



Projekt GaBE:
Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen

Perspektiven der zukünftigen Strom- &
Wärmeversorgung für die Schweiz
Ökologische und ökonomische Betrachtungen

U. Gantner, M. Jakob und S. Hirschberg

Zusammenfassung	iii
1 Einleitung	1
2 Angewandte Methodik für Systemanalysen & energetische Rahmenbedingungen....	2
2.1 Untersuchung von zukünftigen Energiesystemen.....	2
2.2 Methodische Ansätze bei der gesamtschweizerischen Betrachtung für das Jahr 2030	3
2.2.1 Strom und Wärme gemeinsam betrachten.....	3
2.2.2 Bestimmung von optimistisch-realistischen Potenzialen neuer erneuerbarer Energien	3
2.2.3 Sparmassnahmen und –techniken (Kostenkurven)	3
2.2.4 Festlegung von zukünftigen Strom- und Wärmeversorgungsvarianten und Zuordnung der zukünftigen Energiesysteme	4
2.2.5 Darstellung und Diskussion der Resultate	4
3 Angebot und Nachfrage von Strom und Wärme.....	5
3.1 Entwicklung der Stromnachfrage, Basisangebot und Manko	5
3.2 Entwicklung der Wärmenachfrage, Basisangebot und Manko	6
4 Ökologische und ökonomische Parameter zukünftiger Energiesysteme.....	8
4.1 Technische Entwicklung	8
4.1.1 Reine Stromerzeugung.....	8
4.1.2 Reine Wärmebereitstellung	8
4.1.3 Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion	9
4.2 Ökologische Performance.....	9
4.2.1 Reine Stromerzeugung.....	9
4.2.2 Reine Wärmebereitstellung	10
4.2.3 Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion	11
4.3 Ökonomische Performance	13
4.3.1 Reine Stromerzeugung.....	14
a) Konventionelle thermische Stromerzeugung	14
b) Stromerzeugung aus Wasserkraft	15
c) Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien.....	15
d) Stromsparmassnahmen und –techniken	16
4.3.2 Reine Wärmeerzeugung.....	17
a) Konventionelle thermische Öl- und Gasheizungen	17
b) Erneuerbare Energien	17
c) Wärmepumpen	19
d) Wärmesparmassnahmen und –techniken	19
4.3.3 Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion	20
5 Potenziale der verschiedenen Energiesysteme in der Schweiz	22
5.1 Erneuerbare Energiesysteme.....	22
5.1.1 Stromerzeugung.....	22
5.1.2 Wärmeerzeugung.....	23
5.2 Wärmepumpen	24
5.3 Wärmekraftkopplungssysteme.....	24
5.4 Sparmassnahmen.....	26
5.4.1 Elektrizitätsanwendung.....	26
5.4.2 Raumwärme im Wohn- und Dienstleistungssektor	27
5.5 Konventionelle thermische Anlagen	28
5.5.1 Thermische Stromproduktion in grossen zentralen Kraftwerken	28
5.5.2 Ölheizungen und Gasheizungen	29

6	Anteile der Energiesysteme in den gesamtschweizerischen Varianten 2030	30
6.1	<i>Definition von gesamtschweizerischen Varianten.....</i>	30
6.2	<i>Wärmeerkopplungssysteme.....</i>	30
6.3	<i>Wärmepumpenanlagen.....</i>	31
6.4	<i>Erneuerbare Energiesysteme.....</i>	32
6.5	<i>Spar- und Effizienzmassnahmen.....</i>	34
6.5.1	<i>Strom.....</i>	34
6.5.2	<i>Raumwärme im Wohn- und Dienstleistungssektor.....</i>	34
6.5.3	<i>Raum- und Prozesswärme in der Industrie</i>	35
6.6	<i>Ölheizungen und Gasheizungen</i>	35
7	Schweizerische Energieversorgungsvarianten für das Jahr 2030.....	37
7.1	<i>Varianten der Nachfragedeckung.....</i>	37
7.2	<i>Ökologische Auswirkungen der Varianten.....</i>	39
7.3	<i>Wirtschaftlichkeit.....</i>	41
7.4	<i>Treibhausgas-Emissionen und Jahreskosten der Varianten für das Jahr 2030.....</i>	44
8	Schlussfolgerungen und Empfehlungen	46
9	Quellenverzeichnis (Auswahl)	48
10	Glossar	51
	Anhang 1: SEV/VSE Bulletin, Ausgabe 12/00.....	A1-1
	Anhang 2: GHGT-5 Conference Paper (English Summary)	A2-1

Zusammenfassung

Umweltneutral, kostengünstig, gewappnet gegen ökonomische Risiken sowie ohne Versorgungsengpässe und Risiken schwerer Unfälle - so sieht die ideale zukünftige Energieversorgung aus. Dank zum Teil bemerkenswerten ökologischen und ökonomischen Verbesserungen der einzelnen Versorgungssysteme, dank neuen erneuerbaren Energien und dank den Möglichkeiten von nachfragereduzierenden Massnahmen und Techniken kann ein Schritt in Richtung Nachhaltigkeit getan werden. Kollektiv kann aber auch die nächste Generation der Energiebereitstellungsanlagen - und somit der zukünftige Anlagenpark - diese Punkte noch nicht erfüllen. Dies liegt einerseits im mittelfristig nur beschränkt erschliessbaren Potenzial erneuerbarer Energiequellen und andererseits an den weiterhin hauptsächlich fossilen Energieträgern, die für die rationelle Energienutzung eingesetzt werden.

Will die Schweiz ihre Versorgung mit Strom und Wärme im Sinne der Abkommen von Kyoto nachhaltig gestalten, reichen die Wasserkraft und andere erneuerbare Energien nicht aus. Im PSI-Projekt **Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (GaBE)** wurden deshalb verschiedene Energieversorgungsszenarien für das Jahr 2030 unter die Lupe genommen und insbesondere den Einsatz von Wärmekraftkopplungsanlagen, Wärmepumpen und Kombikraftwerken untersucht. In einer ganzheitlichen Betrachtung der Treibhausgasproblematik müsste auch der Verkehr berücksichtigt werden. Verkehr und Treibhausgase werden in dieser Arbeit jedoch nicht untersucht. Für die zukünftige Bilanz der Treibhausgas-Emissionen sind zwei Entwicklungen entscheidend:

- ✓ Die zukünftige Nachfrage nach Strom und Wärme, die abhängig ist von der Konjunktur, der technischen Entwicklung, den realisierten Sparmassnahmen sowie von den Sanierungen der Gebäude.
- ✓ Die genutzten Energiequellen und die eingesetzten Technologien.

Die Deckung des heutigen Strombedarfs von 55'000 GWh ist mit rund 40 Prozent Kernkraft und knapp 60 Prozent Wasserkraft weitgehend CO₂-frei. Es wurde angenommen, dass der Strombedarf bis 2030 auf 66'000 GWh steigen könnte. Beim Wärmebedarf wird eine Zunahme von 88'000 GWh auf 98'000 GWh erwartet. Entscheidend ist, wie der zusätzliche Bedarf gedeckt wird und wie sich der Strom- und Wärmemix im Vergleich zu heute verändert. Im Gegensatz zum «Strom» ist die «Wärme» mit 24 Megatonnen CO₂-Ausstoss pro Jahr heute für einen grossen Teil der Treibhausgase verantwortlich.

Die verschiedenen Szenarien können in vier Varianten zusammengefasst werden, die sich bezüglich Treibhausgas-Emissionen und Jahreskosten unterscheiden:

Variante 1: Verzichtet man auf die Kernenergie und ergänzt die Wasserkraft mit vorwiegend fossiler Produktion, resultiert die kostengünstigste Versorgung, aber im Vergleich zu 1990 mit einem drastischen Anstieg der Treibhausgas-Emissionen als Folge.

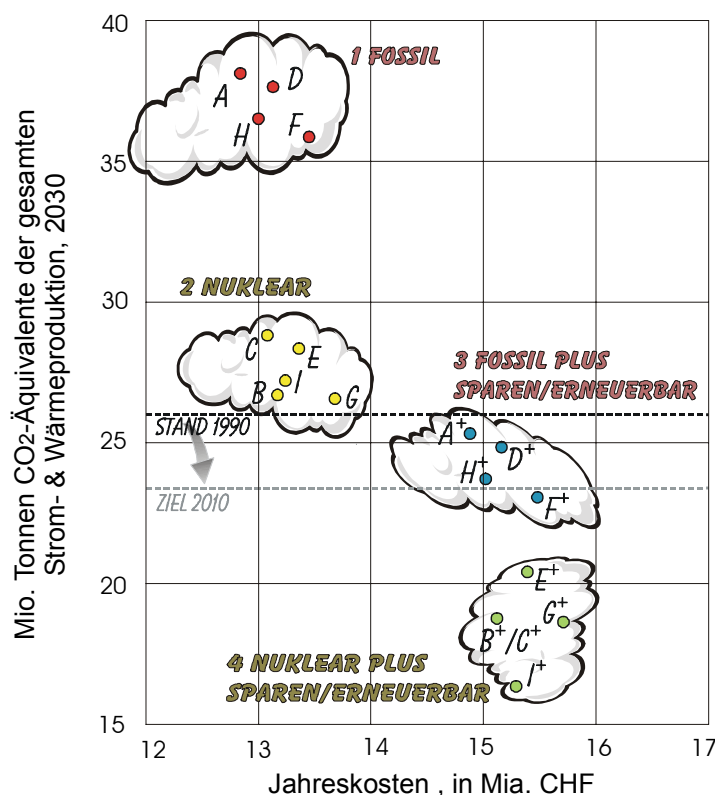
Variante 2: Durch die prognostizierte Zunahme des Wärmebedarfs um 11% und des Strombedarfs um 30% steigen die Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 leicht an, auch wenn der heutige Strommix aus Wasserkraft und Kernenergie in etwa beibehalten wird.

Variante 3: Wäre der Wärmebedarf dank Sparmassnahmen 10% kleiner als 1990, der Strombedarf auf dem Niveau von heute und der Anteil neuer erneuerbarer Energien markant höher, würden die Treibhausgas-Emissionen sogar leicht unter das Niveau von 1990 sinken; selbst wenn auf die Kernenergie verzichtet und ein grosser Teil der Versorgung fossil erzeugt würde. Diese Variante führt aber zu wesentlich höheren Kosten.

Variante 4: Eine grosse Treibhausgas-Reduktion bringt Variante 4 mit nuklearer Stromversorgung, kombiniert mit gleich viel Sparmassnahmen und erneuerbaren Energien wie in Variante 3. Allerdings wäre diese Variante noch teurer.

Die Untersuchungen zeigen, dass keine der Varianten nur Vorteile hat. In die Überlegungen zur Reduktion von Treibhausgasen müssen auch alle anderen Bereiche einbezogen werden, insbesondere der Verkehr, welcher in der Schweiz für rund ein Drittel der CO₂-Emissionen verantwortlich ist.

In allen Szenarien wird ein fixer Stromanteil von 39'000 GWh angenommen, der vorwiegend mit Wasserkraft produziert wird, ergänzt durch kleine thermische Anlagen, Biomasse, Wind und Fotovoltaik. Die Szenarien unterscheiden sich in der Bereitstellung der Wärme und der restlichen 27'000 GWh Strom, durch den unterschiedlichen Anteil neuer erneuerbarer Energien und Sparmassnahmen sowie durch den Einsatz von Wärmepumpen, Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen, KKW und Kombikraftwerken.



1 Variante fossil: Höchster Treibhausgas-Ausstoss und tiefste Kosten, weil 46% des Stroms und ein Grossteil der Wärme fossil produziert werden. Unterschiede innerhalb der Variante: **A** setzt Kombikraftwerke und konventionelle Heizkessel ein; **D** und **F** WKK, was etwas teurer ist. **H** und **F** haben einen Teil Wärmepumpen, was den Treibhausgas-Ausstoss senkt und nur wenig teurer ist als konventionelle Heizungen.

2 Variante nuklear: Deutlich weniger Treibhausgas-Emissionen als Variante fossil und ein wenig teurer, weil der Strom vorwiegend nuklear produziert wird. Die Unterschiede innerhalb der Variante haben die gleichen Ursachen wie bei Variante fossil: **B** nutzt Kernkraft und konventionelle fossile Heizkessel, **E** und **G** haben teurere WKK, **G** hat zusätzlich Wärmepumpen und deshalb einen geringeren Treibhausgas-Ausstoss. Bei **C** und **I** bleibt die Kernkraft auf dem heutigen Stand und der Rest wird mit Kombikraftwerken gedeckt. **I** hat gleich viel Wärmepumpen wie **G**, was die Emissionen gegenüber **C** senkt und die Kosten erhöht.

3 Variante fossil/sparen/erneuerbar: Im Prinzip die gleiche Kombination wie Variante fossil, aber vermehrter Einsatz von neuen erneuerbaren Energien (Strom: +1.5 TWh & Wärme: +6 TWh) und Sparmassnahmen (Strom: 10 TWh & Wärme: 19.5 TWh): Tiefere Emissionen und höhere Kosten sind die Folgen.

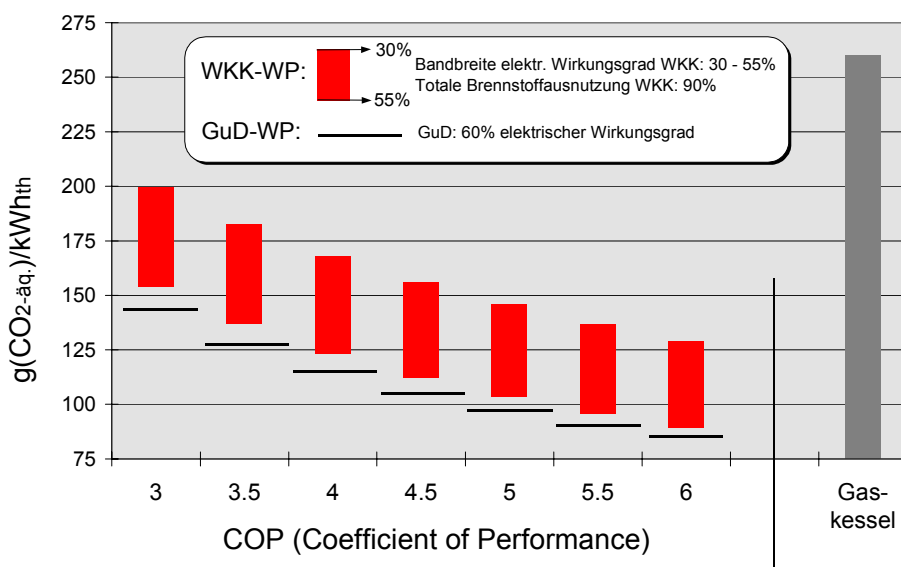
4 Variante nuklear/sparen/erneuerbar: Im Prinzip die gleiche Kombination wie Variante nuklear, aber mehr neue erneuerbare Energien und Sparmassnahmen. Diese Gruppe hat die tiefsten Emissionen, aber deutlich höhere Kosten als die nukleare Variante und etwas höhere als die Variante fossil/sparen/erneuerbar.

Ob eine der Varianten im Jahre 2030 Realität sein wird, hängt unter anderem davon ab, wie das Elektrizitätsmarktgesetz ausgestaltet wird und welche Massnahmen im Wärmebereich getroffen werden. Kurzfristig müsste man dafür sorgen, dass Energie sparendes Bauen und klimaverträgliche Heizsysteme, erneuerbare Energien, Sparmassnahmen und Effizienztechnologien an Attraktivität gewinnen. Auch neue Vermarktungskonzepte wie Ökostrombörsen für erneuerbaren Strom sollten realisiert werden. Langfristig müssten Lösungen gefunden werden, die den ganzen Energiesektor Richtung Nachhaltigkeit führen.

Neben Wasserkraft, Stromsparmassnahmen und neuen erneuerbaren Energien bestehen zwei Möglichkeiten, den verbleibenden Strombedarf zu decken: Kernenergie oder fossile Stromerzeugung. Setzt man auf die fossile Variante, müssen die zusätzlichen Emissionen kompensiert werden: mit Wärmepumpen, rationellen Produktionssystemen, erneuerbaren Energien im Wärmebereich, zusätzlichen Sparmassnahmen sowie einer weitergehenden Substitution von Erdöl durch Erdgas.

Eine Variante der rationellen fossilen Energieverwendung sind Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK). Wird die Abwärme zum Heizen oder für Industrieprozesse genutzt, lässt sich der mit der zentralen thermischen Stromerzeugung verbundene Energieverlust weitgehend auffangen. Konventionelle WKK sind für grosse Gebäude und energieintensive Prozessanlagen sinnvoll, da die elektrische Ausbeute des Systems bei einer grossen Leistung am höchsten und am billigsten ist. In Zukunft könnten Brennstoffzellen konventionelle WKK ersetzen und dank der hohen und von der Grösse der Anlage unabhängigen Stromausbeute auch in anderen Bereichen Fuss fassen (kleinere Gebäude, Verkehr). Man rechnet damit, dass im Jahr 2030 rund die Hälfte der grösseren Gebäude wie Spitäler, Einkaufszentren, Industriehallen und Nahwärmeverbunde mit WKK ausgerüstet werden könnten. Zusätzlich zur notwendigen Wärme- oder Kälteproduktion würde Strom bereitgestellt (ca. 10'000 GWh), der zur Eigendeckung eingesetzt oder ins Netz gespiesen würde.

In kleineren Gebäuden ist die Wärmepumpe (WP) eine sinnvolle Lösung. WP nutzen Umgebungswärme für Heizzwecke. Ökologisch vorteilhaft sind WP, die mit Strom aus Wasserkraft, Biomasse- oder Geothermie-Kraftwerken betrieben werden. Strom aus Fotovoltaik, Wind oder Kernkraft wäre zwar auch weitgehend CO₂-frei, ist aber weniger geeignet, um Spitzenenergie für den Winter zu liefern. Alternative Stromlieferanten wären WKK oder Kombikraftwerke. Welche dieser beiden Möglichkeiten vorzuziehen ist, hängt von verschiedenen Parametern ab.



Die Kombination WP/WKK verursacht meistens eine höhere Treibhausgasbelastung und deutlich höhere Stickoxid- und Kohlenmonoxid-Emissionen als die Kombination der WP mit einem zentralen Kombikraftwerk. Moderne WP verursachen aber in jedem Fall wesentlich weniger Treibhausgas-Emissionen als ein konventioneller Heizkessel, auch wenn der benötigte Strom in modernen fossilen Anlagen erzeugt wird. Grosse WKK sind gegenüber Kombikraftwerken konkurrenzfähig, kleine sind rund ein Drittel teurer.

Erneuerbare Energien, Effizienztechnologien und Sparmassnahmen sind noch nicht wirtschaftlich. Sie müssen gefördert und weiterentwickelt werden, damit sie effizienter und billiger werden. Je nach Stand der Technik muss eine andere Phase unterstützt werden: angewandte oder grundlagenorientierte Forschung, Pilot- und Demonstrationsanlagen, Einführung und, wo sinnvoll, Unterstützung im Markt. Die Erfahrung zeigt, dass Kosten umso mehr sinken, je öfter eine Technik angewendet wird.

1 Einleitung

Im Rahmen des Projekts *GaBE* – Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen – analysieren die Forschungsteams *Ganzheitliche Systemanalysen* und *Energieökonomie* eine breite Palette von zukünftigen Energiesystemen und Energieversorgungsvarianten, wobei auch Massnahmen, die die Nachfrage reduzieren einbezogen werden.

Neben dem Betrieb der Energiesysteme werden bei der Lebenszyklusanalyse (LCA) auch die vor- und nachgelagerten Schritte, wie Rohstoffgewinnung, Aufbereitung, Transport, Lagerung und Entsorgung, sowie die vollständigen Lebenszyklen der Anlagen betrachtet (Bau, Betrieb und Abbruch). Neben technischen Entwicklungen bereits bestehender oder neuer Technologien müssen für die Analyse von zukünftigen Energieversorgungsvarianten auch deren Potenziale und Realisierungsmöglichkeiten abgeschätzt werden. Dabei spielen einerseits die erwartete Kostenentwicklung der einzelnen Systeme und Energieträger und andererseits die Situation des heutigen Anlagenparks und Anbietermarktes sowie politische Signale eine wesentliche Rolle. Auch ökonomische Überlegungen fliessen in die Festlegung der zu untersuchenden gesamtschweizerischen Energieversorgungsvarianten ein, um in sich konsistente Varianten zu erhalten. Mit Energieversorgung wird im folgenden die Bereitstellung der Niedertemperaturwärme für Raumheizung und Warmwasser, die Prozesswärme sowie die Stromproduktion bezeichnet. Es wäre wünschenswert zu einem späteren Zeitpunkt auch andere Energieanwendungen, wie z.B. der Verkehr, auf die selbe Art zu untersuchen und in die Versorgungsvarianten zu integrieren.

Um überhaupt zukünftige Energieversorgungsvarianten definieren zu können, muss als erstes die Energienachfrage und die Entwicklung des heutigen Anlagenparks modelliert werden. Dies bedingt vor allem bei der stark dezentralen Wärmeversorgung einigen Aufwand und erfordert eine vertiefte Analyse des Wärmemarktes. Nach einem kurzen Überblick über die Methoden (Kapitel 2) werden in Kapitel 3 die Hauptannahmen für die Entwicklung der Wärme- und Stromnachfrage vorgestellt. In Kapitel 4 werden die wichtigsten ökonomischen und ökologischen Parameter von zukünftigen Energiesystemen behandelt. Kapitel 5 resp. 6 diskutieren optimistisch-realistische Potenziale erneuerbarer Energiequellen, sowie Sparmassnahmen und -techniken resp. die Eckpunkte möglicher Realisierungschancen der verschiedenen Energiesysteme in der Schweiz. Daraus ergeben sich die in Kapitel 7 beschriebenen und analysierten Varianten der Energieversorgung für das Jahr 2030.

Ein Teil der erwähnten Arbeiten wurde in Forschungszusammenarbeit mit der Elektrizitätswirtschaft durchgeführt. Eine Kurzfassung der Methoden, Grundlagen, Analysen und Resultate dieser Zusammenarbeit findet man in Anhang 1, in Form des SEV/VSE Bulletin Artikels Ausgabe 12/00 [Gantner et al., 2000b].

Anhang 2 beinhaltet den GHGT-5 Konferenzbeitrag [Gantner et al., 2000c] und soll dem englisch sprachigen Leser helfen, sich einen Überblick über die zukünftigen Schweizer Optionen zu verschaffen.

2 Angewandte Methodik für Systemanalysen & energetische Rahmenbedingungen

Eine ganzheitliche Analyse von zukünftigen Strom- und Wärmeversorgungsvarianten erfordert eine Vielzahl von Informationen, die aus diversen Quellen, Studien und Untersuchungen mit unterschiedlichen Zielen und Detaillierungsgraden stammen. In diesem Kapitel wird ein Überblick gegeben, welche Methoden und Ansätze für die Analysen der Energiesysteme und der energetischen Rahmenbedingungen für die Schweiz im Jahr 2030 angewandt wurden.

2.1 Untersuchung von zukünftigen Energiesystemen

i) Technische Entwicklung der Energiesysteme:

Um konsistente Analysen zu gewährleisten, wird ein einheitlicher zukünftiger Stand der Technik vorausgesetzt (verfügbar im Zeitraum 2015 bis 2020). Ausgehend von den heutigen Anlagen, samt den damit verbundenen vollständigen Energieketten [Frischknecht et al., 1996], wurden durch Expertenbefragung und aus der Literatur diejenigen Parameter identifiziert, für die wesentliche Änderungen zu erwarten sind. Neben rein technischen Kennzahlen können dabei auch gesetzliche Änderungen eine entscheidende Rolle spielen. Untersucht wurde eine breite Palette von Strom- und Wärmebereitstellungssystemen: Kohlekraftwerke, Gas- und Öl-betriebene Kombikraftwerke (GuD), fortgeschrittene Leichtwasserreaktoren, Photovoltaikanlagen, Lauf- & Speicherkraftwerke, Wärmekraftkopplungsanlagen ($\lambda=1$ -Gasmotoren mit geregelterm Dreivegekat, Magermotoren, Zündstrahl- und Dieselmotoren, Gasturbinen mit Abhitzekeessel, Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC)), konventionelle Öl- und Gasheizungen, Wärmepumpenanlagen (WP) mit Luft, Sole, Wasser und Abwärme als Wärmequellen und weitere erneuerbare Systeme wie Holzheizungen und Sonnenkollektoren. Detaillierte Angaben zur angenommenen technischen Entwicklung findet man in [Dones et al., 1996], [Gantner et al., 2000a].

ii) Lebenszyklusanalysen (LCA):

Für die ökologischen Vergleiche werden die ganzen Ketten der Energiesysteme mittels der Lebenszyklusanalyse (LCA) untersucht, deren Spektrum sich von der Rohstoffförderung über die Aufbereitung und den Transport bis zur Verwendung im Kraftwerk und zur Abfallbehandlung erstreckt. In einer LCA soll eine möglichst genaue Beschreibung der Flüsse von Stoffen jeder Art und von deren Weg in die Umwelt vorgenommen werden können. Deshalb werden nicht nur der Betrieb der Anlage selber, sondern auch die Emissionen, die durch die Bau- und Abbruchphase entstehen, erfasst. Zudem werden die direkten und indirekten Emissionen der Energieketten in die Berechnungen miteinbezogen. Als direkte Emissionen werden jene bezeichnet, welche beim Betrieb von Kraftwerken und Anlagen zur Bereitstellung des Brennstoffs sowie durch den Betrieb von Abbaumaschinen und Transportsystemen entstehen. Indirekte Emissionen sind hauptsächlich eine Folge der Herstellung der Baumaterialien und des Energieverbrauchs für die Bereitstellung der gesamten Infrastruktur sowie verschiedene industrielle Prozesse. Für die zukünftigen Systeme wurden primär die Luftemissionen (CO_2 , CH_4 , SO_x , NO_x , flüchtige organische Verbindungen (NMVOC) und Partikel) sowie Material- und Energiebedarf betrachtet. Für die zukünftigen Stromproduktionssysteme wurden zusätzlich noch radioaktive Luftemissionen bilanziert.

iii) Wirtschaftliche Untersuchungen von Energiesystemen:

Auf der ökonomischen Seite wird die Methode der Vollkostenrechnung angewandt. Betrachtet werden alle mit der Energieanlage in Verbindung stehenden Kosten, also insbesondere auch die Baukosten, die Einbindungen in die Energieverteilung, etc. Die zu verschiedenen Zeitpunkten zu tätigen Investitionen werden anhand der spezifischen Lebensdauer der Komponenten auf Jahreskosten umgelegt. Die Frage der Allokation wird bei der Wärmekraftkopplung wie folgt behandelt: Eine Zuordnung der Kosten auf die beiden Produkte Wärme und Strom wird nur bei Vergleichen von Anlagen gemacht und dient nur indikativen Zwecken. Bei der Berechnung der spezifischen Stromgestehungskosten wird dabei die Wärme mit den Vollgestehungskosten einer konventionellen Anlage bewertet. Bei der gesamtschweizerischen Betrachtung jedoch werden in sich kohärente Varianten von Strom und Wärmeproduktion bestimmt und es werden die Gesamtkosten dieser Varianten verglichen. Damit kann auf eine Zuordnung der Kosten auf die beiden energiewirtschaftlichen Nutzenkategorien Strom und Wärme verzichtet werden. Die Varianten werden ausserdem so definiert, dass sie den gleichen energiewirtschaftlichen Nutzen aufweisen. Dadurch wird ein Vergleich auf Kostenebene möglich.

2.2 *Methodische Ansätze bei der gesamtschweizerischen Betrachtung für das Jahr 2030*

2.2.1 *Strom und Wärme gemeinsam betrachten*

Werden WKK-Anlagen Bestandteil einer zukünftigen Stromversorgung, müsste man - um faire Vergleiche zu gewährleisten - die Aufwendungen und Emissionen jeglicher Art sowie die Kosten auf die beiden Produkte (Strom und Wärme) aufteilen. Diese Zuordnungen (Allokationen) zwischen Wärme und Strom führen bei der ökologischen und ökonomischen Analysen je nach Zuordnungsmethode zu sehr unterschiedlichen Resultaten. Deshalb wird für die Untersuchung der zukünftigen Energieversorgungsvarianten der Betrachtungshorizont erweitert und eine zukünftige Energienachfrage definiert, die sowohl Strom als auch Wärme beinhaltet. Dadurch kann auf Allokationen verzichtet werden.

Ein erster Schritt besteht darin, einen konsistenten Datensatz zu generieren, der für den Betrachtungszeitpunkt 2030 die Stromnachfrage, das Stromangebot aus dem bestehenden Park und die Wärmenachfrage beschreibt, letztere unterteilt in Gebäudekategorien (Grössenklassen, Alter und Sanierungsgrad). Ebenfalls berücksichtigt wird die Wirkung bereits in die Wege geleiteter politischer Massnahmen und heutige Tendenzen. So wird angenommen, dass sich der Zuwachs von Wärmepumpen- und Wärmekraftkopplungsanlagen fortsetzt und intensiviert wird und auch die neuen erneuerbaren Energien deutlich positive Zuwachsraten haben werden. Ein Teil der zukünftigen Strom- und Wärmenachfrage wird somit durch ein sogenanntes **Basisangebot** gedeckt. Die Differenz zwischen Nachfrage und Basisangebot wird als **Manko** bezeichnet.

Basisangebot: Als Basisangebot werden beim Strom die aus heutiger Sicht gesicherten Anteile aus Wasserkraft, thermischen Anlagen und erneuerbaren Quellen bezeichnet. Bei der Wärme wird dem Basisangebot ein Zuwachs an erneuerbaren Energien, Wärmepumpen und Wärmekraftkopplungsanlagen zugrunde gelegt, wie er aufgrund der vergangenen und erwarteten Entwicklungen als wahrscheinlich angesehen werden kann.

Manko: Als Manko wird die Differenz zwischen der gesamten zukünftigen Nachfrage und dem Basisangebot bezeichnet. Die Unterschiede der in Kapitel 7 untersuchten zukünftigen Energieversorgungsvarianten basieren auf den unterschiedlichen Deckungsmöglichkeiten des Mankos (Wärme und Strom).

2.2.2 *Bestimmung von optimistisch-realistischen Potenzialen neuer erneuerbarer Energien*

Ein beachtlicher Zuwachs von neuen erneuerbaren Energien wird im sogenannten Basisangebot der zukünftigen Energieversorgungsvarianten berücksichtigt. Die entsprechenden Mengen werden in Kapitel 3 gezeigt und stellen die obere Grenze der in den gesamtschweizerischen Varianten verwendeten Mengen dar. Im Rahmen des SATW-Projekts Schweiz 50 % bestimmte das PSI ausserdem optimistisch-realistische Potenziale neuer erneuerbarer Energien [Gantner et al., 1999]. Ausgehend von der Situation im Jahre 1990 und den Zielen von Energie 2000 wurde anhand von Prognosen, technischen Potenzialstudien und der erwarteten Kostenentwicklung für jedes Energiesystem eine unter grossen Anstrengungen realisierbare Menge ausgewiesen. Als Grundlage dienten Auskünfte und Publikationen verschiedener Organisationen und Fachverbände. Um zu verdeutlichen, dass die ausgewiesenen Potenziale als optimistisch eingestuft werden müssen, wurden die Zuwachsraten in jährlich zu installierende Anlagen ausgedrückt.

Die Resultate wurden für die erste Ausgabe des Energiespiegels (Nr.1/1999) aufbereitet [Hirschberg, 1999] und zusammen mit den Einsparmassnahmen als alternatives Set bei der Analyse zukünftiger Energieversorgungsvarianten für die Schweiz verwendet (Varianten A+ bis I+, Kapitel 7), [Hirschberg, 2000].

2.2.3 *Sparmassnahmen und -techniken (Kostenkurven)*

Da das kurz- und mittelfristig erschliessbare Potenzial der neuen erneuerbaren Energien beschränkt ist und die Kosten zum Teil hoch sind, müssen in eine gesamtheitliche Betrachtung auch Sparmassnahmen und -techniken miteinbezogen werden. Die Sparpotenziale in Funktion der Kosten (sogenannte Kostenkurven) wurden im Rahmen der Perspektivarbeiten des Bundesamtes für Energie (BFE) für die verschiedenen Sektoren abgeschätzt. Dabei kamen unterschiedliche methodische Ansätze zur Anwendung [Prognos et al., 1996]. Für die zukünftigen Energieversorgungsvarianten mit einem verstärkten Ausbau an Sparmassnahmen wurden die realisierbaren Potenziale zugrunde gelegt. Ausgeschöpft wurden diese Potenziale so weit, dass markante Mengen an Energieeinsparungen resultieren (15% bis 20%), die Kosten aber immer noch tiefer liegen als die der meisten erneuerbaren Energien.

Im Stromsektor werden die Resultate des Szenario IV der Energieperspektiven des BFE ausgewertet, wobei die eingesparte Energie mit den dafür notwendigen Preiszuschlägen in Beziehung gesetzt wird.

Im Gebäudebereich werden die Bruttokosten der Sparmassnahmen (v.a. Massnahmen am Gebäude selbst) mit den möglichen Einsparungen bei der Wärmeerzeugung verrechnet. Der Energieeinsparung zugerechnet werden die Kosten der Gebäudemassnahmen erst ab einem Level, welcher zu tieferem Energiebedarf führt als gesetzlich vorgeschrieben. Die Kosteneinsparungen bei der Wärmeerzeugung sind nicht linear proportional zur eingesparten Energie. Eingespart werden können nur die langfristigen Grenzkosten der Wärmeerzeugung, nicht jedoch die Fixkosten der Wärmeerzeugung. Die langfristigen Grenzkosten der Wärmeerzeugung sind die eingesparten Energiekosten sowie allfällige Einsparungen beim Unterhalt oder bei den Investitionen, wie kleinere Tanks und kleinere Anlagen (Kessel, WP-Maschine). Dabei werden die unterschiedlichen Verhältnisse der Gebäudekategorien, die Struktur des Gebäudeparks sowie deren Entwicklung berücksichtigt.

Die Resultate wurden zusammen mit den neuen erneuerbaren Energien als alternatives Set bei der Analyse zukünftiger Energieversorgungsvarianten für die Schweiz verwendet (Hauptgruppe 2: Varianten A+ bis I+, siehe Kapitel 7.1).

2.2.4 Festlegung von zukünftigen Strom- und Wärmeversorgungsvarianten und Zuordnung der zukünftigen Energiesysteme

Bei der Festlegung von gesamtschweizerischen Energieversorgungsvarianten, insbesondere bei der Zuordnung der Anlagenanteile auf die Gebäudekategorien, sind wichtige Aspekte zu beachten: die Neubau- und Sanierungsraten, die Dynamik des Heizanlagenersatzes, die Entwicklung der Investitions- und Betriebskosten und die entstehenden Baukosten beim Ersetzen alter Heizungen durch neue Technologien (z. B. WKK oder regenerative Systeme). Im konkreten Fall der WKK-Anlagen wurden sogenannte „Kostenstufen“ definiert, welche die je nach Gebäude recht unterschiedlichen Bau- und Einbindungskosten berücksichtigen. Ausserdem ist bis zu einem gewissen Masse die betriebswirtschaftliche Situation in den einzelnen Kategorien miteinzubeziehen. Unter Abwägung all dieser Aspekte werden die durch den Top-down-Ansatz vorgegebenen WKK- und WP-Mengen möglichst realistisch den einzelnen Gebäude- und Industriekategorien zugeordnet. Dabei wird nicht ausser Acht gelassen, dass die Zuordnung der thermischen bzw. der elektrischen Leistungen der Anlagen zu den Gebäudegrössenkategorien im Verlauf der Zeit nicht konstant bleibt. Mit Hilfe eines energiewirtschaftlichen Optimierungsmodells (MARKAL), wurde ein erstes vereinfachtes wirtschaftliches Potenzial für WKK-Anlagen in der Schweiz bestimmt. Die Resultate werden aber erst als Unterstützung bei der Festlegung von Varianten berücksichtigt. Detailliertere Analysen sind im Rahmen des Projekts GaBE vorgesehen.

2.2.5 Darstellung und Diskussion der Resultate

Obwohl totale Emissionen und Aufwendungen der vollständigen Energieketten nicht direkt als Gradmesser für Umweltauswirkungen herangezogen werden dürfen, können sie einen Hinweis über das „Ranking“ der verschiedenen Varianten liefern. Um mehr über die Umweltauswirkungen aussagen zu können, müssten u. a. die Standorte der Emissionen sowie lokale/regionale und zeitliche Einflüsse wie Topographie und Wetterbedingungen berücksichtigt werden, was u. a. im Projekt GaBE vertieft untersucht wird. Dennoch kann der Vergleich der totalen Emissionen verschiedener Energieversorgungsvarianten als ein sehr effizientes und aufschlussreiches Verfahren für die Entscheidungsfindung und die Planung zukünftiger Energieversorgungsstrategien betrachtet werden. Für die neun definierten zukünftigen Varianten wurden die Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄, N₂O und FCKW zusammengefasst nach [IPCC, 1996] zu CO₂-äquiv. für einen Zeithorizont von 100 Jahren) sowie die Luftschadstoffe CO, NO_x, SO_x, NMVOC und Partikel untersucht.

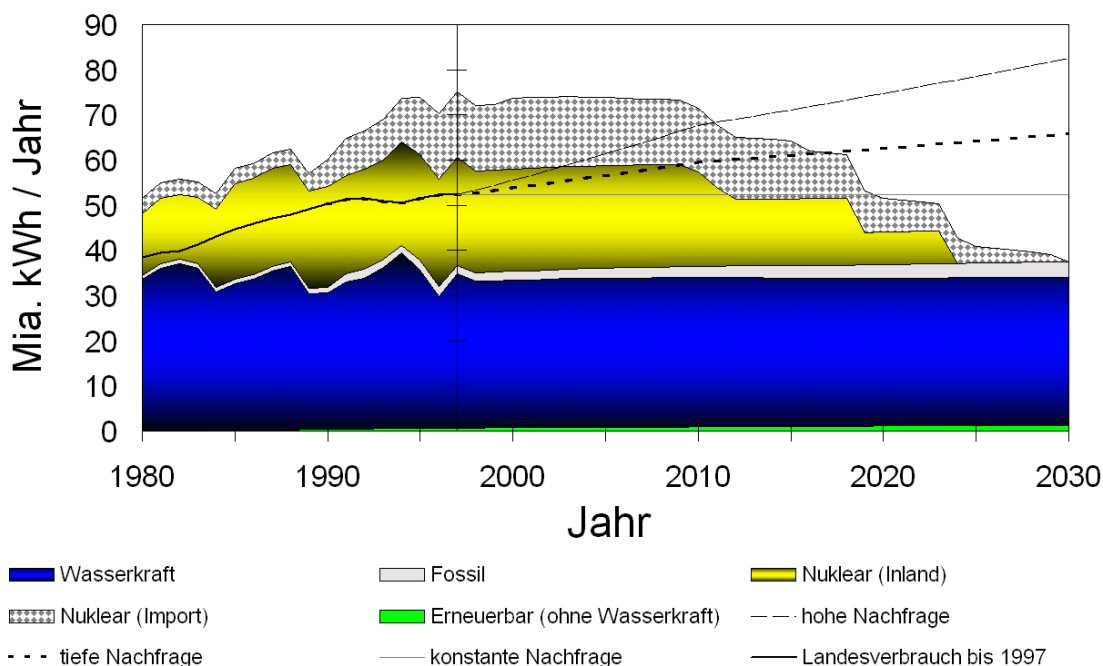
Neben den Auswirkungen auf die Umwelt spielt bei der Planung einer zukünftigen Energieversorgung die Wirtschaftlichkeit eine entscheidende Rolle. Es wurden deshalb die Investitions- sowie die Jahreskosten der Versorgungsvarianten berechnet. Die Gestehungskosten auf Anlagenebene geben - zusammen mit anderen Faktoren - Hinweise, in welche Richtung die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu ändern sind, damit eine optimale Allokation der Ressourcen erfolgt. Eine ganzheitliche Betrachtung endet hingegen nicht bei der Evaluation von Ökologie und Ökonomie. Im Projekt GaBE wird intensiv am Instrument für eine breite Multikriterienanalyse gearbeitet, welche die hier behandelten Kriterien mit weiteren wie dem Risiko schwerer Unfälle, Ressourcenverbrauch, Versorgungssicherheit, sozio-ökonomische Aspekte etc. kombiniert.

3 Angebot und Nachfrage von Strom und Wärme

3.1 Entwicklung der Stromnachfrage, Basisangebot und Manko

Der in der Schweiz produzierte Strom basiert seit 1985 auf rund 60 % Wasserkraft (Schwankungen abhängig von der Niederschlagsmenge) und rund 40 % Kernenergie. Der Anteil an fossilen Systemen liegt bei tiefen 2 bis max. 3 %. Zusammen mit den bestehenden Langzeitverträgen mit Frankreich übersteigt momentan die zur Verfügung stehende jährliche Strommenge den derzeit effektiven Landesverbrauch. Im Jahre 1999 betrug der Landesverbrauch 55'000 GWh.

Abbildung 3.1: Basisangebot und Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage bei positiver Wirtschaftsentwicklung für die Jahre 1997 bis 2030



In Abbildung 3.1 wird neben dem Stromangebot - unterteilt in Wasserkraft, Kernenergie Inland, Kernenergie Import (Bezugsverträge), Fossil und andere Erneuerbare - und der Entwicklung des effektiven Landesverbrauchs bis 1997 die Fortschreibung von Angebot und Nachfrage bis zum Jahre 2030 dargestellt.

Die längerfristige Entwicklung der Elektrizitätsnachfrage wird durch komplexe Zusammenhänge mit einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst, die z. T. gegenläufige Effekte bewirken: Effizienzverbesserung der Anwendung, Änderungen in der Wirtschaftsstruktur, Zunahme der Bevölkerung, weitere Automatisierung im Industrie- und Dienstleistungssektor usw. Unter der Annahme eines positiven Wirtschaftswachstums wurden in [VSE, 1995] zwei Szenarien untersucht: Nachfrage "hoch" geht davon aus, dass der Stromkonsum bis zum Jahre 2010 um jährlich 2 % und danach noch um 1 % steigen wird. Beim Szenario Nachfrage "tief" wurden Wachstumsraten von 1 % resp. 0.5 % zu Grunde gelegt. Eine detaillierte Beschreibung sämtlicher Annahmen, u. a. der sozio-ökonomischen Rahmendaten, wird in [VSE, 1995] gemacht.

Für die Entwicklung des Elektrizitätsangebots aus dem bestehenden Park werden folgende Annahmen getroffen:

- ✓ Ein sogenanntes Basisangebot - bestehend aus Wasserkraft, kleinen fossilen Anlagen und erneuerbaren Energiequellen - von rund 38'800 GWh wird bestehen bleiben.
- ✓ Die heute in Betrieb stehenden Kernkraftwerke werden nach Erreichen ihrer Lebensdauer von voraussichtlich 40 Jahren vom Netz genommen.
- ✓ Es werden keine neuen Bezugsverträge abgeschlossen.

Unter diesen Voraussetzungen bleibt im Jahre 2030 nur noch das Basisangebot von 38'800 GWh übrig, wovon 34'000 GWh mittels Wasserkraft, 3'200 GWh mittels WKK-Anlagen und 1'300 GWh mittels thermischen Anlagen zur reinen Stromerzeugung (keine WKK) bereitgestellt werden. Von diesen 4'500 GWh thermisch erzeugter Elektrizität werden rund 1'000 GWh mit erneuerbaren Brennstoffen gefeuert, wobei über die Hälfte aus den KVA stammen. Weitere 300 GWh Strom stammen aus neuen erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik, Wind und Geothermie. Optimistisch-realistische Potenziale der regenerativen Energienutzung werden in [Gantner et al., 1999] behandelt und in Kapitel 5 zusammengefasst.

