Stefan Kessler, Infrac

Rolf Iten, Infrac

Anna Vettori, Infrac

Andreas Haller, Ernst Schweizer AG

Markus Ochs, Ernst Schweizer AG

Lucien Keller, Bureau d'Etudes Keller-Burnier

Begleitgruppe:

Ruedi Meier, Projektbegleiter Bundesamt für Energie BFE

Gallus Cadonau, Solar Agentur Schweiz

Reto Dettli, Econcept

Lukas Gutzwiller, Programm EWG, Bundesamt für Energie BFE

Martin Jakob, CEPE, ETH Zürich

Eberhard Jochem, CEPE, ETH Zürich

Pascal Previdoli, Bundesamt für Energie BFE

Arthur Sigg, Anliker GU

Karl Viridén, Viridén und Partner AG

Urs Wolfer, Bundesamt für Energie BFE

Mark Zimmermann, BFE Programmleiter Gebäude, EMPA

Diese Studie wurde im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiewirtschaftliche Grundlagen“ des Bundesamts für Energie BFE erstellt. Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/in verantwortlich.

Bundesamt für Energie BFE

Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Résumé	16
1 Ziele der Studie	29
2 Methodik und Abgrenzungen	31
2.1 Übersicht Methodik und Vorgehen	31
2.2 Abgrenzungen	32
Teil I: Entwicklung der Solarthermie seit 1990	35
3 Entwicklung der Solarthermie seit 1990	37
3.1 Marktentwicklung	37
3.2 Technologische Entwicklung	39
3.3 Kostenentwicklung	40
3.3.1 Kollektoren	40
3.3.2 Solarspeicher	43
3.3.3 Gesamtsysteme	43
Teil II: Entwicklung der aktiven Solarnutzung in energieeffizienten Bauten bis 2030	45
4 Referenzbauten	47
4.1 Berücksichtigte Gebäudekategorien	47
4.2 Kennwerte der Referenzbauten	47
5 Energiesysteme	51
5.1 Wahl der Energiesystemvarianten	51
5.2 Beschreibung der Energiesystemvarianten	54
5.3 Methodik für die Berechnung der Wärmegestehungskosten	58
6 Kostenentwicklung bis 2030	61
6.1 Kostenstand 2004	61
6.2 Lernkurven und Kostendegression bis 2030	64
6.3 Szenarien für die Energiepreisentwicklung	67
6.4 Übersicht Kostenentwicklung bis 2030	68
6.5 Fazit zu Kosten der Solarenergienutzung	73
7 Zusatznutzen und Break-Even-Analyse	75
8 Der Markt für Solaranlagen in Niedrigenergiebauten bis 2030	81
8.1 Mengengerüst Sanierungen und Neubauten	82
8.2 Szenarien für Marktanteile von Niedrigenergiebauten	82

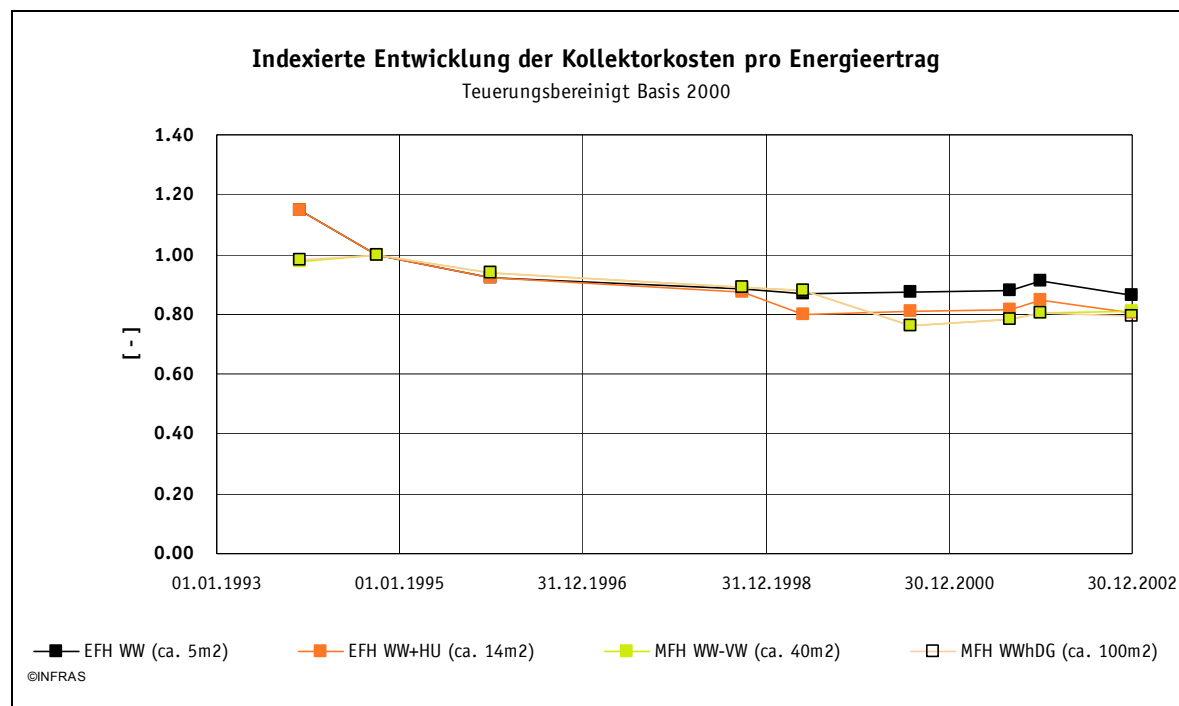
8.3	Marktanteile der Solarenergie in Niedrigenergiebauten	85
8.4	Resultierende Marktvolumen und Bedeutung im Gesamtmarkt	89
9	Massnahmen zur Unterstützung der Solarenergie in energieeffizienten Bauten....	91
10	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	95
11	Anhang.....	99
	Anhang 1: Szenarien für Anteile Niedrigenergiebauten.....	99
	Anhang 2: Lernkurvenkonzept und Analyse Solarmarkt	100
	Anhang 3: Expertenworkshop zu Marktanteilen	118
	Anhang 4: Kostendaten zu Förderprogrammen für Solarkollektoranlagen	120
	Anhang 5: Factsheets für Kostenrechnung der Systemvarianten.....	121
	Literaturverzeichnis	130

Zusammenfassung

Mit der vorliegenden Studie werden die Potenziale und Hemmnisse für die Nutzung der Solarenergie im Marktsegment der energieeffizienten Neubauten und Sanierungen vertieft untersucht und Lösungen für die effiziente Stärkung der Solarenergie im Rahmen der energieeffizienten Bauweise vorgeschlagen. Die Methodik stützt stark auf das Konzept der Lernkurven ab. Betreffend Potenzial der aktiven Solarnutzung im schweizerischen Gebäudepark wurden keine eigenen Untersuchungen angestellt, sondern es wurde auf die bestehenden Arbeiten abgestützt, welche aufzeigen, dass das Potenzial grundsätzlich sehr gross ist.

Entwicklung der Kosten von Solarkollektoranlagen seit 1990

In einem ersten Untersuchungsteil wird die Vergangenheitsentwicklung der Kosten für Komponenten und Gesamtsysteme von Solarkollektoranlagen in der Schweiz analysiert. Dazu werden Literaturrecherchen durchgeführt und verschiedene empirische Datengrundlagen untersucht. Es zeigt sich, dass es schwierig ist, differenzierte Aussagen zu den Lerneffekten auf verschiedenen Wertschöpfungsstufen von Solarkollektoranlagen zu gewinnen. Einzig für die Basistechnologie (d.h. die Solarkollektoren) und die Gesamtsysteme sind für den Schweizer Markt empirisch hinreichend gestützte Aussagen möglich. Die Analyse der vorhandenen Daten zeigt, dass in der Vergangenheit sowohl bei den Kollektoren als auch bei den Gesamtsystemen bedeutende Kostensenkungen erzielt worden sind. Die Figur Z-1 zeigt die Kostenentwicklung, wie sie sich bei einem namhaften Schweizer Hersteller von Solarkollektoren ergeben hat. Die Analyse zweier Förderprogramme des Bundesamtes für Energie zeigt eine sehr ähnliche Kostenentwicklung für die Gesamtsysteme.



Figur Z-1: Indexierte Entwicklung der energiebezogenen Kollektorkosten (Quelle: Ernst Schweizer AG).

Aus den analysierten Datenbeständen lässt sich für den Schweizer Markt für thermische Solaranlagen ein Progress Ratio von rund 0.86 ableiten. Mit jeder Verdoppelung der kumulierten Produktionserfahrung wurde damit eine relative Verbilligung der Energiegestehungskosten von 14% erreicht. Dieser Wert stimmt gut überein mit Analysen von ausländischen Märkten, allen voran dem Markt für Solarkollektoranlagen in Deutschland. In den letzten 10 Jahren sind die Kosten der Energie aus thermischen Solaranlagen in der Schweiz um rund 20% gesunken. Neben den Produktivitätsfortschritten bei der Kollektorfertigung und Kostenverbilligungen bei Planung und Montage hat dazu auch die Erhöhung der Kollektorkollektorkoeffizienten durch technische Verbesserungen beigetragen.

Aufgrund unserer Analysen gehen wir davon aus, dass die Preise für Solarkollektoranlagen in der Schweiz sich in Zukunft noch verstärkt an der Entwicklung der Märkte im nahen Ausland und damit auch an den dort realisierten Lerneffekten und Preisentwicklungen orientieren werden, wie es bei der Photovoltaik bereits heute ausgeprägt der Fall ist.

Zukünftige Kosten der aktiven Solarnutzung

Der zweite Teil der Untersuchung untersucht die heutigen und zukünftigen Kosten der aktiven Nutzung von Solarenergie in energieeffizienten Bauten. Dazu werden umfassende Modellrechnungen für den Zeitraum bis zum Jahr 2030 angestellt. Für die Charakterisierung der energieeffizienten Bauweise wird auf die in der Schweiz etablierten Standards Minergie- und Minergie-P abgestützt. Als Referenzgebäude werden ein Einfamilienfamilienhaus mit 180m² EBF und ein Mehrfamilienhaus mit 1'280m² EBF in Minergie- und Minergie-P-Ausführung verwendet. Zusätzlich werden jeweils eine Sanierungs- und eine Neubauvariante unterschieden.

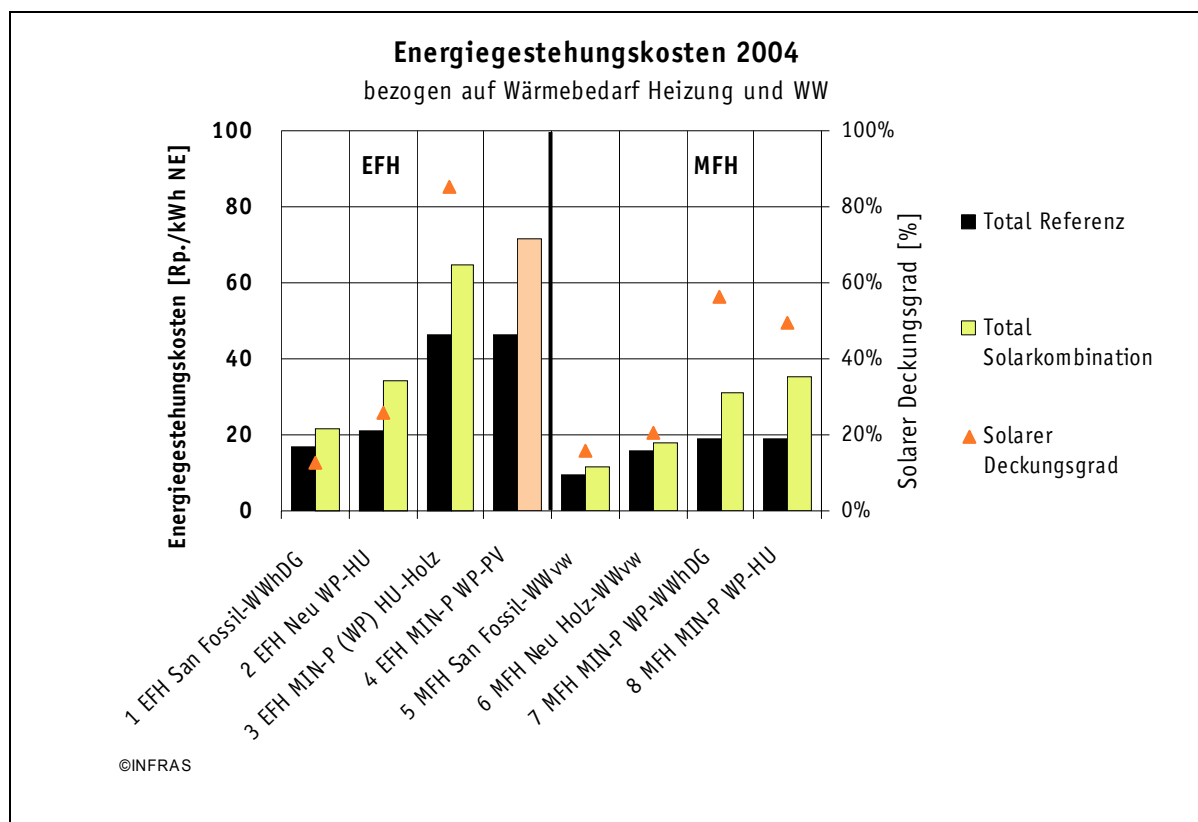
Bezüglich Methodik ist im Folgenden zu beachten, dass die für die Studie festgelegte Referenzsituation die energieeffiziente Ausführung der Gebäude und die damit verbundenen Kosten für bauliche Massnahmen und Lüftungsanlagen bereits mit einschliesst. D.h. es interessiert primär der Aspekt der additiven Solarenergienutzung.

Für die Referenzgebäude werden verschiedene Systeme zur Deckung des Energiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser untersucht. Dazu werden insgesamt 8 Systemvarianten definiert, wobei pro Variante eine konventionelle, monovalente Ausführung in Form einer fossilen Feuerung, Wärmepumpe oder Holzfeuerung und ergänzend eine Solarvariante mit zusätzlicher aktiver Nutzung der Solarenergie betrachtet wird. Als Spezialvariante wird zudem eine Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaikanlage untersucht. Die berücksichtigten Systemvarianten sind in Figur Z-1 dargestellt.

AUSWAHL DER SYSTEMKOMBINATIONEN								
Systeme	Einfamilienhaus (EFH)				Mehrfamilienhaus (MFH)			
	Minergie saniert	Minergie neu	Minergie-P neu/saniert		Minergie saniert	Minergie neu	Minergie-P neu/saniert	
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6	Variante 7	Variante 8
Heizung mit fossilen Brennstoffen	(X) R				(X) R			
Holzheizung (mit Wärmeverteilung)						(X) R		
Holzheizung (konvektiv)			(X)					
Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser (WW)		(X) R	R	(X) R			(X) R	(X) R
Sonnenkollektoren WW hoher Deckungsgrad	(X)			↑			(X)	
Sonnenkollektoren WW-Vorwärmung					(X)	(X)		
Sonnenkollektoren WW u. Heizungsunterstützung		(X)	(X)					(X)
Solarstrom für Q_E				X				

Tabelle Z-1: Varianten der ausgewählten Energiesysteme. Die fett gezeichneten Kreise identifizieren das Hauptheizungssystem. Mit Ausnahme von Variante 3, wo als Referenzvariante auch eine Wärmepumpe verwendet wird, stellt das Basissystem in monovalenter Anwendung auch gleich die Referenzvariante dar. Diese ist mit R bezeichnet. Die ausgezogen verbundenen Kreise deuten auf die systemtechnische Einbindung der konventionellen und solaren Systemteile hin. In der Regel lassen sich damit gegenüber den Einzelsystemen kostenrelevante Synergien nutzen. Bei der Variante mit Solarstrom ist keine entsprechende Abhängigkeit vorhanden. Bei Variante 4 werden die Systemgrenzen verlassen, da auf das Stromnetz als zeitlicher Zwischenspeicher zugegriffen werden muss.

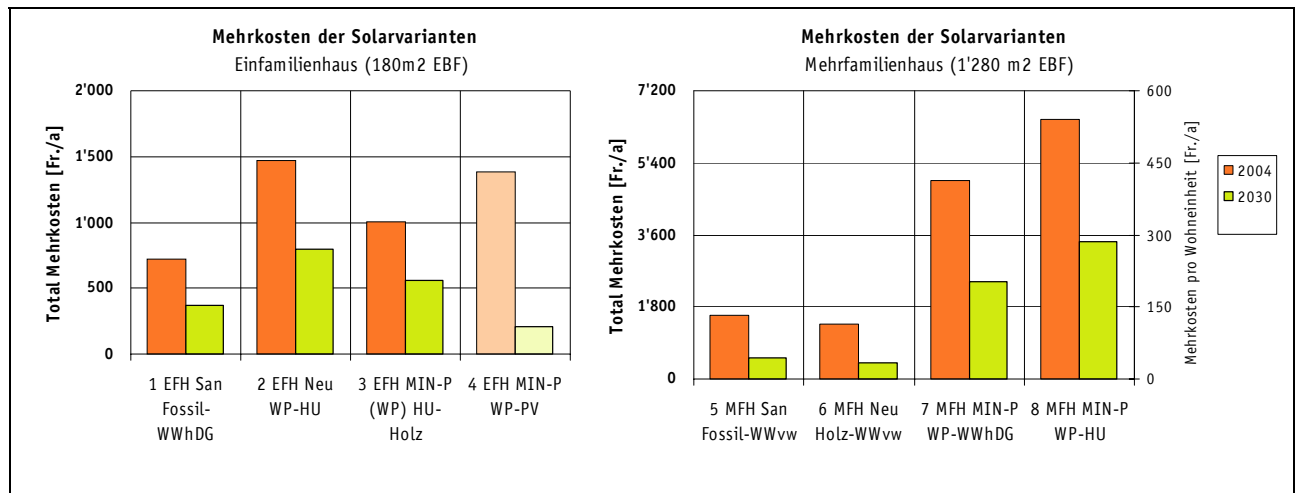
Für die 8 Referenz- und die 8 Kombinationsvarianten wurden als Basis für die Kostenkalkulation eine Grobdimensionierung durchgeführt und die Technologie definiert. Die Energiegestehungskosten werden mittels der Annuitätenmethode berechnet. Soweit wie möglich wird dabei auf die Methodik und Annahmen gemäss SIA 480 zu Wirtschaftlichkeitsrechnung im Hochbau abgestützt. Die Investitionskosten sind auf Grundlage von Richtkalkulationen von Herstellern und Planern sowie Angaben aus der aktuellen Literatur abgeschätzt. Bei den Unterhaltskosten werden typische Werte als Prozentsatz der Investitionen eingerechnet. Damit konnten die aktuellen Energiegestehungskosten berechnet werden (Figur Z-2).



Figur Z-2: Heutige Energiegestehungskosten pro kWh Nutzenergie für die 8 Systemvarianten. Jeweils für die monovalente Referenzausführung und in Kombination mit Solarenergienutzung. Der solare Deckungsgrad ist bezogen auf den Endenergiebedarf für Heizung und Warmwasser. Hinweis zur Kategorienbeschriftung siehe Haupttext, Seite 61.

Es zeigt sich, dass die Referenzvarianten in monovalenter Ausführung in allen Fällen ohne Berücksichtigung allfälliger Zusatznutzen oder Fördermittel heute deutlich günstiger sind als bivalente Systeme mit aktiver Solarenergienutzung. Am geringsten sind die relativen Differenzen zwischen der Referenz und der Solarkombination bei Variante 1, 5 und 6 mit solarer Warmwasser-Vorwärmung. Hier ist aber zu berücksichtigen, dass bei diesen Varianten auch der solare Deckungsgrad mit rund 15 bis 20% des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser tief liegt. Je höher der solare Deckungsgrad, desto höher sind tendenziell auch die relativen Mehrkosten zur Referenzvariante. Ein Vergleich der Gesteungskosten zwischen den 8 Systemvarianten ist nicht sinnvoll, da jeweils andere Gebäudeausführungen und damit ein unterschiedlicher Energiebedarf unterliegen. Für den Investor wird vor allem relevant sein, welche Mehrkosten pro Gebäude respektive pro Wohneinheit anfallen.

Die Mehrkosten der untersuchten Varianten sind in Figur Z-3 in Form von Jahreskosten dargestellt. Beim Einfamilienhaus variieren diese heute zwischen 700.– CHF und 1'500.– CHF pro Jahr. Beim Mehrfamilienhaus liegen die Werte zwischen 1'400.– CHF bis etwas über 6'000.– CHF pro Jahr. Pro Wohneinheit entspricht dies ca. 125.– CHF bis 500.– CHF pro Jahr. In Fällen wo die Mehrkosten auf die Mieterschaft überwälzt werden können, erhöhen sich die Mietzinse pro Wohneinheit im Mehrfamilienhaus lediglich um 10.– CHF (Variante 6) bis 40.– CHF pro Monat (Variante 8). Die Kosten pro Wohneinheit liegen damit in einem Bereich, welche für den Investor vermietungstechnisch unproblematisch bis attraktiv sein dürften, wenn Zusatznutzen der Solaranlage – z.B. infolge besserer Vermietbarkeit – berücksichtigt werden. Auch aus Sicht der Mieterschaft dürfte eine solche Belastung unerheblich sein, wenn berücksichtigt wird, dass sich diese Werte auf grosszügige Wohneinheiten mit hohem Nutzungskomfort beziehen. Auch der Einfluss auf die Bruttorendite bleibt bei allen Varianten gering. Beim Mehrfamilienhaus sinkt die Bruttorendite auch bei der Variante mit den höchsten Mehrkosten um rund 0.1%, bei den Warmwasservorwärmungsanlagen um lediglich ca. 0.03%.



Figur Z-3: Vergleich der Jahreskosten der Systemvarianten. Kostenstand 2004 und Prognose 2030 (Energiepreisszenario TIEF).

Über eine vertiefte Auswertung der Literatur zu Lernkurven und Kostenentwicklung, der für unsere Studie relevanten Technologien und Szenarien für die zukünftige Energiepreisentwicklung, erfolgt eine Abschätzung der Energiegestehungs- und Mehrkosten bis 2030.

Wir erwarten die in Tabelle Z-2 dargestellte relative Entwicklung der Investitions- und Unterhaltskosten bis zum Jahr 2030. Daraus ist ersichtlich, dass die Kosten bis 2030 vor allem für die Solartechnologien stark sinken werden.

Technologie	2004	2010	2020	2030
Solarkollektoranlagen	100%	87%	70%	60%
Photovoltaik	100%	72%	50%	30%
Wärmepumpen	100%	93%	82%	70%
Öl-/Gasfeuerungen	100%	99%	97%	95%
Holzfeuerungen	100%	97%	91%	85%

Tabelle Z-2: Relative Entwicklung der technologiespezifischen Kostenfaktoren (Investition und Unterhalt, ohne Betriebskosten).

Unter Annahme von zwei Energiepreisszenarien wird für die acht Systemvarianten die Entwicklung der Energiegestehungskosten bis 2030 ermittelt. Wie mit Annahme einer signifikanten Erfahrungskurve der Solartechnologien bis 2030 zu erwarten war, sinken die Mehrkosten der Solarvarianten im Jahr 2030 gegenüber heute bei allen Varianten um mindestens 45%, z.T. sogar noch deutlich stärker (vgl. Figur Z-3). Die Ergebnisse zeigen, dass beim Energiepreisszenario TIEF keine der untersuchten Solarvarianten wirklich günstiger wird als die Referenzvariante. Beim Energiepreisszenarios HOCH erreichen jedoch die Warmwasservorwärmungsanlagen (Varianten 5 und 6) den Break-even. Bei Variante 5 spart man im Fall hoher Energiepreise sogar rund 250.– CHF/a gegenüber der Referenzvariante. Die Mehrkosten beim Mehrfamilienhaus betragen damit maximal 300.– CHF pro Jahr oder 25.– CHF pro Monat pro Haushalt. Stellt man Überlegungen zum Einfluss der Bruttorendite an für den Fall, dass die Mehrkosten nicht auf die Mieterschaft überwältzt werden können, so stellt man fest, dass diese sich in der ungünstigsten Variante um maximal 0.07% verschlechtert, für die Warmwasservorwärmungsanlagen aber noch deutlich weniger. Dies dürfte für den Investor unbedeutend sein, wenn dafür Zusatznutzen generiert werden können.

Die Systemvariante mit Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaikanlage ist bereits bei heutigem Kostenstand eine attraktive Variante um einen hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen. Dies aber nur unter der Voraussetzung, dass es sich um ein Gebäude mit sehr tiefem Energiebedarf handelt wie z.B. bei Minergie-P. Durch die erwartete starke Kostendegression bei den PV-Anlagen kommt diese

Variante im Jahr 2030 der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit nahe. Dies gilt auch dann, wenn die externen Kosten für die Saisonspeicherung des Solarstroms berücksichtigt werden.

Der Einfluss der Energiepreise auf die Konkurrenzfähigkeit der Solarenergienutzung ist zwar ersichtlich und höhere Energiepreise führen zu einem früheren Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze. Die absoluten Auswirkungen auf die Mehrkosten sind aber im Rahmen von Niedrigenergiebauten relativ bescheiden, da bereits ein tiefes absolutes Energiebedarfsniveau vorliegt und der solaren Deckungsgrad aus wirtschaftlichen Gründen typischerweise nicht allzu hoch gewählt wird. Damit verbleibt weiterhin ein bedeutender Verbrauch an konventionellen Energien. Daraus kann auch geschlossen werden, dass eine allfällige Energie- oder CO₂-Abgabe zwar ein sehr effizientes Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Förderung der erneuerbaren Energien in konventionellen Bauten sein kann. Speziell für die Solarnutzung in energieeffizienten Bauten dürfte sie aber nur eine beschränkte Anreizwirkung haben.

Zusatznutzen und Break-Even-Analyse

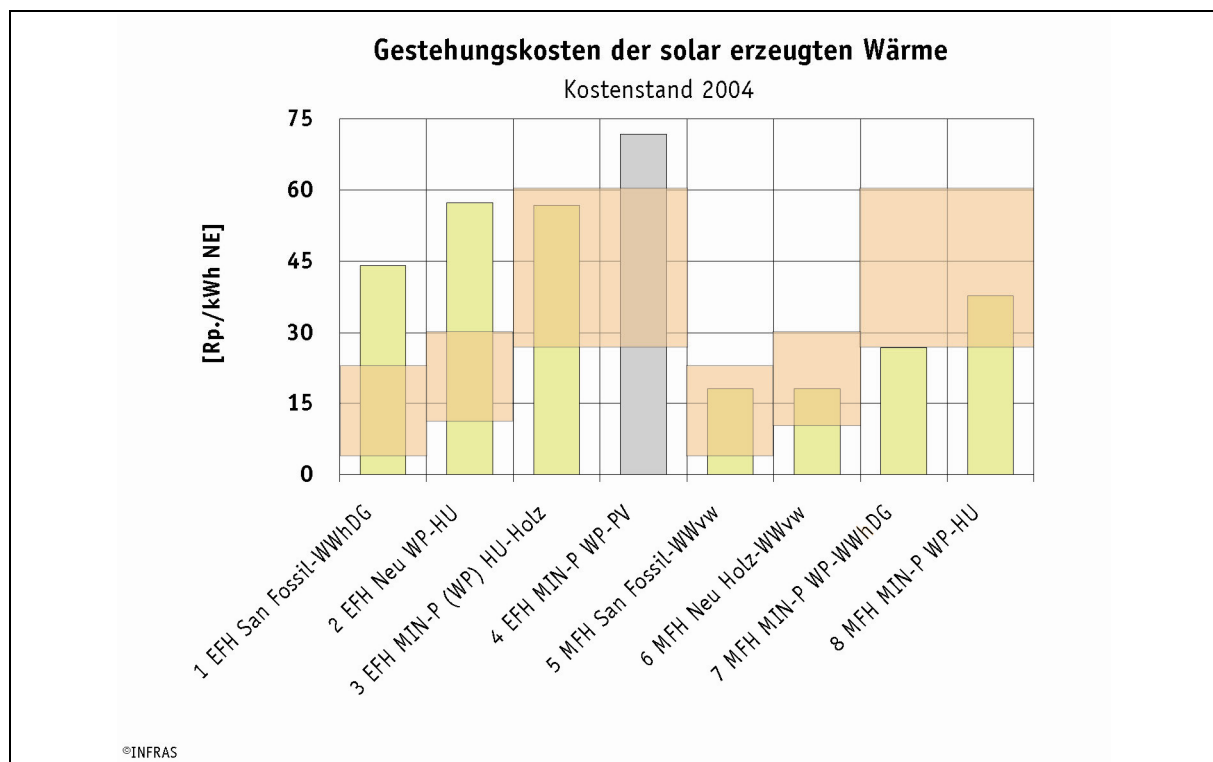
Für die aktive Solarenergienutzung in energieeffizienten Bauten sind zwei Kategorien von Zusatznutzen relevant:

1. Allgemeine Zusatznutzen die sich bei allen Solaranlagen unabhängig von der Gebäudeart ergeben. Dazu gehören z.B. der Zugang zu kantonalen Fördermitteln für Solaranlagen oder der Aspekt der Unabhängigkeit von Energiepreisteigerungen.
2. Spezielle Zusatznutzen, welche sich heute ausschliesslich im Rahmen von energieeffizienten Bauten realisieren lassen. Ein solcher Zusatznutzen ist z.B. die Vermeidung alternativer Massnahmen an der Gebäudehülle durch Anrechenbarkeit der erneuerbaren Energien in den Minergie-Standards.

Die allgemeinen Zusatznutzen von Solaranlagen wurden in der Forschung bisher nicht gezielt untersucht. Sie können deshalb nur über Studien zu ähnlichen Bereichen abgeschätzt werden. Entsprechende Arbeiten weisen eine durchschnittliche Zahlungsbereitschaft pro Haushalt für Umweltverbesserungen im Bereich Klima und Luftverschmutzung von ca. 50.– bis 100.– CHF pro Monat resp. 600.– bis 1'200.– CHF pro Jahr nach. Vergleicht man diese Grössenordnungen mit den heutigen Mehrkosten der Solarnutzung in den von uns untersuchten energieeffizienten Gebäuden von rund 700.– bis 1'500.– CHF bei Einfamilienhäusern und 125.– bis 500.– CHF pro Haushalt in den Mehrfamilienhausvarianten, so zeigt sich, dass die allgemeinen Zusatznutzen durchaus in einer ähnlichen Grössenordnung liegen könnten wie die Mehrkosten der Solarnutzung.

Weitere Zusatznutzen sind möglich, wenn sehr hohe Anforderungen an die energetische Qualität der Gebäude gestellt werden, wie dies z.B. bei Minergie- und v.a. Minergie-P-Bauten der Fall ist. Sofern vor allem der Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energien bestimmend ist, kann es wirtschaftlicher sein, anstelle von Massnahmen zur Reduktion der Gebäudeverluste zusätzlich Solarenergie zu nutzen. Die Kosten von verschiedenen Einsparmassnahmen wurden in einer Studie des CEPE detailliert untersucht (Jakob et al. 2002). Aus den Resultaten der CEPE-Studie kann abgeleitet werden, dass für die Erreichung der Minergie-Anforderungen Massnahmen mit Kosten von etwas unter 10 bis 30 Rappen pro kWh notwendig sind, sofern keine erneuerbaren Energien genutzt werden. Soll der Grenzwert unterschritten werden, so steigen die Kosten deutlich an. Für Minergie-P Bauten sind Massnahmen erforderlich, die Grenzkosten von oberhalb von rund 25 Rp. bis zu 60 Rp. verursachen.

Figur Z-4 zeigt die spezifischen Gestehungskosten der Solarenergie beim heutigen Kostenstand. Die roten Flächen zeigen die Grenzkosten von bedarfsseitigen Gebäudemassnahmen im Bereich zwischen Primäranforderung und Grenzwert beim entsprechenden Gebäudestandard, d.h. im Bereich wo im Minergie-Standard eine Substitution von bei verlustseitigen Massnahmen durch verstärkte Nutzung der Solarenergie möglich ist. Die Kosten der Solarenergie liegen bei allen untersuchten Systemvarianten bei den Mehrfamilienhäusern am unteren Rand der Kosten von Gebäudemassnahmen. Bei den Einfamilienhäusern sind vor allem die Varianten für Minergie-P Bauten konkurrenzfähig. Die Resultate zeigen, dass es zur Minimierung der Kosten des Gesamtsystems in Minergie-P Bauten immer sinnvoll ist, aktive Solarnutzung vorzusehen. Bei den normalen Minergie-Bauten sind vor allem Anlagen mit niedrigem solarem Deckungsgrad konkurrenzfähig. Als Daumenregel kann gelten, dass die Solarnutzung insbesondere zur Substitution von Dämmstärken von mehr als 20cm wirtschaftlich interessant ist.



Figur Z-4: Spezifische Gestehungskosten der Solarenergie im Vergleich mit Grenzkosten für Gebäudemassnahmen zur Erreichung des entsprechenden Gebäudestandards (rote Flächen, nur indikative Werte). Bei Variante 4 (graue Säule) sind die Kosten für das System PV-Anlage/Wärmepumpe berücksichtigt.

Für die Variante 4, bei der die Wärmepumpe mit PV-Strom betrieben wird, resultieren heute noch die höchsten Gestehungskosten. Wegen der erwarteten überdurchschnittlichen Kostendegression der Photovoltaik und den Verbesserungen der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen, wird sich die Situation für diese Variante aber bis 2030 deutlich verbessern.

Hier ist noch anzumerken, dass auch die gebäudeseitigen Massnahmen im betroffenen Bereich der Heizwärmebedarfsminderung Zusatznutzen aufweisen können, z.B. durch Komfortaspekte. Vor allem bei Minergie-P Bauten, wo die Primäranforderungen bereits eine sehr gute Gebäudehülle voraussetzen, dürften die Zusatznutzen für über die Primäranforderungen hinausgehende Massnahmen eher gering sein.

Markt für Solaranlagen in Niedrigenergiebauten bis 2030

Anhand von Szenarien und Marktabschätzungen wird untersucht, welchen Markt die aktive Solarnutzung im Rahmen von Minergie-Bauten bis im Jahr 2030 erreichen könnte. Die Abschätzung erfolgt über die allgemeine Entwicklung der Sanierungs- und Neubauflächen in der Schweiz und Annahmen für die Anteile von Niedrigenergiebauten an den Gesamtflächen und deren Ausstattung mit Solarkollektor- und Photovoltaikanlagen für die Wärmeerzeugung. Zu der zukünftigen Entwicklung der Flächen von energieeffizienten Bauten werden zwei Szenarien entwickelt, ein Szenario VERSTÄRKT und ein Szenario 2000-WATT. Während das Szenario VERSTÄRKT von einer gegenüber heute dynamischeren aber rein freiwilligen Verbreitung der energieeffizienten Bauweise ausgeht, orientiert sich das Szenario 2000-WATT ausschliesslich daran, welche Marktanteile notwendig sind um die Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft im Gebäudebereich zu erreichen. Dabei wird auf aktuelle Arbeiten der EMPA abgestützt (EMPA 2004). Die Szenarien sind in Tabelle Z-3 dargestellt.

Wohnbauten	VERSTÄRKT			2000-Watt		
	Gesetz	Minergie	Minergie-P	Gesetz	Minergie	Minergie-P
2004						
Neubau	90	10	0	0	100	0
Sanierung	98	2	0	98	2	0
2030						
Neubau	20	40	40	0	20	80
Sanierung	70	15	15	20	60	20

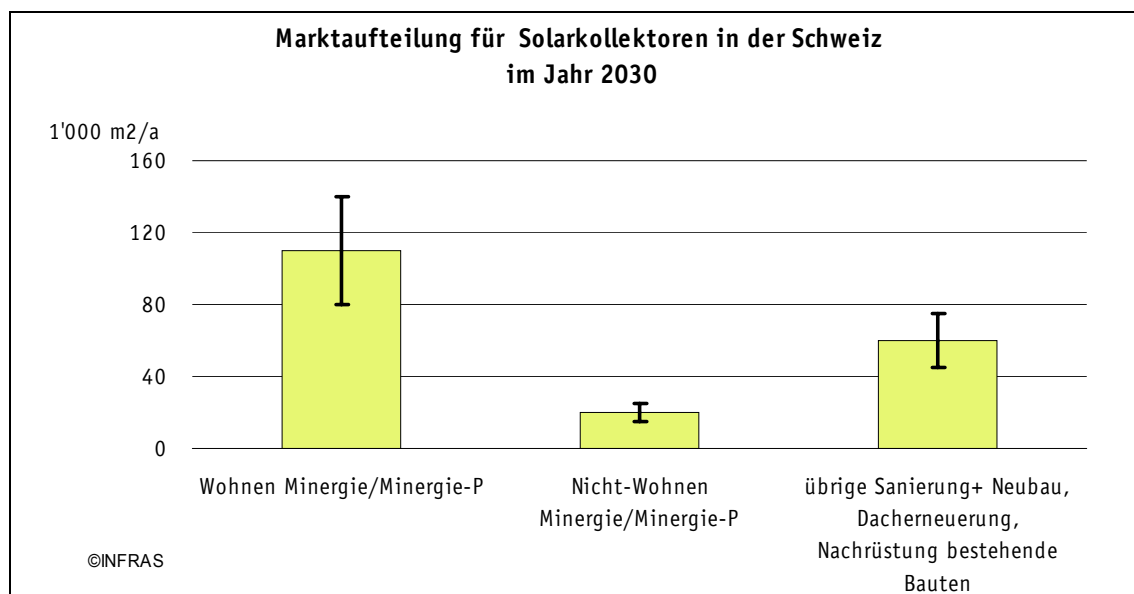
Tabelle Z-3: Prozentuale Anteile der Baustandards an den Gesamtflächen für Wohnbauten bei den verschiedenen Szenarien.

Über ein mehrstufiges Schätzmodell wurde das erwartete Marktvolumen 2030 für Solarkollektoren und Photovoltaikanlagen zur Wärmebereitstellung in energieeffizienten Wohnbauten hochgerechnet. Tabelle Z-4 zeigt die Resultate. Der Markt für Solarkollektoren in energieeffizienten Wohnbauten beansprucht gemäss diesen Hochrechnungen rund 80'000 bis 140'000 m² Kollektorfläche pro Jahr, abhängig vom Ausbreitungsszenario für energieeffiziente Bauten. Unter Berücksichtigung weiterer Analysen zur Entwicklung des Gesamtmarkts für die Solarkollektoranlagen in der Schweiz wird der Gesamtmarkt für Kollektoranlagen wie in Figur Z-5 dargestellt geschätzt.

	Marktvolumen Total 2002	Marktvolumen in Minergie- Wohnbauten 2030
Szenario VERSTÄRKT		
Solarkollektoren [1000 m ² /a]	26.4	80
Photovoltaik [MWp/a]	1.72	21
Szenario 2000-WATT		
Solarkollektoren [1000 m ² /a]	26.4	140
Photovoltaik [MWp/a]	1.72	33

Tabelle Z-4: Hochrechnungsergebnisse der Marktvolumen durch Minergie-Wohnbauten für das Jahr 2030 (Quelle: SOLAR 2004, Berechnungen INFRAS).

Wir erwarten, dass der Markt für Photovoltaikanlagen im Rahmen von energieeffizienten Bauten auf rund 20 bis 30 MWp/a und damit auf das 10 bis 20fache des aktuellen schweizerischen Gesamtmarktvolumens von 1.7 MWp/a steigen könnte. Es ist zu erwarten, dass die Anwendung in Kombination mit Wärmepumpen nur einen kleineren Anteil des gesamten PV-Marktes in der Schweiz beansprucht. Eine Aussage zur Entwicklung des Gesamtmarktes für PV-Anlagen ist aufgrund unserer Studie aber nicht möglich.



Figur Z-5: Schätzung der Anteile verschiedener Gebäudesegmente am Gesamtmarkt für Solarkollektoren im Jahr 2030 (Quelle: Hochrechnungsmodell INFRAS).

Unterstützungsmassnahmen für aktive Solarenergienutzung in energieeffizienten Bauten

Das Hauptthema für eine stärkere Verbreitung der aktiven Solarnutzung in energieeffizienten Bauten sehen wir weniger bei den im Vergleich zu Konkurrenztechnologien leicht höheren Energiegestehungskosten, sondern primär bei den hohen Investitionskosten, die auch die Finanzierung erschweren. Als Erfolgsfaktor können die laufende und weiter fortschreitende Verbilligung der aktiven Solarnutzung und bedeutende Zusatznutzen genannt werden. Der weiteren Verbreitung der monovalenten solaren Wärmeerzeugung über Kollektoranlagen stehen in energieeffizienten Bauten heute vor allem auch die hohen Investitionskosten für die Saisonspeicherung im Wege.

Will man die Solarenergie in energieeffizienten Bauten gezielt unterstützen, so steht eine zügige Weiterentwicklung der gesetzlichen Bauvorschriften Richtung Minergie und Minergie-P im Vordergrund. Diese Massnahme weist die höchste Wirksamkeit bezüglich Stärkung der aktiven Nutzung der Solarenergie auf und lässt sich mit einem beschränkten administrativen Zusatzaufwand realisieren. Über eine Differenzierung der Anforderungen an die Gebäudehülle und den Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energien können die Zusatznutzen der Solarenergie in energieeffizienten Bauten gezielt optimiert werden. Hier sind die Kantone gefordert. Flankierend ist die Weiterführung der soft-policy-Massnahmen in den Bereichen Information, Beratung und Marketing durch Bund, Kantone und Akteurnetzwerke sinnvoll, da sie zu einer Umsetzung der gesetzlichen Vorschriften zu möglichst geringen Kosten beitragen. Die Verstärkung der Forschung zur Saisonspeicherung von Solarwärme ist zu intensivieren. Finanzielle Fördermassnahmen und Umweltabgaben betrachten wir für die Realisierung der Potenziale speziell im Bereich der energieeffizienten Bauten als weniger bedeutend. Diese Massnahmen sind dagegen relevant, wenn es um die Stärkung der aktiven Solarenergie in den übrigen Marktsegmenten und die Ausschöpfung von Energieeffizienzpotenzialen geht.

Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In der Vergangenheit konnten bei Solarkollektoranlagen in der Schweiz bedeutende Kostensenkungen erzielt werden. Durch die erwartete dynamische Entwicklung der Märkte für Solarkollektoren und Photovoltaikanlagen werden bis 2030 noch weitere Kostenreduktionen im Umfang von 70% bei Photovoltaik- und 40% bei Solarkollektoranlagen erwartet. Die Kostenentwicklung bei PV-Anlagen wird stark von der Entwicklung der internationalen Märkte beeinflusst werden. Dies gilt in etwas geringerem Mass auch für die Solarkollektoranlagen.

Ein Vergleich der Energiegestehungskosten verschiedener Systemvarianten für die Wärmebereitstellung in energieeffizienten Bauten zeigt Folgendes:

- Die aktive Solarnutzung führt in energieeffizienten Bauten heute im direkten Vergleich mit konventionellen Wärmeerzeugern (Fossil, Wärmepumpen, Holz) immer zu gewissen Mehrkosten. Die absoluten Mehrkosten der Solarnutzung liegen bei den untersuchten Systemvarianten aber so tief – vor allem bei Warmwasservorwärmungsanlagen in Mehrfamilienhäusern – dass sie kaum ein ernsthaftes Hindernis beim Investitionsentscheid darstellen dürften. Die Bruttorendite für ein typisches Objekt wird sich auch bei Anlagen mit hohem solarem Deckungsgrad typischerweise erst auf der zweiten Stelle nach dem Komma verschlechtern. Mehrkosten in Höhe von 10.– bis 40.– CHF pro Monat und Haushalt bei einem mittleren Mehrfamilienhaus und weniger als 100.– CHF pro Haushalt beim Einfamilienhaus sollten auch bei einer Überwälzung auf die Mieterschaft keine grösseren Akzeptanzprobleme stellen. Diese Kosten reduzieren sich zudem bis 2030 nochmals beträchtlich. Im Beispiel betragen die Mehrkosten der aktiven Solarnutzung 1'400.– CHF/a bis 6'000.– CHF/a. Im Vergleich dazu betragen die zusätzlichen Mehrkosten für die energieeffiziente Gebäudehülle und Lüftungsanlage bei Minergie- und Minergie-P Bauweise grob geschätzt rund 10'000.– CHF/a (Minergie-Neubau) bis 30'000.– CHF/a (Minergie-P).
- Unter Berücksichtigung der zukünftigen Kostenreduktionen bei den Kollektor- und Photovoltaikanlagen erreichen einige der untersuchten Systemvarianten den Break-even mit den konventionellen Energieerzeugern. Dies insbesondere, wenn ein deutlicher Energiepreisanstieg vorausgesetzt wird. Bei beiden untersuchten Szenarien der Energiepreisentwicklung werden die Mehrkosten im Jahr 2030 bei fast allen Varianten nahezu bedeutungslos.
- Die virtuelle Systemvariante mit Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaikanlage ist bereits bei heutigem Kostenstand eine attraktive Variante um einen hohen solaren Deckungsgrad in sehr energieeffizienten Bauten zu erreichen. Durch die erwartete starke Kostendegression bei den PV-Anlagen wird diese Variante um das Jahr 2030 in etwa wirtschaftlich konkurrenzfähig. Falls angenommen wird, dass die externen Kosten für die saisonale Speicherung des PV-Stroms rund 12 Rp. pro kWh_{el} betragen und diese Kosten in der Rechnung berücksichtigt werden, so verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit dieser Variante nur unwesentlich um rund 3 Rp./kWh Nutzenergie. Dies führt nicht zu einer Veränderung bei der Positionierung gegenüber den solarthermischen Systemvarianten. In konventionellen Bauten, welche den gesetzlichen Mindestanforderungen entsprechen, oder bei kleinen solaren Deckungsgraden ist der Einsatz von Photovoltaikstrom für den Betrieb von Wärmepumpen jedoch im Vergleich zur solarthermischen Energiegewinnung nicht attraktiv.
- Der Einfluss der Preisentwicklung für konventionelle Energien ist auf die absoluten Mehrkosten der Solarnutzung im Marktsegment der energieeffizienten Bauten relativ bescheiden. Viel bedeutender sind die Investitions- und Unterhaltskosten für die Anlagenteile zur Solarnutzung. Daraus kann auch geschlossen werden, dass eine allfällige Energie- oder CO₂-Abgabe zwar ein sehr effizientes Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Förderung der erneuerbaren Energien in konventionellen Bauten sein kann. Speziell für die Solarnutzung in energieeffizienten Bauten wird die Anreizwirkung aber nicht allzu hoch sein.
- Die Konkurrenzfähigkeit der Solarthermie kann deutlich verbessert werden, wenn eine kostengünstige Möglichkeit für den monovalenten Einsatz von Solarkollektoranlagen geschaffen wird. Die Forschungsanstrengungen zur saisonalen Wärmespeicherung – auch in kleineren Bauten – sollten weitergeführt und intensiviert werden.
- Die allgemeinen Zusatznutzen von Solarkollektoren und PV-Anlagen sind nicht genau quantifizierbar, haben aber einen bedeutenden Einfluss bei der Investitionsentscheidung. Die erwarteten Kostenreduktionen bis 2030 lassen erwarten, dass die Solarnutzung unter Berücksichtigung der Zusatznutzen deutlich an Attraktivität gewinnen wird.

- Bei konventionell ausgeführten Bauten, die den heute gültigen gesetzlichen Anforderungen genügen, ist die aktive Solarnutzung wirtschaftlich noch nicht konkurrenzfähig mit gebäude-seitigen Effizienzmassnahmen. Dies ändert sich erst, wenn man sehr grosse Dämmstärken oder sehr hochwertige Verglasungen verwendet. Als Faustregel kann gelten, dass die Geste-hungskosten der aktiven Solarnutzung ab Dämmstärken von rund 20cm tiefer liegen als die Kosten der eingesparten Energie durch bessere Dämmung. Im Rahmen von energieeffizienten Bauten mit einer Differenzierung der Primäranforderungen an die Gebäudehülle und dem Be-darf an von Aussen dem Grundstück zugeführten hochwertigen Energien – wie z.B. Minergie und Minergie-P –, ergibt sich damit ein Anwendungsbereich, bei dem die aktive Solarnutzung hinsichtlich Minimierung der Gesamtsystemkosten vorteilhaft ist. Die Wirtschaftlichkeit hängt dabei wesentlich von der Ausprägung der Gebäudestandards bezüglich Primäranforderungen, dem Grenzwert für den Bedarf an nicht erneuerbaren Energien sowie der Energieträgerge-achtung ab.

Die Hochrechnung zur Analyse der Bedeutung von energieeffizienten Bauten für den zukünftigen Markt für Solarkollektoren und Photovoltaikanlagen zeigt Folgendes:

- Verwendet man ein gemässigttes Szenario für die zukünftige Verbreitung von Minergie- und Minergie-P-Bauten, so dürfte rund die Hälfte des gesamten Marktes für Solarkollektoranlagen auf Anlagen in energieeffizienten Gebäuden entfallen. Bei einem Gebäudeszenario, das mit den Zielen der 2000-WATT-Gesellschaft kompatibel wäre, könnte der Anteil sogar etwa auf bis zwei Drittel ansteigen. Alleine in diesem Marktsegment würde dann im Jahr 2030 das 3- bis 5fache des aktuellen Gesamtmarktvolumens installiert.
- Über die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen könnte im Jahr 2030 abhängig vom Ausbreitungsszenario für Niedrigenergiebauten rund 20 bis 30 MWp Photovoltaikleistung installiert werden. Damit würde sich alleine bei dieser Anwendung ein 10 bis 20faches des heutigen Photovoltaikmarktes in der Schweiz ergeben.
- Im Jahr 2030 dürfte rund 25% des Energiebedarfs für Heizung und Raumwärme in energieeffizienten Bauten über die aktive Solarnutzung bereitgestellt werden. Der Rest entfällt vorwiegend auf Wärmepumpen und Holzfeuerungen, während fossile Feuerungen in diesem Marktsegment praktisch bedeutungslos sein werden.

Eine zügige Weiterentwicklung der gesetzlichen Bauvorschriften Richtung Minergie und Minergie-P ist entscheidend, um die aufgezeigten Potenziale der Sonnenenergie im Bereich der energieeffizienten Bauweise zu realisieren. Die Verschärfung der Vorschriften sollten dahin gehen, dass deutlich höhere Anforderungen an den Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energien gestellt werden, währenddem die Primäranforderungen an die Gebäudehülle nicht unnötig weit über das für Komfort, Hygiene und einen nachhaltigen Gebäudepfad notwendige Mass hinausgehen. Damit wird der Freiraum für die Optimierung des Gesamtsystems bezüglich Kosten und Nutzen maximiert. Für die Festlegung der Anforderungen sind hinsichtlich eines langfristig nachhaltigen Gebäudepfads aber auch die Schwierigkeiten für nachträgliche Verbesserungen der Gebäudehülle zu berücksichtigen, sowie die unterschiedliche Qualität von Energieeffizienzmassnahmen (passiv, lange Wirkungsbeständigkeit) und erneuerbaren Energien (aktive Systeme, mittlere und weniger gesicherte Wirkungsbeständigkeit). Gegenüber dem heutigen Stand der gesetzlichen Anforderungen sind deshalb die Gebäudehüllenanforderungen weiter zu verschärfen, allerdings mit Mass. Die Weiterführung von soft-policy-Massnahmen als flankierende Massnahmen in Form von Information, Beratung und Marketing ist sinnvoll, da sie zu einer Umsetzung der gesetzlichen Vorschriften zu möglichst geringen Kosten beitragen. Die gezielte Verstärkung der Forschung zu Saisonspeicherung von Solarwärme ist wie im Forschungskonzept der CORE vorgesehen weiter zu führen und allenfalls zu verstärken. Finanzielle Fördermassnahmen und Umweltabgaben sind für die Realisierung der Potenziale im Bereich energieeffizientes Bauen weniger bedeutend. Diese Massnahmen sind dagegen relevant, wenn es um die Stärkung der aktiven Solarenergie in den übrigen Marktsegmenten geht. Umweltabgaben können zudem wichtige Anreize für die stärkere Verbreitung von energieeffizienten Bauten und für über die gesetzlichen Mindestanforderungen hinaus gehende Effizienzmassnahmen sein.

Résumé

La présente étude examine en profondeur les potentiels et les obstacles posés à l'utilisation de l'énergie solaire dans le marché des nouvelles constructions et des assainissements visant une exploitation énergétique efficiente; elle propose des solutions permettant de renforcer le recours à l'énergie solaire dans les types de constructions offrant une utilisation optimale de l'énergie. La méthode s'appuie largement sur le concept des courbes d'apprentissage. Si le potentiel d'utilisation active d'énergie solaire dans les bâtiments suisses n'a pas fait l'objet d'une étude propre, son énorme importance a pu être démontrée grâce aux travaux à disposition.

Installations de capteurs solaires: évolution des coûts depuis 1990

Le premier volet de l'enquête analyse l'évolution, dans le passé, des coûts des composants et systèmes d'installations thermiques solaires en Suisse. Pour ce faire, ses auteurs ont recherché dans la documentation publiée et analysé diverses données empiriques. Il s'est avéré difficile de déterminer l'effet d'apprentissage aux différents échelons de création de valeur des installations de capteurs solaires. Seuls la technologie de base (c'est-à-dire les capteurs solaires) et les systèmes globaux permettent des affirmations suffisamment fondées sur le plan empirique pour le marché suisse. L'analyse des données disponibles démontre que les coûts ont sensiblement diminué par le passé, tant dans le domaine des capteurs que dans celui des systèmes. La Figure R-1 illustre l'évolution des coûts des capteurs solaires produits par un fabricant suisse renommé. L'analyse de deux programmes d'encouragement lancés par l'Office fédéral de l'énergie démontre une évolution très semblable pour les systèmes.

