



CH9900026

PSI Bericht Nr. 98-17
Dezember 1998
ISSN 1019-0643

PAUL SCHERRER INSTITUT



Project GaBE: Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen

Strommix in Ökobilanzen Auswirkungen der Strommodellwahl für Produkt- und Betriebs- Ökobilanzen

Ménard M., Dones R. und Gantner U.

L

30 - 40

Paul Scherrer Institut
CH - 5232 Villigen PSI
Telefon 056 310 21 11
Telefax 056 310 21 99

Projekt GaBE
Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen

Strommix in Ökobilanzen

Auswirkungen der Strommodellwahl für
Produkt- und Betriebs-Ökobilanzen

im Auftrag von VSE/INFEL

Martin Ménard, Roberto Dones, Urs Gantner

November 1998

Paul Scherrer Institut
CH-5232 Villigen PSI

Inhaltsverzeichnis

ZUSAMMENFASSUNG	III
ENGLISH SUMMARY	VII
1. EINLEITUNG.....	1
1.1 HINTERGRUND UND PROBLEMSTELLUNG.....	1
1.2 PROJEKTZIELE.....	1
2. STROM IN ÖKOBILANZEN	3
2.1 WAS IST EIN STROMMIX.....	3
2.2 BISHERIGE ENTWICKLUNG VON STROMMODELLEN.....	3
2.2.1 Ungelöste methodische Probleme bei der Definition von Strommodellen.....	5
3 GEOGRAPHISCHE ABGRENZUNG VON STROMMIXEN	7
3.1 STROMERZEUGUNG UND -HANDEL IN EUROPA.....	7
3.2 STROMIMPORT UND -EXPORT	8
3.2.1 Import/Export-Modelle	8
3.2.2 Datenbasis: physikalische oder vertragliche Stromflüsse.....	12
3.2.3 Abschätzung des Stromtransits durch die Schweiz.....	15
3.2.4 Eigenschaften und Anwendungsgebiet der Import/Export-Modelle	17
3.2.5 Auswirkungen der Import/Export-Modelle für die Schweiz.....	18
3.3 REGIONALE STROMMIXE.....	22
3.4 EIGENPRODUKTION	25
3.5 DIREKTE BEZUGSVERTRÄGE (THIRD PARTY ACCESS, GREEN PRICING)	26
4. ZEITLICHE ABGRENZUNG VON STROMMIXEN.....	29
4.1 SAISONALE UND TAGESZEITLICHE STROMMODELLE.....	29
4.2 ZUKUNFTSBEZOGENE STROMMIXE	32
4.3 MARGINALER STROMMIX	35
4.3.1 Das Konzept marginaler Strommixe	35
4.3.2 Anwendungsgebiete marginaler Strommixe.....	35
4.3.3 Berechnung marginaler Strommixe	36
4.4 KLIMABEDINGTE ERZEUGUNGSSCHWANKUNGEN	40
5 TECHNISCHE ABGRENZUNG	41
5.1 SPANNUNGSNIVEAU UND NETZVERLUSTE.....	41
5.2 WÄRMEKRAFTKOPPLUNG	41
6 BILANZBEWERTUNG UND STROMMODELLE	45
6.1 VERWENDUNG VERSCHIEDENER BEWERTUNGSMETHODEN	45
7 ANWENDUNG VON STROMMIXEN	49
7.1 ANWENDUNGSGEBIETE VON ÖKOBILANZEN	49
7.2 ANWENDUNGSBEISPIELE.....	50
7.2.1 Ökobilanz des Schweizerischen Bankvereins.....	50
7.2.2 Vergleich verschiedener Transportvarianten für den Transitgüterverkehr durch die Schweiz	54
7.2.3 Ökoinventare zukünftiger Stromversorgungsoptionen für die Schweiz.....	59
8 CHECKLISTE FÜR DIE WAHL VON STROMMODELLEN.....	67
9. SCHLUSSBEMERKUNG, WEITERER FORSCHUNGSBEDARF	75
LITERATURVERZEICHNIS.....	77
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS.....	83

ANHANG

A	GEOGRAPHISCHE ABGRENZUNG.....	87
A.1	STROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH IN EUROPA	88
A.2	AUSWIRKUNGEN DER IMPORT/EXPORT-MODELLE AUF DEN STROMMIX DER UCPTÉ-LÄNDER	89
A.3	ABSCHÄTZUNG DES STROMTRANSITS DURCH DIE SCHWEIZ	91
A.4	REGIONALE STROMMODELLE.....	93
A.5	ZEITLICH DIFFERENZIIERTER ERZEUGUNGSMIX DER SCHWEIZ	94
B	STROMERZEUGUNG IN DER SCHWEIZ UND EUROPA	95
C	MONATSBILANZ DER SCHWEIZERISCHEN STROMVERSORGUNG	105
D	WÄRMEDIKFTKOPPLUNG: ALLOKATIONSMETHODE EXERGIE.....	107
E	ÜBERBLICK ÜBER DIE ÖKOBILANZ METHODIK	109
E.1	GEGENWÄRTIGE PRAXIS	109
E.2	GRENZEN DER GEGENWÄRTIGEN WIRKUNGSABSCHÄTZUNGSMETHODEN	114
F	AUSWIRKUNGEN DER RADIOAKTIVEN EMISSIONEN AUF DIE GESUNDHEIT.....	117
G	ZUSAMMENGEFASSTE RESULTATE VON ÖKOBILANZEN HEUTIGER STROMERZEUGUNGSSYSTEME.....	119

Zusammenfassung

In den vergangenen Jahren erfolgte eine verstärkte Ausarbeitung und kontinuierliche Aktualisierung von detaillierten Inventaren von Energiesystemen. Sollen Elektrizitätsversorgungsmixe auf der Basis von Lebenszyklusanalysen (LCA - Life Cycle Assessment) für die Anwendung in Ökobilanzen von Produkten und Dienstleistungen berechnet werden, scheint es sinnvoll zu sein, diese so nahe wie möglich an der physikalischen Realität abzubilden.

Allerdings sind die benötigten Informationen für Ökobilanzanwender manchmal nicht leicht zugänglich oder es stehen unter Umständen nicht genügend Ressourcen zur Verfügung, um den identifizierten Strommix genau zu untersuchen. Ein Bedarf zur Entwicklung genauerer Strommodelle besteht insbesondere in den vier Bereichen: Berücksichtigung von Strom-Importen und -Exporten; Regional differenzierte Strommodelle; Zeitlich differenzierte Strommodelle; und Modelle für die zukünftige Stromversorgung.

Die vorliegende Studie wurde grösstenteils von der Informationsstelle für Elektrizitätsanwendung (INFEL) im Auftrag des Ressorts "Markt und Kunden" des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) unterstützt. Das Ziel der vorliegenden Arbeit war, die methodischen Probleme, die bei der Definition von Strommodellen bestehen, zu diskutieren und anhand von Fallbeispielen die Auswirkungen der verschiedenen Modelle auf die Resultate von Ökobilanzen zu analysieren. Dazu wurde dieser Bericht als Leitfaden für eine möglichst korrekte Ermittlung von Strommischen in Ökobilanzen konzipiert. Es wurde eine detaillierte Checkliste entwickelt, die dem Ökobilanzanwender einen systematischen Ansatz für die Wahl des geeigneten Strommixes aufzeigt. Neben der Art der Stromversorgung (vom Netz, Eigenproduktion, direkte Verträge), dem Spannungsniveau, dem Standort und dem Zeitpunkt der Nutzung sowie verschiedenen Import/Export-Modellen werden dem Anwender Grenzstrom- und Durchschnittsbetrachtungen erklärt und zur Verfügung gestellt.

Basierend auf drei veröffentlichten Ökobilanzen wird am Ende des Berichts der Einfluss der Strommodellwahl auf Ökobilanzen-Resultate illustriert. Als Beispiele dienten:

- a) Ökobilanz des Schweizerischen Bankvereins
- b) Vergleich verschiedener Transportvarianten für den Transitgüterverkehr durch die Schweiz
- c) Ökoinventare zukünftiger Stromversorgungsoptionen für die Schweiz

Obwohl in erster Linie für die Anwendung in der Schweiz geeignet, können die grundlegenden Konzepte, die Modelle und teilweise die dargestellten Daten auch für die Erstellung von Strommischen für andere europäische Länder verwendet werden.