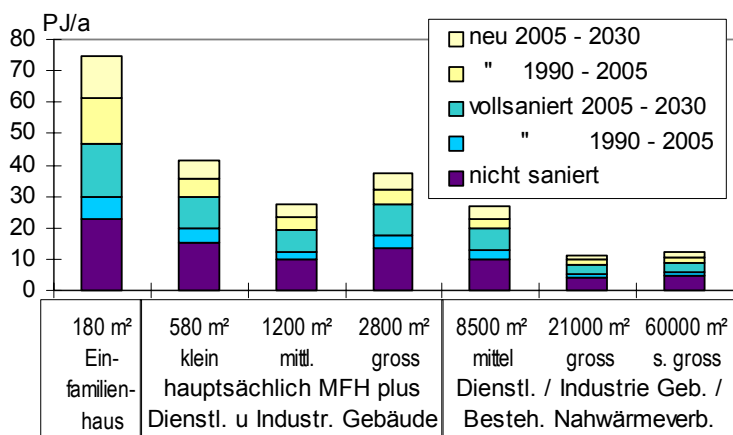
Im folgenden wird die postulierte Nachfrage "tief" verwendet, welche einen Landesverbrauch von 65'800 GWh ausweist. Die Differenz zwischen Landesverbrauch und dem angenommenen Basisangebot von 38'800 GWh wird als Strommanko bezeichnet und beläuft sich auf 27'000 GWh. Selbst bei stagnierendem Stromkonsum wird sich spätestens ab dem Jahr 2020 ein Versorgungsengpass ergeben. In den in Kapitel 7 behandelten zukünftigen Energieversorgungsvarianten werden verschiedene Wege zur Deckung dieses Mankos untersucht: Thermische zentrale und dezentrale Anlagen, aber auch verstärkte Sparmassnahmen und ein gegenüber dem Basisangebot weiterer Ausbau erneuerbarer Energiequellen charakterisieren die Varianten.

3.2 Entwicklung der Wärmenachfrage, Basisangebot und Manko

Im Gegensatz zur Stromerzeugung mit einer einigermaßen überschaubaren Anzahl von Produktionsanlagen wird die Wärme mehrheitlich dezentral nachgefragt und von einer Vielzahl von Verbrauchern produziert. Deshalb stützt sich die Modellierung der Wärmenachfrage auf Statistiken, Kennzahlen und entsprechende Methoden. Dabei fließen auch die Ergebnisse der Arbeiten mit ein, welche den Energieperspektiven des BFE zugrunde liegen [Prognos et al., 1996].

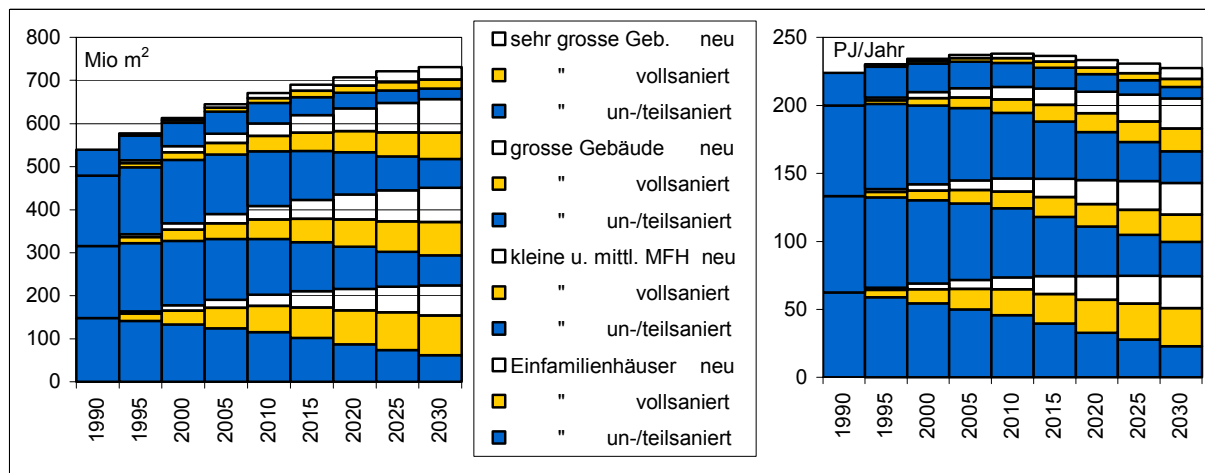
Die zukünftige Wärmenachfrage von 352 PJ setzt sich aus Niedertemperaturwärme (272 PJ) und Industrieprozesswärme (80 PJ) zusammen. Die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung wird mittels modellhafter bottom-up Darstellung des Energiebedarfs beschrieben. Die Projektion auf das Jahr 2030 erfolgt anhand der prognostizierten Entwicklung der Energiebezugsflächen, den Sanierungsraten [Wüest & Partner, 1994] und den spezifischen Energiekennzahlen [Prognos et al., 1996]. Dank fortlaufenden Gebäudesanierungen und weiteren Verbesserungen im Neubaubereich wird der gesamtschweizerische Nutzenergiebedarf im Jahre 2030 gegenüber dem Stand 1990 nur um 12 % steigen, obwohl die Energiebezugsfläche gar um 38 % zunimmt. Der Endenergieverbrauch wird dank der Steigerung der Nutzungsgrade und Verringerung der Wärmeverteilungsverluste in den Gebäuden schätzungsweise ungefähr konstant bleiben oder leicht abnehmen.

Abbildung 3.2: Gesamtschweizerischer Nutzenergiebedarf (vor Umwandlungsverlusten) für Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2030 unterteilt nach Gebäudegrössen (m² EBF) und -zustand (MFH: Mehrfamilienhäuser).



Im Hinblick auf die Zuordnung der Energieanlagen wird der Gebäudepark zusätzlich mithilfe verschiedener Statistiken (Wohngebäudestatistik, Gebäudestatistik Kt. ZH) in Grössenklassen unterteilt [Jakob, 1999a]. Für dieses Projekt wurden die Resultate in einen Datensatz zusammengefasst, welcher zwischen sieben Grössenklassen und fünf Gebäudezuständen unterscheidet (neu und saniert je vor bzw. nach 2005 und unsaniert bis 2030).

**Abbildung 3.3: Entwicklung der Energiebezugsflächen (EBF, links) in Mio. m² und der Nutzenergie (rechts) in PJ/Jahr für die Raumwärmebereitstellung (die sieben Grössenkategorien wurden zu vier zusammengelegt)
MFH: Mehrfamilienhäuser, Geb.: Gebäude**



Angebotsseitig wird auch bei der Wärme eine Basisentwicklung zugrunde gelegt, wobei der kontinuierliche Erneuerungsprozess der Wärmebereitstellungssysteme (Heizungen, Boiler, Prozessenergieanlagen, etc.) berücksichtigt wird. Es wird angenommen, dass erneuerbare Energiequellen auf Kosten fossiler Energieträger weiter an Anteilen gewinnen werden [Gantner et al., 1999]. Für die nächsten 30 Jahre wird die Annahme getroffen, dass die Holzverwertung verdoppelt wird, Wärmepumpen eine Zunahme von 18 PJ erfahren und die Wärmenutzung mittels Sonnenkollektoren vervierfacht wird. Ausserdem wird angenommen, dass der Anteil der Elektroheizungen auf 8 PJ halbiert wird und weitere 8 PJ in WKK-Anlagen bereitgestellt werden. Die Entwicklung ist für die verschiedenen Gebäudekategorien sehr unterschiedlich. Der verbleibende Niedertemperaturwärmebedarf von rund 195 PJ wird für die Definition der neun Energieversorgungsvarianten offen gelassen.

Da auch die Industrie für WKK-Anlagen interessant ist, wird die Prozesswärme in die verschiedenen Industriezweige und auf die verschiedenen Temperatur- bzw. Enthalpieniveaus aufgeteilt. Mögliche WKK-Anwendungen werden branchenspezifisch abgeklärt [Baumgartner, 1998], [Jakob, 1999b]. Von den total 80 PJ Prozesswärme (ohne Elektrizität) werden rund 18 PJ als Basisentwicklung behandelt, wobei 10.5 PJ in WKK erzeugt werden. Der Rest der Prozesswärme (rund 62 PJ) wird für die neuen Versorgungsvarianten offen gelassen. Es wird somit die Deckung eines Wärmebedarfs von 258 PJ in gesamtschweizerischen Varianten variiert und 95 PJ bei allen Varianten als Basis gleich belassen.

Tab. 3.1: Gesamtschweizerischer Wärmebedarf für die Schweiz im Jahr 2030 unterteilt nach Basisentwicklung und Anteilen, die in den Szenarien variiert werden können.

Wärme Total 2030	352 PJ
a) Raumwärme / Warmwasser	272 PJ
b) Prozesswärme	80 PJ
Basisentwicklungen bis 2030	95 PJ
a) Raumwärme	77 PJ
Wärmepumpen	24 PJ
Holzheizungen	20 PJ
Wärme kraftkopplung	8 PJ
Elektro (Heizungen & Boiler)	20 PJ
Sonnenkollektoren	5 PJ
b) Industrie	18 PJ
Prozess-Wärme kraftkopplung	11 PJ
Konventionelle Prozesswärme	7 PJ
"Mankodeckung" 2030	258 PJ
a) Raumwärme	195 PJ
b) Industrie	62 PJ

4 Ökologische und ökonomische Parameter zukünftiger Energiesysteme

Da der Betrachtungszeitraum auf 2030 festgelegt wurde, müssen als erstes die wichtigsten ökonomischen und ökologischen Parameter der verschiedenen zukünftigen Energieanlagen resp. Energieketten entwickelt werden. Während eine komplette Lebenszyklusanalyse sämtliche Stoffflüsse aus der und in die Umwelt beschreibt, wird im folgenden der Fokus auf die Treibhausgase und die wichtigsten Luftschadstoffe gelegt. Dabei werden komplette Energieketten (Rohstoffgewinnung, Aufbereitung, Transport, Nutzung im Kraftwerk und Entsorgung) und die ganzen Lebenszyklen (Bau, Betrieb und Abbruch) der einzelnen Schritte berücksichtigt. Ausführliche Beschreibungen der Annahmen und der LCA-Methodik findet man in [Frischknecht et al., 1996], [Dones et al., 1996] und [Gantner et al., 2000a].

Die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Systeme wird in Investitions- und totalen Jahreskosten sowie deren Struktur ausgewiesen. Für die zukünftige Betrachtung sind ebenfalls Annahmen über Preisentwicklungen zu machen. Da die zukünftigen Brennstoffpreise nur schwer vorhersehbar sind, werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Im Kapitel 4.1 wird die künftige Entwicklung auf technischer Ebene aufgezeigt, welche die Grundlage der ökologischen (Kapitel 4.2) und der wirtschaftlichen (Kapitel 4.3) Kennzahlen bildet.

4.1 Technische Entwicklung

4.1.1 Reine Stromerzeugung

Die Stromerzeugung basiert heute in der Schweiz vorwiegend auf Wasserkraftanlagen und Kernenergie. Zusätzlich ist rund 1 GW elektrische Leistung mittels thermischer Anlagen (inkl. WKK) installiert. Tabelle 4.1 zeigt die wichtigsten technischen Parameter möglicher Technologien eines zukünftigen Kraftwerks in der Schweiz. Systeme zur gekoppelten Wärme- und Stromversorgung werden in Kapitel 4.1.3 behandelt.

Tabelle 4.1: Technische Parameter zukünftiger Stromproduktionssysteme in der Schweiz

	Brennstoff / Technik	Elektrischer Wirkungsgrad	Elektrische Leistung pro Einheit	Produzierte Energie pro Jahr & Einheit
Gas- & Dampf-Kraftwerk (GuD)	Erdgas	60 %	300 MW	2'000 GWh
	Erdöl	60 %	300 MW	2'000 GWh
Kernkraftwerke	Leichtwasserreaktoren	31 %	600 MW	4'500 GWh
		33 %	1'300 MW	10'000 GWh
Photovoltaik	Dachanlage	18 %	3 kW	0.00156 – 0.003 GWh
Windkraft	-	-	600 kW	0.6 GWh
Biomasse	Holz / Biogase	30 %	einige MW	bis 500 GWh
Wasserkraft	Speicherkraft	90 %	einige kW bis 1.8 GW	bis 3'000 GWh
	Laufkraft	90 %	einige kW bis 200 MW	bis 1'000 GWh

4.1.2 Reine Wärmebereitstellung

Die Wärmebereitstellung erfolgt heute vorwiegend mit fossilen Brennstoffen. Obwohl erneuerbare Wärmesysteme nahe der Wirtschaftlichkeit sind, kann kein sprunghafter Strukturwandel erwartet werden, da der dezentrale Charakter der Wärmeversorgung nur kleine jährliche Zuwachsraten zulässt. Tabelle 4.2 zeigt die wichtigsten technischen Parameter zukünftiger Wärmebereitstellungssysteme.

Tabelle 4.2: Technische Parameter zukünftiger Wärmebereitstellungssysteme in der Schweiz

	Brennstoff / Technik	Brennstoffausnutzung / Jahresarbeitszahl ¹⁾	Thermische Leistung pro Einheit
Heizkessel	Öl (LowNOx)	96 %	einig kW – einige MW
	Gas (Brennwert)	102 %	einig kW – einige MW
Wärmepumpen	Luft	4.2 ¹⁾	10 – 100 kW
	Wasser	5.5 ¹⁾	10 – 500 kW
	Erdreich	5.0 ¹⁾	10 – 500 kW
	Abwärme	6.0 ¹⁾	10 – 1'000 kW
Sonnenkollektor	-	-	10 - 20 kW
Biomasse	Stückholz	80 %	einig kW – einige MW
	Schnitzelfeuerung	85 %	einig kW – einige MW

¹⁾ Verhältnis von jährlich abgegebener Nutzenergie zu aufgenommener Antriebsenergie

4.1.3 Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion

Der technischen und ökologischen Analyse wurde ein breites Spektrum von 16 WKK-Anlagen zugrunde gelegt: Der Leistungsbereich deckt kleinste Anwendungen für den Einsatz in Einfamilienhäusern bis hin zu industriellen Anlagen von bis zu 30 MW_e, wobei sowohl Erdgas als auch Diesel resp. Heizöl als Brennstoffe berücksichtigt wurden. Bei motorbetriebenen WKK-Anlagen unterscheidet man ausserdem zwischen der mageren und der stöchiometrischen Verbrennung sowie der Zündstrahltechnologie unter Berücksichtigung der entsprechenden Rückhaltetechnologien, die bei gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen notwendig werden. Für Sensitivitätsanalysen wurde ferner eine erdgasbetriebene Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung bilanziert.

Der Trend moderner WKK-Systeme ab einigen hundert kW elektrischer Leistung läuft auf eine deutliche Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades von 40 bis über 50 % bei gleichbleibender totaler Brennstoffausnutzung von 80 bis 90 %. Kleine motorbetriebene Systeme, sogenannte Mini-BHKW, werden bei relativ tiefen 25 % elektrischer Ausnutzung bleiben. Die grosse Innovation liegt bei diesen Systemen in einem neuartigen Regelsystem, das den Wegfall der sonst üblichen Spitzenlastkessel (Deckung des Wärmebedarfs für wenige Stunden im Jahr) ermöglicht. Die SOFC kombiniert gleich mehrere Vorteile. Trotz kleiner Leistung werden elektrische Wirkungsgrade von über 50 % und eine totale Brennstoffausnutzung von gegen 100 % erwartet. Zudem entstehen durch die katalytische Nutzung des Brennstoffs in der Zelle nur Spuren der bei der konventionellen Verbrennung entstehenden Luftschadstoffe wie NO_x, CO, NMVOC und Partikel. Die tiefen Geräuschmissionen und das exzellente Teillastverhalten sind weitere Pluspunkte des in der Testphase befindlichen Systems.

4.2 Ökologische Performance

4.2.1 Reine Stromerzeugung

In Tabelle 4.3 werden die Treibhausgasemissionen sowie ausgewählte Luftschadstoffe der verschiedenen zukünftigen Optionen gezeigt. Die Emissionsmengen basieren auf vollständigen Lebenszyklusanalysen. Für die gezeigten Luftemissionen schneidet die Wasserkraft deutlich am besten ab. Regenerative Energiesysteme haben teilweise recht hohe spezifische Luftschadstoffemissionen, die mit den fossilen Anlagen vergleichbar sind oder deren Werte gar übersteigen.

Tabelle 4.3: Ausgewählte Luftemissionen zukünftiger Stromproduktionssysteme in der Schweiz
[Gantner et al., 2000a], [Dones et al., 1996]

	CO ₂ -equiv. t/GWh	NO _x kg/GWh	SO _x kg/GWh	CO kg/GWh
GuD (Erdgas)	389	278	153	106
GuD (Öl)	549	648	888	197
Kernkraftwerke	6	23	33	8
Photovoltaik	40	64	146	33
Windkraft	36	71	137	249
Biomasse (Holz)	31	1'400	288	7'000
Wasserkraft	4	13	7	3

4.2.2 Reine Wärmebereitstellung

Tabelle 4.4 zeigt die Treibhausgasemissionen und ausgewählte Luftschadstoffe zukünftiger Wärmebereitstellungssysteme. Bezüglich Treibhausgasemissionen sind erneuerbare Heizsysteme und Wärmepumpen, die mit dem heutigen Schweizer Strommix betrieben werden, gegenüber fossilen Anlagen klar im Vorteil. Bei Betrachtung des ganzen Lebenszyklus können erneuerbare Systeme Luftschadstoffe in der Grössenordnung der fossilen oder gar deutlich darüber aufweisen.

Tabelle 4.4: Ausgewählte Luftemissionen zukünftiger Wärmebereitstellungssysteme in der Schweiz,
[Gantner et al., 2000a] und nach [Frischknecht et al., 1996]

	CO ₂ -equiv. t/GWh	NO _x kg/GWh	SO _x kg/GWh	CO kg/GWh
Öl-Heizungen	350	367	529	144
Gas-Heizungen	258	173	115	184
Wärmepumpen	18	30	92	30
Sonnenkollektoren	22	51	170	215
Schnitzelfeuerungen	18	470	115	2'000

Werden die Wärmepumpen mit Strom aus fossilen Anlagen betrieben, steigen die betrachteten Luftemissionen. Abbildung 4.1 zeigt die Treibhausgasemissionen (GWP 100 nach [IPCC, 1996]) von Wärmepumpenheizungen mit verschiedenen Jahresarbeitszahlen (COP) und Strom aus Kombikraftwerken (GuD; 60 % elektrischer Nutzungsgrad) resp. Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) mit elektrischen Nutzungsgraden von 30 bis 55 %. Die elektrische Ausbeute der WKK muss mindestens 50 %, bei einer totalen Brennstoffausnutzung von 90 %, betragen, damit die Treibhausgasemissionen des Systems WKK-WP dem System GuD-WP ebenbürtig werden. Je besser die Wärmepumpe, d.h. je höher der COP, desto tiefer die Treibhausgasemissionen und desto besser die Situation für das System GuD-WP. Im Vergleich zu modernen fossilen Heizkesseln schneiden aber beide Kombinationen deutlich besser ab.

Abbildung 4.1: Vergleich der CO₂-Äquivalente der Systeme WKK-WP und GuD-WP in Funktion des COP und des elektrischen Wirkungsgrades der WKK

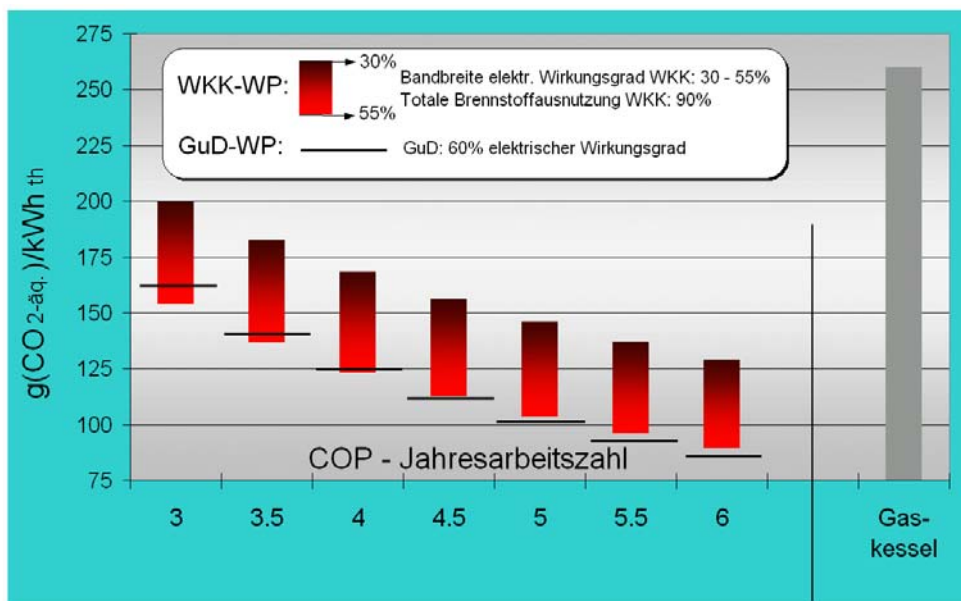
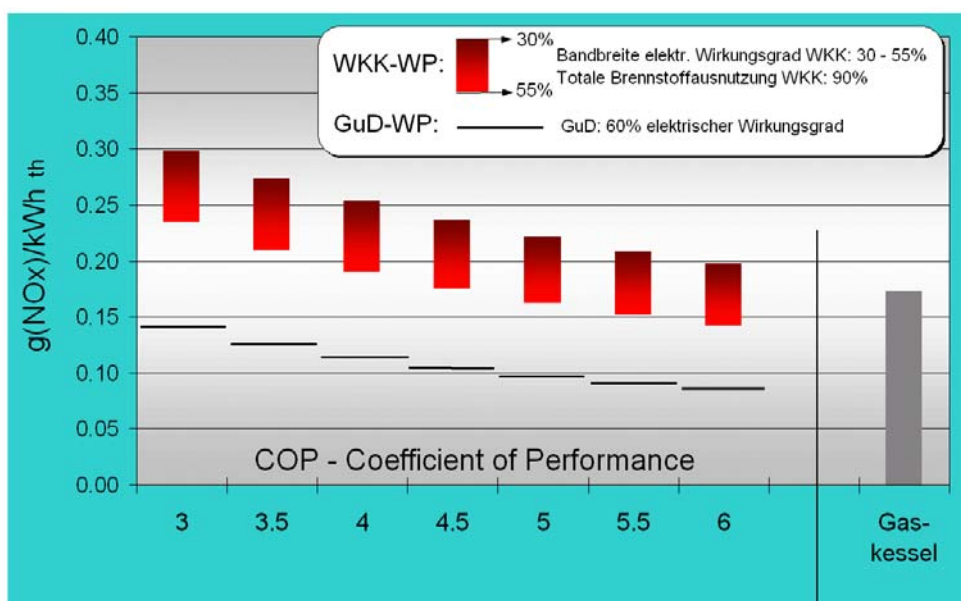


Abbildung 4.2 zeigt die NO_x-Mehremissionen des Systems WKK-WP gegenüber dem System GuD-WP in Funktion der Jahresarbeitszahl (COP) und des elektrischen Wirkungsgrades der WKK. Durch die höheren direkten NO_x-Emissionen aus der Verbrennung in WKK fällt der Vergleich deutlich zu Gunsten des Systems GuD-WP aus. Noch deutlicher ist der Vergleich bei den CO-Emissionen. Es ist aber anzumerken, dass zukünftige Motoren die NO_x- und CO-Emissionen deutlich senken könnten. Um der Magermotortechnologie zum Durchbruch zu verhelfen, wurde die Luftreinhalteverordnung jedoch von 80 mgNO_x/m³ auf 250 mgNO_x/m³ gelockert.

Abbildung 4.2: Vergleich der NO_x-Emissionen der Systeme WKK-WP und GuD-WP in Funktion des COP und des elektrischen Wirkungsgrades der WKK

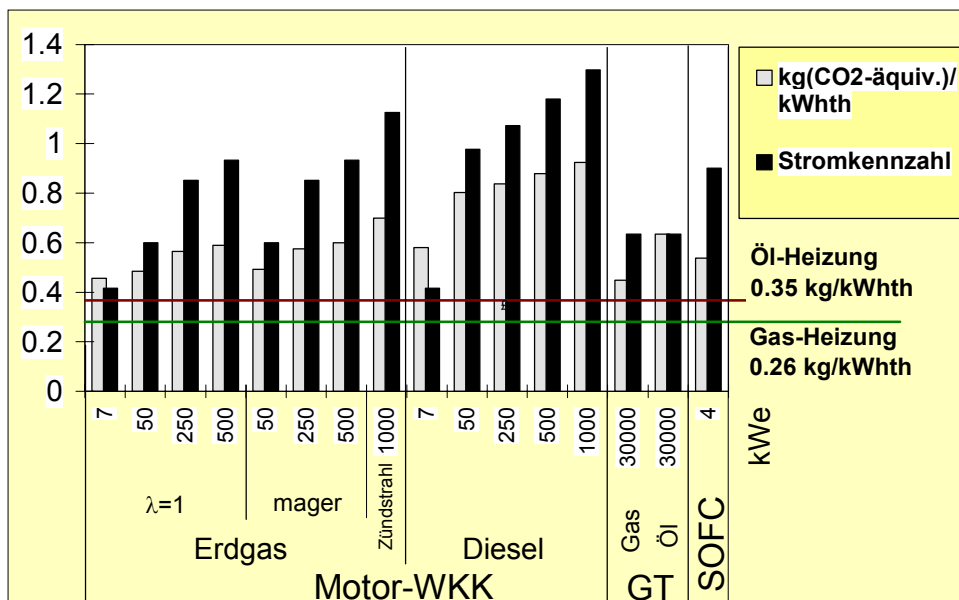


4.2.3 Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion

Abbildung 4.3 zeigt die Treibhausgasemissionen pro Einheit produzierter Nutzwärme und die entsprechenden Stromkennzahlen für die untersuchten 16 Wärmekraftkopplungssysteme. Zum Vergleich werden zusätzlich die

Treibhausgasemissionen von modernen konventionellen Öl- und Gasheizungen dargestellt. Ein direkter Vergleich der verschiedenen Systeme ist aber *nicht* möglich, da sie verschiedene Mengen der Produkte Strom und Wärme liefern. Aus diesem Grund kann man die Diskussion über Wärmekraftkopplungsanlagen auch nicht isoliert im Strom- oder Wärmemarkt behandeln. Die beiden Produkte sind miteinander gekoppelt und müssen sowohl bei ökologischen als auch bei ökonomischen Betrachtungen gemeinsam betrachtet werden. Jede Allokation ist arbiträr und beeinflusst direkt das Resultat der Analysen.

Abbildung 4.3: Übersicht von WKK-Systemen: Treibhausgasemissionen und produzierte Strommenge pro thermische Nutzenergie (Stromkennzahl)



In den Tabellen 4.5 bis 4.7 werden ausgewählte Luftemissionen sowie die wichtigsten technischen Parameter der Systeme angegeben. Die gesamten Emissionen werden jeweils auf die Nutzwärme bezogen (siehe oben).

Tabelle 4.5: Ausgewählte Luftemissionen zukünftiger Wärmekraftkopplungssysteme in der Schweiz

	<i>Dieselmotoren</i>					<i>SOFC *</i>
	Mini	50 kW _e	250 kW _e	500 kW _e	1'000 kW _e	4 kW _e
Wirkungsgrade						
elektrisch	25%	42%	44%	46%	48%	45%
thermisch	60%	43%	41%	39%	37%	50%
Emissionen kg/TJ_{th}						
CO _{2-äquiv.}	160'997	223'115	232'496	244'031	256'736	149'076
CO	199	104	97	100	102	69
NO _x	209	338	352	369	388	73
SO _x	247	253	255	266	275	213
Stromproduktion TJ_{el}/TJ_{th}	0.42	0.98	1.07	1.18	1.30	0.90

* Erdgas betrieben

Tabelle 4.6: Ausgewählte Luftemissionen zukünftiger Wärmekraftkopplungssysteme in der Schweiz

	<i>stöchiometrische $\lambda=1$-Motoren</i>				<i>Magermotoren</i>			<i>Zündstrahl</i> 1'000 kW _e
	Mini	50 kW _e	250 kW _e	500 kW _e	50 kW _e	250 kW _e	500 kW _e	
Wirkungsgrade								
elektrisch	25%	33%	36%	39%	33%	40%	42%	45%
thermisch	60%	55%	51%	48%	55%	47%	45%	40%
Emissionen kg/TJ_{th}								
CO ₂ -äquiv.	126'740	134'649	156'844	163'664	137'026	159'610	166'552	194'409
CO	121	141	148	129	213	254	263	305
NO _x	96	97	115	119	197	232	241	278
SO _x	68	51	64	65	51	64	64	80
Stromproduktion TJ_{el}/TJ_{th}	0.42	0.60	0.71	0.81	0.60	0.85	0.93	1.125

Tabelle 4.7: Ausgewählte Luftemissionen zukünftiger Wärmekraftkopplungssysteme in der Schweiz

	<i>30 MW_{el} Gasturbinen mit Abhitzeessel</i>	
	Erdgas	Heizöl EL
Wirkungsgrade		
elektrisch	33%	33%
thermisch	52%	52%
Emissionen kg/TJ_{th}		
CO ₂ -äquiv.	124'726	176'304
CO	71	73
NO _x	146	237
SO _x	49	285
Stromproduktion TJ_{el}/TJ_{th}	0.63	0.63

4.3 Ökonomische Performance

Die Wirtschaftlichkeit und die Kostenstruktur der einzelnen Systeme hängt sehr unterschiedlich von den Preisen für den Energieinput (Brennstoffe oder Strom) ab. Für die zukünftige Betrachtung sind ebenfalls Annahmen über Preisentwicklungen zu machen.

Folgende Faktoren lassen erwarten, dass die Energiepreise eher sinken:

- geringere Förderkosten bei der Erdölgewinnung,
- weiterhin keine Angebotsverknappung,
- Öffnung des Gasmarktes, grenzkostenorientierterer Ausbau des Leitungsnetzes, welcher die Durchschnittspreise für Kleinkonsumenten eher sinken lassen sollte

Es gibt aber auch Zeichen, die eine Erhöhung der Energiepreise bewirken würden:

- CO₂-Abgabe
- Internalisierung der lokalen und regionalen externen Umweltkosten
- politische Vorstösse in Richtung Energieabgaben / ökologische Steuerreform
- höhere Förderkosten (sehr langfristig)
- internationale Preisabsprachen

Da die zukünftigen Brennstoffpreise nur schwer vorhersehbar sind, werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Die angenommenen Preise sind in den jeweiligen Kapiteln über die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu finden. Beim Strom wird der Produktionsanteil mittels Kostenbetrachtung der Varianten behandelt. Bei den Übertragungs- und Verteilkosten wird angenommen, dass diese bei allen Varianten gleich sind. Nur bei den Varianten mit sehr viel WP werden Preiszuschläge für Verteilung und die Verschiebung der Lastcharakteristik veranschlagt. Werden zu indikativen Zwecken Wärmegestehungskosten von WP angegeben, so fließen dabei die aufgrund der Marktöffnung zu erwartenden sinkenden Strompreise ein.

4.3.1 Reine Stromerzeugung

a) Konventionelle thermische Stromerzeugung

Die technisch-wirtschaftlichen Kennwerte sind von Kraftwerkstyp zu Kraftwerkstyp sehr unterschiedlich. Die Gas- und Dampfkraftwerke (GuD), auch Kombikraftwerke genannt, weisen im Gegensatz zu den Kernkraftwerken sehr tiefe Investitionskosten auf. Entsprechend können sie über einen viel kürzeren Zeitraum abgeschrieben werden. Auch bezüglich Betrieb und Unterhalt sind die Kombikraftwerke günstiger.

Tabelle 4.8: Investitionskosten, Unterhaltskosten und weitere für die Wirtschaftlichkeit relevante Parameter zukünftiger konventioneller Stromproduktionssysteme

		GuD Öl	GuD Gas	KKW
Spezifische Investitionskosten	Fr/kW	750	750	3'500
Abschreibedauer	a	20	20	40
Nettowirkungsgrad	%	60	60	33
Fixe Betriebs- und Unterhaltskosten	Fr/kW/a	60	35	100
Variable Betriebs- und Unterhaltskosten	Rp/kWh _e	0.1	0.1	

Kernkraftwerke werden vorwiegend im Grundlastbereich eingesetzt, weil so die hohen Investitionen am besten amortisiert werden können. Ausserdem sind KKW hinsichtlich Lastregulierung träger als fossile Kraftwerke oder WKK-Anlagen und aus technischen und betrieblichen Gründen werden sie weniger gern hoch und tief gefahren. GuD-Kraftwerke können auch im Mittellastbereich betrieben werden. Durch die sich dadurch ergebenden tieferen Vollaststunden erhöhen sich die spezifischen Kosten gegenüber dem Grundlastbetrieb moderat. Die Strompreise können aber – je nach Marktlage - derart liegen, dass sie diese höheren Gestehungskosten decken können, wie z.B. im Fall der Winterstromproduktion.

Tabelle 4.9: Resultierende Gestehungskosten zukünftiger konventioneller Stromproduktionssysteme bei verschiedenen Energiepreisen und jährlichen Vollaststunden

	Brennstoffpreis								
	Rp/kWh _{th}						Rp/kWh _e ¹⁾		
	2.6	3.9	2.7	4.0	2.0	2.3	1.8	3.0	
Vollaststunden pro Jahr	Elektrizitätsgestehungskosten (Rp/kWh _e)								
	Öl-GuD		Gas GuD			KKW			
4'500	7.1	9.3	6.7	9.0					
6'000					5.0				
7'300	6.1	8.2	5.9	8.2	4.7	6.5			
7'800						6.2	5.7	7.2	

¹⁾ inkl. Rückstellungen für Entsorgung und Abbruch

Die Gestehungskosten der zentralen fossilen Kraftwerke reagieren sensitiv auf die Primärenergiepreise: Eine Preissteigerung von 30 % bedeutet eine Erhöhung der Gestehungskosten um 20 %. Bei Kernkraftwerken spielen die Kapitalkosten eine ähnliche Rolle: Variiert man die Investitionskosten um 1000 Fr. pro installiertes kW_e (knapp 30%) so verändern sich die Gestehungskosten um 0.8 Rp./kWh_e (knapp 15%). Eine Variation der Kapitalrückstellungen für Entsorgung und Abbruch bewirkt eine Variation von 1.5 Rp/kWh_e.

b) *Stromerzeugung aus Wasserkraft*

Stromerzeugung aus Wasserkraft ist in der Schweiz die kostengünstigste Möglichkeit, erneuerbaren Strom zu erzeugen. Je nach Kraftwerkstyp (Fluss-, Speicher-, Pumpspeicherkraftwerk), Kraftwerksgrösse und Erstellungsjahr resultieren sehr unterschiedliche Gestehungskosten. Weitgehend abbeschriebene Kraftwerke können zwischen 3 und 4 Rp/kWh_e Strom produzieren, während neue oder kürzlich erneuerte Kraftwerke Gestehungskosten von 12 bis über 16 Rp/kWh_e aufweisen, in Einzelfällen noch höhere. Die Spannbreite der Kosten der Kleinstkraftwerke ist gar noch etwas grösser. Zu bemerken ist dabei, dass die Kosten auch immer im Hinblick auf die Art des erzeugten Stroms betrachtet werden müssen (nicht beeinflussbare Grundlast oder Spitzenstrom). Anbetrachts der in Europa herrschenden Überkapazität und der Marktöffnung können gewisse Kraftwerke in Schwierigkeiten geraten, obwohl sie im Vergleich zu anderen erneuerbaren Stromerzeugungsarten sehr tiefe Kosten aufweisen. Wenn das politische und umwelt-ökonomisch sinnvolle Ziel besteht, erneuerbare Stromproduktion zu fördern, sollte die Wasserkraft dabei eine hohe Priorität geniessen.

Weil in allen gesamtschweizerischen Energieversorgungsvarianten die gleiche Menge an Strom aus Wasserkraft angenommen wird, sind deren gesamte Kosten im Rahmen dieser Studie nicht vertieft untersucht worden. Angenommen wurden durchschnittliche Kosten von 8 Rp/kWh_e.

c) *Stromerzeugung aus neuen erneuerbaren Energien*

Die Kosten der neuen erneuerbaren Energien sind heute zum Teil noch hoch. Das liegt unter anderem daran, weil sie noch relativ selten eingesetzt werden. Es kann erwartet werden, dass die spezifischen Kosten umso mehr sinken, je breiter die Techniken angewendet werden, d.h. je mehr die produzierenden Firmen Anlagen verkaufen, das installierende Gewerbe und die betreibenden Unternehmen Erfahrungen sammeln können und je grösser die Branche wird (Skaleneffekte, Erfahrungsgewinn, Spezialisierungen, Konkurrenzdruck, Synergien, Branchen know how, etc.). Dieser Sachverhalt wird üblicherweise mittels einer sogenannten Lernkurve beschrieben [Harmon, 2000].

Tabelle 4.10: Ökonomisch relevante Kennwerte und Gestehungskosten von neuen erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, bezogen auf die im betreffenden Jahr neu installierten Anlagen. Fehlende Werte bedeuten, dass die Technik noch nicht verfügbar ist oder im betreffenden Jahr keine Neuanlagen mehr installiert werden.

	Abschreibung dauer Jahre	Volllast- stunden h/Jahr	B&U %/Jahr	Investitionskosten Fr/kWh _e				Gestehungskosten Rp/kWh _e (Realzins 5%)			
				1990	2000	2010	2020	1990	2000	2010	2020
Sonne (Photovoltaik)	20	900	1	14'000	11'000	7'500	4'500	150	110	75	45
Geothermie (Hot-Dry-Rock)	20	5'000	3		-	14'000	7'000		-	30	17
Wind	20	1'020	3	3'000	2'500	2'300	2'100	40	30	25	21
<i>Biomasse:</i>											
Spezialfeuerungen	20	6'000	5		5'000	5'000	-		15	15	-
Holz (WKK)	20	4'500	5		8'000	7'000	5'500		30	25	21
Holz (reine Stromproduktion)	20	7'500	5		-	4'000	3'000		-	17	13
Bio-, Klär- & Deponiegase	15	6'000			7'000	5'000	-		16	12	-

Der mittlere effektive jährliche Ertrag aller bis 1997 installierten Photovoltaikanlagen betrug 880 kWh/kWp [Dones et al., 1996]. 1992 betrug dieser Wert noch 800 kWh/kWp. Die Werte hängen vom Standort ab. [Frischknecht et al., 1996] weisen für das Mittelland 750, für die Südschweiz 1'000 und für die Alpen 1'200 kWh/kWp aus. In diesem Bericht wird mit 900 kWh/kWp gerechnet.

Die Angaben für die Windenergie lehnen sich an [Wind, 1996]. An Standorten 1. Priorität könnten jährlich 67 GWh mit weniger als 20 Rp/kWh erzeugt werden und weitere 160 GWh zwischen 20 und 30 Rp/kWh. Unter Einbezug der Standorte 2. Priorität sind rund 1'400 GWh unter 30 Rp/kWh möglich (das gesamte Potential beträgt 1'630 GWh). In [Wind, 1996] wurden die Gestehungskosten jedoch mit einer Annuität von 10% berechnet, was entweder einem relativ hohen Zinssatz oder einer kurzen Abschreibungsdauer entspricht. Um alle Kraftwerkstypen mit vergleichbarem Ansatz zu betrachten, werden die Angaben für diesen Bericht auf 5% Realzins und 20 Jahre Abschreibungszeit umgerechnet. Dies reduziert die Gestehungskosten um ca. 15%. Die Unterhaltskosten pro Jahr betragen zwischen 3.5% (2000) und 2.5% (2020) der Investitionskosten.

Beim Holz wird angenommen, dass sich die Anlagen hälftig aus WKK und reinen Kraftwerken ohne Wärmenutzung zusammensetzen. Die reinen Kraftwerke werden jedoch erst ab ca. 2010 aktuell. Es mag auf den ersten Blick erstaunen, dass ein erneuerbarer Brennstoff in einem Kraftwerk eingesetzt wird, wo die Wärme nicht genutzt wird. Dies kann jedoch durchaus sinnvoll sein, sowohl energetisch als auch wirtschaftlich. In reinen Kraftwerken kann der elektrische Wirkungsgrad um einiges höher sein als in Holz-WKK-Anlagen (Dampfkraftprozesse). Wenn der zusätzliche Strom zum Antrieb von Elektro-Wärmepumpen verwendet wird, kann insgesamt u. U. mit dem gleichen Holzeinsatz ein grösserer exergetischer und energetischer Gesamtnutzen erreicht werden. Auch wirtschaftlich gesehen kann die reine Kraftwerkslösung vorteilhafter sein, weil die Anlagen um einiges grösser gebaut werden können. Im WKK-Bereich muss entweder ein Fernwärmenetz vorhanden sein oder eines zugebaut werden. In der Schweiz sind die Voraussetzungen für Fernwärmenetze von einigen zehn MW weniger gut als für mittlere oder kleiner Wärmenetze (je grösser das Fernwärmenetz, desto mehr wird die leitungsspezifische Energiedichte nivelliert, im Gegensatz zu kleinen Netzen, welche gezielt Gebiete mit hoher Energiedichte erschliessen können). Aber auch die im folgenden betrachteten Grössen von ca. 2 MW_e bedingen, wegen der tiefen Stromkennzahl (21% im Jahr 2010 und 30% bis 2020) WärmeabnahmelLeistungen von rund 10 MW_{th}, was einem Nahwärmeverbund von mehreren grossen Gebäuden entspricht. Bei den WKK wird hälftig von mittleren Anlagen (bis 2 MW_e) und hälftig von Grossanlagen ausgegangen (ab 2 MW_e bis einige 10 MW_e).

Im Gegensatz zu anderen Techniken erneuerbarer Energie sind die Brennstoffkosten bzw. Energiekosten bei Holzanlagen nicht gleich Null. 1996 wurde im Mittel 40 Fr/Sm³ Schnitzel bezahlt. Dies entspricht 4.25 Rp/kWh. Auch für Restholz ist der Marktpreis nicht gleich Null, sondern beträgt bis 2 Rp/kWh. Der elektrische Wirkungsgrad bei reiner Stromerzeugung steigt von 30% im Jahr 2010 bis 40% im Jahr 2020. Bei der Holz-WKK beträgt der elektrische Wirkungsgrad bei heutigen Anlagen nur rund 12%. Es wird erwartet, dass er von heute ca. 12% auf später 15% bis 20% gesteigert werden könnte, wenn diese Art von Holznutzung eine breite Anwendung finden würde. Der Gesamtwirkungsgrad der Holz-WKK beträgt rund 85%. Verwendet wurden verschiedene Quellen, u.a. [Holz, 1994a], [Holz, 1994b], [Holz 1997], [Fernwärme 1999].