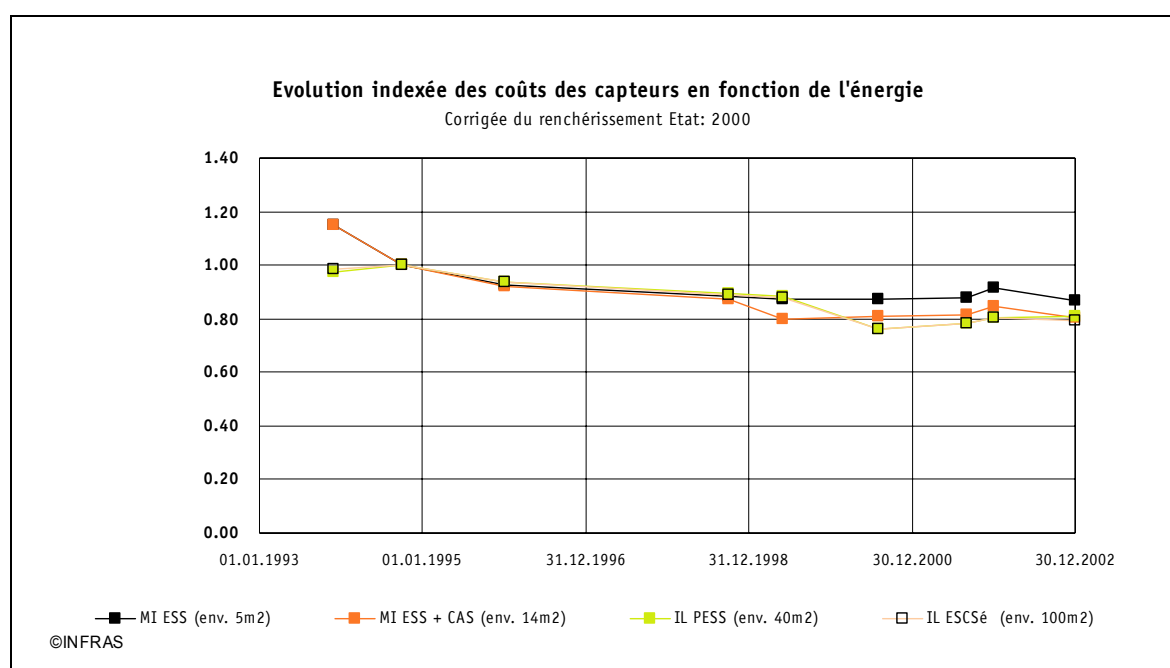


Figure R-1: Evolution indexée des coûts des capteurs en fonction de l'énergie (source : Ernst Schweizer AG).¹

Les données analysées révèlent un taux de progression (progress ratio) de quelque 0,86 pour le marché suisse des installations solaires thermiques. Chaque doublement de l'expérience de production cumulée a donc permis une diminution relative du prix de production de l'énergie de 14%. Cette valeur s'aligne bien sur les analyses des marchés étrangers, notamment celui des capteurs solaires en Allemagne. Ces dix dernières années, le coût de l'énergie fournie par des installations solaires thermiques a reculé de

¹ MI = maison individuelle, IL = immeuble locatif, ESS = eau sanitaire solaire, CAS = chauffage d'appoint solaire, PESS = préchauffage eau sanitaire solaire, ESCSé = eau sanitaire couverture solaire élevée.

près de 20%. Cette diminution est due non seulement aux progrès réalisés dans la fabrication des capteurs et au recul des coûts de planification et de montage, mais aussi à l'amélioration de l'efficacité des capteurs grâce aux progrès techniques.

Forts du résultat de nos analyses, nous pensons que les prix des capteurs solaires en Suisse s'adapteront à l'avenir encore plus à l'évolution des marchés des pays voisins, et donc également aux constatations (effets d'apprentissage) et à l'évolution des prix, comme c'est déjà massivement le cas aujourd'hui pour le photovoltaïque.

Futurs coûts de l'utilisation active d'énergie solaire

Le second volet de l'étude analyse les coûts actuels et futurs de l'exploitation active d'énergie solaire dans les bâtiments garantissant une utilisation énergétique efficace. Pour ce faire, elle applique de vastes modèles de calcul jusqu'en 2030. La définition du type de bâtiment présentant une consommation énergétique efficace repose sur les standards Minergie et Minergie-P établis en Suisse. Font office de bâtiments de référence une maison individuelle avec 180m² de SRE (surface de référence énergétique) et un immeuble locatif avec 1280m² de SRE, construits dans le respect des standards Minergie et Minergie-P. De plus, l'analyse distingue deux variantes, à savoir une rénovation et une nouvelle construction.

En ce qui concerne la méthode appliquée, il faut relever que la situation de référence choisie pour l'étude inclut déjà une conception des bâtiments assurant une exploitation efficace de l'énergie, de même que les coûts requis par les mesures de construction et les systèmes d'aération que cela implique. Concrètement, l'étude s'intéresse en premier lieu à l'aspect de l'utilisation additionnelle de l'énergie solaire.

Différents systèmes permettant de couvrir les besoins énergétiques qu'engendrent le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire sont analysés pour chaque bâtiment de référence. Au total, huit variantes sont sélectionnées; pour chaque variante, on examine une solution conventionnelle monovalente sous forme de combustion fossile, de pompe à chaleur ou de chauffage au bois et, en complément, une variante solaire permettant l'utilisation complémentaire active d'énergie solaire. A quoi s'ajoute une variante spéciale combinant pompe à chaleur et installation photovoltaïque. Les variantes analysées sont représentées dans la Figure R-1.

SELECTION DES COMBINAISONS DE SYSTEMES								
Systèmes	Maison individuelle				Immeuble locatif			
	Minergie rénové	Minergie neuf	Minergie-P neuf/ rénové		Minergie rénové	Minergie neuf	Minergie-P neuf/ rénové	
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6	Variante 7	Variante 8
Chauffage avec com- bustibles fossiles	(X) ^R				(X) ^R			
Chauffage au bois (avec répartition de chaleur)						(X) ^R		
Chauffage au bois (con- vectif)			(X) ^R					
Pompe à chaleur pour chauffage et eau sanitaire (ES)		(X) ^R	(X) ^R	(X) ^R			(X) ^R	(X) ^R
Capteurs solaires ES Couverture solaire élevée	(X)			↑			(X)	
Capteurs solaires préchauffage ES					(X)	(X)		
Capteurs solaires ES et chauffage d'appoint (CA)		(X)	(X)					(X)
Électricité solaire pour QE				X				

Q_e = énergie électrique pour la production de chauffage.

Tableau R-1: Les différentes variantes de systèmes sélectionnés. Les cercles imprimés en gras représentent le système de chauffage principal. A l'exception de la variante 3, où la solution de référence inclut également une pompe à chaleur, le système de base en application monovalente fait simultanément office de variante de référence. Celle-ci est caractérisée par la lettre R. Les cercles reliés aux cercles en gras par une ligne indiquent quels composants conventionnels et solaires ont été intégrés dans la technique du système. En règle générale, cette combinaison permet de réaliser des synergies de coûts importantes par rapport aux systèmes individuels. La variante du courant solaire ne présente aucune dépendance. Dans la variante 4, on quitte les limites du système, car il faut recourir temporairement au réseau électrique comme accumulateur intermédiaire.

Le calcul des coûts des huit variantes de référence et des huit variantes de combinaison repose sur un dimensionnement approximatif du système et sur la définition de la technologie utilisée. Le coût de production de l'énergie est établi selon la méthode des annuités. Pour ce faire, la méthode et les hypothèses de la norme SIA 480 consacrée au calcul de rentabilité dans le bâtiment ont été respectées autant que possible. Le coût des investissements est estimé sur la base de calculs indicatifs de producteurs et de planificateurs ainsi que d'informations tirées de la documentation actuelle. Le coût de l'entretien inclut des valeurs typiques sous forme de pourcentages d'investissement. Voilà comment a été calculé le prix de la production d'énergie (Figure R-2).

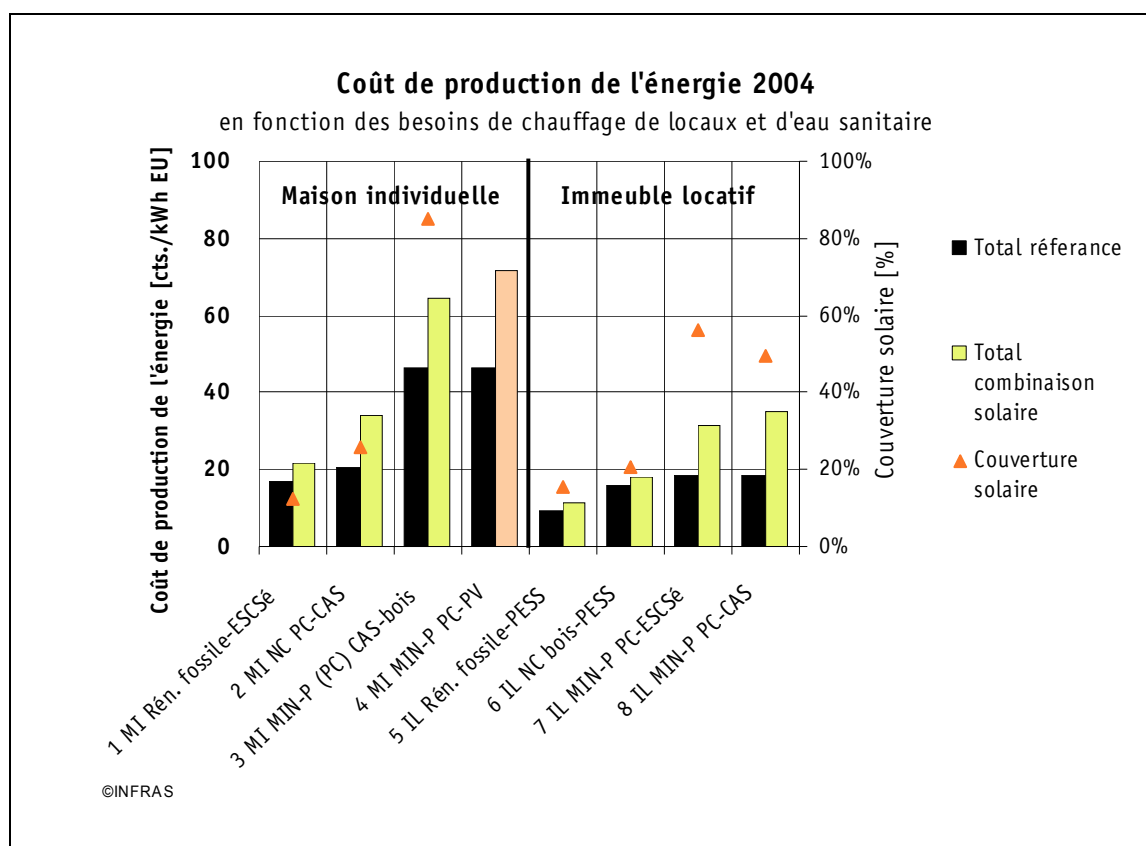


Figure R-2: Coût de production actuel de l'énergie par kWh d'énergie utile (EU) pour les huit variantes de systèmes (pour l'application de référence monovalente comme en combinaison avec l'énergie solaire). La couverture solaire se rapporte à l'énergie requise pour le chauffage et l'eau sanitaire. Pour la description des catégories, voir note au bas de la page.²

Abstraction faite d'éventuels avantages complémentaires ou de moyens d'encouragement, les variantes de référence en application monovalente sont aujourd'hui toutes nettement plus avantageuses que les systèmes bivalents exploitant activement l'énergie solaire. Les variantes 1, 5 et 6 avec préchauffage solaire de l'eau sanitaire présentent la plus petite différence relative entre la solution de référence et la combinaison solaire. A noter cependant que dans ces variantes, la couverture solaire est modeste (15 à 20% environ de l'énergie requise pour le chauffage des locaux et de l'eau sanitaire). Plus la couverture solaire est élevée, plus le surcoût relatif par rapport à la variante de référence a tendance à augmenter. Il n'est pas judicieux de comparer le coût de production des huit variantes de systèmes, puisque la qualité de construction des bâtiments, et donc les besoins en énergie, diffèrent. L'investisseur s'intéressera surtout au surcoût par bâtiment, respectivement par unité d'habitation.

Les suppléments de coûts des variantes analysées sont représentés dans la Figure R-3 sous forme de coûts annuels. Dans le cas d'une maison individuelle, ils varient aujourd'hui entre 700 et 1500 francs par année, tandis qu'ils se situent entre 1400 et un peu plus de 6000 par année pour un immeuble locatif, ce qui représente environ entre 125 et 500 francs par année par unité d'habitation. Lorsque le surcoût peut être répercuté sur les locataires, le loyer d'une unité d'habitation n'augmente que de 10 francs (variante 6) à 40 francs par mois (variante 8). En conséquence, si l'on tient compte des avantages supplémentaires d'une installation solaire (p. ex. attrait

² MI = maison individuelle, IL = immeuble locatif, Rén = rénovation, NC = nouvelle construction, PC = pompe à chaleur, PV = installation photovoltaïque, ESS = eau sanitaire solaire, CAS = chauffage d'appoint solaire, PESS = préchauffage eau sanitaire solaire, ESCSé = eau sanitaire couverture solaire élevée, EU = énergie utile.

accru du logement proposé en location), les coûts par unité locative ne devraient pas poser de problème voire être intéressants pour l'investisseur. Pour les locataires, si l'on considère que ces valeurs concernent des logements de surface généreuse offrant un confort élevé, cette charge devrait être insignifiante. L'influence sur le rendement brut reste elle aussi modeste dans toutes les variantes. Dans le cas de l'immeuble locatif, le rendement brut recule d'env. 0,1% même dans la variante entraînant le plus de coûts supplémentaires, et de quelque 0,03% seulement dans les systèmes de préchauffage de l'eau sanitaire.

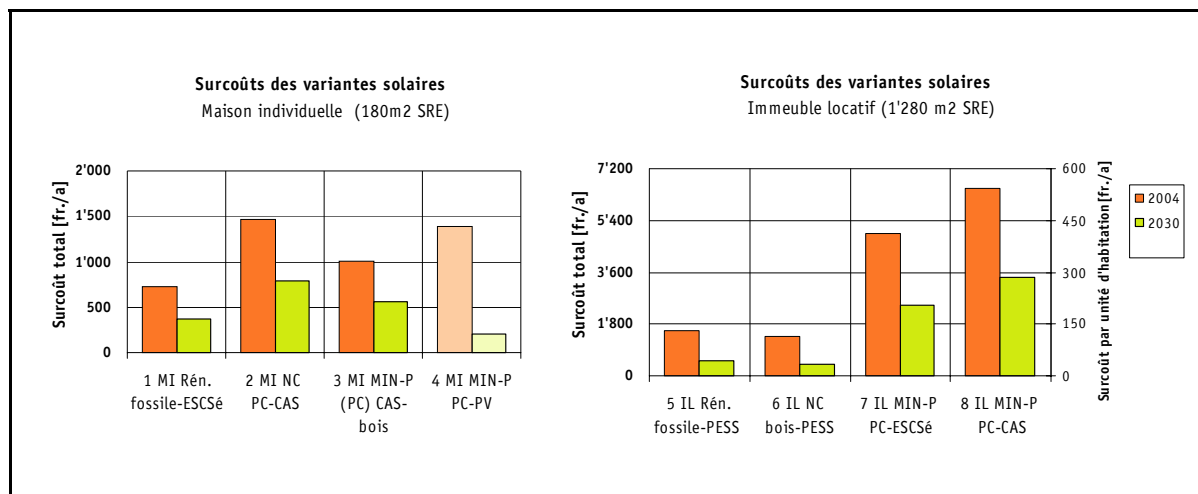


Figure R-3: Comparaison des coûts annuels des variantes de systèmes. Etat des coûts en 2004 et perspectives pour 2030 (scénario des prix de l'énergie BAS).

L'analyse détaillée de la documentation consacrée aux courbes d'apprentissage et à l'évolution des coûts, l'analyse des technologies et des scénarios de la future évolution des prix déterminants pour notre étude débouchent sur une estimation du coût de production de l'énergie et du surcoût jusqu'en 2030.

Nous prévoyons une évolution relative des coûts d'investissement et d'entretien d'ici 2030 telle qu'elle est représentée dans le Tableau R-2, selon lequel les coûts, notamment des technologies solaires, diminueront fortement d'ici 2030.

Technologie	2004	2010	2020	2030
Installations de capteurs solaires	100%	87%	70%	60%
Photovoltaïque	100%	72%	50%	30%
Pompes à chaleur	100%	93%	82%	70%
Chauffage au mazout/gaz	100%	99%	97%	95%
Chauffage au bois	100%	97%	91%	85%

Tableau R-2: Evolution relative des facteurs de coûts spécifiques à une technologie (investissement et entretien, sans frais d'exploitation).

Après avoir sélectionné deux scénarios pour le prix de l'énergie, l'évolution du coût de production de l'énergie d'ici 2030 a été établi pour les huit variantes de systèmes. Comme il fallait s'y attendre en misant sur une courbe d'expérience significative en matière de technologies solaires d'ici 2030, le surcoût des variantes solaires en 2030 chute d'au moins 45% par rapport aux majorations actuelles pour toutes les variantes, parfois encore sensiblement plus (cf. Figure R-3). Les résultats prouvent que dans le scénario prévoyant des prix de l'énergie BAS aucune des variantes solaires analysées

n'est vraiment moins chère que la variante de référence. Cependant, dans le scénario prévoyant des prix ELEVES, les installations de préchauffage de l'eau sanitaire (variantes 5 et 6) atteignent le seuil de rentabilité. En présence de prix de l'énergie élevés, la variante 5 permet même d'économiser chaque année quelque 250 francs par rapport à la variante de référence. Dans un immeuble locatif, les coûts supplémentaires atteignent donc au maximum 300 francs par année, soit 25 francs par mois et par ménage. Si l'on réfléchit à l'influence du rendement brut au cas où le surcoût ne pourrait être répercuté sur les locataires, force est de constater que ce dernier se détériore au maximum de 0,07% dans la variante la plus défavorable, mais qu'il cède nettement moins de terrain avec les installations de préchauffage de l'eau sanitaire. S'il peut générer ainsi des avantages complémentaires, ce recul devrait être insignifiant pour un investisseur.

Le système combinant pompe à chaleur et installation photovoltaïque constitue déjà aux coûts actuels une variante intéressante permettant d'atteindre une couverture solaire élevée. A condition cependant qu'il s'agisse d'un bâtiment aux besoins énergétiques très modestes, comme par exemple une maison Minergie-P. Grâce à la forte dégression des coûts prévue pour les installations photovoltaïques, cette variante devrait être compétitive en 2030, même en tenant compte des coûts extérieurs du stockage saisonnier de l'électricité solaire.

Le prix de l'énergie influence visiblement la compétitivité de l'énergie solaire, et des prix élevés permettent d'atteindre plus rapidement le seuil de rentabilité. Cependant, dans les bâtiments à faible consommation d'énergie, l'effet absolu sur le surcoût reste relativement modeste: le niveau des besoins énergétiques absolus y est déjà très bas et la couverture solaire reste moyenne pour des raisons économiques évidentes. La consommation d'énergies conventionnelles demeure donc importante. Il en résulte qu'une éventuelle taxe sur l'énergie ou le CO₂ peut constituer un instrument performant pour améliorer l'efficacité énergétique et encourager le recours aux énergies renouvelables dans les bâtiments conventionnels. Mais elle risque de ne stimuler l'utilisation d'énergie solaire dans les constructions visant une utilisation efficace de l'énergie que de manière limitée.

Avantages complémentaires et analyse du seuil de rentabilité

L'utilisation active d'énergie solaire dans les bâtiments offrant une exploitation énergétique efficace comporte deux catégories d'avantages complémentaires déterminantes:

1. les avantages d'une installation solaire de manière générale, indépendamment du type de bâtiment; en font partie par exemple l'accès à des moyens d'encouragement cantonaux pour installations solaires ou l'autonomie face à l'augmentation du prix de l'énergie;
2. les avantages complémentaires particuliers, qui ne peuvent être réalisés aujourd'hui que dans le cadre de constructions visant une exploitation efficace de l'énergie; comme par exemple pouvoir éviter de prendre des mesures alternatives sur l'enveloppe du bâtiment grâce au recours à des énergies renouvelables dans les standards Minergie.

Jusqu'ici, la recherche ne s'est encore jamais intéressée de manière ciblée aux avantages complémentaires généraux des installations solaires. Ceux-ci ne peuvent donc être estimés qu'à l'aide d'études consacrées à des domaines semblables. Certains travaux font état d'une disposition des ménages à verser en moyenne environ 50 à 100 francs par mois, soit 600 à 1200 francs par année pour améliorer le climat et diminuer la pollution atmosphérique. Si l'on compare ces valeurs au surcoût actuel de l'énergie solaire dans les bâtiments que nous avons analysés, qui s'élève à quelque 700 à 1500 francs dans les maisons individuelles et à 125 à 500 francs par ménage dans les immeubles locatifs, il en ressort que les avantages complémentaires généraux pourraient bien se situer dans la même fourchette que les frais supplémentaires entraînés par le recours à l'énergie solaire.

D'autres avantages complémentaires sont envisageables si les exigences en matière de qualité énergétique des bâtiments sont très sévères, comme c'est le cas pour les constructions Minergie et surtout Minergie-P. Tant que la consommation d'énergies non renouvelables aura le dessus, il peut s'avérer plus rentable de faire appel à l'énergie solaire au lieu de prendre des mesures pour minimiser les pertes d'énergie du bâtiment. Les coûts des différentes mesures d'économie ont été analysés en détail dans une étude du CEPE (CEPE 2003). Les résultats démontrent que le respect des critères

Minergie exige des mesures coûtant un peu moins de 10 à 30 centimes par kWh (si aucune énergie renouvelable n'est sollicitée). Si la valeur limite n'est pas atteinte, les coûts augmentent sensiblement. Les bâtiments Minergie-P nécessitent quant à eux des mesures dont le coût limite dépasse 25 à 60 centimes.

La Figure R-4 indique le coût de production spécifique de l'énergie solaire aux prix actuels. Les surfaces en rouge représentent le coût limite de mesures nécessaires pour le bâtiment situées entre exigence primaire et valeur limite pour le standard de construction concerné, c'est-à-dire dans le domaine du standard Minergie où une utilisation renforcée de l'énergie solaire peut remplacer des mesures destinées à minimiser les pertes. Dans toutes les variantes de système analysées pour les immeubles locatifs, le coût de l'énergie solaire se situe dans la limite inférieure de celui des mesures destinées au bâtiment. Dans les maisons individuelles, les variantes compétitives sont surtout celles prévues pour les bâtiments Minergie-P. Les résultats prouvent qu'il est toujours judicieux de prévoir le recours actif à l'énergie solaire pour minimiser les coûts du système global dans les maisons Minergie-P. Dans les autres bâtiments Minergie, les installations les plus compétitives sont celles qui offrent une couverture solaire modeste. En règle générale, l'appel à l'énergie solaire est économiquement intéressant pour remplacer une isolation d'une épaisseur de plus de 20 cm.

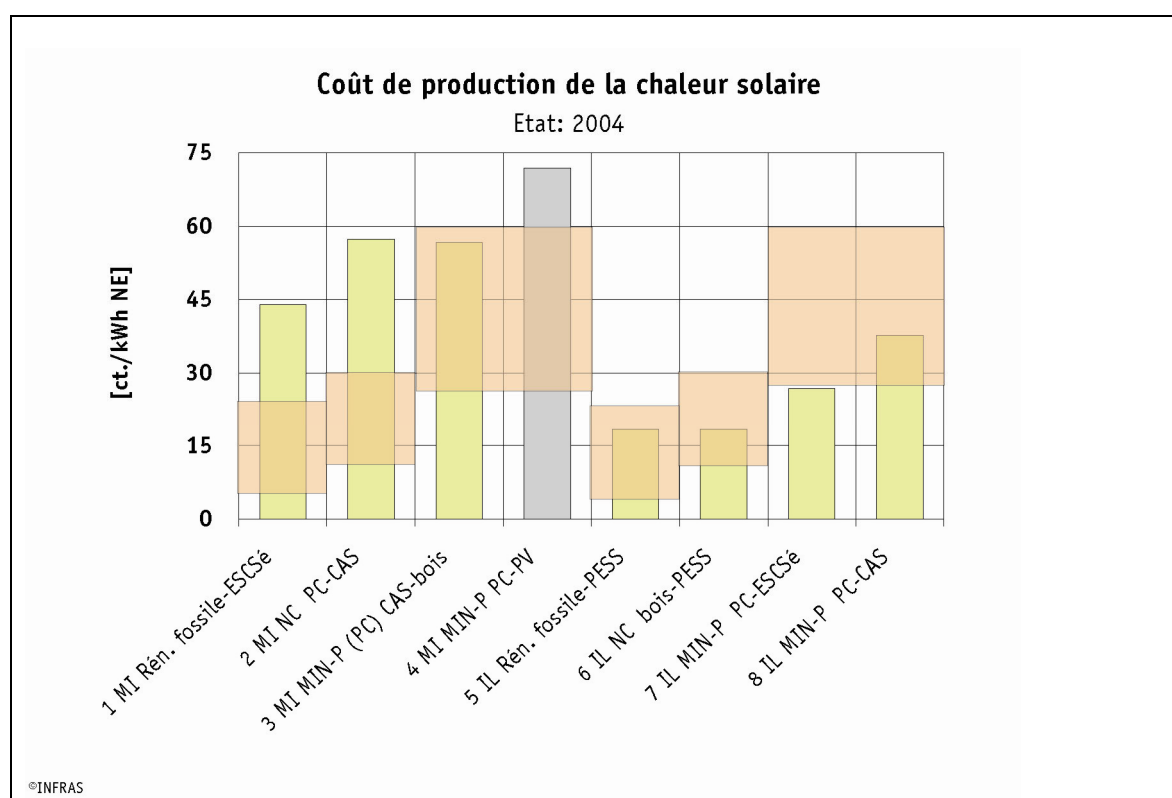


Figure R-4: Coût de production spécifique de l'énergie solaire en comparaison du coût limite des mesures permettant d'atteindre le standard voulu pour le bâtiment concerné (surfaces rouges, valeurs indicatives uniquement). La variante 4 (colonne grise) tient compte des coûts du système installation photovoltaïque / pompe à chaleur.

La variante 4, dans laquelle la pompe à chaleur tourne à l'électricité photovoltaïque, conduit aujourd'hui encore au coût de production spécifique le plus élevé. Les résultats de cette variante devraient cependant nettement s'améliorer d'ici à 2030, grâce à un effet de série supérieur à la moyenne dans le photovoltaïque et à des améliorations du coefficient de performance des pompes à chaleur.

Relevons encore que les mesures destinées au bâtiment en vue de diminuer les besoins de chauffage peuvent elles aussi générer des avantages complémentaires, par exemple sur le plan du confort. Dans le domaine des bâtiments Minergie-P, où les exigences primaires supposent déjà une

enveloppe du bâtiment de très haute qualité, les avantages complémentaires engendrés par les mesures allant au-delà des exigences primaires risquent d'être plutôt restreints.

Marché des installations solaires dans les maisons à faible consommation d'énergie d'ici à 2030

A l'aide de scénarios et d'estimations, nous avons cherché à établir quelle sera la part de l'utilisation d'énergie solaire active dans le cadre des bâtiments Minergie sur le marché d'ici à 2030. Les estimations reposent sur l'évolution générale des surfaces rénovées et nouvellement construites en Suisse, ainsi que sur l'estimation de la part de maisons à faible consommation d'énergie par rapport à la totalité des surfaces construites et leur équipement en installations solaires et photovoltaïques destiné à produire de la chaleur. Pour évaluer la future évolution des surfaces de bâtiments garantissant une utilisation efficace de l'énergie, deux scénarios ont été imaginés: un scénario RENFORCE et un scénario 2000 WATT. Si le premier suppose une diffusion plus dynamique qu'aujourd'hui, mais purement facultative de constructions à consommation énergétique optimale, le scénario 2000 WATT est uniquement axé sur les parts de marché à conquérir pour réaliser les objectifs de la société à 2000 Watt dans le domaine du bâtiment. Pour ce faire, il se réfère aux travaux actuels de l'EMPA (EMPA 2004). Ces deux scénarios sont présentés dans le Tableau R-3.

Bâtiments	RENFORCE			2000 Watt		
2004	Loi	Minergie	Minergie-P	Loi	Minergie	Minergie-P
Nouvelle construction	90	10	0	0	100	0
Assainissement	98	2	0	98	2	0
2030	Loi	Minergie	Minergie-P	Loi	Minergie	Minergie-P
Nouvelle construction	20	40	40	0	20	80
Assainissement	70	15	15	20	60	20

Tableau R-3: Part (en pour-cent) de standards de construction par rapport à la totalité des surfaces construites pour les différents scénarios.

La part de marché (prévisions pour 2030) détenue par les capteurs solaires et les installations photovoltaïques servant à la production de chaleur dans les logements à consommation énergétique efficace a pu être évaluée grâce à un modèle d'estimation à plusieurs échelons. Les résultats sont illustrés dans le Tableau R-4. Selon ces estimations, le marché des capteurs solaires dans les bâtiments à consommation énergétique optimisée nécessite quelque 80000 à 140000 m² de surface par année pour les capteurs, en fonction du scénario choisi pour la diffusion des constructions garantissant une utilisation efficace de l'énergie. D'autres analyses de l'évolution de l'ensemble du marché des capteurs solaires en Suisse aboutissent à la Figure R-5.

	Volume du marché Total 2002	Volume du marché en constructions Minergie en 2030
Scénario RENFORCE		
Capteurs solaires [1000 m ² /a]	26.4	80
Photovoltaïque [MWp/a]	1.72	21
Scénario 2000 WATT		
Capteurs solaires [1000 m ² /a]	26.4	140
Photovoltaïque [MWp/a]	1.72	33

Tableau R-4: Estimation des parts de marché détenues par les maisons Minergie en 2030 (source: SOLAR 2004, calculs INFRAS).

Nous pensons que le marché des systèmes photovoltaïques installés dans les bâtiments à consommation énergétique efficace pourrait progresser à quelque 20 à 30 MWp/a et donc atteindre 10 à 20 fois le volume de l'ensemble du marché suisse actuel (1,7 MWp/a). La combinaison avec des pompes à chaleur ne devrait représenter qu'une part modeste de l'ensemble du marché du photo-

voltaïque en Suisse. Mais notre étude ne nous permet pas d'estimer l'évolution de ce marché dans son ensemble.

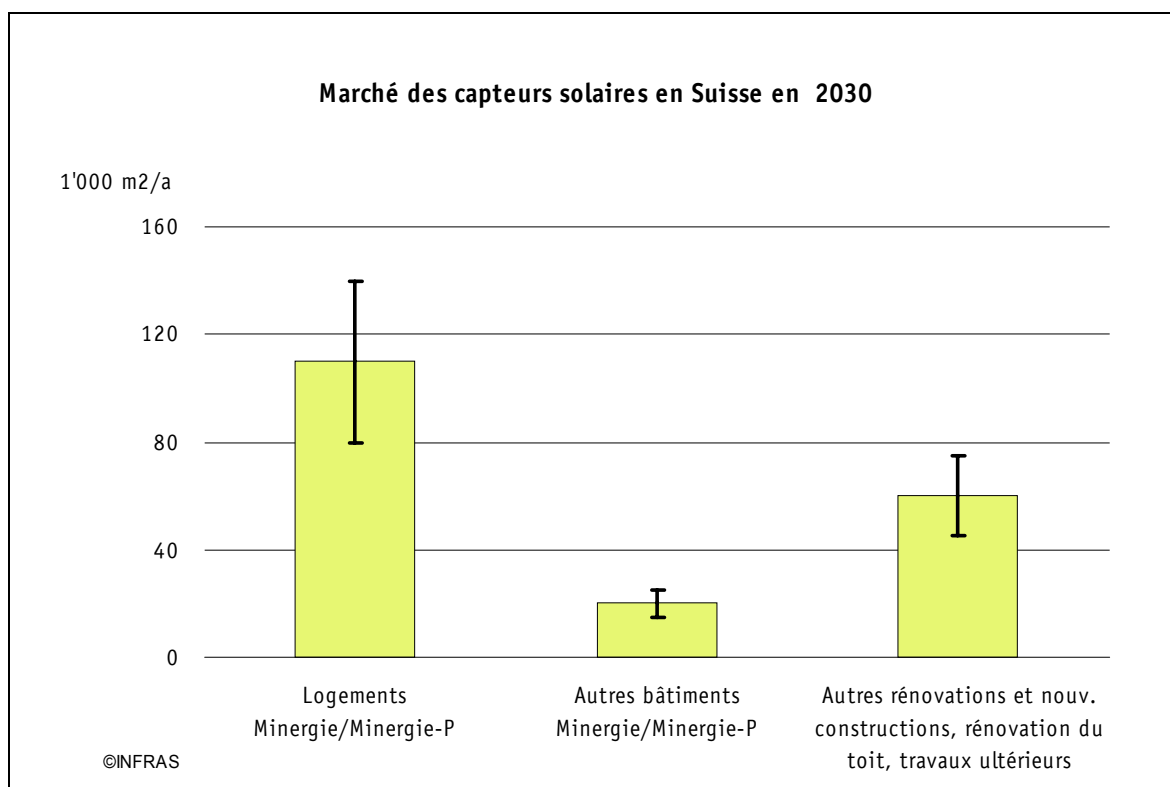


Figure R-5: Estimation des parts de différents segments de bâtiments sur l'ensemble du marché des capteurs solaires en 2030 (source: modèle d'estimation INFRAS).

Mesures de soutien pour l'utilisation active d'énergie solaire dans les constructions à consommation d'énergie efficace

Le principal obstacle à une diffusion plus forte de l'utilisation active du solaire dans les bâtiments à consommation d'énergie efficace réside moins dans le prix de production de l'énergie, légèrement plus élevé que pour les technologies concurrentes, que dans le coût élevé de l'investissement, qui rend difficile également le financement. Parmi les facteurs de réussite, mentionnons la diminution continue du prix de l'utilisation active d'énergie solaire et les grands avantages supplémentaires qu'elle apporte. Mais la diffusion des systèmes monovalents de production de chaleur au moyen de capteurs solaires dans les bâtiments assurant une utilisation efficace de l'énergie est aujourd'hui freinée surtout par l'importance de l'investissement requis pour le stockage saisonnier.

Si l'on veut encourager de manière ciblée l'implantation de l'énergie solaire dans les bâtiments utilisant l'énergie de manière optimale, une adaptation rapide des prescriptions de construction légales aux standards Minergie et Minergie-P s'impose. Cette mesure est la plus efficace lorsqu'il s'agit de promouvoir le renforcement de l'utilisation d'énergie solaire et sa mise en œuvre exigerait un supplément de travail administratif limité. Le tri des exigences posées à l'enveloppe des bâtiments et à la consommation d'énergies non renouvelables permettrait d'optimiser les avantages complémentaires fournis par l'énergie solaire dans les bâtiments à consommation d'énergie efficace. Cette tâche incombe aux cantons. Nous recommandons de maintenir les mesures de politique douce lancées par la Confédération, les cantons et les acteurs concernés dans les domaines de l'information, des conseils et du marketing; elles permettraient ainsi d'appliquer les prescriptions légales à un moindre coût. La recherche sur le stockage saisonnier de chaleur solaire doit être renforcée. Les mesures d'encouragement financier et la redevance en faveur de l'environnement sont quant à elles moins déterminantes dans la réalisation des potentiels, spécialement dans le domaine des constructions assurant une exploitation efficace de l'énergie. Par contre, ces mesures sont essentielles lors-

qu'il s'agit de renforcer l'intégration de l'énergie solaire dans les autres segments de marché et d'épuiser les potentiels d'efficacité énergétique.

Conclusions et recommandations

Le coût des installations à capteurs solaires en Suisse a pu être sensiblement réduit ces dernières années. Et l'évolution dynamique attendue sur le marché des installations solaires et photovoltaïques entraînera d'ici 2030 une nouvelle baisse de 40% pour les capteurs solaires et de 70% pour le photovoltaïque. Dans ce secteur précisément, l'évolution des coûts dépendra fortement de celle des marchés internationaux. Les installations de capteurs solaires suivront le mouvement, mais dans une moindre mesure.

La comparaison des coûts de production de l'énergie des différents systèmes producteurs de chaleur dans les bâtiments visant une exploitation efficace de l'énergie révèle différents aspects.

- En comparaison directe avec les producteurs de chaleur conventionnels (combustibles fossiles, pompes à chaleur, bois), l'utilisation active d'énergie solaire dans les constructions garantissant une consommation d'énergie optimale entraîne toujours un surcoût. Cependant, les majorations absolues entraînées par le solaire sont tellement modestes dans les variantes analysées (surtout pour les installations de préchauffage d'eau sanitaire dans les immeubles locatifs) qu'elles ne devraient pas constituer un obstacle sérieux à la décision d'investir dans ce domaine. La détérioration du rendement brut d'un objet typique, même équipé de systèmes garantissant une couverture solaire élevée, devrait en principe se limiter à quelques centièmes. Le surcoût de 10 à 40 francs par mois et par ménage dans un immeuble locatif de taille moyenne – le surcoût est inférieur à 100 francs par ménage dans une maison individuelle – devrait être bien accepté, même en étant répercuté sur les locataires. Sans compter qu'il diminuera encore sensiblement d'ici 2030. Dans l'exemple, le surcoût d'une utilisation active de l'énergie solaire atteint 1400 à 6000 francs par année. En comparaison, les majorations dues à l'amélioration de l'enveloppe du bâtiment et du système d'aération dans le cadre du standard Minergie et Minergie-P s'élèvent à environ 10'000 francs par année (nouvelle construction Minergie), voire 30000 francs par année (Minergie-P).
- Si l'on tient compte de la future réduction des coûts des installations solaires et photovoltaïques, certaines des variantes de systèmes analysées deviennent aussi économiques que les producteurs d'énergie conventionnels. Et ce d'autant plus vite si l'on prévoit une nette hausse du prix de l'énergie. En 2030, le surcoût sera presque insignifiant pour toutes les variantes analysées, quel que soit le scénario choisi pour l'évolution des prix de l'énergie.
- Aux prix actuels, la variante de système virtuelle combinant pompe à chaleur et installation photovoltaïque constitue déjà une solution intéressante pour atteindre une couverture solaire élevée dans les bâtiments à consommation d'énergie très efficace. Grâce au fort recul des coûts prévu pour les installations photovoltaïques, cette variante approchera la rentabilité économique vers 2030. Supposons que les coûts externes du stockage saisonnier du courant photovoltaïque se situent à quelque 12 centimes/kWh_{el} et qu'ils soient pris en compte dans la facture, la rentabilité de cette variante ne s'en trouve que faiblement affectée et sa position par rapport aux variantes thermiques solaires reste inchangée. Cependant, dans les constructions conventionnelles respectant les exigences légales minimales, ou en cas de couverture solaire basse le recours à l'électricité photovoltaïque pour l'exploitation de pompes à chaleur n'est pas intéressant en comparaison de la production d'énergie par voie solaire thermique.
- L'évolution du prix des énergies conventionnelles exerce une influence relativement faible sur le surcoût absolu de l'utilisation du solaire dans le segment des constructions à consommation énergétique optimale. Les coûts d'investissement et d'entretien d'une installation thermique solaire sont par contre nettement plus élevés. On peut en conclure qu'une éventuelle taxe sur l'énergie ou le CO₂ pourrait être un instrument très utile pour améliorer l'efficacité énergétique et encourager le recours aux énergies renouvelables dans

les bâtiments conventionnels. Mais elle risque de ne stimuler l'utilisation d'énergie solaire dans les constructions visant une utilisation efficace de l'énergie que de manière limitée.

- Une solution avantageuse permettant l'installation de systèmes de capteurs solaires mono-valents améliorerait sensiblement la compétitivité de la production de chaleur au moyen d'énergie solaire. En conséquence, il faut poursuivre et intensifier les efforts de recherche sur le stockage saisonnier de la chaleur, même dans les bâtiments de taille plus restreinte.
- S'ils ne peuvent être quantifiés avec précision, les avantages complémentaires généraux des capteurs solaires et des installations photovoltaïques influenceront fortement la décision d'investir ou non. La baisse des coûts attendue d'ici 2030 laisse espérer que le recours à l'énergie solaire, compte tenu des avantages qu'elle apporte, bénéficiera d'un regain d'intérêt.
- Dans les constructions conventionnelles respectant les exigences légales actuelles, l'utilisation active d'énergie solaire ne peut pas encore, sur le plan économique, rivaliser avec les mesures améliorant la consommation énergétique du bâtiment. La situation n'évolue qu'en présence d'énormes épaisseurs d'isolation ou de vitrages de qualité. D'une manière générale, dès que l'épaisseur de l'isolation excède 20 cm, le coût de l'utilisation active d'énergie solaire est inférieur au prix de l'énergie économisée grâce à une meilleure isolation. Pour les constructions à consommation énergétique efficiente faisant le tri des exigences primaires en matière d'enveloppe du bâtiment et du besoin d'énergies précieuses apportées de l'extérieur – comme par exemple Minergie et Minergie-P, se profile un domaine d'application où le recours actif à l'énergie solaire devient intéressant pour minimiser les coûts de l'ensemble du système. La compétitivité dépend surtout de l'exécution de la construction par rapport aux exigences primaires, de la valeur limite régissant le besoin d'énergies non renouvelables et de la pondération des agents énergétiques.

Les estimations jointes à l'analyse de l'importance des édifices énergétiquement efficaces sur le futur marché des capteurs solaires et des installations photovoltaïques indiquent ce qui suit.

- Si l'on opte pour un scénario de diffusion modérée des édifices Minergie et Minergie-P, environ la moitié des capteurs solaires devrait être installée dans des bâtiments à consommation énergétique optimisée. Dans un scénario compatible avec les objectifs de la société à 2000 WATT, cette part pourrait même progresser, jusqu'à atteindre deux tiers. Rien que dans ce segment de marché, le volume des systèmes installés en 2030 représenterait le triple, voire le quintuple du volume actuel.
- Selon le scénario choisi pour la diffusion des maisons à faible consommation d'énergie, la combinaison de photovoltaïque et de pompes à chaleur devrait permettre en 2030 d'installer entre 20 et 30 MWp de puissance photovoltaïque, ce qui représenterait, uniquement pour cette application, une part 10 à 20 fois plus importante que le marché photovoltaïque suisse actuel.
- En 2030, le recours actif à l'énergie solaire devrait permettre de couvrir quelque 25% des besoins de chauffage dans les maisons à consommation énergétique optimale. Le reste sera fourni surtout par les pompes à chaleur et le chauffage au bois, tandis que les combustibles fossiles perdront pratiquement toute signification dans ce segment de marché.

Il est essentiel d'adapter rapidement les prescriptions de construction légales aux standards Minergie et Minergie-P pour bénéficier du potentiel de l'énergie solaire que nous avons démontré dans le domaine des constructions énergétiquement efficaces. Les prescriptions devraient devenir plus sévères: exigences posées à la consommation d'énergies non renouvelables nettement plus strictes, exigences primaires en matière d'enveloppe du bâtiment ne dépassant pas inutilement le niveau de confort, d'hygiène et d'une orientation durable pour la construction des bâtiments. Voilà qui élargit la marge de manœuvre pour optimiser l'ensemble du système en matière de coûts et d'avantages. Reste que la définition des exigences, dans la perspective d'une politique de construction durable, doit tenir compte également des difficultés de l'amélioration ultérieure de l'enveloppe des bâti-

ments, comme des différentes qualités de mesures d'efficacité énergétique (passive, effet durable) et des énergies renouvelables (systèmes actifs, effet moyen et moins sûr). En conséquence, les exigences posées à l'enveloppe du bâtiment doivent devenir plus sévères que les exigences légales actuelles, mais avec mesure. Le maintien d'une politique douce sous forme d'information, de conseils et de marketing est indiquée, puisqu'elle contribue à la mise en oeuvre des prescriptions légales à un moindre coût. Nous nous rallions au concept de recherche élaboré par la CORE et recommandons le renforcement ciblé des recherches consacrées au stockage saisonnier de la chaleur solaire. Quant aux mesures d'encouragement financières et à la redevance en faveur de l'environnement, elles sont moins importantes pour la réalisation des potentiels dans le domaine de la construction efficace sur le front énergétique. En revanche, ces mesures sont déterminantes lorsqu'il s'agit de renforcer le recours à l'énergie solaire active dans les autres segments de marché. La redevance en faveur de l'environnement peut par ailleurs stimuler fortement la construction de bâtiments énergétiquement efficaces et constituer un encouragement à une exploitation de l'énergie efficace allant au-delà des exigences légales minimales.

1 Ziele der Studie

Die Solarenergie ist technisch in der Lage, eine wichtige Funktion im Rahmen der energieeffizienten Bauweise wahrzunehmen. Die entsprechenden Potenziale sind gross. Trotzdem ist die Realisierung der technischen Potenziale noch mit verschiedenen Hemmnissen konfrontiert und die aktive Solarenergienutzung nimmt bei energieeffizienten Bauten aktuell einen relativ geringen Stellenwert bei der Energiebereitstellung ein.

Mit der vorliegenden Studie sollen die Potenziale und Hemmnisse für die Nutzung der Solarenergie im Rahmen von energieeffizienten Neubauten und Sanierungen vertieft untersucht und Lösungen für die effiziente Stärkung der Solarenergie im Rahmen der energieeffizienten Bauweise entwickelt werden.

Im Vordergrund stehen folgende Fragen:

- Wie haben sich die Kosten der Solarkollektoranlagen in der Schweiz seit 1990 entwickelt? Was sind die treibenden Effekte hinter der Kostenentwicklung?
- Wie ist die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes der aktiven Solarenergienutzung bei heutigen Neubauten und Sanierungen für verschiedene Kategorien von energieeffizienten Bauten zu beurteilen? Welche Faktoren beeinflussen die Wirtschaftlichkeit? Welche Rolle spielen die Zusatznutzen der Solarenergie, insbesondere bei energieeffizienten Bauten?
- Welche Kostenentwicklungen sind für die aktive Solarnutzung zu erwarten, aufgrund von Lerneffekten, bei den entlang der Wertschöpfungskette involvierten Akteuren und durch Skaleneffekte bei der Produktion (Zeithorizont 2010, 2020, 2030)? Welche wirtschaftlichen Potenziale sind in diesem Zeitraum realistisch?
- Welche energetische Bedeutung kann die Solarenergie im Rahmen der energieeffizienten Bauweise erlangen, wenn von der Realisierung der wirtschaftlichen Potenziale in den verschiedenen Gebäudekategorien ausgegangen wird und die Entwicklung der konkurrierenden Energiesysteme berücksichtigt wird?
- Mit welchen anreizorientierten Massnahmen kann die Realisierung der wirtschaftlichen Potenziale gefördert werden?

2 Methodik und Abgrenzungen

2.1 Übersicht Methodik und Vorgehen

Die Studie stützt sich stark auf das Konzept der Lernkurven ab, welches unter anderem ermöglicht, aufgrund der Entwicklung von Kosten und Marktvolumen in der Vergangenheit eine technologie-spezifische Prognose für die zukünftige Kostenentwicklung anzustellen.

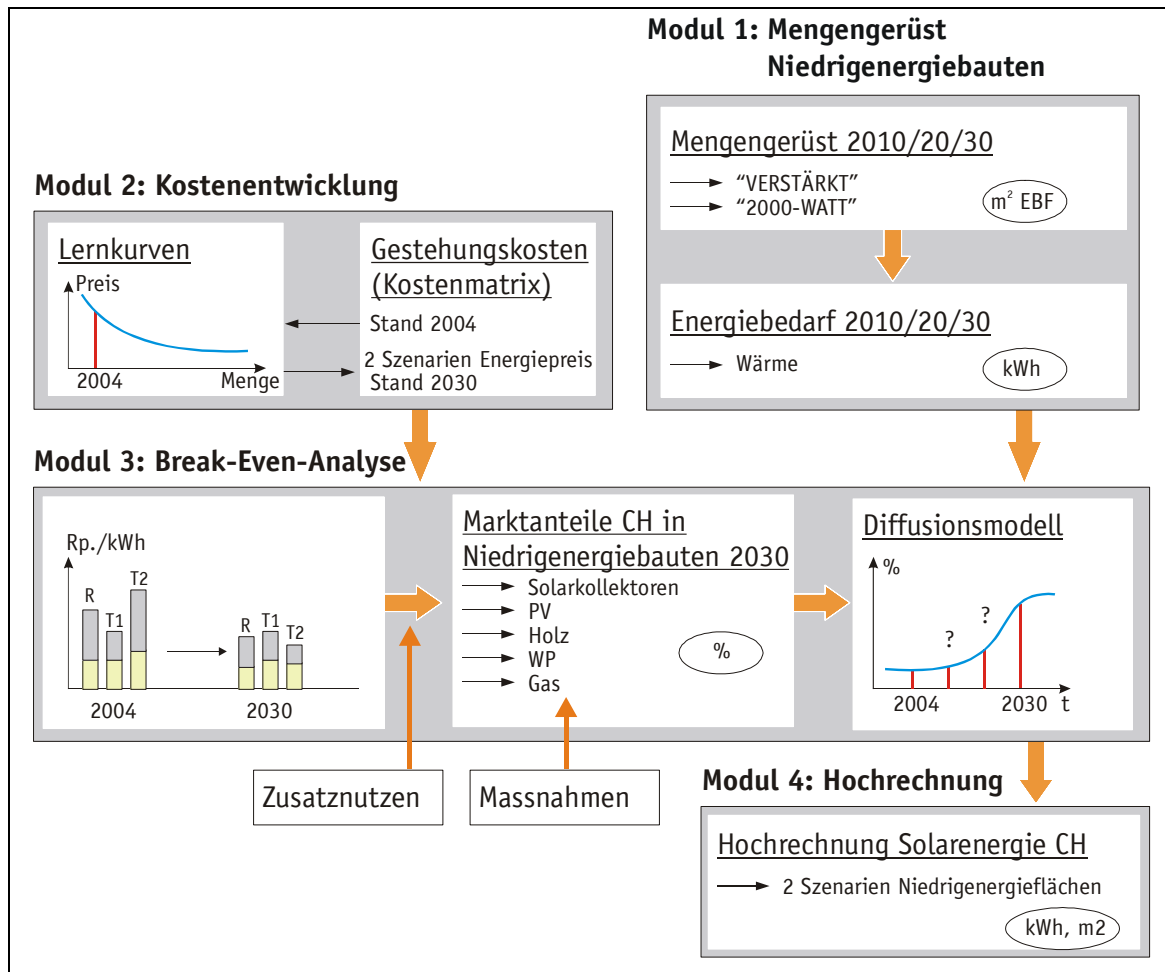
Die Dynamik der Kostenentwicklung von Solaranlagen im schweizerischen Markt wurde bisher nicht untersucht. In einem ersten Teil der Studie wird deshalb die Kostenentwicklung der Solarkollektoranlagen in der Schweiz seit 1990 analysiert. Dazu wurden umfangreiche empirische Daten von Herstellern und Angaben aus Förderprogrammen für Solarkollektoranlagen ausgewertet und die Lerneffekte in der Vergangenheit für die Solarkollektoren aufgezeigt. Über eine umfangreiche Recherche der internationalen Literatur werden die Ergebnisse mit den internationalen Entwicklungen verglichen.

Der zweite Teil der Studie analysiert die aktuellen und zukünftigen Kosten und Nutzen der aktiven Nutzung der Solarenergie für den Markt der energieeffizienten Bauten. Dazu werden umfassende Modellrechnungen angestellt. Anhand von Systemvarianten werden die Energiegestehungskosten mittels Richtkalkulationen und Angaben in der aktuellen Literatur für konventionelle Energieerzeuger und Solarsysteme erhoben. Über eine vertiefte Auswertung der Literatur zu Lernkurven und Kostenentwicklung der für unsere Studie relevanten Technologien und Szenarien für die zukünftige Energiepreisentwicklung erfolgt eine Abschätzung der Energiegestehungskosten bis 2030.

Über eine Break-Even-Analyse, unter Einbezug der Zusatznutzen für die Solarenergieanlagen und Hypothesen für die zukünftigen Marktanteile der einzelnen Technologievarianten im Markt der energieeffizienten Bauten, erfolgt in einem weiteren Bearbeitungsmodul eine Abschätzung der Marktentwicklung für Solaranlagen in energieeffizienten Bauten bis 2030. Für die Validierung der Break-even-Analyse wurde im Rahmen des Projektes ein Expertenworkshop durchgeführt.

Im Rahmen einer Hochrechnung wird die Bedeutung der Solaranlagen in energieeffizienten Bauten für die Gesamtmarktentwicklung untersucht. Dazu werden auch Szenarien für die Marktanteile von energieeffizienten Bauten eingesetzt.

Die methodischen Module und das Vorgehen für den zweiten Studienteil sind in der nachfolgenden Figur 1 zusammenfassend dargestellt.



Figur 1: Übersicht des Vorgehens für den prospektiven Teil 2 der vorliegenden Studie.

2.2 Abgrenzungen

Für die Bearbeitung dieser Studie erfolgten einige methodische Abgrenzungen, um die Breite der Untersuchung auf ein handhabbares Mass zu beschränken und die Übersichtlichkeit der Resultate sicherzustellen. Die Abgrenzungen betreffen im Wesentlichen die Art des berücksichtigten Gebäudesegments, den Einbezug der passiven Solarenergienutzung und die Beschränkung auf Wohnbauten als direkten Untersuchungsgegenstand.