In der Vergangenheit wurden prinzipiell drei Modelle für die Anwendung des durchschnittlichen schweizerischen jährlichen Stromversorgungsmix vorgeschlagen. Allerdings wird von keinem dieser Modelle die besondere Situation der Schweiz als Stromtransitland explizit berücksichtigt. Nur in einem Modell (im Bericht M2 bezeichnet) wurde der Transit implizit behandelt. Diese Lücke wird in dieser Studie mit einem neuen Strommodell (M4) geschlossen. Das Modell geht davon aus, dass der importierte Strom nur dann in der Schweiz genutzt wird, wenn der Verbrauch nicht mehr durch die inländischen Erzeugungskapazitäten

gedeckt werden kann. Mit anderen Worten: zeitgleiche Importe und Exporte werden als reine Transitflüsse interpretiert.

Als Datenbasis für eine Abschätzung des Importanteils am schweizerischen Verbraucher-Strommix ist die BfE-Statistik der vertraglichen Stromflüsse ungeeignet, weil die Aktivitäten schweizerischer Stromversorgungsunternehmen im europäischen Strommarkt und nicht der Stromaustausch der geographischen Schweiz (und der darin ansässigen Verbraucher) mit ihren Nachbarländern widerspiegelt wird. Dadurch werden die effektiven grenzüberschreitenden Stromflüsse in der BfE-Statistik im Jahr 1996 um rund 50% überschätzt, weshalb die vertraglich vereinbarten Stromflüsse, die im Prinzip eine ideale Informationsbasis für die Bestimmung von Strommischen in LCA wären, im Fall des schweizerischen Stromhandels nicht direkt nutzbar sind. Anstelle der jährlichen Energieflüsse an der Landesgrenze werden deshalb die momentanen physikalischen Leistungsflüsse untersucht und für das neue Modell M4 verwendet.

Alle existierenden Strommodelle werden im Bericht beschrieben und untereinander verglichen. Mit M4 liegt der maximale Transitanteil in den Jahren 1995-1996 bei 76% des gesamten Imports, gemäss M2 nur bei 33%. Unter Berücksichtigung der Stromtransite zeigen die Resultate bei Verwendung der Modelle M2 und M4, dass der fossile Anteil am durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch in der Schweiz mit 4% (M4) bis 8% (M2) bei einem Importsaldo von ca. 8% (M4) bis 23% (M2) im Jahresdurchschnitt relativ klein ist. Dementsprechend verhalten sich z. B. auch die Treibhausgas-Emissionen für den durchschnittlichen jährlichen Strommix in der Schweiz. Mit dem neu vorgeschlagenen Modell M4 betragen die Emissionen 48 g/kWh, während der Bereich der vier Modelle zwischen 21 g/kWh und 138 g/kWh liegt. Der Wert für den durchschnittlichen UCPTM-Mix liegt bei 497 g/kWh. Im Bericht werden für einige Beispiele die Resultate aller Modelle diskutiert.

Betreffend zeitlicher Aspekte, werden Stromverbrauch und -produktion in der Schweiz kommentiert. Für bestimmte Anwendungsfälle ist es sinnvoll nicht nur den Jahresdurchschnitt, sondern auch die wichtigsten saisonalen und zeitlichen Variationen zu kennen. Für die vorliegende Studie wurde dazu das neue Modell M4 angewandt. Den höchsten Anteil fossiler Energie wird mit 11% für Winternächte mit Nettostromimporten von ca. 28% des Landesverbrauchs berechnet. Der fossile Anteil dieser verschiedenen Strommische zeigt Schwankungen zwischen ungefähr 2% bis 11%.

Bezüglich der räumlichen Aspekte werden einige Schlüsselinformationen über die Struktur von Stromerzeugung und -handel in Europa gegeben. Die meisten anderen europäischen Länder sind aufgrund der Struktur ihres Kraftwerkparks (höherer Anteil fossiler Kraftwerke) wesentlich weniger sensibel auf die Wahl des Import/Export-Modells als die Schweiz.

Es war im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vorgesehen, eine detaillierte Ökobilanz der schweizerischen Überlandwerke zu erstellen. Allerdings wird die regionale Ebene im Zuge der Liberalisierung des europäischen Strommarktes eine zentrale Bedeutung erlangen, da grosse Stromverbraucher in Zukunft ihre Stromproduzenten frei wählen können und die spezifische Umweltbelastung ein Argument bei der Wahl sein könnte. In diesem Bericht wird als ein erster Versuch eine provisorische Ökobilanz der Beschaffungsmische einzelner schweizerischer Überlandwerke gemacht. Detaillierte regionale Strommische können nur unter aktiver Beteiligung der Stromversorgungsunternehmen erstellt werden, da zum Teil nicht öffentlich zugängliche Daten für die Berechnung solcher Mische benötigt werden.

Wenn Ökobilanz-basierend Entscheide unterstützt werden sollen, die erst in Zukunft eine Auswirkung auf die Umwelt haben, sollten zukunftsbezogene Ökoinventare verwendet werden. Nach Ansicht der Autoren scheinen die marginale Strommixe im Gegensatz zu durchschnittlichen Strommixen sehr "instabil" zu sein, d.h. sie hängen stark von den zugrunde gelegten Szenarien der zukünftigen Stromversorgung ab. Selbst wenn der Mix zukünftiger marginaler Stromerzeugungstechnologien für ein bestimmtes geographisches Gebiet mit ausreichender Genauigkeit bestimmt werden kann, lässt sich der marginale Versorgungsmix dennoch kaum voraussehen, da der Einfluss von Importen für die marginale Stromversorgung in vielen Fällen entscheidend sein wird.

Die Vergleichbarkeit von Ökobilanzen untereinander wird durch die Verwendung marginaler Strommixe stark eingeschränkt. Um eine gewisse Konsistenz zu wahren, wäre es daher sinnvoll, für jede Ökobilanz zunächst einen durchschnittlichen Strommix zu verwenden. In einem zweiten Schritt kann dann im Sinne einer Sensitivitätsanalyse abgeklärt werden, wie sich die Resultate ändern, wenn ein marginaler Strommix verwendet wird. Zumindest für energiewirtschaftliche Fragen, die eine grundlegende Änderung der Stromversorgung untersuchen (z.B. für den grossflächigen Einsatz von Elektromobilen oder Wärmepumpen sowie Energiespartechnologien), ist es angebracht auch marginale Strommodelle zu verwenden.

Zukunftsorientierte Fragen mit Ökobilanzen werden im Bericht für 21 europäische Länder^a ermittelt, wobei die Variationen der nationalen Stromerzeugungsmixe gemäss den Prognosen der UNIPEDA bis zum Jahr 2010 diskutiert werden. Zudem wird das Konzept der marginalen Stromerzeugung diskutiert und die Datenbasis für die Wahl eines durchschnittlichen realitätsnahen marginalen Strommixes für 21 europäische Länder und für die Schweiz wiederum bis zum Jahr 2010 bereitgestellt. Zum Schluss werden einige technische Aspekte, wie der Einfluss des Spannungsniveaus auf Ökoinventare sowie Allokationsprobleme bei der Wärmekraftkopplung, kommentiert.

Die Eigenerzeugung von Strom und direkte Bezugsverträge werden ebenfalls behandelt. Nach Ansicht der Autoren ist es sinnvoll, direkte Bezugsverträge in Ökobilanzen in vollem Masse zu berücksichtigen, um die Nachfrage nach umweltverträglich erzeugtem Strom zu fördern. Dies gilt auch für Strom ab Photovoltaik-, Wind- und Klein-Wasserkraftwerken, solange deren Anteil an der Stromerzeugung so gering ist, dass keine zusätzlichen Speichersysteme oder Reservekraftwerke installiert werden müssen um wetterbedingte Erzeugungsschwankungen aufzufangen.

Ein kurzer Überblick über existierende Bewertungsmethoden für Ökobilanzen wird gegeben. Unter Berücksichtigung der Beschränkungen dieser Methoden auf der einen und dem Potential für deren Weiterentwicklung auf der anderen Seite werden einige Empfehlungen zur Vorbeugung von Fehlinterpretationen bei der Verwendung von Bewertungsmethoden für die Beurteilung von Produkten und Dienstleistungen, bei denen ein hoher Anteil der gesamten Umweltbelastung von der Stromerzeugung herrührt, gegeben.

^a Europäische Union (EU), CENTREL (Tschechische Republik, Ungarn, Polen und Slowakei), Nordische Länder (Finnland, Norwegen und Schweden) und Schweiz.