Bei der Geothermie (DHM: Deep Heat Mining oder HDR: Hot Dry Rock) handelt es sich, so wie es im momentan laufenden Pilotprojekt vorgesehen ist, um Wärmekraftkopplung. Damit muss sich diese Energieform ebenfalls auf zwei Märkten (Wärme und Strom) behaupten. Je höher der Preis ist, der in einem Markt erzielt werden kann, desto tiefer kann das Produkt im anderen Markt angeboten werden. Eine diesbezügliche Sensitivitätsanalyse, angewendet auf den Fall des Pilotprojekts, zeigt, dass die Stromgestehungskosten ziemlich sensitiv auf den erzielbaren Wärmepreis reagieren. Ohne jeglichen Wärmeverkauf liegen die Stromgestehungskosten bei rund 38 Rp/kWh_e. Bei einem Wärmeverkaufspreis von 2 Rp/kWh_{th} (ab Werk) können sie immerhin um 6 Rp/kWh_e auf 32 Rp/kWh_e gesenkt werden. Entscheidend für die Betrachtungen in dieser Studie ist jedoch nicht die Allokation der Kosten auf Outputs, sondern die Gesamtkosten. Die hier angegebene Allokation dient nur indikativen Zwecken. Vorgesehen ist, dass das Pilotprojekt ca. 2007 mit der Stromproduktion beginnen kann. Das Pilotprojekt, das an bestehende Fernwärmenetze angeschlossen wird, soll im Laufe der Projektdauer auf die fünffache geothermische Fördermenge ausgebaut werden. Werden die Erfahrungen bei einer weiteren gesamtschweizerischen Verfünfachung optimal genutzt, könnten die spezifischen Investitionskosten um rund 60% gesenkt werden. Auch die Stromgestehungskosten würden damit um mehr als die Hälfte zurückgehen. Bei der Bestimmung der Wärmeverteilungskosten spielt die räumliche Struktur der potentiellen Wärmeabnehmer eine entscheidende Rolle [Jakob, 2000b]. Das Potential an zusammenhängenden Gebieten mit vertretbaren Energiedichten ist beschränkt [Jakob, 2000a], [Pabst 2000].

d) Stromsparmassnahmen und -techniken

Die Stromsparmassnahmen und -techniken werden nicht im Detail auf Anlagen- oder Gebäudeebene untersucht. Dies würde den Rahmen der vorliegenden Studie sprengen. Punktweise wurden einige Stromsparmassnahmen hinsichtlich der Kosten geprüft, zum Beispiel diejenigen beim Ersetzen von Elektroheizungen durch andere Heizsysteme oder von Elektroboilern durch andere Warmwasserbereitstellungssysteme.

Im Rahmen anderer Arbeiten, insbesondere der Energieperspektiven des BFE [Prognos et al., 1996], wurden Stromsparmassnahmen und -techniken umfassender untersucht und zu gesamtschweizerischen Kostenkurven zusammengefasst [Basics, 1997], [Prognos/Metron, 1997]. Diese Kostenkurven werden auch in der vorliegenden Arbeit verwendet, siehe dazu Kapitel 5 und 6.

4.3.2 Reine Wärmeerzeugung

a) Konventionelle thermische Öl- und Gasheizungen

Die Wärmegestellungskosten von Öl- und Gasheizungen können von Gebäude zu Gebäude sehr stark variieren, und zwar aufgrund (i) der Investitionskosten und (ii) der Energiepreise.

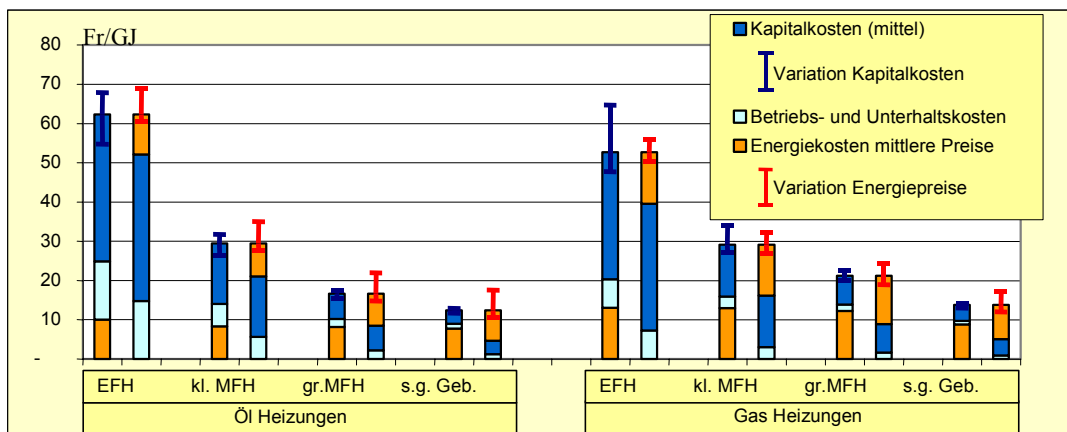
Tabelle 4.11 Energiepreise in Rp/kWh für die verschiedenen Gebäudekategorien.
uW: unterer Wert; miW: mittlerer Wert; oW: oberer Wert

	Ölpreise (Rp/kWh=12 Fr/100kg)			Gaspreise (Rp/kWh)		
	uW	miW	oW	uW	miW	oW
EFH	2.9	3.5	5.8	4.0	4.8	6.0
Kleine MFH	2.3	2.9	4.8	4.0	4.8	6.0
Sehr grosse Gebäude	2.0	2.6	4.3	2.5	3.1	4.3

Die angenommenen mittleren Preise sind leicht höher als die Mittelwerte der 90er Jahre. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse kommen auch hohe und tiefe Werte zur Anwendung. Die hohen Werte sind etwas tiefer angesetzt als das Preisniveau der 80er Jahre. Sie entsprechen auch in etwa einer CO₂-Abgabe von 60 bis 90 Fr/(t CO₂). Die tiefen Werte orientieren sich am Minimum der 90er Jahre. Unter Berücksichtigung der Definitionen der verschiedenen Bezugstypen bzw. der Liefermengen werden den definierten Gebäudegrössen und Heizanlagentypen die Energiepreise zugeordnet.

Bei den Energiekosten sind Preisvariationen vor allem bei grossen Anlagen spürbar. Bei den Investitionskosten verhält es sich genau umgekehrt, da haben Variationen vor allem bei kleinen Anlagen einen sichtbaren Einfluss. Abbildung 4.4 zeigt die Vollkosten der Heizanlagen (inklusive Baukosten, Öltank, Gasanschluss, Kamin, etc.), wobei die verschiedenen Kosten über ihre individuelle technische Lebensdauer abgeschrieben werden. Gasheizungen können bei kleinen Anlagegrössen entweder kostengünstiger oder teurer als Ölheizungen sein, je nachdem wie günstig der Gasanschluss realisiert werden kann [Gantner et al., 2000a].

Abbildung 4.4: Spezifische Wärmegestellungskosten (Fr/GJ) der Öl- und Gasheizungen für die verschiedenen Kategorien neuer Gebäude für das Jahr 2030.



EFH: Einfamilienhäuser (52 GJ/a); kl. MFH: kleine Mehrfamilienhäuser (150 GJ/a); gr. MFH: grosse MFH u.a. Gebäude(730 GJ/a); s.g. Geb.: sehr grosse Gebäude und bestehende Nahwärmeverbunde (5700 GJ/a)

b) Erneuerbare Energien

Die verschiedenen Systeme, welche erneuerbare Energien nutzen, eignen sich in ganz unterschiedlichem Masse für die verschiedenen Gebäudetypen. Sonnenkollektoren und Wärmepumpen werden zum grössten Teil in Einfamilienhäusern (Kat. 1) und kleinen bis mittleren Mehrfamilienhäusern (Kat. 2 und 3) installiert. Für Hot-Dry-Rock Kraftwerke (Geothermie), welche beachtliche Mengen an Niedertemperaturwärme zutage fördern, sind hingegen bestehende Nahwärmeverbunde und/oder grosse Gebäude vorzuziehen. Holzheizungen sind sowohl für kleine Gebäude (Stückholzheizungen) wie für grosse Gebäude (automatische Schnitzelheizungen) interessant.

Die spezifischen Investitionskosten werden bei den verschiedenen Anlagentypen üblicherweise auf unterschiedliche Kennwerte bezogen (kW, m²). Um Vergleiche zu gewährleisten, werden nachfolgend die Kapitalkosten pro kWh als Mass für die spezifischen Investitionskosten angegeben. Berücksichtigt ist dabei der energetische Ertrag der Anlagen pro Jahr bei üblichem Betrieb sowie eine Annuität, welche mit 5% Zins und den anlagespezifischen Abschreibezeiten berechnet wurde.

Die Wärmegehungskosten der Geothermie beinhalten einen Kostenanteil der geothermischen Anlage (rund 2 Rp/kWh_{th} entsprechend) sowie das Fernwärmenetz und die Übergabestationen.

Die Kosten der konventionellen als auch der regenerativen Energiesysteme sind sehr von der Gebäudegrösse abhängig [Gantner et al., 2000a], [Holz, 1997], [Holz, 1995], [Holz, 1994b], [Solar, 1999], [Basler & Hofmann, 1995]. Die in Tabelle 4.12 dargestellten Wärmekosten aus erneuerbaren Energien sind nicht die Kosten für einzelne Anlagen, sondern gewichtete Mittel aus Anlagen verschiedener Grössen. Die verwendete Gewichtung ist in Tabelle 4.14 dokumentiert.

Tabelle 4.12: Ökonomisch relevante Kennwerte sowie Kapital- und Geshungskosten der erneuerbaren Wärmesysteme unter Berücksichtigung der Zuordnung auf die Gebäudekategorien in obigen Tabelle

	Abschreibedauer	Betrieb & Unterhalt	Kapitalkosten Rp/kWh _{th}			Geshungskosten Rp/kWh _{th}			Zum Vergleich: Fossile Systeme (bei gleicher Gebäudekategorien-Zuordnung) Rp/kWh _{th}
	Jahre	%/Jahr ¹⁾	2000	2010	2020	2000	2010	2020	
Sonne (thermisch)	20	1	27	22	18	30	25	20	13
Geothermie (Hot-Dry-Rock)	20	2	-	14	12	-	18	15	8
Biomasse:									
Holz (Feuerungen)	15	3	16	14	12	27	23	20	11
Holz (WKK)	20	variable	12	10	9	24	20	18	7
Bio-, Klär- & Deponiegase	15	variable	10	8	-	16	12	-	5

¹⁾ Unterhaltskosten pro Jahr ausgedrückt in % der Investitionskosten

Die obigen Kosten müssen im Vergleich zu den Kosten von konventionellen Anlagen betrachtet werden. Diese Vergleichskosten ergeben sich aus den gewichteten Kosten der konventionellen Wärmeerzeugung mit Öl- und Gasheizungen in den einzelnen Kategorien (Tabelle 4.13), wobei die Gewichtung die gleiche ist wie bei den erneuerbaren Systemen.

Tabelle 4.13: Zum Vergleich: Wärmekosten der konventionellen Wärmeerzeugung mit Öl- und Gasheizungen

Gebäudekategorie	Kat. 1	Kat. 2+3	Kat. 4-7
Wärmekosten Rp/kWh	19	8.5	5

Die Gewichtung entspricht der Zuordnung zu den Gebäudekategorien (siehe Tabelle 4.14). Diese ist für jedes regenerative Heizsystem verschieden und es ergibt sich demzufolge für jedes davon ein anderer Vergleichspreis der konventionellen Wärmeerzeugung (Kombination der Tabellen 4.13 und 4.14).

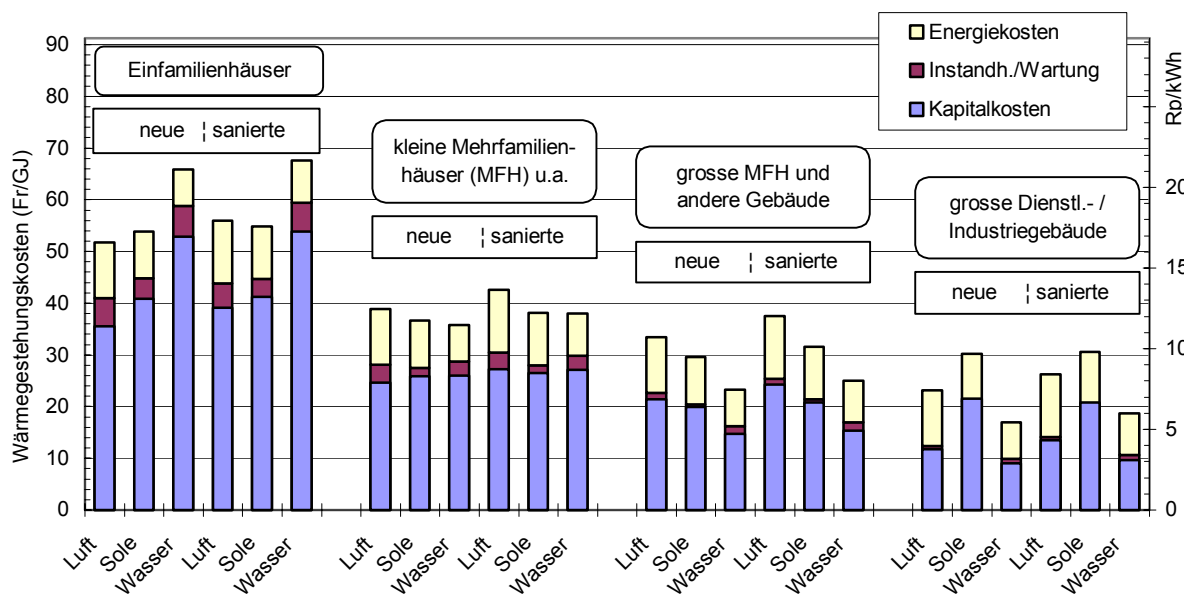
Tabelle 4.14: Zuordnung der verschiedenen erneuerbaren Wärmesysteme zu den Gebäudekategorien (%)

	Kat. 1	Kat. 2+3	Kat. 4-7	Alle Kategorien
Sonne (thermische Anlagen)	50	30	20	100
Geothermie (Hot-Dry-Rock)	10	40	50	100
Biomasse:				
Holz (Feuerungen)	40	10	50	100
Holz (WKK)	5	35	60	100
Bio-, Klär- & Deponiegase	-	-	100	100

c) Wärmepumpen

Bei den Wärmepumpen wirkt sich der Einfluss der Gebäude vor allem indirekt auf die Wirtschaftlichkeit aus, nämlich über die unterschiedlichen Vorlauftemperaturen. Die erzielbaren thermischen Leistungen und Nutzungsgrade können bei gleicher WP-Maschine bis 40 % resp. 25 % abnehmen. Entsprechend erhöhen sich die Investitions- bzw. die Stromkosten. Ausserdem sind grosse Unterschiede bei den Kosten der Erschliessung der Wärmequellen zu verzeichnen. Die Entwicklung der Kosten über die nächsten Jahre wird durch die Verbesserung der Nutzungsgrade beeinflusst, welche eine entsprechende Reduktion der Stromkosten ermöglicht. Zusätzlich kommt bei kleinen WP-Anlagen der erwarteten Industrialisierung der Produktion (15 % tiefere Herstellungskosten für die WP-Maschine, [Zogg, 1997], [Gantner et al., 2000a]) eine ebenbürtige Bedeutung zu.

Abbildung 4.5 Wärmegestehungskosten (Fr/GJ) der Wärmepumpen-Heizsysteme für verschiedene Wärmequellen und Gebäudekategorien (durchschnittliche Werte 2030)



d) Wärmesparmassnahmen und -techniken

Energie-relevante Massnahmen an Gebäuden müssen in ihrem Gesamtkontext betrachtet werden. In der Tat geht die Motivation Massnahmen zu ergreifen oder Entscheidungen zu treffen, welche energetische Auswirkungen haben, meistens nicht von der Energiefrage aus. Substanz- und Werterhaltung oder -vermehrung, Lärmschutz, Vermietbarkeit, etc. sind die eigentlichen Antriebskräfte für Massnahmen im Gebäudebereich.

Wenn ein Gebäude neu gebaut oder vollsaniert wird, ergibt sich jedoch die Gelegenheit, Massnahmen zur Energieeinsparung zu ergreifen. Die Kosten der Sparmassnahmen ergeben sich dann aus den anfallenden Zusatzkosten der energierelevanten Massnahmen. Berücksichtigt werden jene Massnahmen, welche über die energetischen Vorschriften (bzw. das Referenzszenario) hinaus gehen, also **zusätzlich** getätigt werden. Grundannahme ist, dass die Massnahmen zeitgleich mit dem Neubau bzw. mit der Sanierung getätigt werden. Der Energie wird dabei nur ein Teil der Kosten zugerechnet. Der anrechenbare Teil ergibt sich aus dem Total der Kosten minus denjenigen Kosten, welche anderen ökonomischen Nutzen zuzuordnen sind. Diese anderen Nutzen umfassen: Substanz- und Werterhaltung oder -vermehrung, Lärmschutz, Vermietbarkeit, etc. [Minergie, 2000], [Isover, 1999].

Verwendet werden die Kosten, welche im Rahmen der Energieperspektiven für das Szenario IV berechnet wurden [Prognos/Metron, 1997]. Es handelt sich dabei um Zusatzkosten der Wärmedämmung an Fassaden, Decken und Böden, sowie besseren Fenstern. Die Kosten und der energetische Nutzen werden dabei ab dem Referenzpunkt der gesetzlichen Vorschrift bzw. den in den Bedarfsberechnungen verwendeten Energiekennzahlen (EKZ) gerechnet. Punktuelle Überprüfungen von Kosten von einzelnen Massnahmen sowie Gespräche mit Fachleuten weisen darauf hin, dass diese Kosten als eher hoch zu bezeichnen sind [Minergie, 2000]. Dem wird Rechnung getragen, indem mit einem reduzierten Zinssatz von 4% gerechnet wird, was einer Reduktion von etwa 20% entspricht.

4.3.3 Gekoppelte Wärme- und Stromproduktion

Nicht nur die ökologischen Analysen werden durch die Koppelproduktion von Wärme und Strom komplizierter, sondern auch die Wirtschaftlichkeitsberechnungen. Auf Anlagenebene bilden der Einfluss der Gebäude- randbedingungen auf die Kosten sowie deren zu erwartende zeitliche Entwicklung die Schwerpunkte der wirtschaftlich-technischen Analyse.

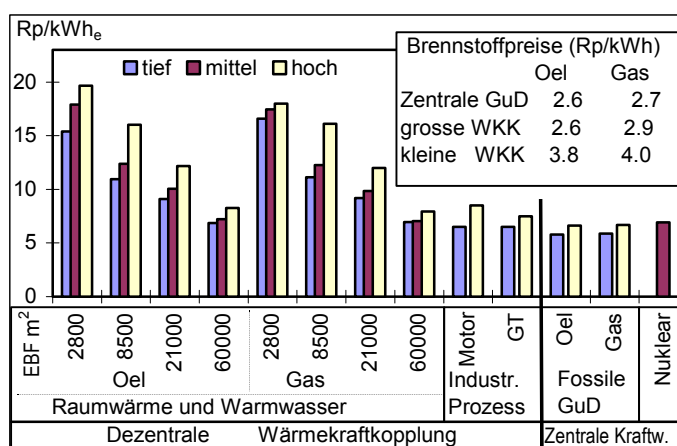
Neben der Investition für das WKK-Modul fallen weitere Kosten für die notwendige Peripherie und die gesamte Installation an. Diese liegen in etwa in der gleichen Grössenordnung wie die Modulkosten. Speziell untersucht wurde der Einfluss von Gebäudeparametern wie Sanierungszustand, Gebäudealter und vorhandener Platz auf die Realisierbarkeit und die Kosten der notwendigen Peripherie und der gesamten Installation. Dazu werden die Gebäudekategorien zusätzlich in drei bezüglich WKK-Investitionskosten homogene Gruppen, sogenannten Kostenstufen, unterteilt. Ein Teil der Gebäude kann mittels dieser Kostenstufen nicht erfasst werden, weil eine WKK-Anlage wirtschaftlich/technisch nicht realisierbar wäre (bei vollsanierten Gebäuden sind dies 20 % bis 25 %, bei den unsanierten 25 % bis 30 %). Werden die Gebäude aufsteigend nach WKK-Investitionskosten geordnet, umfasst die Kostenstufe I 25 % der unsanierten bzw. 30 % der sanierten Gebäude und die Stufe II weitere 30 %. Der restliche mittels dieser Systematik erfassbare Teil der Gebäude fällt in die Stufe III. Den Resultaten liegt die Auswertung einer WKK-Firma mit einem Background von einigen hundert realisierten bzw. offerierten Anlagen ab ca. 70 kW_e zugrunde [Reichenbach et al., 1997], [Gantner et al., 2000b].

Tabelle 4.15: Spezifische Bruttoinvestitionskosten von Gas-WKK-Anlagen für neue Gebäude und die drei Kostenstufen (Kst) der sanierten Gebäude für das Jahr 2030. EBF: Energiebezugsfläche

Gebäudegrösse EBF (m ²)	kW _e (ca.)	Investitionskosten (Tsd Fr/kW _e)			
		neue	sanierte Gebäude		
			Kst. I	Kst. II	Kst. III
8500	95	2.5	2.5	3.0	4.6
21000	250	1.9	2.0	2.3	3.1
60000	870	0.9	0.9	1.0	1.3

Die unsanierten Gebäude folgen relativ gesehen dem gleichen Muster. Etwas unerwartet liegt das absolute Niveau um 10 bis 15 % tiefer, da in unsanierten Gebäuden, dank des grösseren Wärmebedarfs, grössere und damit spezifisch günstigere Anlagen installiert werden können.

Abbildung 4.6: Elektrizitätsgestehungskosten aus WKK-Anlagen im Jahr 2030 sowie zum Vergleich von zentralen thermischen Kraftwerken.



WKK tief: Neue Gebäude und Kostenstufe I der unsanierten Gebäude inkl. Warmwasseraufbereitung.

Hoch: Kostenstufe III der sanierten Gebäude ohne Warmwasseraufbereitung.

Zentrale Kraftwerke tief: 7'300 Vollaststunden pro Jahr. Hoch: 4'500 Vollaststunden pro Jahr (vergleichbar mit WKK).

Investitionskosten der Kraftwerke: Gas- und Dampfkraftwerke (GuD): 750 Fr/kW_e; Kernkraftwerke: 3'500 Fr/kW_e

Bei der zeitlichen Kostenentwicklung sind die technischen Verbesserungen zu vermerken. In einem sich immer stärker konkurrierenden Markt ist nicht zu erwarten, dass die Preise der Anlagen steigen werden. Die technischen Verbesserungen werden demzufolge vollumfänglich an die Kunden, d.h. die Anlagenbetreiber, weitergegeben. Die spezifischen Kosten der betroffenen Kostenpunkte werden dementsprechend sinken. Bei den WKK-Anlagen wird eine Leistungsverdichtung erwartet, was sowohl die Modulkosten wie auch die Betriebs- und Unterhaltskosten senken wird, denn ein wesentlicher Kostenpunkt beim Unterhalt ist das Ersetzen des Motors nach ca. fünf Betriebsjahren. Der Effekt ist bei kleinen Anlagen grösser. Ausserdem ist zu berücksichtigen, dass sich die Zuordnung der Anlagen auf die Gebäude im Laufe der Zeit verändert, denn entscheidend ist die Kombination Gebäude-Anlagen. Durch die verbesserte Gebäudeisolation reduziert sich die Anlagengrösse etwas, was z. B. bei der WKK dem oben beschriebenen Trend der spezifischen Kostensenkung entgegenwirkt.

Beim Vergleich der Gestehungskosten müssen weitere Aspekte im Auge behalten werden:

- (i) Der energiewirtschaftliche Wert des Stroms. So ist Strom, der im Winter produziert wird (z.B. Kombi-KW und WKK), höher zu bewerten als Strom mit ausgeprägtem Bandlastcharakter.
- (ii) Der WKK-Strom fällt dezentral und auf einer Spannungsebene an, die näher beim Verbraucher liegt. Dies führt zu geringfügig tieferen Netzverlusten, aber kaum zu Investitionseinsparungen der Netze selber.
- (iii) WKK-Anlagen könnten einen Teil der Netzdienstleistungen wie Blindstromkompensation oder Reservehaltung übernehmen, wobei mit Mehrkosten zu rechnen ist.

Über die ökonomische Bewertung dieser Punkte bestehen unterschiedliche Auffassungen, welche von netto beinahe Null bis einigen Rp./kWh_e reichen.

5 Potenziale der verschiedenen Energiesysteme in der Schweiz

Nachdem in Kapitel 3 ein Modell für die Energienachfrage im Jahr 2030 entwickelt und in Kapitel 4 die Charakteristiken zukünftiger Energiesysteme auf Anlagenebene vorgestellt wurden, ist der nächste Schritt, die Eckpunkte der möglichen energiewirtschaftlichen Entwicklung der verschiedenen Technologien zu bestimmen.

Das Hauptaugenmerk wird auf erneuerbare Energiequellen, Wärmekraftkopplungsanlagen, Wärmepumpen sowie zusätzliche Spar- und Effizienzmassnahmen gelegt. Denn vor allem in diesen Bereichen gibt es physikalische und technische Beschränkungen. Ausserdem hängt Wirtschaftlichkeit vom Grad der Potenzialausschöpfung ab, d.h. vom Stellenwert, den Anteilen, dem Marktvolumen, den die einzelnen Systeme gesamtschweizerisch einnehmen würden. Bei den konventionellen Anlagen wie Öl- und Gasheizungen und der thermischen Stromproduktion aus Grossanlagen sind diese Aspekte weit weniger wichtig. Diese Anlagen treten methodisch gesehen als Ergänzung in Erscheinung, auch wenn sie u.U. mengenmässig dominieren.

Bei den ausgewiesenen Werten handelt es sich nicht in allen Fällen um das physikalisch oder technisch realisierbare Potenzial. Sie ergeben sich aus optimistisch-realistischen Wachstumsraten, die u.a. von betriebswirtschaftlichen aber auch von sozio-ökonomischen Faktoren geprägt sind. Physikalisch und technisch bedingte Begrenzungen werden dabei selbstverständlich berücksichtigt.

5.1 Erneuerbare Energiesysteme

Zu den regenerativen resp. erneuerbaren Energiequellen werden die Sonnenenergie im weit gefassten Sinn, die Gezeitenenergie sowie die geothermische Energie gezählt. Grundsätzlich stammen demnach die regenerativen Energien aus der Fusionstätigkeit der Sonne, den Massenkräfte der Erde mit Mond und Sonne sowie den Isotopenzerfällen und dem Auskühlvorgang der Erde. Energiesysteme, die diese für den menschlichen Zeitbegriff „unerschöpflichen Energiequellen“ in irgendeiner Art zu nutzen wissen, werden als Energien aus regenerativen Quellen klassifiziert.

Das physikalische globale Angebot von erneuerbaren Energiequellen ist ausserordentlich gross. Die auf den Erdboden der Kontinente eingestrahelte Energie, die potentielle Energie des Wassers (Speicher- und Flusskraftwerke), die kinetische Energie des Windes (Windturbinen), die in der stetig nachwachsenden Biomasse gespeicherte chemische Energie (Holz, Klär- und Deponiegase, Grünabfälle) und die geothermisch gespeicherte Wärme (Erdsonden, Hot-Dry-Rock) liefern rund das 3000-fache des weltweiten jährlichen Primärenergieverbrauchs. Die technische Nutzung von nur einem Promille dieser Energieströme könnte momentan die Energiebedürfnisse der Menschheit vollständig decken. Der grösste Energiestrom resultiert aus der solaren Strahlung. Durch die Produktion von Biomasse vor einigen Millionen Jahren hat die Sonnenenergie ausserdem die Ausgangsprodukte der heute genutzten fossilen Energieressourcen (Kohle, Öl und Gas) geschaffen. Der Vorrat an fossilen Energieträgern ist aber rund zehnmal kleiner als die pro Jahr auf die Erdatmosphäre eingestrahelte Energiemenge [Kleemann, 1993]. Der Wärmestrom, welcher der Erde entzogen werden könnte, ist rund vier Grössenordnungen kleiner als die Sonneneinstrahlung. Das theoretische Potenzial der Gezeitenenergie ist noch einmal um einen Faktor 10 kleiner als dasjenige des Erdwärmestromes.

Die spezifischen Erscheinungsformen der verschiedenen erneuerbaren Energien, deren Dichte sowie die zeitliche und örtliche Verteilung haben Konsequenzen auf die Nutzung der erneuerbaren Energien. Es werden Speichersysteme und Umwandlungen in andere Formen notwendig, um das Angebot der erneuerbaren Energien mit der Nachfrage in Übereinstimmung zu bringen. Die Schweiz hat gute Voraussetzungen für die Nutzung der Wasserkraft, wobei auch hier Speichersysteme notwendig sind. Die Sonnen- und die Windenergie haben bzgl. Energiedichte und zeitlichem Auftreten Nachteile gegenüber Standorten im Sonnengürtel oder an Küsten, welchen zum Teil mittels geeigneter Massnahmen begegnet werden kann. Gute Voraussetzungen hat die Schweiz auch im Bereich der Biomassenutzung, ist sie doch z.B. seit sehr langem der nachhaltigen Waldbewirtschaftung verpflichtet. Als mittel bis gut können die Möglichkeiten der Geothermie bezeichnet werden.

5.1.1 Stromerzeugung

Ausgehend von den Jahren 1990 und 1997 wird in Tabelle 5.1 versucht, für die Schweiz ein optimistisch-realistisches Potenzial der regenerativen Energieträger für die Jahre 2010 und 2020 abzuschätzen. Dabei werden die gegenwärtige Entwicklung und bestehende bzw. zukünftige energiepolitische Faktoren berücksichtigt. Schon

diese gemessen am Landesverbrauch bescheidenen Anteile bedingen grosse Anstrengungen. Bei der Photovoltaik müssten bis im Jahr 2020 jedes Jahr 6'000 Standard-Dachanlagen oder 20 Anlagen in der Grösse des Mont-Soleil-Kraftwerkes gebaut werden. Um das Ziel von 200 GWh bei der Windenergie zu erreichen, müssten 20 Jahre lang jedes Jahr mindestens 5 Windanlagen à la Mont Croisin installiert werden. Die heutige Nutzung von Biomasse kann noch rund verdoppelt werden. Beim Holz und der übrigen Biomasse muss eine Gesamtbetrachtung von Strom und Wärme gemacht werden. So sind es die in Tabelle 5.1 und Tabelle 5.2 dargestellten Produktionsmengen von Strom und Wärme, welche in etwa eine Verdoppelung des Holzverbrauchs verursachen. Mehr Holz und andere Biomasse wachsen nicht nach. Im Gegensatz zur Wärmeerzeugung ist die Stromproduktion aus Holz ist heute noch sehr tief, so dass beim Strom noch hohe Steigerungsraten möglich sind. Auch bei der Stromerzeugung aus Tiefengeothermie (Hot-Dry-Rock) besteht eine Kopplung zur Wärmeseite. Pro erzeugte Einheit Strom fallen fünf Einheiten Wärme an, welche aber nur im Winter zu Heizzwecken genutzt werden können. Der Wärmeabsatz ist denn auch einer der Schlüsselfaktoren bei der geothermischen Stromerzeugung.

Tabelle 5.1: Mögliche Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen, nach [Gantner et al., 1999]

Alle Angaben in GWh _{elektrisch}	1990	1997	2010	2020
Sonne (Photovoltaik)	1.1	7.8	100	300
Geothermie (Hot-Dry-Rock)	-	-	60	600
Wind	0.1	2	50	200
Biomasse:				
Holz & erneuerbare Abfälle	39	42	390	1000
Bio-, Klär- & Deponiegase	81	131	200	200
Kehrichtverbrennungsanlagen*	318	487	550	550
Total regenerative Energien	439	670	1350	2850
Anteil bezüglich Produktion 1990**	0,8%	1,3%	2,5%	5,5%

* nur regenerativer Anteil, ** Produktion 1990: 52'400 GWh_e

Zu beachten ist, dass das technische Potential insbesondere für Wind und Photovoltaik wesentlich grösser wäre. Mit Windkraftwerken könnten unter Berücksichtigung von meteorologischen Verhältnissen (sehr gute bis gute Standorte) und Aspekten des Landschaftschutzes bis rund 1'600 GWh_e erzeugt werden [Wind, 1996]. Bei der Photovoltaik spricht [SGS, 1996] von einem technischen Potenzial von rund 14'000 GWh. Es sind wirtschaftliche Gründe, Akzeptanzfragen, aber vor allem die geringe Auslastung und die unsichere Verfügbarkeit, die gegen einen massiven Ausbau sprechen.

5.1.2 Wärmeerzeugung

Wie bei der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien kann auch der Ausbau der erneuerbaren Wärmeversorgung nicht beliebig beschleunigt werden. Die meisten Anlagen kommen ausschliesslich oder vorwiegend dann zum Zug, wenn eine Heizung saniert werden muss (Holz, WP, Wärmenetz-Übergabestationen, meistens auch WKK). Ergänzende Systeme wie Sonnenkollektoren können u. U. auch dazwischen installiert werden. Weitere einschränkende Faktoren sind technische oder betriebliche Randbedingungen. So sind z.B. Wärmepumpen heute vor allem in neuen oder energetisch sanierten Gebäuden interessant. Auch das Wachstum einer Branche hat einen Einfluss auf die Dynamik der Ausschöpfung des Potenzials. Tabelle 5.2 zeigt, ausgehend von den statistischen Werten der Jahre 1990 und 1997, optimistisch-realistische Potenziale der regenerativen Wärmeproduktion für die Jahre 2010 und 2020 [Gantner et al., 1999]. Diese Werte wurden auch im Energie-Spiegel Nr.1/1999 publiziert. In [Gantner et al., 2000a] wurden die Wärmepumpenpotenziale unter Berücksichtigung der Gebäuderandbedingungen und der technisch-wirtschaftlichen Parameter samt deren zeitlicher Entwicklung untersucht. Bei der Abschätzung der möglichen Entwicklung von Wachstumsraten wurden Beobachtungen des bisherigen Marktverlaufs verwendet.

Tabelle 5.2: Mögliche Entwicklung der Wärmeproduktion aus erneuerbaren Energiequellen, [Gantner et al., 1999]

Alle Angaben in GWh _{thermisch}	1990	1997	2010	2020
Sonne (Kollektoren)	88	217	1000	2000
Geothermie (Hot-Dry-Rock)	-	-	200	2000
Biomasse:				
Holz & erneuerbare Abfälle	3285	4133	6800	8000
Bio-, Klär- & Deponiegase	218	286	400	400
Kehrichtverbrennungsanlagen*	856	1094	1100	1100
Umweltwärme (Wärmepumpen)*	557	885	3000	4500
Total regenerative Energien	5004	6615	12500	18000
Anteil bezüglich Produktion 1990**	5,7%	7,5%	14%	20%

* nur regenerative Anteile, ** Produktion 1990: 88'000 GWh_{th}

Das kurzfristig erschliessbare Potenzial der neuen erneuerbaren Energien ist beschränkt und die Kosten sind zum Teil beträchtlich. Gefördert werden müssen deshalb auch Sparanstrengungen und Effizienztechnologien, insbesondere Wärmepumpen. Formal können Wärmepumpen nicht ohne weiteres als erneuerbare Energiesysteme angesehen werden, weshalb in separaten Kapiteln (5.2 und 6.3) nochmals auf sie eingegangen wird.

5.2 Wärmepumpen

Die Wärmepumpen (WP) werden detaillierter in einem separaten Unterkapitel betrachtet, weil sie das grösste Potenzial für die Substitution von fossilen Heizanlagen im Niedertemperaturbereich aufweisen. Wärmepumpen dürfen aber nicht apriori als erneuerbare Energiesysteme betrachtet werden, da die Umweltwärme mittels mechanischer Energie aus Elektro- oder Verbrennungsmotoren auf das erforderliche Temperaturniveau gebracht werden muss. Die dazu benötigte Elektrizität bzw. die eingesetzten Treibstoffe stammen dabei nicht ausschliesslich aus regenerativen Quellen. Wärmepumpen werden deshalb unter dem allgemeinen Begriff „rationelle Energienutzung“ kategorisiert.

In Ergänzung zum Projekt CH50% [Gantner et al., 1999] wurden die WP in [Gantner et al., 2000a] nochmals detailliert untersucht, u.a. weil sie bereits heute wirtschaftlich sein können und heute schon eine grosse Bedeutung im Neubau und eine wachsende in sanierten Gebäuden haben. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf das Zusammenspiel zwischen Gebäude und WP-Anlage gerichtet, insbesondere auf den Einfluss der Temperatur der Wärmeverteilung und der Wärmequelle auf Leistungen und Nutzungsgrade der WP. Bei der Zuordnung der Anlagen auf die Gebäude werden sich im Laufe der Zeit die Kennwerte verändern. Durch die verbesserte Gebäudeisolation reduziert sich die Anlagengrösse etwas. Im Gegensatz zu den WKK-Anlagen, wo die Reduktion der Anlagengrössen dem allgemeinen Trend der spezifischen Kostensenkung entgegenwirkt, wird die Situation bei der WP tendenziell verbessert.

Ebenfalls grob untersucht wurde die Verfügbarkeit der nutzbaren Wärmequellen. Untiefe Erdwärme kann mit 8 PJ/Jahr nachhaltig (nicht über den langfristigen Erdwärmefluss hinausgehend) genutzt werden. Wird auch die tiefe Erdwärme miteinbezogen, steigt die Menge bis auf 16 PJ/Jahr bei Nutzung in Einzelanlagen bzw. über 40 PJ/Jahr bei Nutzung mittels Sammelwärmequellen [Brögli et al., 1999]. Wasser als Wärmequelle umfasst ein Angebot von 16 PJ/Jahr, wenn nur direkte Grundwassernutzung miteinbezogen wird und über 40 PJ/Jahr, wenn ebenfalls Fluss- und Seewasser in der Nähe (nicht weiter als 500m ab Ufer) des besiedelten Gebietes berücksichtigt werden. [Kellerhals et al., 1999]. Als weitere Wärmequellen mit relativ hoher Temperatur sind Abwärme aus Gebäuden und Industrieprozessen und aus Abwasser zu nennen.

5.3 Wärmekraftkopplungssysteme

Die Potenzialkurve ergibt sich im Prinzip aus der Aggregation der Energiemengen und der WKK-Stromgestehungskosten der einzelnen Kostenstufen (Kapitel 4.3.3) und Gebäudekategorien (Kapitel 3.2). In der Praxis handelt es sich jedoch nicht um eine Kurve, sondern um einen Bereich mit einer Streubreite. Der untere bzw. der obere Kostenbereich umfasst die kostengünstigste bzw. teuerste Erzeugungsmöglichkeit einer bestimmten Gebäude-Grössenkategorie. Dahinter steckt die in der Realität festgestellte Tatsache, dass ein Potenzial nie exakt entlang der Grenzkostenkurven ausgeschöpft wird. Das bestätigt die Untersuchung über die

Gestehungskosten der heute existierenden Anlagen, wo die Preise bei gleicher Grösse um mehr als einen Faktor zwei variieren.

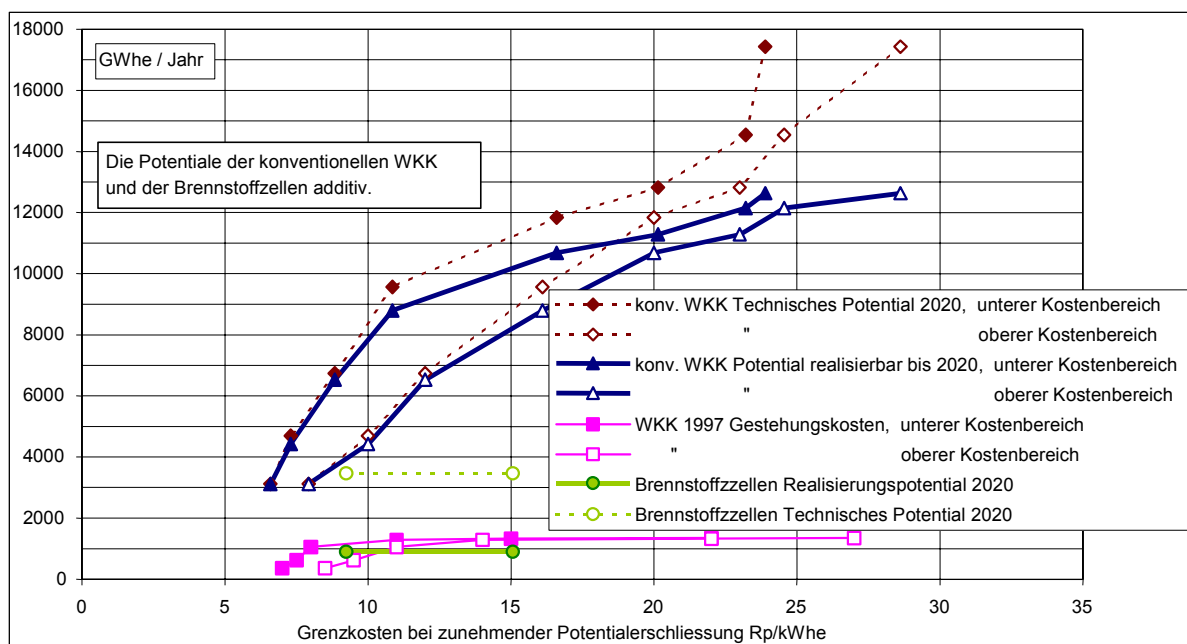
Die Potenzialbereiche reflektieren die obigen Anteile bezogen auf die Energiebezugsflächen der einzelnen Gebäudekategorien. Die Anteile sind als optimistisch-realistisch zu bezeichnen. Sie zu erreichen bedingt zum Teil grosse Anstrengungen und geeignete Rahmenbedingungen. So bedeuten z.B. 15% Anteile im Einfamilienhausbereich rund 150'000 Anlagen. Die damit produzierte Strommenge ergibt sich aus den Anlagengrössen pro Gebäudekategorie [Gantner et al., 2000a] und den jährlichen Vollaststunden. Brennstoffzellen weisen tiefere Vollaststunden auf (geschätzte 3000 h/Jahr) als konventionelle WKK, welche mit einem Spitzenlastkessel kombiniert sind und vorwiegend die Grundlastwärme decken.

Tabelle 5.3: Anteile der konventionellen WKK sowie der Brennstoffzellen an den Energiebezugsflächen (EBF) bzw. an den Gebäuden in %, die den nachfolgend dargestellten Potenzialen zugrunde liegen (Abbildung 5.1)

Kat. Gebäudetyp	Anteil 1997 WKK konv.	Anteile 2020 bis 2030 an den EBF zusätzlich zu 1997			
		WKK konventionell		Brennstoffzelle	
		realisierbar	optimistisch	Realisierbar	optimistisch
1 EFH	-	bis 5	bis 30	10 bis 15	bis 30
2 und 3 kleine und mittlere MFH	bis 1	15 bis 25	30 bis 40	10 bis 15	bis 30
4 und 5 grosse MFH u.a. Gebäude	2 bis 6	33 bis 45	40 bis 48	nicht betrachtet	
6 und 7 sehr grosse Gebäude, NWV	18	48	48		

Es muss darauf hingewiesen werden, dass bei der optimistischen Potenzialkurve nicht nur technische Aspekte berücksichtigt wurden, sondern auch Überlegungen bzgl. dem branchenspezifischen Umfeld. Die Anteile der kleinen Anlagen liegen tiefer als bei den grossen, weil das Branchenumfeld für kleine Heizungsanlagen klein strukturiert ist und der Bereich der Wärmekraftkopplung erst erschlossen werden müsste. Der Markt der Anlagenanbieter besteht für grosse Gebäude weitgehend, für kleine hingegen ist er erst im Entstehen begriffen. Für ganz kleine Gebäude sind sowohl drehzahlgesteuerte Motoren-WKK wie auch Brennstoffzellen in der Pilotphase. Wie das Beispiel der Wärmepumpen gezeigt hat, sind für das Erreichen eines markanten Marktanteils einige Jahre notwendig. Zu erinnern ist ausserdem, dass sich die angegebenen Anteile auf die dargestellten Gestehungskosten beziehen. Allfällige Anpassungskosten wirken sich bei kleinen Anlagen viel stärker aus als bei grossen Anlagen.