Der zentrale Teil dieser Untersuchung fokussiert auf die Nutzung der Solarenergie in energieeffizienten Bauten und damit auf ein spezielles Segment des Gebäudemarktes. Die Einschränkung erfolgt, um die spezielle Situation der Solarnutzung in diesem Marktsegment gezielt darstellen zu können. Sie entspricht der Annahme, dass der Investor zuerst den Grundsatzentscheid fällt, ob er nach den Minergie-Anforderungen baut oder nicht und den Entscheid zur Wahl des Energiesystems erst nachgelagert fällt. Es ist deshalb im Folgenden zu beachten, dass die für die Studie festgelegte Referenzsituation die energieeffiziente Ausführung der Gebäude und die damit verbundenen Kosten für bauliche Massnahmen und Lüftungsanlagen bereits mit einschliesst. D.h. es interessiert primär der Aspekt der zusätzlichen Solarenergienutzung. Wo notwendig für die korrekte Interpretation der Aussagen, wird über Grobannahmen für die Kosten ein Bezug zu den Gesamtkosten der energieeffizienten Bauweise hergestellt.

Es erfolgen keine eigenen Untersuchungen zur Entwicklung des Gesamtmarktes für Solaranlagen in der Schweiz, auch wenn einige qualitative Aussagen dazu gemacht werden. Das Potenzial für die

aktive Solarnutzung in Gebäuden ist grundsätzlich sehr gross. Dies wurde in verschiedenen Studien bereits mehrfach dokumentiert (vgl. z.B. NET 1998, Gutschner 1996) und wird in der vorliegenden Arbeit ebenso nicht untersucht.

Die Beschränkung auf die aktiven Formen der Solarnutzung begründet sich wie folgt:

- Die Optimierung der passiven Solarenergienutzung erfolgt in der Regel im Spannungsfeld Architektur (Ästhetik) – Energiegewinne – Tageslichtnutzung – Überhitzungsschutz. Eine isolierte Berücksichtigung des Energieaspektes führt nicht zu optimalen Bauten. Ein gleichzeitiger Einbezug aller relevanten Aspekte ist aber nicht mit vertretbarem Aufwand möglich, da qualitative Elemente (Ästhetik und Tageslichtqualität) mit quantitativen Elementen (Energieeinsparung) in Wechselwirkung stehen. Die passive Solarenergienutzung ist zudem in modernen Gebäudestandards bereits berücksichtigt. Sowohl bei SIA 380/1 wie bei MINERGIE werden Solargewinne bereits mit eingerechnet. Damit stehen sie in direkter Interaktion mit den anderen energierelevanten Bauteilen wie z.B. Fassadenisolation.
- Je nach Orientierung der Fensterflächen (Nord, Süd, West oder Ost) ergibt sich für die gleiche Verglasungsqualität eine stark unterschiedliche Energiewirkung. Damit öffnet sich eine Variantenvielfalt, welche nur mit einem sehr aufwändigen Modell abgedeckt werden könnte.

Bei der Art der Gebäudenutzung erfolgt eine Beschränkung auf die Wohnbauten, welche heute den Grossteil des Marktes für Solaranwendungen ausmachen. Weitere Nutzungen wie Dienstleistungs- oder Industriegebäude werden über Analogieschlüsse einbezogen, aber nicht direkt untersucht.

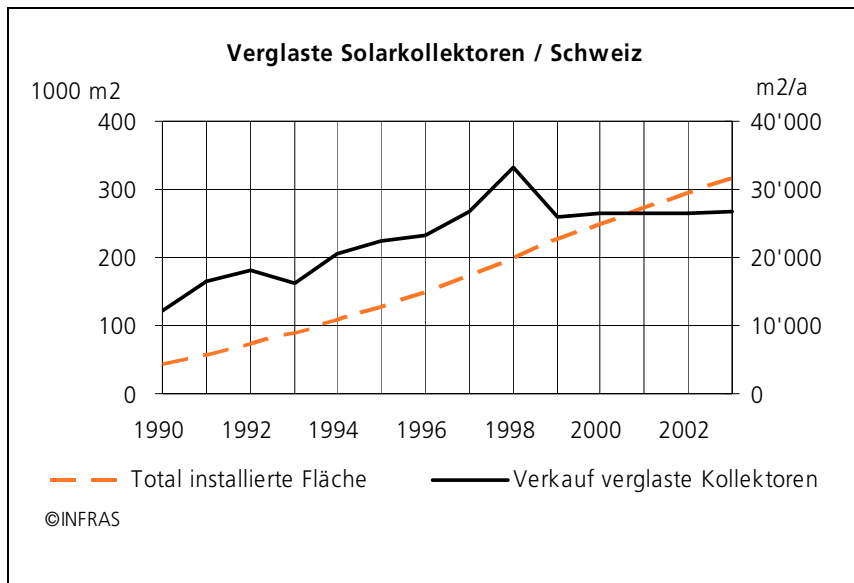
Teil I:

Entwicklung der Solarthermie seit 1990

3 Entwicklung der Solarthermie seit 1990

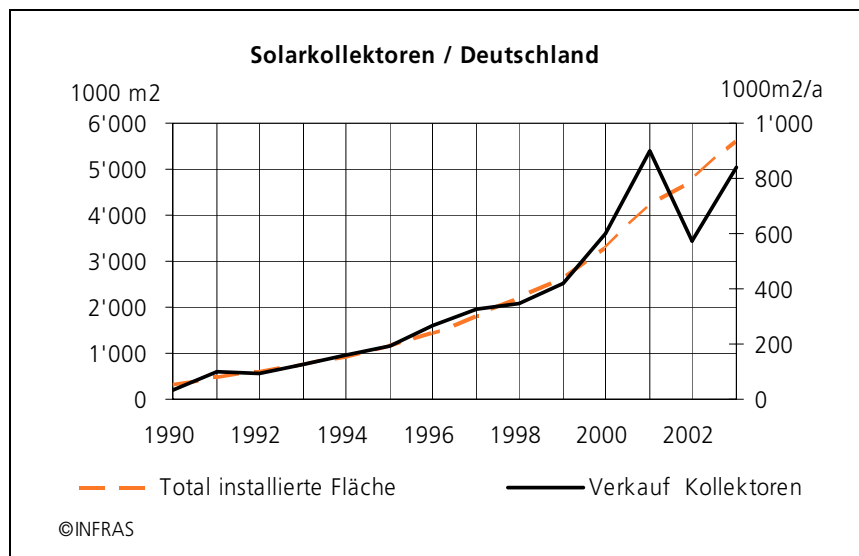
3.1 Marktentwicklung

Der Markt für Sonnenkollektoren entwickelte sich in der Schweiz seit 1990 positiv, stagniert aber seit 1999 (Figur 2). Im Jahr 2003 wurden rund 26'800 m² verglaste Kollektoren installiert. Die gesamthaft installierte Fläche an verglasten Kollektoren in der Schweiz liegt heute bei rund 0.32 Mio. m².

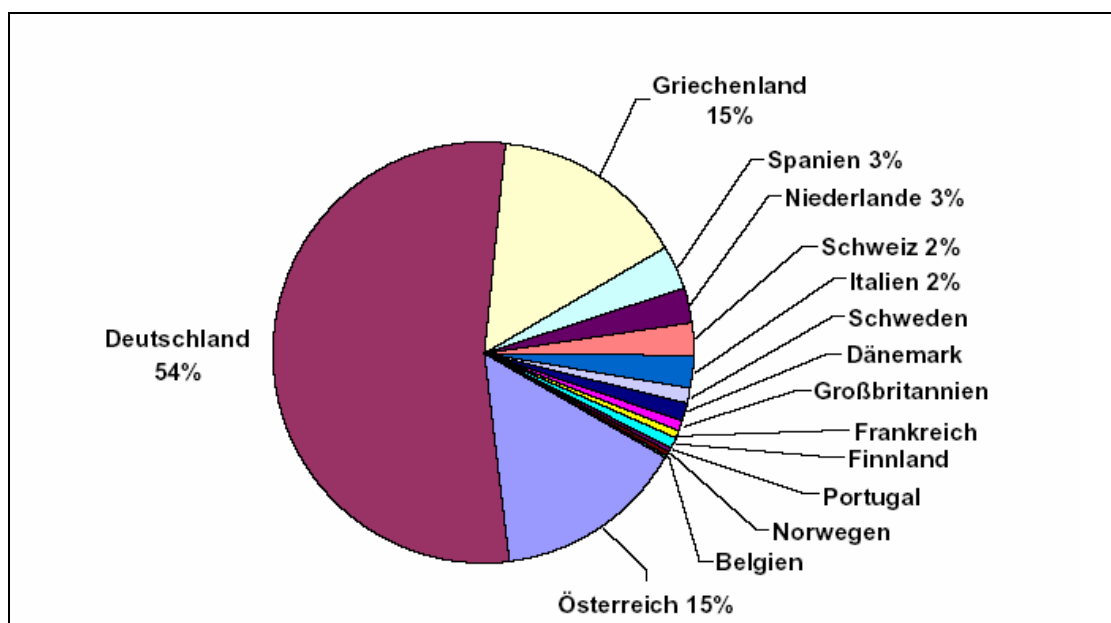


Figur 2: Entwicklung der verglasten Solarkollektoren in der Schweiz (Quelle: SOLAR 2004).

Betrachtet man die internationalen Märkte, so entwickeln sich diese deutlich dynamischer als der Schweizer Markt. Figur 3 zeigt die Entwicklung für Deutschland. Deutschland ist heute mit Abstand der europäische Spitzenreiter sowohl bezüglich verkaufter als auch gesamthaft installierter Fläche (Figur 4). Der deutsche Kollektormarkt ist heute rund 30mal so gross wie derjenige der Schweiz. Dieser ist stark beeinflusst von der Förderpolitik, wie man in Figur 3 klar erkennen kann. Der Einbruch im Jahr 2002 ist auf die Erhöhung der Förderung für PV-Anlagen zurückzuführen, was kurzfristig die Mittel aus der Solarthermie abgezogen hat. Die Branche rechnet aber weiterhin mit einem mittelfristig stabilen und dynamischen Wachstum für den deutschen Markt. In Europa wurden im Jahr 2000 insgesamt rund 1.15 Mio. m² verglaste Kollektoren verkauft, und es waren rund 10 Mio. m² Kollektoren in Betrieb. Der aussereuropäische Markt liegt bei rund 6 bis 8 Mio. m² pro Jahr (DFS 2001). Dies vor allem wegen China, Indien, Südkorea, Türkei und Israel.



Figur 3: Entwicklung der Solarkollektoren in Deutschland (Quelle: www.bsi-solar.de).



Figur 4: Marktanteile der einzelnen Länder Europas, bezogen auf die im Jahr 2000 verkauften verglasten Kollektoren (Quelle: DFS 2001).

Die Grafik illustriert, dass der Schweizer Markt gegenüber den Märkten in Deutschland und Österreich klein ist. Die Befragung von Kollektor- und Solarspeicherhersteller in der Schweiz lässt vermuten, dass der Schweizer Markt seit Mitte der 90er Jahre von den Preis- und Technologieentwicklungen im benachbarten Ausland stark beeinflusst wird. Heute stehen die Schweizer Hersteller von Kollektoren und Solarspeichern in einem zunehmend internationalen Marktumfeld. Importe und Exporte – vor allem mit Deutschland – sind stark ansteigend.

3.2 Technologische Entwicklung

Nicht zuletzt auch im Zusammenhang mit dem internationalen Marktaufschwung seit 1990 wurden wesentliche Verbesserungen der Kollektoranlagen erreicht (ARGE Solarwirtschaft 2001, Frei Ulrich). Dies bezieht sich sowohl auf die Technologie wie auch die Produktion. Wichtige Verbesserungen waren:

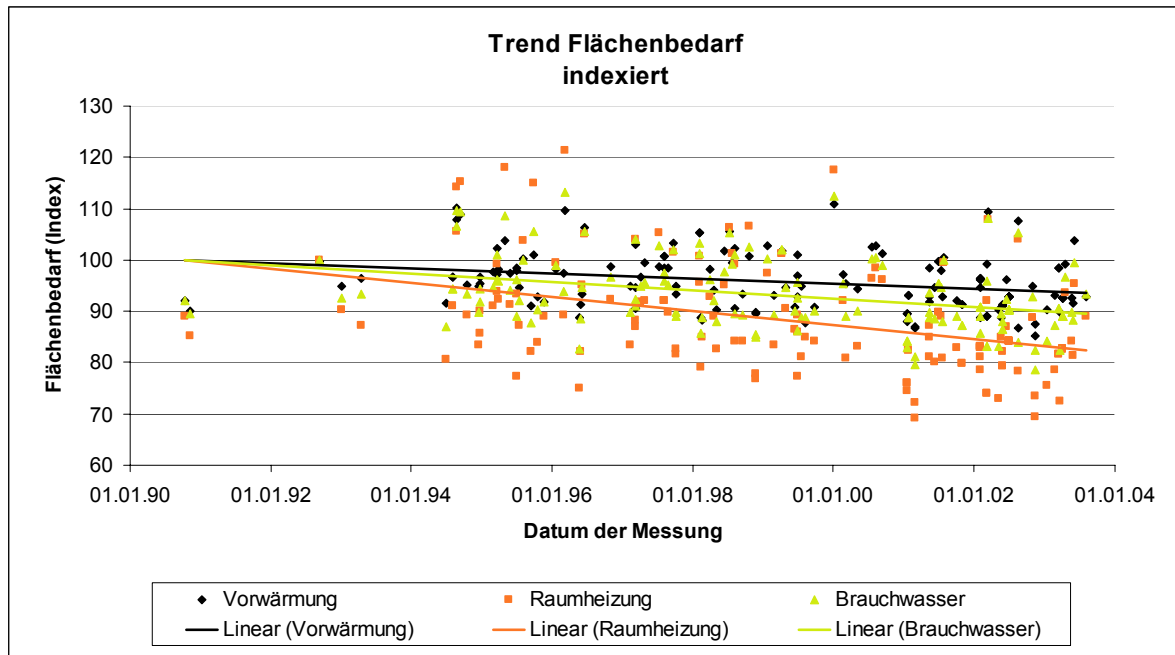
- Verbesserte Aufdampfverfahren zur selektiven Beschichtung der Absorber,
- Optimierte Isolation der Kollektorgehäuse,
- Verbesserte Verbindungstechniken zwischen Absorber und Rohrregister,
- Bessere Speichertechnologien (Schichtspeicher, Lanzenspeicher),
- Low-Flow Systeme und damit optimierte Verrohrung,
- Bessere Integration von Heizkessel und Solarspeicher,
- Bessere Regelsysteme,
- Verbesserte Montagetechniken und Standardisierung.

Diese Verbesserungen haben zu verbesserter Qualität der Komponenten und Gesamtanlagen geführt und auch die Kosten positiv beeinflusst. Die Qualitätsverbesserung kann anhand der Kollektordatenbank des SPF³ gut nachvollzogen werden. Das SPF prüft seit Beginn der 90er Jahre Solar Kollektoren nach den internationalen Prüfnormen. Dabei werden auch Leistungsmessungen durchgeführt. Mit den Leistungsdaten der Kollektoren können Ertragssimulationen für Standardanlagen durchgeführt werden. Figur 5 zeigt eine Auswertung für rund 160 verschiedene Flachkollektoren. Rund 60 der Kollektoren stammen von Schweizer Herstellern und je rund 40 von Deutschen und Österreichischen Herstellern. Die Figur zeigt die indexierte Entwicklung der Kollektorfläche bezogen auf das Testdatum, welche für die drei Standardanwendungen Brauchwarmwasser, Warmwasservorwärmung und Heizungsunterstützung gemäss SPF Prüfnormen benötigt wird⁴. Pro Kollektor sind damit in der Grafik je drei Werte eingetragen, entsprechend dem jeweiligen Ertrag in den drei Standardanlagen.

Die Trendlinien zeigen deutlich, dass seit 1990 eine deutliche Verbesserung der spezifischen Kollektorerträge erzielt werden konnte. Das zeigt sich darin, dass heute gegenüber 1990 für den gleichen Energieertrag eine deutlich geringere Kollektorfläche notwendig ist. Bei der Warmwasservorwärmung ist der Flächenbedarf zwischen 1990 und 2004 um rund 6%, beim Brauchwarmwasser um rund 10% und bei der Heizungsunterstützung um rund 18% gesunken. Die Wirkungsgradverbesserungen wirken sich aus physikalischen Gründen je nach Anwendung, vor allem in Abhängigkeit der Temperaturniveaus, unterschiedlich aus.

³ Institut für Solartechnik SPF, Rapperswil.

⁴ Für weitergehende Informationen zu den Standardanlagen siehe S.2 der vom SPF veröffentlichten Kollektor-factsheets, z.B. www.solarenergy.ch/factsheets/scf439de.pdf.



Figur 5: Indexierte Entwicklung der benötigten Kollektorfläche bei Standardanwendungen gemäss SPF Kollektortests (Quelle: SPF Kollektordatenbank).

3.3 Kostenentwicklung

Für das vorliegende Projekt wurden empirische Erhebungen zur Kostenentwicklung der Solarthermie seit 1990 durchgeführt. Zu den eigentlichen Produktionskosten war es nicht möglich verlässliche Zahlen zu erheben. Deshalb beziehen wir uns im Folgenden auf Preise (jeweils inkl. MWSt und Teuerungsbereinigt auf Basis von Preisen 2000). Uns haben die Gesamtanlagen wie auch die einzelnen Komponenten sowie die Montage und Baunebenkosten interessiert. Dabei zeigte es sich, dass es schwierig ist, ausser für Gesamtanlagen, Kollektoren und Speicher, Kostendaten zu erhalten. Der Grund liegt nicht zuletzt darin, dass mehrere Akteure beteiligt sind (Komponentenhersteller, z.T. Planer, Installateur) und diese oft keine reinen Marktpreise offerieren, sondern die Kalkulation oft noch von den weiteren Arbeiten oder Leistungen abhängen. So haben heute z.B. die Feuerungshersteller einen bedeutenden Marktanteil bei den Kompaktanlagen. Diese bieten die Systeme in Kombination mit den von ihnen hergestellten Feuerungen im Paket an, wobei die Solaranlage sehr günstig abgegeben wird. Zudem war eine Mehrheit der angefragten Komponentenhersteller und Planer nicht bereit ihre Archivdaten zur Verfügung zu stellen, aufgrund des damit verbundenen Bearbeitungsaufwands. Aufgrund unserer Untersuchungen können wir eine Aussage zur Kostenentwicklung der Gesamtsysteme, Kollektoren und Speicher machen.

3.3.1 Kollektoren

Für die Preisentwicklung von Kollektoren wurde auf die Archivdaten der Ernst Schweizer AG in Hedingen abgestützt. Diese produziert verglaste Flachkollektoren und hat einen bedeutenden Marktanteil in der Schweiz. Eine erste Sichtung der Datenbestände zeigte eine sehr grosse Streuung der Preise, sogar innerhalb der Projekte eines Jahres und bei ähnlicher Anlagengrösse. Dies weil je nach Kunde und seiner Stellung in der Vertriebskette unterschiedliche Rabattsätze gewährt wurden, aber auch weil der Lieferumfang stark variierte. Deshalb wurde auf Katalogpreise abgestützt. Diese wurden mit mittleren Rabattsätzen bereinigt, welche in einer umfassenden Auswertung der Archivdaten erhoben wurden. Es zeigte sich, dass die Listenpreise pro m² Kollektorfläche seit 1990 nur wenig gefallen sind, dass aber die Rabattsätze deutlich zugenommen haben und damit die spezifischen Nettopreise für die Kollektoren gesunken sind. Dies wurde in Befragungen von weiteren Schweizer Kollektorherstellern und Planern bestätigt⁵.

⁵ Solarwerk AG, SOLTOP Schuppisser AG, Rüesch Solartechnik AG, Herbert Hoby.

Figur 6 zeigt die indexierte Entwicklung für verschiedene Grössen von Kollektorfeldern. Die Daten sind auf das Preisniveau Ende 1994 normiert. Aus Konkurrenzüberlegungen wird auf eine Darstellung der absoluten Werte verzichtet. Zudem zeigte eine Auswertung der SPF-Kollektordatenbank, dass bei den absoluten Werten der spezifischen Kosten sehr grosse Unterschiede zwischen den verschiedenen Herstellern bestehen, was mit unterschiedlicher Qualität und Wirkungsgrad der Kollektoren erklärt werden kann. Die indexierte Entwicklung dürfte aber für die Entwicklung des Gesamtmarkts repräsentativ sein, da jeder Anbieter mit seinen Preisen entsprechend der gebotenen Qualität konkurrenzfähig sein muss. Eine Auswertung, der in der SPF-Kollektordatenbank aufgeführten Kollektorpreise, zeigte in sich inkonsistente Resultate und war nicht zielführend⁶. In den letzten 10 Jahren sind die Quadratmeterpreise der Kollektoren um rund 15% gefallen. Die Gründe dafür liegen in Produktivitätsfortschritten bei der Fertigung sowie zu einem geringen Anteil auch von Skaleneffekten durch höhere Produktionsmengen. Ein Teil der Preisreduktionen wird auch auf Margendruck durch verstärkten nationalen und internationalen Wettbewerb bedingt sein. Aufgrund der Aussagen verschiedener Hersteller gehen wir aber davon aus, dass der Margendruck nur einen kleineren Teil der Preisreduktionen erklärt und dass der Hauptanteil durch eigentliche Lerneffekte zustande gekommen ist.

In Figur 7 ist die Entwicklung für die ertragsspezifischen Kollektorkosten aufgeführt. Die technischen Verbesserungen bewirken, dass die spezifischen Kosten pro Energieeinheit schneller sinken als die Quadratmeterkosten der Kollektoren. Auffallend in Figur 7 ist, dass der in Figur 5 ersichtliche Spreizungseffekt für die verschiedenen Anwendungen nicht in der gleichen Ausprägung ersichtlich ist. Dies kann erklärt werden über die gegenüber den SPF-Daten vereinfachte Ertragsberechnung die den Werten in Figur 7 zugrunde liegt⁷ und dem Umstand, dass hier nur Kollektoren eines einzelnen Herstellers berücksichtigt sind. Der Einfluss auf die verschiedenen Anwendungen hängt damit direkt von den spezifischen Verbesserungsmaßnahmen dieses Herstellers und deren physikalischen Auswirkungen ab. Bezogen auf den Energieertrag sind die Kollektorkosten für den hier berücksichtigten Hersteller in den letzten 10 Jahren um rund 18 bis 20% gefallen. Die Ertragssteigerung durch verbessertes Kollektorendesign betrug rund 6%. Dies liegt leicht tiefer als beim Durchschnitt aller Kollektoren gemäss Figur 5, was dadurch erklärt werden kann, dass die Ernst Schweizer AG immer schon qualitativ überdurchschnittliche Kollektoren produziert hat.

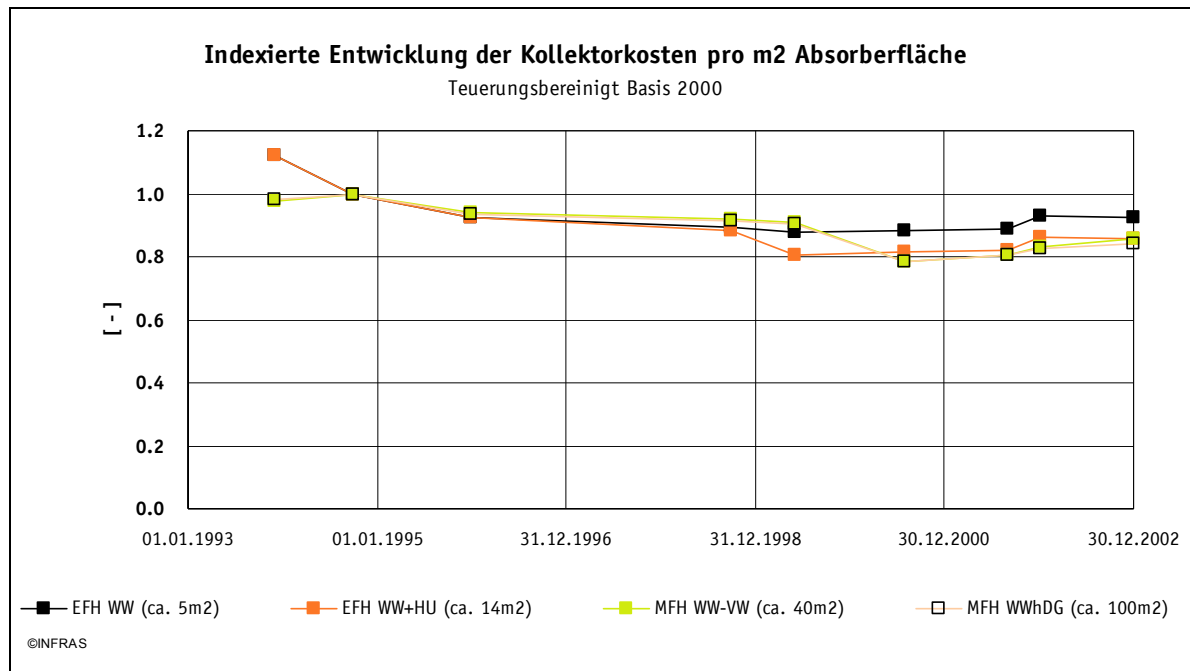
Bezieht man die beobachteten Kostenänderungen auf die Veränderung der kumulierten Produktionsmengen für verglaste Kollektoren in der gleichen Zeitperiode⁸, so kann eine Progress Ratio über diese Periode von rund 0.86 ermittelt werden⁹. Wir schätzen, dass der oben erwähnte „Einmaleffekt“ in Form von Margenerosion in etwa kompensiert wird durch die ebenfalls oben erwähnte Verzerrung, bei der Berücksichtigung der technologischen Entwicklung infolge Abstützung auf Daten eines einzelnen Kollektorherstellers. Wir gehen davon aus, dass die Progress Ratio von 0.86 auch für die allgemeine Entwicklung der Kollektorpreise in der Schweiz angewendet werden kann und verwenden diesen Wert damit auch prospektiv für die Herleitung der zukünftigen Preisentwicklung.

⁶ Die Daten in der Datenbank werden nur grob indikativ von den Herstellern angegeben und nicht weiter überprüft. Zudem werden die Preise vom SPF laufend entsprechend den Angaben der Hersteller z.T. aktualisiert. Damit ist keine saubere Zeitreihe mehr vorhanden.

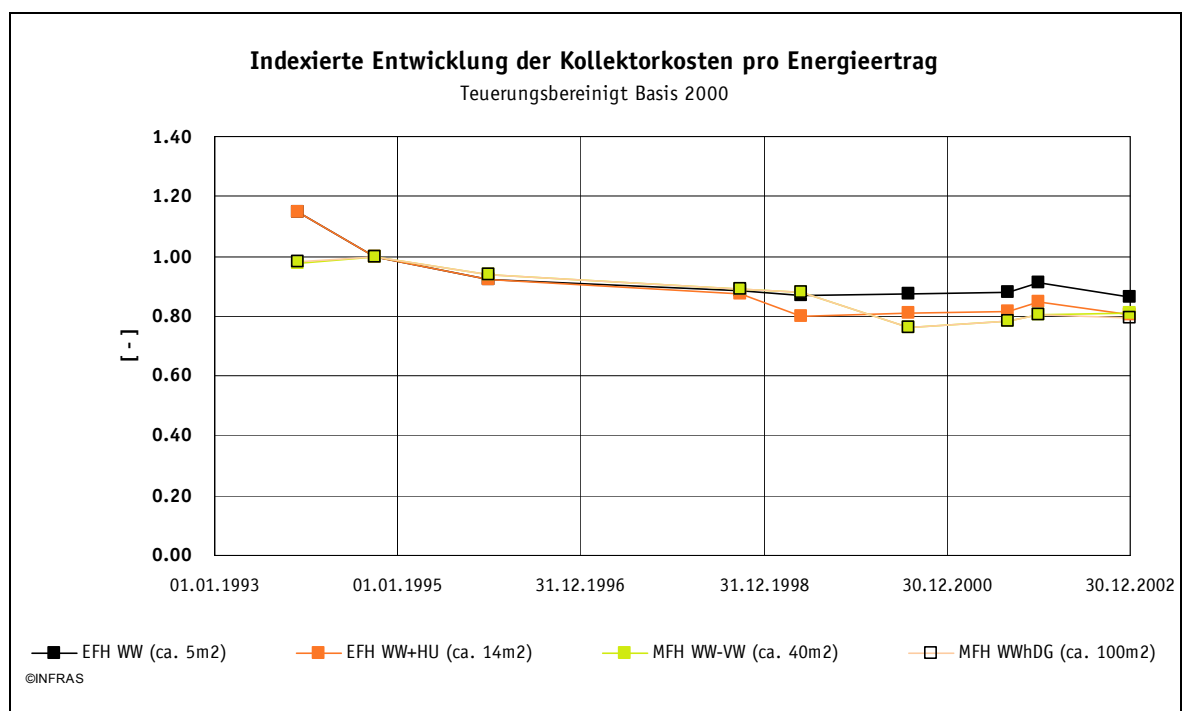
⁷ Die SPF-Daten basieren auf einer detaillierten Simulation, währenddem die Daten der Ernst Schweizer AG auf Standardertragswerten abstützen.

⁸ Installierte Kollektorfläche in der Schweiz Ende 1993: 90'290m², Ende 2002: 294'480m².

⁹ Details zum Konzept der Lernraten finden sich in Kapitel 0 und Anhang 2. Die Progress Ratio bezeichnet die Kostensenkung pro Verdoppelung der kumulierten Produktionserfahrung. Eine Progress Ratio von 0.8 heisst zum Beispiel, dass die Kosten zwischen jeder Verdoppelung der kumulierten Produktionserfahrung um 20% sinken.



Figur 6: Indexierte Entwicklung der flächenspezifischen Kollektorkosten (Quelle: Ernst Schweizer AG).



Figur 7: Indexierte Entwicklung der energiebezogenen Kollektorkosten (Quelle: Ernst Schweizer AG).

3.3.2 Solarspeicher

Im Rahmen dieser Arbeit haben wir mehrere Hersteller bezüglich der Preisentwicklung von Solarspeichern befragt¹⁰. Auch hier ergibt sich ein ähnliches Bild wie für die Kollektoren, indem die Listenpreise in den letzten 10 Jahren praktisch konstant geblieben sind, die Nettopreise aufgrund der heute höheren Rabatte jedoch rund um 10% gesunken sind. Die Margenerosion dürfte bei den Solarspeichern deutlich ausgeprägter sein als bei den Kollektoren, da bedeutende Überkapazitäten im Speichermarkt vorhanden sind. Die effektiven Lerneffekte richten sich dabei weniger nach den Solarspeichern, sondern vorwiegend nach den Standardspeichern, da typische Solarspeicher nur kleine konstruktive Änderungen in Form von zusätzlichen Anschlüssen und einem zusätzlichen Wärmetauscher gegenüber den konventionellen Produkten aufweisen und auf den gleichen Produktionslinien gefertigt werden¹¹. Konventionelle Wasserspeicher werden in wenig veränderter Form seit Jahrzehnten und in grossen Stückzahlen produziert. Das Gesamtmarktvolumen für konventionelle Speicher veränderte sich in den vergangenen Jahren nur marginal. Was von allen befragten Herstellern bestätigt wurde, ist, dass der Markt sich internationalisiert hat. Alle Schweizer Speicherhersteller liefern einen bedeutenden Anteil ihrer Produktion ins nahe Ausland, v.a. nach Deutschland.

Aufgrund der Angaben der Speicherhersteller kann geschätzt werden, dass rund die Hälfte oder 5% der beobachteten Preissenkungen von insgesamt 10% während der letzten 10 Jahre auf Margenerosion zurückzuführen sind und die andere Hälfte auf Produktivitätsfortschritte bei der Fertigung. Die effektive Progress Ratio dürfte in der Grössenordnung von 0.9 liegen¹². Die Kostenreduktion pro Zeiteinheit dürfte auch in Zukunft tiefer liegen als bei den Kollektoren, da die Dauer für eine Verdoppelung der kumulierten Produktionsmengen vergleichsweise deutlich länger ist.

3.3.3 Gesamtsysteme

Aus zwei verschiedenen Förderprogrammen des Bundesamtes für Energie für Solarkollektoranlagen liegen Kostenangaben zu Gesamtsystemen vor. Dabei wurden rund 500 resp. 5900 Anlagen mit den effektiv abgerechneten Projektkosten erfasst. Details sind im Anhang 4 zu finden. Eine Auswertung der teuerungsbereinigten Daten ergibt eine mittlere Kostenreduktion, bezogen auf die Gesamtanlagen vom ersten zum zweiten Förderprogramm von 16%. Dies über eine Zeitspanne von rund 5 Jahren, wenn vom jeweils mittleren Jahr der Laufzeit der Förderprogramme ausgegangen wird. Die Kostenreduktionen liegen damit deutlich über denjenigen der Kollektoren und Solarspeicher. Dies kann dadurch erklärt werden, dass durch vermehrte Standardisierung und technologische Verbesserungen wie flexible Rohrleitungssysteme der Planungs- und Montageaufwand in den letzten 10 Jahren bedeutend gesunken ist.

Wir gehen davon aus, dass die Anlagenkollektive der zwei Förderprogramme ein repräsentatives Abbild des Kostenstands im schweizerischen Gesamtmarkt für thermische Solaranlagen geben. Unter dieser Annahme können die Kostenänderungen auf die Veränderung der gesamthaft in der Schweiz installierten Kollektorflächen bezogen und die Lernraten ermittelt werden. Mit der per Ende 1994 (107'700 m²) und per Ende 1999 (226'600 m²) gesamthaft installierten Flachkollektoren ergibt sich ein Progress Ratio von 0.85. Dieser Wert stimmt gut überein mit der in Deutschland beobachteten Preisentwicklung (vgl. z.B. BMU 2004, S. 23).

¹⁰ Feuron AG, BUMA AG, Jenni Energietechnik AG.

¹¹ Das gilt für die qualitativ hochstehenden Ausführungen in Edelstahl oder Stahl emailliert. Die deutlich kostengünstigeren Varianten mit innerer Kunststoffbeschichtung können für die Solaranwendung wegen den Temperaturen nicht eingesetzt werden.

¹² Schätzung basiert auf Analogieüberlegungen zu den in McDonald Alan, L. Schrattenholzer 2001 aufgeführten Technologien.

Teil II:

Entwicklung der aktiven Solarnutzung in energieeffizienten Bauten bis 2030

4 Referenzbauten

Im Folgenden wird ein Set von Referenzgebäuden beschrieben. Die Auswahl der Referenzgebäude soll eine genügend breite Berücksichtigung der verschiedenen Nutzungsarten erlauben und gleichzeitig die Randbedingungen für die Solarenergienutzung bei den jeweiligen Gebäudetypen klar festlegen. Im Zentrum der Betrachtung stehen dabei die Gebäudehülle und deren energietechnische Ausgestaltung.

4.1 Berücksichtigte Gebäudekategorien

Für die Festlegung der Referenzgebäude sind neben den möglichen Nutzungsarten auch die geometrische Ausprägung und die energietechnische Ausführung der Gebäudehülle relevant. In diesem Abschnitt wird nur auf Nutzungskategorien eingegangen. Die technischen Aspekte der Referenzbauten werden im nachfolgenden Unterkapitel 4.2 behandelt.

Grundsätzlich kann die aktive Solarenergienutzung bei allen Gebäudekategorien interessant sein. Der direkte Einbezug aller möglichen Kategorien würde jedoch zu einer hohen Variantenvielfalt führen, welche den Rahmen dieser Untersuchung sprengt. Deshalb ist eine Beschränkung notwendig. Die bisherigen Erfahrungen im In- und Ausland zeigen, dass die höchste Verbreitung von thermischen Solaranlagen bei Wohngebäuden zu finden ist. Die Endenergienachfrage für Brennstoffe durch die Haushalte liegt heute bei rund 56% des gesamten Brennstoffverbrauchs der Schweiz (CEPE et al. 2002). Dienstleistungsbauten beanspruchen rund 21% des Endenergiebedarfs für Brennstoffe. Bei typischen Dienstleistungsgebäuden hat man in der Regel bedeutende interne Lasten und einen bescheidenen Warmwasserbedarf. Die aktive Solarenergienutzung liefert hier in der Regel nur geringe Gesamtbeiträge an die Wärmeversorgung und stellt bei Dienstleistungsgebäuden eher eine Ausnahme dar, was auch für die Zukunft erwartet wird. Deshalb wird dieser Nutzungstyp im Folgenden nicht separat berücksichtigt. Auch Industriebauten, welche rund 23% des gesamtschweizerischen Endenergiebedarfs bei Brennstoffen beitragen, werden nicht direkt berücksichtigt, da die Raumwärme nur einen untergeordneten Anteil des gesamten Energieverbrauchs ausmacht und Prozessanwendungen mit Solarenergie als Nischenmarkt vernachlässigt werden können¹³. Es werden deshalb für die nachfolgenden Untersuchungsschritte nur die folgenden Gebäudekategorien direkt einbezogen:

- Wohnen, Einfamilienhaus Neubau und Sanierung (EFH),
- Wohnen, Mehrfamilienhaus Neubau und Sanierung (MFH).

Die Kosten-Nutzen Situation der Solarenergie bei energieeffizienten Bauten in Nicht-Wohnbauten wird mit Hilfe von qualitativen Betrachtungen vergleichend analysiert.

4.2 Kennwerte der Referenzbauten

Gebäudegeometrie und -nutzung

Die Voraussetzungen für die Solarenergienutzung in einem Gebäude sind im Wesentlichen durch drei Faktoren bestimmt:

¹³ Eine interessante Anwendung könnte z.B. die solare Kühlung sein. Für diese Technologie existieren erste Pilot- und Demonstrationsanlagen. Es liegen jedoch noch keine umfassenden Erfahrungen und Kostendaten vor, weshalb wir die Anwendung nicht speziell berücksichtigen.

- Geometrie und Orientierung des Gebäudes (Fläche und Ausrichtung der nutzbaren Dach- und Fassadenflächen, Energiebezugsfläche, Gebäudehüllziffer A/EBF etc.),
- Nutzung des Gebäudes und daraus resultierender Energiebedarf,
- vorgesehene Anwendung der Solarenergie (Elektrizität, Raumwärme, Warmwasser, Prozesswärme).

Daneben sind auch Standortfaktoren wie Klimaregion und Beschattung relevant. Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung ist es weder möglich noch notwendig alle denkbaren individuellen Ausprägungsformen von Gebäudegeometrie, Randbedingungen und Anwendungen der Solarenergie zu erfassen. Wir haben uns deshalb auf typische Anwendungsfälle beschränkt und zwei Referenzgebäude festgelegt, ein Einfamilienhaus (EFH) und ein Mehrfamilienhaus (MFH). Für unsere Untersuchung sind zur Beschreibung der Referenzgebäude die folgenden Merkmale relevant: Nutzungsart (EFH/MFH), Energiebezugsfläche (EBF) und Anzahl Wohneinheiten. Die EBF und Nutzungsart bestimmen die Anforderungen an den Heizwärmebedarf Q_H . Über die Nutzungsart und die flächenbezogenen Auslegungswerte gemäss SIA 380/1 kann der Wärmebedarf für Warmwasser Q_{WW} ermittelt werden. Die Anzahl Wohneinheiten liefern einen Anhaltspunkt für die Mehrkosten pro Haushalt.

Nachfolgend wird die Untersuchung auf Solaranwendungen eingegrenzt, welche gemäss vorliegenden Praxiserfahrungen in den entsprechenden Bauten auch technisch realisierbar sind. Anders ausgedrückt betrachten wir nur Anwendungen, für welche in einem „normal“ proportionierten Gebäude genügend Platz für die Aufstellung des Kollektor- oder Modulfeldes erwartet werden kann. Das heisst zum Beispiel, dass die Variante einer Sonnenkollektoranlage zur Heizungsunterstützung mit hohem Deckungsgrad bei Mehrfamilienhäusern nur bei MINERGIE-P Bauten, nicht aber bei normalen MINERGIE-Bauten berücksichtigt wird. Beim MINERGIE-P MFH liegt der Heizwärmebedarf so tief, dass auch für Heizungsunterstützung nur kleine Kollektorfelder benötigt werden, im Gegensatz zum normalen MINERGIE Mehrfamilienhaus. Bei der Passivhausvariante kann davon ausgegangen werden, dass die nutzbaren Flächen für eine solche Anwendung den höchsten solaren Deckungsgrad ergeben wird. Für die Praxis soll das aber nicht bedeuten, dass solare Heizungsunterstützung in MINERGIE-Mehrfamilienhäusern energetisch keinen Sinn machen würde, wenn genügend Flächen zur Verfügung stehen.

Dieses Vorgehen weist folgende Vorteile auf:

- Eine detaillierte Erfassung der aktiv nutzbaren Flächen, unter Berücksichtigung der individuellen Ausprägungsformen der einzelnen Gebäudeelemente, entfällt. Es kann davon ausgegangen werden, dass immer genügend geeignete Montagefläche für die entsprechende Solarenergieanwendung zur Verfügung steht.
- Die Möglichkeiten zur aktiven Nutzung von Fassaden zur Solarenergiegewinnung sind damit implizit mitberücksichtigt.
- Mögliche Einschränkungen durch individuelle Ausprägungsmerkmale der Gebäude und der aktiv nutzbaren Gebäudeflächen (z.B. Beschattung, Dachneigung, Orientierung, Grundgeometrie des Gebäudes etc.) können vernachlässigt werden, da die Referenzobjekte vereinfachend durch typische Praxiswerte charakterisiert werden.
- Durch die Verwendung des Heizwärmebedarfs als Parameter für die Beschreibung des Energiebedarfs für Heizung und Warmwasseraufbereitung ist die passive Nutzung der Solarenergie implizit mitberücksichtigt. Dies entspricht auch dem Ansatz der Norm SIA 380/1-2001, wo Grenzwerte für den Heizwärmebedarf ausgewiesen sind, welche die Gewinne aus der passiven Solarenergienutzung bereits mit berücksichtigen.

Wir stützen uns deshalb im Folgenden auf je eine Referenzbaute für die Kategorien Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser mit den Energiebezugsflächen gemäss Tabelle 1 ab. Diese Referenzbauten werden sowohl für den Sanierungs- wie auch den Neubaufall verwendet. Die Anzahl

Wohneinheiten beim Mehrfamilienhaus ist deutlich niedriger als der heutige Durchschnitt im Gebäudebestand angesetzt. Für moderne Niedrig- und Niedrigstenergiebauten dürfte aber eine durchschnittliche Energiebezugsfläche von rund 106m² EBF pro Wohneinheit durchaus realistisch sein. Die weiter hinten im Bericht dargestellten Ergebnisse zu Kosten pro Haushalt dürften damit eher zu hohe als zu tiefe Ergebnisse liefern und damit konservativ sein.

Gebäudetyp	EBF [m ²]	Anzahl Wohneinheiten
EFH (Neubau/Sanierung)	180	1
MFH (Neubau/Sanierung)	1280	12

Tabelle 1: Eckwerte der verwendeten Referenzgebäude.

Wärmebedarf der Referenzbauten für Heizung und Warmwasser

Die Beschreibung der energietechnischen Ausführung der Bauten orientiert sich an den in der Schweiz heute etablierten Gebäudestandards. Für Niedrigenergiebauten ist dies MINERGIE und MINERGIE-P. Für unsere Aufgabenstellung ist es notwendig, die Bedarfs- und die Angebotsseite separat zu betrachten. Der Wärmebedarf für Raumheizung und Warmwasser wird nutzungsbezogen über die Referenzgebäude (EFH/MFH) und die energietechnischen Ausprägungen (MINERGIE/MINERGIE-P, Neubau/Sanierung) erfasst. In diesen verlustseitig definierten Gebäudevarianten werden dann verschiedene Technologien für die Bereitstellung des Wärmebedarfs (Gas/Heizöl¹⁴, Wärmepumpe, Holz, Solar etc.) verglichen. Die energietechnische Beschreibung der Gebäudevarianten kann deshalb nicht direkt auf die Grenzwerte für die Energiekennzahlen gemäss MINERGIE abstützen, da diese über Gewichtungsfaktoren für die Energieträger auch bereits die Energiebereitstellung einbeziehen, und damit kein direkter Bezug zum Wärmebedarf eines Gebäudes möglich ist. Anders ausgedrückt kann die Ausführungsqualität der Gebäudehülle bei Bauten, welche gerade dem MINERGIE-Grenzwert entsprechen, in Abhängigkeit von den eingesetzten Energieträgern relativ stark variieren.

Eine eindeutige Beschreibung des effektiven Wärmebedarfs eines Gebäudes ist über den Heizwärmebedarf Q_h und den Wärmebedarf Warmwasser Q_{ww} gem. der Methode SIA 380/1 gegeben. Durch die Abstützung auf den Heizwärmebedarf nach SIA 380/1 ist zudem die passive Solarenergienutzung direkt berücksichtigt¹⁵, und eine differenziertere Analyse diesbezüglich erübrigt sich. Für die Beschreibung der Referenzbauten werden Bedarfswerte Q_h und Q_{ww} verwendet, welche einer typischen energietechnischen Ausführung von MINERGIE-Bauten entsprechen. Solche Auslegungswerte sind in den uns bekannten Untersuchungen zu ausgeführten MINERGIE-Gebäuden nicht dokumentiert.

Für MINERGIE-Bauten kennt das MINERGIE Reglement eine Primäranforderung an die Gebäudehülle, welche verlangt, dass Q_h bei Neubauten nicht höher liegt als 80% des Grenzwerts für den Heizwärmebedarf H_g nach SIA 380/1 d.h. $Q_h \leq 0.8 \cdot H_g$ ¹⁶. Für MINERGIE-Sanierungen liegt die entsprechende Anforderung bei $Q_h \leq 1.2 \cdot H_g$. Eine Auswertung der MINERGIE Projektdatenbank für den Kanton Zürich hat gezeigt, dass in der realen Bauausführung die Mindestanforderungen bei Standardwerten ohne Berücksichtigung der Wärmerückgewinnung über die Komfortlüftung typischerweise um 10 bis 20% unterschritten werden und zwar relativ unabhängig vom ausgeführten Energiesystem und unabhängig davon, ob es sich um Sanierung oder Neubau handelt. Wird die Lüftung miteinbezogen ($Q_{h,eff}$), so liegt die Unterschreitung bei rund 30%. Wir gehen deshalb von einem $Q_{h,eff}$ aus, der bei Neubauten $0.8 \cdot 0.7 = 0.56 \cdot H_g$ entspricht. Bei den Sanierungen liegt der typische Heizwärmebedarf $Q_{h,eff}$ bei $1.2 \cdot 0.7 = 0.84 \cdot H_g$.

¹⁴ Wir verzichten im Folgenden auf eine spezielle Differenzierung von Gas- und Ölheizungen und bilden diese Systeme in einer Variante „Fossil“ ab. Die Gründe sind die enge Koppelung der Energiepreise für Öl und Gas sowie die relativ kleinen Kostenunterschiede bei den Energiesystemen.

¹⁵ Solargewinne werden im Rechenmodell nach SIA 380/1 berücksichtigt.

¹⁶ Wert bezogen auf Standardluftwechsel SIA 380/1, d.h. ohne Berücksichtigung allfälliger Wärmerückgewinnung über die Komfortlüftung.

Bei MINERGIE-P verlangt das Reglement, dass bei $A/EBF \geq 1.1$ ein Heizwärmebedarf $Q_h \leq 0.2 \cdot H_g$ ¹⁷ eingehalten werden muss. Bei Bauten mit $A/EBF < 1.1$ gilt die Anforderung $Q_h \leq 10 \text{ kWh/m}^2$. Die Auswertung der wenigen verfügbaren Objektdaten zu MINERGIE-P Bauten hat gezeigt, dass die effektive Ausführung meist leicht, aber nur unwesentlich unter den Mindestanforderungen liegt. Dies ist plausibel, da der Grenzwert sehr streng angesetzt ist und es aufwändig ist, diesen deutlich zu unterschreiten. Wir stützen uns deshalb bei MINERGIE-P auf die Mindestanforderung ab. Im Weiteren ist für die folgenden Überlegungen auch der maximale spezifische Wärmeleistungsbedarf ($q_{h,max}$) relevant, da sich dadurch Ausschlusskriterien für gewisse Wärmeerzeugungssysteme ergeben können.

Beim Wärmebedarf Warmwasser übernehmen wir die aktuell gültigen Auslegungswerte nach SIA 380/1, d.h. 14 kWh/m^2 (50 MJ/m^2) für Einfamilienhäuser und 21 kWh/m^2 (75 MJ/m^2) für Mehrfamilienhäuser, unabhängig von der Gebäudeausführung. Tabelle 2 zeigt die Zusammenfassung der wärmetechnischen Eckwerte der Referenzbauten.

Hinweis: Gemäss den oben stehenden Überlegungen verwenden wir im Folgenden aus praktischen Überlegungen die Begriffe Minergie und Minergie-P für Bauten, welche lediglich einen **zu den MINERGIE-Standards äquivalenten Wärmebedarf** für Heizung und Warmwasser aufweisen. Es wird damit nicht zwingend vorausgesetzt, dass alle Bedingungen für den Erhalt eines MINERGIE-Labels erfüllt sind¹⁸.

Gebäudetyp	EFH			MFH		
	Minergie Sanierung	Minergie Neubau	Minergie-P	Minergie Sanierung	Minergie Neubau	Minergie -P
Q_h [$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{a}$]	70	47	16	44	29	10
Q_{WW} [$\text{kWh/m}^2 \cdot \text{a}$]	14	14	14	21	21	21
$q_{h,max}$ [W/m^2]	nicht def.	nicht def.	10	nicht def.	nicht def.	10

Tabelle 2: Energetische Kennwerte der Referenzgebäude. Annahmen:

Minergie Neubau $Q_h = 0.56 \cdot H_g$ (SIA 380/1:2001)

Minergie Sanierung $Q_h = 0.84 \cdot H_g$ (SIA 380/1:2001)

Minergie -P $Q_h = 0.2 \cdot H_g$ beim EFH ($A/EBF=2.3$)
resp. $Q_h=10 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ bei MFH ($A/EBF = 1.0$).

Für Neubauten und Sanierungen werden sowohl eine Ausführung nach Minergie wie auch eine Passivhausvariante nach Minergie-P untersucht¹⁹. Es ergeben sich damit die in der nachstehenden Tabelle 3 zusammengefassten Untersuchungsvarianten.

Ausführungsqualität	Minergie	Minergie-P
EFH Neubau	X	X
EFH Sanierung	X	
MFH Neubau	X	X
MFH Sanierung	X	

Tabelle 3: Übersicht der berücksichtigten energietechnischen Untersuchungsvarianten.

¹⁷ Wert berechnet mit reduziertem Elektrizitätsverbrauch, sehr leichter Bauweise und Berücksichtigung der Wärmerückgewinnung über die Komfortlüftung. Dies entspricht etwa 45% von H_g , berechnet nach SIA 380/1 mit Standardwerten für Elektrizitätsverbrauch und Luftwechsel.

¹⁸ Wir verwenden im Folgenden die Schreibweise in Grossbuchstaben (z.B. MINERGIE), wenn explizit Bezug genommen wird auf die existierenden MINERGIE-Standards und das zugehörige Nutzungsreglement. Wenn Bauten mit „ähnlichem“ Wärmebedarf gemeint sind, dann wird eine Schreibweise mit Kleinbuchstaben verwendet (z.B. Minergie).

¹⁹ Bei MINERGIE-P wird gleich wie beim Passivhausstandard eine Anforderung an die maximale Heizleistung gestellt, damit es in diesen Bauten möglich ist, ein sehr einfaches Heizsystem zu realisieren (z.B. über Luftheizung). Wegen dieser Anforderung ist es nicht sinnvoll, die Grenzwerte für Neubauten und Sanierungen zu differenzieren. Technisch gesehen sind damit der Sanierungs- und Neubaufall identisch.

5 Energiesysteme

5.1 Wahl der Energiesystemvarianten

Energieeffiziente Gebäude können zurzeit nur mit hohen Zusatzkosten für die Energiespeicherung monovalent mit Sonnenenergie beheizt werden. Aus diesem Grund werden vor allem Kombinationen mit fortschrittlichen, d.h. CO₂-armen oder CO₂-neutralen konventionellen Energiesystemen untersucht.

Grundsätzlich wurde bei der Wahl der Energiesystemvarianten folgende Ziele und Kriterien verfolgt:

- Es sollen alle heute standardmässig verfügbaren und relevanten Systemvarianten durch die Untersuchung abgedeckt werden.
- Die Anzahl Varianten soll möglichst gering gehalten werden, um den Aufwand in Grenzen zu halten und um die Übersichtlichkeit der Ergebnisse zu wahren.

Systemgrenzen

Die nachfolgenden Untersuchungen beschränken sich auf die Energie- und Wärmeerzeugungssysteme mit den notwendigen Speichersystemen. Die Verteilsysteme werden nicht in die Variantenstudien einbezogen. Die Wärmeverteilung zur Beheizung der Gebäude kann konventionell mit hydraulischen Systemen und insbesondere bei Gebäuden nach dem Minergie-P Standard mit Luftsystemen erfolgen. Die Kostenvorteile von Luftheizsystemen gegenüber schlanken hydraulischen Wärmeverteilungssystemen sind zum heutigen Zeitpunkt zu wenig signifikant, um entsprechende Varianten speziell zu untersuchen.

Systemvarianten

Folgende konventionelle Systeme werden in den Varianten eingesetzt:

- Heizung mit fossilen Brennstoffen,
- Wärmepumpe,
- Holzheizung.