Eine grundlegende Neuberechnung der Ökoinventare der in diesem Bericht vorgeschlagenen weiterentwickelten Strommodelle hätte den Rahmen dieses Projektes gesprengt. Dafür müssen sowohl im Bereich der Datenbeschaffung als auch bei der Inventarisierung zukünftiger Kraftwerkssysteme vertiefte Studien durchgeführt werden. Zukünftige Aktivitäten in den Bereichen “Netzstabilität und Reservehaltung” (im Fall einer starken Verbreitung erneuerbare Systeme wie Photovoltaik- oder Windanlagen), “Leistungsverluste” (falls ein Strombezüger einen direkten Liefervertrag mit einem weit entfernten Kraftwerk abschliesst) und spezifische “Abgrenzungsprobleme” (u.a. für Umwälzwasserkraft oder der Nutzung von Abfällen für die Stromerzeugung) werden vorgeschlagen.

English Summary

Detailed inventories of energy chains have been established and continuously updated in recent years. When considering the electricity supply mixes, the most appropriate applications to Life Cycle Assessment (LCA) studies should aim at representing the physical reality as closely as possible.

However, the necessary information may not be directly available to LCA practitioners; alternatively, they may not be in the position to invest significant resources in the identification and specification of the appropriate electricity supply mixes. The need for the establishment of suitable electricity mix models is particularly demanding with view to the need to address the following aspects: Import/Export balance; regional-mixes; time-dependent mixes; and, assessment of future electricity supply mixes.

The present work has been supported by the Information Centre for Electricity Applications (Informationsstelle für Elektrizitätsanwendung INFEL) on behalf of the department "Market and Customers" of the Swiss Association of Producers and Distributors of Electricity (Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke VSE). The study aims at analysing the methodological issues associated with the definition of electricity mixes and discussing the consequences of the choice of specific electricity mixes in LCA-based analyses of the environmental performance of products and services. This report has been designed as a guideline to support LCA practitioners in the systematic identification of the most appropriate electricity mixes for LCA applications. A detailed checklist has been developed for this purpose. It includes the following items: type of electricity supply (from the net, self-production, direct contracts); voltage level; country/place of utilisation; year of utilisation; season/daytime of utilisation; Import/Export model; and, marginal vs. average approach.

A few examples, utilising published LCA studies, illustrate the impacts of the insights gained in the present work:

- a) LCA of the Union Bank of Switzerland;
- b) Comparison of various options for the transport of goods across Switzerland;
- c) Environmental inventories of future electricity supply options for Switzerland.

Although primarily aimed at applications in Switzerland, the main concepts, the modelling and parts of the information provided can also be applied to other European countries.

Before the publication of the present report, basically three models were proposed for the assessment of the Swiss yearly average electricity mix. However, none of these models explicitly described the conditions characteristic for Switzerland as a transit land for electricity trades between its neighbour countries. Only one model (named M2 in this report) implicitly considered transit. Therefore, a well-suited new model (M4) has been developed in the frame of the present task to overcome this deficiency and is recommended for future applications. In this model the imported electricity is considered to be used within Switzerland only for the part of the demand which can not be covered by the domestic generation. In other words, transit flows are assumed to occur when Import/Export flows are taking place simultaneously.

The statistics of the Swiss Federal Office of Energy (BfE) are not sufficiently detailed for applications to the evaluation of the net import contributions to the yearly average supply mix. This is due to the fact that these statistics are not limited to the real electricity exchanges between the utilities based in Switzerland and the neighbour countries but reflect the activities of the Swiss utilities in the European market. As a consequence, the actual physical electricity flows through the Swiss borders in year 1996 are overestimated by about 50% when the commercial data from the BfE Statistics are considered. Therefore, the contractual data, which ideally could be a proper data source for deriving the shares of systems for electricity mixes, give a distorted picture when directly applied for the Swiss case. For this reason, the physical load flows published by UCPTTE have been used here as an input to Model M4.

All existing electricity mix models are described and compared in the report. For the period 1995-1996 the calculated transit share of the total Import is about 76% for M4 and 33% for M2. Using these two models, the net Import (excluding transit) is between approximately 8% (M4) and 23% (M2) of the Swiss yearly electricity supply mix, while the corresponding calculated fossil share lies between 4% (M4) and 8% (M2). Selected environmental inventories of the mixes calculated with the four models are also compared in the report. As an example of results, the CO₂ emissions calculated for the Swiss yearly electricity supply mix are relatively small compared with 497 g/kWh for the average UCPTTE mix: with the newly proposed model M4 they are 48 g/kWh, while the range obtained with the four models is 21-138 g/kWh.

Time variations of the demand/production of electricity in Switzerland are discussed in this report. When applicable, it is recommended to consider specific mixes defined for limited time frames (e.g. seasonal mixes, day/night mixes) instead of average yearly mixes. Model M4 has been used for this purpose. The highest share of fossil systems has been calculated for winter nights (11%) when the net Import of electricity is the highest (about 28% of the total Swiss consumption). The fossil share of the various seasonal and daily mixes spans in the range 2%-11%.

For what concerns geographical aspects, key information on the structure of electricity generation and trade in Europe is provided. The modelling of the electricity supply for most of the European countries is less sensitive to the choice of an electricity model than for Switzerland.

It was not planned within the frame of the present study to perform a detailed inventory analysis of the major Swiss utilities. However, with the progressive liberalisation of the European electricity market, ecological considerations may play an increasingly important role for the decisions the consumers will take concerning their suppliers. A first attempt has been made in this study to estimate the provisional environmental inventory analysis of major Swiss utilities. However, due to the lack of detailed data the results should be taken with great caution. The authors of this report hope that the necessary detailed data will be made available in the future to LCA developers.

In the case of LCA-based decisions concerning future production of goods, environmental inventories of future electricity mixes should be applied. In the opinion of the authors, the application of marginal production mixes appears to be more "unstable" than the use of average mixes, because the marginal changes more strongly depend on the underlying assumed scenarios for electricity supply than the changes in average mixes. Even in the case

where the mix of future technologies for marginal electricity *production* can be identified with relatively small uncertainties for specific geographical areas, the marginal *supply* mix is subject to larger uncertainties. This is because the influence of the highly uncertain Import shares and the related production systems could be a key factor for those scenarios.

Furthermore, the comparability of different LCA studies could be reduced by the use of the marginal approach. To preserve consistency, it would be meaningful for every LCA analysis to apply first an average electricity mix. In a second step, sensitivity of the results can be shown by applying a marginal mix. When addressing fundamental changes in the electricity supply (e.g. for a widespread utilisation of electric cars or a major expansion of heat pumps as well as energy-saving devices), it is appropriate to apply also marginal mixes to LCA.

Considering that LCA studies may be intended for assisting decisions about the future, the present report includes the forecast of the national electricity production mixes in 21 European countries^a up to year 2010 made by the international organisation representing the electricity supply industry (UNIPEDA). Besides, the concept of marginal generation is discussed and data are provided for the choice of the most realistic mix of production systems in those countries up to year 2010.

Concerning technical aspects, the calculated variations of environmental inventories with respect to the voltage level and allocation problems with cogeneration systems are commented. Self-production of electricity as well as direct purchase/supply contracts are also discussed. According to the opinion of the authors, it is meaningful to fully consider in LCA studies direct supply contracts in view of supporting the demand for environmentally sustainable electricity generation. This is applicable also to photovoltaic, wind and small hydropower plants as long as their share within a mix remains small enough that they can operate without installation of additional storage or back-up systems to prevent unacceptable weather-dependent fluctuations in the electricity supply. In the latter case, if significant, these additional systems must be included in the analysis.

A short survey of the existing LCA Impact Assessment (LCIA) methods can be found in the report. Taking into account on the one hand the limitations and on the other hand the current evolution of these methods, a few recommendations are given to prevent inappropriate uses in the case of the application of valuation methods to assessments of products or services, particularly when a large share of the total burdens is originating from electricity supplies.

A complete estimation of the environmental inventories of mixes, utilising the proposed or newly developed electricity models, has not been within the scope of this work. Further studies on the procurement of new and extended data as well as on the inventory of future systems are recommended. Furthermore, specific studies would be needed to improve the knowledge of the ecological consequences of securing network stability and/or installing back-up systems (in the case of the expansion of renewable systems like photovoltaic or wind turbines), network losses (in the case of long-distance delivery of the electricity generated by a specific power plant directly to a specific user), and allocation problems (for example related to pumped storage or waste incineration).