Abbildung 5.1: Potenzialkurven der Wärmekraftkopplung (zusätzlich zum Stand 1997) und Gestehungskosten 1997



Verschiedene Hemmnisfaktoren verhindern, dass das optimistische Potenzial voll ausgeschöpft bzw. realisiert werden kann. Wirtschaftliche Gründe sind ein wichtiger Einflussfaktor. Vorweg muss jedoch gesagt werden, dass das gezeigte Realisierungspotenzial kein Marktpotenzial darstellt, auch kein bedingtes, weder unter den

heutigen noch unter den schwierig voraussehbaren künftigen Bedingungen der vollständigen Liberalisierung. Dazu müssten weitere Untersuchungen über Eigenstrombedürfnisse und deren zeitliche Lastverteilung gemacht werden. Auch die Preise für vermiedenen Strombezug und ins Netz gespiesenen WKK-Strom bleiben in nächster Zeit eine Unbekannte, insbesondere weil das Verrechnungsmodell für die Stromübertragung und -verteilung nicht feststeht. Weitere Einflussfaktoren sind Akzeptanzfragen (Lärm, Platz) sowie die Marktstruktur, welche sich bei kleinen Anlagen wesentlich anders darstellt als bei grossen. Für erstere besteht eine ganze Palette von Konkurrenzsystemen, welche sowohl der wirtschaftlichen wie auf der ökologischen Seite Akzeptanz gut abschneiden.

Weiter muss betont werden, dass das dargestellte Realisierungspotenzial von einem Umfeld ausgeht, das WKK-freundlich ist, d.h. die Marktbedingungen für WKK sind günstig und die Preise für WKK-Strom und vermiedenen Strombezug sind relativ hoch. Aber auch in diesem Umfeld sind die Realisierungsanteile naturgemäss bei den kostengünstigsten Anlagen am höchsten, um dann mit steigenden Kosten immer weiter abzunehmen.

5.4 Sparmassnahmen

Das kurzfristig erschliessbare Potenzial der neuen erneuerbaren Energien ist beschränkt und die Kosten sind zum Teil hoch. In eine gesamtheitliche Betrachtung müssen deshalb auch Sparanstrengungen und Effizienztechnologien miteinbezogen werden.

5.4.1 Elektrizitätsanwendung

Im Rahmen der Energieperspektiven des BFE wurde im Szenario IV unter anderem der Effekt von Energiepreissteigerungen auf den Energieverbrauch untersucht. Das Szenario IV hat das vorgegebene Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2030 sehr stark zu reduzieren. Dabei kamen je nach Sektor unterschiedliche methodische Ansätze zur Anwendung. Zum Teil wurden Sparpotenziale in Funktion der Kosten (sogenannte Kostenkurven) mittels Modellen berechnet [Basics, 1997] oder empirisch abgestützt [Aebischer, 1997]. Es wird zwischen den Begriffen technisch-realistisch und realisierbar unterschieden [Basics, 1997] oder zwischen Kosten auf Gebäude- bzw. auf volkswirtschaftlicher Ebene [Aebischer, 1997]. Der Unterschied zwischen dem technisch-realistischen Potenzial und dem realisierbaren liegt je nach Sektor und Betrachtungszeitraum zwischen 30% und 50%.

Die Einsparungen müssen gegenüber einem Referenzszenario gemessen werden. Dem in der vorliegenden Studie verwendeten Landesverbrauch von 66 TWh kommt das Szenario I am nächsten, obwohl eigentlich das Szenario IIa die bereits beschlossenen Massnahmen beinhalten würde.

Tabelle 5.4: Elektrizitätsverbrauch der Schweiz in TWh gemäss Szenario I der Energieperspektiven des BFE

Verbrauchergruppe	1990	2000	2010	2020	2030
Privathaushalte	14.8	17.1	17.9	17.7	17.4
Dienstleistungen	12.1	13.4	15.0	15.7	16.4
Industrie	16.9	16.3	18.8	19.7	20.8
Verkehr	2.6	2.9	3.6	4.0	4.2
Total Verbrauchergruppen	46.4	49.7	55.2	57.1	58.8
Landesverbrauch (inkl. Verluste)	50.3	¹⁾ 53.6	59.5	61.6	63.3

¹⁾ Zum Vergleich: der Landesverbrauch (alle Verbrauchergruppen plus Verluste) betrug 1999 rund 55 TWh

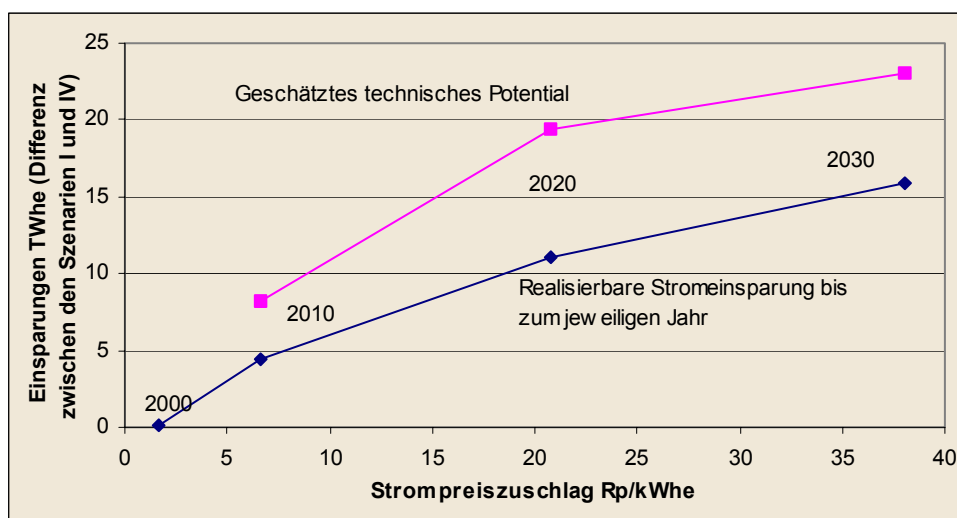
Es wird unterschieden zwischen den Kosten auf der rein technischen Ebene (auch Ingenieurskosten genannt) und den volkswirtschaftlichen Kosten. In der Tat besteht eine Diskrepanz zwischen den Kosten der möglichen Massnahmen und dem Verhalten der Stromkonsumenten. Obwohl es schon heute zahlreiche Massnahmen zu quasi Nullkosten zu realisieren gäbe, werden diese nicht genutzt. Die Ökonomen sprechen von Marktperfektionen oder Transaktionskosten. Der Unterschied zwischen den tatsächlichen Kosten der Massnahmen und dem notwendigen Preissignal diese umzusetzen, liegt also in etwa auf der Höhe des Strompreises. Die angegebenen Zuschläge auf den Strompreis können also als Grenzkosten der zu treffenden Massnahmen interpretiert werden (vorausgesetzt die beiden Kurven verlaufen tatsächlich parallel). Das heisst, dass bei einem Strompreiszuschlag von 1 Rp/kWh Massnahmen bis zu Kosten von 1 Rp/kWh_e realisiert würden.

Die erreichbaren Einsparungen bis 2020 sind beträchtlich. Verglichen mit dem Szenario I sind bis zu einem **Kostenmaximum** von rund 21 Rp/kWh_e Elektrizitätseinsparungen von 11 TWh_e realisierbar. Das entspricht

18% des Verbrauchs des Szenario I. Die **Durchschnittskosten** liegen ungefähr bei der Hälfte dieses Betrags (die Kurve ist zwar konvex, geht aber nicht durch den Nullpunkt), bei rund 10Rp/kWh_e.

Auf volkswirtschaftlicher Ebene müssen noch die Kosten zur Beseitigung der Hemmnisse und der Marktperfektionen dazu gerechnet werden. Nach der ökonomischen Theorie sind diese wie bereits erwähnt etwa gleich hoch wie der heutige Strompreis. Es kann jedoch angenommen werden, dass in einem Umfeld einer kohärenten Strompolitik sich die Stromkonsumenten rationaler und demzufolge rationeller als bisher verhalten und die Hemmnisbeseitigungskosten wesentlich tiefer liegen. Werden beispielsweise 300 bis 500 Mio. Franken pro Jahr für Beratungen, Informations- und Ausbildungskampagnen zu den 11 TWh_e in Beziehung gesetzt, ergeben sich Kosten von 3 bis 5 Rp/kWh.

Abbildung 5.2: Stromeinsparungen in Funktion des Strompreiszuschlags im Szenario IV der Energieperspektiven des BFE. Das technische Potential dient nur informativen Zwecken, verwendet wird die realisierbare Einsparung.



Die erwähnten Arbeitsberichte machen ebenfalls Angaben über das technisch-realistische Potenzial bzw. über die Kostenkurven an einzelnen Gebäuden. Diese Kurven liegen weit höher, d.h. bei gleichen Grenz- bzw. Durchschnittskosten kann %-mässig noch viel mehr eingespart werden, im Dienstleistungssektor zum Beispiel 30% bis zu Kosten in der Höhe des Strompreises.

5.4.2 Raumwärme im Wohn- und Dienstleistungssektor

Methodisch ganz anders als im Stromsektor werden die Einsparungen im Raumwärmebereich berechnet. Es werden Massnahmen und ihre Kosten und Nutzen auf der Gebäudeebene betrachtet und mittels Gebäudestrukturdaten hochgerechnet.

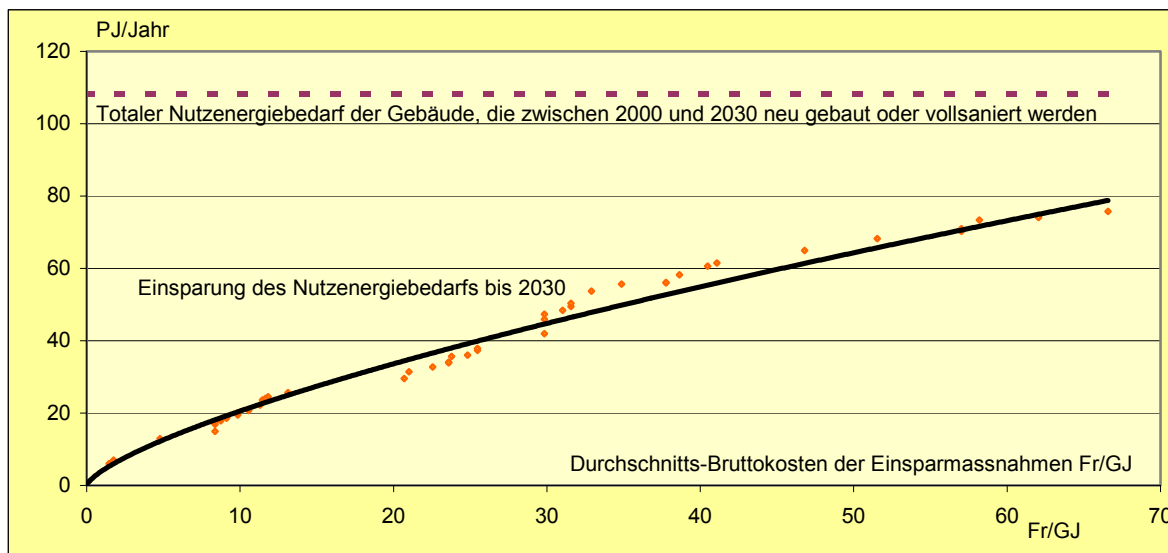
Die Massnahmen für die einzelnen Gebäude werden also zu gesamtschweizerischen Einsparkurven aggregiert. Dazu wird wiederum auf die kategorisierte Nutzenergie der Schweiz zurückgegriffen (Grössenkatoren, Sanierungszustände, Neubauten). Für jeden Fünfjahresschritt ist bekannt, wieviel Gebäude vollsaniert, teilsaniert und neu gebaut werden. Für die Kostenkurve wird die energetische Wirkung der Massnahmen aller Gebäudekategorien nach den Durchschnittskosten der Energieeinsparung aufsteigend sortiert und summiert.

Die Durchschnittskosten der Energieeinsparung sind die Jahreskosten der Massnahmen, welche notwendig sind, um die entsprechende Einsparung zu erreichen, dividiert durch die eingesparte Nutzenergiemenge (Gesamtkosten durch Gesamtnutzen). Dahinter steckt das Prinzip, dass der Einzelne für sich Massnahmen ergreifen kann, bis seine durchschnittlichen Kosten der Einsparung gleich den eingesparten Kosten bei der Wärmeherzeugung sind.

Die Kosten der eigentlichen Einsparmassnahmen (v.a. Massnahmen am Gebäude selbst), im folgenden Bruttokosten genannt, können mit den **langfristigen** Grenzkosten der Wärmeherzeugung verglichen werden. Die langfristigen Grenzkosten der Wärmeherzeugung sind die eingesparten Energiekosten sowie allfällige Einsparungen beim Unterhalt oder bei den Investitionen, wie kleinere Tanks und kleinere Anlagen (Kessel, WP-

Maschine). Dabei werden die unterschiedlichen Verhältnisse bei den verschiedenen Gebäudekategorien berücksichtigt. Bei Öl-Heizungen in EFH sind trotz zusätzlicher Wärmedämmung kaum Kosteneinsparungen möglich, weil die Brennerleistung aus technischen Gründen nicht beliebig klein gemacht werden kann. Im gleichen Fall könnten hingegen bei der Wärmepumpe Investitionskosten eingespart werden, da eine kleinere Maschine installiert werden kann.

Abbildung 5.3: Aggregierte Kostenkurve der durchschnittlichen Bruttokosten der Energiesparmassnahmen. Zu vergleichen mit den langfristigen Grenzkosten der Wärmeerzeugung von 10 Fr/GJ bis 14 Fr/GJ (3.5 bis 5 Rp/kWh)



Dargestellt sind in der obigen Kurve die sogenannten Ingenieurkosten, also die Kosten, welche beim Gebäudebesitzer oder –betreiber anfallen. Es sind dies Planungs-, Bau- und Materialkosten. Die einzelnen Datenpunkte in der Abbildung ergeben sich aus der Kombination der verschiedenen Massnahmen pro Gebäudekategorie und der Aggregation der Gebäudekategorien. Weil die Massnahmen aus Gründen des Bauablaufs nicht strikte in der Reihenfolge realisiert werden können, haben die Punkte keinen glatten Verlauf.

Nicht inbegriffen sind die Transaktionskosten auf volkswirtschaftlicher Ebene, d.h. die Kosten welche anfallen, um das vorhandene Potenzial auszuschöpfen resp. um die Massnahmen umzusetzen. Ein Teil der Massnahmen machen auch Gesetzesänderungen notwendig (Mieter-/Vermieterproblematik).

Zu bemerken bleibt, dass in der obigen Abbildung nur die Gebäude betrachtet sind, welche zwischen dem Jahr 2000 und 2030 neu gebaut oder vollsaniert werden. Der Nutzenergiebedarf der übrigen Gebäude ist beinahe nochmals so gross und birgt ebenfalls ein Sparpotenzial. Auch wenn die Kurve im Segment der unsanierten oder zwischen 1990 und 2000 neu gebauten oder sanierten Gebäude auf höherem Niveau startet und steiler verläuft, wird auch dieses Segment für Einsparungen attraktiv, wenn gesamthaft viel eingespart werden müsste oder die Preise der fossilen Energie stark steigen würden.

5.5 Konventionelle thermische Anlagen

5.5.1 Thermische Stromproduktion in grossen zentralen Kraftwerken

Auf der physikalischen, technischen und wirtschaftlichen Ebene präsentiert sich die Lage für thermische Grossanlagen zur reinen Stromproduktion (Kombikraftwerke resp. GuD und Kernkraftwerke) relativ einfach. Die physikalischen und technischen Voraussetzungen, dass diese Systeme im Extremfall die gesamten entsprechenden Nachfragesektoren decken könnten, sind gegeben und die Wirtschaftlichkeit der Systeme hängt diesbezüglich kaum von der absoluten Menge oder dem relativen Anteil ab.

Beachtet werden muss jedoch die energiewirtschaftliche Einbettung. Die Stromnachfrage setzt sich aus Grund-, Mittel- und Spitzenlast zusammen. Je nach Segment, in dem die Anlagen betrieben würden, kann die Wirtschaftlichkeit ganz unterschiedlich aussehen (siehe Tabelle 4.9). Mit zunehmendem Anteil am Gesamtverbrauch müssen auch Anteile von tieferen Vollaststunden und entsprechend höheren Gestehungskosten

oder der entsprechenden ökonomische Gegenwert berücksichtigt werden. Um eine Vergleichbarkeit der gesamtschweizerischen Varianten zu gewährleisten, wird darauf geachtet, dass die Varianten einen gleichen energiewirtschaftlichen Nutzen aufweisen.

5.5.2 Ölheizungen und Gasheizungen

Auf der physikalischen, technischen und wirtschaftlichen Ebene präsentiert sich die Lage für konventionelle Ölheizkessel ebenfalls relativ einfach. Die physikalischen und technischen Voraussetzungen, dass diese Systeme im Extremfall die gesamten entsprechenden Nachfragesektoren decken könnten, sind gegeben. Ausserdem hängt die Wirtschaftlichkeit der Systeme gegen oben vom Stellenwert ab. Nur wenn der Stellenwert der Ölheizungen sehr stark zurückgehen würde und jährlich nur noch eine kleine Anzahl auf den Markt käme, würden die Anlagenpreise wegen höherer Produktionskosten natürlich steigen, insbesondere, wenn im Ausland gleiche Entwicklungen stattfinden und auch die Importpreise der Anlagen steigen würden. Dies ist jedoch mittelfristig ein insgesamt eher unwahrscheinlicher Fall. Auf eine tiefergehende Analyse der Wirtschaftlichkeit in Abhängigkeit des Marktvolumens kann deshalb verzichtet werden.

Die Sachlage beim Gas ist komplexer. Für diesen Energieträger ist eine weitgehende Durchdringung im Wärmesektor, insbesondere im Bereich der kleinen und mittleren Gebäude, mit einem Anstieg der spezifischen Kosten verbunden. Das Gasnetz wurde bereits bis heute grenzkostenorientiert erschlossen. Die für einen leitungsgebundenen Energieträger geeigneten Gebiete sind daher weitgehend erschlossen. Die Grenzkosten der Erschliessung sind deshalb im Prinzip ansteigend, denn es muss in immer entferntere Gemeinden und in immer dünner besiedelte Gebiete vorgestossen werden. Es besteht allerdings noch ein gewisser Spielraum, ein Mehr an Gas zu bestehenden Durchschnittskosten absetzen zu können, indem der Anschlussgrad bereits erschlossener Gebiete erhöht wird. Dazu sind keine neuen Hauptleitungen, sondern nur Investitionen für die Zuleitungen und Anschlüsse ans Netz notwendig. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass die im nachfolgenden Kapitel angenommenen Anteile für das Gas erreicht werden können.

6 Anteile der Energiesysteme in den gesamtschweizerischen Varianten 2030

Die im vorhergehenden Kapitel dargestellten Potenziale können in unterschiedlichem Masse ausgeschöpft werden. In diesem Kapitel werden die Anteile dargestellt, welche die Grundlage zu den im nächsten Kapitel folgenden gesamtschweizerischen Varianten bilden. Die Definition der Varianten und deren Bezeichnungen folgt ebenfalls im nächsten Kapitel. Die Anteile ergeben sich aus verschiedenen methodischen Ansätzen, welche in den ursprünglichen Studien [Gantner et al., 2000a], [Gantner et al., 1999] fussen und die hier zusammengeführt werden.

- WKK und WP: Allokation einer top down festgelegten Menge auf die Kategorien. Das Potenzial wird dabei nicht ausgeschöpft. Dieses Vorgehen entspringt dem Untersuchungsziel des Dezentral-Projekts [Gantner et al., 2000a], verschiedene Varianten unterschiedlicher Anteile von WKK und zentraler Kraftwerke sowie WP miteinander zu vergleichen, wobei die Gesamtmengen markant, aber nicht extrem sein sollten, vor allem nicht hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit.
- Erneuerbare Energien: Allokation des gesamten optimistisch-realistischen Potenzials auf die Kategorien. Damit entspricht dieses Vorgehen einer Erweiterung der Arbeiten für das Projekt CH50% [Gantner et al., 1999] in Richtung ökonomische Betrachtung.
- Einsparmassnahmen und –techniken: Markante Mengen für jede Kategorie, wobei Massnahmen bis zu ungefähr gleichen Grenzkosten berücksichtigt wurden. Motivation für den Einbezug der Einsparmassnahmen und –techniken ist das Abrunden der Betrachtung im Hinblick auf gesamtwirtschaftlich kohärente Varianten. In der Tat sind Energiesparmassnahmen und –techniken zu einem grossen Teil kosteneffizienter und bergen ein höheres Potenzial als viele neue erneuerbare Energien.

6.1 Definition von gesamtschweizerischen Varianten

Es werden gesamtschweizerischen Varianten definiert, welche in zwei Hauptgruppen zusammengefasst werden können. Der Hauptunterschied liegt darin, dass Gruppe 2 weitergehende Energiesparmassnahmen und -techniken sowie markante Anteile von erneuerbaren Energien enthält. Für weitere Angaben zu den Variantendefinitionen siehe Kapitel 7.1.

6.2 Wärmekraftkopplungssysteme

Die möglichen Anteile der WKK-Anlagen in den einzelnen Bereichen hängen von den technischen, betrieblichen und wirtschaftlichen Randbedingungen ab. Bei der Zuordnung der vorgegebenen WKK-Menge auf die Gebäudekategorien wurden vor allem die technischen Randbedingungen und die Gestehungskosten berücksichtigt. Den grössten Einfluss auf letztere hat die Gebäudegrösse, gefolgt von der Kostenstufe. Die Gebäudeattribute *saniert*, *unsaniert* und *neu* spielen eine kleinere Rolle, wie die Untersuchungen im Projekt Dezentral [Gantner et al., 2000a] gezeigt haben, denn verschiedene Effekte kompensieren sich gegenseitig. Weitere Faktoren wie die betriebswirtschaftliche Situation oder Finanzierungsaspekte schränken die Realisierbarkeit weiter ein. Beachtet werden muss ferner die Einführungsdynamik, welche vorwiegend von der Erneuerung der Heizungsanlagen abhängt und ein kontinuierlicher Prozess ist, der von der Ausfallwahrscheinlichkeit der Energiesysteme und den Sanierungsraten abhängt. Um die für das Jahr 2030 angenommenen Anteile zu erreichen, muss die Markteinführung neuer Technologien (wie Mini-BHKW oder Brennstoffzellen) bereits in den nächsten Jahren erfolgen und die Verbreitung der bereits heute verfügbaren Systeme muss intensiviert werden.

Die nachfolgend dargestellten gesamthaften Anteile in den oberen Gebäudekategorien von 50% bis knapp 60% reflektieren alle genannten Aspekte. Die Anteile können als eher optimistisch bezeichnet werden, da bereits technische Gründe das Potenzial auf 70% bis 75% reduzieren (bei bestehenden Gebäuden). Die Zuordnung von WKK-Anlagen in kleinere Gebäude ist notwendig, um die gesamthaft vorgegebene WKK-Menge zu erreichen. Die Anteile nehmen gegen die unteren Kategorien stark ab, weil die Gestehungskosten ansteigen. Je nach Rahmenbedingungen, wie z.B. den Preisen für Strombezug, Stromeinspeisung und dem Stromnetzmodell, könnten im liberalisierten Markt aber auch solche WKK wirtschaftlich betrieben werden.

Tabelle 6.1: Zuordnung der WKK auf die Gebäudekategorien im Jahr 2030. Die Anteile beziehen sich auf die Energiebezugsflächen (EBF). Der gedeckte Nutzenergiebedarf (NE) schliesst den Spitzenlastkessel mit ein.

Varianten	Basis A B C und H I			Mankodeckungsvarianten (zusätzlich zur Basis)					
				D E			F G		
	EBF	NE	Strom	EBF	NE	Strom	EBF	NE	Strom
	Anteil	PJ _{th}	GWh _e	Anteil	PJ _{th}	GWh _e	Anteil	PJ _{th}	GWh _e
EFH	0%	0.2	20	1%	1.6	110	2%	2.4	160
kleine MFH	0%	0.2	20	2%	1.6	110	4%	3.2	220
Mittlere MFH	1%	0.4	30	4%	2.0	100	8%	4.1	210
Grosse MFH	2%	0.8	110	8%	5.9	460	13%	9.3	740
Gebäude 8500 m ²	6%	1.9	310	32%	17.6	1'600	43%	23.9	2'200
Gebäude 21000 m ²	18%	2.3	410	31%	7.4	700	38%	9.2	900
Gebäude 60000 m ²	18%	2.4	510	31%	8.7	900	39%	10.8	1'100
Total Raumwärme		8.1	1'420		44.8	4'000		62.9	5'500

Im Bereich Industrieprozesse konzentriert sich die WKK-Anwendung auf wenige energieintensive Branchen und eine überschaubare Anzahl Betriebe mit hohem Energiebedarf. Eine gezielte Umfrage bei den energieintensivsten Betrieben und Branchen ergab, dass gesamtschweizerisch die technischen und betrieblichen Möglichkeiten im Prozesswärmebereich gegeben sind, um die vom Untersuchungsziel geforderten zusätzlichen netto 2'200 GWh_e (verglichen mit 1997) mittels WKK zu erzeugen. Die nachfolgend dargestellten Anteile stützen sich ebenfalls auf diese Umfrage ab.

Tabelle 6.2: Zuordnung der Prozessenergie-WKK auf die Industriebranchen im Jahr 2030. Die Anteile beziehen sich auf das Gesamt der Prozesswärme in der jeweiligen Branche. Der gedeckte Nutzenergiebedarf (NE) schliesst die Spitzenlastanlage mit ein.

Varianten	Basis A B C und H I			Mankodeckungsvarianten (zusätzlich zur Basis)					
				D E			F G		
	Anteil	PJ _{th}	GWh _e	Anteil	PJ _{th}	GWh _e	Anteil	PJ _{th}	GWh _e
Raffinerie	11%	1.0	210	11%	1.0	250	11%	1.0	250
Nahrungsmittel	14%	1.2	100	16%	1.4	200	24%	2.1	300
Papier	42%	4.4	500	8%	0.9	100	13%	1.3	150
Chemie/Pharma	22%	4.0	400	14%	2.6	300	21%	3.9	450
andere	-	-	-		0.7	150		0.9	200
Total Industrieprozesse		10.5	1'210		6.5	1'000		9.2	1'350

Zusammen mit 670 GWh_e aus anderen Prozessen ergibt sich im Basisangebot ein Total von 3'300 GWh_e. In den Varianten D und E kommen weitere 5'000 GWh_e und in F und G 6'850 GWh_e dazu, wobei in den Varianten F und G 1'850 GWh_e für den Betrieb von Wärmepumpen eingesetzt werden. Damit sollen die direkten Treibhausgasemissionen aus WKK kompensiert werden. Netto resultieren ebenfalls 5'000 GWh_e aus WKK.

6.3 Wärmepumpenanlagen

Die energetische und damit auch die betriebswirtschaftliche Charakteristik einer Wärmepumpenanlage hängt sehr stark von den Randbedingungen wie der Quellenart und –temperatur sowie der Vorlauftemperatur ab. Bei der Zuordnung der Anteile der Wärmepumpen muss also stark differenziert werden. Beim Basisangebot (Varianten ABCDE) werden deshalb für die verschiedenen Gebäudezustände ganz unterschiedliche Anteile angenommen. Neue Einfamilienhäuser besitzen schon heute einen grossen Anteil. In den Varianten mit vermehrtem Einsatz von Wärmepumpen (F und G sowie H und I) kann nicht mehr nur auf diesen WP attraktiven Bereich zurückgegriffen werden. Das hat zur Folge, dass auch unsanierte Gebäude und grössere Gebäude teilweise mit WP ausgerüstet werden müssen.

Dennoch werden die Wärmepumpen vorwiegend den Einfamilienhäusern (15 PJ in den Varianten ABCDE resp. 25 PJ in den Varianten FGHI) zugeordnet. Mit zunehmender Gebäudegrösse nehmen die Anteile ab. Mit über 40 % sind sie bei den neuen EFH am höchsten. Bei den WP haben die Gebäudeattribute einen signifikanten

Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Deshalb variieren die Anteile innerhalb einer Grössen­kategorie, abgestuft nach neu, saniert, unsaniert, um etwa einen Faktor zwei.

Tabelle 6.3: Allokation der betrachteten WP zu den Kategorien. "Anteil" gibt den Anteil der WP in jeder Wärmemarkt­kategorie bzgl. EBF an und NE(PJ) die durch WP gedeckte Nutzenergie in PJ/Jahr. Die Anteile und die durch WP gedeckte Nutzenergie der Varianten F G und H I sind als "zusätzlich zur Basisentwicklung" zu verstehen.

	Varianten A B C und D E Anteile und Energien (Basis)						Varianten F G und H I Anteile und Energien (zusätzlich zur Basis)					
	neu		voll­san­iert		unsaniert		neu		voll­san­iert		unsaniert	
	Anteil	NE(PJ)	Anteil	NE(PJ)	Anteil	NE(PJ)	Anteil	NE(PJ)	Anteil	NE(PJ)	Anteil	NE(PJ)
EFH	32%	10.4	13%	3.5	5%	1.3	11%	3.7	14%	3.7	12%	3.2
kleine Gebäude	15%	2.3	8%	1.5	3%	0.6	17%	2.7	18%	3.2	11%	2.1
Mittlere Gebäude	11%	1.1	6%	0.7	2%	0.2	15%	1.5	13%	1.5	13%	1.6
übrige	6%	1.5	2%	0.6	1%	0.2	6%	1.6	5%	2.1	4%	1.6
Total		15.3		6.4		2.3		9.5		10.5		8.4

Insgesamt werden damit in den Varianten F, G, H und I 52 PJ mit Wärmepumpen erzeugt. Implizit ist in diesen Anteilen auch die Verfügbarkeit der Wärmequellen berücksichtigt. Insbesondere bei den Varianten F und G sowie H und I ist zu bemerken, dass sich die Struktur der WP-Nutzung gegenüber der heutigen stark verändern müsste: mehr Anteile in sanierten bzw. unsanierten Gebäuden, mehr Anteile in grösseren Gebäuden, mehr Anteile von Wasser-WP vor allem bei grösseren Gebäuden sowie Nutzung von Sammelquellen.

Die dargestellten Mengen gelten für das Jahr 2030 und bedingen eine Verstärkung der ohnehin laufenden Entwicklung im WP-Bereich. WP müssen vom Markt nicht nur für neue Gebäude, sondern auch für bestehende (sanierte und unsanierte) angeboten werden. Im Vergleich zu [Gantner et al., 1999] mit einer WP-Nutzenergiemenge von 24 PJ (4'500 GWh erneuerbarer Anteil) für auf das Jahr 2020, sind die hier ausgewiesenen WP-Mengen nochmals markant höher, auch wenn berücksichtigt wird, dass jene Studie einen früheren Zeitpunkt behandelt.

6.4 Erneuerbare Energiesysteme

Die Anteile der neuen erneuerbaren Energiesysteme in der Hauptgruppe 1 sind diejenigen, die erreicht würden, wenn die stattfindende Entwicklung weiter anhalten würden. In der Hauptgruppe 2 wurden im wesentlichen die Anteile von [Gantner et al., 1999] übernommen. Die Aufteilung auf die einzelnen Gebäudekategorien erfolgt aufgrund der technischen und betriebswirtschaftlichen Charakteristiken der Anlagen. Die beiden Hauptgruppen werden in Kapitel 7.1 detailliert vorgestellt.

Tabelle 6.4: Neue erneuerbare Energien im Jahr 2030 in den beiden Hauptgruppen und ihre Aufteilung in die Gebäudekategorien. Dargestellt ist die Nutzenergie in PJ sowie der Anteil in der jeweiligen Gebäudekategorie.

		Sonne		Geothermie (HDR)		Holz (Feuerungen)		Holz (WKK)		Gesamt	
		PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%	PJ	%
Haupt­gruppe 1	EFH	2.4	3	-	-	7.9	10	-	-	10.3	13
	kleine und mittlere MFH	1.4	2	-	-	2.0	2	-	-	3.4	4
	übrige Gebäude	0.9	1	-	-	9.9	9	-	-	10.8	10
	alle Gebäude	4.7	2	-	-	19.8	7	-	-	24.5	9
Haupt­gruppe 2	EFH	3.6	4	0.7	1	8.9	11	0.1	0	13.4	16
	kleine und mittlere MFH	2.2	3	2.9	3	2.2	3	3.0	4	10.3	12
	übrige Gebäude	1.4	1	3.6	3	11.2	10	3.3	3	19.5	18
	alle Gebäude	7.2	3	7.2	3	22.3	8	6.5	2	43.2	16

Um diese Anteile zu erreichen, sind bis in den Zeitraum 2020 bis 2030 folgende Investitionen notwendig:

Tabelle 6.5: Zuwachs der pro Jahr erzeugten Wärme aus erneuerbaren Quellen (bis 2030) und die dazu notwendigen Investitionskosten sowie Vergleichskosten der fossilen Wärmeerzeugung für die beiden Hauptgruppen (HGr 1 und 2)

	Zuwachs der Jahresproduktion 2000 bis 2030		Bruttoinvestitionen		Zum Vergleich: Fossil	
	HGr 1	HGr 2	HGr 1	HGr 2	HGr 1	HGr 2
	GWh _{th}		Mia. Fr		Mia. Fr	
Sonne	956	1'650	2.6	4.4	0.7	1.2
Geothermie (HDR)	500	2'000	0.7	2.9	0.2	0.7
Biomasse	738	2'954	1.0	4.0	0.4	1.2
Total	2'194	6'604	4.3	11.3	1.3	3.1

Tabelle 6.6: Zuwachs der pro Jahr erzeugten Elektrizität aus neuen Erneuerbaren und dafür notwendige Investitionen sowie Vergleichskosten der fossilen bzw. nuklearen Stromerzeugung für die beiden Hauptgruppen (HGr 1 und 2)

	Zuwachs der Jahresproduktion 2000 bis 2030		Bruttoinvestitionen		Zum Vergleich: Fossil		Zum Vergleich: Nuklear	
	HGr 1	HGr 2	HGr 1	HGr 2	HGr 1	HGr 2	HGr 1	HGr 2
	GWh _e		Mia. Fr		Mia. Fr		Mia. Fr	
Sonne	90	290	0.7	2.2				
Geothermie (HDR)	150	600	0.3	1.3				
Wind	40	190	0.1	0.4				
Biomasse		1'010		0.9				
Total	280	2'090	1.1	4.8	0.03	0.2	0.1	1.0

Die Nutzung der dargestellten Energiemengen ist mit Mehrinvestitionen verbunden (siehe Abbildung 7.4, Tabelle 6.5 und 6.6). Es kann erwartet werden, dass diese Investitionen dazu führen, dass die spezifischen Anlagekosten aufgrund der gewonnenen Erfahrung sinken und neue erneuerbare Systeme konkurrenzfähiger werden. Dieser Effekt wird in „Lernkurven“ ausgedrückt und wurde bei verschiedensten Technologien im und auch ausserhalb des Energiesektors anhand von empirischen Studien belegt [Harmon 2000]. Wichtig ist auch der Vergleich der Jahreskosten. Diese beinhalten nicht nur die Amortisation und Verzinsung der Investitionskosten, sondern auch die Betriebs- und Unterhaltskosten sowie allfällige Energiekosten der benötigten Endenergieträger (Brennstoffe oder Strom).

Tabelle 6.7: Jahreskosten der erneuerbaren Strom und Wärmeerzeugung sowie Vergleichskosten der fossilen bzw. nuklearen Strom- und Wärmeerzeugung

	Strom Jahreskosten		Wärme Jahreskosten	
	Mio. Fr/Jahr		Mio. Fr/Jahr	
	HGr 1	HGr 2	HGr 1	HGr 2
Sonne	41	131	191	330
Geothermie (HDR)	26	102	70	280
Wind	8	40		
Biomasse	-	165	148	458
Total	74	437	409	1'068
Zum Vergleich:				
Nuklear	20	150		
Fossil	17	125	245	798

Weil bei den erneuerbaren Energien die Kosten für den Zukauf von Energie zum Teil wegfallen, ist der Unterschied der Jahreskosten geringer als derjenige der Investitionskosten. Für den Vergleich wurden fossile Energiepreise verwendet, die leicht höher liegen als der Durchschnitt in den 90er Jahren. Die Differenz zwischen erneuerbaren und fossilen Systemen wird umso kleiner je höher die Preise für fossile Energieträger liegen.

6.5 Spar- und Effizienzmassnahmen

6.5.1 Strom

Für diese Studie wird das Potenzial der Einsparmöglichkeiten und der Einsatz von Effizienztechniken bis zu einer Nachfragereduktion von 10'000 GWh ausgeschöpft. In der dynamischen Betrachtung bedeutet dies, dass dank dieser Massnahmen und Techniken der Strombedarf der Schweiz im Jahr 2030 statt 65'800 GWh_e nur 55'800 GWh_e betragen würde. Gegenüber heute würde damit ungefähr eine Stabilisierung des Stromverbrauchs erreicht. Um dies zu erreichen, werden Massnahmen bis zu maximalen Kosten von gut 20 Rp/kWh_e berücksichtigt.

Tabelle 6.8: Grenz- und Durchschnittskosten der nachfragereduzierenden Massnahmen und Techniken

Maximalkosten der nachfragereduzierenden Massnahmen:	bis 21 Rp/kWh _e
Durchschnittliche Kosten der nachfragereduzierenden Massnahmen (inkl. 3 Rp/kWh _e für zusätzliche volkswirtschaftliche Kosten):	12 Rp/kWh
Erreichbare Nachfragereduktion	10'000 GWh _e /Jahr
Bruttokosten der Massnahmen und Techniken	120 Mio. Fr/Jahr
Zum Vergleich: fossile bzw. nukleare Stromerzeugung	60 bzw. 65 Mio. Fr/Jahr

Auf der volkswirtschaftlichen Ebenen können den Bruttokosten von rund 120 Mio. Fr pro Jahr die Erzeugungskosten (langfristige Grenzkosten) der fossilen bzw. nuklearen Stromerzeugung von 60 bzw. 65 Mio. Fr pro Jahr gegenüber gestellt werden, so dass sich Nettomehrkosten von rund 60 Mio. Fr pro Jahr ergeben.

6.5.2 Raumwärme im Wohn- und Dienstleistungssektor

Es werden Sparmassnahmen berücksichtigt, welche anlässlich des Neubaus der Gebäude oder anlässlich der ohnehin stattfindenden Sanierung zeitgleich realisiert werden können. Massnahmen an Gebäuden, die bis 2030 nicht vollsaniert werden oder an solchen, die zwischen 1990 und 2000 neu gebaut oder vollsaniert wurden, werden in dieser Studie nicht betrachtet. Dies entspricht einem eher konservativen Ansatz und das ausgewiesene Sparpotenzial ist als untere Grenze zu betrachten. Es kann jedoch nicht erwartet werden, dass alle Massnahmen in allen Bereichen umgesetzt würden. Das Vorgehen kann daher als ausgewogen bezeichnet werden.

Tabelle 6.9: Nutzenergie (PJ) der Raumwärme für die verschiedenen Gebäudekategorien. Für nachfragereduzierende Massnahmen werden die Gebäude berücksichtigt, die zwischen 2000 und 2030 neu gebaut oder vollsaniert werden (fett, nicht kursiv).

	Einfamilienhäuser		kleine und mittlere MFH		grosse MFH u. a. Gebäude		sehr grosse Gebäude		alle Gebäude	
	1990 bis 2000	2000 bis 2030	1990 bis 2000	2000 bis 2030	1990 bis 2000	2000 bis 2030	1990 bis 2000	2000 bis 2030	1990 bis 2000	2000 bis 2030
Nicht saniert	23		25		23		8		80	
Vollsaniert	10	18	7	13	5	11	2	4	24	46
Neu	4	19	5	19	4	18	2	6	15	62
Alle	37	37	37	32	33	29	12	10	119	108

In der folgenden Tabelle werden die Bruttokosten der nachfragereduzierenden Massnahmen dargestellt. Diese beinhalten die Kosten der Gebäudehülle, also Wärmedämmung an Fassaden, Fenstern, Böden, etc. Bei den grossen Gebäuden sind Kosten für die kontrollierte Lüftung mit Wärmerückgewinnung eingerechnet. Die damit erzielbare Einsparung ist ab dem gesetzlichen Grenzwert oder ab dem energetischen Stand der entsprechenden Kategorie gerechnet. Im folgenden sind die Werte angegeben, wie sie für die Nutzenergiebedarfsberechnungen verwendet wurden (unbeeinflusste Entwicklung): EFH neu 300 MJ/m²/a, EFH vollsaniert, 340 MJ/m²/a, MFH neu 250 MJ/m²/a, MFH vollsaniert 300 MJ/m²/a. Ein Teil der energie-relevanten Gebäudemassnahmen verursachen weitere ökonomische Vorteile, die den energetischen Nutzen sogar überschreiten kann. In dieser Studie werden 80% der Bruttokosten den Energiesparmassnahmen zugeordnet.

Wenn die Bruttokosten der Sparmassnahmen (v.a. Massnahmen am Gebäude selbst) verwendet werden, müssen bei der Gesamtkostenberechnung die durch die ergriffenen Massnahmen einsparbaren Kosten in Abzug gebracht werden. Es sind dies die **langfristigen** Grenzkosten der Wärmeerzeugung. Die Grenzkosten der Wärmeerzeugung sind die eingesparten Energiekosten sowie allfällige Einsparungen beim Unterhalt oder bei den Investitionen, wie kleinere Tanks und kleinere Anlagen (Kessel, WP-Maschine). Dabei werden die unterschiedlichen Verhältnisse der Gebäudekategorien ebenso berücksichtigt, wie die Tatsache, dass die Dimensionierung der Anlage nicht proportional zur eingesparten Energie reduziert werden kann. Die langfristigen Grenzkosten liegen zwischen 4 und 5 Rp/kWh (bei Energiepreisen wie in Kapitel 4.3.2 angenommen). Nicht in Abzug gebracht werden können die Fixkosten der Wärmeerzeugung, also Amortisation und Verzinsung sowie fixe Betriebs- und Unterhaltskosten. Damit wird berücksichtigt, dass die restliche Energie, die für das Gebäude bereitgestellt werden muss, spezifisch teurer wird.