Bei den Solarsystemen beschränken wir uns auf folgende Konzepte:

- Sonnenkollektoren für Warmwasser (WW) mit hohem Deckungsgrad von 60-70%: Solare Warmwassersysteme mit hohem Deckungsgrad werden wegen den knappen Dachflächen in der Regel nur im EFH eingesetzt.
- Sonnenkollektoren zur Vorwärmung (VW) von WW: Vorwärmanlagen sind ideal für Mehrfamilienhäuser. Im EFH sind die notwendigen Kollektorflächen für Vorwärmung sehr klein, weshalb wir diesen Fall nicht gesondert betrachten.
- Sonnenkollektoren für Warmwasser und Heizungsunterstützung: Bei dieser Variante wird von einem hohen Deckungsgrad von 80-90% ausgegangen. Das ist zurzeit wegen der ungelösten Probleme mit der Wärmespeicherung und den begrenzten Dachflächen nur bei EFH Minergie-P möglich und stellt damit eine technische und ökonomische Eckvariante dar. Als Unterstützung und Zusatzsystem bei längeren Kalt- oder Schlechtwetterperioden wird ein Holzpellet-Einzelofen mit konvektiver Wärmeverteilung eingesetzt.

- Solarstromanlage (Photovoltaik) zur Deckung von der elektrischen Energie zur Wärmeherzeugung Q_E : Der Betrieb einer Wärmepumpe mit Solarstrom ermöglicht eine 100%ige Deckung der Wärmeenergie durch Sonnenenergie. Dabei wird durch die Netzeinspeisung das Speicherproblem virtuell gelöst. Dieses Konzept ist erprobt und hat bei entsprechender Kostenreduktion bei der Photovoltaik ein hohes Potenzial. Gebäude nach Minergie-P Standard werden früher die Wirtschaftlichkeit erreichen. Bei MFH wird eine 100%ige Deckung wegen der Flächenbegrenzung eher mit Minergie-P zu realisieren sein. Bei dieser Lösung könnte eingewendet werden, dass es sich wegen der zeitlichen Trennung von Angebot und Nachfrage und der Energiespeicherung ausserhalb des Gebäudes um eine virtuelle Variante handelt. Bei einer entsprechenden Ausgestaltung der Berechnungsnormen mit Anrechenbarkeit, der im Gebäude produzierten erneuerbaren Elektrizität auf der Bedarfsseite, wie z.B. bei den MINERGIE-Standards, kann diese Variante als Gesamtsystem aber durchaus interessant sein. Auch diese Lösung stellt damit eine Extremvariante dar.

Berücksichtigung von weiteren solaren Energiesystemen:

Monovalente Kollektoranlage: Der Einbezug einer Solarvariante mit saisonaler Speicherung wurde erwogen und grob untersucht. Wegen der hohen Mehrkosten für die zusätzlich benötigten Speichervolumen gegenüber der unten dargestellten Variante 3 wurde auf eine eigene Untersuchungsvariante mit Saisonspeicherung verzichtet.

Solarthermische Luftkollektorsysteme: Im Zusammenhang mit der mechanischen Lüftung bietet sich bei Minergie-P die Systemkombination mit luftgeführten Solarsystemen an. Solche Lösungen sind bereits vielfach erfolgreich erprobt worden. Zurzeit werden sie aber nur von wenigen erfahrenen Bauteams realisiert, und es ist kein eindeutiger Trend hin zu einer Standardisierung erkennbar.

Solare Wandheizung: Solare Wandheizung ist ebenfalls prinzipiell erprobt als Energiegewinnsystem zur Beheizung von Gebäuden. Hoher Planungsaufwand und minimale Entwicklung im Bereich der Material- und Systemtechnik haben bisher keine positive Marktentwicklung zugelassen.

Solare Fassadendämmung: Neue verglaste Fassadensysteme, wie z.B. Lucido haben ein interessantes Potenzial. Da der Nettoeintrag an Energie aber beschränkt ist, lassen sich solche Systeme unter Fassadendämmsysteme subsumieren.

Auf der Basis der vorangehenden Erläuterungen wird für die weiteren Untersuchungen eine Auswahl von Varianten von Energiesystemen getroffen. Schwerpunktmässig erfolgt die Auswahl der Solaranwendungen im Nachfolgenden so, dass sich möglichst sinnvolle Anwendungen und damit tiefe Kosten ergeben. Um Eckwerte für die ökonomischen Betrachtungen zu erhalten werden aber auch einzelne Systemauslegungen mitgeführt, welche zwar problemlos möglich, aber eher untypisch sind (z.B. Wärmepumpe mit solarer Heizungsunterstützung). Die berücksichtigten Systemkombinationen sind in Tabelle 4 dargestellt und untenstehend kurz begründet. Dabei ist zu beachten, dass der Wärmebedarf für Warmwasser nur abhängig ist von der Nutzung (EFH, MFH) aber nicht von der Ausführung der Gebäudehülle (Minergie oder Minergie-P). Durch die spezielle Berücksichtigung von erneuerbaren Energien über die Energieträgergewichtung in den Minergie- und Passivhausstandards haben solare Warmwasseranlagen trotzdem eine spezielle Relevanz für unsere Untersuchung. Die Kostenunterschiede bei Sanierung und Neubau sind bei reinen Warmwasseranlagen aus unserer Sicht nicht so signifikant, dass eine getrennte Betrachtung angestellt werden müsste.

Variante 1: Fossile Wärmeherzeugung als Basis-System, ergänzt durch solare Warmwasseraufbereitung mit hohem Deckungsgrad. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein Grossteil, der zur Sanierung anstehenden EFH ein fossiles Wärmeherzeugungssystem hat und im Rahmen der Erneuerung vor allem Heizleistung und Wirkungsgrad optimiert werden müssen. Diese Variante stellt beim EFH die Referenz- und Minimallösung dar.

Variante 2: Wärmepumpe als Basis-System und Solarkombination mit Kollektoren für Warmwasser und Heizungsunterstützung. Die Wärmepumpe hat sich als Wärmeherzeuger bei energieeffizienten EFH im Neubau erfolgreich etabliert und wird sich dort weiter durchsetzen. Die Kombination mit

solarthermischen Wärmeerzeugern beschränkt sich in der Praxis vor allem auf Warmwasseranlagen. Die Kombination von WP mit solarthermischen Anlagen zur Heizungsunterstützung stellt somit eine Maximalvariante dieser Systemkombination dar.

Variante 3: Solarthermischer Wärmeerzeuger als Basis-System in Kombination mit einem zentralen Holzofen zur Ergänzung. Diese Kombination ist in verschiedenen Neubauten technisch erprobt worden. Sie stellt die „ökologische Maximalvariante“ für den Neubau EFH dar. Selbstverständlich beschränkt sich die technische Machbarkeit nicht auf den Neubau.

Variante 4: Wärmepumpe als Basis-System mit Deckung des Strombedarfs durch eine gebäudeeigene Solarstromanlage mit Netzeinspeisung. Technisch ist diese Variante erfolgreich erprobt. Durch die Nutzung des Elektrizitätsnetzes gelingt eine kostengünstige „virtuelle Speicherung“ der Solar-energie und aus Sicht des Gebäudenutzers eine fremdenergieautarke Wärmeversorgung. Diese Sicht ist zurzeit nicht unumstritten, was aber an dieser Stelle nicht weiter diskutiert wird. Interessant ist diese „technologische Maximalvariante“ für die Kostenevaluation.

Variante 5: Fossiler Wärmeerzeuger als Basis-System und solare Vorwärmung von Warmwasser. Wie bei Variante 1 wird davon ausgegangen, dass ein Grossteil der zur Sanierung anstehenden MFH bereits über einen fossilen Wärmeerzeuger verfügt, der im Rahmen der Sanierung durch optimierte und effizientere Komponenten ersetzt wird. Die Ergänzung der Warmwassererzeugung mit einer solaren Vorwärmung stellt damit die Minimalvariante und die Referenz dar.

Variante 6: Holzheizung als Basis-System und solare Vorwärmung von Warmwasser. Gegenüber Variante 5 bringt diese Lösung keine neuen Erkenntnisse für die solare Warmwasservorwärmung. Sie ist aber im Vergleich zu Basis-System Holzheizung sehr interessant. Insgesamt stellt Variante 6 zudem die „ökologische Maximalvariante“ für MEF dar.

Variante 7: Wärmepumpe und thermische Kollektoren für Warmwasser mit hohem Deckungsgrad. Diese Variante ist in erster Linie von Interesse im Vergleich zu den Lösungen mit solarer Warmwasservorwärmung.

Variante 8: Wärmepumpe und thermische Kollektoren für Warmwasser und Heizungsunterstützung. Aus Sicht der solaren Zusatzsysteme stellen die Varianten 6-8 die bekannte Forcierung des solaren Deckungsanteils am Wärmebedarf dar. Aus Sicht des Basis-Systems können die Auswirkungen der reduzierten Nutzung betrachtet werden.

AUSWAHL DER SYSTEMKOMBINATIONEN								
Systeme	Einfamilienhaus (EFH)				Mehrfamilienhaus (MFH)			
	Minergie saniert	Minergie neu	Minergie-P neu/saniert		Minergie saniert	Minergie neu	Minergie-P neu/saniert	
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6	Variante 7	Variante 8
Heizung mit fossilen Brennstoffen	(X) R				(X) R			
Holzheizung (mit Wärmeverteilung)						(X) R		
Holzheizung (konvektiv)			(X)					
Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser (WW)		(X) R	R	(X) R			(X) R	(X) R
Sonnenkollektoren WW hoher Deckungsgrad	(X)			↑			(X)	
Sonnenkollektoren WW-Vorwärmung					(X)	(X)		
Sonnenkollektoren WW u. Heizungsunterstützung		(X)	(X)					(X)
Solarstrom für Q_E				X				

Tabelle 4: Varianten der ausgewählten Energiesysteme. Die fett gezeichneten Kreise identifizieren das Hauptheizungssystem. Mit Ausnahme von Variante 3, wo als Referenzvariante auch eine Wärmepumpe verwendet wird, stellt das Basissystem in monovalenter Anwendung auch gerade die Referenzvariante dar. Diese ist jeweils mit R bezeichnet. Die ausgezogen verbundenen Kreise deuten auf die systemtechnische Einbindung der konventionellen und solaren Systemteile hin. In der Regel lassen sich damit gegenüber den Einzelsystemen kostenrelevante Synergien nutzen. Bei der Variante 4 mit Solarstrom ist keine entsprechende Abhängigkeit vorhanden. Bei Variante 4 werden die Systemgrenzen verlassen, da auf das Stromnetz als zeitlicher Zwischenspeicher zugegriffen werden muss.

5.2 Beschreibung der Energiesystemvarianten

Nachfolgend werden die technischen Ausprägungen der Energiesystemvarianten gemäss der Auswahl in Tabelle 4 im Detail beschrieben. Neben den verwendeten Dimensionierungen findet sich auch die Angabe zur Lebensdauer, welche bei der Kostenrechnung eine Rolle spielt. Die Spezifikationen werden in den nachfolgenden Kapiteln für die Ermittlung der Investitions-, Unterhalts- und Betriebskosten verwendet.

Die Energiesysteme werden entsprechend den einschlägigen Richtlinien auf den Wärmeleistungsbedarf ausgelegt. Dabei wird in erster Linie auf die Merkblätter des BFE und der Fachverbände abgestützt.

- Dimensionierung von Wärmepumpen Nr. 805.161.1 d
- Dimensionierung von Öl- und Gas-Heizkesseln Nr. 805.161 d
- Dimensionierung von Holz-Zentralheizungen Nr. 805.161.2 d
- Dimensionierung von Sonnenkollektoranlagen Nr. 805.161.3 d

Charakteristische Nutzungsdaten werden den Produktspezifikationen von Anbietern entnommen.

TECHNISCHE EIGENSCHAFTEN DER SYSTEMVARIANTEN (Ergänzende Hinweise siehe nächste Seite)

	EFH Minergie saniert	EFH Minergie neu	EFH Minergie-P neu/saniert		MFH Minergie saniert	MFH Minergie neu	MFH Minergie-P neu/saniert	
	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4	Variante 5	Variante 6	Variante 7	Variante 8
<u>Basis-System</u>	Heizung mit fossilen Brennstoffen; Warmwassernachheizung während der Heizperiode. Keine kontrollierte Lüftung.	WP für Heizung und Warmwasser während der Heizperiode. Kontrollierte Lüftung.	Sonnenkollektoren für WW u. Heizungsunterstützung mit hohem Deckungsgrad. Kontrollierte Lüftung.	WP für Heizung und WW mit ganzjährigem Betrieb. Kontrollierte Lüftung.	Heizung mit fossilen Brennstoffen; Warmwassernachheizung ganzes Jahr. Keine kontrollierte Lüftung.	Holzheizung (mit Wärmeverteilung). Kontrollierte Lüftung.	WP für Heizung und WW mit saisonalem Betrieb. Kontrollierte Lüftung	WP für Heizung und WW mit saisonalem Betrieb. Kontrollierte Lüftung
Systemspezifikation	7 kW Öl- oder Gasbrennwertgerät, modulierend. ¹⁾	LW-WP mit 6kW Heizleistung bei Luft -8°/Wasser 45°C. ²⁾	30 m2 Flachkollektoren mit 2500 lt Kombispeicher	S/W-WP mit ca. 4.5 kW Heizleistung bei Sole 0°C/Wasser 35° C. ³⁾	45 kW Öl- oder Gasbrennwertgerät, modulierend.	35 kW Pelletkessel mit Lager- und Pelletfördereinrichtung	S/W-WP mit 25kW Heizleistung bei Sole 0°C/ Wasser 35° C.	S/W-WP mit 25kW Heizleistung bei Sole 0°C/ Wasser 35° C.
Lebensdauer	15 Jahre	15 Jahre	20 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre	15 Jahre
Wirkungsgrad, Jahresnutzungsgrad, solarer DG	$\eta = 95\%$ des Heizwerts ⁴⁾	JAZ 3.2 ⁵⁾	SDG: 85% Q _{hww}	JAZ 4.0 ⁵⁾	$\eta = 95\%$ des Heizwerts ⁴⁾	$\eta = 90\%$	JAZ 4	JAZ 4
<u>Zusatz-System</u>	Kompakt-solarthermische Anlage für WW mit hohem Deckungsgrad; Warmwassernachheizung ausserhalb Heizperiode mit Elektro-einsatz.	Sonnenkollektoren WW u. Heizungsunterstützung; Warmwassernachheizung ausserhalb Heizperiode mit Elektro-einsatz.	Pelletofen für Aufstellung im Wohnbereich mit Anbindung an Kombispeicher. (siehe z.B. www.calimax.com)	Solarstrom für Q _E	Sonnenkollektoren für WW-Vorwärmung	Sonnenkollektoren für WW-Vorwärmung	Sonnenkollektoren für WW mit hohem Deckungsgrad.	Sonnenkollektoren für WW und Heizungsunterstützung mit niedrigerem Deckungsgrad.
Systemdaten	„Kompakt-Anlage“ mit 5m2 Flachkollektoren; 500 lt. Speicher und el. Nachheizung ausserhalb der Heizperiode.	14 m2 Flachkollektoren; 1200 lt. Kombispeicher.	3-10 kW Holzpelletofen mit integriertem Wärmetauscher und Pumpe.	1.7 kW PV-Anlage mit Netzeinspeisung	20 m2 Flachkollektoren und 2 x 1000 lt. Speicher.	20 m2 Flachkollektoren und 2 x 1000 lt. Speicher.	60 m2 Flachkollektoren und 2 x 2000 lt	80 m2 Flachkollektoren und 5000 lt Kombispeicher
Lebensdauer	20 Jahre	20 Jahre	15 Jahre	30 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre	20 Jahre
Wirkungsgrad, Jahresnutzungsgrad, solarer DG	SDG: 76% Q _{ww} (13% Q _{hww})	SDG: 26% Q _{hww}	$\eta = 90\%$	800 kWh/kW _{peak}	SDG: 49% Q _{ww} (16% Q _{hww})	SDG: 49% Q _{ww} (20% Q _{hww})	SDG: 83% Q _{ww} (56% Q _{hww})	SDG: 49% Q _{hww}

Tabelle 5: Spezifikation der Systemvarianten für Heizung und Warmwasser. Als Referenzvariante wird jeweils das Basis-System in monovalenter Ausführung verwendet. Eine Ausnahme bildet Variante 3, wo als Referenz das Basis-System von Variante 4 verwendet wird. Ergänzende Hinweise zu Tabelle 5:

¹⁾ Kleinste Einheiten sind zurzeit im Leistungsbereich 10kW erhältlich. Wegen der Modularbarkeit sind diese Geräte für diesen Anwendungsfall ausreichend. Bei Anlagen mit Aufbereitung von Warmwasser sind aus Komfortgründen kleinere Leistungseinheiten evtl. auch nicht sinnvoll.

²⁾ Kleinste Einheiten sind zurzeit im Leistungsbereich 6 kW (Auslegungspunkt) erhältlich. Eine entsprechende Überdimensionierung ist aus Komfortgründen für die Warmwasser-Aufbereitung sinnvoll.

³⁾ Kleinste Einheiten sind zurzeit im Leistungsbereich 5 kW (Heizleistung im Auslegungspunkt) erhältlich. Eine entsprechende Überdimensionierung ist aus Komfortgründen für die Warmwasser-Aufbereitung sinnvoll.

⁴⁾ Gemäss Feldanalyse von kondensierenden Gas- und Ölkesseln (FAGO), Eicher + Pauli AG, 2004.

⁵⁾ Gemäss Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen (FAWA), Eicher + Pauli AG, 2003.

5.3 Methodik für die Berechnung der Wärmegestehungskosten

Die Berechnung der Wärmegestehungskosten für die verschiedenen Systemvarianten gemäss Tabelle 4 wurde entsprechend der Norm SIA 480²⁰ mit der Annuitätenmethode durchgeführt. Der Perimeter für die Kostenerfassung wurde jeweils auf die Anlage zur Wärmebereitstellung beschränkt. Es sind also z.B. keine Kosten für die Wärmeverteilung oder weitergehende bauliche Kostenkomponenten wie Raumbedarf eingerechnet. Berücksichtigt wurden:

- Investitionskosten komplett: Die Investitionskosten für Beschaffung, Planung und Installation
- Unterhalt und Nebenkosten (Kaminfeger, Ersatzteile, Serviceabonnement, Hilfsenergien)
- Betriebsenergiekosten unter Berücksichtigung des energetischen Umwandlungsfaktors (Jahreswirkungsgrad, Jahresarbeitszahl).

Die Investitionskosten wurden auf aktuelle Untersuchungen oder eigenen Erhebungen abgestützt und gegebenenfalls auf die Preisbasis für das Jahr 2000 bereinigt. Für die diversen Kollektorsysteme wurden von Ernst Schweizer AG detaillierte Preiskalkulationen durchgeführt. Die Investitionen für Wärmepumpenanlagen sind auf die Ergebnisse des Technologiemonitoring (Eicher+Pauli 2003) und die Kostenangaben in Gantner U., M. Jakob, S. Hirschberg 2001 sowie Richtofferten für die Wasser-Sole-Anlagen abgestützt. Für die Holzfeuerungen wurden Richtangaben der TIBA AG und die Angaben in Ambio 2001 verwendet. Die Investitionskosten für fossil betriebene Feuerungen stützen sich auf Ambio 2001 und projektbezogene Erfahrungswerte des Büros Keller-Burnier. Bei den bivalenten Solarvarianten wurden über grobe Annahmen für die konventionellen Anlagenteile (fossile Feuerung, Holzfeuerungen, Wärmepumpen) Minderkosten durch kleinere Dimensionierung berücksichtigt. Bei der Kalkulation der solaren Anlagenteile wurden beim Speicher nur die Mehrkosten gegenüber der Referenzvariante eingerechnet.

Mangels Angaben zu Best-Practice-Werten werden die Unterhalts- und Nebenkosten technologiespezifisch als Prozentsatz der Investitionskosten angenommen. Die in Tabelle 6 zusammengestellten Werte entsprechen branchenüblichen Standardwerten. Obwohl die SIA 380/1:1988 von zum Teil noch höheren Werten ausging, sind wir der Meinung, dass die Werte in Tabelle 6 eher konservative Resultate liefern. In Einzelfällen dürften die effektiven Unterhalts- und Nebenkosten auch deutlich gegen oben oder unten abweichen, z.B. in Abhängigkeit der Anlagengrösse.

Technologie	Unterhalts- und Nebenkosten [% der Investitionen]	Nutzungsdauer [Jahre]
Fossile Feuerung	3%	15
Wärmepumpe	1.5%	15
Holzfeuerungen	3%	15
Solarthermie	2%	20
Photovoltaik	2%	30

Tabelle 6: Technologiespezifische Kennwerte für die Kostenrechnung.

Entsprechend den Empfehlungen in der SIA 480 wurde mit einem realen Zinssatz von 3.5% gerechnet.

²⁰ SIA 480: Wirtschaftlichkeitsrechnung im Hochbau.

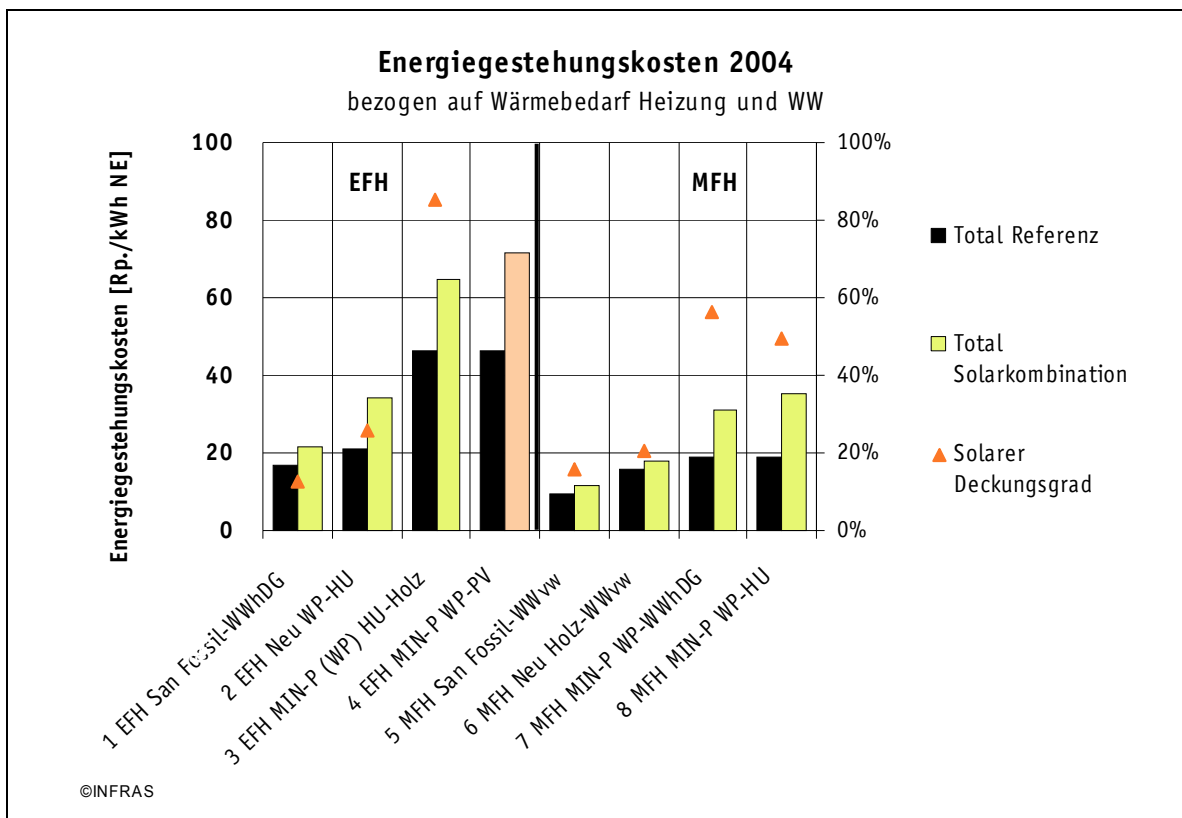
Die unterstellten Energiepreise zur Ermittlung der Betriebsenergiekosten sind im Kapitel 6.3, Tabelle 9 auf Seite 68 dokumentiert. Zu den Energiepreisen ist anzumerken, dass wir keine Zuschläge für externe Kosten berücksichtigt haben. Der Einfluss von externen Kosten lässt sich jedoch im Rahmen der weiter unten dargestellten Energiepreisszenarien abbilden. Auch ist darauf hinzuweisen, dass die volkswirtschaftlichen Kosten der konventionellen Energieträger wegen verdeckten Subventionen, z.B. bei AKW-Strom, deutlich höher liegen können als die von uns verwendeten effektiven Marktpreise (vgl. z.B. EVA 2004, solaragency 2003). Weiter wird auch darauf verzichtet, die externen Kosten des Photovoltaikstroms für die notwendige saisonale Speicherung des PV-Stroms im öffentlichen Stromnetz direkt mit einzubeziehen. Diese Kosten für Ausgleichs- und Regelenenergie sowie Speicherung sind nicht genau bekannt. Aufgrund von Resultaten aus Studien zur Windenergie kann grob geschätzt werden, dass die entsprechenden Kosten für Photovoltaikstrom in Wärmeanwendungen im Bereich von rund 10 bis 15 Rp. pro kWh_{el} liegen dürften. Bei der Interpretation der Resultate wird jeweils darauf eingegangen, inwieweit eine entsprechende Kostenerhöhung die Interpretation der Resultate beeinflussen würde.

Für jede der 8 Systemvarianten wurde ein Berechnungsblatt in Form eines Factsheets erstellt, welche alle variantenspezifischen Parameter und Annahmen für die Kostenrechnung enthält. Die Factsheets für alle Systemvarianten finden sich im Anhang 5.

6 Kostenentwicklung bis 2030

6.1 Kostenstand 2004

Figur 8 zeigt die spezifischen Energiegestehungskosten, bezogen auf den gesamten Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser des entsprechenden Gebäudes, wie sie sich bei heutigem Kostenniveau ergeben. Die Systemgrenze für die Kostenermittlung umfasst den gesamten Energieerzeuger. Zusatznutzen (vgl. Kapitel 1), allfällige Subventionen für Solaranlagen oder allgemeine Zusatzkosten der Niedrigenergiebauweise bei der Gebäudehülle und Haustechnik sind nicht berücksichtigt. Bei der Interpretation ist zu ferner berücksichtigen, dass den einzelnen Varianten unterschiedliche Gebäudearten und -ausführungen und damit unterschiedliche Energiebedarfswerte unterliegen.

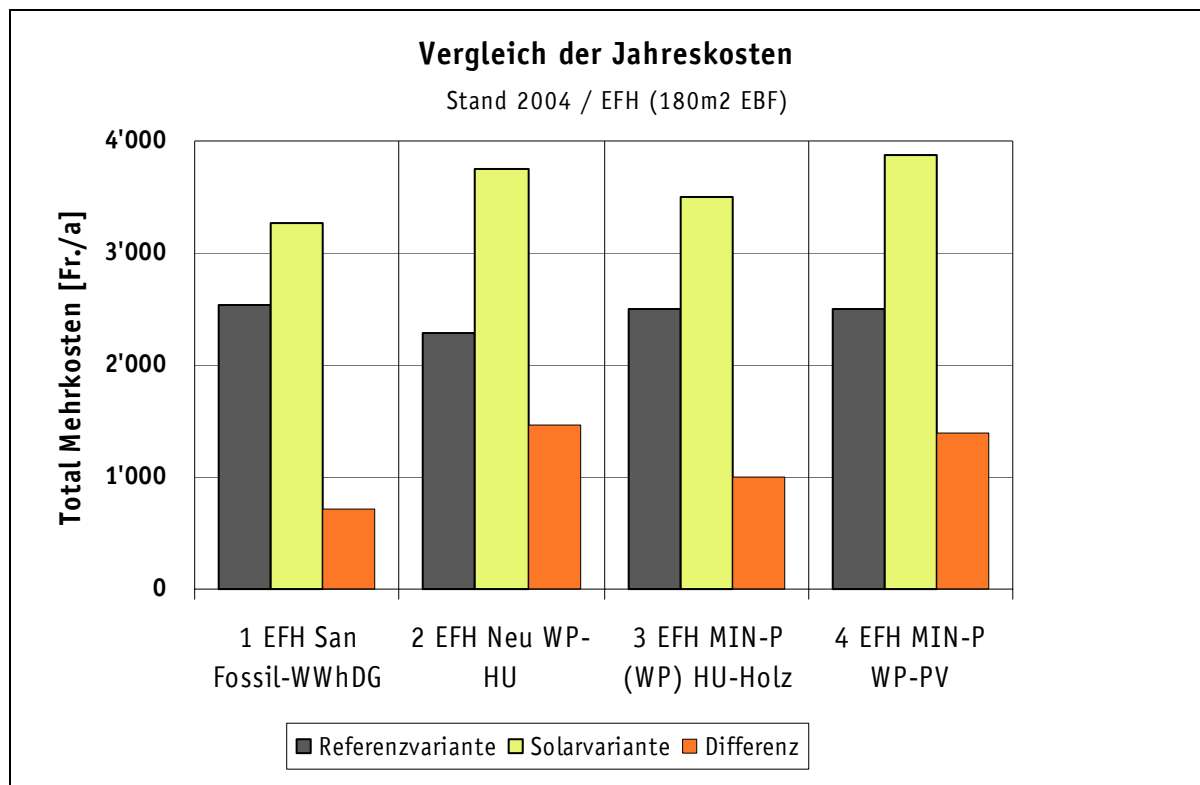


Figur 8: Heutige Energiegestehungskosten pro kWh Nutzenergie für die 8 Systemvarianten. Jeweils für monovalente Referenzanlage und in Kombination mit Solarenergienutzung. Der solare Deckungsgrad ist bezogen auf den gesamten Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser. Hinweise zur Kategorienbeschriftung siehe Fussnote²¹. Der rote Balken kennzeichnet die PV-Variante.

²¹ Lesehilfe zur Codierung der verschiedenen Varianten: Die Zahl gibt die Nummer der Systemvariante an. Dann folgt die Gebäudenutzung (EFH = Einfamilienhaus, MFH = Mehrfamilienhaus) und die Angabe, ob es sich um einen Minergie-Neubau, eine Minergie-Sanierung oder ein Minergie-P Gebäude handelt (Neu = Minergie-Neubau, San = Minergie-Sanierung, MIN-P = Minergie-P Neubau oder Sanierung). Das letzte Element im Code bezeichnet vor dem Bindestrich das Hauptheizungssystem, welches ausser bei Variante 3 gleichzeitig in monovalenter Ausführung die Referenzanlage darstellt (Fossil = Öl- oder Gas, WP = Wärmepumpe, Holz = Holzfeuerung). Bei Variante 3 ist die Referenzanlage in Klammern aufgeführt. Am Schluss des Codes findet sich die Angabe zum solaren Ergänzungssystem (WWhDG = Solarkollektoren für Brauchwarmwasser mit hohem Deckungsgrad, WWvw = Solarkollektoren für Warmwasser-Vorwärmung, HU = Solarkollektoren für Warmwasser und Heizungsunterstützung, PV = Photovoltaik).

Die Figur zeigt Folgendes deutlich:

- Die Referenzvarianten in monovalenter Ausführung sind beim heutigen Kostenniveau in allen Fällen günstiger als die bivalenten Systeme mit aktiver Solarenergienutzung. Am geringsten sind die relativen Differenzen zwischen der Referenz und der Solarkombination bei Variante 5 und 6 mit solarer Warmwasser-Vorwärmung in MFH und Variante 1 mit Brauchwarmwasser im EFH. Hier ist aber zu berücksichtigen, dass bei diesen Varianten auch der solare Deckungsgrad mit rund 15 - 20% des Endenergiebedarfs für Raumwärme und Warmwasser tief liegt.
- Je höher der solare Deckungsgrad liegt, desto höher sind tendenziell auch die relativen Mehrkosten zur Referenzvariante.
- Bei sinkendem Energiebedarf der Gebäude sinken die absoluten Kosten für die Energiebereitstellung, die spezifischen Gesteungskosten steigen jedoch deutlich an. Deshalb ist ein Vergleich der Varianten über die spezifischen Kosten pro Energieeinheit nicht sinnvoll, sondern nur über die absoluten Kosten pro Gebäude oder Wohneinheit. Dies wird auch der bestimmende Parameter sein, den ein Investor bei der Investitionsentscheidung interessiert.



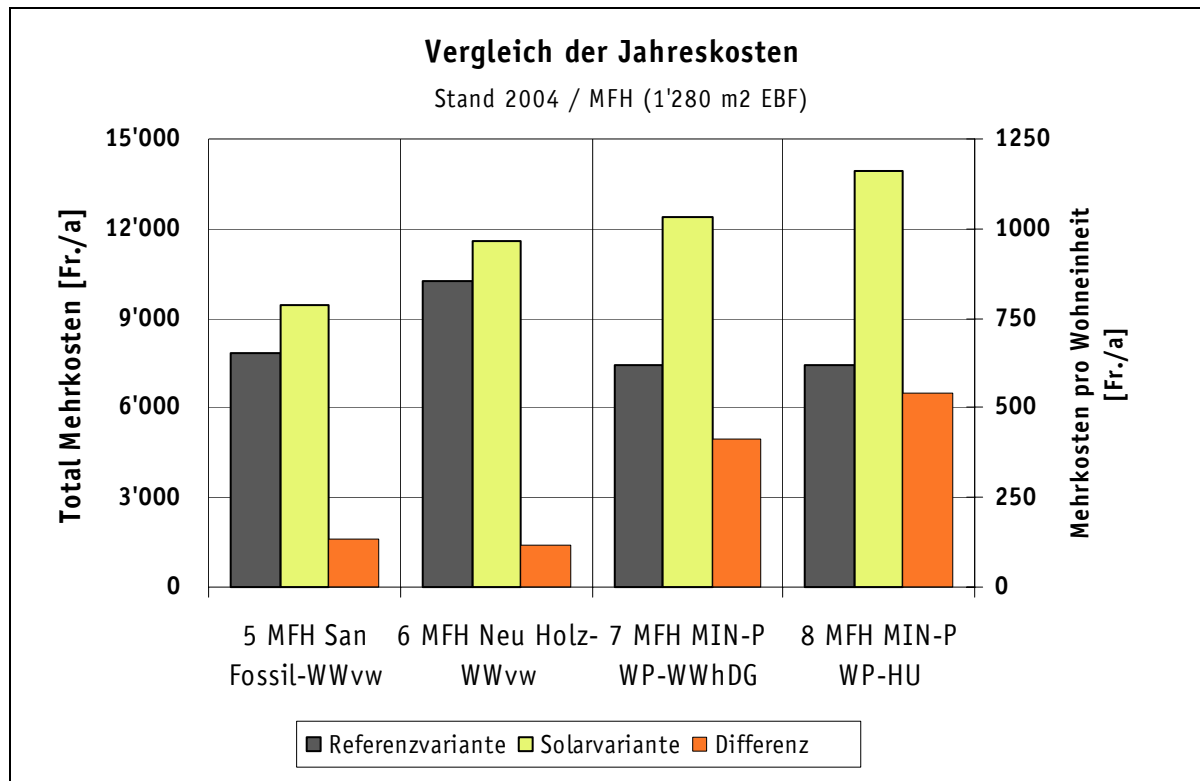
Figur 9: Vergleich der Jahreskosten für die Einfamilienhaus-Systemvarianten. Kostenstand 2004.

Figur 9 stellt die absoluten Jahreskosten der EFH-Varianten dar. Bei der Interpretation der Grafik ist zu beachten, dass den Varianten unterschiedliche Technologien unterliegen. Deshalb sind z.B. die Kosten der Referenz in Variante 2 (Minergie Neubau mit Luft/Wasser-Wärmepumpe) tiefer als bei der Referenz in Variante 3 (Minergie-P mit Sole/Wasser-Wärmepumpe mit gegenüber Variante 2 entsprechend höheren spezifischen Investitionskosten), obwohl der Energiebedarf bei Variante 2 höher liegt. Zudem sind die solaren Erträge für die Varianten unterschiedlich.

Die höchsten Mehrkosten von rund 1'500.– CHF/a treten bei der Variante 2 auf. Die tiefsten Kosten bei Variante 1 mit rund 700.– CHF/a. Damit liegen die jährlichen Mehrkosten bei allen Varianten auf einem relativ bescheidenen Niveau, welche durchaus durch Zusatznutzen aufgewogen werden könnten. Eine diesbezügliche Diskussion erfolgt in Kapitel 1. Interessant ist auch, dass die Mehrkosten der „Spezial“-Variante 4 mit vollständiger Deckung des Elektrizitätsbedarfs für die Wärmepumpe über

Photovoltaikstrom nur leicht höher liegen als bei Variante 3, wo im gleichen Referenzgebäude 85% des Wärmebedarfs solar gedeckt wird. Hier ist allerdings zu berücksichtigen, dass die PV-Variante davon ausgeht, dass die Energie gratis im öffentlichen Netz gespeichert werden kann. In Tat und Wahrheit entstehen dadurch externe Kosten im Netz, welche bei einer hohen Marktpenetration dieser Anwendung berücksichtigt werden müssten. Unter der Annahme, dass Kosten von 15Rp./kWh_{el} für Speicherung und Regenergie zu internalisieren sind, würden sich die Jahreskosten der Photovoltaik-Variante um rund 130.– CHF/a erhöhen, was das Bild nur leicht verändert.

Details zu den einzelnen Kostenanteilen für Investition, Betrieb und Unterhalt können der Figur 13, S. 70 entnommen werden.



Figur 10: Vergleich der Jahreskosten für die Mehrfamilienhaus-Systemvarianten. Kostenstand 2004.

Beim Mehrfamilienhaus sind die Mehrkosten deutlich stärker abhängig von der Solarnutzung als beim EFH (Figur 10). Details zu den einzelnen Kostenanteilen für Investition, Betrieb und Unterhalt sind in Figur 14, S. 71 zu finden. Bei den Varianten 5 und 6, bei denen lediglich das Warmwasser vorgewärmt wird, entstehen Mehrkosten von rund 1'400.– bis 1'600.– CHF/a. Pro Wohneinheit entspricht dies ca. 125.– CHF/a. Die Mehrkosten sind damit äusserst bescheiden. Bei Variante 8 fallen mit etwas mehr als 6'000.– CHF/a oder 500.– CHF pro Jahr und Wohneinheit die höchsten Mehrkosten an. In Fällen wo die Mehrkosten auf die Mieterschaft überwältigt werden können, erhöhen sich die Mietzinse pro Wohneinheit lediglich um 10.– CHF (Variante 6) bis 40.– CHF pro Monat (Variante 8). Die Kosten pro Wohneinheit liegen damit in einem Bereich, welche für den Investor vermietungstechnisch unproblematisch bis attraktiv sein dürften, wenn Zusatznutzen der Solaranlage – z.B. infolge besserer Vermietbarkeit –berücksichtigt werden. Auch aus Sicht der Mieterschaft dürfte eine solche Belastung unerheblich sein, wenn berücksichtigt wird, dass sich diese Werte auf grosszügige Wohneinheiten mit hohem Nutzungskomfort beziehen. Wird das gleiche Gebäude mit kleineren und damit mehr Wohneinheiten angenommen, so reduzieren sich die Kosten nochmals entsprechend. Im Vergleich dazu betragen die Mehrkosten für die energieeffiziente Gebäudehülle und Lüftungsanlage bei Minergie- und Minergie-P Bauweise im Beispiel des von uns untersuchten Mehrfamilienhauses grob geschätzt rund 10'000.– CHF/a (Minergie-Neubau) bis 30'000.– CHF/a (Minergie-P).

Die Bedeutung der Mehrkosten für den Investor im Sanierungsfall, wo evtl. nicht alle Kosten auf die Mieterschaft überwältzt werden können, kann aus dem Einfluss auf die Bruttorendite abgeschätzt werden. In dem in dieser Studie verwendeten Mehrfamilienhaus dürfte die Bruttorendite in der ungünstigsten Variante 8 um lediglich rund 0.1 % sinken²². Bei Variante 5 und 6 wird sie lediglich um ca. 0.03% reduziert. In beiden Fällen dürften die Kosten für den Investor irrelevant sein, wenn sich vermietungstechnische Zusatznutzen abzeichnen. Daraus kann gefolgert werden, dass die Mehrkosten von typischen Solaranwendungen in Niedrigenergiebauten vor allem bei Mehrfamilienhäusern bereits heute unkritisch sein dürften, auch wenn die zur Verfügung stehenden Gebäudeflächen zu einem hohen Anteil genutzt und damit hohe solare Deckungsgrade angestrebt werden. Als weiterer Vergleichswert können die Mehrkosten eines typischen Minergie-Neubaus verwendet werden. Bei einem gut ausgeführten Bau sollten diese bei weniger als 3% liegen. Bei Minergie-P dürften es weniger als 10% sein. Für das von uns betrachtete Mehrfamilienhaus würde dies etwa 10'000.– CHF pro Jahr resp. 30'000.– CHF pro Jahr im Fall von Minergie-P bedeuten. Demgegenüber stehen Mehrkosten der Solaranlage von 1'400.– bis 6'000.– CHF pro Jahr, je nach solarem Deckungsgrad.

6.2 Lernkurven und Kostendegression bis 2030

Im Folgenden wird untersucht wie sich die Kosten der Solarnutzung in Niedrigenergiebauten zukünftig bis 2030 weiter entwickeln werden. Wir stützen dabei methodisch auf Lernkurven ab, welche aus eigenen Untersuchungen im Rahmen dieses Projekts und weiteren in der Literatur dokumentierten Studien stammen. Nachfolgend findet sich eine kurze Einführung in die Theorie der Lernkurven.

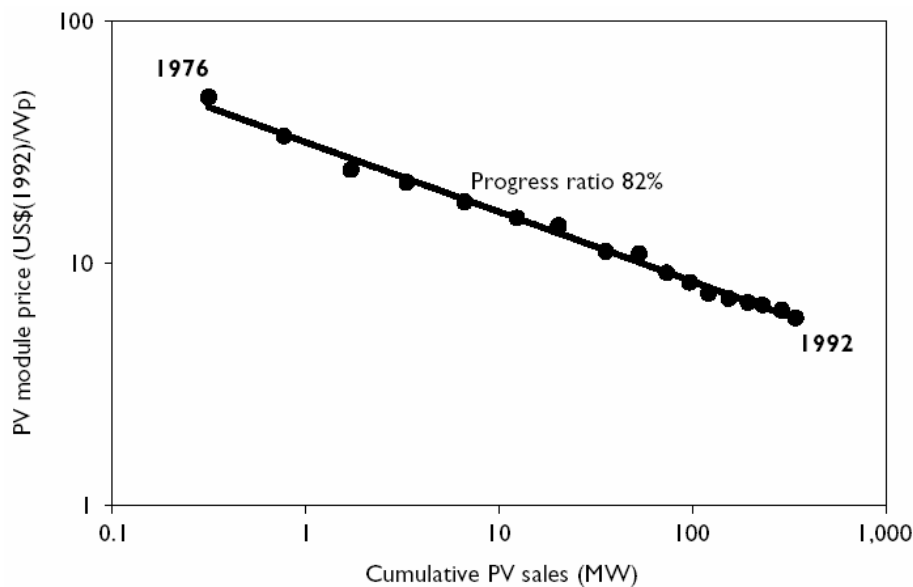
Übersicht Lernkurvenkonzept

Bei vielen Produkten und Dienstleistungen lässt sich empirisch nachweisen, dass die Stückkosten mit steigender Erfahrung sinken. Dieser Zusammenhang lässt sich gut anhand von Lernkurven zeigen. Lernkurven beschreiben die Kostensenkung für die Produktion eines Produktes in Abhängigkeit von der gefertigten Stückzahl. Charakterisiert wird die Lernkurve durch die Fortschrittsrate PR (engl. progress ratio). Die folgende Gleichung zeigt den Zusammenhang zwischen Fortschrittsrate PR und Erfahrungsparameter E sowie zwischen Fortschrittsrate PR und Lernrate LR:

$$PR = 2^{-E} \text{ und } LR = 1 - PR$$

Die Fortschrittsrate PR gibt an, auf welches relative Niveau die Kosten einer Einheit bei Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge fallen. Die LR zeigt die entsprechende Kostenreduktion bei Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge an. Eine PR von 82% bzw. eine Lernrate von 18% bedeutet, dass die Kosten der jeweils zuletzt produzierten Einheit mit jeder Verdoppelung der kumulierten Produktion auf 82% des jeweils vorherigen Wertes bzw. um 18% sinken. Die folgende Abbildung zeigt die Erfahrungskurve von PV-Modulen in der Zeitperiode von 1976–1992.

²² Annahme: Bei 1280m² EBF und Mietzinseinnahmen von 200.– bis 300.– CHF/m² (z.B. typisch für Stadt Zürich) ergeben sich Mieteinnahmen von rund 0.32 Mio. CHF/a. Setzt man eine typische Bruttorendite von 6.4% voraus, so beträgt der Gebäudewert 5 Mio. CHF. Mehrkosten von 6'000.– CHF/a würden die Bruttorendite für dieses Objekt von 6.40 auf 6.28% senken. Bei Mehrkosten von 1'500.– CHF/a sinkt die Bruttorendite auf 6.37%.



Figur 11: Illustration der Erfahrungskurve am Beispiel für PV-Module 1976-1992. (IEA:2000:11)

Empirische Untersuchungen haben gezeigt, dass sich Kostensenkungen auf verschiedene Faktoren zurückführen lassen (Poponi 2003:332):

- Änderungen in der Produktion aufgrund von Prozessinnovationen, Grössenvorteilen (Stückzahl-Kostendegression, Anlagengrössen-Kostendegression) und Lerneffekten.
- Produktänderungen aufgrund von Innovationen, Verbesserungen des Designs, Rationalisierungsfortschritten oder Standardisierungen.
- Veränderungen der Inputpreise.

Weitere Ausführungen zum Lernkurvenkonzept sowie ausführliche Literaturhinweise finden sich im Anhang 2.

Lernraten und zukünftige Kostendegression

Wie im Anhang 2 ausführlich dokumentiert ist, findet sich zahlreiche Literatur zu Lernkurven. Allerdings beziehen sich diese vorwiegend auf Photovoltaik und im Rahmen dieser Studie nicht direkt interessierende Technologien, wie z.B. Windenergienutzung. Zudem beschränken sich die Untersuchungen für Solaranlagen meist auf die Basistechnologien (z.B. PV-Module oder Solarkollektoren). Zum Teil finden sich auch noch Werte für Gesamtanlagen. Zu den Lernraten bei den Implementationskosten (Balance of System-Komponenten, Planung, Montage etc.) finden sich in der Literatur jedoch keinerlei Hinweise. Auch die im Rahmen unserer Studie erhobenen Daten lassen bezüglich der Implementationskosten keine direkte Aussage zu (vgl. auch entsprechende Hinweise in Kapitel 3.3).

Die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Annahmen für die Lernraten von Solarkollektor- und Photovoltaikanlagen leiten sich aus den in Kapitel 3.3 dargestellten eigenen Untersuchungen und den in der internationalen Literatur aufgeführten Werte ab. Bei der Photovoltaik handelt es sich bei den Modulen und Wechselrichtern um einen stark internationalisierten Markt. Die Preise dieser Komponenten im Schweizer Markt werden sich deshalb weitgehend an der Weltmarktentwicklung orientieren, unabhängig davon, welches Marktvolumen in der Schweiz zukünftig realisiert wird. Auch für die restlichen Kostenkomponenten wie Balance of System und z.T. sogar Installation wird ein starker internationaler Einfluss spürbar sein, z.B. durch Grossanlagen. Die Kostendegression für PV-Anlagen bis 2030 übernehmen wir deshalb direkt aus der aktuellen Studie des BMU (BMU 2004: 24). Gemäss den dort getroffenen Annahmen werden die Gestehungskosten für Photovoltaikstrom bis 2030 gegenüber 2000 um rund 75% sinken. Bei einer typischen Progress Ratio für Photovoltaik von 0.8, bedeute-

tet das eine Ausweitung der kumulierten Produktionsmenge im Weltmarkt gegenüber 2000 um einen Faktor 85. Dies würde erreicht, wenn ausgehend von der im Jahr 2000 installierten Leistung und jährlichen Verkaufsmenge bis 2030 ein konstantes Marktwachstum von rund 15% pro Jahr erzielt wird. Dies ist deutlich weniger als das durchschnittlich Wachstum seit 1976 von 24%/a (Poconi 2003: 2) und liegt auch unter den Weltmarktpagnosen, die für 2030 rund 244GW installierte Leistung vorsehen (BMU 2004: 21), gegenüber 1.3GW in 2000. Da davon auszugehen ist, dass zwar ein grosser Teil aber nicht die gesamten Anlagenkosten von der internationalen Kostenentwicklung abhängen und der Schweizer Markt unterdurchschnittlich wächst, gehen wir als konservative Annahme für die weiteren Überlegungen bei der Photovoltaik von einer Degression der Kosten um 70% auf 30% der heutigen Werte aus.

Auch bei den Solarkollektoren hat sich der Markt in der Vergangenheit stark internationalisiert und heute steht die schweizerische Kollektorindustrie in einem stark internationalisierten Marktumfeld²³. Dieser Trend wird sich weiter verstärken. Insbesondere sind die Märkte von Deutschland und Österreich von grosser Bedeutung für die schweizerische Industrie. Geht man von der Marktentwicklung für verglaste Solarkollektoren seit 1990 aus, so ist der Schweizer Markt in der Vergangenheit um rund 7% pro Jahr gewachsen (SOFAS 2004). Wird diese Rate für das Marktwachstum ausgehend von der im Jahr 2000 gesamthaft und in diesem Jahr zusätzlich installierten Fläche bis ins Jahr 2030 fortgeschrieben, so ergibt sich eine Ausweitung des kumulierten Produktionsvolumens um den Faktor 11. Unter Annahme einer Progress Ratio von rund 0.85, wie es sich aus unseren Untersuchungen und den in BMU 2004 erwähnten Untersuchungen für den schweizerischen und deutschen Markt in der Vergangenheit ergeben hat, resultiert damit bis 2030 eine Degression auf rund 60% des heutigen Kostenstandes. Dies korrespondiert sehr gut mit den Ergebnissen in BMU 2004 für den deutschen Markt, wo ein Rückgang auf 54% ggü. Stand 2000 angenommen wird. Angesichts des zu erwartenden starken Einflusses der ausländischen Märkte auf die Schweiz bei den Kollektoranlagen betrachten wir die Annahme einer Kostenreduktion bis 2030 auf 60% des heutigen Niveaus als konservative Annahme.

	2000		2030	
	Gesamthaft Installiert	Zubau	Gesamthaft Installiert	Zubau
Solarkollektoranlagen [1000 m ²]	250	27	2'750	190

Tabelle 7: Annahmen für die zukünftige Entwicklung des Solarkollektormarkts in der Schweiz.

Für die Entwicklung der Referenztechnologien, d.h. die fossilen Feuerungen, Holzfeuerungen und Wärmepumpen liegen nur wenige Angaben zu Lernkurven und heutigen sowie zukünftigen kumulierten Produktionsvolumen vor. Deshalb lassen sich die Gestehungskosten nicht über reine Lernkurvenbetrachtungen ermitteln. Wir haben deshalb folgende Annahmen getroffen, welche im Rahmen des Expertenworkshops zu unserem Projekt (vgl. Anhang 3) als realistisch eingestuft wurden:

- Wärmepumpen: In Eicher+Pauli 2003 ist die Kostenentwicklung für Luft-Wasser-Wärmepumpen seit 1990 in der Schweiz dargestellt. Die Studie macht zudem eine grobe Aussage zur möglichen Entwicklung bis 2010. Auf dieser Basis und in Anbetracht der vermuteten Abflachung der Kostendegression gehen wir für die Wärmepumpen von Investitions- und Unterhaltskosten aus, welche 2030 um 30% tiefer liegen als die heutigen Werte.
- Fossile Feuerungen: Es liegen keine verwertbaren Marktpagnosen vor. Die kumulierte Produktionserfahrung wird bis 2030 nicht um mehr als den Faktor 2 steigen. Da ein hoher Kostenanteil auf Basistechnologien entfällt (z.B. Gusskessel) und damit tiefe Lernfaktoren zu erwarten sind sowie Emissionsvorschriften weitere Verteuerungen bewirken könnten, gehen wir nur von einer minimalen Kostenreduktion bis 2030 auf 95% des heutigen Niveaus aus, auch wenn die zu erwartenden Effizienzfortschritte der Anlagen berücksichtigt werden.

²³ Im Jahr 2003 wurden z.B. rund 35% der in der Schweiz produzierten Flachkollektoren ins Ausland exportiert (SOLAR 2004: 16). Im Jahr 2000 waren es noch lediglich 12%.

- Holzfeuerungen: Auch hier sind uns keine verwertbaren Daten für den Schweizer Markt bekannt. Deshalb stützen wir hier auf Schätzungen ab, welche im Rahmen des Expertenworkshops erarbeitet wurden. Zu den Holzfeuerungen wird auch die in BMU 2004 dargestellte Entwicklung für den deutschen Markt²⁴ und die Resultate aus INFRAS 2004:78 berücksichtigt. Dies führt zur Annahme einer Kostendegression bis 2030 auf 85% des heutigen Niveaus.

Die Annahmen für die technologiespezifische Kostenentwicklung bis 2030 sind in der unten stehenden Tabelle 8 zusammengefasst.

Technologie	2004	2010	2020	2030
Solarkollektoranlagen	100%	87%	70%	60%
Photovoltaik	100%	72%	50%	30%
Wärmepumpen	100%	93%	82%	70%
Öl-/Gasfeuerungen	100%	99%	97%	95%
Holzfeuerungen	100%	97%	91%	85%

Tabelle 8: Entwicklung der technologiespezifischen Kostenfaktoren (Investition & Unterhalt, ohne Betriebskosten).