^a European Union (EU), CENTREL (Czech Republic, Hungary, Poland, and Slovakia), Nordic Countries (Finland, Norway and Sweden) and Switzerland.

Verdankungen

An erster Stelle möchten die Autoren ihre Dankbarkeit gegenüber den beiden Haupt-Rezensenten Dr. R. Bretz (CIBA Spezialitätenchemie) und Dr. R. Frischknecht (ESU Services) zum Ausdruck bringen. Der Bericht hat durch deren professionelle Erfahrungen auf dem Gebiet der Life Cycle Assessment stark profitiert.

Ein spezieller Dank gebührt auch Dr. P. Hofstetter (ETHZ-UNS) für die genaue Durchsicht derjenigen Teile im Bericht, die sich mit Bewertungsmethoden befassen.

Ohne die hilfreichen technischen Informationen und Kommentare der grossen Schweizer Stromversorgungsunternehmen wäre die Bearbeitung dieses Themas nicht möglich gewesen. Den vielen involvierten Personen sei an dieser Stelle recht herzlich gedankt: Hr. P. Stäuble (ATEL); Dr. A. Bertschinger, Hr. R. Howald, Hr. D. Kalbermatten und Hr. Th. Putzi (BKW); Dr. E. Widrig (EGL); Hr. G. Friedli und Dr. J.F. Dupont (EOS); Hr. M. Hartmann (EWZ); Hr. J.G. Vit (NOK); Hr. A. Bräm (SBB) und Hr. M. Zimmermann (Direktor SBB).

Für die Einsicht in deren Studien möchten wir auch Dr. M. Dreicer (Environmental Assessments, Washington DC), Dr. W. Krewitt (IER Stuttgart), Hr. K. Glauser (EASI, Windisch) und Dr. R. Förster (EMPA St. Gallen) danken.

Zudem möchten wir uns herzlich bei den Herren Dr. Th. Afjei (INFEL) und G. Doka (Ingenieurbüro Doka) bedanken, die für uns aufgrund ihrer Erfahrungen mit der Ökobilanzierung von Wärmepumpen wertvolle Gesprächspartner waren.

Dr. S. Hirschberg (PSI) verdient unsere Dankbarkeit für seine ständige Verfügbarkeit zu anregenden Diskussionen und seine kritischen Kommentare.

Prof. A. Romer (ESI) wirkte als Projektbegleiter während der ganzen Arbeit mit. Seine Unterstützung bei fachlichen Fragen sowie bei der Kontaktaufnahme mit den Versorgungsunternehmen waren eine wichtige Hilfe.

Die vorliegende Studie wurde grösstenteils von der Informationsstelle für Elektrizitätsanwendung (INFEL) im Auftrag des Ressorts "Markt und Kunden" des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) unterstützt. Für seine aktiver Rolle bei der Förderung dieses Projektes möchten sich die Autoren bei Hr. R. Spalinger (INFEL) ganz speziell bedanken.

1. Einleitung

1.1 Hintergrund und Problemstellung

Die Wahl des Strommodells kann einen entscheidenden Einfluss auf Produkt- und Unternehmens-Ökobilanzen haben. Dies hat in der Vergangenheit bereits zu Unsicherheiten und Missverständnissen bei der Erstellung von Ökobilanzen geführt. Mit der fortschreitenden Weiterentwicklung und Verfeinerung der Ökobilanzmethodik¹ nimmt die Zahl der zur Auswahl stehenden Strommodelle stetig zu. Das Problem der korrekten Strommodellwahl wird sich in Zukunft noch verschärfen. Es besteht daher ein Bedarf, die Anwender von Ökobilanzen über den Zweck verschiedener Strommodelle zu informieren und sie bei der Auswahl des richtigen Modells zu unterstützen.

Die vorliegende Studie wurde grösstenteils vom Ressort "Markt und Kunden" des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) finanziert. Die Informationsstelle für Elektrizitätsanwendung (INFEL), welche für den VSE das Ressort "Markt und Kunden" leitet, hat die Sektion Ganzheitliche Systemanalyse des Paul Scherrer Instituts (PSI) mit der Ausarbeitung beauftragt.

Einer der Forschungsschwerpunkte der Sektion Ganzheitliche Systemanalyse ist die Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (Projekt GaBE). Sie hat in Zusammenarbeit mit dem Laboratorium für Energiesysteme der ETH Zürich die Studie "Ökoinventare von Energiesystemen" erstellt. Die 3. Auflage dieser Studie (Frischknecht et al. 1996), welche bezüglich der Strommodelle gegenüber der ersten Auflage deutlich erweitert wurde, dient dem vorliegenden Bericht als Grundlage der zu diskutierenden Strommodelle.

1.2 Projektziele

Es sollen Richtlinien bezüglich der Anwendung von Strommodellen in Ökobilanzen erarbeitet werden. Als Grundlage dazu müssen die methodischen Unsicherheiten analysiert werden, welche aufgrund der spezifischen Eigenschaften von Strom (homogenes Produkt und stark vernetzte Versorgungssysteme) inhärent bei der Quantifizierung der Umweltbelastung von Strombezügen ab dem Netz vorhanden sind. Unterschiede, die als Folge der Modellwahl für Ökobilanzen resultieren sind zu diskutieren. Fallbeispiele sollen die Wahl eines bestimmten Strommixes verdeutlichen und den Zusammenhang zwischen Fragestellung und Strommodellwahl aufzeigen.

Die Studie soll in erster Linie die Problematik der Strommodellwahl auf der Stufe des Ökoinventars diskutieren. Darüber hinaus soll aber auch der Einfluss bestehender Bewertungsmethoden¹ auf die Resultate verschiedener Strommodelle untersucht werden.

¹ Ein Überblick zum aktuellen Stand der Ökobilanzmethodik und -terminologie findet sich in Anhang E.

2. Strom in Ökobilanzen

2.1 Was ist ein Strommix

Die europäischen Länder sind mit einem riesigen, dicht gewobenen Stromnetz untereinander Verbunden. Innerhalb dieses Netzwerks laufen Tausende von Generatoren synchron und der Leistungsfluss muss in jedem Moment zwischen den zahlreichen nationalen, regionalen und lokalen Netzbetreibern koordiniert werden.

Ein Strommix ist ein, für die Zwecke von Ökobilanzen, sehr stark vereinfachtes Modell dieses komplexen Systems. Die einzelnen Kraftwerke werden in der Regel zu Kraftwerkstypen zusammengefasst, welche die durchschnittliche Situation aller Kraftwerke vom selben Typ (Brennstoff, Technologie) beschreiben². Der *Stromerzeugungsmix* ist in erster Linie ein Verteilschlüssel, der angibt, welche Kraftwerkstypen zu wieviel Prozent an der gesamten Stromerzeugung innerhalb eines Versorgungsgebietes und über einen bestimmten Zeitraum beteiligt sind. Zwischen den einzelnen Versorgungsgebieten findet oft ein gewisser Stromaustausch statt. Um dem Stromaustausch zu berücksichtigen wird ein weiterer Strommix, der sogenannte *Stromverbraucher mix* benötigt. Dieser beschreibt die Herkunft des Stromes nach verschiedenen Versorgungsgebieten (z.B. Länder, Regionen) oder nach Versorgungsunternehmen.

2.2 Bisherige Entwicklung von Strommodellen

Die im Jahre 1991 vom BUWAL publizierte Studie "Ökobilanz von Packstoffen" (BUWAL 1991) stellte für viele Jahre die meist zitierte Datenquelle für Ökobilanzen dar. Noch heute beziehen sich einige international erhältlichen Datenbanken auf diese Studie. In BUWAL (1991) wurde erstmals für die Bilanzierung von Stromverbräuchen in Europa der Netzgedanke aufgegriffen und die Durchschnittserzeugung der dazumal 12 europäischen Länder, welche den westeuropäischen Netzverbund (UCPTE) bildeten, zugrunde gelegt.³

Sämtliche Strombezüge ausserhalb der Schweiz wurden in BUWAL (1991) als UCPTE-Mix verbucht. Strombezüge in der Schweiz wurden hingegen mit dem Mix des nationalen Kraftwerksparks der Schweiz verknüpft. Der Stromaustausch mit den Nachbarländern wurde nicht berücksichtigt. In einem Land, in dem Importe und Exporte rund 40 bis 50% des Landesverbrauchs ausmachen, ist es fragwürdig, ob eine solche Vereinfachung zulässig ist.