Tabelle 6.10: Grundlagen für die Berechnung der Energiesparmassnahmen am Gebäude. Zu vergleichen: Bruttokosten der Einsparung und langfristige Grenzkosten der Wärmeerzeugung, sowie Vollkosten von Einsparmassnahmen inkl. Wärmeerzeugung und Vollkosten fossile Wärmeerzeugung

	NE-Bedarf betrachtete Kategorien	Einsparungen Nutzenergie (NE)		Durchschn. Bruttokosten Einsparung Rp/kWh	Fixkosten Wärmeerzeugung Rp/kWh	Vollkosten (Einsparmassnahmen inkl. Wärmeerzeugung)		Zum Vergleich: Vollkosten fossil	
		PJ	% PJ			Rp/kWh	Mia. Fr/Jahr	Mia. Fr/Jahr	
EFH	vollsaniiert	17.8	33 5.9	13	15	28	0.46	0.10	
	neu	19.4	41 7.9	8		23	0.50	0.17	
Kleine & mittlere MFH.	vollsaniiert	13.0	52 6.9	11	4	15	0.28	0.13	
	neu	18.6	60 11.1	9		12	0.37	0.35	
Grosse MFH u.a. Gebäude	vollsaniiert	11.4	wie oben 5.8	wie oben	2	13	0.20	0.09	
	neu	17.7	10.6	10		10	0.31	0.31	
Sehr grosse Gebäude	vollsaniiert	4.1	wie oben 2.1	wie oben	1	12	0.07	0.01	
	neu	6.4	3.8	10		10	0.10	0.04	
Alle		108	54			2.3		1.2	

Jahreskosten: Wie aus obiger Tabelle ersichtlich ist, kostet die eingesparte Energie brutto 2.3 Mia. Fr pro Jahr, währenddessen als Referenz dazu die fossile Wärmeerzeugung 1.2 Mia. Fr pro Jahr kosten würde. Die Sparmassnahmen führen also pro Jahr zu Mehrkosten von 1.1 Mia. Fr. In Beziehung gesetzt zu den Gesamtkosten der Energieerzeugung entspricht dies rund 6%. Bei diesen Kosten sind jedoch mögliche Kostenentwicklungen der nachfragerreduzierenden Techniken nicht berücksichtigt. Die Entwicklung der letzten paar Jahre deutet darauf hin, dass die verwendeten Kosten möglicherweise zu hoch liegen [Minergie, 2000]. Ausserdem sind weitere positive volkswirtschaftliche Effekte, sogenannte „secondary benefits“, nicht berücksichtigt [Jakob et al., 2000]. Ebenfalls nicht berücksichtigt sind aber auch die Transaktionskosten. Es kann vermutet werden, dass sich die gegenläufigen Effekte der verschiedenen Unsicherheiten in etwa kompensieren.

Investitionsbedarf: Die berücksichtigten Massnahmen machen rund 34 Mia. Fr an Investitionen notwendig, wovon 27 Mia. Fr. der Energie zugeordnet werden. Dafür können 5 Mia. Fr an Investitionen bei der fossilen Wärmeerzeugung kompensiert werden.

6.5.3 Raum- und Prozesswärme in der Industrie

Die Sparmassnahmen im Industriebereich werden methodisch gleich behandelt wie der gesamte Strombereich. Es werden somit diejenigen Einsparungen betrachtet, die sich mit verschiedenen Energiepreiserhöhungen erreichen lassen [Basics, 1997]. Mit durchschnittlichen Kosten von 2.2 Rp/kWh lassen sich 16 PJ einsparen.

6.6 Ölheizungen und Gasheizungen

Die Anteile der Öl- und Gasheizungen ergeben sich methodisch als Ergänzung zu den übrigen Energiesystemen resp. den Einsparungen. Einsparungen werden als Deckung von Nutzenergie betrachtet. Das Total beträgt demnach für alle Varianten gleich viel, auch für jene der Hauptgruppe 2. Für den Bereich Raumwärme und Warmwasser sind dies 272 PJ.

Tabelle 6.11: Anteile der fossilen Anlagen in % im Bereich Raumwärme und Warmwasser für die verschiedenen gesamtschweizerischen Varianten. Die Anteile beziehen sich auf den Nutzenergiebedarf des Jahres 2030 von 272 PJ.

	Hauptgruppe 1				Hauptgruppe 2			
	A B C	D E	F G	H I	A ⁺ B ⁺ C ⁺	D ⁺ E ⁺	F ⁺ G ⁺	H ⁺ I ⁺
Einfamilienhäuser (EFH)	58	57	43	45	33	31	18	20
Kleine und mittlere Mehrfamilienhäuser (MFH)	78	75	57	63	37	34	16	22
Grosse MFH und andere Gebäude	77	61	49	72	57	41	29	52
Sehr grosse Gebäude und Nahwärmeverbunde	79	47	35	75	73	41	30	70

Die Anteile und Energiemengen der konventionellen Anlagen im Prozessenergiebereich können für die einzelnen Branchen aus Tabelle 6.2 abgeleitet werden. Auf eine weitere Unterteilung nach Anlagen- und Energieart (Wärme, Dampf, direkte Feuerung) und Temperaturniveau wird an dieser Stelle verzichtet.

7 Schweizerische Energieversorgungsvarianten für das Jahr 2030

Mit den in Kapitel 3 bis 6 beschriebenen Grundlagendaten ist es möglich verschiedene gesamtschweizerische Energieversorgungsvarianten für das Jahr 2030 zu definieren und deren ökonomische und ökologische Auswirkungen zu vergleichen. Wichtig ist dabei, dass die Varianten den gleichen Nutzen aufweisen. Die Elektrizitätsproduktion sollte z.B. ungefähr das gleiche zeitliche Lastverhalten aufweisen. In den folgenden Unterkapiteln werden die untersuchten Varianten vorgestellt und die ökologischen und ökonomischen Auswirkungen diskutiert.

7.1 Varianten der Nachfragedeckung

Es wurden insgesamt 18 zukünftige Energieversorgungsvarianten untersucht: Neun Varianten (A bis I) mit geringer und neun Varianten (A+ bis I+) mit einer starken Förderung von Sparmassnahmen und neuen erneuerbaren Energien. Allen Varianten wurde eine gemeinsame Basisentwicklung (Strom und Wärme) zugrunde gelegt, die in Kapitel 2 beschrieben wurde und in Abbildung 7.1 mit einem Pfeil gekennzeichnet ist. Die Differenz zwischen der angenommenen Nachfrage und dieser Basisentwicklung wird als Manko bezeichnet. Dieses Manko gilt es durch die in Kapitel 4 vorgestellten zukünftigen Energiesysteme resp. durch die in Kapitel 5 behandelten Massnahmen (zusätzliche Einsparmassnahmen und erneuerbare Energiesysteme) zu decken.

Die untersuchten 18 Energieversorgungsvarianten für die Schweiz im Jahre 2030 können somit in zwei Hauptgruppen à je 9 Varianten (A bis I resp. A+ bis I+) eingeteilt werden:

Hauptgruppe 1: *Das Manko wird ausschliesslich durch zukünftige Energiesysteme gedeckt (neben den Anteilen in der Basisentwicklung keine zusätzliche Sparmassnahmen und erneuerbare Energiesysteme). Bei einer angenommenen Stromnachfrage im Jahre 2030 von 65.8 TWh und einem Basisangebot von 38.8 TWh ergibt sich ein Strommanko von 27 TWh. Dieses Manko wird bei den Versorgungsvarianten F bis I um 1.9 TWh grösser, da ein markant grösserer Teil der Nutzwärme mittels Wärmepumpen bereitgestellt wird. Die totale Nachfrage der Nutzwärme wird für das Jahr 2030 mit rund 98 TWh beziffert, wobei rund ein Viertel als Basisangebot betrachtet wird.*

Tabelle 7.1 zeigt die Zusammensetzung der totalen Energieversorgungsvarianten A bis I für das Jahr 2030, unterteilt in die wichtigsten Technologiekategorien.

Tabelle 7.1: Zusammensetzung der neun Energieversorgungsvarianten A bis I der Hauptgruppe 1 für die Schweiz für das Jahr 2030 unterteilt in die wichtigsten Technologiekategorien (1TWh=3.6PJ).

Variantenbezeichnung	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Wärme in TWh									
konventionelle Kessel		73.5		67.6		57.3		65.7	
Wärmekraftkopplung		5.1		11.1		13.6		5.1	
Wärmepumpen		6.7		6.7		14.4		14.4	
Erneuerbare		6.9		6.9		6.9		6.9	
Andere		5.6		5.6		5.6		5.6	
Strom in TWh									
Kernkraftwerke	-	27	22	-	22	-	22	-	22
Kombi-Kraftwerke (GuD)	27	-	5	22	-	22	-	28.9	6.9
Wärmekraftkopplung	3.5	3.5	3.5	8.5	8.5	10.4	10.4	3.5	3.5
Erneuerbare	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3	35.3

Hauptgruppe 2: *Das Manko der Hauptgruppe 1 wird durch zusätzliche Einsparmassnahmen verringert (Strom: 10 TWh und Wärme: 19.5 TWh). Im Weiteren werden die Anteile aus neuen erneuerbaren Quellen auf die in Kapitel 5 beschriebenen optimistisch-realistischen Potenziale erhöht (Strom: plus 1.5 TWh und Wärme: plus 6 TWh). Dieses deutlich kleinere Manko wird durch zukünftige Energiesysteme gedeckt. Genau wie in der Hauptgruppe 1*

werden zusätzliche Stromerzeugungsanlagen betrachtet, um das durch den starken Ausbau an Wärmepumpenanlagen bedingte erhöhte Manko von 1.9 TWh zu decken.

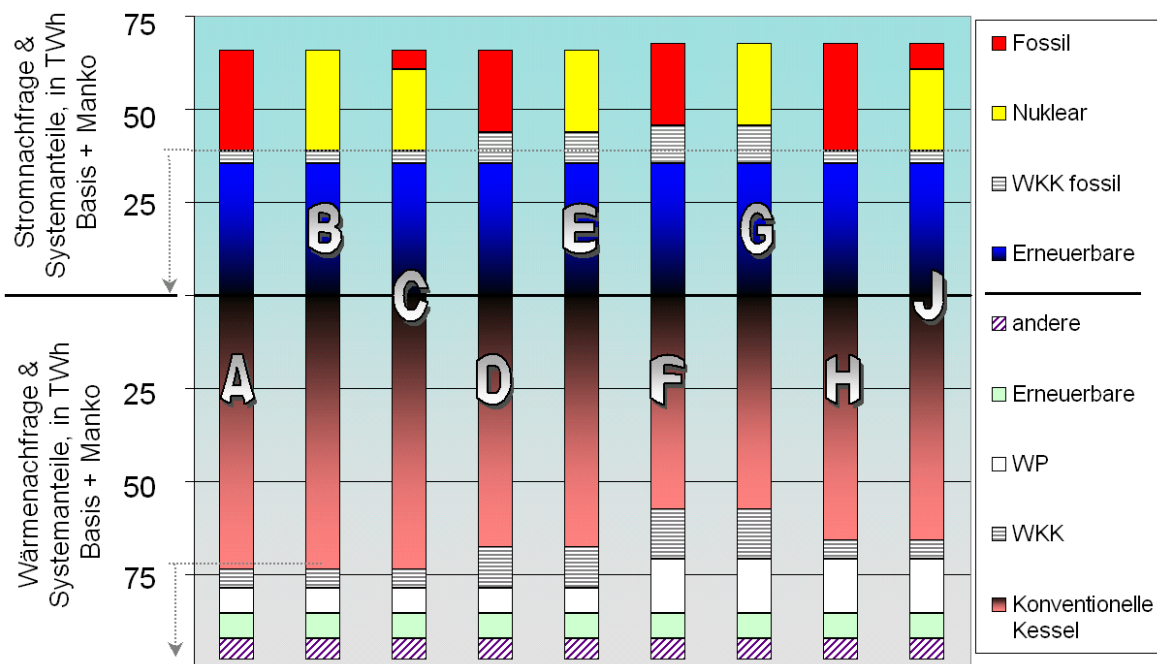
Tabelle 7.2 zeigt die Zusammensetzung der totalen Energieversorgungsvarianten A+ bis I+ für das Jahr 2030 unterteilt in die wichtigsten Technologiekategorien.

Tabelle 7.2: Zusammensetzung der neun Energieversorgungsvarianten A+ bis I+ der Hauptgruppe 2 für die Schweiz für das Jahr 2030 unterteilt in die wichtigsten Technologiekategorien.

Variantenbezeichnung	A+	B+/C+	D+	E+	F+	G+	H+	I+
Wärme in TWh								
Konventionelle Kessel	48.1		42.2		31.9		40.4	
Wärmeerkraftkopplung	5.1		11.1		13.6		5.1	
Wärmepumpen	6.7		6.7		14.4		14.4	
Erneuerbare	12.8		12.8		12.8		12.8	
Andere	5.6		5.6		5.6		5.6	
Sparmassnahmen	19.5		19.5		19.5		19.5	
Strom in TWh								
Kernkraftwerke	-	15.5	-	10.5	-	10.5	-	17.4
Kombi-Kraftwerke (GuD)	15.5	-	10.5	-	10.5	-	17.4	6.9
Wärmeerkraftkopplung	3.5	3.5	8.5	8.5	10.4	10.4	3.5	3.5
Erneuerbare	36.8	36.8	36.8	36.8	36.8	36.8	36.8	36.8
Sparmassnahmen	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0

Abbildung 7.1 zeigt die Systemanteile der 9 untersuchten Energieversorgungsvarianten für die Schweiz im Jahre 2030.

Abbildung 7.1: Anteile der zukünftigen Energiesysteme an den Energieversorgungsvarianten für die Schweiz für das Jahr 2030 (Basisentwicklung mit Pfeilen gekennzeichnet).



Bei der Deckung des Mankos wird in beiden Hauptgruppen nach den gleichen Grundsätzen vorgegangen:

- Bei den ersten drei Varianten (A bis C) beruht die Wärmeversorgung auf der Basis von fossilen Heizkesseln. Das Strommanko wird mit zentralen Grosskraftwerken (A: 100 % Kombi, B: 100 % Kernkraft und C: Nuklear wie heute und der Rest Kombi) gedeckt.
- Bei den Varianten D und E werden 5 TWh_e des Strommankos aus WKK-Anlagen bereitgestellt. Der Rest der Stromversorgung wird entweder mittels Kombi-KW (Variante D) oder Kernkraftwerken (Variante E) gedeckt. Der Wärmebedarf wird durch konventionelle fossile Anlagen ergänzt.
- Die Varianten F und G beinhalten Netto gleichviel Strom aus WKK-Anlagen wie die Varianten D und E. Es wird jedoch gefordert, dass der Strom aus WKK-Anlagen quasi „CO₂-neutral“ sein soll, was durch Substitution fossiler Heizkessel durch Wärmepumpen bewerkstelligt wird. Der für die Wärmepumpen zusätzlich benötigte Strom wird ebenfalls in WKK-Anlagen bereitgestellt.
- Die letzten beiden Varianten beinhalten gleich viele Wärmepumpen wie F und G mit dem Unterschied, dass der dafür benötigte Strom zentral bereitgestellt wird.

Bei allen Varianten wurden die Öl- bzw. Gasanteile gleich festgelegt: Fossile Heizungsanlagen werden weiterhin mit mehr Öl als Gas (2/3 bzw. 1/3) betrieben. Bei WKK-Anlagen wurde das Verhältnis gerade umgekehrt (1/3 bzw. 2/3) gewählt. Die fossilen Kombikraftwerke werden zu 75 % mit Gas und zu 25 % mit Öl gefeuert.

Für die folgenden detaillierten Analysen betreffend Luftschadstoffe und Wirtschaftlichkeit werden z.T. nicht die ganzen Energieversorgungsvarianten betrachtet, sondern nur die Mankodeckung der Varianten A bis I (Strom: 27'000 GWh; Wärme: 71'500 GWh). Dadurch kommen die Auswirkungen der einzelnen Versorgungsstrategien deutlicher zum Vorschein. Die Zusammensetzung der neun Mankodeckungsvarianten zeigt Tabelle 7.3.

Tabelle 7.3: Zusammensetzung der neun Mankodeckungsvarianten A bis I der Hauptgruppe 1 für die Schweiz für das Jahr 2030 unterteilt in die Energiesysteme.

Variantenbezeichnung	A	B	C	D	E	F	G	H	I
Wärme in TWh									
Konventionelle Ölkessel		47.7		42.8		35.5		42.5	
Konventionelle Gaskessel		23.8		22.8		19.8		21.3	
Wärmeerkraftkopplung		-		5.9		8.5		-	
Wärmepumpen		-		-		7.7		7.7	
Strom in TWh									
Kernkraftwerke	-	27	22	-	22	-	22	-	22
Kombikraftwerke (GuD)	27	-	5	22	-	22	-	28.9	6.9
Wärmeerkraftkopplung	-	-	-	5	5	6.9	6.9	-	-

7.2 Ökologische Auswirkungen der Varianten

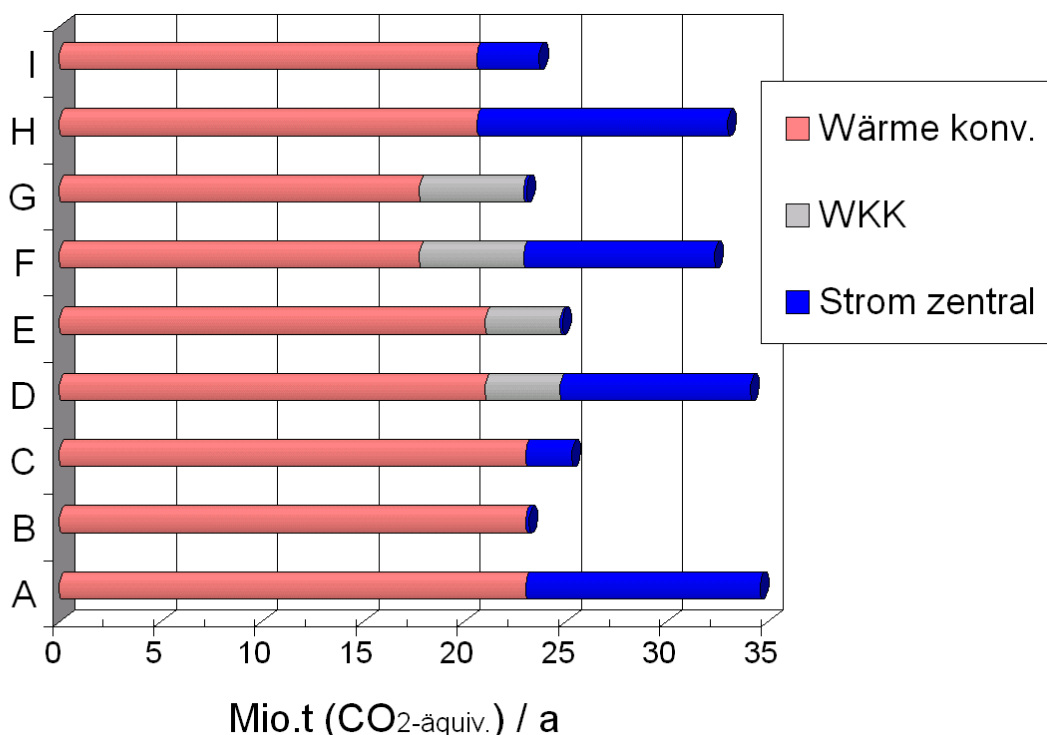
(i) Ausgewählte Luftschadstoffe

Obwohl totale Emissionen nicht direkt als Gradmesser für Umweltauswirkungen herangezogen werden dürfen, können sie einen Hinweis über das Ranking der verschiedenen Varianten liefern. Die totalen Emissionen setzen sich zusammen aus den direkten Emissionen der verschiedenen Prozessschritte der ganzen Energieketten wie Rohstoffförderung, Brennstoffaufbereitung, Transport, Betrieb und Entsorgung sowie indirekten Beiträgen, die bei jedem Prozessschritt durch die Berücksichtigung der Bau-, Betriebs- und Abbruchphase entstehen (z. B. Energiekonsum (Strom, Brenn- und Treibstoffe) und Materialverbrauch), d. h. es wird der ganze Lebenszyklus der Prozessschritte und der Energieketten in die Rechnung einbezogen [Frischknecht et al., 1996]. Um mehr über die Umweltauswirkungen aussagen zu können, müssten u.a. die Standorte der Emissionen sowie lokale/regionale und zeitliche Einflüsse wie Topographie und Wetterbedingungen berücksichtigt werden, was im Projekt GaBE vertieft untersucht wird. Dennoch kann der Vergleich der totalen Emissionen verschiedener Energieversorgungsvarianten in Kombination mit Jahres- und Investitionskosten als ein sehr effizientes und aufschlussreiches Verfahren für die Planung und Entscheidungsfindung betrachtet werden.

Die Analyse von gesamtschweizerischen Versorgungsvarianten soll die Konsequenzen verschiedener möglicher Richtungen aufzeigen. Im Folgenden werden die neun Mankodeckungsvarianten der Hauptgruppe 1 diskutiert

(Tabelle 7.3). Am Schluss wird ein kombiniertes Treibhausgas/Kosten-Diagramm für beide Hauptgruppen gezeigt (Tabellen 7.1 und 7.2).

Abbildung 7.2: Jährliche totale Treibhausgasemissionen (nach [IPCC, 1996]) der Energieversorgungsvarianten (nur Mankodeckung) der Hauptgruppe 1 für die Schweiz im Jahre 2030.



Die Varianten A, B und C mit fossilen Heizkesseln zeigen die erwartete Abhängigkeit von der gewählten zentralen Stromerzeugung: Je mehr Strom fossil erzeugt wird, desto höher die Treibhausgasbelastung. Wird fossile Stromproduktion vorausgesetzt, vermögen WKK-Anlagen die Treibhausgasbelastung leicht zu senken (Vergleich A mit D), wobei der positive Einfluss zusätzlicher Wärmepumpen weit stärker ist (Vergleich D mit F/H). Bei weiterhin nuklearer Deckung, zusätzlich kombiniert mit WKK, nehmen die CO₂-äquiv.-Emissionen gegenüber konventionellen fossilen Heizungen um knapp 10 % zu (Vergleich B mit E). Dass bei den Varianten F und G die Menge an Treibhausgasen aus WKK und konventioneller Wärme dem Stand der Variante B entspricht, ergibt sich aus der Definition dieser Varianten. Interessant bei diesen Szenarien ist deshalb hauptsächlich, wieviel zusätzlicher Strom benötigt wird und wie sich diese zusätzliche Produktion auf die anderen Luftschadstoffe auswirkt. Vergleicht man Varianten mit vorwiegend fossiler Stromerzeugung (A,D,F,H) mit den nuklearen Varianten (B,C,E,G,I) so nehmen die Treibhausgasemissionen zwischen 30 bis 50 % zu. Wird die Wärmepumpenmenge, die zur Erreichung der CO₂-Neutralität von WKK-Anlagen benötigt wurde (F und G), beibehalten und der Strom ausschliesslich mit zentralen Anlagen produziert (H und I), erhöht sich bei fossil-zentraler Stromproduktion der Ausstoss von Treibhausgasen gegenüber Variante F geringfügig. Bei gemischter Stromproduktion (analog Variante C) erhält man trotz 6.9 TWh Strom aus Kombikraftwerken nur um 2 % höhere Werte als bei Variante B.

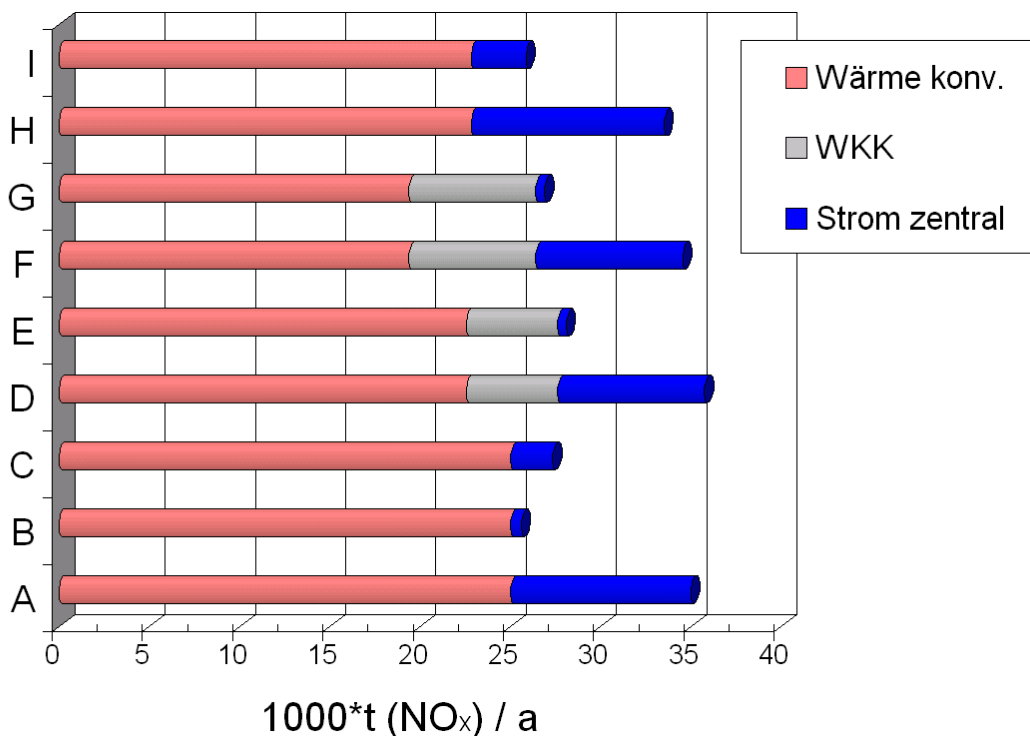
Obwohl das Ranking der Varianten nicht beeinflusst wird, zeigen die Resultate der LCA-Berechnungen, dass die Beträge der vor- und nachgelagerten Prozessschritte bis 20 % ausmachen können und somit selbst für die Treibhausgasemissionen nicht vernachlässigbar sind. Noch frappanter wird dieser Aspekt bei den übrigen untersuchten Schadstoffen, deren nicht direkt aus dem Kraftwerk stammende Anteile hoch sein können (NO_x, SO_x & CO) resp. die totalen Emissionen dominieren (NMVOC & Partikel) und in jedem Fall das Ranking verändern.

Die totalen SO_x- und NMVOC-Emissionen hängen vorwiegend vom Ölanteil der definierten Varianten ab, wobei bei den NMVOC-Emissionen der Hauptanteil aus der Rohölförderung stammt. Immerhin kann festgestellt werden, dass die direkten NMVOC-Emissionen aus den Anlagen bei den Varianten mit WKK rund zweimal höher sind als bei den anderen, was unter Umständen Auswirkungen auf gesundheitsrelevante Grenzwerte in stark belasteten Ballungsgebieten haben kann.

Die Grenzwerte von Kohlenmonoxid- (CO) und Stickoxid-Emissionen (NO_x) werden in der Luftreinhalteverordnung (LRV) geregelt. Die der Analyse zugrunde gelegten Systeme erfüllen die Grenzwerte allesamt. Dennoch werden die jährlichen Schadstofffrachten der Varianten untersucht, da die umwelt- und gesundheitspolitische Relevanz gegeben ist und die Auswirkungen eines vermehrten Einsatzes von motorbetriebenen WKK-Anlagen gezeigt werden soll.

Die direkten CO-Emissionen liegen bei den Varianten mit WKK-Anlagen höher (D bis G). Sogar Variante A mit reinen fossilen Kraftwerken stösst direkt weniger CO aus als Variante E mit 5 TWh_e WKK-Strom. Die geringste totale CO-Belastung wird mit der Kombination WP/Kraftwerksmix verursacht (Variante I). Der Anteil der direkten Emissionen aus den Anlagen beträgt zwischen 33 und 50 %.

Abbildung 7.3: Jährliche totale Stickoxid-Emissionen der Energieversorgungsvarianten (nur Mankodeckung) der Hauptgruppe 1 für die Schweiz im Jahre 2030.



In Bezug auf totale NO_x-Emissionen schneidet Variante B am Besten ab. Der Anteil der direkten NO_x-Emissionen liegt zwischen 38 und 44 %. Im Gegensatz zu den Treibhausgasen vermögen WKK-Anlagen bei vorausgesetzter fossiler Stromproduktion (A,D,F,H) die NO_x-Emissionen nur zu senken, wenn gleichzeitig ein Teil der konventionellen Heizkessel durch Wärmepumpen ersetzt wird (F und H). Bei weiterhin nuklearer Mankodeckung und WKK nehmen die NO_x-Emissionen gegenüber den konventionellen Heizungen und nuklearer Stromerzeugung um 10 % zu (Vergleich B mit E). Die rein fossilen Varianten verzeichnen gar einen Anstieg von bis 40 %. Wie bei den Resultaten der Treibhausgasemissionen üben auch bei den NO_x-Emissionen die Wärmepumpen und die Kernenergie den eigentlichen positiven Effekt auf die totalen Emissionen aus.

Bezüglich Stromproduktion zeigt die Analyse der wichtigsten Luftemissionen, dass soweit wie möglich am bestehenden Mix festgehalten werden soll. Saisonale Zusatzkapazitäten - verursacht durch die Zunahme von WP-Heizungen - können durch moderne zentrale Kombikraftwerke oder grosse resp. kostengünstige WKK-Anlagen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden gedeckt werden, ohne dass die Emissionen wesentlich steigen (Ausnahme: CO-Emissionen steigen bei WKK).

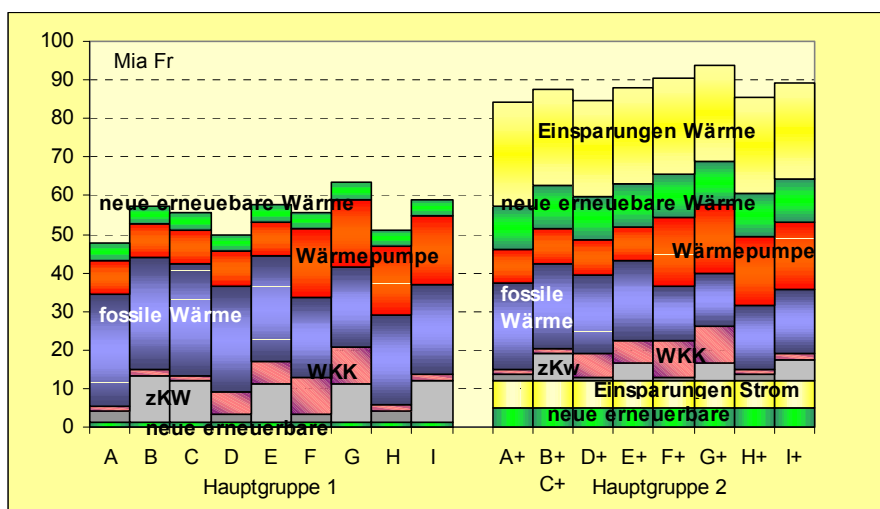
7.3 Wirtschaftlichkeit

Ein wichtiges Kriterium stellen die Investitions- und Wiederbeschaffungskosten dar. Diese sind ein Mass für den Finanzbedarf, der notwendig ist, um die Varianten zu realisieren. Dieser Finanzbedarf fällt in den nächsten 30 Jahren für den Finanzsektor an, nicht jedoch für die Anlagenbetreiber und Gebäudebesitzer. Für diese sind die weiter unten dargestellten Jahreskosten entscheidend, welche die Amortisation und Verzinsung der Investitionen

beinhalten. Ein grosser Teil der Investitionskosten wird erst nach der betrachteten Zeitperiode, also erst nach 2030, zur Amortisation fällig.

Die Hauptunterschiede zwischen den Varianten innerhalb einer Hauptgruppe liegen hauptsächlich zwischen jenen mit Kernenergie (B,C,E,G,I) und jenen ohne (A,D,F,H). Bezogen auf das Total ergibt sich zwischen Varianten mit gleichen WKK bzw. WP-Anteilen ein Mehrinvestitionsbedarf von rund 20%. Werden andererseits die Varianten mit (ungefähr) gleichem Nuklearanteil verglichen, wird ein stetig steigender Mehrinvestitionsbedarf der Varianten mit WKK (D,E), mit WP (H,I) und der Kombination WKK und WP (F,G) ersichtlich. Die Unterschiede sind allerdings geringer als diejenigen zwischen den Varianten mit bzw. ohne Kernenergie. Am grössten sind die Unterschiede zwischen den beiden Hauptgruppen. Das rührt daher, dass die neuen erneuerbaren Energien und die Sparmassnahmen und –techniken grosse Investitionen bedingen. Der Unterschied zwischen den beiden Hauptgruppen beträgt 30 bis 35 Mia. Fr. Bei einem grossen Teil handelt es sich dabei um Investitionen in den Gebäudebereich, die sich werterhaltend oder gar wertvermehrend auswirken und welche weitere Nutzen, wie verringerte Lärmbelastung, erhöhten Wohnkomfort etc., zur Folge haben können. Zum Vergleich betragen die gesamten ausstehenden Hypothekarschulden rund 500 Mia. Fr (der Gesamtwert des Gebäudebestands ist noch höher).

Abbildung 7.4: Investitions und Wiederbeschaffungskosten der Varianten in Mia. Fr pro Jahr aufgeteilt nach Energiesystemen (in der Darstellung fehlen die Wiederbeschaffungskosten der Wasserkraft, welche für alle Varianten gleich sind). zKw: Zentrale Kraftwerke (GuD bzw. KKW)

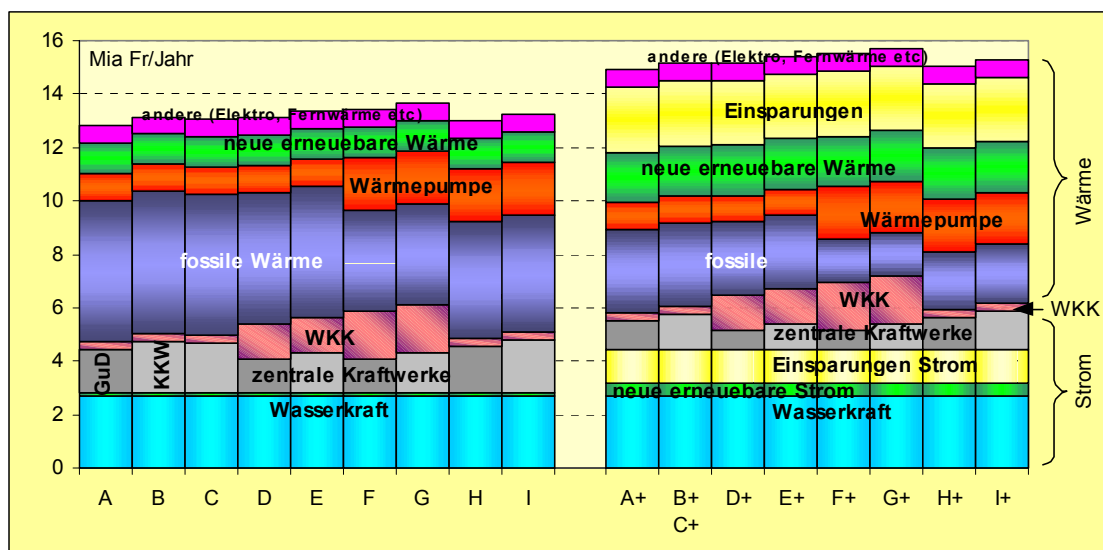


Investitionsintensivere Varianten haben – bei vergleichbaren Jahreskosten - den Vorteil, dass Risiken aufgrund von Preisschwankungen der Energieträger reduziert werden können; jedoch den Nachteil, dass viel Kapital – zum Teil langfristig – gebunden ist und schwieriger auf Veränderungen reagiert werden kann.

Ein weiteres sehr wichtiges wirtschaftliches Kriterium sind die jährlich anfallenden Gesamtkosten für Kapital, Betrieb und Unterhalt sowie Brennstoff. Weil die Varianten den gleichen Nutzen aufweisen, sind die Jahreskosten ein Indikator für die ökonomische Effizienz.

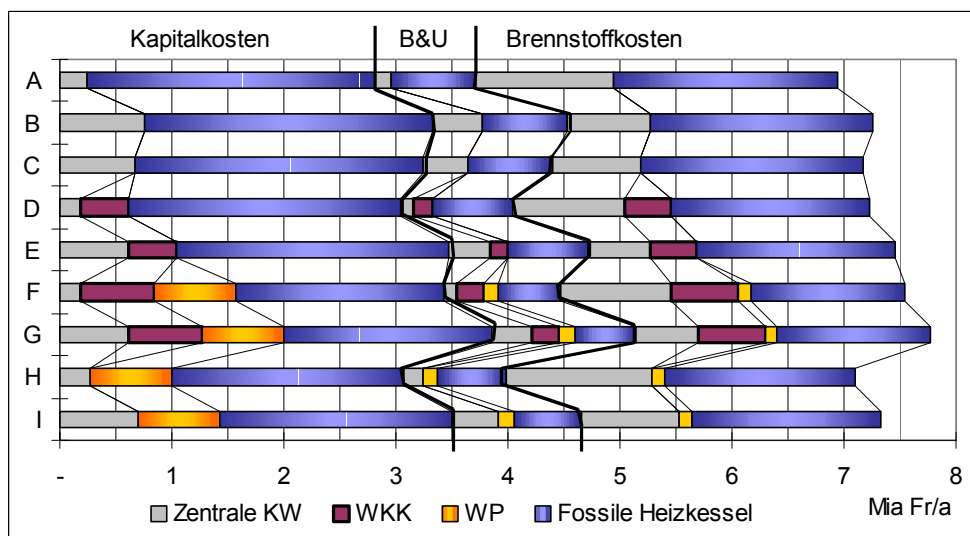
Die gesamten Jahreskosten der betrachteten Varianten belaufen sich auf rund 13 bis 15 Mia. Fr pro Jahr (Abbildung 7.5). Augenfällig ist, dass der Unterschied zwischen den Varianten innerhalb der beiden Hauptgruppen relativ klein ist (rund 5%). Die Varianten mit nuklearer Stromerzeugung sind leicht teurer als die vergleichbaren mit fossiler Stromerzeugung. Die Varianten mit WP, diejenigen mit WKK und die kombinieren WP-WKK-Varianten weisen sukzessive leicht höhere Jahreskosten auf. Grösser ist der Unterschied zwischen der Hauptgruppe 1 und der Hauptgruppe 2, nämlich rund 2 Mia. Fr. pro Jahr. Dies entspricht rund 15% der Jahreskosten. Im Vergleich zu heute wäre der Kostenanstieg weniger stark wahrnehmbar, denn das künftige Energiesystem wird insgesamt kosteneffizienter sein als das heutige. Verantwortlich für den Anstieg der Jahreskosten sind sowohl die neuen erneuerbaren Energien als auch die Energiesparmassnahmen und -techniken, beide sowohl auf der Strom- wie auf der Wärmeseite. Allerdings bestehen Unterschiede bzgl. der Kosteneffizienz. Viele Energiesparmassnahmen und –techniken sind sehr kostengünstig und wären sogar rentabel zu realisieren. Die umweltökonomische Effizienz der meisten neuen erneuerbaren Energien ist vergleichsweise tiefer, vor allem im Strombereich. Sie werden jedoch nicht zuletzt deshalb mit beachtlichen Mengen in die Analysen miteinbezogen, weil der zunehmende Einsatz mithilft, die Kosten zu senken und damit das Energiesystem auf die langfristige Nachhaltigkeit vorbereitet.

Abbildung 7.5: Struktur der Jahreskosten der achtzehn gesamtschweizerischen Varianten aufgeteilt nach Energiesystemen der Hauptgruppe 1 (A bis I) und der Hauptgruppe 2 (A+ bis I+).



Die Strukturanalyse zeigt, dass die Jahreskosten der Stromerzeugung zwischen 30% und 38% des Totals liegen, diejenigen der WKK zwischen 2% und 13% (Abbildung 7.5). Bei allen Varianten fällt fast die Hälfte (40 bis 50%) der Jahreskosten auf die Kapitalkosten, d.h. auf Abschreibung und Verzinsung (Abbildung 7.6). Wichtig sind aber auch die Brennstoffkosten, die mit einem Drittel bis zu 45% zu Buche schlagen. Von eher untergeordneter Bedeutung sind demgegenüber die Betriebs- und Unterhaltskosten mit um die 15%.

Abbildung 7.6: Struktur der Jahreskosten der neun schweizerischen Varianten A bis I (dargestellt ist nur die Mankodeckung) aufgeteilt nach Kostenart und Energiesystemen.



Die Unterschiede beim Total der Varianten sind deshalb gering, weil sich verschiedene Trends gegenseitig beinahe aufheben. So sind kapitalintensivere Anlagen weniger von den Brennstoffkosten abhängig und umgekehrt. Da die Unterschiede der spezifischen Gestehungskosten der eingesetzten Anlagen nicht sehr gross sind, gilt dies natürlich auch für das Totalergebnis.

Ein Vergleich zwischen den Investitionskosten (Abbildung 7.4) und den Jahreskosten (Abbildung 7.5) zeigt, dass bei den Investitionskosten der Bereich Gebäude und Gebäudeanlagen (inkl. WKK) gegenüber dem reinen Strombereich noch dominanter ist als bei den Jahreskosten. Die Investitionskosten werden von den Anlagen in den Gebäuden dominiert, weil die dafür zu erzeugende Energiemenge grösser ist als die zu erzeugende Strommenge und weil die Kosten kleiner Heizungsanlagen spezifisch sehr hoch liegen (Skalierungseffekt). Auffallend ist weiter, dass die Unterschiede zwischen den Varianten bei den Jahreskosten viel geringer sind als bei den Investitionskosten. Die Nivellierung der Unterschiede rührt u. a. daher, dass die hohen Investitionskosten der Varianten mit Nuklearenergie und Gebäudeinvestitionen über einen längeren Zeitraum abgeschrieben

werden als die fossilen zentralen Kraftwerke (40 bzw. 20 Jahre) und sich entsprechend verteilen. Energiesparmassnahmen ermöglichen das Kompensieren von Kosten durch eine Reduktion der fossile Anlagen und Brennstoffeinsparungen. Dieser Effekt ist bei den Jahreskosten verhältnismässig grösser als bei den Investitionskosten.

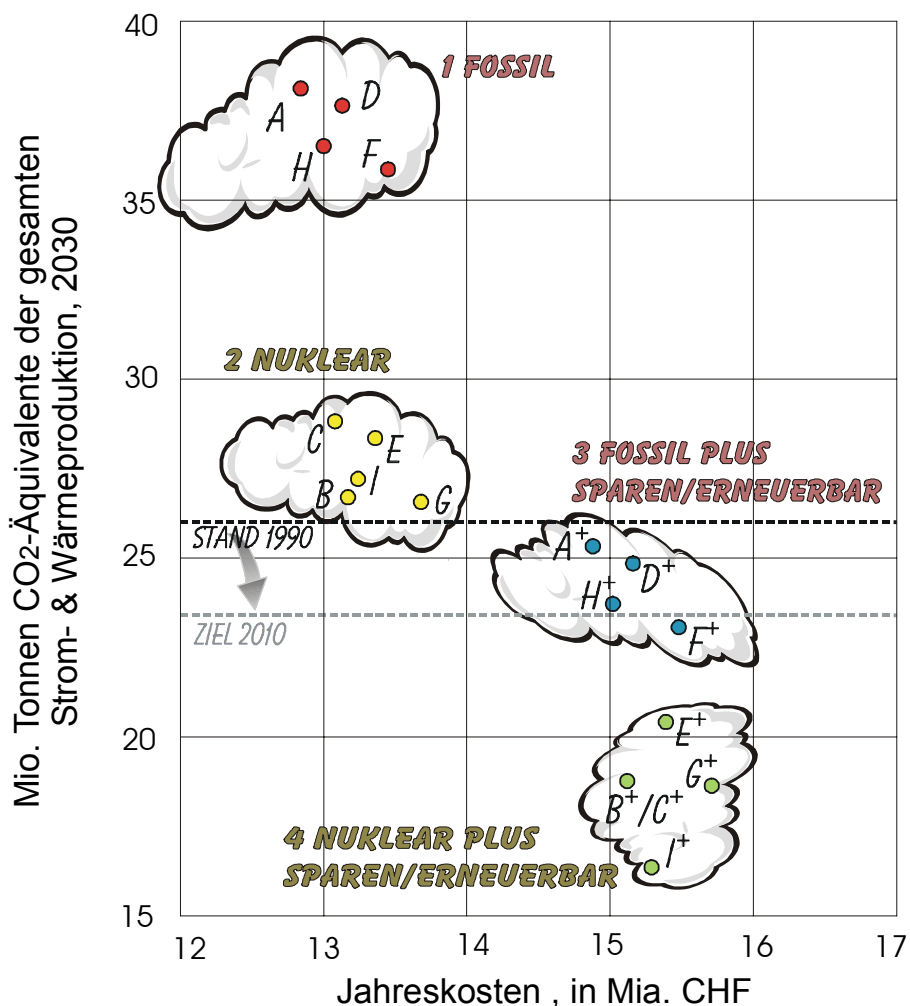
Die Wirtschaftlichkeit der Varianten darf nicht isoliert betrachtet werden, sondern soll z.B. mit umwelt-relevanten Auswirkungen verknüpft werden.