6.3 Szenarien für die Energiepreisentwicklung

Die zukünftigen Energiegestehungskosten von Öl-/Gas- und Holzfeuerungen sowie Wärmepumpenanlagen sind von der Entwicklung der Energiepreise abhängig. Entsprechende Prognosen für die Schweiz sind in mehreren Studien erarbeitet worden, z.B. B,S,S 2003, Prognos 2004 und INFRAS 2002. Die aktuellen Entwicklungen der Energiemärkte mit Erdölpreisen auf Rekordniveau zeigen die Schwierigkeit, zuverlässige Prognosen für diese Märkte zu erstellen. Für unsere Arbeit ist es weniger entscheidend, dass die Energiepreise genau vorausgesagt werden können. Von grösserer Relevanz ist das Aufzeigen der Sensitivität der Energiegestehungskosten bei den verschiedenen Systemvarianten auf die Energiepreisentwicklungen. Wir verwenden deshalb im Folgenden zwei Energiepreisszenarien, ein Szenario HOCH und ein Szenario TIEF. Das Szenario TIEF entspricht einer sehr moderaten Energiepreissteigerung bei allen Energieträgern. Das Szenario HOCH nimmt rund eine Verdoppelung der Preise für fossile Energien bis 2030 an. Auch bei der Elektrizität und beim Holz wird ein leicht stärkerer Preisanstieg vorausgesetzt als bei TIEF. Der Anstieg bleibt aber mit rund 25% beim Holz und 60% bei Elektrizität geringer als bei den fossilen Energieträgern. Der relativ hohe Preisanstieg bei Elektrizität wurde auch gewählt um die Sensitivität auf die heute bestehenden z.T. starken Unterschiede bei den Elektrizitätspreisen in verschiedenen Regionen der Schweiz abschätzen zu können²⁵.

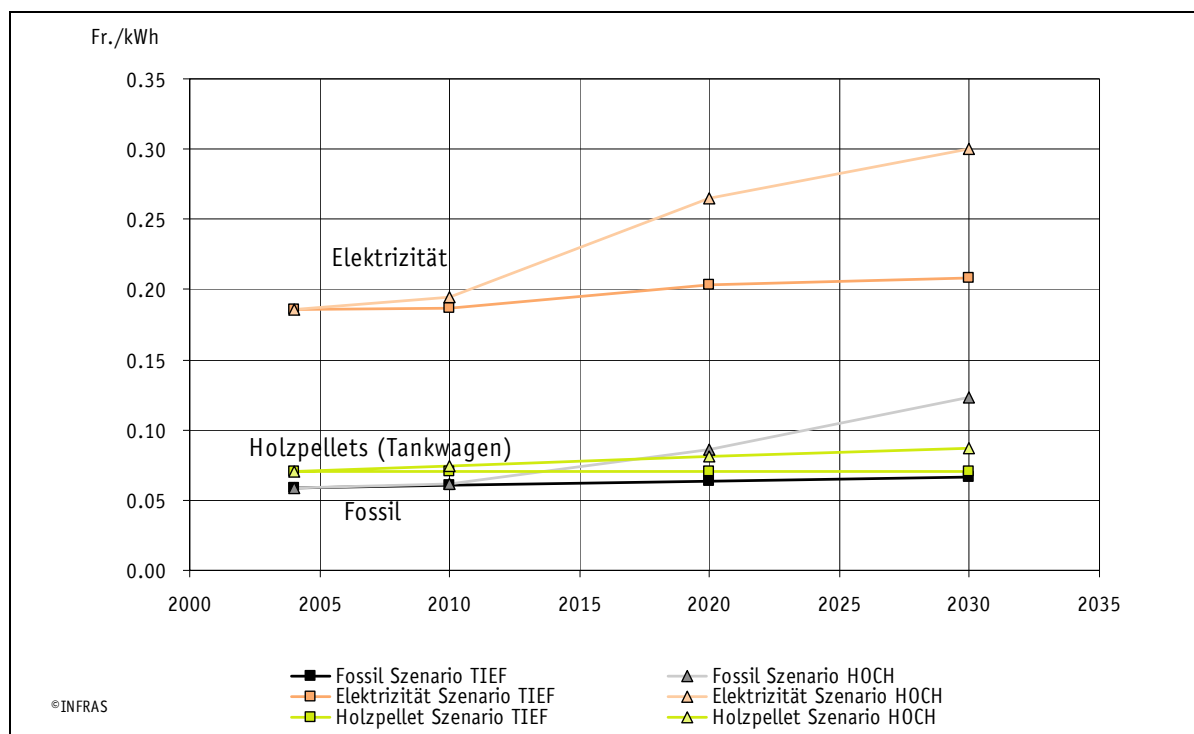
Mit diesen zwei Szenarien stecken wir den plausiblen Bereich der möglichen zukünftigen Entwicklung ab. Mögliche Umweltabgaben auf fossile Energieträger oder externen Kosten der Energieträger werden auch in diesen Szenarien abgedeckt. Die Annahmen wurden soweit möglich auf das parallel laufende Projekt INFRAS 2004 abgestützt. Für fossile Energieträger wurden deshalb die Resultate aus INFRAS 2002 für hohe und tiefe Nachfragen abgestützt. Für Elektrizität übernehmen wir die Annahmen aus Prognos 2004, welche für Wärmepumpenstrom in Haushalten typische Werte für den gesamtschweizerischen Durchschnitt darstellen dürften. Für die Holzenergiepreise gehen wir für das Szenario TIEF von gleich bleibenden Preisen und für HOCH von einer Preissteigerung von 25% ggü. heute aus. Als Ausgangswerte für die heutigen Energiepreise gehen wir von 18.6 Rp./kWh für Elektrizität und 5.9 Rp./kWh als Mittelwert für Heizöl Extraleicht und Gas in für Minergie-Bauten typischen Einkaufsmengen aus. Bei kleinen Holzpellet-Einzelöfen nehmen wir einen Sackpreis von 8 Rp./kWh an. Bei Pellet-Zentralheizungen verwenden wir einen Lieferpreis ab Tankwagen von 7 Rp./kWh (WVS 2003). In Tabelle 9 sind die Annahmen für die zwei Energiepreisszenarien TIEF und HOCH dargestellt. Figur 12 zeigt die grafische Darstellung der Szenarien.

²⁴ BMU 2004: 44, Zentralheizungen.

²⁵ Z.B. in Kantonen VD und GE wird Haushaltsstrom bereits heute mit bis zu 27Rp./kWh verrechnet, ohne dass spezielle Tarife für Wärmepumpen gewährt würden.

Energieträger	Szenario	2004	2010	2020	2030
Öl/Gas (CHF/kWh)	TIEF	0.059	0.061	0.064	0.067
	HOCH	0.059	0.062	0.086	0.123
Elektrizität (CHF/kWh)	TIEF	0.186	0.195	0.265	0.208
	HOCH	0.186	0.189	0.216	0.30
Holzpellets, Tankwagen (CHF/kWh)	TIEF	0.070	0.070	0.070	0.070
	HOCH	0.070	0.074	0.081	0.088
Holzpellets, Säcke (CHF/kWh)	TIEF	0.080	0.080	0.080	0.080
	HOCH	0.080	0.085	0.092	0.100

Tabelle 9: Energiepreisszenarien TIEF und HOCH.



Figur 12: Energiepreisszenarien TIEF und HOCH.

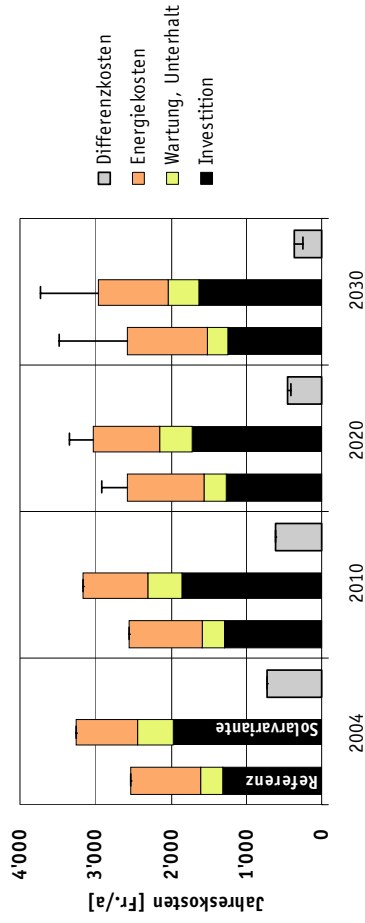
6.4 Übersicht Kostenentwicklung bis 2030

Mit den oben dargestellten Preisentwicklungen für die Anlagentechnik und den Energiepreisen kann nun die Entwicklung der Energiegestehungskosten bis 2030 für die von uns betrachteten 8 Systemvarianten nach der in Kapitel 5.3 dargestellten Methodik ermittelt werden. Die nachfolgenden Grafiken zeigen die Ergebnisse in Form von Jahreskosten für die Wärmebereitstellung. Der erste Balken stellt jeweils die Jahreskosten der Referenzvariante und der zweite Balken die Kosten der Solarvariante dar. Dabei sind auch die Anteile der Investition, Unterhalt (inkl. Hilfsenergie bei Solaranlagen) und Betriebsenergie ersichtlich. Der dritte Balken zeigt die absoluten Differenzkosten zwischen den beiden Varianten. Die Balkendarstellung entspricht dem Energiepreisszenario TIEF. Die Situation beim Energiepreisszenario HOCH wird durch zusätzliche Sensitivitätslinien dargestellt, welche zeigen, welches Kostentotal sich ergeben würde.

1- EFH Minergie / Sanierung

Referenz: Fossile Feuerung

Solarvariante: Fossile Feuerung + Solares Brauchwarmwasser (DG solar: 13%)

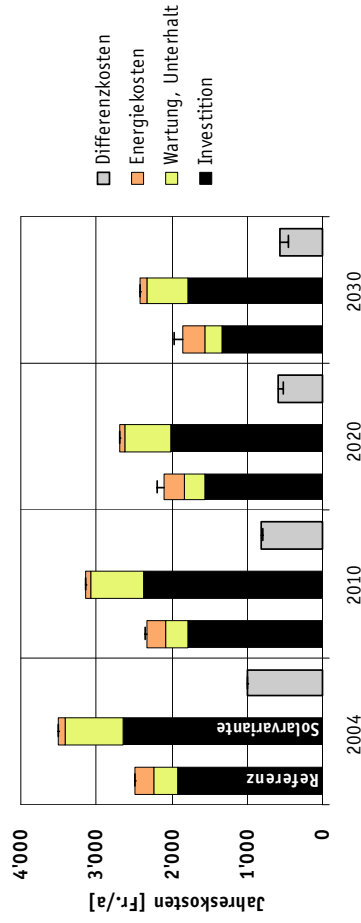


©INFRAS

3- EFH Minergie-P

Referenz: Sole-Wasser-Wärmepumpe

Solarvariante: Solare Raumheizung/NW + Pellet-Einzelofen (DG solar: 85%)

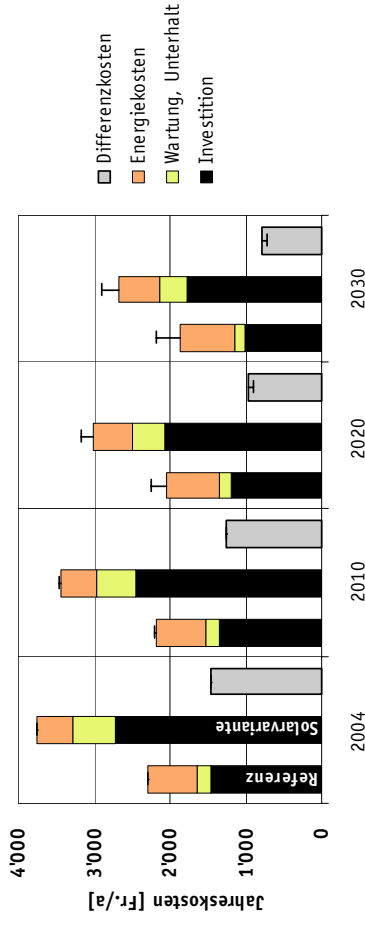


©INFRAS

2- EFH Minergie / Neubau

Referenz: Luft-Wasser-Wärmepumpe

Solarvariante: Wärmepumpe + Solare Heizungsunterstützung (DG solar: 26%)

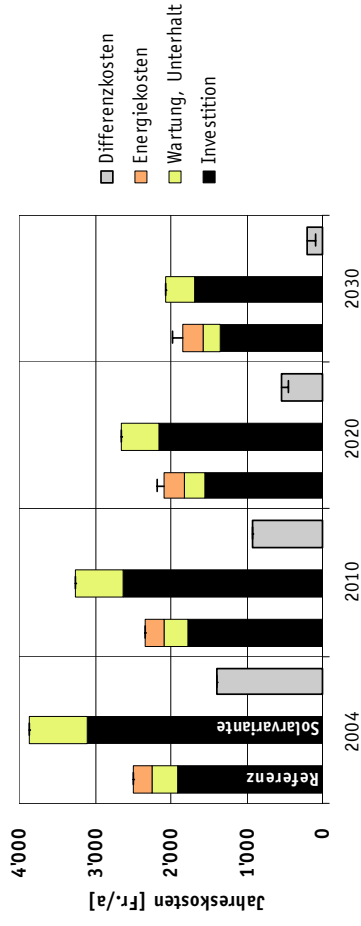


©INFRAS

4- EFH Minergie-P

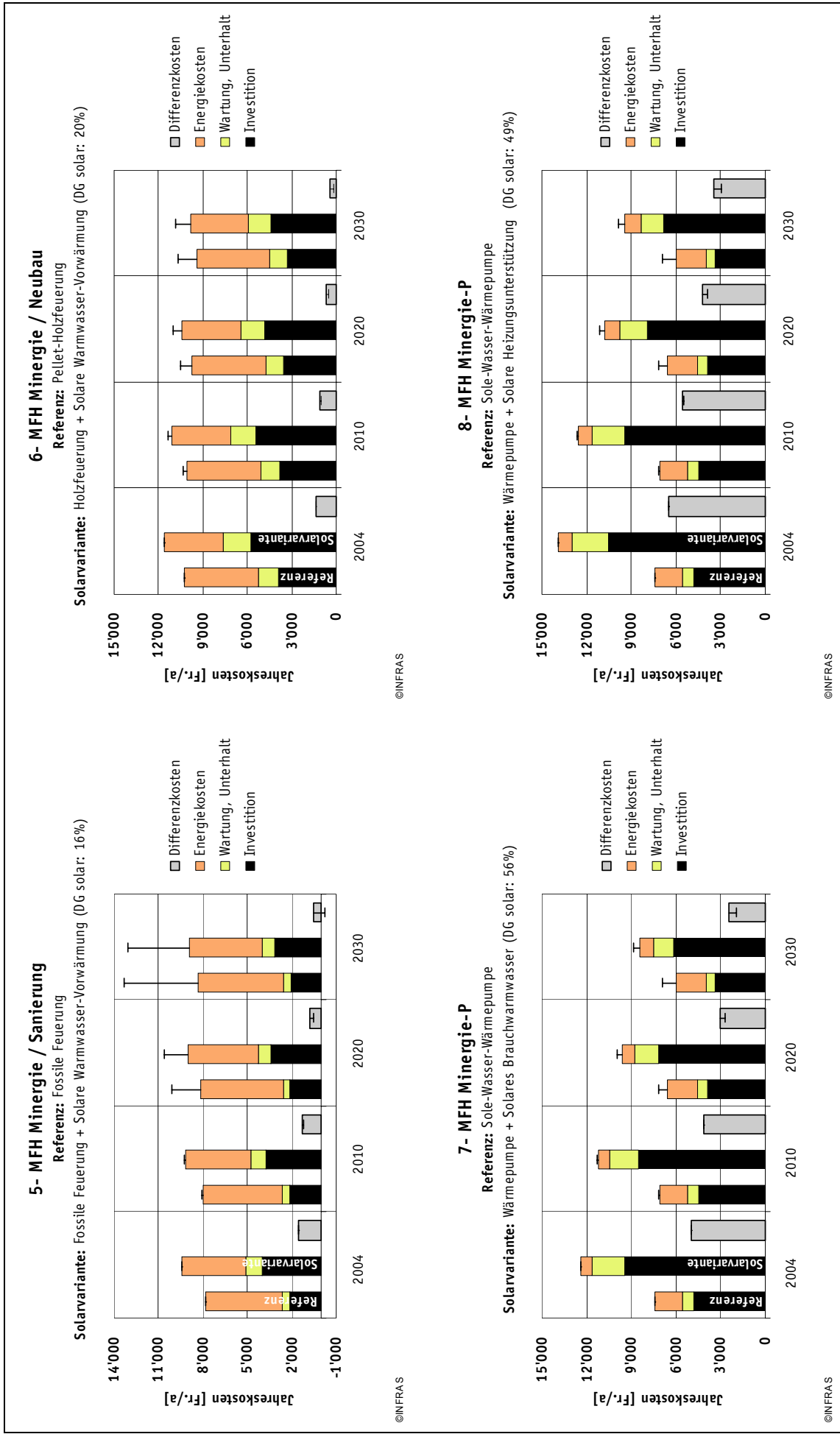
Referenz: Sole-Wasser-Wärmepumpe

Solarvariante: Wärmepumpe + Photovoltaik (DG solar=WP Strom)



©INFRAS

Figur 13: Entwicklung der Jahreskosten für die Wärmebereitstellung bei den untersuchten Systemvarianten für Einfamilienhäuser. Der angegebene solare Deckungsgrad bezieht sich auf den Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser. (Energiepreisszenario TIEF: Balken, HOCH: Sensitivitätslinien).



Figur 14: Entwicklung der Jahreskosten für die Wärmebereitstellung bei den untersuchten Systemvarianten für Mehrfamilienhäuser. Der angegebene solare Deckungsgrad bezieht sich auf den Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser. (Energiepreisszenario TIEF: Balken, HOCH: Sensitivitätslinien).

Wie mit Annahme einer signifikanten Erfahrungskurve der Solartechnologien bis 2030 zu erwarten war, sinken die Mehrkosten der Solarvarianten im Jahr 2030 gegenüber heute bei allen Varianten um mindestens 45%, z.T. sogar noch deutlich stärker. Die Ergebnisse zeigen, dass beim Energiepreisszenario TIEF keine der untersuchten Solarvarianten wirklich günstiger wird als die Referenzvariante. Beim Energiepreisszenario HOCH erreichen jedoch die Warmwasservorwärmungsanlagen (Varianten 5 und 6) den Break-even. Bei Variante 5 spart man sogar rund 250.– CHF/a gegenüber der Referenzvariante. Bei der Photovoltaik-Wärmepumpe-Kombination in Variante 4 wird der Break-even auch beinahe erreicht, falls die externen Kosten im Netz für Ausgleichsenergie und Speicherung vernachlässigt werden. Wenn Netzkosten von 15 Rp./kWh_{el} eingerechnet werden, so fallen die Jahreskosten über die ganze Zeitperiode rund 130.– CHF höher aus. Damit kommt die Variante 4 bei hohen Energiepreisen der Wirtschaftlichkeitsgrenze sehr nahe, erreicht den Break-even aber noch nicht. In jeder der untersuchten Varianten liegen die Mehrkosten jedoch auf einem tiefen Niveau: Bei den EFH-Varianten bei weniger als 800.– CHF/a, (Energiepreisszenario TIEF) resp. unterhalb 700.– CHF/a (Energiepreisszenario HOCH). Für die Photovoltaik/Wärmepumpevariante ergeben sich beim Minergie-P EFH ohne Berücksichtigung der externen Kosten für Speicherung Mehrkosten von rund 200.– CHF/a (TIEF) resp. 85.– CHF pro Jahr (TIEF). Mit Berücksichtigung der externen Kosten liegen die Mehrkosten bei rund 330.– CHF/a (TIEF) bzw. 215.– CHF/a (HOCH). Bei den Mehrfamilienhausvarianten betragen die Mehrkosten weniger als 3'600.– CHF/a (TIEF) resp. 3'300.– CHF/a (HOCH). Stellt man für die Mehrfamilienhausvarianten die Betrachtung pro Wohneinheit an, so betragen die Mehrkosten im von uns gewählten Gebäude mit 12 Wohneinheiten maximal 300.– CHF pro Jahr oder 25.– CHF pro Monat. Für die Warmwasservorwärmung werden die Kostendifferenzen vernachlässigbar. Stellt man die Überlegung zum Einfluss der Bruttorendite anhand des Beispiels in Fussnote 22, S. 61 an, so sinkt diese bei Variante 8 um rund 0.07%, bei allen anderen Varianten noch deutlich weniger. Für den Investor dürfte dies unbedeutend sein.

Der Einfluss der zukünftigen Energiepreisentwicklung bezgl. der Mehrkosten ist in absoluten Zahlen betrachtet relativ gering. Dies hängt damit zusammen, Minergie- und Minergie-P-Bauten einerseits einen tiefen absoluten Energieverbrauch aufweisen und andererseits bei den heute typischen Solarvarianten relativ bescheidene solare Deckungsgrade resultieren und damit immer noch ein wesentlicher Bedarfsanteil über konventionelle Energien gedeckt werden muss.

Betrachtet man die einzelnen Kostenkomponenten so wird klar sichtbar, dass die insgesamt deutlich höheren Investitionskosten der Solarvarianten das entscheidende Kostenelement sind, zusammen mit dem höheren Aufwand für Wartung und Unterhalt bei den bivalenten Solarvarianten. Die Einsparung bei den Betriebsenergiekosten ist bei den meisten untersuchten Varianten deutlich weniger gewichtig als die zwei zuvor genannten Einflüsse.

6.5 Fazit zu Kosten der Solarenergienutzung

Wenn Zusatznutzen ausser Acht gelassen und ein Vergleich auf Stufe Energieerzeuger angestellt wird, resultieren beim aktuellen Stand der Technik bei allen untersuchten Systemvarianten gegenüber der Referenzsituation gewisse Mehrkosten für die Solarnutzung. Die Mehrkosten liegen aber so tief – vor allem bei Warmwasservorwärmungsanlagen in Mehrfamilienhäusern – dass sie kaum ein ernsthaftes Hindernis beim Investitionsentscheid darstellen dürften. Insbesondere nicht im Rahmen der in dieser Studie betrachteten Niedrigenergiebauten. Die direkten Mehrkosten der aktiven Solarnutzung reduzieren sich gegenüber Heute bis 2030 aufgrund der Lernkurven der Solartechnologien nochmals typischerweise um mehr als die Hälfte. Abhängig von der Preisentwicklung der konventionellen Energieträger erreichen mehrere Varianten den Break-even gegenüber den konventionellen Referenzsystemen. Die jährlichen Mehrkosten pro Wohneinheit liegen für alle Varianten bereits heute unterhalb von 1'500.– CHF/a (EFH) resp. 500.– CHF/a (MFH) und liegen 2030 nochmals bedeutend tiefer. Auch im Sanierungsfall, wo die Mehrkosten allenfalls nicht überwältigt werden können, wird sich die Bruttorendite für den Investor allerhöchstens um wenige Zehntelprozente verschlechtern. Beim Kostenstand im Jahr 2030 wird der Einfluss nur noch auf der zweiten Stelle nach dem Komma ersichtlich sein. Angesichts möglicher vermietungstechnischer Zusatznutzen sollte eine Renditeminderung in diesem Ausmass kein Investitionshindernis darstellen.

Falls in Zukunft günstige und effiziente Technologien für die saisonale Wärmespeicherung zur Verfügung stehen, so würde durch den Wegfall des konventionellen Heizsystems eine bedeutende Reduktion der Investitionskosten möglich. Dieser mögliche Technologiesprung ist in den Prognosen noch nicht berücksichtigt. In diesem Fall werden monovalente Solaranwendungen mit hohem Deckungsgrad wirtschaftlich sehr interessant.

Die Systemvariante mit Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaikanlage ist bereits bei heutigem Kostenstand eine attraktive Variante um einen hohen solaren Deckungsgrad zu erreichen. Dies unter der Voraussetzung, dass es sich um ein Gebäude mit sehr tiefem Energiebedarf handelt wie z.B. bei Minergie-P. Durch die erwartete starke Kostendegression bei den PV-Anlagen kommt diese Variante im Jahr 2030 der wirtschaftlichen Konkurrenzfähigkeit nahe. Dies gilt auch dann, wenn die externen Kosten für die Saisonspeicherung des Solarstroms berücksichtigt werden.

Der Einfluss der Energiepreise auf die Konkurrenzfähigkeit der Solarenergienutzung ist zwar ersichtlich und höhere Energiepreise führen zu einem früheren Erreichen der Wirtschaftlichkeitsgrenze. Die absoluten Auswirkungen auf die Mehrkosten sind aber im Rahmen von Niedrigenergiebauten relativ bescheiden, da bereits ein tiefes absolutes Energiebedarfsniveau vorliegt und der solare Deckungsgrad aus wirtschaftlichen Gründen nicht allzu hoch gewählt wird. Damit verbleibt weiterhin ein bedeutender Verbrauch an konventionellen Energien. Daraus kann auch geschlossen werden, dass eine allfällige Energie- oder CO₂-Abgabe zwar ein sehr effizientes Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Förderung der erneuerbaren Energien in konventionellen Bauten sein kann. Speziell für die Solarnutzung in energieeffizienten Bauten dürfte sie aber nur eine beschränkte Anreizwirkung haben.

7 Zusatznutzen und Break-Even-Analyse

Es existieren Untersuchungen zu Zusatznutzen von Minergie-Bauten (ZKB 2003, Econcept/CEPE 2004), welche aufzeigen, dass die spezifischen Zusatznutzen von Minergie-Bauten finanziell bedeutend und in einer ähnlichen Grössenordnung wie die baulichen Mehrkosten sein können. Die Zusatznutzen speziell der Solarenergie sind aber in keiner uns bekannten Studie quantitativ untersucht worden. Da keine direkten empirischen Grundlagen zu Nutzen von Solaranlagen vorhanden sind, greifen wir auf qualitative und Analogiebetrachtungen zu quantitativen Ergebnissen aus themenähnlichen Bereichen zurück. Die nachfolgende Tabelle 10 führt unterschiedliche Zusatznutzen auf und stellt eine grobe Einschätzung der jeweiligen Bedeutung bei der Systemwahl aus Sicht der Investoren dar. Im Wesentlichen sehen wir zwei unterschiedliche Kategorien von Zusatznutzen:

1. Allgemeine Zusatznutzen, die sich bei allen Solaranlagen unabhängig von der Gebäudeart ergeben. Dazu gehören z.B. der Zugang zu kantonalen Fördermitteln für Solaranlagen oder der Aspekt der Unabhängigkeit von Energiepreisteigerungen.
2. Zusatznutzen, welche sich ausschliesslich im Rahmen von energieeffizienten Bauten realisieren lassen. Ein solcher Zusatznutzen ist z.B. die Vermeidung alternativer Massnahmen an der Gebäudehülle durch Anrechenbarkeit der erneuerbaren Energien in den Minergie-Standards.²⁶

Wie die nachstehende Tabelle 10 zeigt, gibt es eine Reihe allgemeiner Zusatznutzen, welche beim Investitionsentscheid eine bedeutende Rolle spielen. Dies bestätigt sich auch darin, dass seit langem ein bedeutender Markt für Solarkollektoranlagen besteht, obwohl rein rechnerisch durch die Solaranlagen bis heute immer Mehrkosten resultieren. Dies unabhängig von der Gebäudeausführung oder der Solaranwendung. Da eine Quantifizierung dieser Nutzen aber nicht möglich ist, kann höchstens ein Vergleich mit Studien zur allgemeinen Zahlungsbereitschaft für Umweltverbesserungen angestellt werden (z.B. INFRAS/IPSO 1994, Holm-Müller K. 1991). Diese Resultate dieser Studien kommen zum Schluss, dass die durchschnittliche Zahlungsbereitschaft pro Haushalt für Umweltverbesserungen im Bereich Klima und Luftverschmutzung bei ca. 50.– bis 100.– CHF pro Monat resp. 600.– bis 1'200.– CHF pro Jahr liegt. Vergleicht man diese Grössenordnungen mit den heutigen Mehrkosten der Solarnutzung in den von uns untersuchten energieeffizienten Gebäuden von rund 700.– bis 1'500.– CHF pro Jahr bei den Einfamilienhausvarianten und 125.– bis 500.– CHF pro Jahr und Haushalt in unseren Mehrfamilienhausvarianten, so zeigt sich, dass die allgemeinen Zusatznutzen durchaus in einer ähnlichen Grössenordnung liegen wie die Mehrkosten der Solarnutzung. Mit weiteren Kostenreduktionen bis 2030 dürften die wahrgenommenen Zusatznutzen die Mehrkosten deutlich überwiegen. Eine weiter gehende Quantifizierung der Zusatznutzen ist aber wie bereits erwähnt im Rahmen dieser Studie nicht möglich.

²⁶ Der Minergie- und Minergie-P Standard berücksichtigt nur dem Gebäude von Aussen zugeführten hochwertigen Energien.

ZUSATZNUTZEN DER ENERGIESYSTEME						
	Solkollektoren für Warmwasser- Vorwärmung	Solkollektoren für Brauch- warmwasser	Solkollektoren für Warmwasser und Heizungs- unterstützung	Holzfeuerung	Wärmepumpe	Photovoltaik
Unabhängigkeit von Energiepreisteigerung und Umweltabgaben	+	+	++	++	++	o
Versorgungssicherheit , Unabhängigkeit von Verfügbarkeit leitungsge- bundener Energieträger	+	++	++	++	o	o
Positiver Umwelteffekt	++	++	++	+	++	+
Befriedigung der intrinsic- schen Motivation , Dar- stellen der persönlichen Haltung, Prestige	+++	+++	+++	++	+	+++
Finanzielle Anreize (Subventionen, Steuer- vergünstigung, etc.)	+	+	+	+	o	+
Wiederverkaufswert Gebäude	+	+	+	+	+	o
Vermeidung alternativer verlustseitiger Massnah- men, z.B. zur Erreichung des MINERGIE / MINERGIE -P Labels	+++	+++	+++	+	+++	++

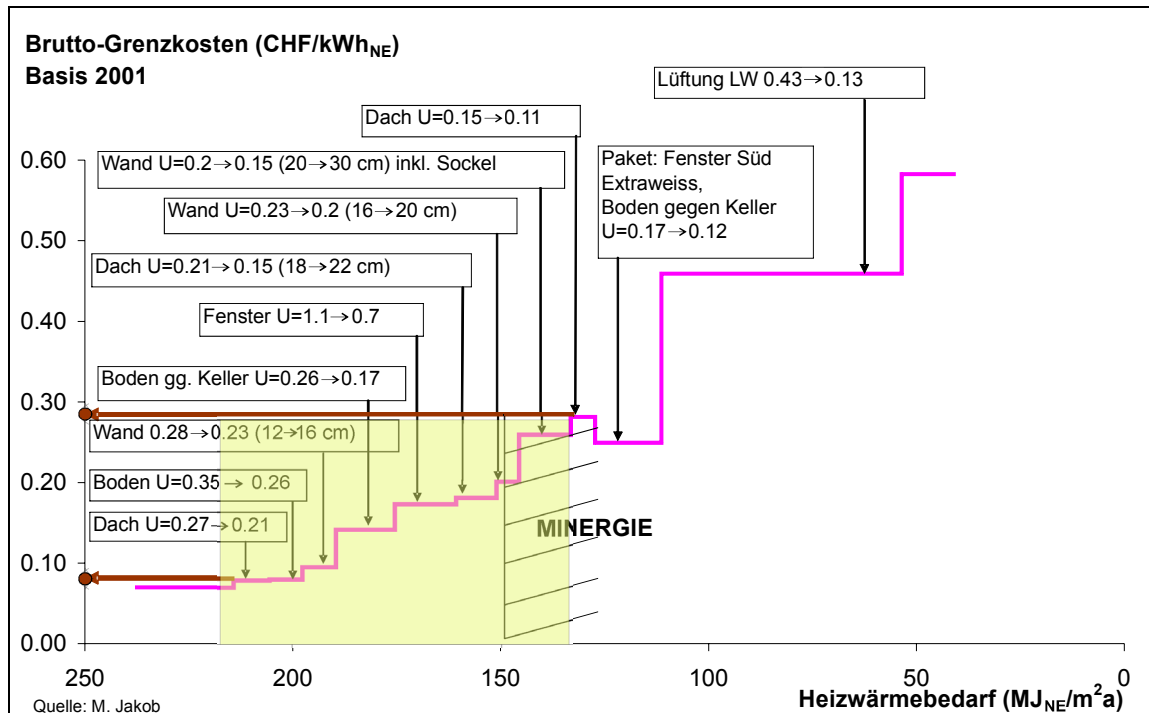
Tabelle 10: Qualitative Beurteilung der Zusatznutzen. Die Zusatznutzen werden relativ zu einer fossilen Feuerung bzw. beim Strom zum Energiebezug ab Netz dargestellt. Gelb hinterlegt sind Zusatznutzen, welche sich ausschliesslich in Minergie-Bauten realisieren lassen.

Weitere Zusatznutzen der Solarenergie fallen an, wenn sehr hohe Anforderungen an die energetische Qualität der Gebäude gestellt werden, wie dies z.B. bei Minergie- und v.a. Minergie-P-Bauten der Fall ist. Sofern vor allem der Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energien bestimmend ist, kann es wirtschaftlicher sein, anstelle von Massnahmen zur Reduktion der Gebäudeverluste zusätzlich Solarenergie zu nutzen. Sowohl MINERGIE-, MINERGIE-P und der deutsche Passivhausstandard stellen eine Primäranforderung an die Gebäudehülle in Form eines Grenzwerts für den Heizwärmebedarf Q_h . Bei MINERGIE-P und Passivhausstandard besteht zudem noch eine zweite Primäranforderung in Form eines Grenzwerts für den Heizleistungsbedarf. Der eigentliche Grenzwert ergibt sich jedoch aus einer berechneten Energiekennzahl (nachfolgend als Minergie-Kennzahl bezeichnet), welche über eine Gewichtung der verschiedenen Energieträger ermittelt wird und die damit nur den Bedarf an nicht-erneuerbaren Energieträgern berücksichtigt. Der Grenzwert für die Minergie-Kennzahl geht deutlich über die Primäranforderungen hinaus. Da bei der Berechnung nur dem Grundstück zugeführte, hochwertige Energien²⁷ berücksichtigt werden, reduziert sich beim Einsatz von Solarwärme oder Photovoltaik zur Wärmeerzeugung die Anforderung an die Ausführung der Gebäudehülle entsprechend. In anderen Worten steht die Option offen, ob man im Bereich zwischen Primäranforderung und Minergie-Grenzwert die Wärmeverluste der Gebäudehülle reduzieren oder zusätzliche erneuerbare Energien nutzen will. Bei MINERGIE-P und Passivhausstandard sind die Grenzwerte so angesetzt, dass die Nutzung erneuerbarer Energien zwingend wird, da sich ansonsten Dämmstärken ergeben, welche

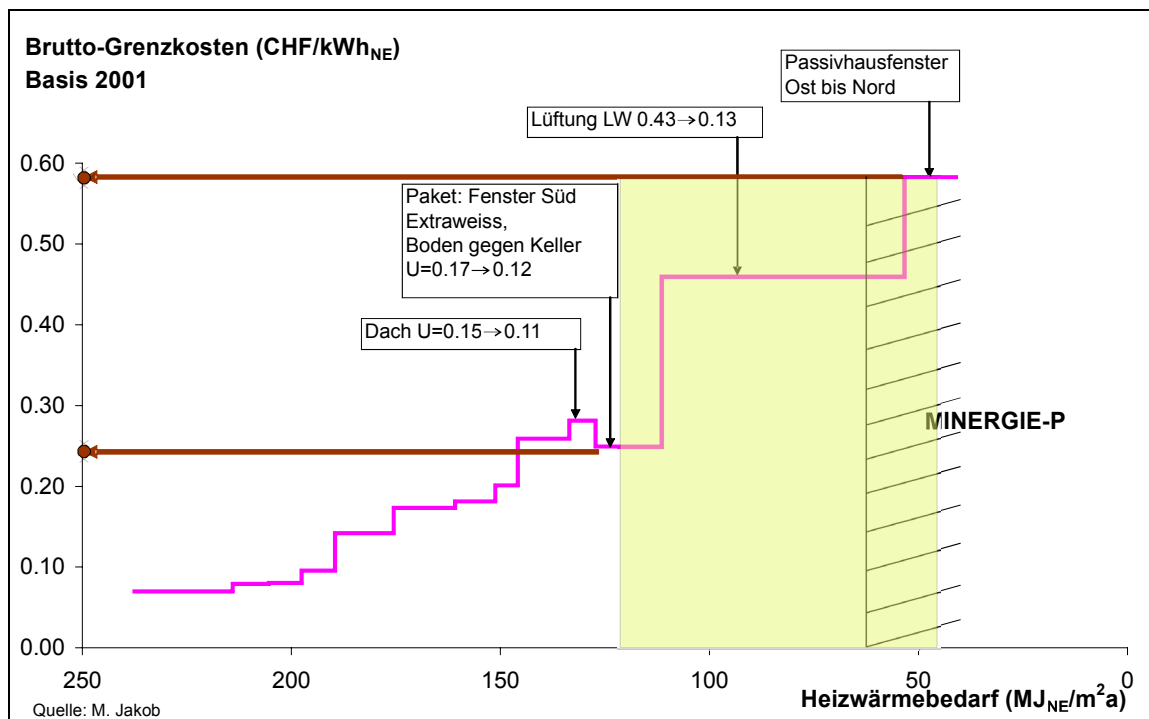
²⁷ Elektrizität mit Faktor 2.0, Fossile Energieträger mit Faktor 1.0 und Holz mit Faktor 0.7.

technisch und ökonomisch zurzeit nicht problemlos zu erreichen sind. In allen Fällen ergibt sich aber ein Bereich, wo die aktive Solarnutzung direkt als Alternative zu zusätzlichen Massnahmen an der Gebäudehülle eingesetzt werden kann.

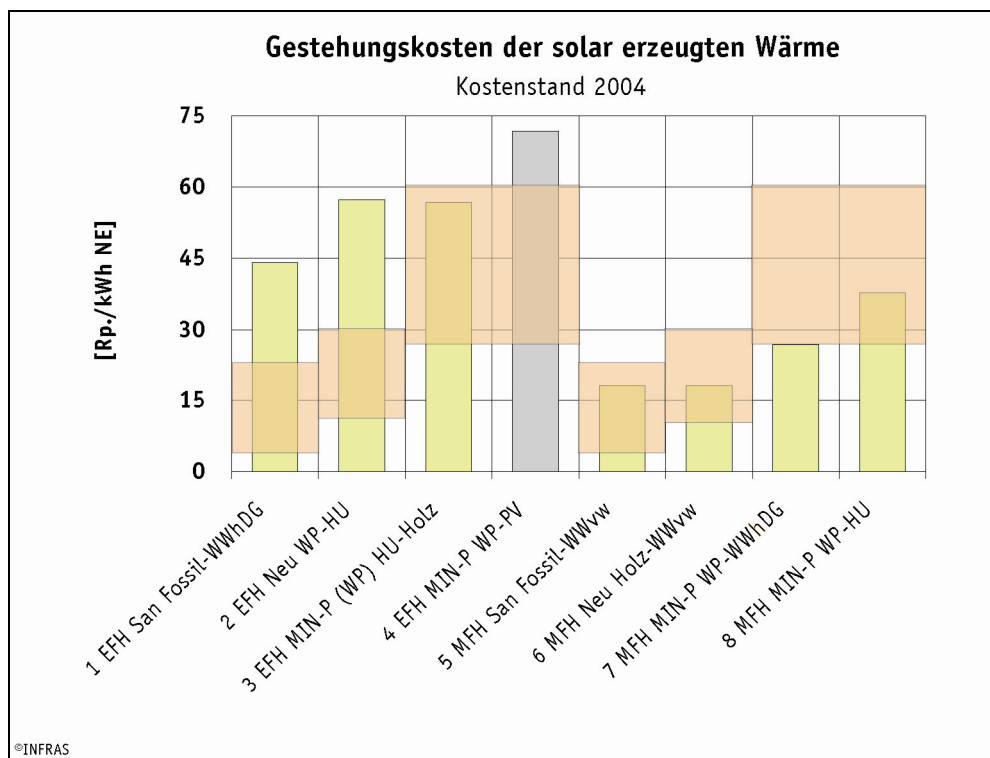
Die Energiekosten von Massnahmen an der Gebäudehülle wurden in CEPE 2002 breit untersucht. Figur 15 zeigt eine Darstellung der Kosten von verschiedenen Einsparmassnahmen bei Mehrfamilienhäusern. Ausgangspunkt ist ein Gebäude, welches die heute gültigen gesetzlichen Anforderungen erfüllt. Die Massnahmen sind nach steigenden Kosten aufgereiht. Wir haben in der Grafik als farbige Fläche indikativ den Bereich zwischen Primäranforderung und dem Minergie-Grenzwert bei Energiebedarfsdeckung über fossile Brennstoffe für ein normales Minergie-Mehrfamilienhaus eingetragen. Dies stellt den Bereich dar, wo die aktive Solarnutzung mit Gebäudemassnahmen direkt konkurrieren kann. Man sieht aus der Grafik, dass die Brutto-Grenzkosten der Gebäudemassnahmen im entsprechenden Bereich zwischen etwas unter 10 bis 30 Rappen pro kWh liegen. Die Netto-Grenzkosten mit Berücksichtigung des Werts der eingesparten Energie liegen damit bei rund 5 bis 25 Rappen. Der in Figur 15 eingetragene Grenzwert der Minergie-Bauweise entspricht einer Neubausituation. Bei Sanierungen liegt der energetische Grenzwert tiefer und der Bereich der Grenzkosten verschiebt sich entsprechend gegen unten. Genaue Angaben zu den Kosten im Sanierungsfall sind nicht verfügbar, weshalb diese im Folgenden nur grob abgeschätzt werden. Bei Minergie-P Bauten ergibt der entsprechende Bereich Netto-Grenzkosten für Gebäudemassnahmen welche oberhalb von rund 20 Rp. bis zu 55 Rp. liegen (Figur 16). Hier ist anzumerken, dass Minergie-P-Gebäude auch ohne Passivhausfenster realisiert werden können. In der Praxis ist diese Massnahme jedoch nicht untypisch, weshalb wir sie hier zur Illustration mit einbeziehen. Eine Differenzierung von Neubau und Sanierung ist hier nicht erforderlich, da für beide Fälle die gleichen Anforderungen gelten.



Figur 15: Fall Minergie: Kostenkurve von Gebäudemassnahmen (blau) bei Mehrfamilienhäusern (CEPE 2002, Annahmen INFRAS). Die horizontalen Abschnitte zeigen die absolute Einsparung durch die Einzelmassnahme. Die farbige Fläche zeigt den Bereich zwischen Primäranforderung und dem Grenzwert, in dem alternativ Gebäudemassnahmen oder erneuerbare Energien eingesetzt werden können. Die orangen Pfeile markieren die entsprechende Bandbreite der Grenzkosten. Die Angaben beziehen sich auf die Brutto-Grenzkosten ohne Berücksichtigung der eingesparten Energiekosten.



Figur 16: Fall Minergie-P: Kostenkurve von Gebäudemassnahmen (blau) bei Mehrfamilienhäusern (CEPE 2002, Annahmen INFRAS). Die horizontalen Abschnitte zeigen die absolute Einsparung durch die Einzelmassnahme. Die farbige Fläche zeigt den Bereich zwischen Primäranforderung und dem Grenzwert, in dem alternativ Gebäudemassnahmen oder erneuerbare Energien eingesetzt werden können. Die Angaben beziehen sich auf die Brutto-Grenzkosten ohne Berücksichtigung der eingesparten Energiekosten.



Figur 17: Spezifische Gestehungskosten der Solarenergie im Vergleich mit Grenzkosten für Gebäudemassnahmen zur Erreichung des entsprechenden Gebäudestandards (rote Flächen, indikative Werte). Bei Variante 4 (graue Säule) sind die gesamten Kosten für das System PV-Anlage/Wärmepumpe berücksichtigt.

Figur 17 zeigt für unsere 8 Systemvarianten die Gestehungskosten der Solarenergie beim aktuellen Kostenstand. Bei der Variante 4 sind die Gesamtkosten für das System Photovoltaikanlage/Wärmepumpe berücksichtigt, allerdings ohne die externen Kosten für die Saisonspeicherung des PV-Stroms. Werden diese z.B. auf rund 12 Rp/kWh_{el} geschätzt und mit eingerechnet, so erhöhen sich die Wärmegestehungskosten bei einer Jahresarbeitszahl von 4.0 um lediglich 3 Rp. pro kWh thermische Nutzenergie. Dies ist für die Gesamtkosten nicht bedeutend. Die roten Flächen zeigen die Grenzkosten von bedarfsseitigen Gebäudemassnahmen im Bereich zwischen Primäranforderung und Grenzwert beim entsprechenden Gebäudestandard, wie sie sich aus den Betrachtungen in Figur 15 und Figur 16 ergeben. Es zeigt sich, dass alle untersuchten Systemvarianten in Mehrfamilienhäusern am unteren Rand der Kosten von gebäudeseitigen Massnahmen liegen. Bei den Einfamilienhäusern sind vor allem die Varianten bei Minergie-P Bauten konkurrenzfähig. Zur Brauchwarmwasseranlage in Variante 1 ist zu bemerken, dass der von uns verwendete Warmwasserverbrauch nach SIA 380/1 für dieses Objekt einen eher tiefen Energiebedarf liefert. Die eingesetzte Kollektorfläche (2 Standardkollektoren) ist deshalb eigentlich für den Normbedarf überdimensioniert, lässt sich aber nicht mehr sinnvoll weiter reduzieren. Deshalb lässt sich ein Teil des Energieertrags nicht nutzen. Für ein konkretes Objekt dürfte der Verbrauch aber eher höher liegen und damit würden tiefere Kosten resultieren. Bei den Varianten mit hohem solarem Deckungsgrad ist zu berücksichtigen, dass im realen Fall wegen der Primäranforderungen allenfalls nicht der gesamte solare Energiegewinn bei der Substitution von Gebäudemassnahmen eingesetzt werden kann. Ebenso ist darauf hinzuweisen, dass auch die gebäudeseitigen Massnahmen im betroffenen Bereich der Heizwärmebedarfsminderung Zusatznutzen aufweisen können, z.B. durch Komfortaspekte. Vor allem bei Minergie-P Bauten, wo die Primäranforderungen bereits eine äusserst gute Gebäudehülle voraussetzen, dürften die Zusatznutzen für über die Primäranforderungen hinausgehende Massnahmen eher gering sein.

Für die Variante 4, bei der die Wärmepumpe mit PV-Strom betrieben wird, resultieren heute noch die höchsten Gestehungskosten. Wegen der erwarteten überdurchschnittlichen Kostendegression der Photovoltaik und den Verbesserungen bei der Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen, wird sich die Si-

tuation für diese Variante bis 2030 deutlich verbessern und leicht günstiger werden als die solarthermischen Varianten.

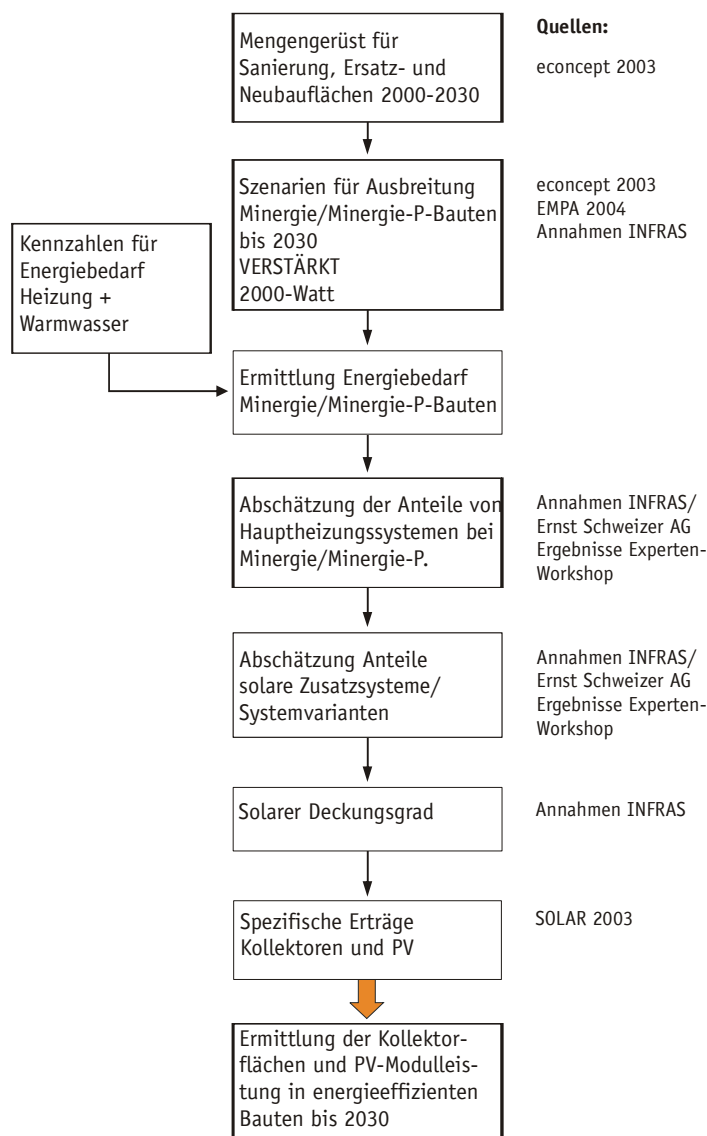
Aus den Resultaten kann gefolgert werden, dass es in Minergie-P Bauten ökonomisch immer sinnvoll ist, aktive Solarnutzung vorzusehen. Bei den normalen Minergie-Bauten sind vor allem Anlagen mit niedrigem solarem Deckungsgrad konkurrenzfähig. Als Daumenregel kann gelten, dass die Solarnutzung insbesondere zur Substitution von Dämmstärken von mehr als 20cm wirtschaftlich interessant ist. Die Dimensionierung der Anlage müsste für eine optimale Wirtschaftlichkeit in allen betrachteten Anwendungsvarianten so gewählt werden, dass möglichst der gesamte Energieertrag der Solaranlage im Bereich zwischen der Primäranforderung und dem Grenzwert zur Substitution von gebäudeseitigen Effizienzmassnahmen eingesetzt werden kann. Damit würden die Kosten für das Gesamtsystem minimiert.

Wie Kapitel 1 aufgezeigt, werden die Kosten der aktiven Solarnutzung bis ins Jahr 2030 stark fallen. Aber auch auf Seite der Effizienzmassnahmen wird es massive Kostenreduktionen geben. Letztere wurden in Jakob/Madlener 2004 untersucht. Es zeigt sich, dass bei einigen Massnahmen, wie z.B. für die U-Wert-Verbesserung der Wandisolation von 0.2 auf 0.15 W/m²K bis 2030 eine Kostenreduktion von rund 30% bis 50% zu erwarten ist. Bei den Verglasungen wird in der gleichen Periode für die Verbesserung von $U_g=1.1$ auf $U_g=0.7$ mit einer Kostenreduktion gegenüber heute von mehr als 70% gerechnet. Nicht berücksichtigt sind eigentliche Technologiesprünge, wie sie sich z.B. bei durch Vakuum-Isolations-Paneele ergeben könnten sowie weitere Kostendegressionen durch die Entwicklung von einem heute unreifen zu einem entwickelten Markt für hohe Dämmstärken²⁸. Insgesamt erwarten wir, dass die Kostenreduktionen bei den Energieeffizienzmassnahmen leicht stärker ausfallen werden als für die Solaranlagen. Die oben dargestellten Aussagen zur Konkurrenzfähigkeit der aktiven Solarenergienutzung gegenüber Gebäudemassnahmen dürften deshalb bis zum Jahr 2030, leicht abgeschwächt, gültig bleiben. Auch bei der Photovoltaik/Wärmepumpe-Variante ergibt sich keine deutlich bessere Positionierung, obwohl bei der Photovoltaik sehr hohe Kostenreduktionen erwartet werden. Diese sind aber nur für einen Teil der Systemkosten relevant und der Wärmepumpenteil wird sich gegenüber den Gebäudemassnahmen unterdurchschnittlich verbilligen. Die Unsicherheiten zur zukünftigen Kostenentwicklung sind allerdings sowohl bei den Energieeffizienzmassnahmen als auch bei der Solarenergie naturgemäss hoch.

²⁸ In cepe 2002 konnte festgestellt werden, dass für heute typische Dämmstärken alle Anbieter in etwa gleiche Preise anbieten. Für hohe Dämmstärken divergieren die Angebote jedoch noch sehr stark, was auf die geringe Erfahrung der Unternehmen mit solchen Massnahmen und entsprechende „Angstzuschläge“ zurückgeführt wird. Dies wird sich zukünftig verbessern, wenn der Markt für diese Produkte wächst.

8 Der Markt für Solaranlagen in Niedrigenergiebauten bis 2030

Nachfolgend wird anhand von Szenarien und Marktabschätzungen untersucht, welchen Markt die aktive Solarnutzung im Rahmen von Minergie-Bauten erreichen könnte. Die Abschätzung erfolgt über die allgemeine Entwicklung der Sanierungs- und Neubauflächen in der Schweiz und Annahmen für die Anteile von Niedrigenergiebauten an den Gesamtflächen und deren Ausstattung mit Solarkollektor- und Photovoltaikanlagen für die Wärmeerzeugung. Die nachfolgende Figur zeigt einen Überblick über das Hochrechnungsmodell und die verwendeten Quellen.



Figur 18: Überblick über das Hochrechnungsmodell für die Abschätzung der Bedeutung der aktiven Solarenergienutzung in energieeffizienten Bauten.