Braunschweig und Müller-Wenk (1993) veröffentlichten mit ihrem Buch "Ökobilanzen für Unternehmungen" eine Wegleitung für die Erstellung von Betriebs- oder Unternehmens-

² Falls anlagenspezifische oder standortspezifische Eigenschaften wichtig sind können auch einzelne Kraftwerke in einem Strommix berücksichtigt werden.

³ Infolge der Aufteilung von Jugoslawien werden heute von der UCPTE 14 Verbundpartner unterschieden. Seit dem 18. Oktober 1995 sind auch die Netze der CENTREL-Länder (Ungarn, Polen, Tschechei und Slowakei) versuchsweise in Synchronbetrieb mit dem UCPTE-Netz. Heute sind also insgesamt 18 Länder am Verbundnetz direkt beteiligt.

Ökobilanzen. Diese Wegleitung fand über die "Schweizerischen Vereinigung für ökologisch bewusste Unternehmungsführung" (ÖBU) eine grosse Verbreitung in der Schweiz.

In (Braunschweig und Müller-Wenk 1993) wurde die Verwendung des UCPTE-Strommodells in Betriebs-Ökobilanzen empfohlen, selbst wenn der Strombezug effektiv in der Schweiz erfolgt. Diese Empfehlung wird folgendermassen begründet:

- a) Die Umwelteinwirkungen von nuklear-thermischen und hydroelektrischen Kraftwerken kann noch nicht integriert werden, "... weil noch keine sinnvolle Methode für die Anrechnung der nuklearen Umweltrisiken und für die Ermittlung der ökologischen Belastungen durch Hydrokraftwerke gefunden wurde". Die Verwendung des schweizerischen Stromproduktions-Mixes, der zu 98% aus Kern- oder Wasserkraftwerken besteht, ergäbe "... keine vernünftige Aussage, da 98% der Produktion unberücksichtigt blieben".
- b) "Die Verwendung des UCPTE-Mixes für Stromverbräuche in der Schweiz ist indessen nicht nur eine Notlösung, sondern sachlich vertretbar, weil der Stromimport aus dem UCPTE-Bereich in der Schweiz rund 40% der Inlanderzeugung ausmacht und weil...
- c) ...in der heutigen Situation Mehrverbräuche oder Minderverbräuche in der Schweiz faktisch im wesentlichen durch Zuschaltung oder Abschaltung fossil-thermischer Kraftwerke im europäischen Ausland abgedeckt werden".

Diese Argumente schneiden drei wichtige methodische Probleme von Ökobilanzen im allgemeinen bzw. von Strommodellen im speziellen an:

- a) Lücken in Wirkungsbilanz und Bilanzbewertung, bzw. nicht quantifizierbare Umwelteinwirkungen,
- b) grenzüberschreitende Stromflüsse, und
- c) Durchschnittstechnologie oder marginale Technologie (Grenzkraftwerk).

Allerdings rechtfertigt keines der drei Argumente eine Verwendung des UCPTE-Modells, da dieses Modell weder für den in die Schweiz importierten noch für den marginalen Strommix der Schweiz repräsentativ ist, und auch nicht bestehende Lücken auf der Stufe von Wirkungsbilanz und Bilanzbewertung zu schliessen vermag (vgl. Kap. 6).

Zu beachten ist, dass zur Zeit der Publikation von Braunschweig und Müller-Wenk (1993) die "Packstoffstudie" des BUWAL eine der wenigen verfügbaren Quellen mit Ökoinventardaten von Strom war. In der Zwischenzeit sind aber wesentlich detailliertere Ökoinventardaten für die Schweiz und andere Länder verfügbar geworden. In (Frischknecht et al. 1996) werden die durchschnittlichen Strommixe der Jahre 1990 - 1994 von 12 europäischen Ländern sowie dem UCPTE-Verbund für den Strombezug auf verschiedenen Spannungsebenen angegeben. Für alle Länder wird einerseits der Erzeugungsmix und andererseits, unter Berücksichtigung von Stromimporten und -exporten, auch der Verbrauchermix berechnet. Die Emissions- und Energieverbrauchsdaten beruhen zum grossen Teil auf internationalen und nationalen Statistiken aus den Jahren 1985 - 1994. Zudem wurde auch eine Reihe von regionalen sowie zeitlich differenzierten Strommischen zweier schweizerischer Verbundunternehmen (NOK, EWZ) für das hydrologische Jahr 1993/1994 berechnet.

In Dones et al. (1996) werden einige Optionen für die zukünftige Stromversorgung der Schweiz analysiert, wobei sowohl gegenwärtige als auch zukünftige Kraftwerkstechnologie berücksichtigt wird.

Die Bedeutung der Wahl von Strommischen für Ökobilanzen ist bereits von Frischknecht (1994) in einem Artikel in der Zeitschrift Infel-Info diskutiert worden. Der Artikel geht vor allem auf die Probleme von marginalen Strommischen sowie die Berücksichtigung von Importen und Exporten ein. Abschliessend wird ein Entscheidungsbaum für die Wahl eines geeigneten Strommodells innerhalb von Produkt- und Unternehmens-Ökobilanzen entworfen. Dabei wird empfohlen, möglichst standortspezifische Strommodelle für Eigenerzeugung, Direktverträge mit Erzeugern und den Bezug vom lokalen Netzbetreiber zu verwenden, sofern der Strommix für die untersuchte Fragestellung relevant ist.

Eine weitere Empfehlung zur Verwendung von Strommodellen in Ökobilanzen findet sich im Schlussbericht der Groupe des Sages (1996). Die Groupe des Sages ist eine Expertengruppe, welche die europäische Kommission bei der Definition der Richtlinien für das europäische Ecolabelling Programm beraten hat. Der Beitrag zu Strom und Transportprozessen wurde von der ETH Zürich ausgearbeitet. Die Autoren (Frischknecht und Hofstetter) empfehlen unter Berücksichtigung des Zielmarktes für Produkte mit EU-Ecolabel ein durchschnittliches europäisches Strommodell zu verwenden. Sofern die Stromerzeugung für die untersuchte Produktkategorie relevant ist, sollen insbesondere für Herstellungsprozesse auch nationale oder regionale Strommodelle verwendet werden. Ferner wird darauf hingewiesen, dass der Stromaustausch zwischen verschiedenen Versorgungsgebieten zu berücksichtigen ist. Die Groupe des Sages empfiehlt zudem die Verwendung von durchschnittlichen anstelle von marginalen Strommischen, solange die Stromerzeugung selbst nicht im Zentrum der Bilanzierung steht. Als Grund wird angegeben, dass bei der Festlegung der Randbedingungen für die marginale Stromerzeugung noch zu viele Fragen offen stehen.

Weitere Organisationen, wie z.B. The Nordic Council of Ministry (Nordic 1995), LCANET (CML 1996, Frischknecht 1997) und das "International panel on choice of technological level in life cycle assessment" (DEA 1997), haben sich in jüngerer Zeit damit auseinandergesetzt, ob und wann in Ökobilanzen ein Durchschnitts- oder ein marginaler Strommix verwendet werden soll.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass bereits relativ detaillierte Ökoinventare durchschnittlicher länderspezifischer Strommische zur Verfügung stehen. Probleme bei der Wahl eines bestimmten Strommixes für einen spezifischen Anwendungsfall sind bereits diskutiert und erste Auswahlprinzipien vorgeschlagen worden.

2.2.1 Ungelöste methodische Probleme bei der Definition von Strommodellen

Die beiden wichtigsten noch ungelösten Fragen bei der Strommodellwahl sind:

- Wie sollen Importe und Exporte bei der Bestimmung des Strommixes eines bestimmten Versorgungsgebiets berücksichtigt werden, bzw. wie können Transitlieferungen im Verbundnetz datenseitig ermittelt und mathematisch verrechnet werden?

- Sollen in für zukünftige Entscheidungen erstellten Ökobilanzen marginale Strommixe verwendet werden und, falls ja, wie kann die zukünftige marginale Stromerzeugung im Verbundnetz ermittelt werden?