7.4 Treibhausgas-Emissionen und Jahreskosten der Varianten für das Jahr 2030

Die neun Varianten der Hauptgruppe 1 wurden unter Berücksichtigung eines starken Ausbaus neuer erneuerbarer Energien und Sparmassnahmen/Effizienztechniken untersucht [Hirschberg, 1999], [Hirschberg, 2000], [Gantner et al., 2000b]. Es wird angenommen, dass bei der Wärmeversorgung die Sparpotenziale und die erneuerbaren Energiesysteme weitere 25'000 GWh an fossilen Heizkesseln ersetzen. Stromseitig wird das Manko um 10'000 GWh reduziert und zusätzlich mit 1'500 GWh neuen erneuerbaren Energien gedeckt. Die Systemanteile der totalen Energieversorgungsvarianten (Basis und Manko) sind in den Tabellen 7.1 und 7.2 aufgeführt und Abbildung 7.1 zeigt in einer Übersicht die 18 verschiedenen Energieversorgungsvarianten.

In Bezug auf Treibhausgas-Emissionen und Jahreskosten können die 18 Varianten in vier Gruppen zusammengefasst werden, graphisch als „Wolken“ gekennzeichnet.

Abbildung 7.7: Treibhausgas-Emissionen und Jahreskosten der 18 Strom- und Wärmeversorgungsvarianten für die Schweiz im Jahre 2030



WOLKE FOSSIL: Verzichtet man auf die Kernenergie und ergänzt die Wasserkraft mit vorwiegend fossiler Produktion, resultiert die kostengünstigste Versorgung, aber im Vergleich zu 1990 mit einem drastischen Anstieg der Treibhausgas-Emissionen als Folge.

WOLKE NUKLEAR: Durch die prognostizierte Zunahme des Wärmebedarfs um 11 % und des Strombedarfs um 30 % steigen die Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990 leicht an, auch wenn der heutige Strommix aus Wasserkraft und Kernenergie in etwa beibehalten wird.

WOLKE FOSSIL/SPAREN/ERNEUERBAR: Könnte man durch Sparmassnahmen den Wärmebedarf gegenüber heute um 10% senken, den Strombedarf auf dem Niveau von heute halten und den Anteil neuer erneuerbarer Energien markant erhöhen, sinken die Treibhausgas-Emissionen leicht unter das Niveau von 1990, auch wenn auf die Kernenergie verzichtet wird und ein grosser Teil der Versorgung fossil erzeugt wird. Diese Variante führt aber zu wesentlich höheren Kosten.

WOLKE NUKLEAR/SPAREN/ERNEUERBAR: Eine grosse Treibhausgas-Reduktion bringt die Variante mit nuklearer Stromversorgung, kombiniert mit den Sparmassnahmen und der Erhöhung der erneuerbaren Energien. Allerdings wäre dies noch etwas teurer.

Die Untersuchungen zeigen, dass auch hier keine der Varianten nur Vorteile bieten. Es ist ein Energiemix anzustreben, der ökologische und ökonomische Gesichtspunkte berücksichtigt. In die Überlegungen zur Reduktion von Treibhausgasen müssen auch alle anderen Bereiche einbezogen werden, insbesondere der Verkehr, welcher in der Schweiz für rund ein Drittel der CO₂-Emissionen verantwortlich ist.

8 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Wenn die Schweiz ihren Verpflichtungen auf nationaler und internationaler Ebene nachkommen und die Treibhausgasemissionen stabilisieren resp. reduzieren möchte, sollte der Verbrauch fossiler Brennstoffe sinken oder nicht wesentlich steigen (er könnte u. U. leicht steigen, wenn dafür andere Treibhausgase stärker reduziert werden oder die sogenannten flexiblen Kyoto-Mechanismen genutzt werden). Für eine Verringerung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe spricht ausserdem die damit erreichbare Reduktion von Luftschadstoffen wie NO_x, CO, SO_x, NMVOC oder Partikel, deren direkte oder indirekte Auswirkungen auf Gesundheit und Umwelt unter speziellen Bedingungen bereits heute spürbar werden (troposphärische Ozonbelastung). Aus der Analyse von Varianten der zukünftigen Energieversorgung können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Die verschiedenen Anlagentypen oder Kombinationen davon müssen immer im Kontext der landesweiten Energieversorgung, insbesondere der Infrastruktur, betrachtet werden. Vergleiche auf Anlagenebene sind in Bezug auf Entscheidungsfindungen ungenügend.
- Ein Technologiemix scheint attraktiv zu sein. Bezüglich den dezentralen Versorgungsvarianten führt das Überschreiten von massvollen Expansionsmengen dazu, dass die Vorteile vermindert werden und die Nachteile überwiegen. Insbesondere sind die Potenziale der erneuerbaren Energien, von Sparmassnahmen, der WKK, aber auch der WP begrenzt und die Kosten nehmen mit zunehmender Potenzialausschöpfung zu.

Um die Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffe nicht zu erhöhen, soll bezüglich Stromproduktion soweit wie möglich am bestehenden Mix festgehalten werden. Saisonale Zusatzkapazitäten - verursacht durch die Zunahme von Wärmepumpenheizungen - werden vorteilhaft durch moderne zentrale Kombikraftwerke (GuD) oder kostengünstige WKK-Anlagen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden gedeckt. Unter den fossilen Versorgungsoptionen schneidet die Kombination Kombikraftwerke mit hoch effizienten WP besser ab als die Kombination WKK-WP. Hierbei muss betont werden, dass das Potenzial hoch effizienter WP durch die limitierte Verfügbarkeit von geeigneten Wärmequellen und günstigen Rahmenbedingungen seitens der Gebäude beschränkt ist. Bei tieferen resp. durchschnittlichen jährlichen Nutzungsgraden der WP (Bezugsjahr 2030) könnte die WKK-WP-Strategie die Kombination GuD-WP betreffend Treibhausgasemissionen übertreffen, falls Brennstoffzellen oder moderne motorbetriebene WKK-Anlagen im höheren Leistungsbereich und mit elektrischen Wirkungsgraden von 50 % und mehr für die Stromversorgung der WP eingesetzt werden. Bei den klassischen Luftschadstoffen wie CO und NO_x hingegen ist die Kombination GuD-WP gegenüber WKK-WP immer deutlich im Vorteil.

Die Unterschiede der Jahreskosten für die gesamten Energieversorgungsvarianten variieren zwischen 12.8 und 15.7 Mia. Franken pro Jahr (ohne Stromverteilungskosten). Stärker differieren die Struktur der Jahreskosten sowie die Investitionskosten, was einen Einfluss auf den Flexibilitätsgrad der verschiedenen Varianten hat. Die Varianten mit Kernenergie und mit Sparmassnahmen/erneuerbaren Energien bedingen hohe Investitionen, die zum Teil lange gebunden bleiben. Dafür ist die Anfälligkeit bezüglich Schwankungen der Brennstoffpreise recht klein oder gar null, was den hauptsächlichen Nachteil der fossil basierten Varianten ausmacht. Tiefe Stromgestehungskosten sind in zentralen Grossanlagen zu erzielen. Aber auch dezentral kann Strom wirtschaftlich erzeugt werden, z.B. in grossen Raumwärme-WKK-Anlagen und in industriellen WKK-Anlagen. Die spezifischen Stromgestehungskosten der WKK hängen in erster Linie von der Anlagengrösse und erst in zweiter Linie von gebäudeseitigen Rahmenbedingungen ab. Es wird erwartet, dass die Kosten von WKK-Anlagen weiter sinken werden - im kleinen Leistungsbereich stärker als im grossen. Wärmeseitig weisen auch die Wärmepumpen ein beachtliches Kostensenkungspotenzial auf, da sich die industrielle Fertigung im kleinen Leistungsbereich mit hohen Jahresnutzungsgraden durchsetzen wird.

Brennstoffzellen versprechen neue Wege der Energieversorgung zu öffnen, speziell im dezentralen Markt. Aus technischer Sicht sprechen vor allem die erwarteten hohen und von der installierten Leistung unabhängigen elektrischen Wirkungsgrade für diese Systeme, die ausserdem ein exzellentes Teillastverhalten, geringe Geräusch- und fast keine direkten Luftemissionen aufweisen. Falls die prognostizierten Parameter zu wirtschaftlichen Kosten erreicht werden, könnten Brennstoffzellen in der zukünftigen Energieversorgung eine wichtige Rolle spielen. Durch die erwarteten hohen Stromkennzahlen wird zur Bereitstellung der Wärme relativ viel Brennstoff notwendig sein. Gleichzeitig kann aber auch eine beachtliche Menge Strom ins Netz geliefert werden, was vor allem aus ökonomischer Sicht wünschenswert ist. Werden in einer bestimmten Anzahl von Gebäuden Brennstoffzellen statt konventionelle WKK-Anlagen installiert, so wird dieser zusätzliche Strom je nach Variante entweder Strom aus Kernkraftwerken oder Strom aus fossilen Anlagen ersetzen, was im ersten Fall eine Zunahme und im zweiten Fall ein Abnahme der fossil bedingten Luftemissionen bewirkt.

Ausgehend von den im Projekt GaBE gemachten Erfahrungen können bei der momentan voraussehbaren Entwicklung der Technik folgende Empfehlungen gemacht werden:

- Vermehrter Einsatz von regenerativen Energiequellen, wobei vor allem wärmeseitig signifikante Anteile erreicht werden können. [Gantner et al., 1999] weist einen maximalen Anstieg von heute 17 PJ auf rund 61 PJ aus. Die damit verbundenen Investitionen helfen mit die entsprechenden Techniken kostengünstiger werden zu lassen (Lernkurven).
- Förderung von Sparmassnahmen wie energiesparendes Bauen und Substitution von Geräten, Anlagen und Prozessen mit hohem spezifischem Verbrauch. Es existieren beachtliche Sparpotenziale. Deren Grenzkosten sind bei 20'000 GWh Wärme und 10'000 GWh Strom zwar moderat bis hoch. Die Durchschnittskosten der Einsparungen liegen jedoch bedeutend näher bei den Gestehungs- bzw. Grenzkosten der Strom- resp. Wärmezeugung. Tiefere Durchschnittskosten können dann erreicht werden, wenn durch geeignete Massnahmen die Transaktionskosten gesenkt und die Hemmnisse beseitigt werden.
- Forcierte Nutzung von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Heizwärme bei günstigen Voraussetzungen. Der Einsatz von fossilen Brennstoffen kann durch Wärmepumpen optimiert werden. Tiefe Kosten fallen an bei kleinen Anlagen, bei vorhandener Niedertemperatur-Heizungsverteilung und bei günstig zu erschliessenden Wärmequellen. Aus Sicht der Treibhausgasemissionen und der Lufthygiene ist die Kombination GuD-WP der Kombination WKK-WP vorzuziehen.
- Rationelle Nutzung von fossilen Energieträgern in konventionellen WKK-Anlagen in Kombination mit modernen Kesselanlagen für die Prozesswärmebereitstellung und für die Heizung von grossen Gebäuden sowie durch effiziente Brennstoffzellen in kleinen Gebäuden, sofern diese nicht für WP geeignet sind.

Eine ganzheitliche Beurteilung sollte weitere Faktoren berücksichtigen, wie die Risiken schwerer Unfälle, Abfälle, Emissionen in Wasser und sozio-ökonomische Aspekte, insbesondere die Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt und die Innovationsfähigkeit der Wirtschaft. Im Projekt GaBE werden diese Fragen weiter untersucht und es wird ein Werkzeug entwickelt, welches die Analyse von Energiesystemen und Versorgungsszenarien in einer integrierten Weise erlaubt (Multikriterienanalyse).

9 Quellenverzeichnis (Auswahl)

- Aebischer, 1997 B. Aebischer, „Perspektiven der Energienachfrage des primären und tertiären Sektors“, Szenario IV, inkl. Anhang IV „Kostenkurven“, Forschungsgruppe Energieanalysen ETH Zürich, Bundesamt für Energiewirtschaft Bern (1997)
- Basics, 1997 Basics AG, „Energieperspektiven für die Industrie, Szenario IV, Arbeitsbericht“, inkl. Auszug betreffend Kostenkurven aus unveröffentlichtem Arbeitsbericht, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern (1997)
- Basler & Hofmann, 1995 Basler & Hofmann, „Kosten und Nutzen von thermischen Solaranlagen“, Energie 2000, Programme d'action „Energie Solaire Active“, Zürich (1995)
- Baumgartner, 1998 W. Baumgartner, „Energetische Grundlagen zur Ermittlung der WKK-Potenzial in der Industrie“, Positionspapier zu Händen des PSI, BASICS, Zürich (1998)
- Brögli, 1999 M. Brögli, „Energiepotenzialabschätzung für Geothermie in der Schweiz“, Semesterarbeit in Energietechnik ETH Zürich, betreut durch M. Jakob, PSI, Villigen (1999)
- DHM, 1999a Deep Heat Mining, Project. [http://www. Deep-heat-mining.unine.ch](http://www.Deep-heat-mining.unine.ch)
- DHM, 1999b „Deep Heat Mining - Anwendung der Hot Dry- und Wet Rock Technologie zur Strom- und Wärmeproduktion in der Schweiz“, Schlussbericht, ARGE DHM, Zürich (1999)
- Dones et al., 1996 R. Dones, U. Gantner, S. Hirschberg, G. Doka and I. Knöpfel, „Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland“, PSI-Bericht Nr. 96-07, Villigen (1996)
- Eicher+Pauli, 1997a Pauli H., Albrecht M., Dr. Eicher+Pauli AG; „WKK-Potentialstudie im Auftrag des VSG - Technisches und wirtschaftliches WKK-Potential in den erdgasversorgten Regionen“, Liestal (1997)
- Eicher+Pauli, 1997b H. Pauli, F. Kühnis, Dr. Eicher+Pauli AG; „WKK-Potentialstudie der Erdöl - Studie über das technisch und wirtschaftliche Potential von WKK-Anlagen mit Heizöl Extra-Leicht (Diesel-WKK)“, Liestal (1997)
- Fachverband, 1996 Schweizerischer Fachverband für Wärmekraftkopplung, „Wärmekraftkopplung - Das bessere Gigawatt“, Unterlagen zur Tagung des WKK-Fachverbandes und des VSG vom 22. Mai 1996 in Zürich Airport; Zürich (1996)
- Fernwärme, 1999 Econcept AG, „Zukunft der Nah- und Fernwärme in der Schweiz“, Bundesamt für Energie (Hrsg.) Bern (1999)
- Frischknecht et al., 1996 R. Frischknecht (Ed.), „Ökoinventare von Energiesystemen – Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz“, 3. Auflage, Zürich (1996)
- Gantner et al., 1999 U. Gantner und S. Hirschberg, „Entwicklung der Nutzung regenerativer Energiequellen in der Schweiz“, Beitrag zum Schlussbericht der SATW-Arbeitsgruppe „CH 50 % - Eine Schweiz mit halbiertem Verbrauch an fossilen Energien“, (1999)
- Gantner et al., 2000a U. Gantner, M. Jakob und S. Hirschberg, „Methoden und Analysen - Grundlagen sowie ökologische und ökonomische Vergleiche von zukünftigen Energieversorgungsvarianten der Schweiz“, Schlussentwurf, Beitrag zum VSE-Projekt „Dezentral - Möglichkeiten, Grenzen und Auswirkungen einer verstärkt dezentralen Stromproduktion aus nicht erneuerbaren Energieträgern“, Arbeitsmaterial, Villigen (1999)

Gantner et al., 2000b	U. Gantner, M. Jakob, S. Hirschberg, „Perspektiven der zukünftigen Strom- und Wärmeversorgung in der Schweiz“, VSE-Bulletin 12/00, Zürich (2000)
Gantner et al., 2000c	U. Gantner, M. Jakob, S. Hirschberg, „Total Greenhouse Gas Emissions and Costs of Alternative Swiss Energy Supply Strategies“, 5 th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, 13 th – 19 th August 2000, Cairns Australia
Harmon, 2000	Ch. Harmon, „Experience Curves of Photovoltaic Technology“, IIASA, Laxenburg (2000)
Hirschberg et al., 1999	S. Hirschberg und M. Jakob, „Cost Structure of the Swiss Electricity Generation under Consideration of External Costs“, SAE Seminar <i>Strompreise zwischen Markt und Kosten: Führt der freie Strommarkt zum Kostenwahrheit?</i> , Bern (1999)
Hirschberg, 1999	S. Hirschberg (Ed.), „Energiespiegel – Facts für die Energiepolitik von Morgen“, Nr.1/1999, Newsletter des Projektes GaBE, Paul Scherrer Institut, Villigen (1999)
Hirschberg, 2000	S. Hirschberg (Ed.), „Energiespiegel – Facts für die Energiepolitik von Morgen“, Nr.2/2000, Newsletter des Projektes GaBE, Paul Scherrer Institut, Villigen (2000)
Holz, 1997	Th. Nussbaumer, P. Neuenschwander, P. Hasler, A. Jenni, R. Bühler, „Energie aus Holz – Vergleich der Verfahren zur Produktion von Wärme, Strom und Treibstoff aus Holz“, Bern (1997)
Holz, 1994a	R. Dietler (Caliqua AG), „Stromerzeugung aus Holz – Grobbeurteilung der Wirtschaftlichkeit von Holzverstromungsanlagen“, Energie 2000, Bern (1994)
Holz, 1994b	O. Hausheer, F. Kessler (Basler&Hofmann), „Wirtschaftlichkeit der Holzenergienutzung in der Gemeinde“, Energie 2000, Bern (1994)
Holz, 1995	Ph. Steinmann, „Possibilité d'économies dans les projets de chauffage automatiques au bois – une approche statistique“, Energie 2000, Bern (1995)
IPCC, 1996	Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), „Climate Change 1995 – The Science of Climate Change – Summary for Policy Makers“, Cambridge University Press, Cambridge, UK (1996)
Isover, 1999	KOF ETH, „Neue Arbeitsplätze für die Schweizer Volkswirtschaft – Ökonomische Effekt von Renovations- und Sanierungsmaßnahmen“, Studie im Auftrag der Isover AG (1999)
Jakob, 1997	M. Jakob, „Auswertungen von Gesuchen des Förderprogramms Holz“, interne Arbeitsdokumentation, PSI, Villigen (1997)
Jakob, 1999a	M. Jakob, „Auswertung von Gebäudedatenbanken zwecks Bestimmung der Gebäudegrößen und existierenden Nahwärmeverbände“, PSI, Villigen (1999)
Jakob, 1999b	M. Jakob, „Energie- und Kostendaten von Energieanlagen“, interne Arbeitsdokumentation, Paul Scherrer Institut, Villigen (1996-1999)
Jakob, 2000a	M. Jakob, „Wärmebedarf der Schweiz - grobes räumlich-strukturiertes Modell“, Entwurf, PSI, Villigen (2000)
Jakob, 2000b	M. Jakob, „Berechnungsmodell zur Bestimmung von Netzkosten leitungsgebundener Energieträger (Gas, Fernwärme) in verschiedenen Siedlungs- und Agglomerationsgebieten in der Schweiz“, interne Arbeitsdokumentation, PSI, Villigen (2000)
Jakob et al., 2000	M. Jakob M. und P. Dietrich, „Secondary Benefits von Treibhausgasemissionen – Synthese für Forschung und Technologie“, OcCC-Workshop, Rüslikon, 22-23

- November 1999. Sekundärnutzen (Secondary Benefits) von Treibhausgas-Reduktionen, Workshop-Synthese, Bern, 39-52.
- Kellerhals et al., 1999: Th. Kellerhals und A. Matzinger, „Heizenergiepotential von Oberflächengewässern und Grundwasser in der Schweiz“, Semesterarbeit ETH Zürich, betreut durch M. Jakob, PSI, Villigen (1999)
- Kleemann, 1993 M. Kleemann, „Regenerative Energiequellen“, Springer Verlag, Berlin (1993)
- Minergie, 2000 H.-P. Bürgi, „Kosten und Nutzen im MINERGIE-Haus“, MINERGIE Agentur Bau, Bern (2000)
- Nussbaumer, 1996 T. Nussbaumer, „Feuerungstechnik, Ascheverwertung und Wärme-Kraft-Kopplung“, Tagungsband zum 4. Holzenergie-Symposium 18. Oktober 1996, ETH Zürich (1996)
- Pabst, 2000 B. Pabst, „Strom und Wärme aus Geothermie – mit DHM erschliessbares Potential der Erdwärme und Wärmeabsatzmöglichkeiten in der Schweiz“, Entwurf, Zürich (2000)
- PV 1997 M. Gutschner, „Entwicklung eines Ansatzes zur Ermittlung des ertragskriterium-differenzierten photovoltaischen Flächenpotentials im schweizerischen Gebäudepark“, Diplomarbeit Universität de Fribourg, geleitet von C. Collet, Fribourg (1997)
- Prognos et al., 1996 Prognos AG, „Energieperspektiven der Szenarien I bis IV 1990 bis 2030 – Synthesebericht und Arbeitsberichte“, Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Fragen, Bundesamt für Energiewirtschaft Bern, (1996)
- Prognos/Metron, 1997 Prognos AG, Metron, „Energieperspektiven für die Industrie“, Szenario IV inkl. Anhang „Kostenkurven“, Bundesamt für Energiewirtschaft, Bern (1997)
- Reichenbach et al., 1997 H. Reichenbach, J. Hubler, „Investitionskosten Gas-WKK-Anlagen in bestehenden Gebäuden“, im Auftrag des PSI, IWK, Zürich (1997)
- SGS, 1996 Schweizerische Greina Stiftung; „Neue SGS-Energiestudie 1996 bis 2070 - Marktwirtschaft im Schweizer Landschafts- und Gewässer-schutz“, Zürich (1996)
- Solar, 1999 M. Jakob, Telefoninterviews über die Kostenentwicklung von Solaranlagen sowie verschiedene Artikel, u.a. in SonnenEnergieSolair (1997 - 1999)
- VSE, 1995 Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, „Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung in der Schweiz bis zum Jahr 2030“, VSE, Zürich (1995)
- Wind, 1996 H. Buser (Ökoshop), St. Kunz (Meteotest), R. Horbaty (ENCO), „Windkraft und Landschaftsschutz“, i.A. des BEW (1996)
- WKK, 1998 Dr. Eicher + Pauli, IWK und weitere, WKK-Studien auf Betriebsniveau von verschiedenen Industriebetrieben in den Branchen Chemie, Papier, Nahrungsmittel, Zement, Ziegelei, sowie Abklärungen, persönliche Mitteilungen (1998)
- Wüest & Partner, 1994 Wüest & Partner, „Basisdaten und Perspektiven zur Entwicklung des Gebäudeparks 1990 - 2030“ Arbeitsbericht, Zürich (1994)
- Zogg, 1997 M. Zogg, „Modifizierte Anforderungsliste zur SRHP Swiss Retrofit Heat Pump für ein gemeinsames Projekt der drei erstplazierten Bewerber“, Oberburg (1997)

10 Glossar

Begriffe

COP	Coefficient of performance, Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe
DHM	Deep Heat Mining
EKZ	Energiekennzahl (MJ/m ² /a)
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, Kombi-Kraftwerk
HDR	Hot Dry Rock
JNG	Jahresnutzungsgrad
Kombi	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, Kombi-Kraftwerk
KKW	Kernkraftwerk
PV	Photovoltaik
SOFC	Solid Oxid Fuel Cell (Hochtemperaturbrennstoffzelle)
Stromkennzahl	Produzierte Strommenge dividiert durch genutzte Wärmemenge
WKK	Wärme-Kraftkopplung
WP	Wärmepumpe

Einheiten

1 GWh	10 ⁶ kWh
1 kWh	3.6 MJ
1 TWh	1000 GWh = 10 ⁹ kWh
1 Fr/GJ	0.36 Rp/kWh
1 MJ	1/3.6 kWh
1 MWh	1000 kWh
a	Jahr
GJ	Gigajoule
GWh	Million kWh
kW _e	elektrische Leistung in kW
kWh _e , GWh _e , etc.	elektrische Energiemengen
kW _p	Peakleistung der Photovoltaikanlagen in kW
PJ	Petajoule
Sm ³	Schnitzel m ³ (Mengenmass für Holzchnitzel)
TWh	Milliarde kWh

Anhang 1: SEV/VSE-Bulletin 12/00

PERSPEKTIVEN DER ZUKÜNFTIGEN STROM- UND WÄRMEVERSORGUNG FÜR DIE SCHWEIZ

U. Gantner, M. Jakob und S. Hirschberg
Paul Scherrer Institut
CH-5232 Villigen PSI

Umweltneutral, kostengünstig, gewappnet gegen ökonomische Risiken, unabhängig vom Ausland sowie ohne Versorgungsengpässe und Risiken schwerer Unfälle - so sieht die ideale zukünftige Energieversorgung aus. Auch wenn zum Teil bemerkenswerte ökologische und ökonomische Verbesserungen der einzelnen Versorgungssysteme zu erwarten sind, wird die nächste Generation der Energiebereitstellungsanlagen - und somit der zukünftige Anlagenpark - diese Punkte noch nicht kollektiv erfüllen können. Wie Untersuchungen des Paul Scherrer Instituts (PSI) in Zusammenarbeit mit dem Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) zeigen, liegt dies einerseits im mittelfristig nur beschränkt erschliessbaren Potenzial erneuerbarer Energiequellen und andererseits an den weiterhin hauptsächlich nicht-erneuerbaren Energieträgern, die für die Energienutzung eingesetzt werden.

EINLEITUNG

Anthropogene Eingriffe in natürliche Abläufe und Vernetzungen mit den damit verbundenen Veränderungen sind bei der Nutzung und Bereitstellung von Wärme und Elektrizität nicht vermeidbar. Neben dem bewussten Benutzerverhalten kann vor allem die geeignete Wahl der Energiequellen und -ketten dazu beitragen, eine in Bezug auf Ökologie und Ökonomie möglichst nachhaltige Energienutzung zu betreiben. Im Rahmen des Projekts Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (GaBE) untersucht das Paul Scherrer Institut (PSI) verschiedene zukünftige Energiesysteme zur Wärme- und Stromerzeugung [1]. Diese Aktivitäten stellen einen wesentlichen Teil von Untersuchungen der Elektrizitätswirtschaft dar, um die Möglichkeiten, Grenzen und Auswirkungen einer vermehrt dezentralen Energieproduktion mittels Wärmekraftkopplungsanlagen (WKK) abzuschätzen. Zusätzlich wurden Energieversorgungsvarianten mit einem starken Ausbau von Wärmepumpenanlagen (WP) berücksichtigt. Die Arbeiten der Elektrizitätswirtschaft waren eine Weiterführung der Vorschau 95, die verschiedene Elektrizitätsversorgungsvarianten und ihre Auswirkungen auf der Basis von zentralen Kraftwerken untersuchte [2,3]. Die Beiträge des PSI zu diesen beiden Projekten wurden als Forschungszusammenarbeit mit dem VSE durchgeführt.

Weitergehende Untersuchungen des GaBE-Projekts schliessen einen stärkeren Ausbau erneuerbarer Energien und Sparmassnahmen/Effizienztechniken mit ein [4,5,6]. Im Ausblick werden die Resultate dieser Energieversorgungsvarianten qualitativ vorgestellt.

STROM UND WÄRME GEMEINSAM BETRACHTEN

Werden WKK-Anlagen als Alternative in einer zukünftigen Stromversorgung zugelassen, müsste man - um faire Vergleiche zu gewährleisten - die Aufwendungen und Emissionen jeglicher Art sowie die Kosten auf die beiden Produkte (Strom und Wärme) aufteilen. Da diese Zuordnungen (Allokationen) zwischen Wärme und Strom immer willkürlich sein werden, wird in diesem Projekt der Betrachtungshorizont erweitert und eine zukünftige Energienachfrage definiert, die sowohl Strom als auch Wärme beinhaltet. Dadurch kann man auf Allokationen, die je nach Kriterium sehr grosse Unterschiede ergeben würden, gänzlich verzichten.

Bild 1 zeigt für eine in einer Wohnsiedlung eingesetzten heutigen WKK-Anlage ausgewählte Luftemissionen pro gelieferte Einheit Strom, berechnet nach verschiedenen Allokationsverfahren. Die Kriterien Energie und Exergie teilen die totalen Emissionen der ganzen Ketten nach naturwissenschaftlichen Gegebenheiten auf. Liegt das Hauptinteresse am Produkt Strom, *Motivation Strom*, so müssen - falls die Wärme nicht genutzt wird - sämtliche Emissionen und Aufwendungen dem Strom zugeordnet werden. Eine weitere oft angewandte Möglichkeit ist das Erteilen von Gutschriften für die *Substitution* von Anlagen, die durch WKK ersetzt werden. Je nach der ökologischen Performance des zu substituierenden Systems fallen diese nur noch fiktiven Emissionen für die WKK-Anlage tiefer oder höher aus. Die Allokationsmethode *Mehrverbrauch* vergleicht die Nutzwärme-

bereitstellung mittels konventioneller Heizkessel mit der WKK-Anlage. Durch die tieferen thermischen Wirkungsgrade benötigt die WKK-Anlage mehr Brennstoff. Dieser Brennstoffmehrverbrauch wird der Stromproduktion angelastet.

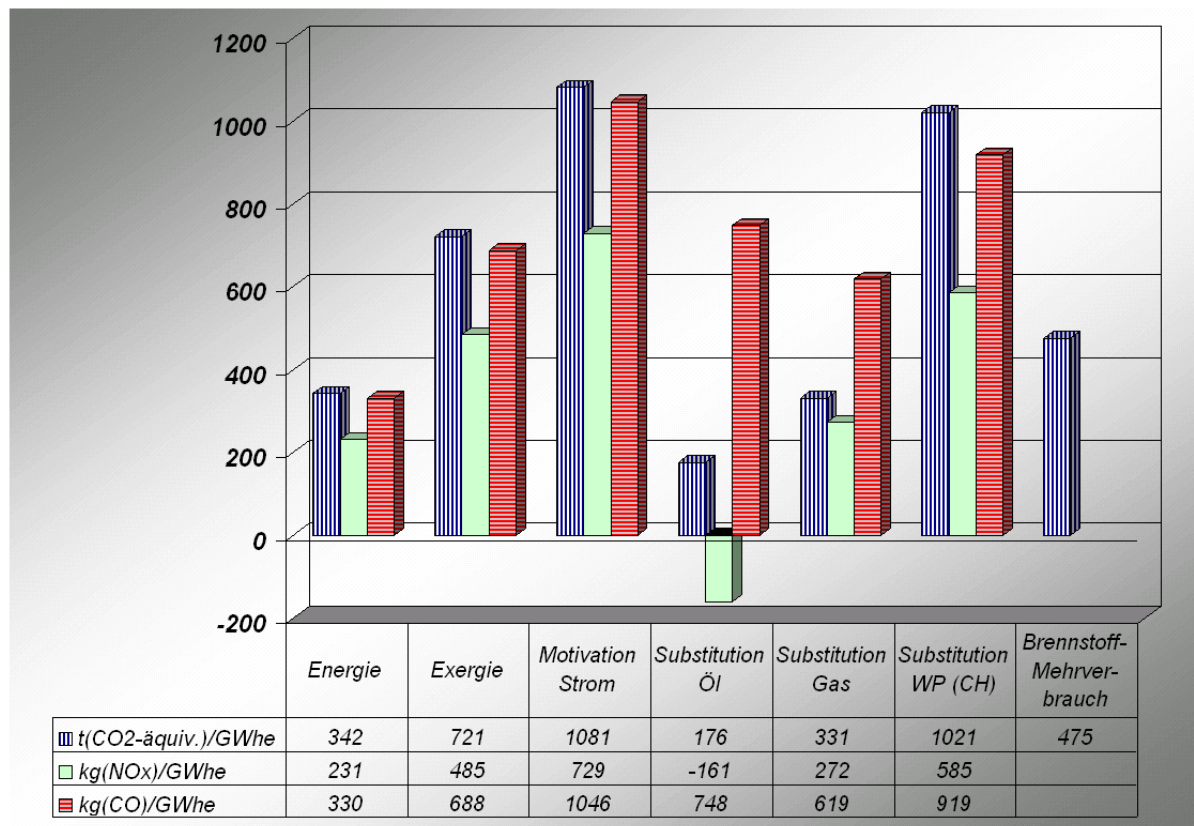


Bild 1: Variation von ökologischen Resultaten bei Verwendung von verschiedenen Zuordnungskriterien für ausgewählte Emissionen einer kompletten Lebenszyklusanalyse einer heutigen WKK-Anlage.

Aus ökologischer Sicht machen Allokationsverfahren für den Vergleich von Energiesystemen wenig Sinn. Viel wichtiger als die exakte Aufteilung der Emissionen und Aufwendungen auf die Produkte scheint im Falle der gekoppelten Wärme- und Stromproduktion, dass die hineingesteckten Energieträger optimal umgesetzt, die erzeugten Energien effektiv eingesetzt und die Emissionen und Aufwendungen gesamthaft möglichst minimiert werden.

Bei ökonomischen Systemanalysen kann der Vergleich von spezifischen Stromgestehungskosten hingegen interessant sein. In diesem Fall wird die Wärme der WKK-Anlage mit den Grenzkosten der Wärmeerzeugung bewertet. Dies sind die Vollgestehungskosten einer konventionellen Heizungsanlage, denn der Fokus liegt bei den langfristigen Investitionsentscheiden. Bei der Betrachtung von kombinierten gesamtschweizerischen Strom- und Wärmevarianten genügt der Vergleich der Gesamtkosten der Varianten.

PARAMETER ZUKÜNFTIGER ENERGIESYSTEME

Für alle betrachteten Energiesysteme wird ein *einheitlicher zukünftiger Stand der Technik* angenommen (verfügbar im Zeitraum 2020 bis 2030). Der Analyse wurde ein breites Spektrum von 16 WKK-Anlagen zugrunde gelegt: Der Leistungsbereich erstreckt sich von kleinsten Anwendungen für den Einsatz in Einfamilienhäusern bis hin zu industriellen Anlagen im Bereich mehrerer MWe, wobei sowohl Erdgas als auch Diesel resp. Heizöl als Brennstoffe berücksichtigt wurden. Bei motorbetriebenen WKK-Anlagen unterscheidet man ausserdem zwischen der mageren und der stöchiometrischen Verbrennung sowie der Zündstrahltechnologie unter Berücksichtigung der entsprechenden Rückhaltetechnologien, die bei gegebenen gesetzlichen Rahmenbedingungen notwendig werden. Für Sensitivitätsanalysen wurde ferner eine erdgasbetriebene Hochtemperaturbrennstoffzelle (SOFC) für die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung bilanziert.

Bei modernen WKK-Systemen ab einigen hundert kW elektrischer Leistung läuft der Trend auf eine deutliche Steigerung des elektrischen Wirkungsgrades von 40 auf über 50% hinaus – bei gleichbleibender totaler

Brennstoffausnutzung von 80 bis 90%. Kleine motorbetriebene Systeme, sogenannte Mini-BHKW, werden mit 25% bei einer relativ tiefen elektrischen Ausnutzung bleiben. Die grosse Innovation liegt bei diesen Systemen in einem neuartigen Regelsystem, das ohne den sonst üblichen Spitzenlastkessel (Deckung des Wärmebedarfs für wenige Stunden im Jahr) auskommt. Die SOFC kombiniert gleich mehrere Vorteile. Trotz kleiner Leistung werden elektrische Wirkungsgrade von über 50% und eine totale Brennstoffausnutzung von gegen 100% erwartet. Zudem bilden sich durch die katalytische Nutzung des Brennstoffs in der Zelle nur Spuren der bei der konventionellen Verbrennung entstehenden Luftschadstoffe wie NO_x, CO, NMVOC und Partikel. Die tiefen Geräuschmissionen und das exzellente Teillastverhalten sind weitere Pluspunkte des in der Testphase befindlichen Systems.

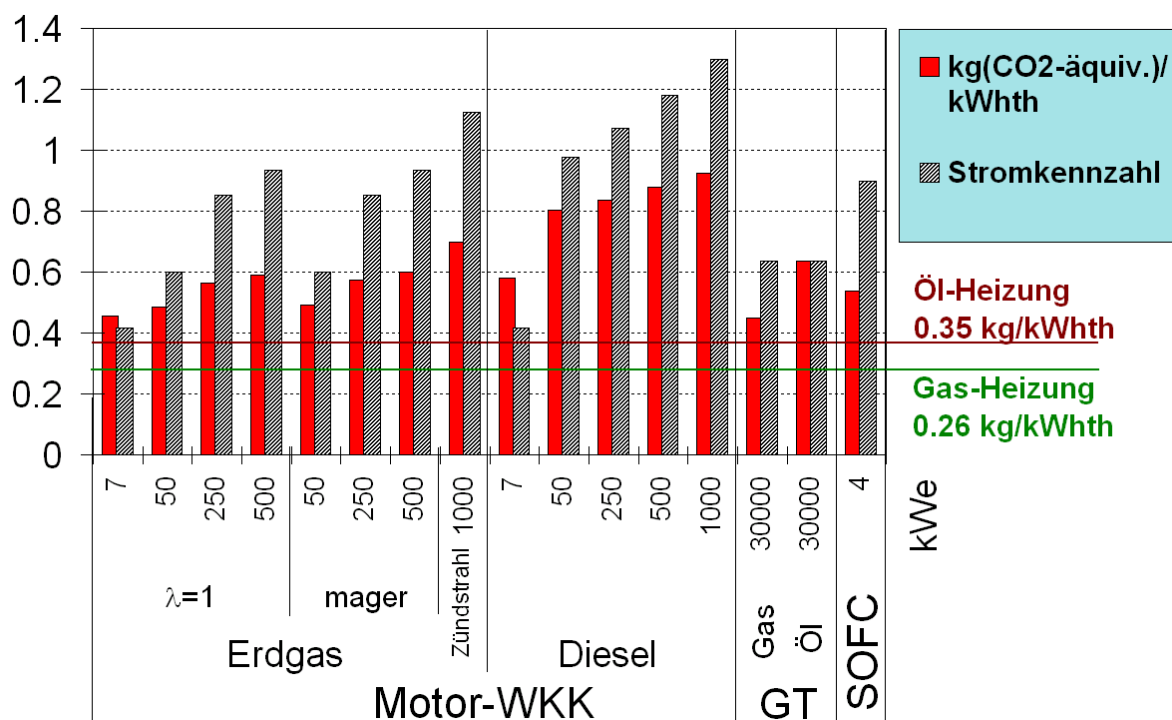


Bild 2: Übersicht von WKK-Systemen: Treibhausgas-Emissionen und produzierte Strommenge pro thermische Nutzenergie [1].

Neben den WKK-Anlagen werden für die reine Wärmeversorgung moderne fossile Heizkessel mit Jahresnutzungsgraden von 92 bis 102%, sowie Wärmepumpen mit unterschiedlichen Wärmequellen und maximalen Jahresarbeitszahlen von 4.2 (Luft), 5 (Sole), 5.5 (Wasser) resp. 6 (Abwärme) gedeckt. Moderne Gas- und Dampfkraftwerke (Kombi-KW) mit elektrischen Wirkungsgraden von 60% und fortgeschrittene Leichtwasserreaktoren werden in den Varianten für die zentralen Stromversorgungssysteme vorgesehen.

Für die **ökologischen Vergleiche** werden die ganzen Energieketten mittels der Lebenszyklusanalyse (LCA) untersucht, deren Spektrum sich von der Rohstoffförderung über die Aufbereitung und den Transport bis zur Verwendung im Kraftwerk und zur Abfallbehandlung erstreckt. In einer LCA soll eine möglichst genaue Beschreibung der Flüsse von Stoffen jeder Art und deren Weg in die Umwelt vorgenommen werden können. Deshalb werden nicht nur der Betrieb der Anlage selber, sondern auch die Emissionen, die durch die Bau- und Abbruchphase entstehen, erfasst. Zudem werden die direkten und indirekten Emissionen der Energieketten in die Berechnungen miteinbezogen. Als direkte Emissionen werden jene bezeichnet, welche beim Betrieb von Kraftwerken und Anlagen zur Bereitstellung des Brennstoffs sowie durch den Betrieb von Abbaumaschinen und Transportsystemen entstehen. Indirekte Emissionen sind hauptsächlich eine Folge der Herstellung der Baumaterialien und des Energieverbrauchs für die Bereitstellung der gesamten Infrastruktur sowie verschiedene industrielle Prozesse.

Der angenommene Rahmen der **wirtschaftlich-technischen Analyse** ist ein reifer liberalisierter Markt ohne die heutigen Überkapazitäten. Betrachtet werden deshalb die Vollkosten von neuen Anlagen. Die Schwerpunkte der Analyse bilden auf Anlagenebene der Einfluss der Gebäuderandbedingungen auf die Kosten sowie die zu erwartende zeitliche Kostenentwicklung:

Ausser der Investition für das WKK-Modul fallen weitere Kosten für die notwendige Peripherie und die gesamte Installation an. Diese liegen in etwa in der gleichen Grössenordnung wie die Modulkosten. Speziell untersucht wurde der Einfluss von Gebäudeparametern wie Sanierungszustand, Gebäudealter und vorhandener Platz auf die Realisierbarkeit und die Kosten der WKK-Anlagen. Dazu werden die Gebäudekategorien zusätzlich in drei bezüglich WKK-Investitionskosten homogene Gruppen, sogenannte Kostenstufen, unterteilt. Ein Teil der Gebäude kann mittels dieser Kostenstufen nicht erfasst werden, weil eine WKK-Anlage wirtschaftlich/technisch nicht realisierbar wäre (bei vollsanierten Gebäuden sind dies 20% bis 25%, bei den unsanierten 25% bis 30%). Werden die Gebäude aufsteigend nach WKK-Investitionskosten geordnet, umfasst die Kostenstufe I 25% der unsanierten bzw. 30% der sanierten Gebäude und die Stufe II weitere 30% (Tabelle I). Der restliche mittels dieser Systematik erfassbare Teil der Gebäude fällt in die Stufe III. Den Resultaten liegt die Auswertung einer WKK-Firma mit einem Background von einigen hundert realisierten bzw. offerierten Anlagen ab ca. 70 kW_e zugrunde [7].

Gebäude grösse EBF (m ²)	kW _e (ca.)	Investitionskosten (tsd Fr/kW _e)			
		neue	sanierte Gebäude		
			Kst. I	Kst. II	Kst. III
8500	95	2.5	2.5	3.0	4.6
21000	250	1.9	2.0	2.3	3.1
60000	870	0.9	0.9	1.0	1.3

Tabelle I: Spezifische Bruttoinvestitionskosten von Gas-WKK-Anlagen für neue Gebäude und die drei Kostenstufen (Kst) der sanierten Gebäude für das Jahr 2030 (EBF: Energiebezugsfläche)

Die unsanierten Gebäude folgen dem selben Muster. Im ersten Moment etwas unerwartet liegt das absolute Niveau der Kosten bei gleicher Gebäudegrösse um 10 bis 15% tiefer. Begründet werden kann dies durch den Wärmebedarf, der grössere und damit spezifisch günstigere Anlagen ermöglicht.