8.1 Mengengerüst Sanierungen und Neubauten

Für die Beschreibung der Entwicklung der gesamtschweizerischen Gebäudeflächen stützen wir uns auf ein Datenmodell für Neubau- und Sanierungsflächen ab, welches im Rahmen der Studie Econcept 2003 erarbeitet wurde. Die Grundlage für das econcept-Modell bildet das Referenzszenario gemäss den Perspektivarbeiten von Prognos (Prognos 1996), wobei die Flächenbestände anhand der aktuellen Bestandszahlen für das Jahr 2000 neu kalibriert wurden. Ab 2000 werden die gleichen Änderungsraten wie bei Prognos 1996 angewendet²⁹. Für unsere Zwecke interessieren teilsanierte Gebäudeflächen nicht, da nur über umfassende Sanierungseingriffe ein Niedrigenergiestandard erreicht werden kann. Tabelle 11 zeigt die kumulierten Flächen pro Zeitperiode. Flächen aus Umbaugewinnen und Ersatzbauten entsprechen Neubaulflächen bezüglich der energietechnischen Anforderungen. Die Sanierungsstandards sind damit nur für die totalsanierten Flächen relevant.

kumulierte Fläche pro Zeitperiode [Mo. m ²]	2004 - 2010			2011 - 2020			2021 - 30			Total 2004 - 2030		
	Total- saniert	Umbaugew + Ers atz	Neubau	Total- saniert	Umbaugew + Ers atz	Neubau	Total- saniert	Umbaugew + Ers atz	Neubau	Total- saniert	Umbaugew + Ers atz	Neubau
EFH	15.61	6.70	8.73	22.30	9.57	12.47	22.30	9.57	12.47	60.21	25.84	33.66
MFH	18.48	6.47	11.68	26.40	9.25	16.69	26.40	9.25	16.69	71.28	24.97	45.06
Dienstleistung	15.63	3.48	2.36	22.33	4.97	3.38	22.33	4.97	3.38	60.28	13.43	9.11
Industrie	4.40	3.06	-0.06	6.28	4.36	-0.08	6.28	4.36	-0.08	16.96	11.79	-0.22

Tabelle 11: Flächenmodell für sanierte und neu gebaute Flächen bis 2030. Quellen: Gesamttotal bis 2030 gemäss econcept, Zwischenjahre gem. Annahme INFRAS.

8.2 Szenarien für Marktanteile von Niedrigenergiebauten

Zur Marktpenetration von Niedrigenergiebauweise nach Minergie und Minergie-P bis zum Jahr 2030 existieren keine fundierten Untersuchungen. Auch aus den Perspektivarbeiten von Prognos lässt sich keine entsprechende Information ableiten. Wir arbeiten deshalb nachfolgend mit zwei eigenen Szenarien.

Unser Szenario „VERSTÄRKT“ geht von einer gegenüber heute deutlich verstärkten, insgesamt aber doch eher moderaten Ausbreitung der Niedrigenergiebauweise auf freiwilliger Basis aus. Ein solches Szenario könnte sich nach unserer Einschätzung ergeben, wenn z.B. die heute gültigen Zielwerte gemäss SIA 380/1:2001 (d.h. $Q_h = 60\% H_g$) als Mindestanforderung in den gesetzlichen Vorschriften bis 2030 verbindlich aufgenommen werden. Vereinfachend rechnen wir eine zu erwartende Verschärfung der gesetzlichen Vorschriften bis 2030 in die Annahmen für die Flächenanteile der Minergie und Minergie-P Bauten am Gesamtmarkt³⁰ ein. Es wird eine lineare Zunahme der Anteile der Niedrigenergiebauten bis 2030 angenommen.

²⁹ Im Rahmen der Aufdatierung der Energieperspektiven wurden inzwischen aktuellere Referenzmodelle mit aktualisierten Rahmendaten entwickelt (z.B. Prognos 2001, Prognos 2002). In all diesen Arbeiten sind jedoch die verwendeten Flächenmodelle bis 2030 nicht detailliert dokumentiert. Kleine Änderungen im Flächenmodell sind für unsere Studie nur von untergeordneter Bedeutung, weshalb das econcept Modell für unsere Zwecke ausreichend aussagekräftig ist.

³⁰ Unser Szenario „VERSTÄRKT“ lehnt an die Annahmen für MINERGIE und MINERGIE-P Bauten gemäss Econcept 2003, Szenario „Verbesserte Bauweise“ an. In Abweichung zu Econcept 2003 nehmen wir die Flächenanteile MINERGIE und MINERGIE-P im Jahr 2030 für Sanierungen nur halb so hoch an, da die entsprechenden Annahmen als zu optimistisch erachtet werden. Bei den Neubauten entspricht die gewählte Aufteilung den Annahmen in Econcept 2003.

Für das strengere Szenario „2000-WATT“ setzen wir voraus, dass die Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft im Gebäudebereich erreicht werden sollen³¹. In EMPA 2004 wurde untersucht, welche Voraussetzungen für ein solches Szenario notwendig sind. Die Studie zeigt auf, dass die Ziele der 2000-Watt-Gesellschaft für 2050 bezüglich des fossilen Energieverbrauchs bereits mit einer konsequenten Anwendung von Minergie Bauten in Neubau und Sanierung erreichbar sind. Wir nehmen deshalb für unsere Studie an, dass ab sofort im Durchschnitt jeder Neubau den Minergie-Standard erreicht und jede Vollsanierung den Zielwert nach SIA 380/1 erfüllt, d.h. auf dem Niveau des Grenzwert für Neubauten realisiert wird. Die langfristigen Ziele können damit jedoch immer noch nicht erreicht werden. Diese sind nur erreichbar, wenn zusätzlich ein Teil der Neubauten nach Minergie-P Standard gebaut werden. Wir leiten für unsere Studie im Folgenden ein Szenario 2000-WATT ab, welches zwischen den Effizienzpfaden Minergie und Minergie -P gemäss EMPA 2004 liegt und langfristig in etwa zielführend sein sollte bezüglich den Anforderungen einer 2000-Watt-Gesellschaft. Das Szenario 2000-WATT setzt voraus, dass ab sofort alle Neubauten mindestens im Minergie-Standard realisiert werden. Auch hier wird eine lineare Entwicklung der Minergie-Flächen bis 2030 angenommen.

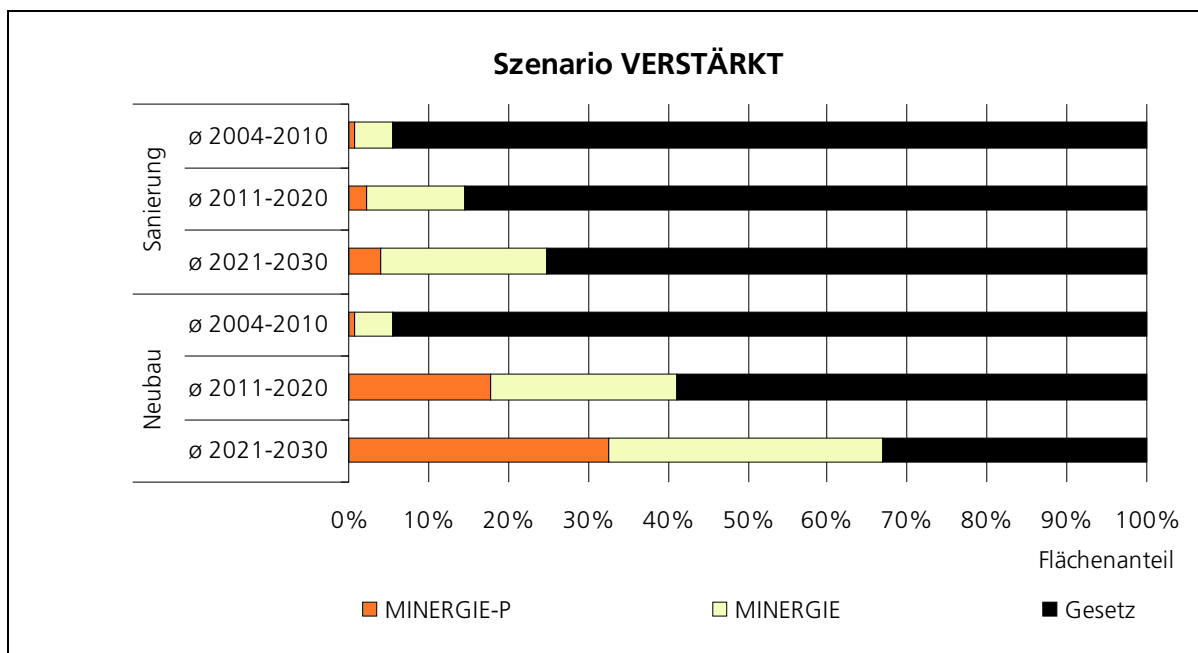
Tabelle 12 zeigt für die zwei Szenarien die Anteile von Bauten entsprechend gesetzlichen Mindestanforderungen, Minergie und Minergie-P in tabellarischer Übersicht. Figur 19 und Figur 20 zeigen die Entwicklung in grafischer Darstellung für die Durchschnittswerte der einzelnen Dekaden.

Wohnbauten	VERSTÄRKT			2000-Watt		
	Gesetz	Minergie	Minergie-P	Gesetz	Minergie	Minergie-P
2004						
Neubau	90	10	0	0	100	0
Sanierung	98	2	0	98	2	0
2030						
Neubau	20	40	40	0	20	80
Sanierung	70	15	15	20	60	20

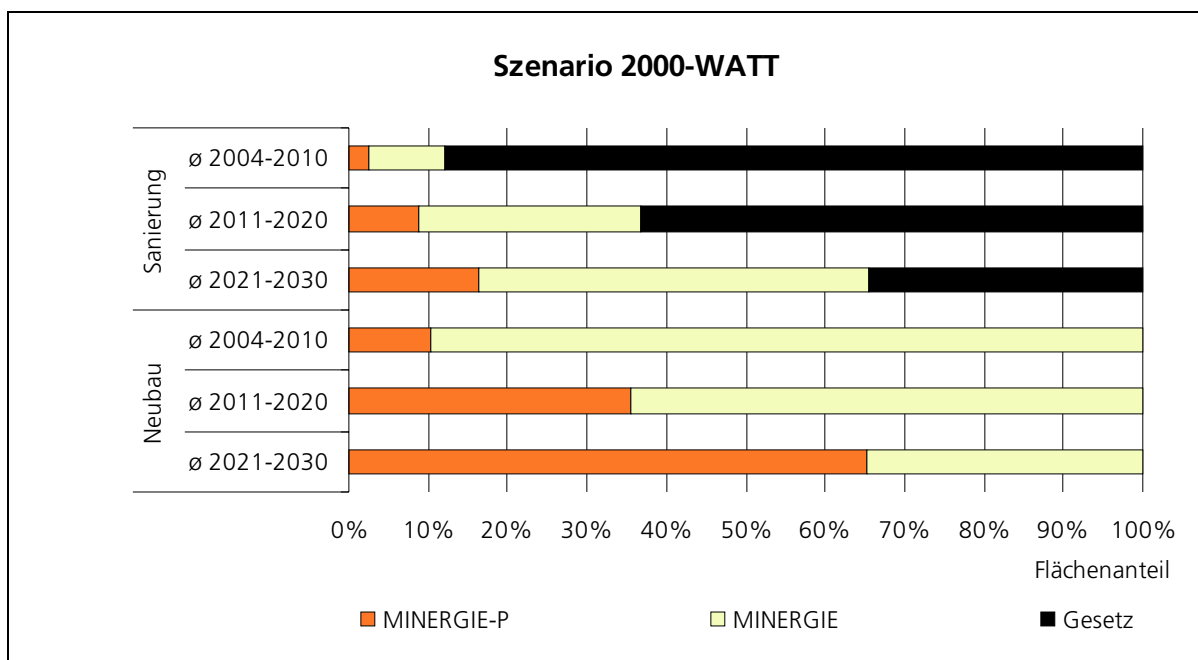
Tabelle 12: Prozentuale Anteile der Baustandards an den Gesamtflächen für Wohnbauten bei den verschiedenen Szenarien. Die Anteile Minergie im Jahr 2003 sind Schätzwerte aufgrund der Entwicklung bis zum Jahr 2002³². Es wird von einer linearen Veränderung zwischen 2003 und 2030 ausgegangen.

³¹ Unter Annahme eines proportionalen Reduktionsziels für den Gebäudebereich im Vergleich zu anderen Bereichen wie Mobilität etc.

³² Im Jahr 2002 hatte MINERGIE bei den neu gebauten Wohnflächen einen Marktanteil von rund 6.5%. Bei den Sanierungen von Wohnbauten lag der Marktanteil bei rund 1.3%.



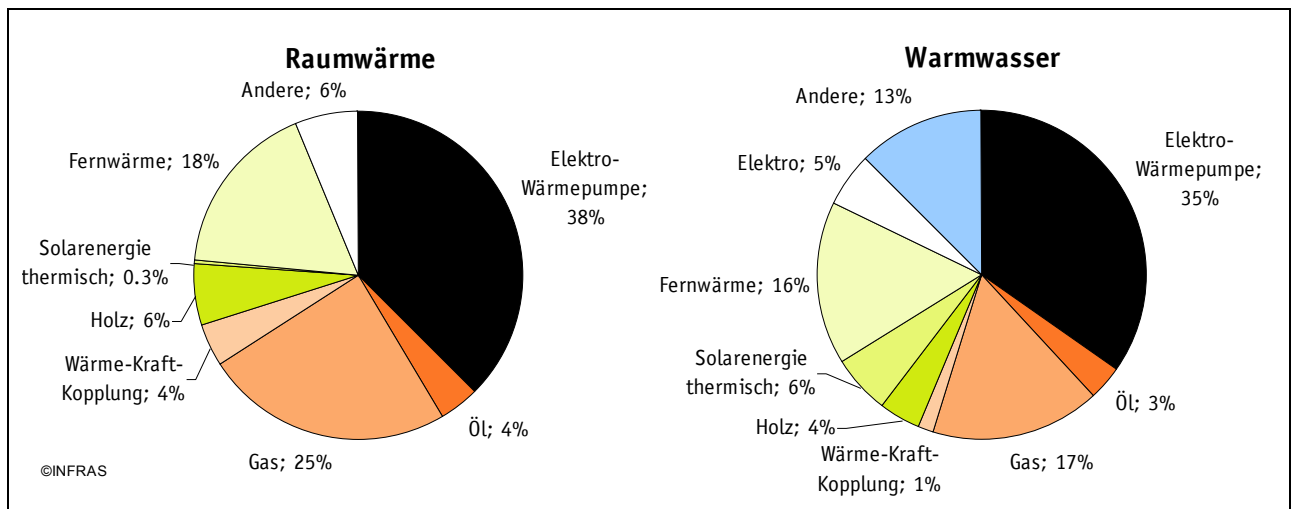
Figur 19: Prozentuale Flächenanteile der Baustandards im Szenario VERSTÄRKT.



Figur 20: Prozentuale Flächenanteile der Baustandards im Szenario 2000-WATT. Deutlich sichtbar sind der gegenüber dem Szenario Verstärkt wesentlich höhere Anteil der Minergie-Bauten im Neubau- aber auch im Sanierungsbereich.

8.3 Marktanteile der Solarenergie in Niedrigenergiebauten

Die heutigen Marktanteile der konkurrierenden Energiesysteme in Minergie-Bauten können auf Basis der Minergie-Datenbank des Kantons Zürich grob abgeschätzt werden. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben nicht lückenlos für alle erfassten Objekte erhoben wurden. Die Ergebnisse in Figur 21 stellen die Marktanteile im Gesamtbestand der Neubau- und Sanierungsflächen dar. Es ist zu beachten, dass es sich nicht nur um Wohnbauten handelt, sondern auch Dienstleistungs- und Industriebauten mit eingeschlossen sind.



Figur 21: Marktanteile der Energieträger in Minergie-Bauten des Kantons Zürich (Quelle: AWEL Zürich).

Die Wärmepumpen weisen einen Marktanteil von über einem Drittel auf, gefolgt von Gasfeuerungen. Ölfeuerungen haben heute nur einen marginalen Anteil. Die Solarenergie hat nur beim Warmwasser einen sichtbaren Anteil. Bei rund 30% aller Bauten wird eine Solarkollektoranlage gebaut. Jede dieser Anlagen weist im Schnitt 15m² Kollektorfläche auf. Wie aus der Figur 21 ersichtlich ist, werden die Anlagen fast ausschliesslich für die Warmwassererwärmung eingesetzt³³. Für das Jahr 2002 kann grob geschätzt werden, dass rund 800 m² Solarkollektoren in Minergie-Bauten installiert worden sind³⁴. Dies würde bei einem Gesamtmarkt für verglaste Kollektoren von rund 26'400 m² einem Marktanteil von rund 3% entsprechen. Zu Photovoltaikanlagen sind bisher keine Angaben in der Minergie-Datenbank verfügbar.

Eine Abschätzung der zukünftigen Verbreitung von Solarkollektor- und Photovoltaikanlagen in Niedrigenergiebauten ist mit grossen Unsicherheiten verbunden. Es sind uns keine ökonomischen Modelle bekannt, welche für unsere Problemstellung eine quantitative Vorhersage der Marktanteile verschiedener Konkurrenzsysteme ermöglichen würden. Die Anwendbarkeit auf unsere Problemstellung von Bottom-up-Ansätzen, wie z.B. der von Kydes propagierte Time-Stepped Market Share Algorithm (A. Kydes, G. Goldstein 2002) haben wir untersucht. Nach Meinung der Autoren sind diese Ansätze jedoch nicht zielführend, da die Zusatznutzen nicht quantifiziert werden können und wichtige empirische Grundlagen für die Kalibrierung der zentralen Annahmen fehlen. Wir formulieren im Nachfol-

³³ Die Ergebnisse der Datenbankauswertung sind zum Teil kontraintuitiv. Heute entfällt ein Grossteil der Minergie-Flächen auf Einfamilienhäuser. Bei diesen kann mit einer 15m²-Anlage bereits Heizungsunterstützung erzielt werden. Ein Erklärungsgrund könnte sein, dass es entgegen unseren Erwartungen einen bedeutenden Anteil grosser Warmwasseranlagen (z.B. in Dienstleistungsgebäuden) gibt.

³⁴ Auswertung Minergie-Datenbank AWEL Zürich und Annahme, dass 50% der Kollektorflächen ausserhalb des Kanton Zürich realisiert wurden.

genden Hypothesen für die Marktverbreitung konkurrierender Systeme. Diese wurden im Rahmen eines Expertenworkshops präsentiert und diskutiert³⁵. Die folgenden Hypothesen hinsichtlich der Marktentwicklung verschiedener Systemvarianten stützen sich auf die Ergebnisse der Diskussionen im Expertenworkshop:

- Wegen dem Fehlen einer zweckmässigen saisonalen Speichertechnologie für Solarwärme werden auch 2030 Solarkollektoranlagen vorwiegend als bivalente Systeme realisiert. Die Solarwärme deckt vor allem die Warmwassererwärmung ab, wird vermehrt aber auch für die Heizungsunterstützung eingesetzt werden.
- Fossile Energiesysteme werden im Jahr 2030 in Minergie- und Minergie-P Bauten keinen signifikanten Marktanteil mehr aufweisen. Der Investitionshorizont für eine im Jahr 2030 erfolgende Installation reicht bis rund 2050. Die Risiken bezüglich Energiepreisentwicklung und Versorgungssicherheit und die weitere technische und wirtschaftliche Entwicklung der Wärmepumpen dürften dafür sorgen, dass fossile Feuerungen nur noch einen Nischenmarkt in Niedrigenergiebauten finden, sowohl bei Neubauten als auch bei Sanierungen. Ein Gasanschluss wird zudem mit sinkendem Energieverbrauch immer unattraktiver, was auch den weiteren Netzausbau limitiert.
- Die energiebezogenen Kostensenkungen von gebäudeseitigen Energieeffizienzmassnahmen bis zum Jahr 2030 werden bedeutend sein, aber eher weniger ausgeprägt sein wie bei Solarkollektor- und vor allem Photovoltaikanlagen. Dabei könnten auch Technologiesprünge bedeutend werden (z.B. Vakuum-Isolationspaneele) welche dann auch weitere Zusatznutzen ergeben.
- Der Anteil der Anlagen zur aktiven Nutzung der Solarenergie in Niedrigenergiebauten wird bis 2030 deutlich ansteigen, insbesondere auch durch die stärkere Verbreitung von Minergie-P Bauten. Dies wegen verbesserter Wirtschaftlichkeit der Solarenergieanlagen.
- Falls die Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaik einen hohen Marktanteil in Minergie- und Minergie-P-Bauten gewinnt, wird der Marktanteil der solarthermischen Anlagen dadurch stark sinken.
- Der Marktanteil von Holzfeuerungen in Niedrigenergiebauten wird steigen, aber aufgrund des beschränkten Potenzials an Energieholz und der konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten der Biomasse (z.B. Treibstoffproduktion und Grossfeuerungen mit Nahwärmeverteilung) beschränkt bleiben.
- Die Fernwärme wird als leitungsgebundene Energie ihren heutigen Marktanteil nicht halten können. Heute steht ein Grossteil der Minergie-Flächen in Ballungsgebieten mit relativ günstigen Voraussetzungen für Fernwärmenutzung. Die Voraussetzungen bei einer hohen und flächendeckenden Penetration von Minergie-Bauten verschlechtern sich tendenziell.

Im Folgenden gehen wir aus methodischen Gründen davon aus, dass der Investitionsentscheid für die Energiesystemwahl im Rahmen eines Bauprojektes über zwei separate Teilschritte läuft. Als erstes erfolgt ein Entscheid zum Hauptenergieträger. Dieser hängt von spezifischen Randbedingungen in Form von Anschluss ans Gasnetzwerk, lokalen Tarifen für Elektrizität, Verfügbarkeit und lokale Bedeutung von Holzenergie etc. ab. Nachdem sich die Bauherrschaft für den Hauptenergieträger entschieden hat, erfolgt in einem zweiten Schritt gegebenenfalls die Überlegung wie die aktive Solarenergienutzung einbezogen werden kann. Der Entscheid für ein solares Ergänzungssystem hängt wiederum von ökonomischen Überlegungen zu Mehrkosten und Investitionsbedarf, dem Zugang zu Informationen, der Gewichtung der Zusatznutzen etc. ab. Die Evidenz eines solchen zweistufigen Entscheidungsablaufs konnte im Rahmen unserer Arbeiten nicht empirisch überprüft werden. Wir verwenden diese Annahme jedoch im Folgenden als Arbeitsmodell und trennen die Abschätzung der zukünftigen Marktanteile

³⁵ Mehr Informationen zum Expertenworkshop und eine Liste der Teilnehmer finden sich im Anhang 4.

le von Solaranlagen in energieeffizienten Bauten methodisch in die Teilschritte Hauptheizungssystem und solares Ergänzungssystem. Bei den nachfolgend aufgeführten Werten handelt es sich um Grob-schätzungen auf Basis von Expertenschätzungen, welche mit bedeutenden Unsicherheiten behaftet sind. Die Resultate sind deshalb mit entsprechender Umsicht zu interpretieren und weiter zu verwen-den.

Auf Basis der oben genannten Hypothesen schätzen wir die Energieträgeranteile der Hauptheizungen für Raumwärme und Warmwasser für im Jahr 2030 realisierte Minergie-Flächen wie in Tabelle 13 dar-gestellt. Wir unterscheiden dabei sechs Marktsegmente entsprechend den Ausprägungen EFH/MFH, Neubauten/Sanierungen und Minergie/Minergie-P.

	Fossil	Wärmepumpe	Holz	Andere
EFH Neubau Minergie	0%	75%	10%	15%
MFH Neubau Minergie	0%	75%	10%	15%
EFH Sanierung Minergie	10%	65%	10%	15%
MFH Sanierung Minergie	10%	65%	10%	15%
EFH Minergie-P	0%	65%	20%	15%
MFH Minergie-P	0%	75%	15%	10%

Tabelle 13: Aufteilung der im Jahr 2030 realisierten Minergie-Flächen nach Energieträger der Haupt-heizungen für Raumwärme und Warmwasser (Quelle: Schätzung INFRAS).

Für die Abschätzung der Marktanteile von solaren Ergänzungssystemen gehen wir wiederum von den 8 Systemvarianten gemäss Tabelle 4, Seite 54 aus. Die Varianten 1 und 5, welche fossile Primärsyste-me aufweisen, werden gemäss den Annahmen in Tabelle 13 im Jahr 2030 bedeutungslos werden und können vernachlässigt werden. Die restlichen Systemvarianten können über den Verwendungszweck der Solarenergie (Heizungsunterstützung, Brauchwarmwasser mit hohem Deckungsgrad, Warmwas-servorwärmung) und dem entsprechenden Deckungsanteil bezüglich Wärmebedarf für Heizung und Warmwasser charakterisiert werden. Wir gehen davon aus, dass bei Holzfeuerungen Solarkollektor-anlagen für Brauchwarmwasser mit hohem Deckungsanteil überdurchschnittlich vertreten sind, da dann im Sommerhalbjahr die Hauptheizung abgeschaltet und damit der entsprechende Betriebsaufwand reduziert werden kann. Bei den mit „anderen“ Energieträgern wie Fernwärme oder Gas versorgten Flächen gehen wir davon aus, dass überdurchschnittlich hohe solare Deckungsanteile angestrebt wer-den, da hier die Energieträgergewichtung zu einem erhöhten Druck zur Nutzung zusätzlicher erneu-erbarer Energien führt. Tabelle 14 zeigt unsere Schätzung für die Anteile verschiedener Solaranwen-dungen in Minergie-Bauten nach Hauptenergieträgern.

	Heizungs- unter- stützung	Brauch- warm- wasser	Warm- wasser- vorwär- mung	Photovol- taik	Ohne ak- tive Solar- nutzung
Wärmepumpen					
EFH Minergie Neubau/Sanierung	25%	40%	0%	15%	20%
MFH Minergie Neubau/Sanierung	10%	15%	40%	5%	30%
EFH Minergie-P	35%	50%	0%	15%	0%
MFH Minergie-P	20%	25%	50%	5%	0%
Holz					
EFH Minergie Neubau/Sanierung	30%	50%	0%	—	20%
MFH Minergie Neubau/Sanierung	10%	25%	40%	—	25%
EFH Minergie-P	20%	70%	0%	—	10%
MFH Minergie-P	15%	20%	60%	—	5%
Andere					
EFH Minergie Neubau/Sanierung	30%	60%	0%	—	10%
MFH Minergie Neubau/Sanierung	10%	40%	40%	—	10%
EFH Minergie-P	30%	70%	0%	—	0%
MFH Minergie-P	20%	30%	50%	—	0%

Lesehilfe: Von den im Jahr 2030 realisierten Minergie-P-Flächen bei Einfamilienhäusern mit Wärmepumpen als Hauptheizung wird bei 30% der Bauten eine Brauchwarmwasser-Kollektoranlage erstellt.

Tabelle 14: Geschätzte Marktanteile der Solaranwendungen für im Jahr 2030 realisierte Minergie-Flächen (Quelle: Schätzung INFRAS).

	Heizungs- unterstützung	Brauchwarm- wasser	Warmwasser- vorwärmung	Photovoltaik
EFH Minergie	40%	11%	0%	100%
MFH Minergie	33%	14%	8%	100%
EFH Minergie-P	48%	27%	0%	100%
MFH Minergie-P	40%	34%	12%	100%

Tabelle 15: Annahmen für mittlere solare Deckungsgrade bezüglich Energiebedarf Heizung und Warmwasser bei im Jahr 2030 realisierten Anlagen (Quelle: Schätzung INFRAS).

Über die Schätzwerte aus Tabelle 13, Tabelle 14 und Tabelle 18 sowie unter Anwendung der Szenarien für die zukünftige Verbreitung von Minergie-Bauten gemäss Figur 19 und Figur 20, Seite 84, kann die Gesamtenergieproduktion aus Kollektor- und Photovoltaikanlagen im Rahmen von energieeffizienten Bauten hochgerechnet werden. Über die jährlichen Ertragswerte für Solarkollektor- und Photovoltaikanlagen gemäss SOLAR 2004 lassen sich die Ergebnisse in Marktvolumen für Solarkollektoren und Photovoltaik in Form von m² Kollektorfläche resp. kWp Modulleistung ausdrücken.

8.4 Resultierende Marktvolumen und Bedeutung im Gesamtmarkt

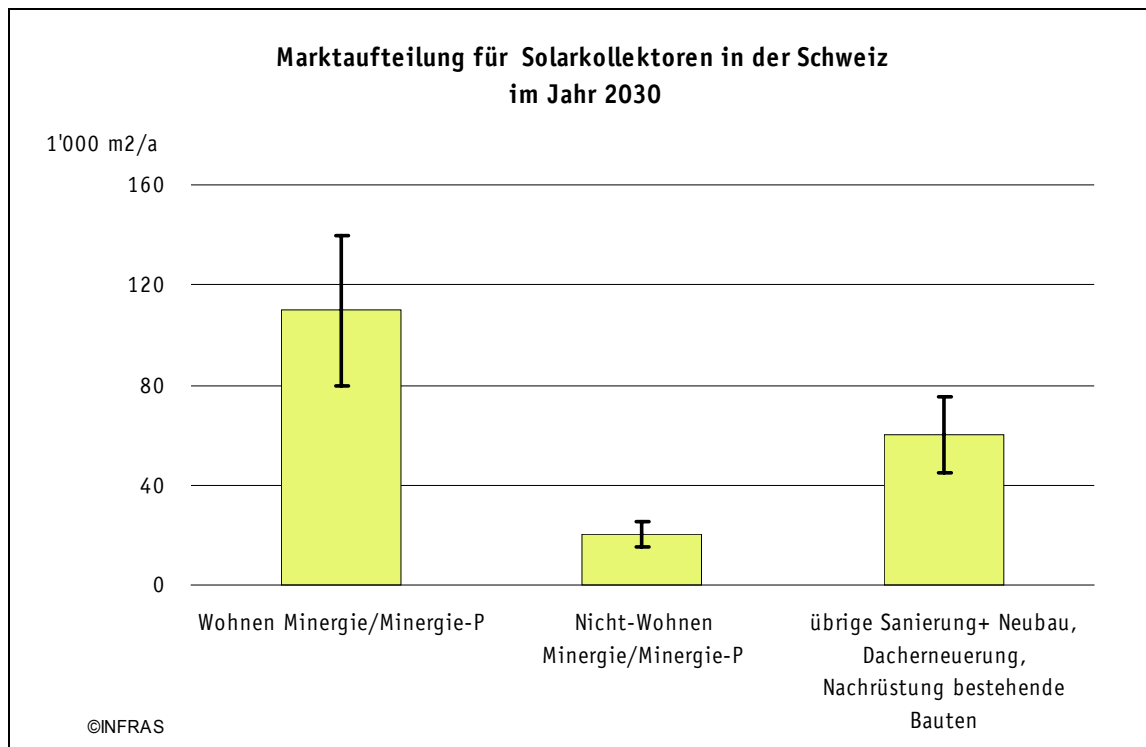
	Marktvolumen Total 2002	Marktvolumen in Minergie-Wohnbauten 2030
Szenario VERSTÄRKT		
Solarkollektoren [1000 m ² /a]	26.4	80
Photovoltaik [MWp/a]	1.72	21
Szenario 2000-WATT		
Solarkollektoren [1000 m ² /a]	26.4	140
Photovoltaik [MWp/a]	1.72	33

Tabelle 16: Hochrechnungsergebnisse der Marktvolumen durch Minergie-Wohnbauten für das Jahr 2030 (Quelle: SOLAR 2004, Berechnungen INFRAS).

Tabelle 16 zeigt die Ergebnisse für die Marktvolumen im Marktsegment der energieeffizienten Bauten wie sich mit dem oben beschriebenen Hochrechnungsmodell und den in der vorliegenden Studie entwickelten Annahmen zu den Marktanteilen ergeben. Als Vergleichswerte sind die im Jahr 2002 verkauften Mengen für Solarkollektoren und PV-Module angegeben. Mit diesen Marktvolumen würde rund 25% des Energiebedarfs für Heizung und Warmwasser, von im Jahr 2030 erstellten Minergie-Bauten über aktive Solarnutzung, in Form von solarthermischen Kollektoranlagen oder Photovoltaikstrom für Wärmepumpen abgedeckt.

Der Markt für Solarkollektoren in energieeffizienten Wohnbauten beansprucht gemäss diesen Hochrechnungen rund 80'000 bis 140'000 m² Kollektorfläche pro Jahr, abhängig vom Ausbreitungsszenario für energieeffiziente Bauten. Ausgehend von den Annahmen in Kapitel 0 zur zukünftigen Kostenentwicklung gehen wir davon aus, dass der Gesamtmarkt für Solarkollektoren bis 2030 um jährlich etwa 7% wächst und damit der jährliche Gesamtzubau an Kollektorflächen im Jahr 2030 das Niveau von ca. 170'000 bis 210'000 m²/a erreichen dürfte. Rund die Hälfte bis zwei Drittel aller Kollektoren würde damit auf das Segment der energieeffizienten Gebäude entfallen. Die Differenz zwischen dem Gesamtmarkt und dem Absatz im Marktsegment der energieeffizienten Bauten entfällt auf Nicht-Wohnbauten, auf Installationen in bestehenden Wohnbauten oder auf Neubauten und Sanierungen von konventionellen Wohnbauten, welche nicht dem Minergie-Standard entsprechen. Auch bei den Nicht-Wohnbauten wird sich die Solarenergienutzung verstärken, wenn sich vermehrt Minergie-Bauten durchsetzen. Die Neubau- und Sanierungsflächen der Dienstleistungsbauten betragen rund ein Drittel der Flächen für die Wohnbauten. Auch wenn in Industrie- und Dienstleistungsbauten tendenziell weniger häufig Solarkollektoren zum Einsatz kommen werden, so wird der Markt im Rahmen von Minergie- und Minergie-P-Bauten doch signifikant sein. Mit der groben Annahme, dass Sanierungs- und Neubaupläne von Dienstleistungsgebäuden rund ein Drittel der Wohnbauten betragen, dass energieeffiziente Bauten gleiche Marktanteile aufweisen wie beim Wohnen und dass in Dienstleistungsbauten im Durchschnitt nur halb so viel Solarkollektoren eingebaut werden, so schätzen wir das Volumen dieses Teilmarkts, ausgehend von den Werten für Wohnbauten auf rund 15'000 bis 25'000 m²/a für das Jahr 2030. Der Markt für Solarkollektoren liegt heute vorwiegend bei den konventionellen Bauten und nicht bei Minergie-Bauten wie im vorgängigen Kapitel 8.3 aufgezeigt wurde. Neben den Neubauten und Totalsanierung konventioneller Bauten liegt ein Teil des Marktes für Solarkollektoren auch bei Dacherneuerungen und Heizungsersatz. Die Anteile dieser Marktbereiche sind uns jedoch im Detail nicht bekannt. Ausgehend von den Gesamtmarktzahlen und den Teilmärkten im Bereich MINERGIE-Bauten entfällt auf den Markt bei konventionellen Bauten, Heizungsersatz und Dachsanierungen noch ein jährliches Volumen von rund 45'000 bis 75'000 m² Kollektorfläche. Dies ent-

spricht dem 2- bis 4fachen des heutigen Marktvolumens in der Schweiz. Die resultierende Marktaufteilung dürfte realistisch sein, wenn berücksichtigt wird, dass sich auch bei Verwendung des forcierten 2000-WATT Szenarios bis 2030 erheblich weniger als ein Viertel des heutigen Gebäudeparks auf Minergie-Stand befindet und dass die Kosten der Solaranlagen bis dann deutlich tiefer liegen als heute. Die Resultate sind in Figur 22 unter Angabe der Bandbreiten grafisch dargestellt.



Figur 22: Schätzung der Anteile verschiedener Gebäudesegmente am Gesamtmarkt für Solarkollektoren im Jahr 2030 (Quelle: Hochrechnungsmodell INFRAS).

Bei der Photovoltaik wurde in Kapitel 0 für die Ermittlung der Kostendegressionen von einem Wachstum ausgegangen, welches gegenüber 2000 im Jahr 2030 zu einem rund 50fachen Marktvolumen führt. Eine Aussage für die Entwicklung des Marktvolumens für Photovoltaikanlagen in der Schweiz lässt sich aus den dort angestellten Überlegungen für den Weltmarkt nicht direkt ableiten und wurde im Rahmen unserer Studie auch nicht vertieft untersucht. Gemäss den Werten in Tabelle 14 könnte der Markt für Photovoltaikanlagen im Rahmen von energieeffizienten Bauten auf rund das 10 bis 20fache des aktuellen schweizerischen Gesamtmarktvolumens von 1.7 MWp/a steigen. Es ist zu erwarten, dass die Anwendung in Kombination mit Wärmepumpen nur einen kleineren Anteil des gesamten PV-Marktes in der Schweiz beansprucht. Vergleicht man mit den erwarteten Entwicklungen für die ausländischen Märkte, allen voran Deutschland (BMU 2004), dann scheinen die Ergebnisse in etwa plausibel zu sein und eine entsprechende Entwicklung erscheint durchaus realistisch.

9 Massnahmen zur Unterstützung der Solarenergie in energieeffizienten Bauten

Die aktuelle Strategie der Kantone im Gebäudebereich zielt darauf ab, primär Energieeffizienz zu fördern und den Restbedarf möglichst umweltschonend mit erneuerbaren Energien zu decken. Dazu haben die Kantone eine Reihe von Unterstützungsmassnahmen vorgesehen. Neben freiwilligen Massnahmen wie dem Marketing der MINERGIE-Labels, Information und Beratung kennen viele Kantone auch Finanzhilfen für Niedrigenergiebauten und Anlagen zur Nutzung erneuerbaren Energien. Dazu kommen die kantonalen Energiegesetzgebungen, welche zurzeit auf Basis der Musterverordnung der Kantone im Energiebereich (MuKE 2000) einen Harmonisierungsprozess durchlaufen. Modul 2 der MuKE sieht vor, dass nur 80% des gesetzlich zulässigen Energiebedarfs über nicht-erneuerbare Energien gedeckt werden darf. Die Differenz muss über erneuerbare Energien oder entsprechend besseren Wärmeschutz gedeckt werden. Die gesetzlichen Vorschriften liegen heute noch in keinem Kanton nahe bei einer eigentlichen Niedrigenergiebauweise. Insbesondere auf der Ebene der gesetzlichen Vorschriften dürften weiter gehende Regelungen notwendig werden, wenn der Gebäudepark in nützlicher Frist so umgebaut werden sollte, dass er langfristig nachhaltig wird. Entsprechende Anstrengungen sind mit der Überarbeitung des SIA-Absenkpads und den Arbeiten zur 2000-Watt-Gesellschaft in Gange. Dies würde neben einer höheren Marktpenetration von Niedrigenergiebauten auch eine verstärkte Anwendung der Solarenergie unterstützen.

Im Folgenden finden sich Überlegungen, wie die aktive Solarnutzung in energieeffizienten Bauten wirksam gefördert werden könnte.

Hemmnisse und Erfolgsfaktoren

Die Analysen zeigen die grossen Potenziale der Sonnenenergie im Bereich der energieeffizienten Bauweise. Sie weisen auch auf die massgeblichen Hemmnisse und Erfolgsfaktoren hin:

- Das zentrale Hemmnis der aktiven Solarnutzung in energieeffizienten Bauten sehen wir nicht primär bei den im Vergleich zu den Konkurrenztechnologien leicht höheren Kosten, sondern bei den vergleichsweise hohen Investitionskosten aller untersuchten solaren Systemvarianten. Dies erschwert auch die Finanzierung. Ein Grund für die hohen Investitionen wird im Fehlen einer wirtschaftlichen Speichertechnologie für die Solarwärme gesehen, was eine monovalente Solarnutzung für die Wärmebereitstellung behindert.
- Erfolgsfaktoren sind auf zwei Ebenen zu finden: Zum einen kann die Konkurrenzsituation der Solartechnologien durch eine zukünftige markante Verbilligung der Investitionskosten verbessert werden. Zum anderen bestehen bereits heute Zusatznutzen, welche einen wirtschaftlichen Einsatz der Solarenergie im Bereich der energieeffizienten Bauten möglich machen. Eine zusätzliche Stärkung der im Kapitel 1 diskutierten Zusatznutzen ist möglich und würde die Erfolgsaussicht der aktiven Nutzung der Solarenergie verbessern.

Ausgehend von diesen Erkenntnissen werden im Folgenden die Stärken und Schwächen möglicher Fördermassnahmen diskutiert.

Fördermassnahmen

Grundsätzlich bieten sich folgende Massnahmen an:

- **Finanzielle Anreize:** Die solarthermischen Anwendungen können mittels positiven oder negativen finanziellen Anreizen gefördert werden. Beiträge an die Anlageinvestitionen stehen unter dem Titel positive Anreize im Vordergrund. Negative Anreize sind Abgaben auf den herkömmlichen Konkurrenztechnologien, in diesem Zusammenhang primär die fossilen Energie-

träger. Im Bereich Photovoltaik sind zusätzlich auch Einspeiseregulungen oder Zertifikats- bzw. Quotenmodelle für Photovoltaikstrom denkbar. Diese werden hier nicht vertieft. Die Diskussion der Zweckmässigkeit, Stärken und Schwächen dieser Modelle erfolgt im Zusammenhang mit der angestrebten neuen Elektrizitätswirtschaftsordnung.

- **Direkte Regulierung:** Die Weiterentwicklung der Bauvorschriften gemäss der Entwicklung des Standes der Technik und insbesondere die Behandlung der erneuerbaren Energien im Rahmen der Verordnungen und Reglemente, bilden einen sehr wirksamen Anknüpfungspunkt für die Stärkung der aktiven Sonnenenergienutzung. Dazu gehört auch eine stärkere Ausrichtung der kantonalen Vorschriften im Energiebereich an den Zielen einer 2000-Watt-Gesellschaft. Dabei kommt der Gewichtung der produzierten Sonnenenergie vis-à-vis der konkurrierenden konventionellen Energien eine Schlüsselrolle zu.
- **Information, Beratung und Marketing:** Diese oft als „soft-policy“ bezeichneten Massnahmen entfalten ihre Wirksamkeit weniger als eigenständige Massnahmen, sondern viel mehr als flankierende Massnahmen zu finanziellen Anreizen oder direkten Regulierungen. Eine interessante Möglichkeit sehen wir in der Etablierung eines neuen Standards MINERGIE-Solar. Dieser wäre bezüglich der Primäranforderungen an die Gebäudehülle und Bauteile deutlich unterhalb der Anforderungen für Minergie-P zu positionieren. Über die Detailausgestaltung könnte erreicht werden, dass über einen verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien trotzdem der Verbrauch an konventionellen Energien im Bereich von Minergie-P zu liegen kommt.
- **Forschung:** Ein grosser Nachteil der Solarthermie ergibt sich aus der heute üblichen bivalenten Anwendung in Kombination mit konventionellen Energieerzeugern. Eine wirtschaftliche Anwendung als monovalentes System scheitert heute noch an der Technologie für die Saisonspeicherung von Wärme. Mit gezielter Forschung dürfte es möglich sein, in diesem Bereich einen Durchbruch zu erreichen. Die Eidg. Energieforschungskommission CORE hat in ihrer Strategie die Speicherforschung bereits als einen Aktivitätsbereich festgelegt (CORE 2004).

Beurteilung

Die Tabelle 17 auf der nachfolgenden Seite zeigt für die oben aufgeführten Kategorien von Unterstützungsmassnahmen eine Einschätzung der Wirkung bezüglich der folgenden vier Kriterien:

- Wirksamkeit,
- Statische Effizienz,
- Dynamische Effizienz,
- Administrativer Vollzugsaufwand.

	Wirksamkeit <i>Wird die gewünschte Wirkung erzielt?</i>	Statische Effizienz <i>Wird die Wirkung zu den geringst möglichen Kosten erzielt?</i>	Dynamische Effizienz <i>Werden dynamische Effizienzsteigerungsprozesse ausgelöst?</i>	Administrativer Aufwand <i>Ist der notwendige administrative Aufwand verhältnismässig?</i>	Zuständigkeit <i>Wer ist zuständig für die Umsetzung?</i>
Investitionsbeiträge für Solaranlagen	Hoch Durch die Investitionsbeiträge wird ein Haupthemmnis zumindest teilweise beseitigt	Mittel Der Anreiz kostengünstige Anlagen zu installieren bleibt, wird aber abgeschwächt	Mittel Der Anreiz kostengünstige Technologien zu entwickeln bleibt, wird aber abgeschwächt	Mittel Aufgrund der Erfahrungen mit Förderprogrammen auf Bundes- und Kantonsebene kann mit einem mittleren Aufwand gerechnet werden.	Kantone
Abgaben auf konventionelle Energieträger	Mittel Die Preise der konventionellen Energieträger beeinflussen das Konkurrenzverhältnis der aktiven Solarnutzung im Marktsegment der energieeffizienten Bauten nur relativ wenig.	Hoch Grundsätzlich sind Umweltabgaben effizient, indem sie die Investitionen dort anreizen, wo sie zu den geringsten Kosten möglich sind.	Hoch Umweltabgaben sind auch dynamisch effizient. Sie setzen Anreize Technologien laufend zu verbessern, da auf diese Weise die Abgabenlast laufend reduziert werden kann.	Relativ tief Umweltabgaben können mit geringem Aufwand erhoben werden. Dies zeigen die Erfahrungen in einigen europäischen Ländern.	Bund oder Kantone (kantonale Modelle)
Vorschriften	Hoch Mit geeigneten Bauvorschriften (Niedrigenergiebauweise mit Anrechenbarkeit der erneuerbaren Energien) kann eine sehr hohe Wirksamkeit erzielt werden.	Mittel Die flächendeckende Durchsetzung der Vorschriften ist im engeren Sinn statisch nicht effizient („Rasenmäherprinzip“). Durch die breite Markteinführung eines Technologiestandards können jedoch Skaleneffekte realisiert werden, was die Effizienz der Massnahme erhöht.	Mittel Bauvorschriften sind im engeren Sinn auch dynamisch nicht effizient, da sie keine Anreize setzen, die Technologie über den Standard aus weiter zu entwickeln. Durch eine dynamische Ausgestaltung des Standards kann dieser Nachteil korrigiert werden.	Mittel Der Vollzug von Bauvorschriften ist mit gewissem Aufwand verbunden. Aufgrund der bereits vorhandenen organisatorischen Voraussetzungen und der breit verfügbaren Erfahrungen dürfte der Zusatzaufwand bei einer Verschärfung der Vorschriften nicht allzu hoch sein.	Kantone
Information, Beratung, Marketing	Gering/Mittel Die Wirksamkeit als allein stehende Massnahmen ist eher gering, da die zentralen Hemmnisse nicht beseitigt werden und die Erfolgsfaktoren nicht wirksam gestärkt werden. Die Einführung eines Labels Minergie-Solar könnte eine höhere Wirksamkeit entfalten.	Mittel Marktnischen, nahe an der Wirtschaftlichkeitsschwelle können relativ effizient realisiert werden. Für die Erzielung eines Breiteneffektes wären sehr hohe Mittel notwendig. Für ein neues Minergie-Label wären Synergien mit den bestehenden Labels vorhanden.	Gering/Mittel Soft-policy Massnahmen vermögen in der Regel als allein stehende Massnahmen keine nachhaltigen Innovationsprozesse auszulösen. Die Minergie-Labels haben jedoch gezeigt, dass bei einem gut abgestimmten Vorgehen mit Förderung und Marketing auch nachhaltige Innovation möglich ist.	Mittel Soft-policy-Massnahmen verlangen einen gewissen administrativen Aufwand, sollen sie zielorientiert gesteuert und weiterentwickelt werden.	Wirtschaft, Kantone, Bund
Forschung	Hoch Falls ein Durchbruch bei der Speichertechnologie erreicht wird, wäre ein zentrales Hemmnis beseitigt.	Offen Abhängig vom Aufwand und den erzielten Resultaten. Risiko behaftet.	Hoch Ein Technologie-durchbruch bei der Speicherung würde Markt vergrössern und weitere Innovationen auslösen.	Tief Es ist mit keinem nennenswerten Zusatzaufwand gegenüber heute zu rechnen.	Bund, Wirtschaft

Tabelle 17: Beurteilung verschiedener Unerstützungsmassnahmen für die Solarenergienutzung in energieeffizienten Gebäuden.

Fazit

Eine schrittweise Weiterentwicklung der gesetzlichen Bauvorschriften Richtung Minergie und Minergie-P ist entscheidend, um die aufgezeigten Potenziale der Sonnenenergie im Bereich der energieeffizienten Bauweise zu realisieren. Diese Massnahme weist die höchste Wirksamkeit bezüglich Stärkung der aktiven Nutzung der Solarenergie auf und lässt sich mit einem beschränkten administrativen Zusatzaufwand realisieren. Aus Sicht der volkswirtschaftlichen Optimierung sollten die Vorschriften möglichst offen ausgestaltet werden, damit die jeweils kostengünstigsten Lösungen einsetzbar sind. Das heisst, dass die Vorschrift durchaus einen gegenüber heutigem Standard deutlich tieferen Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energien vorsehen sollte. Hingegen sollte die Primäranforderung an die Gebäudehülle nicht allzu weit über das für Komfort, Hygiene und einen nachhaltigen Gebäudepfad erforderliche hinausgehen. Im Bereich zwischen Primäranforderung und Grenzwert sollte die Freiheit verbleiben, ob erneuerbare Energien genutzt oder bauliche Massnahmen eingesetzt werden. Dies ist beim heutigen MINERGIE-P Standard z.B. nur sehr beschränkt möglich. Über eine Differenzierung der Anforderungen an die Gebäudehülle und den Verbrauch an nicht-erneuerbaren Energien können die Zusatznutzen der Solarenergie in energieeffizienten Bauten gezielt optimiert und deren Konkurrenzfähigkeit gesteigert werden. Bei der Festlegung der Primäranforderung in den Bauvorschriften ist es hinsichtlich der Nachhaltigkeit des Gebäudepfads aber auch wichtig, die unterschiedliche Qualität von Energieeffizienz und der aktiven Nutzung von Solarenergie zu berücksichtigen. Effizienzmassnahmen an der Gebäudehülle sind passive (und damit sehr zuverlässige) Interventionen, und die Investition sichert die Energieeinsparungen über einen Zeitraum von 50 Jahren und mehr. Zudem ist den Effizienzmassnahmen eine Priorität einzuräumen, da nachträgliche Verbesserungen der Gebäudehülle in der Regel unwirtschaftlich sind. Demgegenüber bestehen bei den Anlagen zur aktiven Solarnutzung grössere Unsicherheiten was die Lebensdauer anbelangt und die Reinvestitionszyklen sind kürzer. Gegenüber dem heutigen Stand der gesetzlichen Anforderungen sind deshalb die Gebäudehüllenanforderungen weiter zu verschärfen, allerdings mit Mass.

Flankierend ist die Weiterführung der soft-policy-Massnahmen in den Bereichen Information, Beratung und Marketing sinnvoll, da sie zu einer Umsetzung der gesetzlichen Vorschriften zu möglichst geringen Kosten beitragen. Es sollten für Bauherrschaft, Planer und Architekten gute Grundlagen zur Verfügung gestellt werden, die aufzeigen, in welchem Bereich der wirtschaftliche Einsatz der aktiven Solarnutzung im Rahmen von energieeffizienten Bauten möglich ist. Die Forschung zu Saisonspeicherung von Solarwärme, insbesondere auch für Einfamilienhäuser, sollte intensiviert werden.

Umweltabgaben sind für die Realisierung der Potenziale im Marktsegment der energieeffizienten Bauten eher weniger bedeutend. Finanzielle Fördermassnahmen können eingesetzt werden, um das Hemmnis der relativ hohen Investitionskosten abzdämpfen, sind aber im von uns untersuchten Gebäudesegment weniger relevant. Diese Massnahmen sind bedeutender, wenn es um die Stärkung der aktiven Solarenergie in den übrigen Marktsegmenten geht.

10 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

In der Vergangenheit konnten bei Solarkollektoranlagen in der Schweiz bedeutende Kostensenkungen erzielt werden. Die aus den Vergangenheitsdaten ermittelten Progress Ratios von rund 0.86 für Solar-kollektorsysteme und 0.8 für Photovoltaikanlagen dürften sich bis mindestens zum Jahr 2030 fort-schreiben lassen. Durch die erwartete dynamische Entwicklung der Märkte für Solarkollektoren und Photovoltaikanlagen werden bis 2030 Kostenreduktionen bei den Kollektoranlagen von 40% und bei Photovoltaiksystemen von rund 70% erwartet. Die zukünftige Entwicklung der Systempreise in der Schweiz wird bei den Photovoltaikanlagen massgeblich durch die Entwicklung der internationalen Märkte bestimmt werden und wenig von der Mengenentwicklung im Schweizer Markt geprägt sein. Aber auch bei den Preisen für Solarkollektoranlagen funktioniert der Schweizer Markt nicht isoliert, sondern wird zunehmend stärker durch die Entwicklungen im Ausland abhängen.