Diese beiden für viele entscheidenden Fragen können nur bedingt durch theoretische Untersuchungen einem allgemeinen Konsens nähergebracht werden, da beide Fragen teilweise von subjektiven Wertvorstellungen wie z.B. energiepolitischen Zielsetzungen abhängen. Der vorliegende Bericht will zur Diskussion dieser methodischen Probleme durch die Analyse neuer Daten und die Erarbeitung weiterer Modelle beitragen. Eine grundlegende Diskussion der subjektiven Komponenten kann allerdings nur in einer breitabgestützten öffentlichen Debatte erfolgen.

3 Geographische Abgrenzung von Strommischen

3.1 Stromerzeugung und -handel in Europa

Die Stromversorgung hat sich in den Ländern Europas weitgehend unabhängig aufgrund vorhandener Ressourcen und nationaler energiepolitischer Präferenzen entwickelt. Dies hat dazu geführt, dass die heutige Struktur der Stromversorgung in den verschiedenen europäischen Ländern sehr heterogen ist (vgl. Abb. 1).

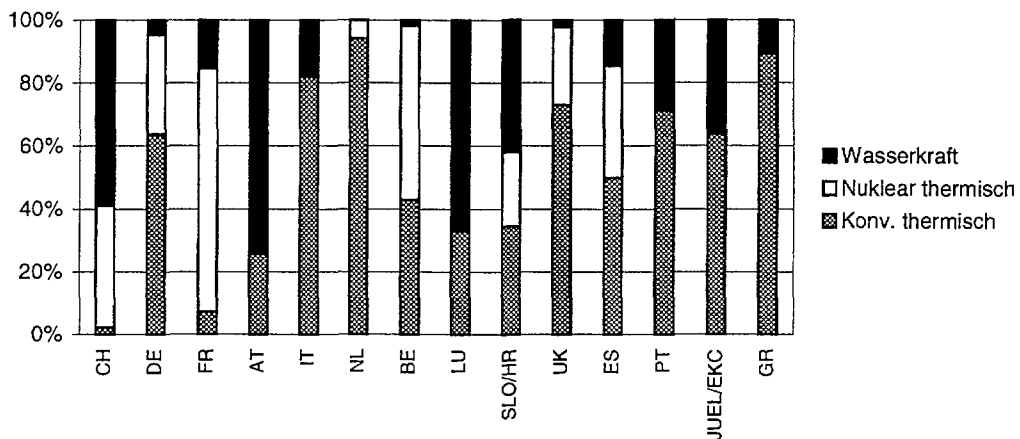


Abbildung 1: Stromerzeugung in Europa, UCPTEb 1995

Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Versorgungssituation in den UCPTE-Ländern im Jahr 1995. Netto Exporteure sind die Schweiz, Frankreich, Österreich und Rest-Jugoslawien (JUEL/EKC). Alle übrigen Länder weisen im Jahresmittel einen Importüberschuss auf. Trotz zunehmendem internationalen Stromhandel ist der Selbstversorgungsgrad der UCPTE-Mitgliedstaaten relativ hoch. Der durchschnittliche Stromaustausch zwischen den Ländern der UCPTE betrug in den Jahren 1990-97 rund 8%.

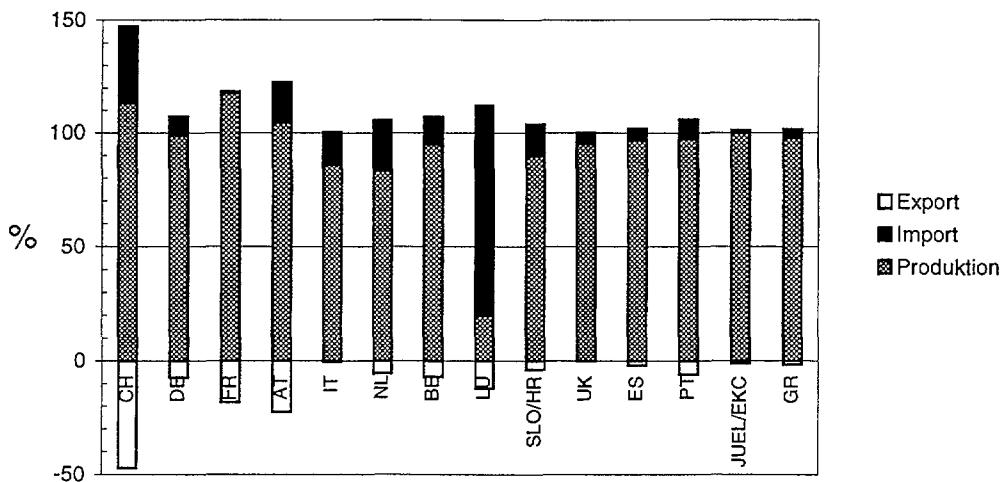


Abbildung 2: Stromproduktion, -import und -export im Verhältnis zum Inlandverbrauch (=100%), UCPTEb 1995

Schlussfolgerungen

Um der von Land zu Land stark unterschiedlichen Stromversorgungsstruktur Rechnung zu tragen, sind länderspezifische Strommixe in der Regel dem UCPTTE-Strommix vorzuziehen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass der Verbrauchermix aufgrund von Stromimporten erheblich vom nationalen Erzeugungsmix abweichen kann. Die Auswirkungen von Stromimporten auf den Verbrauchermix sollten daher für jedes Land einzeln abgeklärt werden.

Länderübergreifende Strommixe können auf Produkte angewendet werden, welche in ganz Europa hergestellt, verwendet und entsorgt werden. Dies ist zum Beispiel bei Studien für das europäische Ecolabelling Programm der Fall (CML 1996). Anstelle des UCPTTE-Mixes sollte in diesem Fall allerdings der durchschnittliche Strommix der EU-15 Länder verwendet werden. Angesichts der bereits absehbaren Erweiterung der EU und unter Berücksichtigung der zunehmenden Einbindung der CENTREL- (Ungarn, Polen, Tschechei und Ungarn) und NORDEL-Länder (Finnland, Schweden, Norwegen, Dänemark) in den UCPTTE-Verbund, könnte in Zukunft auch ein EU-21-Strommix nützlich sein.

3.2 Stromimport und -export

Die Schweiz nimmt aufgrund ihrer hohen Stromimporte und -exporte im europäischen Vergleich eine Sonderstellung ein (vgl. Abbildung 2). Die Berücksichtigung des Aussenhandels hat einen entscheidenden Einfluss auf die Zusammensetzung des schweizerischen Verbrauchermixes.

In der Vergangenheit wurde in Ökobilanzen der Verbrauchermix oft dem nationalen Erzeugungsmix gleichgesetzt (z.B. in BUWAL 1991). Die Entwicklung eines Modells zur Berücksichtigung des Stromaussenhandels drängte sich daher im Falle der Schweiz auf. Erste Modellvorschläge für die Berücksichtigung von Importen und Exporten in Verbraucherstrommischen wurden von Frischknecht (1994), Frischknecht et al. (1996) und BUWAL (1996) gemacht.

3.2.1 Import/Export-Modelle

In der Folge werden vier Modelle zur Berücksichtigung des Stromaussenhandels vorgestellt und diskutiert. Abbildung 3 gibt eine Übersicht über die wichtigsten Elemente und Begriffe, welche zur Beschreibung der Strommodelle verwendet werden. Das Versorgungsgebiet VG1 verfügt über eigene Kraftwerke (hier ist nur eines dargestellt), welche zusammen die Energiemenge P erzeugen. Die Anteile der einzelnen Kraftwerke am Erzeugungsmix werden mit dem Vektor $\{m_P\}$ dargestellt. Das lokale Verteilnetz von VG1 ist über das Verbundnetz mit anderen Versorgungsgebieten verknüpft, wobei eine Energiemenge I über das Verbundnetz importiert und eine Energiemenge E exportiert wird. Die Verbraucher in VG1 decken ihren Energieverbrauch V (inkl. Leitungsverluste) sowohl aus dem Verbundnetz als auch direkt durch die eigenen Kraftwerke. Den Energieflüssen I , E und V kann jeweils ein entsprechender Kraftwerksmix $\{m_I\}$, $\{m_E\}$ und $\{m_V\}$ zugeordnet werden. Die Kraftwerksmische der Importe $\{m_I\}$ und der Exporte $\{m_E\}$ sind im Prinzip für jeden Handelspartner einzeln zu bestimmen. Im folgenden Abschnitt wird zur Vereinfachung der mathematischen Beschreibung nur ein Handelspartner berücksichtigt. Sowohl die Energieflüsse als auch die Kraftwerksmische sind Funktionen der Zeit. Auch dies wird im

folgenden, mit Ausnahme von Modell M4, vernachlässigt. Mit diesen Vereinfachungen lässt sich die Beziehung zwischen Erzeugungs-, Import-, Export- und Verbrauchermix folgendermassen formulieren:

$$P \cdot \{m_P\} + I \cdot \{m_I\} = V \cdot \{m_V\} + E \cdot \{m_E\}$$

Die Energieflüsse P, I, E, V und der Erzeugungsmix $\{m_P\}$ sind statistische Werte. Die Kraftwerksmixe $\{m_I\}$, $\{m_E\}$ und $\{m_V\}$ sind dagegen in grossen Verbundnetzen in der Regel unbekannt. Die obige Gleichung ist daher zweifach unterbestimmt und lässt sich daher nur anhand weiterer, mehr oder weniger willkürlicher Modellannahmen lösen.