Bei der zeitlichen Kostenentwicklung sind die technischen Verbesserungen zu vermerken. Es wird eine Leistungsverdichtung erwartet, was sowohl die Modulkosten wie auch die Betriebs- und Unterhaltskosten senken wird, denn ein wesentlicher Kostenpunkt beim Unterhalt ist der Ersatz des Motors nach ca. fünf Betriebsjahren. Der Effekt ist bei kleinen Anlagen grösser. Aufgrund des Drucks der tiefen Strompreise ist nicht zu erwarten, dass die Preise der WKK-Anlagen steigen werden. Die technischen Verbesserungen werden demzufolge voll an die Kunden, resp. die Anlagenbetreiber, weitergegeben. Die spezifischen Kosten werden dementsprechend sinken.

Bei den Wärmepumpen wirkt sich der Einfluss der Gebäude vor allem indirekt auf die Wirtschaftlichkeit aus, nämlich über die unterschiedlichen Vorlauftemperaturen. Die erzielbaren thermischen Leistungen resp. Nutzungsgrade können in unsanierten Gebäuden bei gleicher WP-Maschine bis 40% resp. 25% abnehmen. Entsprechend erhöhen sich die Investitions- resp. die Stromkosten. Ausserdem sind grosse Unterschiede bei den Kosten der Wärmequellenerschliessung zu verzeichnen. Die Entwicklung der Kosten über die nächsten Jahre wird durch die Verbesserung der Nutzungsgrade beeinflusst, welche eine entsprechende Reduktion der Stromkosten ermöglicht. Zusätzlich kommt bei kleinen WP-Anlagen der erwarteten Industrialisierung der Produktion (15% tiefere Herstellungskosten für die WP-Maschine [8]) eine ebenbürtige Bedeutung zu.

Entscheidend ist die Kombination Gebäude-Anlage. Die Zuordnung der Anlagen auf die Gebäude wird sich demzufolge im Laufe der Zeit verändern. Durch die verbesserte Gebäudeisolation reduziert sich die Anlagengrösse etwas, was bei WKK-Anlagen dem oben beschriebenen Trend der spezifischen Kostensenkung entgegenwirkt, die Situation der WP aber tendenziell verbessert.

Die Gestehungskosten der zentralen fossilen Kraftwerke reagieren sensitiv auf die Primärenergiepreise: Eine Preissteigerung von 30% bedeutet eine Erhöhung der Gestehungskosten um 20%. Bei Kernkraftwerken spielen die Kapitalkosten diese Rolle: Variiert man die Investitionskosten um 1000 Franken je installiertes kW_e, so verändern sich die Gestehungskosten um 0.8 Rp./kW_e (Bild 3).

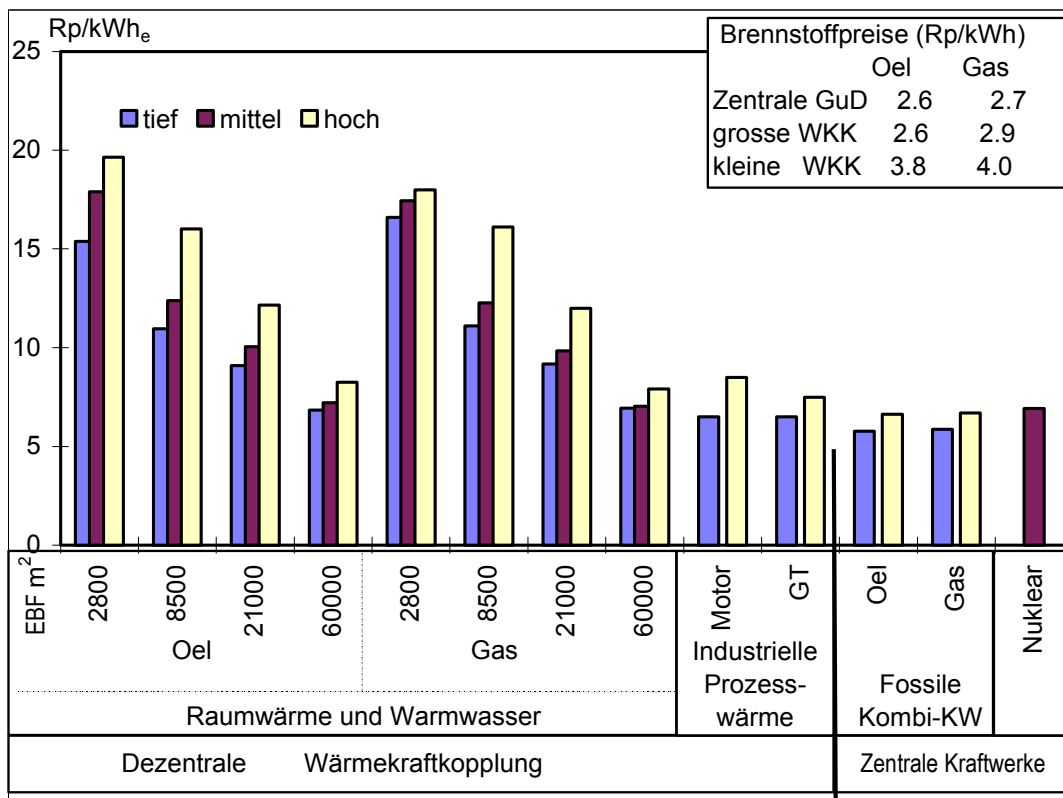


Bild 3: Elektrizitätsgestehungskosten im Jahr 2030. WKK tief: Neue Gebäude und Kostenstufe I der unsanierten Gebäude inkl. Warmwasseraufbereitung. Hoch: Kostenstufe III der sanierten Gebäude ohne Warmwasseraufbereitung. Zentrale Kraftwerke tief: 7'300 Vollaststunden pro Jahr. Hoch: 4'500 Vollaststunden pro Jahr (vergleichbar mit der WKK). Investitionskosten der Kraftwerke: Kombi-Kraftwerke: 750 Fr/kWe; Kernkraftwerke: 3'500 Fr/kWe

Beim Vergleich der Gestehungskosten müssen weitere Aspekte im Auge behalten werden:

- (i) Der energiewirtschaftliche Wert des Stroms. So ist Strom, der im Winter produziert wird (z.B. Kombi-KW und WKK), höher zu bewerten als Strom mit ausgeprägtem Bandlastcharakter.
- (ii) Der WKK-Strom fällt dezentral und auf einer Spannungsebene an, die näher beim Verbraucher liegt. Dies führt zu geringfügig geringeren Netzverlusten, aber kaum zu Investitionseinsparungen der Netze selber.
- (iii) WKK-Anlagen könnten einen Teil der Netzdienstleistungen wie Blindstromkompensation oder Reservehaltung übernehmen, wobei mit Mehrkosten zu rechnen ist.

Über die ökonomische Bewertung dieser Punkte bestehen unterschiedliche Auffassungen, welche von beinahe Null bis einige Rp./kWh_e reichen.

ANGEBOT UND NACHFRAGE VON STROM UND WÄRME IM JAHRE 2030

Der in der Schweiz produzierte Strom basiert seit 1985 auf rund 60% Wasserkraft und 38% Kernenergie. Der Anteil an fossilen und neuen erneuerbaren Systemen ist folglich bei tiefen 2 bis 3%. Zusammen mit den bestehenden Langzeitverträgen mit Frankreich übersteigt momentan die zur Verfügung stehende jährliche Strommenge den derzeitigen effektiven Landesverbrauch.

Die längerfristige Entwicklung der **Elektrizitätsnachfrage** wird durch komplexe Zusammenhänge mit einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst, die z.T. gegenläufige Effekte bewirken: Effizienzverbesserung der Anwendung, Änderungen in der Wirtschaftsstruktur, Zunahme der Bevölkerung, weitere Automatisierung im Industrie- und Dienstleistungssektor usw. Unter der Annahme eines positiven Wirtschaftswachstums wurden in [2] zwei Szenarien untersucht: **Nachfrage hoch** geht davon aus, dass der Stromkonsum bis zum Jahre 2010 um

jährlich 2% und danach noch um 1% steigen wird. Beim Szenario **Nachfrage tief** wurden Wachstumsraten von 1% resp. 0.5% zu Grunde gelegt. Eine detaillierte Beschreibung sämtlicher Annahmen, u.a. der sozio-ökonomischen Rahmendaten, wird in [2] gemacht.

Bezüglich der Entwicklung des **Elektrizitätsangebots** aus dem bestehenden Park werden folgende Annahmen getroffen:

- ✓ Ein sogenanntes **Basisangebot** - bestehend aus Wasserkraft, kleinen fossilen Anlagen und erneuerbaren Energiequellen - von rund 38'800 GWh wird bestehen bleiben.
- ✓ Die heute in Betrieb stehenden Kernkraftwerke werden nach Erreichen ihrer Lebensdauer von voraussichtlich 40 Jahren vom Netz genommen.
- ✓ Es werden keine neuen Bezugsverträge abgeschlossen.

Unter diesen Voraussetzungen bleibt im Jahre 2030 nur noch das Basisangebot von 38'800 GWh übrig, wovon 34'000 GWh mittels Wasserkraft, 3'200 GWh mittels WKK-Anlagen und 1'300 GWh mittels thermischen Anlagen zur reinen Stromerzeugung (keine WKK) bereitgestellt werden. Von den 4'500 GWh thermisch erzeugter Elektrizität werden rund 1'000 GWh mit erneuerbaren Brennstoffen produziert, wobei über die Hälfte aus den KVA stammen. Weitere 300 GWh Strom stammen aus neuen erneuerbaren Quellen wie Photovoltaik, Wind und Geothermie.

Im folgenden wird die postulierte Nachfrage tief verwendet, welche einen Landesverbrauch von 65'800 GWh ausweist. Die Differenz zwischen Landesverbrauch und dem angenommenen Basisangebot von 38'800 GWh wird als Strommanko bezeichnet und beläuft sich auf 27'000 GWh. Selbst bei stagnierendem Stromkonsum wird sich spätestens ab dem Jahr 2020 ein Versorgungsengpass ergeben (Bild 4).

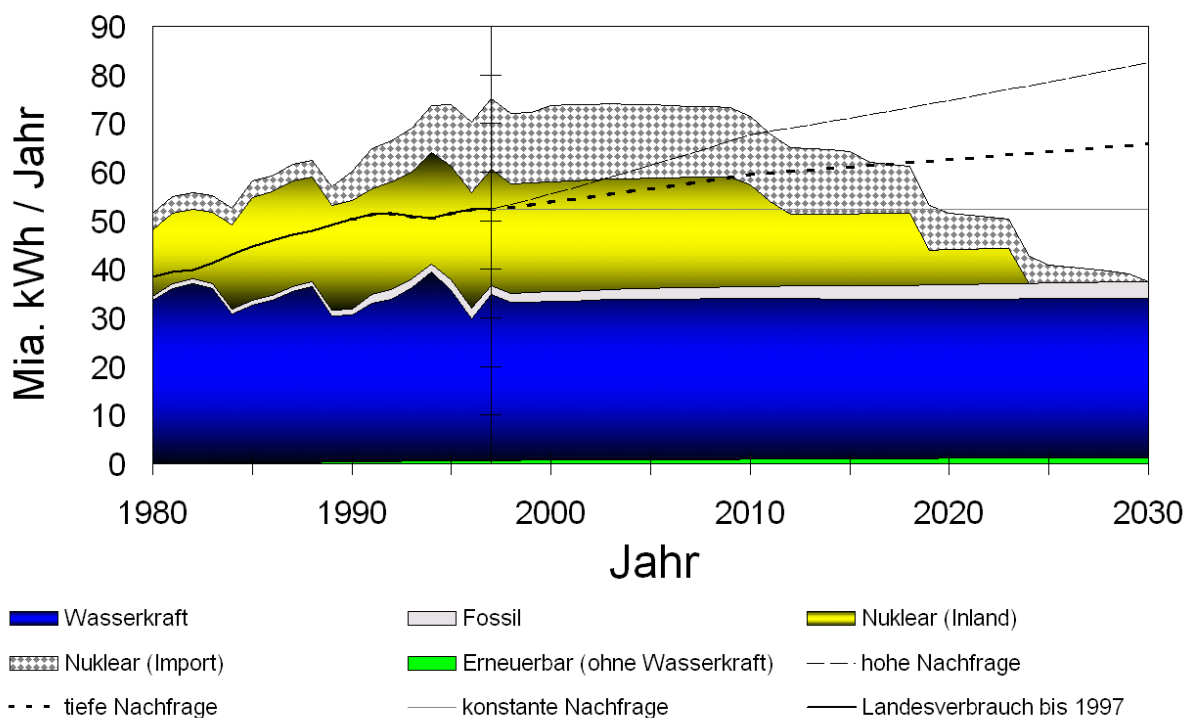


Bild 4: Stromangebot (unterteilt in Wasserkraft, Kernenergie Inland, fossilen Anlagen und Kernenergie Import), die Entwicklung des effektiven Landesverbrauchs der letzten Jahre sowie die Fortschreibung von Angebot und Nachfrage bis zum Jahre 2030.

Im Gegensatz zur Stromerzeugung mit einer einigermaßen überschaubaren Anzahl von Produktionsanlagen wird die Wärme mehrheitlich dezentral, d.h. von einer Vielzahl von Verbrauchern produziert. Deshalb stützt sich die Modellierung der Wärmenachfrage auf Statistiken, Kennzahlen und entsprechende Methoden. Dabei fließen auch die Ergebnisse der Arbeiten, welche den Energieperspektiven des BFE zugrunde liegen mit ein [9].

Die zukünftige Wärmenachfrage von 352 PJ setzt sich aus Niedertemperaturwärme (272 PJ) und Industrie- prozesswärme (80 PJ) zusammen. Die Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung wird mittels modellhafter «Bottom-up»-Darstellung des Energiebedarfs beschrieben. Die Projektion auf das Jahr 2030 erfolgt anhand der prognostizierten Entwicklung der Energiebezugsflächen (EBF), den Sanierungsraten und den spezifischen Energiekennzahlen [10,11].

Dank fortlaufenden Gebäudesanierungen und weiteren Verbesserungen im Neubaubereich wird der gesamtschweizerische Nutzenergiebedarf im Jahre 2030 gegenüber dem Stand 1990 nur um 12 % steigen, obwohl die EBF gar um 38 % zunehmen. Der Endenergieverbrauch wird dank der Steigerung der Nutzungsgrade ungefähr konstant bleiben oder leicht abnehmen.

Im Hinblick auf die Zuordnung der Energieanlagen wird der Gebäudepark zusätzlich mithilfe verschiedener Statistiken in Grössenklassen unterteilt [11]. Für dieses Projekt wurden die Resultate in einen Datensatz zusammengefasst, welcher zwischen sieben Grössenklassen und fünf Gebäudezuständen (neu und saniert je vor bzw. nach 2005 und unsaniert bis 2030) unterscheidet (Bild 5).

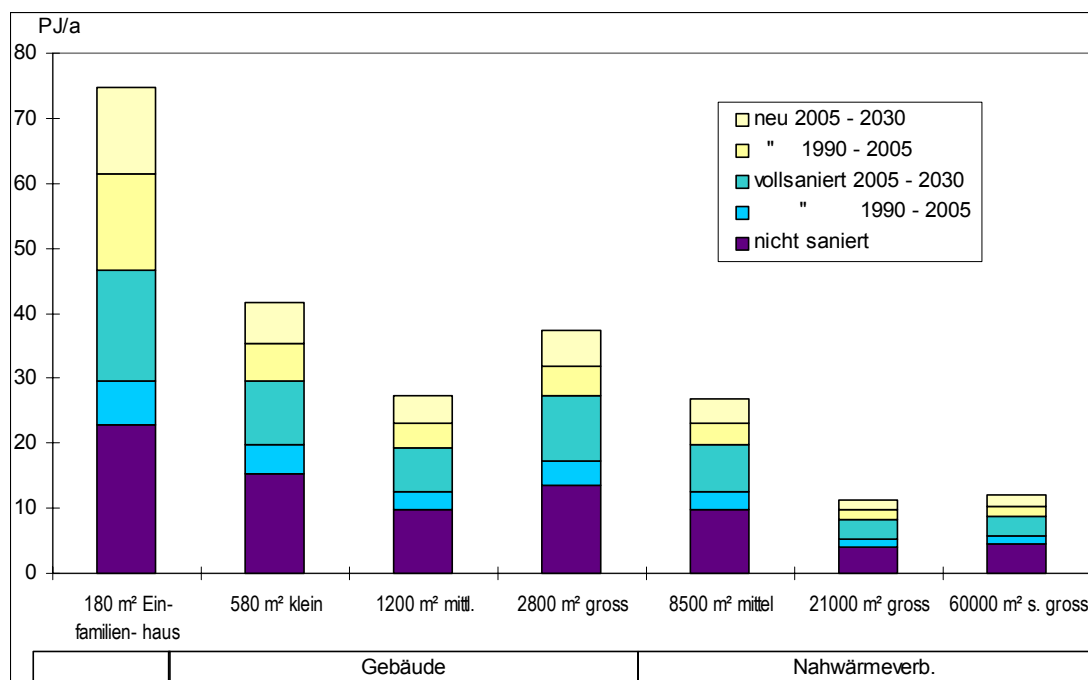


Bild 5: Gesamtschweizerischer Nutzenergiebedarf (ohne Umwandlungsverluste) für Raumwärme und Warmwasser im Jahr 2030, unterteilt nach Gebäudegrössen (m² EBF) und -zustand.

Da auch die Industrie zur Erzielung einer verstärkten Präsenz von WKK-Anlagen interessant ist, wird im weiteren die Prozesswärme in die verschiedenen Industriezweige resp. auf die verschiedenen Temperatur- bzw. Enthalpieniveaus aufgeteilt und mögliche WKK-Anwendungen branchenspezifisch abgeklärt [12]. Von den total 80 PJ Prozesswärme (ohne Elektrizität) werden rund 18 PJ als Basisentwicklung behandelt, wobei 10.5 PJ in WKK erzeugt werden. Der Rest der Prozesswärme von rund 62 PJ wird für die neuen Versorgungsvarianten offen gelassen (Tabelle II).

Angebotsseitig wird auch bei der Niedertemperaturwärme (Raumwärme- und Warmwasser) eine Basisentwicklung untersucht. Es wird angenommen, dass erneuerbare Energiequellen auf Kosten fossiler Energieträger weiter an Marktanteilen gewinnen werden [13]. Für diese Basisentwicklung wurde für die nächsten 30 Jahre die Annahme getroffen, dass die Holzverwertung verdoppelt wird, Wärmepumpen eine Zunahme von 18 PJ erfahren und die Wärmenutzung aus Sonnenkollektoren vervierfacht wird. Ausserdem wird angenommen, dass der Anteil der Elektroheizungen auf 8 PJ halbiert wird und weitere 8 PJ in WKK-Anlagen bereitgestellt werden. Der verbleibende Niedertemperaturwärmebedarf von rund 195 PJ wird für die Definition der neun Energieversorgungsvarianten offen gelassen (Tabelle II).

Der totale in den Dezentral-Varianten behandelte Wärmebedarf beläuft sich somit auf knapp 258 PJ (Tabelle II).

Wärme Total 2030		352 PJ
a) Raumwärme / Warmwasser		272 PJ
b) Prozesswärme		80 PJ
Basisentwicklungen bis 2030		95 PJ
a) Raumwärme		77 PJ
	Wärmepumpen	24 PJ
	Holzheizungen	20 PJ
	Wärmeerkopplung	8 PJ
	Elektro (Heizungen & Boiler)	20 PJ
	Sonnenkollektoren	5 PJ
b) Industrie		18 PJ
	Prozess-Wärmeerkopplung	11 PJ
	Konventionelle Prozesswärme	7 PJ
"Mankodeckung" 2030		258 PJ
a) Raumwärme		195 PJ
b) Industrie		62 PJ

Tabelle II: Gesamtschweizerischer Wärmebedarf für die Schweiz im Jahr 2030 unterteilt nach Basisentwicklung und Anteilen, die in den Dezentral-Szenarien variiert werden können.

NEUN VERSORGUNGSVARIANTEN

Mit den beschriebenen Grundlagedaten – kategorisierter Wärmebedarf und Strommanko für das Jahr 2030 – ist es möglich, verschiedene Energieversorgungsvarianten zu definieren und deren ökonomischen und ökologischen Auswirkungen zu vergleichen. Wichtig ist dabei, dass die Varianten den gleichen Nutzen aufweisen, d.h. die Elektrizitätsproduktion sollte ungefähr das gleiche zeitliche Lastverhalten haben.

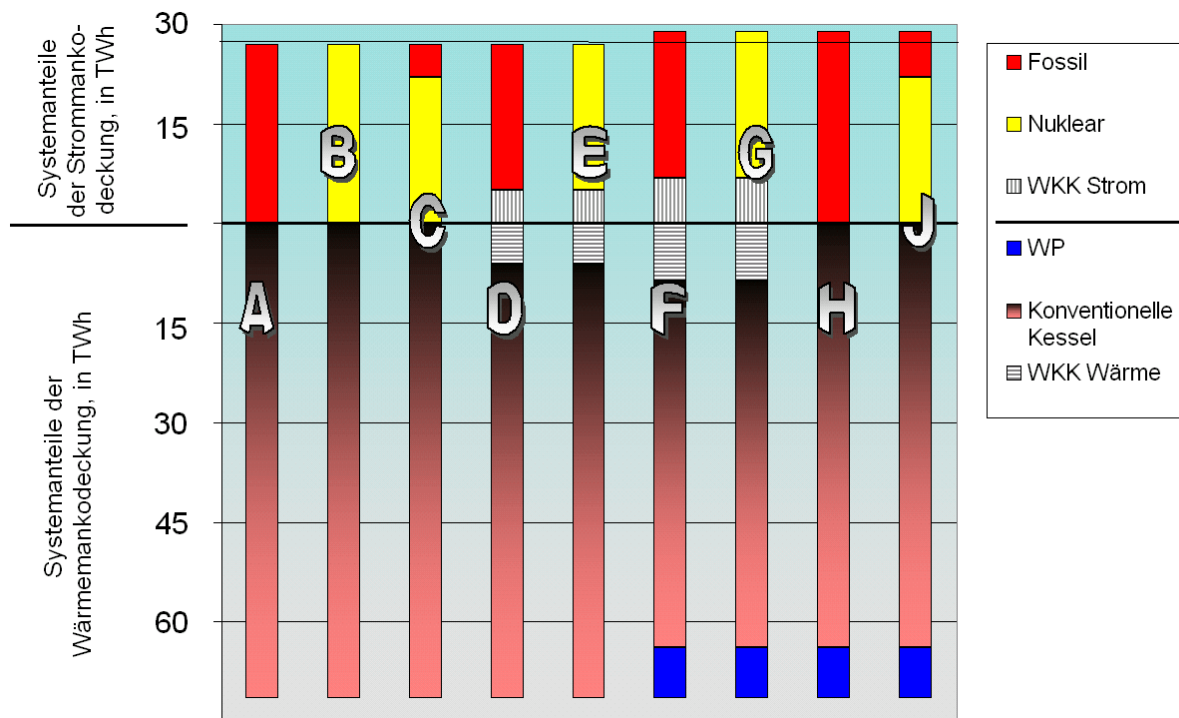


Bild 6: Anteile der verschiedenen Energiesysteme zur Mankodeckung Nutzwärme (TWth) und Elektrizität (TWhe) der betrachteten Varianten.

Da die Basisentwicklung für Strom (38'800 GWh) und Wärme (94 PJ) bei allen Varianten gleich ist, werden vorerst nur die Resultate der Mankodeckung der Strom- und Wärmeversorgung ausgewiesen. In der Zusammenfassung werden zusätzlich die Resultate der gesamten Energieversorgungsvarianten dargestellt. Dies ermöglicht u.a. Vergleiche der Varianten mit nationalen Zielsetzungen und internationalen Abkommen.

Die einzelnen Varianten werden durch die Mankodeckung (27'000 GWh Strom und 258 PJ Wärme) charakterisiert und können in vier Gruppen eingeteilt werden:

- ✓ Bei den ersten drei Varianten beruht die Wärme-Mankodeckung ausschliesslich auf der Basis von fossilen Heizkesseln. Das Strommanko wird dabei mit zentralen Grosskraftwerken (A: 100% Kombi-KW, B: 100% KKW und C: KKW wie heute und der Rest Kombi-KW) gedeckt.
- ✓ Bei den Varianten D und E werden 5 TWhe aus WKK-Anlagen bereitgestellt. Der Rest des Strommankos wird entweder mittels Kombi-KW oder KKW gedeckt. Der Wärmebedarf wird durch konventionelle fossile Anlagen ergänzt.
- ✓ Die Varianten F und G beinhalten netto gleichviel Strom aus WKK-Anlagen wie die Varianten D und E. Es wird jedoch gefordert, dass der Strom aus WKK-Anlagen quasi CO₂-neutral sein soll, was durch Substitution fossiler Heizkessel durch Wärmepumpen bewerkstelligt wird. Der für die Wärmepumpen zusätzlich benötigte Strom wird ebenfalls in WKK-Anlagen bereitgestellt.
- ✓ Die letzten beiden Varianten beinhalten gleich viele Wärmepumpen wie F und G mit dem Unterschied, dass der dafür benötigte Strom zentral bereitgestellt wird.

Bei allen Varianten wurden die Öl- bzw. Erdgas-Anteile gleich festgelegt: Fossile Heizungsanlagen werden mit 2/3 Öl und 1/3 Erdgas betrieben. Bei WKK-Anlagen wurde das Verhältnis gerade umgekehrt (1/3 bzw. 2/3) gewählt. Die fossilen Kombi-KW werden zu 75% mit Gas und zu 25% mit Öl gefeuert (Tabelle III).

	Basis		Mankodeckungs-Varianten (zusätzlich)			
	Ant	GWhe	Ant	GWhe	Ant	GWhe
EFH	0%	20	1%	110	2%	160
kleine MFH	0%	20	2%	110	4%	220
Mittlere MFH	1%	30	4%	100	8%	210
Grosse MFH	2%	110	8%	460	13%	740
Gdd 8500 m ²	6%	310	32%	1'600	43%	2'200
Gbd 21000 m ²	18%	410	31%	700	38%	900
Gbd 60000 m ²	18%	510	31%	900	39%	1'100
Total Raumwärme		1'420		4'000		5'500
Raffinerie	11%	210	11%	250	11%	250
Nahrungsmittel	14%	100	16%	200	24%	300
Papier	42%	500	8%	100	13%	150
Chemie/Pharma	22%	400	14%	300	21%	450
andere	-	-		150		200
Total Industrieproz.		1'210		1'000		1'350
Andere WKK		670				
Total WKK		3'300		5'000		6'850

Tabelle III: Allokation der betrachteten WKK zu den Kategorien. «Ant» gibt den Anteil der WKK in jeder Wärmemarktkategorie an. Die Anteile und die erzeugte Strommenge (GWhe) der Mankodeckungs-Varianten sind als «zusätzlich zur Basisentwicklung» zu verstehen.

Die Erneuerung der Heizungsanlagen ist ein kontinuierlicher Prozess, der von der Ausfallwahrscheinlichkeit der Energiesysteme und den Sanierungsraten abhängt. Bei der Zuordnung der vorgegebenen WKK-Menge auf die Gebäudekategorien wurden ausser den reinen Gestehungskosten weitere Faktoren wie die betriebswirtschaftliche Situation und Heizungsersatzraten berücksichtigt. Wie die Untersuchungen in diesem Projekt gezeigt haben, spielen die Gebäudeattribute saniert und unsaniert eine untergeordnete Rolle. Um die für das Jahr 2030 angenommenen Anteile zu erreichen, muss die Markteinführung neuer Technologien (wie Mini-BHKW oder Brennstoffzellen) bereits in den nächsten Jahren erfolgen und die Verbreitung der bereits heute verfügbaren Systeme muss intensiviert werden. Im Bereich Industrieprozesse konzentriert sich die WKK-Anwendung auf wenige energieintensive Branchen und eine überschaubare Anzahl Betriebe mit hohem Energiebedarf [14].

	Basis						Mankodeckungs-Varianten (zusätzlich zu Basis)					
	neu		vollsan.		unsan.		neu		vollsan.		unsan.	
	Ant	PJ	Ant	PJ	Ant	PJ	Ant	PJ	Ant	PJ	Ant	PJ
EFH	32%	10.4	13%	3.5	5%	1.3	11%	3.7	14%	3.7	12%	3.2
kleine Gebäude	15%	2.3	8%	1.5	3%	0.6	17%	2.7	18%	3.2	11%	2.1
Mittlere Gebäude	11%	1.1	6%	0.7	2%	0.2	15%	1.5	13%	1.5	13%	1.6
übrige	6%	1.5	2%	0.6	1%	0.2	6%	1.6	5%	2.1	4%	1.6
Total		15.3		6.4		2.3		9.5		10.5		8.4

Tabelle IV: Allokation der betrachteten Wärmepumpen (WP) zu den Kategorien. «Ant» gibt den Anteil der WP in jeder Wärmemarktkategorie an. Die Anteile und der durch die WP gedeckte Nutzenergiebedarf (PJ) der Mankodeckungs-Varianten sind als «zusätzlich zur Basisentwicklung» zu verstehen.

Die Wärmepumpen wurden vorwiegend den Einfamilienhäusern und kleinen resp. mittleren Mehrfamilienhäusern zugeordnet (Tabelle IV). Die WP-Anteile innerhalb einer Gebäudekategorie nehmen mit zunehmender Gebäudegrösse ab. Mit knapp 50% sind sie bei den neuen Einfamilienhäusern (EFH) am höchsten. Im Gegensatz zu den WKK haben die Gebäudeattribute bei den WP einen bedeutenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Deshalb variieren die Anteile innerhalb einer Grössen­kategorie, abgestuft nach neu, saniert, unsaniert, um etwa einen Faktor zwei.

ÖKOLOGISCHE ANALYSE

Das meist verwendete Kriterium bei der Beurteilung von Energieversorgungsvarianten ist die Treibhausgasbelastung. Gemäss Klimakonvention von Kyoto hat sich die Schweiz – zusammen mit anderen Ländern – verpflichtet, den Ausstoss von Treibhausgasen bis ins Jahr 2010 um acht Prozent zu senken. Dank wirtschaftlicher Stagnation und milden Wintermonaten stabilisierten sich die Treibhausgas-Emissionen Mitte der neunziger Jahre bei rund 53 Millionen Tonnen pro Jahr, wobei der Verkehr (ohne Flugzeugtreibstoffe im internationalen Verkehr) mit über 15 Millionen Jahrestonnen und die Haushalte, Dienstleistungen und das Gewerbe mit 17.5 Millionen Jahrestonnen beitragen (Industrie acht Millionen Tonnen pro Jahr). Da der grösste Teil der in der Schweiz produzierten Elektrizität in Kernkraftwerken oder durch die Nutzung der Wasserkraft erzeugt wird, trägt die Elektrizitätswirtschaft bisher nur unbedeutend zum Schweizer Treibhausgasinventar bei. Im Gegensatz zur nationalen Treibhausgas-Statistik wurden in diesem Projekt die ganzen Energieketten – ohne Berücksichtigung geographischer oder politischer Grenzen – bilanziert (d.h. direkte und graue Emissionen). Die in den Varianten berechneten Emissionsfrachten sind deshalb nicht unmittelbar mit der Statistik vergleichbar.

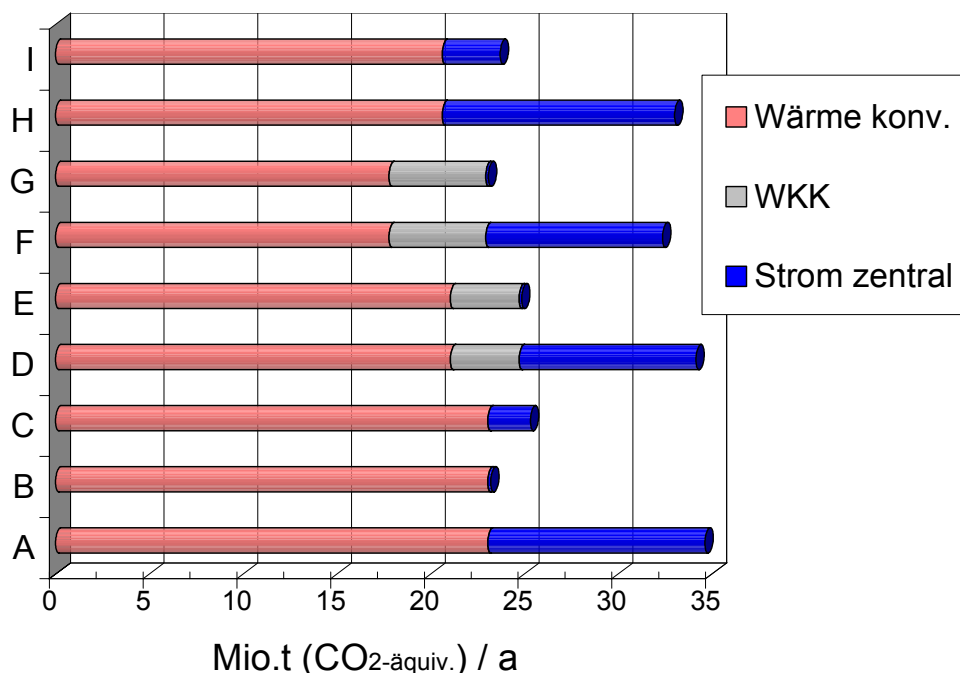


Bild 7: Jährliche Treibhausgas-Emissionen der Mankodeckung nach (IPCC 1996), [15] mit einem Zeithorizont von 100 Jahren der neun Varianten A bis I (ohne Basisangebot).

Bild 7 zeigt die totalen Treibhausgas-Emissionen der Mankodeckung (ohne Basis) unterteilt in die Kategorien reine Stromerzeugung, Wärmekraftkopplung und reine Wärmeerzeugung.

Die Varianten A, B und C mit fossilen Heizkesseln zeigen die erwartete Abhängigkeit von der gewählten zentralen Stromerzeugung: Je mehr Strom fossil erzeugt wird, desto höher die Treibhausgasbelastung. Wird fossile Stromproduktion vorausgesetzt, vermögen WKK-Anlagen die Treibhausgasbelastung leicht zu senken (Vergleich A mit D), wobei der positive Einfluss zusätzlicher Wärmepumpen weit stärker ist (Vergleich D mit F/H).

Bei weiterhin nuklearer Deckung, zusätzlich kombiniert mit WKK, nehmen die CO₂-äquiv.-Emissionen gegenüber konventionellen fossilen Heizungen um knapp 10% zu (Vergleich B mit E). Dass bei den „CO₂-neutralen“ Varianten F und G die Menge an Treibhausgasen aus WKK und konventioneller Wärme dem Stand der Variante B entspricht, ergibt sich aus der Definition dieser Varianten. Interessant bei diesen Szenarien ist deshalb hauptsächlich, wieviel zusätzlicher Strom benötigt wird und wie sich diese zusätzliche Produktion auf die anderen Luftschadstoffe auswirkt.

Vergleicht man Varianten mit vorwiegend fossiler Stromerzeugung (A,D,F,H) mit den nuklearen Varianten (B,C,E,G,I) so nehmen die Treibhausgas (THG)-Emissionen zwischen 30 bis 50% zu. Wird die Wärmepumpenmenge, die zum Erreichen der CO₂-Neutralität von WKK-Anlagen benötigt wurde (F und G), beibehalten und der Strom ausschliesslich mit zentralen Anlagen produziert (H und I), erhöht sich bei fossil-zentraler Stromproduktion der Ausstoss von THG gegenüber Variante F geringfügig. Bei gemischter Stromproduktion (analog Variante C) erhält man trotz 6.9 TWh Strom aus Kombi-Kraftwerken nur um 2% höhere Werte als bei Variante B.

Obwohl die Reihenfolge der Varianten nicht beeinflusst wird, zeigen die Resultate der LCA-Berechnungen, dass die Beträge der vor- und nachgelagerten Prozessschritte bis 20% ausmachen können und somit selbst für die THG-Emissionen nicht vernachlässigbar sind. Noch frappanter wird dieser Aspekt bei den übrigen untersuchten Schadstoffen: ihre nicht direkt aus dem Kraftwerk stammenden Anteile können hoch sein (NO_x, SO_x und CO) resp. die totalen Emissionen dominieren (NMVOC und Partikel) und in jedem Fall das Ranking verändern.

Die totalen SO_x- und NMVOC-Emissionen hängen vorwiegend vom Ölanteil der definierten Varianten ab, wobei bei den NMVOC-Emissionen der Hauptanteil aus der Rohölförderung stammt. Immerhin kann festgestellt werden, dass die direkten NMVOC-Emissionen aus den Anlagen bei den Varianten mit WKK rund zweimal höher sind als bei den anderen, was unter Umständen Auswirkungen auf gesundheitsrelevante Grenzwerte in stark belasteten Ballungsgebieten haben kann.

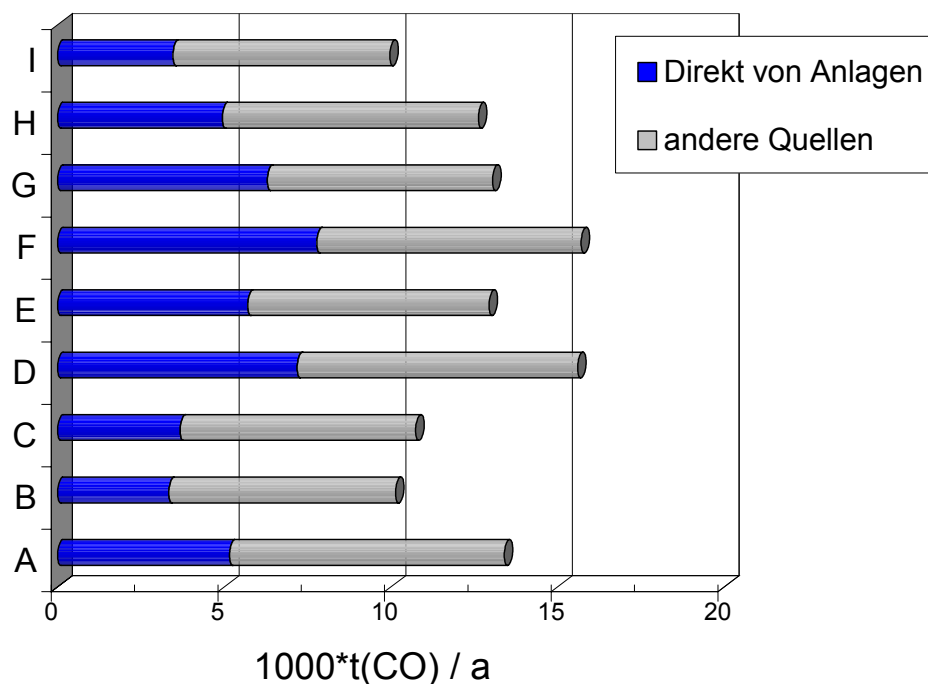


Bild 8: Jährliche CO-Emissionen der neun Mankodeckungsvarianten A bis I (ohne Basisangebot), aufgeteilt in direkte und indirekte Beiträge.

Die Grenzwerte von Kohlenmonoxid- (CO) und Stickoxid-Emissionen (NO_x) werden in der Luftreinhalteverordnung (LRV) geregelt. Die der Analyse zugrunde gelegten Systeme erfüllen die Grenzwerte allesamt. Dennoch werden die jährlichen Schadstofffrachten der Varianten untersucht, da die umwelt- und gesundheitspolitische Relevanz gegeben ist und die Auswirkungen eines vermehrten Einsatzes von motorbetriebenen WKK-Anlagen gezeigt werden soll.

Die direkten CO-Emissionen sind bei den Varianten mit WKK-Anlagen (D bis G) am höchsten (Bild 8). Sogar Variante A mit reinen fossilen Kraftwerken stösst direkt weniger CO aus als Variante E mit 5 TWhe WKK-Strom. Die geringste totale CO-Belastung wird mit der Kombination WP/Kraftwerksmix verursacht (Variante I). Der Anteil der direkten Emissionen aus den Anlagen beträgt zwischen 33 und 50%.

In Bezug auf totale NO_x-Emissionen schneidet Variante B am besten ab. Der Anteil der direkten NO_x-Emissionen liegt zwischen 38 und 44%. Im Gegensatz zu den Treibhausgasen vermögen WKK-Anlagen bei vorausgesetzter fossiler Stromproduktion (A,D,F,H) die NO_x-Emissionen nur zu senken, wenn gleichzeitig ein Teil der konventionellen Heizkessel durch Wärmepumpen ersetzt wird (F und H). Bei weiterhin nuklearer Mankodeckung und WKK nehmen die NO_x-Emissionen gegenüber den konventionellen Heizungen und nuklearer Stromerzeugung um 10% zu (Vergleich B mit E). Die rein fossilen Varianten verzeichnen gar einen Anstieg von bis 40%. Wie bei den Resultaten der THG-Emissionen üben auch bei den NO_x-Emissionen die Wärmepumpen und die Kernenergie den eigentlichen positiven Effekt auf die totalen Emissionen aus (Bild 9).

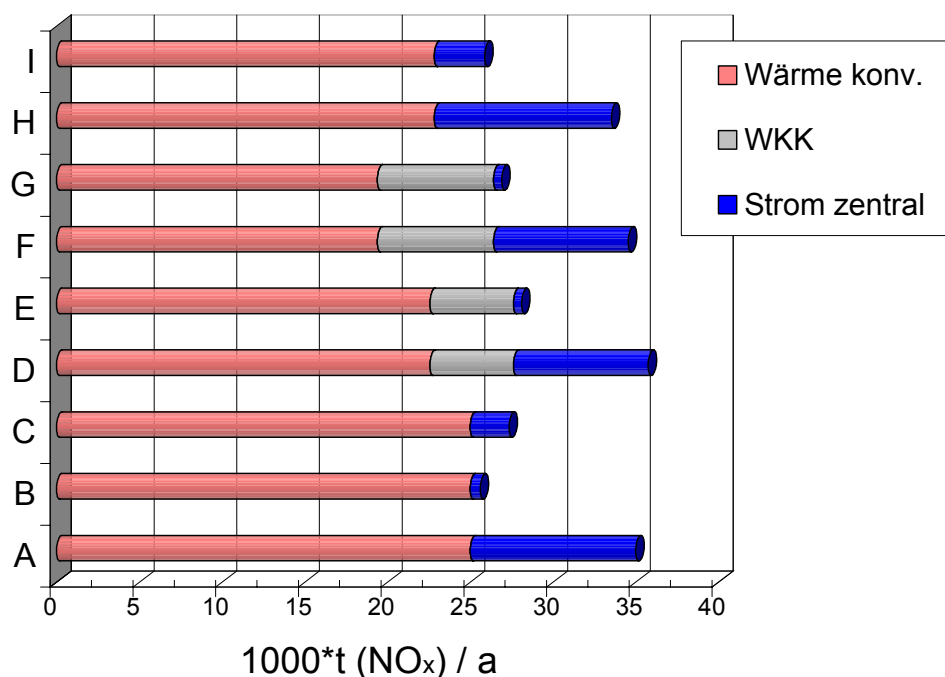


Bild 9: Jährliche NO_x-Emissionen der neun Mankodeckungsvarianten A bis I (ohne Basisangebot), aufgeteilt in zentrale Stromproduktion, reine Wärmebereitstellungssysteme und WKK-Anlagen.