Ein Vergleich der Energiegestehungskosten verschiedener Systemvarianten für die Wärmebereitstel-lung in energieeffizienten Bauten führt zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Vergleicht man die Energiegestehungskosten verschiedener Energieerzeuger, führt die aktive Solarnutzung heute in energieeffizienten Bauten immer zu gewissen Mehrkosten gegenüber den konventionellen Referenzvarianten (Fossil, Wärmepumpen, Holz). Die absoluten Mehrkosten der Solarnutzung liegen bei den untersuchten Systemvarianten aber so tief – vor al-lem bei Warmwasservorwärmungsanlagen in Mehrfamilienhäusern – dass sie kaum ein ernsthaftes Hindernis beim Investitionsentscheid darstellen dürften. Die Bruttorendite für ein typisches Objekt wird sich auch bei Anlagen mit hohem solarem Deckungsgrad typischerwei-se erst auf der zweiten Stelle nach dem Komma verschlechtern. Mehrkosten in Höhe von 10 bis 40.– CHF pro Monat und Haushalt bei einem mittleren Mehrfamilienhaus und weniger als 100.– CHF pro Haushalt beim Einfamilienhaus sollten auch bei einer Überwälzung auf die Mieterschaft keine grösseren Akzeptanzprobleme stellen. Diese Kosten reduzieren sich zu-dem bis 2030 nochmals beträchtlich. Im Beispiel betragen die Mehrkosten der aktiven Solar-nutzung 1'400.– CHF/a bis 6'000.– CHF/a. Bei Minergie- und Minergie-P Bauweise liegen die geschätzten Mehrkosten für die energieeffiziente Gebäudehülle und die Lüftungsanlage im Fall des von uns untersuchten Mehrfamilienhauses grob geschätzt bei rund 10'000.– CHF/a (Minergie-Neubau) bis 30'000.– CHF/a (Minergie-P). Im Vergleich dazu liegen die zusätzli-chen Kosten für die Solarnutzung damit in einem eher bescheidenen Rahmen.
- Unter Berücksichtigung der zukünftigen Kostenreduktionen bei den Kollektor- und Photovol-taikanlagen erreichen einige der untersuchten Systemvarianten den Break-even mit den kon-ventionellen Energieerzeugern. Dies insbesondere, wenn ein deutlicher Energiepreisanstieg vorausgesetzt wird. Bei beiden untersuchten Szenarien der Energiepreisentwicklung werden die Mehrkosten im Jahr 2030 bei fast allen Varianten praktisch bedeutungslos.
- Die virtuelle Systemvariante mit Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaikanlage ist bereits bei heutigem Kostenstand eine attraktive Variante um einen hohen solaren De-ckungsgrad in sehr energieeffizienten Bauten zu erreichen. Durch die erwartete starke Kos-tendegression bei den PV-Anlagen wird diese Variante um das Jahr 2030 in etwa wirtschaft-lich konkurrenzfähig. Falls angenommen wird, dass die externen Kosten für die saisonale Speicherung des PV-Stroms rund 12 Rp. pro kWh_{el} betragen und diese Kosten eingerechnet werden, so verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit nur unwesentlich, und führt nicht zu ei-ner Veränderung bei der Positionierung gegenüber den solarthermischen Systemvarianten. In konventionellen Bauten, welche den gesetzlichen Mindestanforderungen entsprechen und bei geringem solarem Deckungsgrad ist der Einsatz von Photovoltaikstrom für den Betrieb von Wärmepumpen allerdings nicht attraktiv im Vergleich zur solarthermischen Energiege-winnung.
- Der Einfluss der Preisentwicklung für konventionelle Energien ist auf die absoluten Mehrkos-ten der Solarnutzung im Marktsegment der energieeffizienten Bauten relativ bescheiden. Viel bedeutender sind die Investitions- und Unterhaltskosten für die Anlagenteile zur Solarnut-

zung. Daraus kann auch geschlossen werden, dass eine allfällige Energie- oder CO₂-Abgabe zwar ein sehr effizientes Instrument zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Förderung der erneuerbaren Energien in konventionellen Bauten sein kann. Speziell für die Solarnutzung in energieeffizienten Bauten wird die Anreizwirkung aber nicht allzu hoch sein.

- Die Konkurrenzfähigkeit der Solarthermie kann deutlich verbessert werden, wenn eine kostengünstige Möglichkeit für den monovalenten Einsatz von Solarkollektoranlagen geschaffen wird. Die Forschungsanstrengungen zur saisonalen Wärmespeicherung – auch in kleineren Bauten – sollten weitergeführt und intensiviert werden.
- Die allgemeinen Zusatznutzen von Solarkollektoren und PV-Anlagen sind nicht genau quantifizierbar, haben aber einen bedeutenden Einfluss bei der Investitionsentscheidung. Die erwarteten Kostenreduktionen bis 2030 lassen erwarten, dass die Solarnutzung unter Berücksichtigung der Zusatznutzen deutlich an Attraktivität gewinnen wird.
- Bei konventionell ausgeführten Bauten, die den heute gültigen gesetzlichen Anforderungen genügen, ist die aktive Solarnutzung wirtschaftlich nicht konkurrenzfähig mit gebäudeseitigen Effizienzmassnahmen. Dies ändert sich, wenn man sehr grosse Dämmstärken oder sehr hochwertige Verglasungen verwendet. Als Faustregel kann gelten, dass die Gestehungskosten der aktiven Solarnutzung ab Dämmstärken von rund 20cm heute tiefer liegen als die Kosten der eingesparten Energie durch bessere Dämmung. Im Rahmen von energieeffizienten Bauten mit einer Differenzierung der Primäranforderungen an die Gebäudehülle und dem Bedarf an von Aussen dem Grundstück zugeführten hochwertigen Energien – wie z.B. Minergie und Minergie-P –, ergibt sich damit ein Anwendungsbereich, bei dem die aktive Solarnutzung hinsichtlich Minimierung der Gesamtsystemkosten vorteilhaft ist. Die Wirtschaftlichkeit hängt dabei wesentlich von der Ausprägung der Gebäudestandards bezüglich Primäranforderungen, dem Grenzwert für den Bedarf an nicht erneuerbaren Energien sowie der Energieträgergewichtung ab.

Die Hochrechnung zur Analyse der Bedeutung von energieeffizienten Bauten für den zukünftigen Markt für Solarkollektoren und Photovoltaikanlagen zeigt Folgendes:

- Verwendet man ein gemässigttes Szenario für die zukünftige Verbreitung von Minergie- und Minergie-P-Bauten, so dürfte rund die Hälfte des gesamten Marktes für Solarkollektoranlagen auf Anlagen in energieeffizienten Gebäuden entfallen. Bei einem Gebäudeszenario, das mit den Zielen der 2000-WATT-Gesellschaft kompatibel wäre, könnte der Anteil sogar etwa auf bis zwei Drittel ansteigen. Alleine in diesem Marktsegment würde dann im Jahr 2030 das 3- bis 5fache des aktuellen Gesamtmarktvolumens installiert.
- Über die Kombination von Photovoltaik und Wärmepumpen könnte im Jahr 2030 abhängig vom Ausbreitungsszenario für Niedrigenergiebauten rund 20 bis 30 MWp Photovoltaikleistung installiert werden. Damit würde sich alleine bei dieser Anwendung ein 10 bis 20faches des heutigen Photovoltaikmarktes in der Schweiz ergeben.
- Wir gehen davon aus, dass bei im Jahr 2030 erstellten energieeffizienten Bauten rund 25% des Energiebedarfs für Heizung und Raumwärme über die aktive Solarnutzung bereitgestellt wird. Der Rest entfällt vorwiegend auf Wärmepumpen und Holzfeuerungen, während fossile Feuerungen in diesem Marktsegment praktisch bedeutungslos sein werden.

Eine zügige Weiterentwicklung der gesetzlichen Bauvorschriften Richtung Minergie und Minergie-P ist entscheidend, um die aufgezeigten Potenziale der Sonnenenergie im Bereich der energieeffizienten Bauweise zu realisieren. Diese Massnahme weist die höchste Wirksamkeit bezüglich Stärkung der aktiven Nutzung der Solarenergie auf und lässt sich mit einem beschränkten administrativen Zusatzaufwand realisieren. Über die Ausgestaltung der Berechnungsgrundlagen können die Zusatznutzen der Solarenergie in energieeffizienten Bauten gezielt optimiert und volkswirtschaftlich optimale Lösungen angestrebt werden. Es sind gegenüber den heute geltenden gesetzlichen Minimalanforderungen deutlich strengere Anforderungen an den Verbrauch von nicht-erneuerbaren Energien zu stellen,

währenddem die Primäranforderungen an die Gebäudehülle nicht unnötig weit über das für Komfort und Hygiene notwendige Mass hinausgehen sollten. In diesem Fall steht der maximale Spielraum für die wirtschaftliche Optimierung des Gesamtsystems über Massnahmen zur Verlustminderung und die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Verfügung. Bezüglich der Strenge der Anforderungen sind hinsichtlich eines langfristig nachhaltigen Gebäudepfads die Schwierigkeiten für nachträgliche Verbesserungen der Gebäudehülle zu berücksichtigen, sowie die unterschiedliche Qualität von Energieeffizienzmassnahmen (passiv, lange Wirkungsbeständigkeit) und erneuerbaren Energien (aktive Systeme, mittlere und weniger gesicherte Wirkungsbeständigkeit). Gegenüber dem heutigen Stand der gesetzlichen Anforderungen sind deshalb die Gebäudehüllenanforderungen weiter zu verschärfen, allerdings mit Mass.

Die Weiterführung von soft-policy-Massnahmen als flankierende Massnahmen in Form von Information, Beratung und Marketing ist sinnvoll, da sie zu einer Umsetzung der gesetzlichen Vorschriften zu möglichst geringen Kosten beitragen. Die gezielte Verstärkung der Forschung zu Saisonspeicherung von Solarwärme ist weiter zu führen und allenfalls zu verstärken. Im Erfolgsfall wäre sie eine effiziente Massnahme. Finanzielle Fördermassnahmen und Umweltabgaben sind für die Realisierung der Potenziale im Bereich energieeffizientes Bauen weniger bedeutend. Diese Massnahmen sind dagegen relevant, wenn es um die Stärkung der aktiven Solarenergie in den übrigen Marktsegmenten geht. Umweltabgaben können zudem wichtige Anreize für die stärkere Verbreitung von energieeffizienten Bauten und für über die gesetzlichen Mindestanforderungen hinaus gehende Effizienzmassnahmen sein.

11 Anhang

Anhang 1: Szenarien für Anteile Niedrigenergiebauten

Wohnbauten	VERSTÄRKT			2000-Watt		
2004	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P
Neubau	90	10	0	0	100	0
Sanierung	98	2	0	98	2	0
2030	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P
Neubau	20	40	40	0	20	80
Sanierung	70	25	5	20	60	20
Ø 2004-2010	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P
Neubau	80.9	13.9	5.2	0.0	89.6	10.4
Sanierung	94.4	5.0	0.6	87.9	9.5	2.6
Ø 2010-2020	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P
Neubau	58.9	23.3	17.8	0.0	64.4	35.6
Sanierung	85.6	12.2	2.2	63.3	27.8	8.9
Ø 2020-2030	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P
Neubau	33.0	34.4	32.6	0.0	34.8	65.2
Sanierung	75.2	20.7	4.1	34.4	49.3	16.3
Ø 2004-2030	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P	Gesetz	MINERGIE	MINERGIE-P
Neubau	55	25	20.0	0.0	60.0	40.0
Sanierung	84	9	7.0	59.0	31.0	10.0

Tabelle 18: Anteile der verschiedenen Gebäudequalitäten in den Szenarien VERSTÄRKT und 2000-WATT.

Anhang 2: Lernkurvenkonzept und Analyse Solarmarkt

1 Entwicklung der Solartechnologie

In den vorangegangenen Kapiteln haben wir die Energiesysteme vorgestellt, die wir in unserer Analyse berücksichtigen werden. Im folgenden Kapitel geben wir einen Überblick über die Entwicklung der Kosten der Solarenergie in der Vergangenheit sowie über die zu erwartende Entwicklung in der Zukunft.

1.1 Abgrenzung

Wir unterscheiden in der Folge bei Solarenergie zwischen Photovoltaik-Systemen (PV) für die Stromerzeugung und thermischen Solarkollektoren für die Wärmeproduktion.

Bei den PV-Systemen beschränkt sich die Untersuchung wie bereits erwähnt auf netzgekoppelte Anlagen, welche die Antriebsenergie für Wärmepumpen liefern. PV-Systeme bestehen aus PV-Modulen und so genannten balance-of-system-Komponenten (BOS). BOS umfasst alle Teile oder Komponenten welche neben den eigentlichen PV-Modulen noch benötigt werden, also z.B. Wechselrichter, Verkabelung und Montagegestelle sowie die Zähler und Schutzeinrichtungen. Der Anteil des BOS am gesamten Systempreis einer Photovoltaikanlage liegt zwischen 20% und 50%. Für Anlagen von 2–50 kW beträgt der Anteil der Kosten für die PV-Module an den Gesamtkosten zwischen 60% und 45%, für BOS (Wechselrichter und Montagekonstruktion) ca. 15% und für Planung und Installation ca. 25% bis 40% (Stand 2000).³⁶

Solarthermische Systeme bestehen aus einer Anordnung von Kollektoren (selektive und unselektive, unverglaste und verglaste Flachkollektoren, Röhrenkollektoren) sowie einem Speichersystem inklusive der notwendigen Verbindungsleitungen und Steuer- und Kontrollgliedern (BOS-Komponenten). Für die nachfolgenden Betrachtungen sind die unverglasten und nicht selektiven Absorber nicht weiter interessant. Selektiv beschichtete, verglaste Kollektoren sind heute und auch in absehbarer Zukunft die Standardlösung. Der Anteil der BOS-Komponenten an den Gesamtkosten variiert stark nach Grösse der Anlage. Während bei kleineren Anlagen, wie z.B. für WW mit hohem Deckungsgrad in EFH typisch, je rund 50% der Kosten auf Kollektoren und BOS entfallen, entfallen bei grösseren Anlagen rund 60% bis 70% auf die Kollektoren.

Im Weiteren unterscheiden wir die **zwei Wertschöpfungsstufen** Basistechnologie und Implementation. In der Basistechnologie finden sich bei PV mehrheitlich weltweit tätige Unternehmen.³⁷ Aber auch bei den solarthermischen Systemen sind heute die Märkte grenzüberschreitend, was z.B. dadurch illustriert wird, dass die Ernst Schweizer AG bereits heute rund 40% ihrer Kollektoren exportiert. Das Marktvolumen in der Schweiz ist sowohl bei PV als auch bei den thermischen Kollektoren zu klein, um einen wesentlichen Einfluss ausüben zu können. Massgebend ist deshalb die Entwicklung auf dem Weltmarkt. Die Implementation hingegen erfolgt in der Regel durch kleinere lokale bzw. regionale Unternehmen:

- Basistechnologien: Diese deckt die Herstellung der Komponenten als auch der Fertigung ab.

³⁶ Nordmann 2002.

³⁷ Im Jahr 2000 entfielen 42% der weltweiten Solarzellenproduktion auf japanische Unternehmen.

- Die Implementation umfasst Planung, Installation, Inbetriebnahme und Finanzierung. Bei solarthermischen Anlagen machen die Installationskosten rund 20% der gesamten Anlagekosten aus (Fawer-Wasser/Plinke 2003:45).

2 Lernkurven und Diffusionsmodelle

Eine der Hauptfragen der vorliegenden Studie ist es, die Kostenentwicklung der Solartechnologie für die nächsten 30 Jahre abzuschätzen. Methodisch bietet das Konzept der Lernkurve einen Ansatz für diese Abschätzung. Das folgende Kapitel gibt einen kurzen Überblick über die Theorie von Lernkurven sowie über ihre Anwendung im Energiebereich.

2.1 Lernkurventheorie

Bei vielen Produkten und Dienstleistungen lässt sich empirisch nachweisen, dass die Stückkosten mit der Zeit sinken. Dies hat aber weniger mit dem Lauf der Zeit als vielmehr mit der steigenden Erfahrung zu tun. Der Zusammenhang zwischen steigender Erfahrung und sinkenden Stückkosten lässt sich gut anhand von **Lernkurven** beschreiben. Entwickelt wurde die Lernkurventheorie 1936 von T.P. Wright auf der Basis seiner Erfahrungen in der Luftfahrtindustrie. Er stellte fest, dass die kumulierten Durchschnittskosten pro Flugzeug bei steigender Fertigung von Flugzeugen mit einer konstanten Rate abnahmen. Generell beschreiben Lernkurven die Kostensenkung für die Produktion eines Produktes in Abhängigkeit von der gefertigten Stückzahl. Da der Erfahrungsschatz über die Zeit steigt, sinken die Stückkosten ebenfalls im Zeitablauf (McDonald und Schrattenholzer 2001:255). Der Lerneffekt führt zu einer Kostensenkung, die sich allerdings nicht von selbst mit der Zunahme der gefertigten Stückzahl einstellt, sondern die durch gezielte Massnahmen erschlossen werden müssen (z.B. durch Qualitätssicherungsmassnahmen zur Reduzierung von Fehlern).

Neben der Lernkurve wird häufig auch der Begriff **Erfahrungskurve** verwendet. Sie wurde 1965/66 basierend auf Untersuchungen der Boston Consulting Group formuliert. Im Gegensatz zur Lernkurve, die nur die direkten Fertigungskosten einbezieht, umfasst die Erfahrungskurve die gesamten auf die Wertschöpfung bezogenen anteiligen Gesamtstückkosten (Kapitalkosten, Marketing, Arbeit, R&D etc.) eines Produktes (mit Ausnahme der Vor- und Fremdleistungen). Die Erfahrungskurve leitet sich aus der Entwicklung der Produktpreise am Markt ab und nicht wie die Lernkurve aus den Produktionskosten. Die Senkung des Preises erfordert aber eine Abnahme der Kosten, so dass eine Preiserfahrungskurve die Existenz einer Kostenerfahrungskurve erzwingt. Einflussfaktoren auf die Erfahrungskurve sind Lerneffekte, Grössendegression³⁸ (economies of scale) sowie die Wirkungen des technischen Fortschritts und Rationalisierungseffekte.

Erfahrungskurven verhalten sich wie Lernkurven. Wir verwenden deshalb in der Folge ausschliesslich den Begriff Lernkurve. Mathematisch lassen sich Lernkurven wie folgt darstellen (IEA 2000:10):

$$\text{price at year } t = p_0 * x^{-E}$$

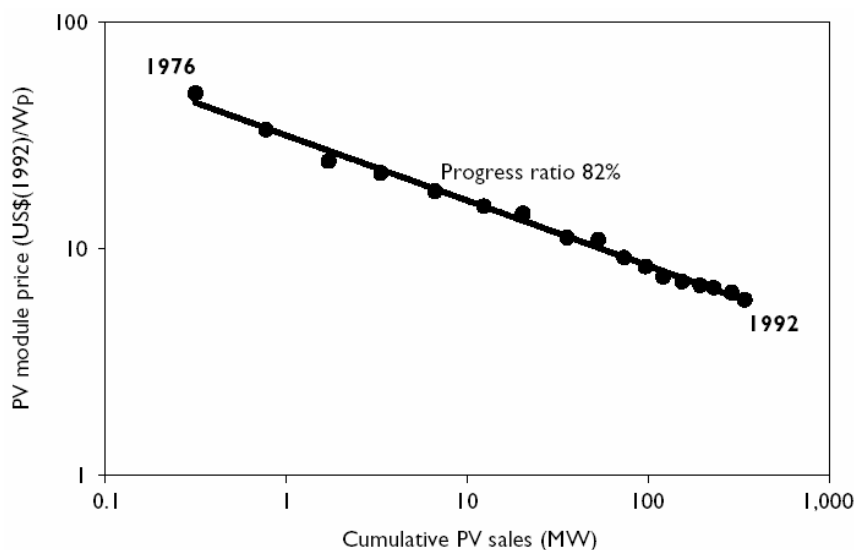
p_0 ist eine Konstante. Sie entspricht dem Preis bei einer kumulierten Produktions- bzw. Verkaufseinheit zum Zeitpunkt 0. x ist die kumulierte Produktions- oder Verkaufsmenge im Jahr t , welche als Mass für die akkumulierte Erfahrung in dieser Branche gilt. E bezeichnet den positiven Erfahrungsparameter, welcher die Steigung der Lernkurve angibt.

Charakterisiert wird die Lernkurve durch die Fortschrittsrate PR (engl. progress ratio). Die folgende Gleichung zeigt den Zusammenhang zwischen Fortschrittsrate und Erfahrungsparameter sowie zwischen Fortschrittsrate und Lernrate:

³⁸ Die Erhöhung des Inputs führt zu einer überproportionalen Erhöhung des Outputs, d.h., die gesamten Stückkosten sinken mit einer Erhöhung der Kapazität. Ausserdem sinken die jedem Einzelprodukt zurechenbaren Fixkosten.

$$PR = 2^{-E} \text{ und } LR = 1 - PR$$

Die Fortschrittsrate PR gibt an, auf welches relative Niveau die Kosten einer Einheit bei Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge fallen. Die LR zeigt die entsprechende Kostenreduktion bei Verdoppelung der kumulierten Produktionsmenge an. Eine PR von 85% bzw. eine Lernrate von 15% bedeutet, dass die Kosten der jeweils zuletzt produzierten Einheit mit jeder Verdoppelung der kumulierten Produktion auf 85% des jeweils vorherigen Wertes bzw. um 15% sinken. Hohe E-Werte bezeichnen eine hohe Lernrate. Lernkurven werden normalerweise in einem doppellogarithmischen Diagramm dargestellt. Damit lässt sich die Lernkurve als Gerade darstellen, bei der sich die Steigung durch die Progress Ratio ergibt. Die folgende Abbildung zeigt die Erfahrungskurve von PV-Modulen in der Zeitperiode von 1976–1992. Eine Progress Ratio von 82% entspricht dabei einer Lernrate von 18%:



Figur 23: Erfahrungskurve für PV-Module 1976-1992. Quelle: IEA:2000:11.

Wir werden in der Folge den Begriff Lernrate und die entsprechenden Werte verwenden, auch wenn in der Literatur der PR-Wert angegeben ist.

Empirische Untersuchungen haben gezeigt, dass sich Kostensenkungen auf verschiedene Faktoren zurückführen lassen (Poponi 2003:332):

- Änderungen in der Produktion aufgrund von Prozessinnovationen, Grössenvorteilen (Stückzahl-Kostendegression, Anlagengrößen-Kostendegression) und Lerneffekten.³⁹
- Produktänderungen aufgrund von Innovationen, Verbesserungen des Designs, Rationalisierungsfortschritten oder Standardisierungen.
- Veränderungen der Inputpreise.

Grössenvorteile (Skaleneffekte) und Lerneffekte sind grundsätzlich zwei verschiedene Faktoren. Tatsächlich ist es jedoch schwierig, diese auseinander zu halten, vielmehr bedingen Lern- und Skaleneffekte einander gegenseitig (Eicher+Pauli 2003:84). Infolge technologischen Lernens können technologische Mängel ausgemerzt, die Zuverlässigkeit erhöht, Anwendungshemmnisse beseitigt und mit in-

³⁹ Eicher+Pauli/econcept (2003:83) stellen fest, dass die empirisch festgestellten Kostenreduktionen oft genauso stark von der Marktstruktur abhängen wie von den erzielten Lern- und Skaleneffekten. So reduzieren sich z.B. die Kosten für ein Produkt viel stärker, wie dies allein durch Lern- und Skaleneffekte möglich wäre, wenn das Produkt von geschützten Nischenmärkten in die breite Markteinführung geht. Trotzdem beurteilen sie Kostendegressionsfaktoren als sehr taugliches Mittel, um vor allem längerfristige Entwicklungen zu beurteilen.

novativen Verfahren die Kosten gesenkt werden. Kostensenkungen stossen andererseits die Nachfrage an, wonach bei steigendem Absatz Skaleneffekte realisiert werden können. Die Lerneffekte sind vom Absatz abhängig, bei grösseren Mengen werden mehr Erfahrungen gemacht und Entwicklungsinvestitionen lohnen sich eher. Massgebend ist dabei insbesondere die Anzahl der produzierten Einheiten der einzelnen Hersteller. Je höher die Stückzahlen sind, desto eher lohnen sich eine umfassende Entwicklung und Investitionen für die Einführung von rationellen Produktionsmethoden. Wir verzichten deshalb in der Folge auf eine unterschiedliche Betrachtung von Lern- und Skaleneffekten.

In Bezug auf Innovationen kann zwischen Produktinnovationen, Prozessinnovationen sowie Bedürfnis- und Funktionsinnovationen unterschieden werden:

- Produkt- und Funktionsinnovationen führen zu einer Vergrösserung des Absatzpotenzials.
- Prozessinnovationen zu höherer Produktqualität und/oder zu Kostensenkungen, die infolge gesteigerter Wirtschaftlichkeit einen höheren Absatz und weitere Kostensenkungen durch Skaleneffekte erlauben.
- Innovative Vermarktung kann die Absatzmöglichkeiten erweitern, Kostensenkungen im Vertrieb auslösen und dadurch ebenfalls Skaleneffekte ermöglichen.

Im Zusammenhang mit Lernkurvenanalysen ist der **Break-even**-Punkt von besonderem Interesse. Damit wird derjenige Punkt auf der Lernkurve bezeichnet, bei welchem der Preis der neuen Technologie ohne Unterstützung (z.B. Subventionen, Steuervergünstigungen) den Preis konkurrenzierender Technologien für eine bestimmte Anwendung erreicht. Es können sich für eine Technologie anwendungsabhängige Break-even-Punkte ergeben. Die Lernkurve zeigt somit, welche Produktions- bzw. Verkaufsvolumen notwendig sind, um den Break-even zu erreichen. Sie gibt aber keine Aussage darüber, wann dieser erreicht sein wird (IEA 2000:16). Der Zeitpunkt ist abhängig von der „Anwendungsrate“ (deployment rate), welche wiederum durch die politischen EntscheidungsträgerInnen beeinflusst werden kann.

Im Zusammenhang mit dem Break-even wird häufig die Break-even-Kapazität genannt. Diese bezeichnet das zusätzliche Produktions- oder Verkaufsvolumen, welches notwendig ist, um die Stückkosten auf das Wettbewerbspreisniveau zu senken. Die Zeitdauer, in welcher die für die Erreichung des Break-even-Preises notwendigen Volumen erreicht werden, ist dabei von den Marktwachstumsraten abhängig (Poponi 2003:336).

2.2 Lernkurven von Energietechnologien

Im Energiebereich gibt es eine grosse Auswahl an Studien über Lernkurven. McDonald/Schrattenholzer (2001:256) beispielsweise haben die Ergebnisse verschiedener Untersuchungen über Lernkurven im Energiebereich analysiert. Sie kommen zum Schluss, dass Lernraten von Energietechnologien vergleichbar sind mit Lernraten, die sich nicht auf Energietechnologien beschränken.

Im Bereich Energietechnologien beziehen sich Lernkurven in der Regel auf den Zusammenhang zwischen den Kosten einer Technologie und ihrer kumulierten installierten Leistung. McDonald/Schrattenholzer (2001:256-260) zeigen, dass Preise als abhängige Variablen in Lernkurven weniger geeignet sind als Kosten. Sie begründen dies damit, dass Preise neben den Kosten durch verschiedene andere Faktoren beeinflusst werden, wie z.B. Ölpreis oder Marktmacht. In Bezug auf langfristige Energiemodelle sind daher eher Kosten und weniger Preise massgebend.

Die von McDonald/Schrattenholzer (2001:259) zusammengestellten Ergebnisse zeigen ausserdem einen Trend, wonach spätere Daten tiefere Lernraten implizieren. Aus diesem Grund werden in gewissen Energiemodellen „geknickte“ Lernkurven eingesetzt, welche mit zunehmend reiferem Entwick-

lungsstadium tiefere Lernraten aufweisen.⁴⁰ Diese Entwicklung führt zu einem Lern“boden“, d.h. zu einem Kostenminimum (ungleich Null), unter welchen die Stückkosten nicht fallen werden. Beispiele hierfür sind z.B. konventionelle Technologien wie Kohle- oder Wasserkraftwerke, wo sich keine wesentlichen Kostenreduktionen mehr ergeben.

Das von der IEA (2000:35ff) vorgeschlagene Modell basiert auf den Annahmen, dass Kosten mit einer konstanten Lernrate sinken, die Entwicklung von Preisen aber in vier Stadien unterteilt werden. In den ersten zwei Stadien – Entwicklung und „price umbrella“ – ist die Lernrate bezogen auf die Preise aber konstant tiefer als die konstante Lernrate für Kosten. Im Stadium der Marktbereinigung ist die Lernrate für Preise höher als für Kosten. Und in der Stabilitätsphase sind die Lernraten für Preise und Kosten gleich.

⁴⁰ Vgl. auch IEA 2000:34.

Literaturauswertung zu Lernraten

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über verschiedene Studien zu Lernraten im Energiebereich.

Quelle	Technologie								Systemabgrenzung	Lernrate bzw. PR	Variablen	Markt	Datum- fang	Referenz/ Daten- quelle
	PV	Wind	Öl	Gas	WP	Biomasse	Kohle	Brennstoffzellen	BHKW					
Eicher+Pauli 2003									X	PR=0.61	Kumulierter Absatz (kW) Spezifische Kosten (CHF/kW)		1990–2001	
Dito					X					PR=0.77	Kumulierter Absatz Reale Kosten (CHF/kW _{th})			
Dito	X									PR=0.78			1976–1997	Deutsches Zentrum für Luft- und Raum- fahrt (Stuttgart)
European Commission 2003									Diverse	Grafische Darstel- lung	Cumulative installed capacity (MW) Total Investment Cost (£ ₉₉ /kW)			
Hoffmann 2002	X								PV-Module	LR=20%	MWp kumuliert €/Wp	Welt- markt		
OECD/IEA 2000	X								PV-Module	PR = 82% LR=18%	Cumulative sales (MW) Price (US\$/Wp)	Welt- markt	1976–1992	Williams and Terzian (1993)
Dito		X							Wind Turbinen (Instal- liertes Windkraftwerk + Betrieb + Unterhalt	PR=96%	Cumulative sales (MW) Price (US\$/kW _h)	Däne- markt	1982–1997	Nej (1999)
Dito	X								Photovoltaik (Instal- lierte PV-Anlage)	PR=65%	Cumulative electricity production (TWh) Cost of electricity (ECU/kW _h)		1985–95	
Dito		X							Durchschnittliches	PR=82%	dito		1980–95	

Quelle	Technologie							Systemabgrenzung	Lernrate bzw. PR	Variablen	Markt	Datenumfang	Referenz/ Datenquelle
	PV	Wind	Öl	Gas	WP	Biomasse	Kohle	Brennstoffzellen					
								BHKW					
								installiertes Windkraftwerk					
Dito	X							Bestmögliches installiertes Windkraftwerk	PR=82%	dito		1980–95	
Dito						X			PR=85%	dito			EU-Atlas
Dito							X	Supercritical Coal	PR=97%	dito			Joskow and Rose (1985)
Dito				X				Natural Gas Combined Cycle (NGCC)	PR=96%	dito			Claeson 1999
Dito				X				NGCC	PR=74%	Cumulative installed capacity (GW) Price (US\$/kW)		1991–97	
Dito	X							PV Module	PR=84% PR=83% PR=79%	Cumulative production (MW) Price (US\$/Wp)		1976–96	EU-Atlas, Nitsch (1998)
Dito						X		Ethanol	PR=90% PR=47% PR=78%	Cumulative production (Mio m3) Price (US\$/Barrel bbl)			
Dito		X						Elektrizität von Windenergie	PR=68%	Cumulative electricity production (TWh) Cost of electricity (UScent/kWh)	USA	1985–94	Kline (1998) Gipe (1995)
Dito	X							Kollektoren/Absorber für solarbeheizte Schwimmbäder	Average PR=70%	Cumulative collector/absorber area (m2) Investment cost (DM/m2)		1975–93	Lawitzka (1992, 1998)
Dito		X							PR=82%	Cumulative production of electricity (TWh) Production cost (E-CU/kWh)	EU	1980–95	EU Atlas bzw. Marsh 1998
Dito		X						Wind Turbinen	PR=92%	Cumulative installed capacity (MW)	Germany	1990–98	

Quelle	Technologie							Systemabgrenzung	Lernrate bzw. PR	Variablen	Markt	Datumum- fang	Referenz/ Daten- quelle
	PV												
	Wind												
	Öl												
	Gas												
	WP												
	Biomasse												
	Kohle												
	Brennstoffzellen												
	BHKW												
McDonald/ Schrattenholzer 2000								Diverse		Price (DM/kW)			Diverse
Poponi 2003	X							PV-Module	PR=80%			1965–73	Williams and Terzian 1993
Dito	X							PV-Module	PR=82%			1976–92	Williams and Terzian 1993
Dito	X							PV-Module	PR=80%			1968–98	Harmon 2000
Dito	X							PV Module	PR=80%	Cumulative shipments MWp Average price of PV- Modules		1989–2002	Maycock 2003
Dito	X							PV-Module	PR=80.5%			1989–2002	
Tsuchiya Haruki 2000							X	Membrane electrodes and bipolar plates	PR von 78% bis 88%	dito		dito	
Dito							X	Platinum loading	PR von 89% bis 92%	dito		dito	
Dito							X	Peripheral	PR=95%	dito		dito	
Dito							X	Assembly	PR =92%	dito		dito	
Van der Zwaan/ Rabl	X							PV-Modules	Overall LR=20% PR=80%	Cumulative Production (MW)		1976–96	IEA/OECD 2000
Wene Clas-Otto 2000	X							Module	PR= 80%	Cumulative Production (GW) Price (USD/kW)		Extrapolati- on bis Break even	Tsuchiya, 1989, Wil- liams and Terzian 1993, Nitsch 1998

Tabelle 19

2.3 Lernkurven von Solarenergie

Da der Schweizer Markt zu klein ist, um Einfluss auf die Basistechnologie nehmen zu können, gehen wir in der Folge von unterschiedlichen Lernkurven für die beiden Wertschöpfungsstufen Basistechnologie und Implementation aus.

Basistechnologie

Die Tabelle im Anhang 2 zeigt eine Zusammenstellung verschiedener Studien zu Lernraten im Solar-energiebereich. Für die Solarenergie lässt sich dabei folgendes feststellen:

- Im Durchschnitt der Studien liegt die Lernrate für PV-Module bei ca. 20%. Poponi (2003:331) gibt z.B. für die Periode seit der Kommerzialisierung (Mitte der 70er Jahre) eine Lernrate von zwischen 18% und 20% an. Werden die ersten Jahre der Markteinführung einbezogen, ergibt sich sogar eine Lernrate von 25%. Dies zeigt, dass der Lerneffekt und die Kostenreduktion am Anfang einer Markteinführung viel höher sein können. Für die Periode 1989–2002 berechnet Poponi trotz Verlangsamung der Preisreduktionstrends immer noch eine LR von 19.5%. Die Entwicklung bei PV-Modulen in den letzten 25 Jahren ist damit geprägt von Perioden mit beträchtlichen Preissenkungen und Perioden mit stabilen Preisen.
- Lernkurven wurden vor allem für PV-Module erstellt. Für komplette PV-Systeme und BOS ist keine empirische Datenbasis vorhanden.
- Für Sonnenkollektoren liegen nur wenige empirische Daten vor. Die IEA (2000:47) gibt für Kollektoren bzw. Absorber von Schwimmbädern im Zeitraum von 1975 bis 1993 eine Lernrate von 30% an.
- Bezüglich BOS finden sich praktisch keine Angaben zu Lernkurven. Poponi (2003:337) gibt an, dass die Kosten für BOS in der Vergangenheit im Vergleich zu den Modulkosten proportional oder sogar überproportional gesunken sind.

Implementation

Die verfügbaren Lernkurven für Solarenergie (wie auch für Energietechnologien im Allgemeinen) beziehen sich fast ausschliesslich auf die Basistechnologie. Für die Implementation von Solarenergie liegen praktisch keine empirischen Daten zu Lernkurven vor. Wir gehen aber davon aus, dass bei der Implementation insbesondere Lerneffekte zu einer Kostenreduktion geführt haben.⁴¹ Wegen der fehlenden empirischen Basis sehen wir vor, die Entwicklung bezüglich der Implementationskosten über grobe Schätzungen zu quantifizieren.

2.4 Diffusionsmodelle

Diffusionsmodelle erklären den Prozess der Marktdurchdringung einer Innovation bis zur breiten Anwendung, der i.d.R. in Form einer S-Kurve verläuft. Die Kurve wird dabei von folgenden zwei Faktoren bestimmt (EU 2003:60):

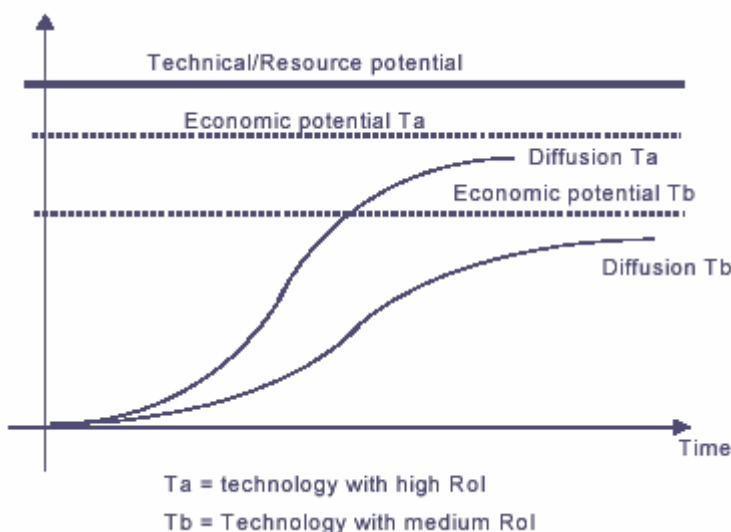
- dem wirtschaftlichen Potenzial: Dieses ergibt sich aus dem technischen Potenzial⁴², welches sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen – Investitionskosten der entsprechenden Technologie, Kosten alternativer konventioneller Technologien – konkurrenzfähig entwickelt. Das wirt-

⁴¹ Vgl. Jakob/Madlener 2003:4 zu energieeffizienten Technologien für die Gebäudehülle.

⁴² Bei der photovoltaischen Stromproduktion hängen die technischen Potenziale von den als geeignet angenommenen Flächen ab.

schaftliche Potenzial ist eine Funktion der durchschnittlichen Amortisationsperiode für die entsprechende Investition. Je tiefer die Amortisationsdauer (d.h. je kostengünstiger eine Technologie ist), desto grösser ist das im Rahmen des technischen Potenzials ausschöpfbare wirtschaftliche Potenzial. Das technische Potenzial selbst entspricht der Sättigungsgrenze. Diese bezeichnet die maximal zu erwartende Marktdurchdringung einer Technologie.

- der Zeitdauer des Diffusionsprozess, welche je nach Technologie unterschiedlich ist. Die Geschwindigkeit des Diffusionsprozesses ergibt sich aus der Zeit, die notwendig ist, um von einer Marktdurchdringung von 10% zu einer von 90% zu gelangen. Je kürzer die Amortisationsdauer, desto schneller läuft der Diffusionsprozess.



Figur 24: Illustration des Diffusionsmodells.

Der Diffusionsprozess wird in erster Linie durch Lernprozesse angetrieben.⁴³ Weitere Faktoren sind z.B. die Preis- und Werbepolitik des Anbieters oder Eingriffe des Gesetzgebers. Bei der Quantifizierung der Diffusion einer Technologie (oder allgemein Innovation) werden in der Literatur folgende Faktoren für die Erklärung der Diffusionsgeschwindigkeit genannt:⁴⁴

- Relativer Vorteil der Technologie (Preis, Qualität, Komfort etc.) im Vergleich.
- Kompatibilität: z.B. Kompatibilität der Solartechnologien mit den Entwicklungen im Baubereich.
- Komplexität: Sind die Technologien ohne grossen Aufwand implementierbar?
- Erprobbarkeit: Lässt sich die Technologie ohne grossen Aufwand erproben?
- Beobachtbarkeit/Kommunizierbarkeit: Ist die Technologie/Innovation in der Öffentlichkeit (positiv) wahrnehmbar?

In Bezug auf die PV gibt es verschiedene weitere Faktoren, welche eine stärkere Marktdurchdringung behindern könnten (Poponi 2003:339). Dazu zählen die Toleranzgrenze von elektrischen Netzen oder die Verringerung der Kostensenkungen bei der kristallinen PV-Technologie aufgrund der Kosten für Silikonwafer.

⁴³ Neben der Lernkurve ist der Diffusionsverlauf eines Produkts auch mit dem Lebenszyklus verbunden. Dieser gibt die zeitliche Verteilung des Absatzes an.

⁴⁴ Vgl. z.B. Rogers 1995.

3 Analyse Solarenergiemarkt

In diesem Kapitel erfolgt eine kurze Übersicht über die bisherige Entwicklung der Solarenergie und die Ist-Situation in der Schweiz und in Deutschland. Deutschland gehört in Bezug auf die Solarindustrie zu den Vorreiterländern. Dies ist insbesondere auf die günstigen Rahmenbedingungen zurückzuführen (u.a. Förderkampagne „Solar Na Klar“).

3.1 Basistechnologie

Solarthermie

Die gesamte installierte Kollektorfläche in der **Schweiz** belief sich Ende 2001 auf über 500'000 m².⁴⁵ Im Vergleich dazu, in der **EU** betrug die Kollektorfläche Ende 2000 9.6 Mio. m²,⁴⁶ in **Deutschland** waren bis Ende 2001 3.8 Mio. m² Kollektorfläche installiert. Alleine in Deutschland wurden im Jahr 2001 rund 900'000 m² neu installiert. Im Vergleich zu 2000 entspricht dies einem Plus von über 45%.⁴⁷ Deutschland hält mit 38% den ersten Platz im europäischen Solarthermie-Markt, gefolgt von Griechenland (25%) und Österreich (16%).⁴⁸ Dies zeigt auch, dass die klimatischen Bedingungen nur teilweise der treibende Faktor für die Marktentwicklung in einem Land sind. Wesentlich zum Markterfolg in Deutschland beigetragen hat die Förderpolitik für erneuerbare Energien (Fawer-Wasser/Plinke 2003:44). Der Zuschuss betrug ursprünglich bis zu 30%, heute werden ca. 10% bis 15% der Investitionssumme subventioniert. In der Schweiz wuchs der Solarthermie-Markt in den 90er-Jahren kontinuierlich an. Seit 1999 stagniert der Markt. Förderprogramme gibt es in den meisten Kantonen, diese sind aber sehr heterogen und zum Teil sogar von Gemeinde zu Gemeinde unterschiedlich (Fawer-Wasser/Plinke 2003:49).

Die Hauptanwendung liegt bei der Warmwassererwärmung. Kombinierte Systeme für Warmwasser und Raumwärme erreichen bei Wohnbauten einen Marktanteil von ca. 30%. Sonnenkollektoren werden zum grössten Teil in Einfamilienhäusern und kleinen bis mittleren Mehrfamilienhäusern installiert.

Im Gegensatz zur Photovoltaik ist der Solarthermie-Markt viel stärker fragmentiert und durch kleinere und mittlere Betriebe gekennzeichnet (Fawer-Wasser/Plinke 2003:37). Die Fertigung der Kollektoren erfolgte bis vor einigen Jahren ausschliesslich in kleinen Gewerbe- und Handwerksbetrieben. Diese boten ihre Produkte zumeist auf dem regionalen Markt an. Die anderen Komponenten wie Speicher und Regelung wurden zugekauft und die Gesamtanlage vom Installateur kundenspezifisch angepasst. Nur sehr wenige Unternehmen machten den Schritt hin zum Systemanbieter. Ab Mitte der 90er Jahre haben sich einige Unternehmen auf die thermische Solartechnologie spezialisiert.

Die Kosten für Sonnenkollektoren sind in den letzten Jahren deutlich gesunken (Frei 2003). Gleichzeitig hat sich die Qualität der Kollektoren erhöht. Zurückzuführen ist diese Entwicklung auf höhere Produktionsvolumen und der damit verbundenen Umstellung auf automatische Produktion. Mangold und Hahne (1998:7) erklären die Kostenreduzierungen in Deutschland bei kleinen solarthermischen Anlagen in den 80er Jahren durch Produktverbesserungen, während in den 90er Jahren vor allem steigende Absatzzahlen zu sinkenden Kosten führten. Gemäss BMU (2004:23) lässt sich für Deutschland aus den Daten für solare Brauchwasseranlagen über die letzten 20 Jahre eine Lernrate von 13% ableiten.

⁴⁵ Kaufmann et al. 2002:23f, Röhrenkollektoren, verglaste und unverglaste Flachkollektoren.

⁴⁶ Vgl. http://europa.eu.int/comm/energy/res/sectors/solar_thermal_heat_en.htm.

⁴⁷ Vgl. http://europa.eu.int/comm/energy/res/sectors/solar_thermal_heat_en.htm.

⁴⁸ Einen guten Überblick über den Solarthermie-Markt geben Fawer-Wasser/Plinke 2003:32ff.

Obwohl Solarthermie über ein grosses Potenzial verfügt, ist der Anteil von Solarthermie noch sehr klein. Eine Studie der European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF 2003:10/11) zählt fördernde und hemmende Faktoren auf. Förderlich für ein Wachstum der Solarthermie sind u.a.

- Regulierungen
- Finanzielle Investitionsanreize
- Erwartete Preiserhöhungen für konventionelle Heizungssysteme
- Förderkampagnen der öffentlichen Hand
- Demonstrationsprojekte

Als wachstumshemmend sieht die ESTIF u.a. folgende Faktoren:

- Hohe Investitionskosten und relativ lange Payback-Zeiten
- Höhere Transaktionskosten (Information, Beschaffung, Installation)
- Gilt noch nicht als Standardmöglichkeit für Heizung, die Entscheidungsträger müssen deshalb speziell motiviert werden
- Mangelndes Fachwissen und Motivation von Installateuren

Eine Untersuchung von POLIS (2002) für die Schweiz zeigt, dass in Bezug auf thermische Solaranlagen noch grosse Markthindernisse auf Nachfrage- und Anbieterseite bestehen. Die grössten Markthindernisse auf Seiten der Haushalte sind Wissensdefizite und Fehltritte über Kosten, Leistung, Zuverlässigkeit und Umtriebe beim Einbau einer Kompaktanlage. Die Markthindernisse auf Anbieterseite sind fehlende fachliche Kenntnisse bei Architekten und Installateuren. Eine der Haupthürden auf Nachfragerseite sind die relativ hohen Investitionskosten im Vergleich zu konventionellen Heizsystemen (Fawer-Wasser/Plinke 2003:43). Bei Mietobjekten liegt das Haupthindernis bei den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen. Investitionskosten können heute nicht voll auf die Miete überwältzt werden.

Photovoltaik

Die Kommerzialisierung der PV-Technologie begann Mitte der 70er Jahre. Seither sind die Kosten kontinuierlich gesunken, und die PV-Technologie erzielte auf dem Weltmarkt ein jährliches Wachstum von 24% (Poconi 2003:332). Zwischen 1998 und 2002 wurden sogar Wachstumsraten von jährlich 32% erzielt. Ende 2002 betrug die **weltweit** kumulierte installierte Menge rund 2380 MWp. Die Kostensenkungen sind u.a. auf technologische Innovationen sowie Skaleneffekte zurückzuführen (Poconi 2003:331). Trotzdem liegen die Gestehungskosten für PV-Strom immer noch deutlich über den Gestehungskosten für konventionell erzeugte Elektrizität.

In der **Schweiz** waren Ende 2001 PV-Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von rund 17.5 MWp installiert.⁴⁹ Im gleichen Jahr wurden Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 2 MWp verkauft. Die Gesamtkosten für PV-Zelle und BOS (inkl. Wechselrichter) sind im Jahr 2000 gegenüber 1989 um 68% gesunken. Teuerungsbereinigt belaufen sich die Gesamtkosten im Jahr 2000 noch auf knapp 6 /Wp, wobei die Kosten für BOS im Vergleich zu 1989 um 85% und diejenigen der PV-Zellen

⁴⁹ Kaufmann et al. 2002:24.

34% gesunken sind. Bei einem Jahresertrag von durchschnittlich 800 kWh/kWp ergeben sich somit gemäss Nordmann (2002) Stromgestehungskosten von 0.7 /kWh bzw. 1.05 CHF/kWh.⁵⁰

Deutschland ist hinter Japan und den USA der drittgrösste Absatzmarkt für Photovoltaik. 2001 wurden in Deutschland 65 MWp angeschlossen (im Vergleich dazu: in der Schweiz wurden 2001 knapp 2 MWp angeschlossen). Die Anlagekosten belaufen sich im Jahr 2000 auf 6.3 /Wp. Die Gesamtkosten in /Wp für PV-Zelle, Inverter, BOS sind im Jahr 2000 im Vergleich zu 1989 um 57% gesunken, wobei sich die Kosten für Inverter und BOS um 73% und die Kosten für die PV-Zelle um 45% gegenüber ihrem Ausgangsniveau reduziert haben. Die erfolgreiche Entwicklung von gebäudeintegrierten PV-Systemen in Deutschland ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen (Poconi 2003:339):

- Attraktive Netzeinspeisungstarife: 0.5 /kWh für die ersten im Stromnetz installierten 350 MWp,⁵¹
- Tiefe Zinssätze für Kapitalaufnahme,
- Hohe Elektrizitätskosten.

3.2 Implementation

Im Gegensatz zur Basistechnologie erfolgt die Implementation in der Regel durch kleinere lokale bzw. regionale Unternehmen. Die Anzahl dieser Unternehmen dürfte in den letzten Jahren deutlich zugenommen haben. Die heutige Situation in der Schweiz ist so, dass jeder Sanitär- und Heizungsinstallateur thermische Solaranlagen machen muss, wenn es der Kunde will. Dadurch bleibt die Anzahl der Anlagen pro Installationsbetrieb klein (alle machen ein paar wenige) und der Lerneffekt auf dieser Wertschöpfungsstufe dürfte in der Vergangenheit relativ gering gewesen sein.

4 Perspektiven

In diesem Kapitel zeigen wir auf, welche Entwicklungen bezüglich Volumen und Kosten prognostiziert und welche Lernraten künftig in der Photovoltaik bzw. in der Solarthermie erwartet werden. Die Aussagen basieren im Wesentlichen auf einer Analyse bestehender Studien und Untersuchungen bezüglich Energieperspektiven und Lernraten.

4.1 Basistechnologie

Solarthermie

Kollektoren

Das Wärmeerzeugungspotenzial durch Sonnenkollektoren ist theoretisch sehr gross. Fawer-Wasser/Plinke (2003:43) gehen davon aus, dass die Solarthermie ein Marktsegment von 30% des jährlichen Endenergieverbrauchs erreichen könnte. Dieser Wert basiert darauf, dass der Gebäudesektor ca. 40% am Endenergieverbrauch ausmacht und hiervon durchschnittlich 75% für Wärme (Warm-

⁵⁰ Annahmen: 5% Kapitalamortisation, 2% mittlere Verzinsung, 1% Unterhalt/Reparatur.

⁵¹ Vgl. http://europa.eu.int/comm/energy/res/sectors/photovoltaic_en.htm.

wasser, Raumheizung, Kühlung) benötigt wird. Fawer-Wasser/Plinke (2003:54) gehen davon aus, dass die Solarthermie in der zukünftigen Energieversorgung eine wichtige Rolle zukommen wird.

Aufgrund des stagnierenden Marktes sind die Schweizer Solarkollektorenproduzenten auf den Export angewiesen. Es ist zu erwarten, dass in Zukunft neue Märkte in Ländern, die bisher weniger aktiv in der Solarthermie waren und über günstige klimatische Bedingungen verfügen (gewisse südeuropäische Länder, Indien, Mexiko), hinzukommen werden. Fawer-Wasser/Plinke (2003:49) erwarten für die Schweiz einen harten Verteilungskampf, aus dem nur einige wenige leistungsfähige Firmen hervorgehen werden.

Die Entwicklung der Sonnenkollektoren in den letzten Jahren zeigt eine deutliche Kostensenkung bei gleichzeitiger Qualitätsverbesserung (Frei). Auch für die Zukunft können weitere Kostenreduktionen erwartet werden. Möglich werden diese dank neuen Materialien, optimiertem Design und einer automatischen Produktion in grossem Umfang. Gantner et al (2001:18) gehen z.B. davon aus, dass sich die Gestehungskosten von 30 Rp./kWh im Jahre 2000 auf 20 Rp./kWh im Jahr 2020 reduzieren werden.⁵² Fawer-Wasser und Plinke (2003:36) gehen zukünftig von einer weiteren Kostensenkung bei Solarkollektoren aus. Als Gründe nennen sie:

- Entwicklung neuer Kollektorkonzept zur Preisreduktion z.B. durch neue Materialien.
- Rationalisierung durch grössere Produktionsmengen (Standard-Kollektoren und economy of scale)
- Einfachere Installationstechniken zur Zeit- und Kosteneinsparung beim Einbau und Wartung.

Aufgrund der typischerweise verwendeten Kollektortypen und den unterschiedlichen klimatischen Bedingungen bestehen auch deutliche regionale Kostenunterschiede. Es besteht aber durchaus noch Spielraum für weitere Kostensenkungen, etwa durch Massenfertigung und Verbesserung bei Herstellungsverfahren sowie bei der Vermarktung.

Gemäss BMU (2004:53) lassen sich bei den Solarthermischen Kollektorsystemen Kostensenkungspotenziale realisieren. Diese werden vor allem damit begründet, dass die Anlagen immer grösser und dadurch günstigere spezifische Kosten erzielt werden können.

Grundsätzlich gilt, dass der Ausbau der erneuerbaren Wärmeversorgung nicht beliebig beschleunigt werden kann. Die meisten Anlagen kommen ausschliesslich oder vorwiegend dann zum Zug, wenn eine Heizung saniert werden muss. Sonnenkollektoren können allerdings auch unabhängig von einer Heizungssanierung installiert werden. Gantner et al. (2001:24) schätzen das Potenzial für die Wärmeproduktion mittels Sonnenkollektoren in der Schweiz bis ins Jahr 2020 auf 2'000 GWh. Bei einem Durchschnitt von 500 kWh/m² ergibt sich damit eine Gesamtkollektorfläche von 4 Mio. m².

In Bezug auf die Lernrate stützen wir uns im Wesentlichen auf die Studie von Tseng et al. und dem BMU. Tseng et al. geben für solare Wärmeerzeugung eine Lernrate von ca. 10% an (1999:7). Das BMU (2004:23) geht für die zukünftige Kostenentwicklung ebenfalls von einer konstanten Lernrate von 10% bis ins Jahr 2050 aus. Die Wärmegestehungskosten sinken gemäss Schätzungen des BMU von ca. 30 ct/kWh auf ca. 7-10 ct/kWh im Jahr 2030 (BMU 2004:54).