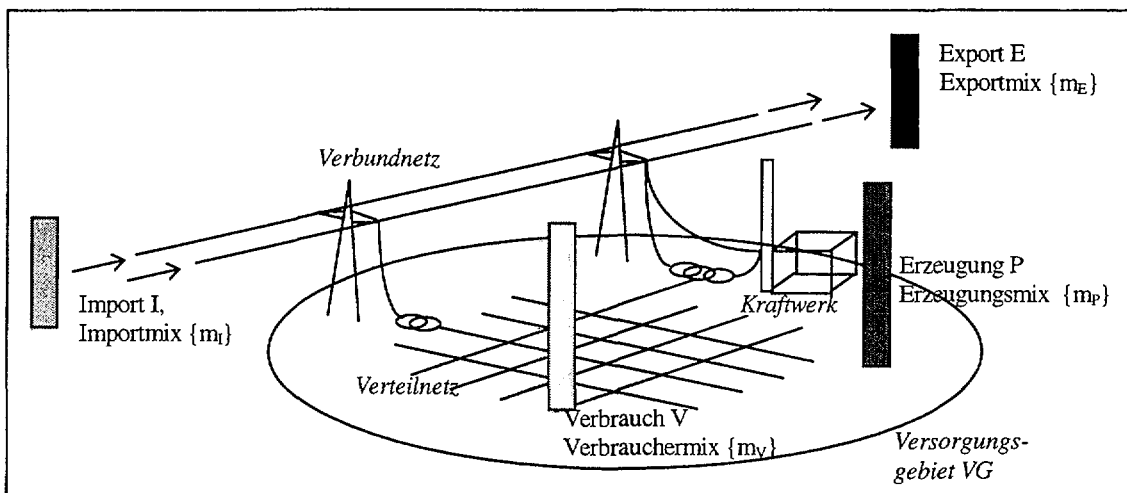


Abbildung 3: Schematisches Modell eines Versorgungsgebietes im Netzverbund

Modell 1: Erzeugungsmix = Verbrauchermix

Das Modell M1 geht davon aus, dass der Erzeugungsmix genau dem Verbrauchermix entspricht. Der Erzeugungsmix wird anhand der jährlichen Produktionsmengen aller Kraftwerke, welche sich in dem untersuchten Versorgungsgebiet befinden, berechnet. Das Versorgungsgebiet kann dabei ein ganzes Stromverbundsystem (z.B. UCPTE), ein Land, eine Region, eine Gemeinde, usw. sein. Aufgrund des Stromaustausches mit benachbarten Gebieten entspricht der Erzeugungsmix in der Regel nicht dem Verbrauchermix. Modell M1 ist daher vor allem für Versorgungsgebiete geeignet, welche entweder kaum Strom mit ihren Nachbarn austauschen (z.B. Spanien) oder reine Stromexporteure (z.B. Frankreich) sind. Abbildung 4 zeigt symbolisch den Strommix (regenerative, fossile und nukleare Kraftwerke) eines Versorgungsgebietes, dessen Stromverbrauch ganz durch die eigenen Erzeugungskapazitäten gedeckt wird.

Strommix in Ökobilanzen

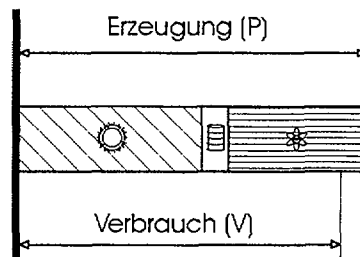


Abbildung 4: Modell 1

Modell 2: Erzeugung + Importe = Verbrauchermix

Modell M2 (vgl. Abbildung 5) beruht auf der Vorstellung, dass sich der importierte Strom mit dem erzeugten Strom vollständig vermischt. Der dadurch entstehende Strommix wird zum einen im untersuchten Versorgungsgebiet verbraucht und zum andern in benachbarte Gebiete exportiert. Damit werden sowohl für den Verbrauch als auch für den Export derselbe Strommix verwendet. Da mit M2 auch der Exportmix von den Importen abhängt, können auch nicht direkt benachbarte Versorgungsgebiete gegenseitig Strom austauschen. Dies entspricht einer modellmässigen Annäherung an die effektiv stattfindenden Transitflüsse. Der Verbrauchermix eines Versorgungsgebietes hängt damit von allen anderen am gleichen Verbundnetz beteiligten Gebieten ab. Der Strommix aller Mitglieder eines Verbundnetzes muss daher in einer iterativen Rechnung approximativ bestimmt werden (vgl. Anhang A.2).

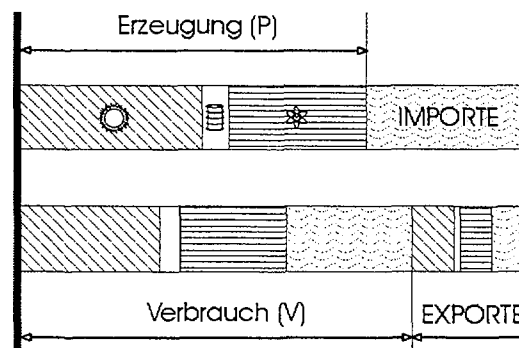


Abbildung 5: Modell 2 (Importe sind hier zur Vereinfachung nicht als Kraftwerksmix dargestellt)

Modell 3: Erzeugung - Exporte + Importe = Verbrauchermix

Modell M3 (vgl. Abbildung 6) geht davon aus, dass der Export mit dem eigenen Erzeugungsmix gedeckt wird, während die gesamte Importmenge mit dem entsprechenden Importmix im untersuchten Versorgungsgebiet verbraucht wird. Dieses Modell entspricht den realen Verhältnissen, wenn Importe und Exporte nie zeitgleich erfolgen. Transit findet in diesem Fall nicht statt. Der Import wird mit diesem Modell besonders stark gewichtet, da er voll dem Verbrauch zugerechnet und zudem die eigene Erzeugung um die Exporte gekürzt wird.

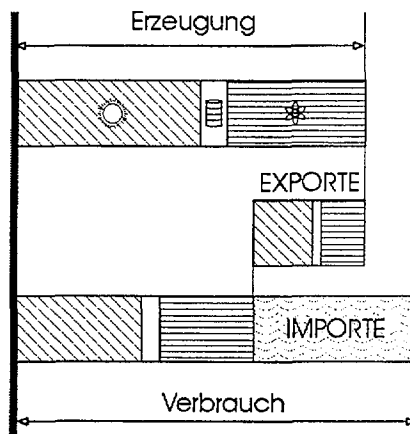


Abbildung 6: Modell 3 (Importe sind hier zur Vereinfachung nicht als Kraftwerksmix dargestellt)

Modell 4: Erzeugung + Import/Export Saldo = Verbrauchermix

Modell 4 berechnet den Verbrauchermix aus der Eigenerzeugung plus den Saldo aus Importen und Exporten. Falls ein Nettoexport vorliegt, d.h. die Erzeugung grösser als der Verbrauch ist, (in Abbildung 7 rechts), entspricht der Verbrauchermix dem Erzeugungsmix.