ÖKONOMISCHE ANALYSE

Ein wichtiges wirtschaftliches Kriterium stellen die **Investitionskosten** dar (Bild 10). Auffallend ist, dass die Investitionen im reinen Strombereich nur zwischen 10 und 25% ausmachen. Die Investitionskosten werden von den Anlagen in den Gebäuden dominiert, weil die dafür zu erzeugende Wärmemenge grösser ist als die zu erzeugende Strommenge und weil die Kosten kleiner Heizungsanlagen spezifisch sehr hoch liegen (Skalierungseffekt).

Die Hauptunterschiede zwischen den Varianten liegen hauptsächlich zwischen jenen mit Kernenergie (B,C,E,G,I) und jenen ohne (A,D,F,H). Bezogen auf das Total ergibt sich zwischen Varianten mit gleichen WKK bzw. WP-Anteilen ein Mehrinvestitionsbedarf von 20 bis 25%. Werden andererseits die Varianten mit (ungefähr) gleichem Nuklearanteil verglichen, wird ein stetig steigender Mehrinvestitionsbedarf der Varianten mit WKK (D,E), mit WP (H,I) und der Kombination WKK und WP (F,G) ersichtlich. Mit 5 bis 7%, 9 bis 11%

und 17 bis 21% sind die Unterschiede allerdings geringer als diejenigen zwischen den Varianten mit bzw. ohne Kernenergie.

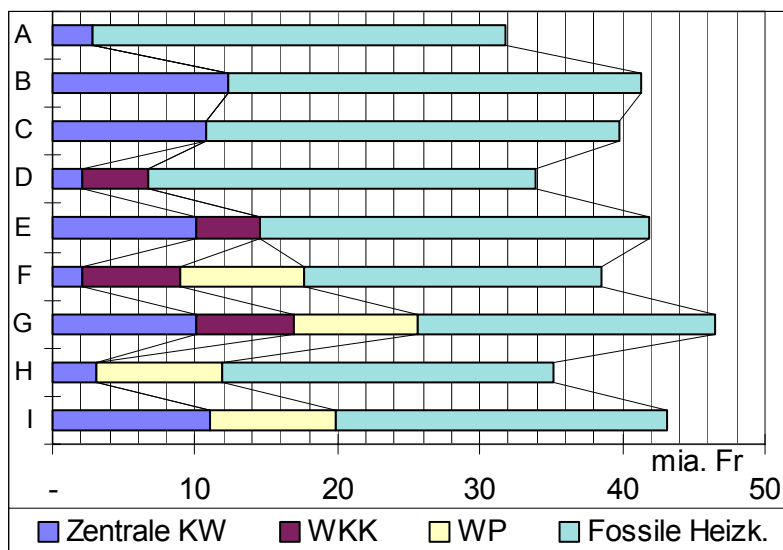


Bild 10: Investitionskosten der neun Mankodeckungs-Varianten A bis I (ohne Basisangebot), aufgeteilt nach Energiesystemen.

Noch wichtiger als die Investitionskosten sind die jährlich anfallenden **Gesamtkosten** für Kapital, Betrieb und Unterhalt sowie Brennstoff (Bild 11). Weil die Varianten den gleichen Nutzen aufweisen, sind die Jahreskosten ein Indikator für die ökonomische Effizienz.

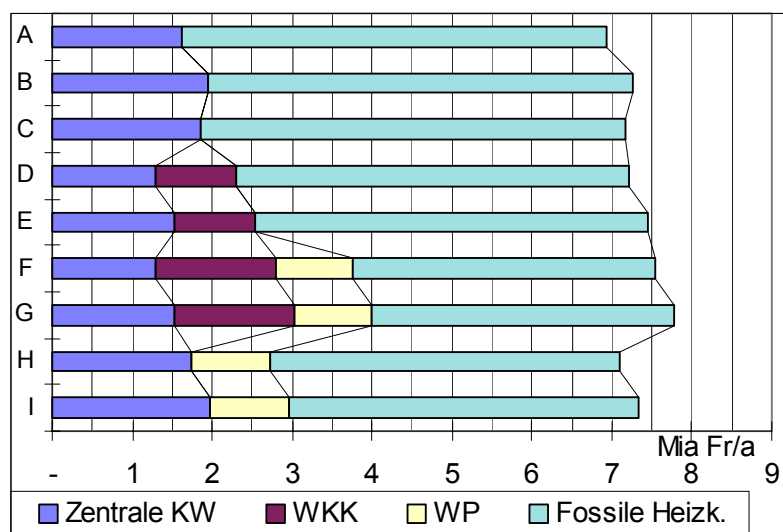


Bild 11: Struktur der Jahreskosten der neun schweizerischen Mankodeckungs-Varianten A bis I (ohne Basisangebot), aufgeteilt nach Energiesystemen (zuzüglich zu den Kosten der Basisentwicklung von ca. sechs Mia. Franken).

Die gesamten Jahreskosten der Mankodeckung der betrachteten Varianten betragen gut 7 Mrd. Franken pro Jahr, unter Einbezug der Basis rund 13 Mrd. Franken. Augenfällig ist, dass der Unterschied zwischen den Varianten relativ klein ist (höchstens 10%). Die Charakteristik der Unterschiede zwischen den Varianten folgt einem ähnlichen Muster wie die Investitionskosten: Die Varianten mit nuklearer Stromerzeugung sind teurer als die vergleichbaren mit fossiler Stromerzeugung. Die Varianten mit WP, diejenigen mit WKK und die kombinierten WP-WKK-Varianten weisen sukzessive leicht höhere Jahreskosten auf. Einzig die WKK- bzw. die WP-Varianten sind gegenüber den Investitionskosten in der Reihenfolge vertauscht.

Die Nivellierung der Unterschiede rührt u.a. daher, dass die hohen Investitionskosten der Varianten mit Nuklearenergie über einen längeren Zeitraum abgeschrieben werden als die fossilen zentralen Kraftwerke (40

bzw. 20 Jahre) und dass die investitionsleichten fossil-thermischen Kraftwerke Brennstoffkosten-intensiver sind, wie aus Bild 12 ersichtlich ist (zu vergleichen sind paarweise A/C, D/E, F/G, H/I).

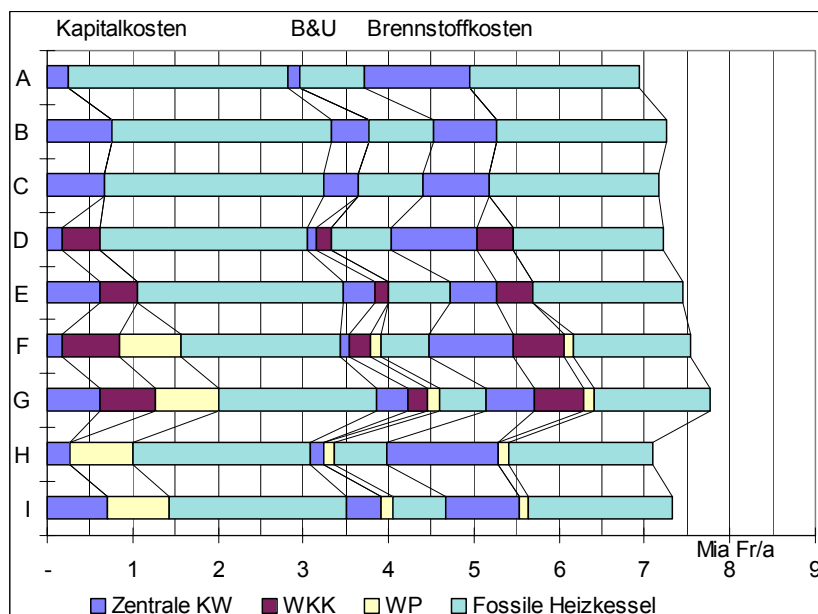


Bild 12: Struktur der Jahreskosten der neun schweizerischen Mankodeckungsvarianten A bis I (ohne Basisangebot), aufgeteilt nach Kostenart und Energiesystemen.

Die bei den Investitionskosten ersichtliche Dominanz der Gebäudeanlagen wird bei den Jahreskosten etwas gebrochen, da die Unterschiede zwischen den spezifischen Unterhalts- bzw. Brennstoffkosten kleiner sind. Die Jahreskosten des Bereichs zentrale Stromerzeugung liegen zwischen 17 und 27% des Totals der betrachteten Varianten.

Bei allen Varianten fällt fast die Hälfte (40 bis 50%) der Jahreskosten auf die Kapitalkosten. Wichtig sind aber auch die Brennstoffkosten, die mit einem Drittel bis zu 45% zu Buche schlagen. Von eher untergeordneter Bedeutung sind demgegenüber die Betriebs- und Unterhaltskosten mit rund 15%. Wie aus Bild 12 ersichtlich, sind die Unterschiede des Totals der Varianten gering, weil sich verschiedene Trends gegenseitig beinahe aufheben. So sind kapitalintensivere Anlagen weniger Brennstoffkosten-intensiv und umgekehrt. Da die Unterschiede der spezifischen Gestehungskosten der eingesetzten Anlagen nicht sehr gross sind, gilt dies natürlich auch für das Totalergebnis. Ausserdem werden sie nivelliert, da die Varianten einen gemeinsamen Sockel von Anlagen aufweisen, welcher beinahe 40% ausmacht.

SCHLUSSFOLGERUNGEN

Will man Verpflichtungen auf nationaler und internationaler Ebene durch Handeln in der Schweiz nachkommen d.h. die Treibhausgas-Emissionen stabilisieren resp. reduzieren, darf der Verbrauch fossiler Brennstoffe nicht wesentlich steigen. Für eine Verringerung des Verbrauchs fossiler Brennstoffe spricht ausserdem die damit erreichbare Reduktion von Luftschadstoffen wie NO_x, CO, SO_x, NMVOC oder Partikel, deren direkten oder indirekten Auswirkungen auf Gesundheit und Umwelt unter speziellen Bedingungen bereits heute spürbar werden (troposphärische Ozonbelastung). Aus der Analyse von Varianten der zukünftigen Energieversorgung können folgende Schlüsse gezogen werden:

- ✓ Die verschiedenen Anlagentypen oder Kombinationen davon müssen immer im Kontext der landesweiten Energieversorgung, insbesondere der Infrastruktur, betrachtet werden. Vergleiche auf Anlagenebene sind in Bezug auf Entscheidungsfindungen ungenügend.
- ✓ Keine der definierten Varianten kann eindeutig favorisiert werden.
- ✓ Ein Technologiemix scheint attraktiv zu sein. Bezüglich der dezentralen Versorgungsvarianten führt das Überschreiten von massvollen Expansionsmengen dazu, dass die Vorteile vermindert werden und die Nachteile dominieren. Insbesondere sind die Potenziale der erneuerbaren Energien, der WKK, aber auch der WP begrenzt und die Kosten nehmen mit zunehmender Potenzialausschöpfung zu.

Bei der Stromproduktion soll betreffend Treibhausgase und Luftschadstoffe soweit wie möglich am bestehenden Mix Wasserkraft/Kernenergie festgehalten werden. Saisonale Zusatzkapazitäten – verursacht durch die Zunahme von Wärmepumpenheizungen – werden vorteilhaft durch moderne zentrale Kombi-Kraftwerke oder kostengünstige WKK-Anlagen mit hohen elektrischen Wirkungsgraden gedeckt.

Unter den fossilen Versorgungsoptionen schneidet die Kombination Kombi-Kraftwerke mit hoch effizienten WP besser ab als die Kombination WKK-WP. Dabei muss betont werden, dass das Potenzial hoch effizienter WP durch die limitierte Verfügbarkeit von geeigneten Wärmequellen und günstigen Rahmenbedingungen seitens der Gebäude beschränkt ist. Bei tieferen resp. durchschnittlichen jährlichen Nutzungsgraden der WP (Bezugsjahr 2030) kann die WP-WKK-Strategie die Kombination WP-Kombi-KW bezüglich Treibhausgas-Emissionen übertreffen, falls moderne motorbetriebene WKK-Anlagen im höheren Leistungsbereich oder Brennstoffzellen für die Stromversorgung der WP eingesetzt werden.

Die Unterschiede der Jahreskosten für die Varianten sind klein. Stärker differiert die Struktur der Jahreskosten sowie der Investitionskosten, was einen Einfluss auf den Flexibilitätsgrad der verschiedenen Varianten hat. Die Varianten mit Kernenergie bedingen hohe Investitionen, die lange gebunden bleiben. Dafür sind sie – im Gegensatz zu den fossil basierten Varianten – nur wenig anfällig auf Schwankungen der Brennstoffpreise.

Tiefe Stromgestehungskosten sind in zentralen Grossanlagen zu erzielen. Aber auch dezentral kann – in beschränktem Umfang – Strom wirtschaftlich erzeugt werden, z.B. in grossen Raumwärme-WKK-Anlagen und in industriellen WKK-Anlagen. Die spezifischen Stromgestehungskosten der WKK hängen in erster Linie von der Anlagengrösse und erst in zweiter Linie von gebäudeseitigen Rahmenbedingungen ab. Es wird erwartet, dass die Kosten von WKK-Anlagen weiter sinken werden – im kleinen Leistungsbereich stärker als im grossen. Wärmeseitig weisen auch die Wärmepumpen ein beachtliches Kostensenkungspotenzial auf, da sich die industrielle Fertigung im kleinen Leistungsbereich mit hohen Jahresnutzungsgraden durchsetzen wird.

Brennstoffzellen versprechen, neue Wege der Energieversorgung zu öffnen, speziell im dezentralen Markt. Aus technischer Sicht sprechen vor allem die erwarteten hohen und von der installierten Leistung unabhängigen elektrischen Wirkungsgrade für diese Systeme, die ausserdem ein exzellentes Teillastverhalten, geringe Geräusch- und fast keine direkten Luftemissionen aufweisen. Falls die prognostizierten Parameter zu wirtschaftlichen Kosten erreicht werden, könnten Brennstoffzellen in der zukünftigen Energieversorgung eine wichtige Rolle spielen. Durch die erwarteten hohen Stromkennzahlen wird zur Bereitstellung der Wärme relativ viel Brennstoff notwendig sein. Gleichzeitig kann aber auch eine beachtliche Menge Strom ins Netz geliefert werden, was vor allem aus ökonomischer Sicht wünschenswert ist. Werden in einer bestimmten Anzahl von Gebäuden Brennstoffzellen statt konventionelle WKK-Anlagen installiert, so wird dieser zusätzliche Strom je nach Variante entweder Strom aus Kernkraftwerken oder Strom aus fossilen Anlagen ersetzen, was im ersten Fall eine Zunahme und im zweiten Fall ein Abnahme der fossil bedingten Luftemissionen bewirkt.

Aufgrund der im vorliegenden Projekt gemachten Erfahrungen können für das Handeln in kurz- bis mittelfristigem Zeitraum und beim momentan voraussehbaren Stand der Technik folgende Empfehlungen gemacht werden. Dabei ist vorauszuschicken, dass die Aussagen nicht ohne weiteres auf unterschiedliche WP- oder WKK-Anteile extrapoliert werden dürfen:

- ✓ Vermehrter Einsatz von regenerativen Energiequellen, wobei vor allem wärmeseitig signifikante Anteile erreicht werden können. Die PSI-Studie [4,13] weist einen maximalen Anstieg von heute 17 PJ auf rund 61 PJ aus.
- ✓ Forcierte Nutzung von Wärmepumpen für die Bereitstellung von Heizwärme bei günstigen Voraussetzungen. Der Einsatz von fossilen Brennstoffen kann durch Wärmepumpen optimiert werden. Tiefe Kosten fallen an bei kleinen Anlagen, bei vorhandener Niedertemperaturheizungsverteilung und bei günstig zu erschliessenden Wärmequellen.
- ✓ Rationelle Nutzung von fossilen Energieträgern in WKK-Anlagen in Kombination mit modernen Kesselanlagen in grossen Gebäuden und für die Prozesswärmebereitstellung.
- ✓ Nutzung von WP, um den Einsatz von fossilen Brennstoffen optimal zu nutzen und damit die ökologischen Auswirkungen zu reduzieren. Dabei ist die Kombination Kombikraftwerke-WP der Kombination WKK-WP vorzuziehen.

AUSBLICK

Eine ganzheitliche Beurteilung sollte weitere Faktoren berücksichtigen, wie die Risiken schwerer Unfälle, Abfälle, Emissionen in Wasser und sozio-ökonomische Aspekte, insbesondere die Auswirkungen auf den Arbeitsmarkt und die Innovationsfähigkeit der Wirtschaft. Im Projekt GaBE werden diese Fragen weiter untersucht und es wird ein Werkzeug entwickelt, welches die Analyse von Energiesystemen und Versorgungsszenarien in einer integrierten Weise erlaubt (Multikriterienanalyse).

Ausserdem müssen die angenommenen Rahmenbedingungen, wie die prognostizierten Entwicklungen der Strom- und Wärmenachfrage und des Energieträgermixes, im Sinne einer Sensitivitätsanalyse hinterfragt werden. So wurden im Projekt GaBE die hier gezeigten neun Varianten unter Berücksichtigung eines starken Ausbaus neuer erneuerbarer Energien und der Nutzung von Sparpotenzialen untersucht [4,5,6]. Es wird angenommen, dass bei der Wärmeversorgung die Sparmassnahmen/Effizienztechniken und die erneuerbaren Energiesysteme weitere 90 PJ an fossilen Heizkesseln ersetzen. Stromseitig wird das Manko um 10'000 GWh reduziert und zusätzlich mit 1'500 GWh neuen erneuerbaren Energien gedeckt. Das übrigbleibende Manko wird nach den gleichen Grundsätzen wie in den Dezentralvarianten gedeckt. In Bezug auf Treibhausgas-Emissionen und Jahreskosten können die neuen Varianten in zwei Gruppen zusammengefasst werden.

- ✓ Könnte man durch Sparmassnahmen den Wärmebedarf gegenüber heute um 10% senken, den Strombedarf auf dem Niveau von heute halten und den Anteil neuer erneuerbarer Energien markant erhöhen, würden die Treibhausgas-Emissionen leicht unter das Niveau von 1990 sinken, auch wenn auf die Kernenergie verzichtet und ein grosser Teil der Versorgung fossil erzeugt wird. Diese Variante führt aber zu wesentlich höheren Kosten.
- ✓ Eine gegenüber heute grosse Treibhausgas-Reduktion bringt die Variante mit nuklearer Stromversorgung, kombiniert mit den Sparmassnahmen und der stark forcierten Erhöhung der erneuerbaren Energien. Allerdings wäre dies noch etwas teurer.

Die Untersuchungen zeigen, dass auch hier keine der Varianten nur Vorteile bietet. Es ist ein Energiemix anzustreben, der ökologische und ökonomische Gesichtspunkte berücksichtigt. In die Überlegungen zur Reduktion von Treibhausgasen müssen auch alle anderen Bereiche einbezogen werden, insbesondere der Verkehr, welcher in der Schweiz für rund ein Drittel der CO₂-Emissionen verantwortlich ist.

REFERENZEN

- [1] U. Gantner, M. Jakob und S. Hirschberg, „Methoden und Analysen - Grundlagen sowie ökologische und ökonomische Vergleiche von zukünftigen Energieversorgungsvarianten der Schweiz“, Schlussentwurf, Beitrag zum VSE-Projekt „Dezentral - Möglichkeiten, Grenzen und Auswirkungen einer verstärkt dezentralen Stromproduktion aus nicht erneuerbaren Energieträgern“, Arbeitsmaterial, Villigen (1999)
- [2] Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, „Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung in der Schweiz bis zum Jahr 2030“, VSE, Zürich (1995)
- [3] R. Dones, U. Gantner, S. Hirschberg, G. Doka and I. Knöpfel, „Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland“, PSI-Bericht Nr. 96-07, Villigen (1996)
- [4] S. Hirschberg (Ed.), „Energiespiegel – Facts für die Energiepolitik von Morgen“, Nr.1/1999, Newsletter des Projektes GaBE, Paul Scherrer Institut, Villigen (1999)
- [5] S. Hirschberg (Ed.), „Energiespiegel – Facts für die Energiepolitik von Morgen“, Nr.2/2000, Newsletter des Projektes GaBE, Paul Scherrer Institut, Villigen (2000)
- [6] U. Gantner, M. Jakob, S. Hirschberg, „Perspektiven der zukünftigen Energieversorgung in der Schweiz unter Berücksichtigung von Nachfrage-orientierten Massnahmen – Ökologische und ökonomische Betrachtungen, Hintergrundpapier zu Energiespiegel Nr. 1 und Nr. 2, basierend auf [1], Villigen (2001)
- [7] H. Reichenbach, J. Hubler, „Investitionskosten Gas-WKK-Anlagen in bestehenden Gebäuden“, im Auftrag des PSI, IWK, Zürich, (1997)
- [8] M. Zogg, „Modifizierte Anforderungsliste zur SRHP Swiss Retrofit Heat Pump für ein gemeinsames Projekt der drei erstplazierten Bewerber“, Oberburg (1997)

-
- [9] Prognos AG, „Energieperspektiven der Szenarien I bis III 1990 bis 2030 - Synthesebericht“, Forschungsprogramm Energiewirtschaftliche Fragen, Bundesamt für Energiewirtschaft Bern, (1996)
 - [10] Wüest & Partner, „Basisdaten und Perspektiven zur Entwicklung des Gebäudeparks 1990 - 2030“ Arbeitsbericht, Zürich (1994)
 - [11] M. Jakob, „Auswertung von Gebäudedatenbanken zwecks Bestimmung der Grössen von Gebäuden und existierenden Nahwärmeverbunden“, interne Arbeitsdokumentation, PSI, Villigen (1999)
 - [12] W. Baumgartner, „Energetische Grundlagen zur Ermittlung der WKK-Potential in der Industrie“, Positionspapier zu Händen des PSI, BASICS, Zürich, (1998)
 - [13] U. Gantner und S. Hirschberg, „Entwicklung der Nutzung regenerativer Energiequellen in der Schweiz“, Beitrag zum Schlussbericht der SATW-Arbeitsgruppe „CH 50 % - Eine Schweiz mit halbiertem Verbrauch an fossilen Energien“, (1999)
 - [14] Dr. Eicher + Pauli, IWK und weitere, Abklärungen und WKK-Studien auf Betriebsniveau von verschiedenen Industriebetrieben in den Branchen Chemie, Papier, Nahrungsmittel, Zement, Ziegelei
 - [15] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), „Climate Change 1995 – The Science of Climate Change – Summary for Policy Makers“, Cambridge University Press, Cambridge, UK (1996)

**Anhang 2: 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies,
Cairns, Australia, 13 – 19 August 2000****TOTAL GREENHOUSE GAS EMISSIONS AND COSTS OF ALTERNATIVE SWISS ENERGY
SUPPLY STRATEGIES**

U. Gantner, M. Jakob, S. Hirschberg
Paul Scherrer Institute
CH-5232 Villigen PSI, Switzerland

ABSTRACT

This paper addresses the performance of the future options for the Swiss energy supply, with regard to greenhouse gas emissions and costs. Technological advancements expected for the next 20 years are fully credited. Particular attention is given to the potential contributions of decentralised cogeneration systems, heat pumps, renewables and energy conservation. The ecological analysis is based on Life Cycle Assessment. The results show that the replacement of current nuclear plants by advanced fossil systems is not compatible with policy goals aiming at reductions of greenhouse gas emissions. With the strategy based on nuclear energy, combined with strong promotion of renewables and conservation measures these objectives can be met and additional reductions may be achievable. The associated costs are, however, significantly higher than the ones for the current Swiss energy supply system.

INTRODUCTION

In the frame of the project "Comprehensive Assessment of Energy Systems – GaBE" different future energy systems for the production of heat and electricity were studied. Based on anticipated developments of electricity and heat demand until year 2030 a number of Swiss supply options was established. They are composed of varying shares of central fossil and nuclear power plants, cogeneration (CHP), heat pumps (HP) and conventional heat systems, with hydro power as the common base for all considered electricity supply mixes. Technological improvements were consistently credited when evaluating the various supply options and Life Cycle Assessment (LCA) was employed for the estimation of the total emissions of major pollutants. Furthermore, strong promotion of energy conservation and new renewable energy systems were taken into account. In order to avoid arbitrary allocation of emissions of major pollutants and costs associated with cogeneration to electricity and heat components, the total heat and electricity demand was considered as the basic characteristic of the options. Apart from technical advancements the analysis takes into account the expected developments within the building sector (rates for new constructions and for renovation of the existing ones), cost developments associated with the considered energy systems and their substitution rates in buildings, as well as operational and economic aspects. The paper describes the analysis methodology and compares the different future supply options with respect to greenhouse gas (GHG) emissions as well as the associated costs. Moreover, the paper addresses the environmental performance of system combinations, such as HP driven by CHP versus HP driven by combined cycle plants (CC).

METHODOLOGY

When CHP plants have been considered as a component of interest for the future electricity supply, a split of pollutant emissions and costs between the two products has frequently been practised in comparative analyses between systems. As these allocations are subject to arbitrariness we adopt a broader approach which lumps together the future demand for heat and electricity. In this way one avoids arbitrary allocations which would lead to considerable differences depending on the choice of specific criteria. In Fig. 1 the criteria "Energy" and "Exergy" mean that the split of total emissions from the whole energy chain occurs according to the energy and exergy content, respectively. If electricity is the product of main interest, all emissions and expenses are allocated to electricity. Another often used option is to credit bonuses for the substitution of existing plants. These merely fictitious emissions depend on the ecological performance of the system to be substituted relative to the CHP plant. A third method, "Increased Consumption", compares the production of useful heat from a conventional heating system with that of a CHP plant. Because of their lower thermal efficiency CHP plants consume more fuel. The additional use of fuel is allocated to the electricity production.

From the ecological point of view, the use of allocation method for the comparison of energy systems has limited relevance. Other aspects seem to be much more important than the distribution of emissions and costs between the products. Thus, the energy carriers used should be optimally transformed, the energy produced used effectively and the total emissions and costs minimised. Consequently, all energy scenarios considered in the present work were evaluated on the basis of the associated demand of both electricity and heat without any weighting between them.

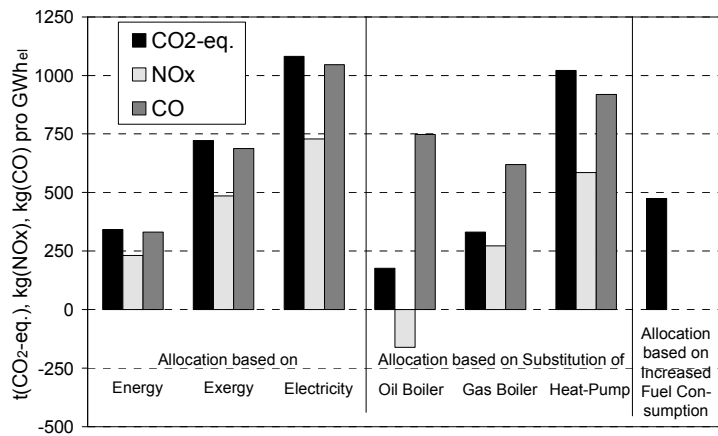


Fig. 1: Results for LCA-based emissions using a number of allocation criteria for a current CHP plant.

To analyse future energy scenarios in a comprehensive way many topics have to be investigated: (a.) Systems Analyses: technical, ecological and economical developments and market prospects; (b.) Country-wide Boundary Conditions: projection of energy demand, possible developments of the electricity supply and the heat production parks, role of new supply and conservation technologies, analyses of the building park regarding refurbishment and substitution rates and analyses of future supply options.

(a.) Systems Analyses:

The consistent comparison of plants and supply options reflects technological advancements expected to be fully available for the implementation in the period around year 2020. To guarantee fair ecological comparisons, the whole energy chains are examined by means of LCA. This “cradle to grave” approach stretches the scope from the stage of extracting raw materials from the environment through downstream processes, with each stage in the energy chain being decomposed into construction, operation and dismantling phases. With respect to spatial boundaries all energy and material fluxes are accounted for, regardless of geographic or political boundaries. Input of materials, energy and transportation needs as well as disposal services are considered in connection with all stages of an energy chain (incl. construction machines and materials for infrastructure).

Starting from today’s technologies those parameters were identified where major changes can be expected [Dones et al., 1996], [Gantner et al., 2000]: for natural gas systems the reduction of leakage rate in the long-range transport via pipeline and increased efficiency of the power plants; for oil systems fuel switch to oil extra light and increased efficiency of the power plants; for nuclear systems, improved decommissioning of uranium mines/mills, use of less energy intensive enrichment processes, increased efficiency of power plants; for hydro power improvements of turbine efficiency; and, for heat pumps (HP), use of working fluids with much lower global warming potential and increased yearly coefficients of performance. Moreover, for all considered new renewable systems such as photovoltaic, wind, biomass, collectors, deep heat mining, etc., the expected improvements in efficiency, direct emissions as well as advancements in production processes were considered and optimistic-realistic potentials estimated [Gantner et al., 1999]. Apart from purely technical parameters changes in regulations can play an important role as well.

On the side of economy, the full costs are calculated. Investments which have to be made at different points in time are expressed as costs per year, considering the specific lifetime of the components. For the comparison of specific electricity generation costs of different CHP plants the heat of the CHP plant is evaluated in relation to the marginal costs of heat generation, that is, using the full generation costs of a conventional heating system.

(b.) Country-wide Boundary Conditions:

In addressing the future heat and electricity demand, a wide spectrum of boundary conditions is considered. These are, concerning electricity, the development of the current power plant park, lifetime of the plants, the availability and market expansion of new technologies and the development of the yearly consumption. These elements define the future electricity supply deficit due to retirement of the currently operating systems, which will be covered by one or several of the options being considered. The future heat supply needs can be assessed quite reliably, based on the current building park, the construction and refurbishment rates and specific improvements of the energy relevant features of these buildings (predicted evolution of Reference Energy Areas (REA) and specific useful energy (MJ/m²/a)). In order to enable the allocation of appropriate heat systems, the

building park was additionally divided according to sizes. This leads to seven classes based on the energy-relevant areas and five classes based on the status of the buildings. The demand for process heat depends on general economic developments and is therefore more difficult to predict. The projected developments are based on studies made in connection with the "Energy Perspectives" activities of the Swiss Federal Office of Energy [Prognos AG, 1996]. Thus, we first generate a consistent set of data which defines the electricity supply gap and the heat demand expected for year 2030, including the more detailed demand specification within the various categories. Moreover, a "base" development was assumed considering the very likely developments of renewables, HP and CHP, used in all supply options [Gantner et al., 2000].

When assessing the total supply options for Switzerland, especially when allocating plant shares to the specific categories, along with the construction and refurbishment rates, other parameters must be considered. These include not only the development of the investment and operation costs but also construction costs associated with the substitution of old heating systems by new technologies. In the case of CHP, so-called cost-levels were defined, taking into account construction and implementation costs that can differ considerably depending on the building characteristics. Apart from that, the economic factors affecting the different categories must be considered. Upon evaluation of all these factors, the CHP plants and HP are apportioned, as realistically as possible, to the different building and industrial application categories.

ECOLOGICAL AND ECONOMIC PARAMETERS OF FUTURE TECHNOLOGIES

Table I shows some key parameters and selected emissions to air based on LCA of the full energy chains for the most important future systems for Switzerland. The performance scale for CHP covers the range from smallest applications for use in one-family houses up to industrial plants. For engine driven CHP plants one has to differentiate between lean and stoichiometric combustion as well as different ignition technologies, taking into consideration the corresponding abatement technologies which become legally required. Modern CHP systems with an electrical power level of several hundred 100 kW upwards show a trend towards increased electrical efficiency of 40 to 50 % with total fuel utilisation factor of 80 to 90 %. Small engine driven systems will remain at a relatively low electrical utilisation of 25 %. For these systems a major innovation is a new control system which eliminates the need for a conventional back-up system. Furthermore, LCA was carried out for a natural gas driven high temperature solid oxide fuel cell (SOFC), providing domestic heat and hot water. Despite low power level, electrical efficiency of more than 50 % and a total fuel utilisation of up to 100 % is expected to be achieved.

Table I: Technical parameters, LCA-based emissions & generation costs for future energy systems.

	Installed Power	Electric Efficiency	Thermal Efficiency	SOx-Emissions	GHG-Emissions	Generation Costs †
Electricity	MWe			kg/GWhel	t/GWhel	Rp./kWhel
Hydro Power	up to 1800	80–90%	-	7	4	4–30 (Ø: 8)
Nuclear	1300	33%	-	33	6	6.5
CC Gas	600	60%	-	153	389	5.9
CC Oil	600	60%	-	888	549	6.1
Photovoltaic	0.003	18%	-	146	40	45
Wind Power CH	0.6	-	-	137	36	21
Cogeneration	MWe			kg/GWhel	t/GWhel	Rp./kWhel
CHP Gas $\lambda=1$	0.007 to 0.5	25–39%	60–48%	590–248	1095–631	18–12
CHP Gas lean	0.05 to 0.5	33–42%	55–45%	306–248	822–642	16–12
CHP Gas/Diesel	1	45%	40%	256	622	6.5–8
CHP Diesel	0.007 to 1	25–48%	60–37%	2135–763	1391–712	20–6.5
CHP SOFC	0.004	45%	50%	853	596	n.a.
CHP GT Gas	30	33%	52%	176	708	6.5
CHP GT Oil	30	33%	52%	1026	1000	6.5
Heating	MWth			kg/GWth	t/GWth	Rp./kWth
Boiler Gas	0.01 to 1	-	102–95%	126–101	258–277	17–5
Boiler Oil Extra Light	0.01 to 1	-	96%	511–529	353–348	21–5
Boiler Oil Heavy	5	-	92%	1807	377	4
Heat Pump Air	0.01	-	4.2 #	32 ††	8.4 ††	18
Heat Pump Soil	0.01	-	5 #	43 ††	11.5 ††	17
Heat Pump Water	0.01/0.165	-	5.5/6 #	43/22 ††	11.5/5.5 ††	22/5

† 1CHF=100Rp.; 1US\$~1.6CHF

Yearly coefficients of performance (COP)

†† Full energy chains without accounting direct electricity consumption for operation

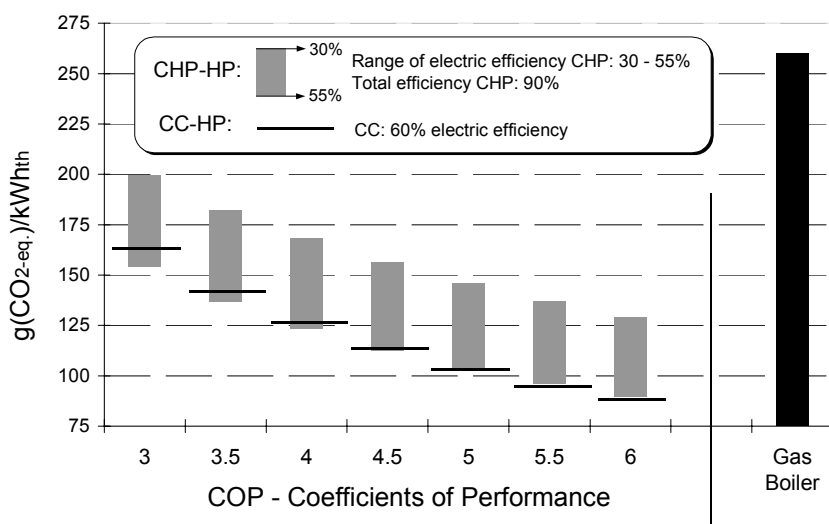


Fig. 2: GHG emissions of HP with different COP, driven by CHP and CC plants.

Figure 2 compares GHG emissions from HP with different yearly coefficients of performance (COP) using electricity from CHP and CC plants, respectively. The electric efficiency of CHP must exceed 50 % (with a constant total efficiency of 90 %) to compete with modern CC plants. The higher the COP the better the situation for CC-driven HP. Concerning GHG both combinations CHP-HP and CC-HP are clearly favourable in comparison to a conventional gas boiler. Analysing air pollutants such as NO_x or CO the advantages of CC plants turn out even much clearer.

ANALYSIS OF SUPPLY OPTIONS

Two sets of energy supply options were analysed: (i) the supply gap is covered by future energy systems; (ii) the supply gap is reduced by additional energy savings (electricity: 10 TWh, heat: 19.5 TWh) and further increase in new renewables (electricity: plus 1,5 TWh, heat: plus 6 TWh).

Table 2: Composition of future energy supply options A to I for Switzerland; Set (i).

Supply Option	A	B	C	D	E	F	G	H	I	
Heat in TWh	Conventional Boilers		73.5		67.6		57.3		65.7	
	Co-generation		5.1		11.1		13.6		5.1	
	Heat Pumps		6.7		6.7		14.4		14.4	
	Renewables		6.9		6.9		6.9		6.9	
	Others		5.6		5.6		5.6		5.6	
Electricity in TWh	Nuclear	-	27	22	-	22	-	22	-	22
	Combined Cycle	27	-	5	22	-	22	-	28.9	6.9
	Co-generation	3.5	3.5	3.5	8.5	8.5	10.4	10.4	3.5	3.5
	Hydro	34	34	34	34	34	34	34	34	34
	Other Renewables	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3

Table 3: Composition of future energy supply options A+ to I+ for Switzerland; Set (ii).

Supply Option		A ⁺	B ⁺ C ⁺	D ⁺	E ⁺	F ⁺	G ⁺	H ⁺	I ⁺
Heat in TWh	Conv. Boilers		48.1		42.2		31.9		40.4
	Co-generation		5.1		11.1		13.6		5.1
	Heat Pumps		6.7		6.7		14.4		14.4
	Renewables		12.8		12.8		12.8		12.8
	Others		5.6		5.6		5.6		5.6
Electricity in TWh	Nuclear	-	15.5	-	10.5	-	10.5	-	17.4
	Combined Cycle	15.5	-	10.5	-	10.5	-	17.4	6.9
	Co-generation	3.5	3.5	8.5	8.5	10.4	10.4	3.5	3.5
	Hydro	34	34	34	34	34	34	34	34
	Other Renewables	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8

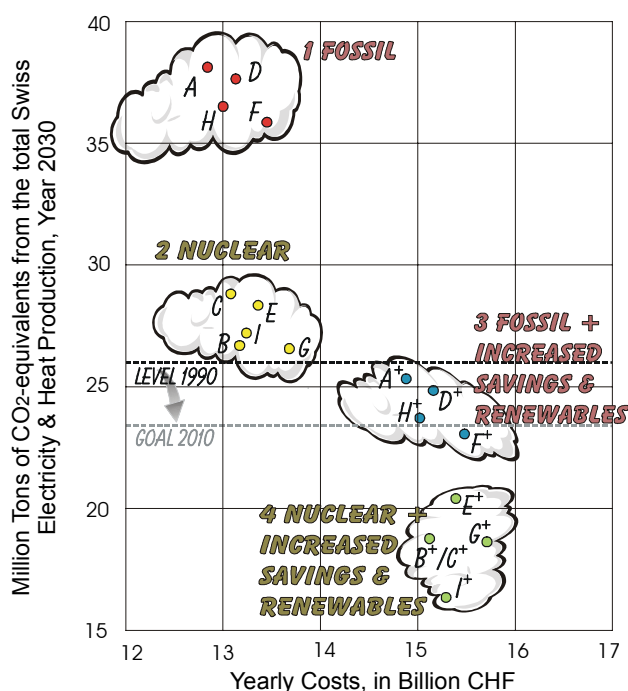


Fig. 3: GHG Emissions and yearly costs for the supply mixes for Switzerland 2030.

Although total emissions and residuals associated with the full energy chains are only a surrogate measure of environmental impacts, they give a hint as to the "ranking" of the different options. To be able to say more about the environmental effects, the situation at the place of emissions as well as local/regional and temporal influences such as topography and weather conditions must be considered. Nevertheless, the comparison of total emissions of energy supply options can be viewed as an instructive method for the strategic evaluation of future energy supply strategies. For the analysed future mixes the GHG emissions and the emissions of air pollutants CO, NO_x, SO_x, NMVOC and particulate matter, were estimated. Besides the environmental effects, the economic efficiency plays an important part in the planning of the future energy supply. Therefore, the annual costs of the supply options were calculated. The production costs together with other factors indicate in which direction it would be desirable to change the boundary conditions, in order to optimise the allocation of resources. Figure 3 shows the total GHG emissions and the yearly costs for the 18 analysed future energy supply mixes for Switzerland. The supply mixes belong to four groups:

- ✓ 1 Fossil: 46 % of the electricity and most of the heat is fossil, resulting in highest GHG loads and lowest costs. Differences between the options: D/H have an increased share of CHP, H/F an increase in HP, which lead to lower GHG emissions but higher costs in both cases.
- ✓ 2 Nuclear: 41 % of the electricity is produced by nuclear. GHG emissions are clearly lower than in group "Fossil", but slightly more expensive. Differences within the group: B uses mainly conventional boilers, E/G have increased shares of CHP, and G additional HP. C/I assume that nuclear power remains at today's level and is supplemented by CC. I contains as much HP as G, which explains reduction in GHG emissions and increase in costs comparing with C.
- ✓ 3 Fossil + increased Savings & Renewables: Similar to "Fossil", but with increased share of new renewables and promotion of energy conservation.
- ✓ 4 Nuclear + increased Savings & Renewables: Similar to "Nuclear", but with increased share of new renewables and promotion of energy conservation. This group has the lowest GHG emissions and the highest costs.

CONCLUSIONS

Given the Swiss commitments on the national and international level to reduce GHG emissions, the use of fossil fuels should not be extended. Keeping the current hydro- and nuclear-based configuration of electricity supply, or replacing the nuclear power plants with fossil ones and simultaneously strongly promoting conservation, HP and new renewable systems, would allow stabilisation of the GHG emissions from electricity and heating sectors at the 1990 level. The latter mentioned alternative is, however, much more expensive. On the other hand significant emission reductions much below the Kyoto level, would be feasible by combining nuclear electricity with strong promotion of conservation measures, HP and new renewables. The associated yearly costs would in this case be much higher than today; this applies also to the corresponding fossil-based option. The reduction of the uses of fossil fuels would be also favourable in view of the direct and indirect health and environmental impacts of such pollutants as NO_x, SO_x, CO, NMVOC and particulate matter. Some of these impacts which occur under specific conditions are already considerable.

Taking into account the currently expected technological advancements some recommendations can be made based on the findings: (i) Enhanced use of new renewable sources - significant contributions can be achieved particularly on the heating side; (ii) Increased use of HP for the generation of space heating given favourable conditions (low costs of small units, availability of distribution net for low temperature heat, and/or availability of heat source that can be easily tapped); (iii) Use of CHP plants in combination with modern boilers in large buildings and for the production of process heat; (iv) Use of HP as a means of optimising the consumption of fossil fuels in CHP and reducing the environmental burdens.

REFERENCES

- Dones et al. (1996). Dones R. (Ed.), Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland, PSI Report No.96-07, Villigen, (1996).
- Gantner et al. (1999). Gantner U., Hirschberg S., Entwicklung der Nutzung regenerativer Energiequellen in der Schweiz, contribution to CH 50 % - Eine Schweiz mit halbiertem Verbrauch an fossilen Energien, Swiss Academy of Technology and Science; Zurich, (1999).
- Gantner et al. (2000). Gantner U., Jakob M., Hirschberg S., Methoden und Analysen - Grundlagen sowie ökologische und ökonomische Vergleiche von zukünftigen Energieversorgungsvarianten der Schweiz, Schlussentwurf, Arbeitsmaterial, Villigen, (1999).
- Prognos AG (1996). Prognos AG, Energieperspektiven der Szenarien I bis IV 1990 bis 2030, Swiss Federal Office of Energy, Bern, (1996).