Um das Wachstum des Kollektormarktes zu beschleunigen, empfiehlt die EU folgende Massnahmen (Hanreich 2003):

- Gesetzgebung, z.B. über Wärmeverbrauchsvorschriften für Gebäude,
- Subventionen,

⁵² Gewichtetes Mittel aus Anlagen verschiedener Grössen.

- Förderkampagnen erhöhen das Bewusstsein und schaffen Vertrauen bei InvestorInnen und EntscheidungsträgerInnen.
- Standards können als Qualitätslabel ausgestaltet werden.
- R&D-Projekte für Kostenreduktionen.

BOS

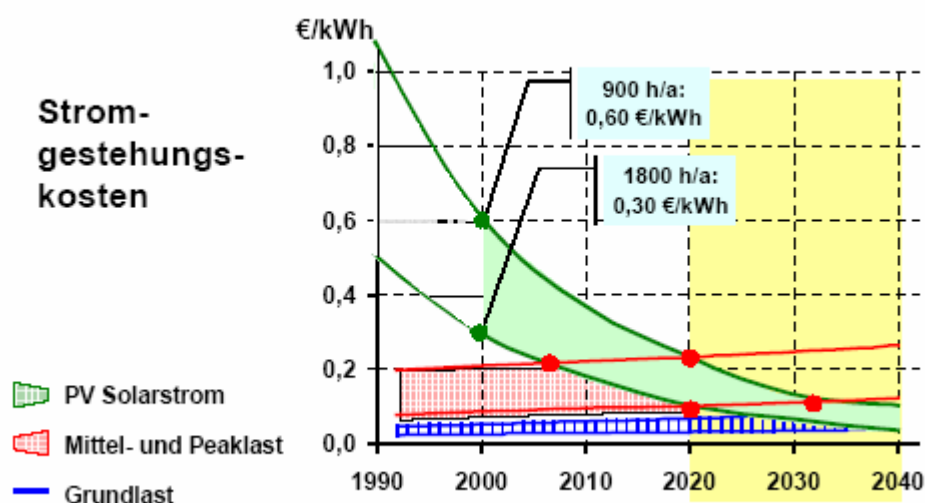
Zu Lernraten der BOS-Komponenten liegen keine empirischen Daten vor. Da die Lernraten für Kollektoren recht gut korrespondieren mit den Lernraten der Gesamtsysteme dürften sich auch die Lernraten für die BOS-Komponenten im Bereich 10 bis 15% bewegen.

Photovoltaik

Module

Gantner et al (2001:15) gehen davon aus, dass die Investitionskosten für PV von 11'000.– CHF/kWp im Jahr 2000 auf 4'500.–CHF/kWp im Jahr 2020 sinken werden. Die Gestehungskosten reduzieren sich folglich von 110 Rp./kWh im Jahr 2000 auf 45 Rp./kWh im Jahr 2020. Ausgehend davon werden die Potenziale in der Schweiz für die Stromproduktion aus PV-Anlagen auf 300 GWh im Jahr 2020 geschätzt (Gantner et al. 2001:23). Das technische Potenzial wird allerdings wesentlich höher geschätzt. SGS (1996) spricht von rund 14'000 GWh. Gegen ein solch massiven Ausbau sprechen wirtschaftliche Gründe, Akzeptanzfragen, aber vor allem die geringe Auslastung und die unsichere Verfügbarkeit von Basismaterialien für die Waferproduktion (Gantner et al. 2001:23).

Eine ähnliche Entwicklung der Stromgestehungskosten zeigt die folgende Abbildung. Demnach betragen die Stromgestehungskosten im Jahr 2020 ca. 0.25 €/kWh bzw. ca. 38 Rp./kWh. Für das Jahr 2030 werden Gestehungskosten von ca. 0.13 €/kWh bzw. ca. 20 Rp./kWh erwartet. Weitere Quellen (z.B. Luther) gehen davon aus, dass die Stromgestehungskosten für PV bis ins Jahr 2030 auf ca. 0.15 bis 0.3 €/kWh sinken könnten (entspricht ca. 23 bis 45 Rp./kWh).

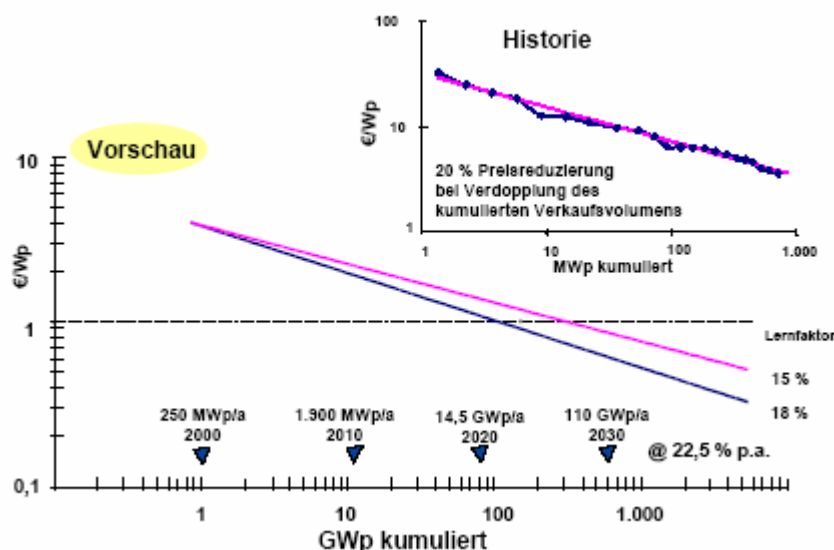


Figur 25: Erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten. Quelle: Hoffmann 2002.

In Bezug auf die Lernkurve nimmt Poponi (2003:336) die Lernrate von 20% für PV-Module, welche von 1989 bis 2002 beobachtet wurde, als Wert für die zukünftige Lernrate von PV-Systemen. Der Wert von 20% wird als Obergrenze bezeichnet. Poponi begründet dies damit, dass der Trend zu Kos-

tensenkungen bei PV-Modulen in der Vergangenheit nicht einfach für PV-Systeme extrapoliert werden können, weil der Preis für PV-Systeme neben dem Modulpreis und dem Preis für BOS-Komponenten auch noch eine Handelsmarge enthält. Eine Lernrate von 20% impliziert damit, dass weitere Skaleneffekte und technische Innovationen erzielt werden. Unsicherheiten bestehen ausserdem in Bezug auf die Kostenentwicklung der BOS. Inwieweit substanzielle Kostenreduktionen in Zukunft möglich sind, müsste vertieft abgeklärt werden. Poponi (2003:337) geht aber davon aus, dass bei PV-Systemen auch in Zukunft ein Potenzial für Kostensenkungen besteht, insbesondere aufgrund von kurzfristigen Skaleneffekten und mittel- bis langfristigen technologischen Innovationen. Luther beispielsweise nennt als Gründe für Kostenreduktionen bei Solarzellen fortgeschrittenes Design für kristalline Si-Zellen, Dünnschichtsolarzellen (amorph.-Si, CdTe, CIS dünnes kristallines Si, Farbstoffzellen), Konzentrator Systeme und Tandemzellen.

Andere Studien gehen ebenfalls von Lernraten in dieser Grössenordnung aus. Hoffmann (2002) geht davon aus, dass die Lernrate von 20% in der Vergangenheit in die Zukunft übertragen werden können. Begründet wird diese Aussage damit, dass selbst die bereits heute vermarkteten PV Technologien noch Potenzial für zukünftige Entwicklungen haben und Technologien der nächsten Generation bereits auf dem Weg zur Marktreife sind. Mit zunehmenden Economies of Scale werden die relativen Materialkostenanteile an den Gesamtkosten steigen. Um dies zu berücksichtigen wurde der Lernfaktor von 20% auf 18% oder auch auf pessimistische 15% korrigiert. Die verlängerte Erfahrungskurve zeigt somit, dass unter der Annahme eines Lernfaktors zwischen 15% und 18% ein Kostenniveau von 1 €/W bei einer kumulierten Produktionsmenge von 100 bis 300 GW erreicht wird. Bei dem prognostizierten Wachstum von 22.5%/Jahr wird dieses Niveau Anfang der 20er (100 GW) oder Ende der 20er Jahre (300 GW) erreicht werden:



Figur 26: Einfluss der Lernrate auf die zukünftige Kostenentwicklung. *Quelle: Hoffmann 2002.*

Eine höhere Lernrate schätzt Tseng et al. (1999:7). Die Autoren gehen für den Zeitraum 2000–2030 von einer Lernrate von zwischen 25% bis 28% aus. Die kumulierte installierte Kapazität bzw. die Stückkosten schätzen die Autoren für das Jahr 2030 auf 12.5 GW bzw. 593 \$/kW.

BOS

Wir gehen davon aus, dass sich die Kosten für BOS weiterhin ähnlich wie die Modulkosten entwickeln werden und nehmen deshalb wie bei den Modulkosten eine Lernrate von 15% bis 20% an.

Fazit

Ausgehend von den angegebenen Studien dürfte für PV-Module eine mittlere Lernrate von 20% erreichbar sein. In Bezug auf PV-Gesamtsysteme geht der Bericht des BMU zur Umweltpolitik (BMU 2004:21) bis zum Jahr 2030 von einer konstanten Lernrate von 20% aus, die dann ab 2030 auf 10% sinkt.

4.2 Implementation

Solarthermie

Fawer-Wasser und Plinke (2003:36) sehen bei der Installation dank Vereinfachungen ein grosses Kostensenkungspotenzial.

5 Break-even

Der Break-even bezeichnet denjenigen Preis, bei welchem die neue Technologie gegenüber etablierten Technologien ohne Unterstützungsbeiträge (Subventionen etc.) für eine bestimmte Anwendung konkurrenzfähig wird (siehe Abschnitt 0).

Neben der Entwicklung der neuen Technologie ist für die Schätzung des Break-even auch die Entwicklung der konkurrierenden Technologien relevant. Dabei handelt es sich z.B. um konventionelle Technologien mit fossilen Brennstoffen. Es kann durchaus sein, dass die Break-even-Preise für Solartechnologien sinken, weil im Bereich fossiler Strom- und Wärmeerzeugung ebenfalls Lerneffekte realisiert werden können. Sollte dieser Fall eintreffen, wären bei Solartechnologien grössere kumulative Volumen notwendig, um den Break-even zu erreichen. Auf der anderen Seite wäre es auch möglich, dass die Lerneffekte konventioneller Technologien durch die Einführung von Energiesteuern kompensiert werden. Generell ist die zukünftige Entwicklung der Energiegestehungspreise von verschiedenen Faktoren, wie Verlauf der Energiepreise, Zinssätze, künftigen Rahmenbedingungen (insbesondere CO₂- oder Energieabgaben) sowie technischen und sicherheitsorientierten Vorschriften abhängig (Eicher+Pauli 2003:83). Bezüglich Energiepreise gibt es Faktoren, die erwarten lassen, dass die Energiepreise sinken, es gibt aber auch Faktoren, welche ein Ansteigen der Energiepreise bewirken könnten (PSI 2001:13).⁵³ Kurzfristig ist hingegen in den nächsten Jahrzehnten mit ausgeprägten Preisschwankungen zu rechnen. Um diesen Unsicherheiten Rechnung zu tragen geht INFRAS in einer Studie über das Potenzial von Biomasse von verschiedenen Szenarien bezüglich Öl- und Gaspreisentwicklung aus (INFRAS 2004:13). Demnach steigen die Ölpreise bis ins Jahr 2030 zwischen ca. 15% und 150% an.

Für fossile Wärmeerzeugungssysteme rechnen Gantner et al. (2001:18) mit Gestehungskosten von 13 Rp/kWh. Basis dafür sind die gewichteten Kosten der konventionellen Wärmeerzeugung mit Öl- und Gasheizungen in verschiedenen Gebäudekategorien.

Wie bereits aufgezeigt wurde, liegen die Gestehungskosten für PV-Strom heute immer noch deutlich über den Gestehungskosten für konventionell erzeugte Elektrizität. Studien über die zukünftige Entwicklung der PV gehen deshalb davon aus, dass Marktchancen am ehesten im Bereich Spitzenlast vorhanden sein dürften (Byrne et al. 1997, Poponi 2003:331). Ohne Steuervergünstigungen dürften PV-Anlagen allerdings nur in nicht netzversorgten Gebieten wettbewerbsfähig sein.

⁵³ Eine Studie von BSS im Auftrag des BFE geht davon aus, dass sich die Preise fossiler Energien in den nächsten 30 Jahren durchschnittlich nur relativ marginal erhöhen (B,S,S 2003:8).

Der Break-even-Preis von PV-Anlagen ist in hohem Masse von den getroffenen Annahmen abhängig: Anteil der Komponenten (Module, BOS) am gesamten Systempreis, Auslastungsfaktor, Abzinsungsfaktor, Betriebs- und Unterhaltskosten, Lebensdauer eines PV-Systems. Dies führt dazu, dass für die verschiedenen Anwendungen und Nischenmärkten der PV-Technologie wie z.B. gebäudeintegrierte Anwendungen oder Spitzenlast unterschiedliche Break-even-Preise genannt werden (Poponi 2003:335). In der Literatur wird häufig ein Wert von 1\$/Wp bzw. ein Bandbreite von 0.5 bis 1.2\$/Wp als Ziel für wettbewerbsfähige PV-Module bezeichnet. Für komplette PV-Systeme liegt dieser Wert zwischen 1\$/Wp und 3\$/Wp. Empirische Untersuchungen zeigen, dass der Break-even-Preis für Anwendungen höher liegt als ursprünglich angenommen. Dies könnte dazu führen, dass die Marktdurchdringung früher erfolgen könnte. Poponi geht davon aus, dass Gestehungskosten von 0.15\$/kWh im Bereich gebäudeintegrierter Anwendungen konkurrenzfähig sein dürften. Basierend auf diesen Break-even-Preisen sowie Annahmen bezüglich Marktwachstums schätzt Poponi (2003:337) die notwendigen kumulierten Volumen sowie die Zeitperiode bis zur Erreichung des Break-even. Die Schätzungen zeigen, dass eine Verbesserung der Lernrate die Wettbewerbsfähigkeit entscheidend beeinflussen kann. Dies unterstreicht die Notwendigkeit technischer Weiterentwicklungen und die Realisierung von Grössenvorteilen bei der Herstellung von PV-Modulen und Wechselrichtern.

Anhang 3: Expertenworkshop zu Marktanteilen

WORKSHOP

30. JUNI 2004 | PROGRAMM WORKSHOP.DOC

DATUM 1. JULI 2004
ORT INFRAS, ZÜRICH
ZEIT 12.45 - 16.45

BETREFF VALIDIERUNGSWORKSHOP KOSTEN UND NUTZEN VON SOLARENERGIE IN ENERGIEEFFIZIENTEN BAUTEN

Programm

12.45-13.00	Begrüssung, Einführung, Vorstellungsrunde (R. Iten, INFRAS)
13.00-13.45	Themenblock I: Kostenentwicklung seit 1990 und Systemvarianten
13.00 - 13.15	Kurzpräsentation Auftragnehmer (A. Haller) - Empirische Datengrundlagen - Kostenentwicklung Solarthermie seit 1990 - Systemvarianten
13.15 - 13.45	Diskussion
13.45-14.45	Themenblock II: Kostenentwicklung bis 2030
13.45 - 14.00	Kurzpräsentation Auftragnehmer (S. Kessler) - Methodik und Grundlagen für Kostenmatrix 2004 - Datengrundlagen Lernkurven - Methodik für Kostenentwicklung bis 2030 - Energiepreisszenarien - Resultate auf Ebene Energiesystemvergleich 2004/2030
14.00 - 14.45	Diskussion
14.45-15.00	Pause

15.00-16.15	Themenblock III: Zusatznutzen, Break-Even-Analyse und Marktanteile
15.00 – 15.15	Kurzpräsentation Auftragnehmer (S. Kessler) - Bewertung der Zusatznutzen - Hypothesen zu Break-even Analyse und Marktanteilen
15.15 – 16.15	Diskussion
16.15 – 16.30	Zusammenfassung der Erkenntnisse, Ausblick (INFRAS)
16.30	Schluss des Workshops

Liste der Teilnehmenden

Andreas Haller	Schweizer Metallbau AG
Peter Hofer	Prognos AG
Heiri Huber	HTA Luzern
Rolf Iten	INFRAS
Martin Jakob	CEPE
Lucien Keller	Bureau d'études Keller-Burnier
Stefan Kessler	INFRAS
Peter Michael Nast	Institut für Technische Thermodynamik, DLR
Reto Rigassi	Eicher + Pauli AG
Karl Viridén	Viridén + Partner AG

Anhang 4: Kostendaten zu Förderprogrammen für Solarkollektoranlagen

Hinweis: Die angegebene Kosten sind Teuerungsbereinigt auf Basis Jahr 2000

Startprogramm Solare Wasservorwärmung

Subventionsprogramm 93 - 95

Kollektorfläche m2	Anzahl Abrechnungen	Kosten/m2
10	128	1'928
20	155	1'847
30	85	1'611
40	49	1'570
50	25	1'538
60	17	1'770
70	15	1'513
80	7	1'395
90	7	1'371
100	11	1'351
150	4	1'152
200	1	1'502
1400	1	1'107

Subventionsprogramm für Solaranlagen

Subventionsprogramm 1997 - 2001

Kollektorfläche m2	Anzahl Abrechnungen	Gesamtfläche	Kosten/m2
6.5	1952	9'979	2'177
10	1175	9'343	1'751
20	1799	25'621	1'489
50	870	23'551	1'255
100	113	9'903	1'274

Anhang 5: Factsheets für Kostenrechnung der Systemvarianten

Variante 1: EFH Minergie / Sanierung / Fossile Feuerung – Solares Warmwasser hoher Deckungsgrad

Gebäudebeschreibung	
EFH Minergie, Saniert	
EBF	180 m ²
Q _h	70 kWh/m ² *a
Q _{ww}	14 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent			
Feuerung Fossil (Öl/Gas), 7kW Brenner modulierend			
<i>Endenergiebedarf</i>			
E _{ta hww}	0.95 -	¹⁾	
E _{hww}	15'916 kWh/a		
Nutzungsdauer	15 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1	15000 Fr. ²⁾	komplett inkl. Kamin, Tank, etc.	1'302 Fr./a
Investition 2	Fr.		0 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>15000 Fr.</i>		<i>1'302 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a		300 Fr./a
Energiepreis	0.059 Fr./kWh		
Jahresenergiekosten	939 Fr./a		939 Fr./a
Jahreskosten Referenzvariante total			2'541 Fr./a
Energiegestehungskosten Referenzvariante (bezogen auf Nutzenergie)			16.8 Rp./kWh

Systemkombination mit Solarenergienutzung			
Feuerung Fossil (Öl/Gas), 7kW Brenner modulierend			
<i>Kapitalkosten gemäss monovalenter Ausführung oben</i>			<i>Annuität</i>
Investition Total			1'302 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt gemäss monovalenter Ausführung			300 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie Total) 87%			
Energiepreis 0.059 Fr./kWh			
Jahresenergiekosten 821 Fr./a			821 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total			2'423 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten konventionell (bezogen auf Nutzenergie)</i>			<i>18.3</i>
Solarkollektoren WW hoher DG, 4.5m² Flachkollektoren, 500l Speicher			
Nutzungsdauer 20 a			
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ³⁾	2'100 Fr.	Kollektoren	148 Fr./a
Investition 2	500 Fr.	Speicher, nur Zusatzkosten ggü. konv. Variante	35 Fr./a
Investition 3	2'400 Fr.	Verrohrung, Elektrik, Pumpen, etc.	169 Fr./a
Investition 4	4'300 Fr.	Planung, Montage	303 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>9300 Fr.</i>		<i>654 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt 2.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie			186 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			840 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)</i>			<i>44.0</i>
Jahreskosten Gesamtsystem			3'263 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			21.6 Rp./kWh

1) E+P, FAGO 2004, Feldanalyse kondensierende Gas- und Ölheizkessel

2) Schätzung INFRAS auf Basis Industr. Betriebe Interlaken und Ambio 2001. Kein Einbezug Heiz-/Tankraum, Wärmezentrale 7kW à 7'000Fr., Reduktion für längere Nutzungsdauer einzelner Teile wie z.B. Kamin. Berücksichtigung, dass im Fall von Gasheizung geringere Investitionen. Gantner et al.1999 ergibt ähnliche Resultate für Gas, Öl wäre leicht höher (Kategorie EFH)

3) Quelle: Richtkalkulationen Ernst Schweizer Metallbau

Ertragswerte Solaranlage	
Fläche	5.14 m ²
Spez. Jahresertrag SPF*)	495 kWh/m ²
Ausschöpfung ggü. SPF-Angaben**)	75% geschätzt
Jahresertrag	1908.2 kWh/a
Q _{ww}	2520 kWh/a
Deckungsgrad Q _{ww}	76%
*) SPF Factsheet	
**) wegen Niedrigenergiebauweise und sonstigen Beschränkungen	

Variante 2: EFH Minergie / Neubau / Wärmepumpe – Solare Heizungsunterstützung und Warmwasser

Gebäudebeschreibung	
EFH Minergie, Neubau	
EBF	180 m ²
Q _h	47 kWh/m ² *a
Q _{ww}	14 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent			
Luft-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 6 kW_{th}			
<i>Endenergiebedarf Elektrizität</i>			
Jahresarbeitszahl	3.2 -		
E _{hww} , Elektrizität	3'431 kWh/a		
Nutzungsdauer	15 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1	6500 Fr. ¹⁾	Einbindung Bau	564 Fr./a
Investition 2	10200 Fr. ²⁾	spezif. Aggregatskosten 1700Fr./kW	886 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>16700 Fr.</i>		<i>1'450 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	200 Fr./a		200 Fr./a
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Jahresenergiekosten	638 Fr./a		638 Fr./a
Jahreskosten Referenzvariante total			2'288 Fr./a
Energiegestehungskosten Referenzvariante (bezogen auf Nutzenergie)			20.8 Rp./kWh

Systemkombination mit Solarenergienutzung			
Luft-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 6 kW_{th}			
<i>Kapitalkosten gemäss monovalenter Ausführung oben</i>			<i>Annuität</i>
Investition Total			1'450 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt gemäss monovalenter Ausführung			200 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie Total)	74%		
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Jahresenergiekosten	472 Fr./a		472 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total			2'122 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten konventionell (bezogen auf Nutzenergie)</i>			<i>26.1</i>
Solkollektoren WW und Heizungsunterstützung, 14m² Flachkollektoren, 1200l Speicher			
Nutzungsdauer	20 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ³⁾	6'900 Fr.	Kollektoren	485 Fr./a
Investition 2	2'100 Fr.	Speicher, nur Zusatzkosten ggü. konv. Variante	148 Fr./a
Investition 3	3'300 Fr.	Verrohrung, Elektrik, Pumpen, etc.	232 Fr./a
Investition 4	5'800 Fr.	Planung, Montage	408 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>18'100 Fr.</i>		<i>1'274 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie		362 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			1'636 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)</i>			<i>57.3</i>
Jahreskosten Gesamtsystem			3'758 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			34.2 Rp./kWh

1) E+P, Technologiemonitoring 2003, S. 64, leicht reduziert da kleineres System und seit 200 wieder weitere Verbilligung.

2) E+P, Technologiemonitoring 2003, S. 69. Dort basieren Zahlen auf 8 kW Aggregat, Kostenstand 2000. Annahmen, dass höhere spezifische Kosten bei kleinerem Aggregat durch inzwischen erfolgte Kostenreduktion kompensiert wird.

3) Quelle: Richtkalkulationen Ernst Schweizer Metallbau

Ertragswerte Solaranlage	
Fläche	15.867 m ²
Spez. Jahresertrag SPF*)	327 kWh/m ²
Ausschöpfung ggü. SPF-Angaben**) 55%	geschätzt
Jahresertrag	2853.6 kWh/a
Q _{ww}	2520 kWh/a
Q _h	8460 kWh/a
Deckungsgrad Q _{hww}	26%
*) SPF Factsheet	
**) wegen Niedrigenergiebauweise und sonstigen Beschränkungen	

Variante 3: EFH Minergie-P / Neubau+Sanierung / Solare Heizungsunterstützung und Warmwasser – Einzelofen Pellet

Gebäudebeschreibung

EFH Minergie-P, Neubau oder Sanierung

EBF	180 m ²
Q _h	16 kWh/m ² *a
Q _{ww}	14 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent

Analog Variante 4

Systemkombination mit Solarenergienutzung

Holzfeuerung, Pellet Einzelofen mit 90% Wirkungsgrad, 15 Jahre Nutzungsdauer

		<i>Annuität</i>
Investition Total ¹⁾	7000	608 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>		
Wartung, Unterhalt	3.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie	210 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie Total)	15%	
Energiepreis	0.08 Fr./kWh	
Mittl. Jahresenergiekosten	72 Fr./a	72 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total		890 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten konventionell (bezogen auf Nutzenergie)</i>		110.1

Solarkollektoren WW und Heizungsunterstützung, 20m² Flachkollektoren, 5000l Kombispeicher

Nutzungsdauer		20 a	
<i>Kapitalkosten</i>		<i>Absolutwerte</i>	<i>Annuität</i>
Investition 1 ²⁾	10'400 Fr.	Kollektoren	732 Fr./a
Investition 2	7'700 Fr.	Speicher (gesamte Kosten)	542 Fr./a
Investition 3	3'600 Fr.	Verrohrung, Elektrik, Pumpen, etc.	253 Fr./a
Investition 4	7'100 Fr.	Planung, Montage	500 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>28'800 Fr.</i>		<i>2'026 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie		576 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			2'602 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)</i>			56.7
Jahreskosten Gesamtsystem			3'492 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			64.7 Rp./kWh

1) Quelle: Tel. Auskunft TIBA AG, www.calimax.com, 7kW Ausführung

2) Quelle: Richtkalkulationen Ernst Schweizer Metallbau

Ertragswerte Solaranlage

Fläche	20 m ²
Spez. Jahresertrag SPF*)	280 kWh/m ²
Ausschöpfung ggü. SPF-Angaben**) 82%	geschätzt
Jahresertrag	4592 kWh/a
Q _{ww}	2520 kWh/a
Q _h	2880 kWh/a
Deckungsgrad Q _{hww}	85%

*) SPF Factsheet

**) wegen Niedrigenergiebauweise und sonstigen Beschränkungen

Variante 4: EFH Minergie-P / Neubau+Sanierung / Wärmepumpe – Photovoltaikanlage

Gebäudebeschreibung	
EFH Minergie-P, Neubau oder Sanierung	
EBF	180 m ²
Q _h	16 kWh/m ² *a
Q _{ww}	14 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent			
Sole-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 4.5 kW_{th}			
<i>Endenergiebedarf Elektrizität</i>			
Jahresarbeitszahl	4.0 -		
E _{hww} , Elektrizität	1'350 kWh/a		
Nutzungsdauer	15 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ¹⁾	22000 Fr.	Einbindung Bau	1'910 Fr./a
Investition 2	Fr.	Aggregatkosten inkl. Erdsonde	0 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>22000 Fr.</i>		<i>1'910 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	1.5% der Invest./a		330 Fr./a
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	251 Fr./a		251 Fr./a
Jahreskosten Referenzvariante total			2'491 Fr./a
Energiegestehungskosten Referenzvariante (bezogen auf Nutzenergie)			46.1 Rp./kWh

Systemkombination mit Solarenergienutzung			
Sole-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 4.5 kW_{th}			
<i>Kapitalkosten gemäss monovalenter Ausführung oben</i>			
Investition Total			1'910 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt gemäss monovalenter Ausführung			330 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie)	0%		
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	0 Fr./a		0 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total			2'240 Fr./a
Photovoltaikanlage 1.7 kW_p zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs Wärmepumpe			
Nutzungsdauer	30 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ²⁾	22000 Fr.	komplettes System, installiert	1'196 Fr./a
Investition 2	Fr.		0 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>22000 Fr.</i>		<i>1'196 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a inkl. Ersatz Wechselrichter nach 15a		440 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			1'636 Fr./a
Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)			121.2
Jahreskosten Gesamtsystem			3'876 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			71.8 Rp./kWh

1) Quelle: Kalkulation Keller-Burnier sowie E+P, Technologiemonitoring 2003, S. 64, leicht reduziert da kleineres System, 6000 Fr. Zusatzkosten für Sonde.

2) Quelle: Schätzung INFRAS

Variante 5: MFH Minergie / Sanierung / Fossile Feuerung – Solare Warmwasservorwärmung

Gebäudebeschreibung	
MFH Minergie, Saniert	
EBF	1280 m ²
Q _h	44 kWh/m ² *a
Q _{ww}	21 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent			
Feuerung Fossil (Öl/Gas), 45kW Brenner modulierend			
<i>Endenergiebedarf</i>			
E _{ta hww}	0.95 -	¹⁾	
E _{hww}	87'579 kWh/a		
Nutzungsdauer	15 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ²⁾	25000 Fr.	Komplett inkl. Kamin, Tank, etc.	2'171 Fr./a
Investition 2	Fr.		0 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
Investition Total	25000 Fr.		2'171 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a		500 Fr./a
Energiepreis	0.059 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	5'167 Fr./a		5'167 Fr./a
Jahreskosten Referenzvariante total			7'838 Fr./a
Energiegestehungskosten Referenzvariante (bezogen auf Nutzenergie)			9.4 Rp./kWh

Systemkombination mit Solarenergienutzung			
Feuerung Fossil (Öl/Gas), 45kW Brenner modulierend			
<i>Kapitalkosten gemäss monovalenter Ausführung oben</i>			
Investition Total			2'171 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt gemäss monovalenter Ausführung			500 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie Total)	84%		
Energiepreis	0.059 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	4'356 Fr./a		4'356 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total			7'026 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten konventionell (bezogen auf Nutzenergie)</i>			10.0
Solarkollektoren WW-Vorwärmung, 20m² Flachkollektoren, 2*1000l Speicher			
Nutzungsdauer	20 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ³⁾	10'000 Fr.	Kollektoren	704 Fr./a
Investition 2	1'400 Fr.	Speicher, nur Zusatzkosten ggü. konv. Variante	99 Fr./a
Investition 3	4'400 Fr.	Verrohrung, Elektrik, Pumpen, etc.	310 Fr./a
Investition 4	10'700 Fr.	Planung, Montage	753 Fr./a
Investition Total	26500 Fr.		1'865 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie		530 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			2'395 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)</i>			18.3
Jahreskosten Gesamtsystem			9'421 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			11.3 Rp./kWh

1) E+P, FAGO 2004, Feldanalyse kondensierende Gas- und Ölheizkessel

2) Schätzung INFRAS auf Basis Ambio 2001 und Kalkulation Keller-Burnier. Kein Einbezug Heiz-/Tankraum, Wärmesentrale 35kW à 12'000Fr., Reduktion für längere Nutzungsdauer einzelner Teile wie z.B. Kamin. Berücksichtigung, dass bei Gasfeuerung tendenziell tiefere Invest.

3) Quelle: Richtkalkulationen Ernst Schweizer Metallbau

Ertragswerte Solaranlage	
Fläche	20 m ²
Spez. Jahresertrag SPF*)	726 kWh/m ²
Ausschöpfung ggü. SPF-Angaben**)	90% geschätzt
Jahresertrag	13068 kWh/a
Q _{ww}	26880 kWh/a
Deckungsgrad Q _{ww}	49%
*) SPF Factsheet	
**) wegen Niedrigenergiebauweise und sonstigen Beschränkungen	

Variante 6: MFH Minergie / Neubau / Holzpelletfeuerung – Solare Warmwasservorwärmung

Gebäudebeschreibung	
MFH Minergie, Neubau	
EBF	1280 m ²
Q _h	29 kWh/m ² *a
Q _{ww}	21 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent			
Holzpellet-Feuerung 35kW für Heizung und Warmwasser			
<i>Endenergiebedarf</i>			
E _{ta hww}	0.9 -	¹⁾	
E _{hww}	71'111 kWh/a		
Nutzungsdauer	15 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ²⁾	45000 Fr.	Komplett inkl. Kamin, Tank, etc.	3'907 Fr./a
Investition 2	Fr.		0 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>45000 Fr.</i>		<i>3'907 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	3.0% der Invest./a		1'350 Fr./a
Energiepreis	0.07 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	4'978 Fr./a		4'978 Fr./a
Jahreskosten Referenzvariante total			10'235 Fr./a
Energiegestehungskosten Referenzvariante (bezogen auf Nutzenergie)			16.0 Rp./kWh

Systemkombination mit Solarenergienutzung			
Holzpellet-Feuerung 35kW für Heizung und Warmwasser			
<i>Kapitalkosten gemäss monovalenter Ausführung oben</i>			<i>Annuität</i>
Investition Total			3'907 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt gemäss monovalenter Ausführung			1'350 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie Total)	80%		
Energiepreis	0.07 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	3'961 Fr./a		3'961 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total			9'219 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten konventionell (bezogen auf Nutzenergie)</i>			<i>18.1</i>
Solarkollektoren WW-Vorwärmung, 20m² Flachkollektoren, 2*1000l Speicher			
Nutzungsdauer	20 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ³⁾	10'000 Fr.	Kollektoren	704 Fr./a
Investition 2	1'400 Fr.	Speicher, nur Zusatzkosten ggü. konv. Variante	99 Fr./a
Investition 3	4'400 Fr.	Verrohrung, Elektrik, Pumpen, etc.	310 Fr./a
Investition 4	10'700 Fr.	Planung, Montage	753 Fr./a
<i>Investition Total</i>	<i>26500 Fr.</i>		<i>1'865 Fr./a</i>
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie		530 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			2'395 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)</i>			<i>18.3</i>
Jahreskosten Gesamtsystem			11'613 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			18.1 Rp./kWh

1) E+P, FAGO 2004, Feldanalyse kondensierende Gas- und Ölheizkessel

2) Richtkalkulationen Keller-Burnier / Schätzung INFRAS auf Basis Ambio 2001. Ohne Heizraum, 35kW Kessel à CHF25'000 gemäss Tiba, Reduktion für längere Nutzungsdauer einzelner Teile wie z.B. Kamin.

3) Quelle: Richtkalkulationen Ernst Schweizer Metallbau

Ertragswerte Solaranlage	
Fläche	20 m ²
Spez. Jahresertrag SPF*)	726 kWh/m ²
Ausschöpfung ggü. SPF-Angaben**)	90% geschätzt
Jahresertrag	13068 kWh/a
Q _{ww}	26880 kWh/a
Deckungsgrad Q _{ww}	49%
*) SPF Factsheet	
**) wegen Niedrigenergiebauweise und sonstigen Beschränkungen	

Variante 7: MFH Minergie-P / Neubau+Sanierung / Wärmepumpe – Solares Brauchwarmwasser

Gebäudebeschreibung	
MFH Minergie-P, Neubau oder Sanierung	
EBF	1280 m ²
Q _h	10 kWh/m ² *a
Q _{ww}	21 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent			
Sole-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 25 kW_{th}			
<i>Endenergiebedarf Elektrizität</i>			
Jahresarbeitszahl	4.0	- ¹⁾	
E _{hww} , Elektrizität	9'920 kWh/a		
Nutzungsdauer	15 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ²⁾	55000 Fr.	Gesamtinvestitionen	4'775 Fr./a
Investition 2	Fr.		0 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
Investition Total	55000 Fr.		4'775 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	1.5% der Invest./a		825 Fr./a
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	1'845 Fr./a		1'845 Fr./a
Jahreskosten Referenzvariante total			7'445 Fr./a
Energiegestehungskosten Referenzvariante (bezogen auf Nutzenergie)			18.8 Rp./kWh

Systemkombination mit Solarenergienutzung			
Sole-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 25 kW_{th}			
<i>Kapitalkosten gemäss monovalenter Ausführung oben</i>			<i>Annuität</i>
Investition Total			4'775 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt gemäss monovalenter Ausführung			825 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie)	44%		
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	809 Fr./a		809 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total			6'410 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten konventionell (bezogen auf Nutzenergie)</i>			<i>36.8</i>
Solarkollektoren WW hoher DG, 60m² Flachkollektoren, 2*2'000l Speicher			
Nutzungsdauer	20 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 ³⁾	32'400 Fr.	Kollektoren	2'280 Fr./a
Investition 2	7'700 Fr.	Speicher, nur Zusatzkosten ggü. konv. Variante	542 Fr./a
Investition 3	6'700 Fr.	Verrohrung, Elektrik, Pumpen, etc.	471 Fr./a
Investition 4	19'500 Fr.	Planung, Montage	1'372 Fr./a
Investition Total	66300 Fr.		4'665 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie		1'326 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			5'991 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)</i>			<i>26.9</i>
Jahreskosten Gesamtsystem			12'401 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			31.3 Rp./kWh

1) Schätzung INFRAS

2) Richtkalkulationen Keller-Burnier / Gesamtinvestitionen basierend auf Gantner et al.1999, S. 6-53, Tabelle 6.5-29

3) Quelle: Richtkalkulationen Ernst Schweizer Metallbau

Ertragswerte Solaranlage	
Fläche	60 m ²
Spez. Jahresertrag SPF*)	495 kWh/m ²
Ausschöpfung ggü. SPF-Angaben**)	75% geschätzt
Jahresertrag	22275 kWh/a
Q _{ww}	26880 kWh/a
Deckungsgrad Q _{ww}	83%
*) SPF Factsheet	
**) wegen Niedrigenergiebauweise und sonstigen Beschränkungen	

Variante 8: MFH Minergie-P / Neubau+Sanierung / Wärmepumpe – Solare Heizungsunterstützung und Warmwasser

Gebäudebeschreibung	
MFH Minergie-P, Neubau oder Sanierung	
EBF	1280 m ²
Q _h	10 kWh/m ² *a
Q _{ww}	21 kWh/m ² *a

Konventionelles Heizsystem monovalent			
Sole-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 25 kW			
<i>Endenergiebedarf Elektrizität</i>			
Jahresarbeitszahl	4.0 -	1)	
E _{hww} , Elektrizität	9'920 kWh/a		
Nutzungsdauer	15 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 2)	55000 Fr.	Gesamtinvestitionen	4'775 Fr./a
Investition 2	Fr.		0 Fr./a
Investition 3	Fr.		0 Fr./a
Investition 4	Fr.		0 Fr./a
Investition Total	55000 Fr.		4'775 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	1.5% der Invest./a		825 Fr./a
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	1'845 Fr./a		1'845 Fr./a
Jahreskosten Referenzvariante total			7'445 Fr./a
Energiegestehungskosten Referenzvariante (bezogen auf Nutzenergie)			18.8 Rp./kWh

Systemkombination mit Solarenergienutzung			
Sole-Wasser Wärmepumpe für Heizung und Warmwasser, 25 kW			
<i>Kapitalkosten gemäss monovalenter Ausführung oben</i>			<i>Annuität</i>
Investition Total			4'775 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt gemäss monovalenter Ausführung			825 Fr./a
Deckungsanteil (Nutzenergie Total)	51%		
Energiepreis	0.186 Fr./kWh		
Mittl. Jahresenergiekosten	933 Fr./a		933 Fr./a
Jahreskosten Anteil konventionell, total			6'533 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten konventionell (bezogen auf Nutzenergie)</i>			32.6
Solkollektoren WW und Heizungsunterstützung, 80m² Flachkollektoren, 5'000l Kombispeicher			
Nutzungsdauer	20 a		
<i>Kapitalkosten</i>	<i>Absolutwerte</i>		<i>Annuität</i>
Investition 1 3)	43'100 Fr.	Kollektoren	3'033 Fr./a
Investition 2	7'700 Fr.	Speicher, nur Zusatzkosten ggü. konv. Variante	542 Fr./a
Investition 3	8'600 Fr.	Verrohrung, Elektrik, Pumpen, etc.	605 Fr./a
Investition 4	22'600 Fr.	Planung, Montage	1'590 Fr./a
Investition Total	82000 Fr.		5'770 Fr./a
<i>Betriebskosten</i>			
Wartung, Unterhalt	2.0% der Invest./a inkl. Hilfsenergie		1'640 Fr./a
Jahreskosten Anteil Solar, total			7'410 Fr./a
<i>Energiegestehungskosten Solar (bezogen auf Ertrag Solaranlage)</i>			37.8
Jahreskosten Gesamtsystem			13'943 Fr./a
Energiegestehungskosten (bezogen auf Nutzenergie)			35.1 Rp./kWh

1) Schätzung INFRAS

2) Richtkalkulationen Keller-Burnier / Gesamtinvestitionen basierend auf Gantner et al.1999, S. 6-53, Tabelle 6.5-29

3) Quelle: Richtkalkulationen Ernst Schweizer Metallbau

Ertragswerte Solaranlage	
Fläche	80 m ²
Spez. Jahresertrag SPF*)	327 kWh/m ²
Ausschöpfung ggü. SPF-Angaben**) 75%	geschätzt
Jahresertrag	19620 kWh/a
Q _{ww}	26880 kWh/a
Q _h	12800 kWh/a
Deckungsgrad Q _{hww}	49%
*) SPF Factsheet	
**) wegen Niedrigenergiebauweise und sonstigen Beschränkungen	

Literaturverzeichnis

- Ambio 2001: Kostenvergleich Holzfeuerung- Ölfeuerung, im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft, Zürich.
- ARGE Solarwirtschaft 2001: Perspektiven der Solarwärme-Nutzung in Deutschland. Wieviel Förderung braucht der Einstieg in die Solarwirtschaft? www.bsi-solar.de
- B,S,S 2003: Versorgung mit fossilen Treib- und Brennstoffen, im Auftrag des Bundesamtes für Energie.
- Basler&Hofmann 1995: Kosten und Nutzen von thermischen Solaranlagen. Aktionsprogramm Energie 2000.
- Belz F.M., Egger D. 2001: Nutzen und Kosten von Minergiehäusern: Empirische Ergebnisse einer explorativen Studie; Der Markt 1/2001 – siehe auch Literaturverzeichnis in diesem Artikel.
- BMU 2003: Entwicklung der erneuerbaren Energien – Stand August 2003, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BMU 2004: Umweltpolitik – Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energie in Deutschland, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Boston Consulting Group 1968: Perspectives on Experience, Boston Consulting Group Inc.
- CEPE et al. 2002: CO₂-Reduktionspotenzial Erdgas, Projektphase 1: Referenzszenario, Schlussbericht; im Auftrag der Schweizerischen Gasindustrie, Zürich.
- CORE 2004: Konzept der Energieforschung des Bundes 2004 – 2007, Ausgearbeitet durch die Eidgenössische Energieforschungskommission CORE, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- DFS 2001: Der europäische Solarthermiemarkt, Deutscher Fachverband Solarenergie e.V, Mai www.bsi-solar.de
- Econcept 2003: Niedrigenergiebauten für die Schweiz. Eine Potenzial- und Auswirkungsanalyse, Berichtsentwurf, Zürich.
- Econcept/CEPE 2004: Direkte und indirekte Zusatznutzen in energieeffizienten Bauten, im Auftrag des Bundesamtes für Energie www.cepe.ethz.ch/research/projects/Benefit%20buildings/benefits_buildings.htm
- ECONCEPT/INFRAS 2000: Förderstrategien für den Einsatz einer Förderabgabe, EDMZ Bern.
- Eicher+Pauli 2003: Technologie-Monitoring. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- EMPA 2004: Energie- und Gebäudetechnik für die 2000-Watt-Gesellschaft – Modell Schweiz, Dübendorf, unveröffentlichter Vernehmlassungsentwurf.
- European Commission 2002: Renewable Energy. Best Practice Projects Yearbook 1997–2000, Madrid.
- European Commission 2003: World Energy, technology and climate policy outlook 2030 WETO.

- EVA 2004: Verdeckte Förderung konventioneller Energieträger am Beispiel von Deutschland, Publiziert in energy 2/2004, p. 14, Zeitschrift der Energieverwertungsagentur, Wien.
- Factor & econcept 2003: Vision 2050: Nachhaltige Energieversorgung und Energienutzung in der Schweiz. Beilagenband. Im Auftrag von Bundesamt für Energie, April.
- Frei Ulrich: Solar thermal collectors, state of the art and further development.
www.solarenergy-themal.ch/rapports/Site0/fr/Art2003_SPF_solar_collectors_development_ISES_2003.pdf
- Freudiger C., Keller L. 1994: (élaboration d'un modèle permettant de calculer le coût d'une installation solaire en fonction de sa surface et des conditions locales, modèle utilisé et validé dans le cadre de l'action d'accélération Préchauffage de l'eau chaude d'E2000).
- Freudiger C., Keller L. 1994: Préchauffage solaire de l'eau chaude dans les immeubles de la Ville de Lausanne, Energie Solaire 4/94, p. 32 (Ville de Lausanne: inventaire des possibilités d'utilisation de l'énergie solaire pour le préchauffage de l'eau chaude sur 100 immeubles).
- Gantner et al 1999 : Gantner U., Jakob M. und Hirschberg, S., Methoden und Analysen – Grundlagen sowie ökologische und ökonomische Vergleiche von zukünftigen Energieversorgungsvarianten der Schweiz, Schlussentwurf, Arbeitsmaterial, Paul Scherrer Institut, Villigen.
- Gantner U., M. Jakob, S. Hirschberg 2001: Perspektiven der zukünftigen Strom- & Wärmeversorgung für die Schweiz. Studie im Rahmen des Projekts GaBE: Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen. Paul Scherrer Institut, Villigen, August 2001.
- Gay J.-B. (EPFL/LESO) 2003: Utilisation passive de l'énergie solaire.
- Gutschner M. 1996 : Abschätzung des PV-Flächenpotenzials im schweizerischen Gebäudepark, im Auftrag des Bundesamtes für Energie.
- Haller A.; Othmar Humm; Karsten Voss; Staufen bei Freiburg i.B., Ökobuch.
- Haller, Andreas 2000: Renovieren mit der Sonne: Solarenergienutzung im Altbau.
- Hanreich Gunther 2003: European policies for solar thermal and renewable heating. Directorate General for Energy and Transport, European Commission, 19th September.
- Hoffmann Winifried 2002: Die PV Solarstromindustrie: Ein nachhaltig wachsender Zukunftsmarkt.
www.rweschottsolar.de/de/dokumente/broschueren/muc_deutsch_buch.pdf.
- Holm-Müller K. 1991: Die Nachfrage nach Umweltqualität in der Bundesrepublik Deutschland, im Auftrag des Umweltbundesamtes 91/4, Berlin.
- IEA 2002: Solar Thermal Collector Market in IEA-Member Countries, Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie, Gleisdorf und Universität Klagenfurt.
- INFRAS 2002: Szenarien für Verkehrsentwicklungen: Analyse der Auswirkungen auf die Verkehrsnachfrage, Grundlagenpapier für das Amt für Verkehr Kt. ZH.
- INFRAS 2004: Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Entwurf Schlussbericht.

- INFRAS/IPSO 1994: Zahlungsbereitschaft für die Verhinderung einer globalen Klimaänderung, Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Jakob Martin, E. Jochem, K. Christen 2002: Grenzkosten bei forcierten Energie-Effizienzmassnahmen in Wohngebäuden. Im Auftrag des Bundesamtes für Energie, September.
- Jakob, M., Madlener, R. 2003: Exploring Experience Curves for the Building Envelope: An Investigation for Switzerland for 1970-2020 CEPE Working Paper Nr. 22, Zürich.
- Jakob, M., Madlener, R. 2004: Riding down the experience curve for energy-efficient building envelopes: the Swiss case for 1970-2020, publication in Int. J. Energy Technology and Policy, Vol2, Nos. ½.
- Kaufmann Urs, Dr. Eicher+Pauli 2002: Schweizerische Statistik der erneuerbaren Energien. Ausgabe 2001, November.
- Keller L. 2001: Aération douce: les solutions et l'adhérence au concept, Séminaire Minergie, Berne.
- Keller L., Affolter P. 1994: Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverter; practical results, 12th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Amsterdam.
- Keller L., Affolter P. 1995: Optimizing the panel area of a photovoltaic system in relation to the static inverter – practical results, Solar Energy 55 (1) p. 1.
- Kydes A. 1999: Modeling Technology Learning in the National Energy Modeling System. Published in Issues in Midterm Analysis and Forecasting 1999, U.S. Department of Energy, Washington. www.eia.doe.gov/oiaf/issues/pdf/060799.pdf
- Kydes A., Goldstein G. 2002: SAGE: A new IEA model for International Energy Forecasting and Technology Policy, Presentation at the Annual Meeting of the International Energy Workshop jointly organized by EMF/IEA/IIASA, June 18-20 2002 at Stanford University.
- Linder Kommunikation 2003: Der Markt für Ökostrom und weitere Stromprodukte aus erneuerbaren Energien in der Schweiz im Jahr 2002. Im Auftrag von AEE Agentur für erneuerbare Energien und Energieeffizienz.
- Luther Joachim: Photovoltaik – Strom aus Sonnenenergie, (Solares Bauen), Technologie und Markt. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. www.ise.fhg.de/english/current_topics/events/events2001/lu_171101.pdf.
- Mangold, D., Hahne, E. 1998: Aktuelle und künftige Kosten thermischer Solaranlagen, Inst. für Thermodynamik und Wärmetechnik, Stuttgart.
- McDonald Alan, L. Schrattenholzer 2001: Learning rates for energy technologies. In: Energy Policy 29 (2001) 255-261.
- MINERGIE 2003: MINERGIE-P Nutzungsreglement, Anhang C- MINERGIE-P-Standards, Stand Januar www.minergie.ch.
- MINERGIE 2003a: Reglement zur Nutzung der Qualitätsmarke MINERGIE, Stand Juni www.minergie.ch.
- MuKen 2000: Musterverordnung der Kantone im Energiebereich, Ausgabe 2000, Konferenz kantonaler Energiedirektoren und Konferenz kantonaler Energiefachstellen.

- Müller V., Peters M., Gubler M., Maillard S., Keller L. 2001: Akzeptanz von Komfortlüftungen im Wohnungsbereich, OFEN).
- Nast, M. 1998: Markt- und Kostenentwicklung auf dem Solarthermiemarkt in Deutschland, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, Tagungsband 5. Fachkongress renergie 98, Hamm, S. 223-230.
- NET 1998: Das Photovoltaik-Potential im Gebäudepark der Stadt Zürich, Nowak Energie & Technologie AG.
- Nordmann Thomas 2002: Solarstrom Systemkosten in Vergangenheit, Gegenwart und Zukunft. TNC Consulting AG 2002, www.bsi-solar.de/downloads/experten_html/NordmannPVsystemcost2002.pdf.
- OECD/IEA 2000: Experience Curves for Energy Technology Policy, Paris.
- OECD/IEA 2003: Creating Markets for Energy Technologies, Paris.
- Ott, W., Baur, M., Jakob, M. 2003: Direkte und indirekte Zusatznutzen bei energie-effizienten Wohngebäuden, econcept, CEPE, i.a. EWG/BFE, Bern, 2003 (laufendes Projekt).
- POLIS 2002: Marktpotenziale und Markthindernisse für die thermische Solarenergie, Brugg.
- Poponi Daniele. 2003: Analysis of diffusion paths for photovoltaic technology based on experience curves. In: Solar Energy 74 (2003) 331-340.
- Prognos 1996: Energieperspektiven der Szenarien I bis III 1990 bis 2030, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Basel.
- Prognos 2001: Bestimmung der Heizenergiebedarfe von Wohnbauten zur Erreichung des EEV-Einsparziels von 15%, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Basel.
- Prognos 2002: Standortbestimmung CO₂-Gesetz. CO₂-Perspektiven und Sensitivitäten, Stand Oktober 2002, im Auftrag des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landschaft, Basel.
- Prognos 2004: Entwicklung der Energiepreise bis 2035, internes Inputpapier für die 1. Begleitgruppensitzung des Projekts Potenziale zur energetischen Nutzung von Biomasse in der Schweiz vom 6.2.2004, im Auftrag des BFE im Rahmen der Aktualisierung der Energieperspektiven Schweiz.
- Rogers, E.M. 1995: Diffusion of Innovations, New York.
- SOLAR 2004: Markterhebung Sonnenenergie 2003, Sonnenenergiefachverband Schweiz, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Bern.
- Solaragency 2003: Allparteien-Allianz-Allinaz für einheimische Energien, Dokumentation anlässlich der 13. Solarpreisverleihung, Anhang 1, S. 26.
- Tseng Phillip, J. Lee, S. Kypreos, L. Barreto 1999: Technology Learning and the Role of Renewable Energy in reducing Carbon Emissions. Presented at The IEA International Workshop on Technologies to Reduce Greenhouse Gas Emissions, 5-7 May 1999, Washington, D.C., USA.
- Tsuchiya Haruki 2000: Fuel cell cost Study by Learning Curve. Submitted to Annual Meeting of the International Energy Workshop, jointly organized by EMF/IIASA, 18-20 June 2002 at Stanford University, USA.

Van der Zwaan Bob, A. Rabl: Prospects for PV: a learning curve analysis. In: Solar Energy 74 (2003) 19-31. www.sciencedirect.com.

Wene Clas-Otto 2000: Stimulating Learning Investments for Renewable Energy Technology. EMF/IEA/IEW Workshop, 20–22 June 2000, Stanford University, Stanford, California.

WVS 2003: Energieholzpreise 2002/ 2003 www.wvs.ch/de/waldwirt/energhpr.pdf

ZEN 2002: MINERGIE und Passivhaus: Zwei Gebäudestandards im Vergleich, Zentrum für Energie und Nachhaltigkeit im Bauwesen, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, Dübendorf 2002. www.minergie.ch/download/MinergiePSchlussbericht.pdf.

ZKB 2003: Analysebericht zum MINERGIE-Standard, unveröffentlichte Aktennotiz der Zürcher Kantonalbank, in Zusammenarbeit mit CEPE.

Bundesamt für Energie BFE

Worblentalstrasse 32, CH-3063 Ittigen · Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. 031 322 56 11, Fax 031 323 25 00 · office@bfe.admin.ch · www.ewg-bfe.ch