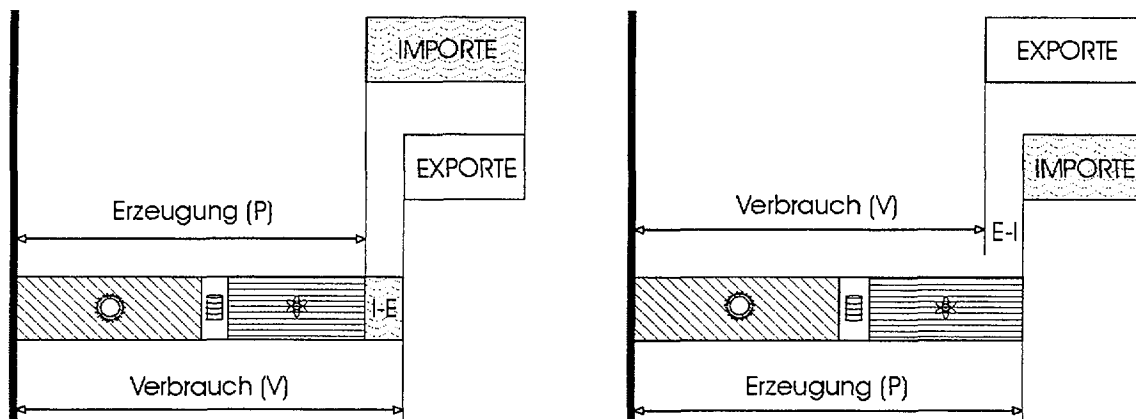


Abbildung 7: Modell 4 (Importe sind hier zur Vereinfachung nicht als Kraftwerksmix dargestellt)

Dieses Modell geht davon aus, dass der importierte Strom nur dann im untersuchten Versorgungsgebiet verbraucht wird, wenn der Verbrauch nicht mehr durch die eigenen Erzeugungskapazitäten gedeckt werden kann. Mit anderen Worten: zeitgleiche Importe und Exporte werden als reine Transitflüsse interpretiert.

Um die Zeitgleichheit zu berücksichtigen, müssen die momentanen Leistungsflüsse anstelle der Energieflüsse an den Gebietsgrenzen untersucht werden. Anhand einer Mittelwertbildung

der Leistungsflüsse zu bestimmten Zeitpunkten können die typischen Kraftwerksmixe von Import, Export und Verbrauch für verschiedene Zeitintervalle berechnet werden. Sofern mehrere Handelspartner vorliegen, wird der Beitrag der einzelnen Partner zu Transit und Import als arithmetisches Mittel berechnet (vgl. Anhang A.3). Der Rechnungsaufwand ist allerdings wesentlich höher als mit den anderen Modellen. Es empfiehlt sich daher, von Fall zu Fall abzuklären, ob der Einfluss von Transit auf den Verbrauchermix einen derart hohen Arbeitsaufwand rechtfertigt.

Mathematische Formulierung der Import/Export-Modelle

	Verbrauchermix m_v	Exportmix m_E
M1	$\{m_v\} = \{m_P\}$	$\{m_E\} = \{m_P\}$
M2	$\{m_v\} = \frac{P}{(P+I)} \{m_P\} + \frac{I}{(P+I)} \{m_I\}$	$\{m_E\} = \{m_v\}$
M3	$\{m_v\} = \frac{P-E}{V} \{m_P\} + \frac{I}{V} \{m_I\}$	$\{m_E\} = \{m_P\}$
M4	$\{m_v\} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\dot{P}(t_i)}{\dot{V}(t_i)} \{m_P(t_i)\} + \frac{\dot{I}(t_i) - \dot{E}(t_i)}{\dot{V}(t_i)} \{m_I(t_i)\} \right)$	
$P(t) < V(t)$	$\{m_v\} = \{m_P\}$	$\{m_E\} = \{m_I\}$
$P(t) > V(t)$	$\{m_E\} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\dot{I}(t_i)}{\dot{E}(t_i)} \{m_I(t_i)\} + \frac{\dot{P}(t_i) - \dot{V}(t_i)}{\dot{E}(t_i)} \{m_P(t_i)\} \right)$	
:		

Tabelle 1: Mathematische Formulierung der Import/Export-Modelle für Strom, Symbole sind im Abschnitt 3.2.1 erklärt.

3.2.2 Datenbasis: physikalische oder vertragliche Stromflüsse

Zur Berücksichtigung der Aussenhandelsverflechtung können entweder physikalisch gemessene oder vertraglich vereinbarte Stromflüsse herangezogen werden.

Die grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse werden in der Jahresbilanz der UCPTeB (1995) ausgewiesen⁴. Sie beinhalten die tatsächlich messbaren grenzüberschreitenden Stromflüsse. Transitlieferungen sind in den physikalischen Flüssen enthalten und lassen sich ohne weitere Informationen nicht von echten Import- und Exportflüssen unterscheiden. Zudem geben physikalische Flüsse keine genaue Auskunft über die Erzeuger und die Verbraucher der gemessenen Stromflüsse.

Die vertraglich vereinbarten Stromflüsse werden in der schweizerischen Elektrizitätsstatistik publiziert (BEWa 1997). Diese Statistik wird anhand der monatlichen Meldungen der im Aussenhandel tätigen schweizerischen Elektrizitätswerke erstellt. Bei den vertraglichen

⁴ Auch das BEW führt über die grenzüberschreitenden physikalischen Stromflüsse Buch, diese Zahlen werden aber nicht veröffentlicht. Die BEW Statistik der physikalischen Stromflüsse weist im Vergleich zur UCPTe leicht höhere Werte auf (Bur 1997).

Stromflüssen besteht theoretisch die Möglichkeit, die Beziehungen zwischen einzelnen Erzeugern und einzelnen Grossverbrauchern (Industrie, Gemeinden) zu rekonstruieren. Insofern sind vertragliche Flüsse für Ökobilanzen eine geeignete Datenbasis. Allerdings sind Informationen über die detaillierten vertraglichen Beziehungen nur schwer zugänglich. Öffentlich bekannt sind nur gewisse langfristige Beteiligungen und Bezugsrechte der schweizerischen Überlandwerke an Kraftwerken in Frankreich, Deutschland und der Tschechei (vgl. Kapitel 3.3). Um auch die genaue Herkunft der übrigen, insbesondere der kurzfristigen Importe zu ermitteln, wäre eine sehr aufwendige Recherche notwendig. Abbildung 8 gibt die Aufteilung der in BEWa (1997) unterschiedenen Einfuhrgeschäfte wieder.

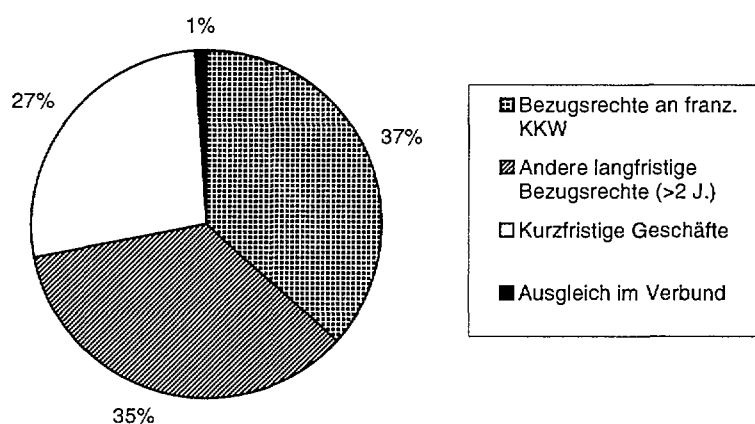


Abbildung 8: Aufteilung der Einfuhr (= vertragl. Flüsse) 1996 nach Geschäftsarten, total 34.431 GWh; Quelle: BEW 1997 (Tab. 31)

Vergleich von physikalischen und vertraglichen Stromflüssen

Beim Vergleich des Verlaufs der physikalischen mit den vertraglich vereinbarten Stromflüssen in den vergangenen 5 Jahren (vgl. Abbildung 9) fällt auf, dass zu Beginn beide Kurven noch recht gut übereinstimmen. In den folgenden Jahren laufen aber die Kurven immer mehr auseinander. Während die vertraglichen Importe und Exporte zwischen 1992 und 1996 um rund 40% zugenommen haben, sind die physikalischen Importe und Exporte etwa gleich geblieben. Im Jahr 1996 lagen die vertraglich vereinbarten Stromflüsse rund 40% über den physikalisch gemessenen Werten. Die besonders tiefen Importe des Jahres 1994 hängen mit den überdurchschnittlich hohen Niederschlägen und der damit zusammenhängenden hohen Produktion der Wasserkraftwerke zusammen.

Theoretisch sollten die physikalischen Stromflüsse höher sein als die vertraglichen, da bei den vertraglichen Stromflüssen Transitgeschäfte nicht eingeschlossen sind, in den physikalischen Flüssen dagegen sind sie inbegriffen.

Strommix in Ökobilanzen

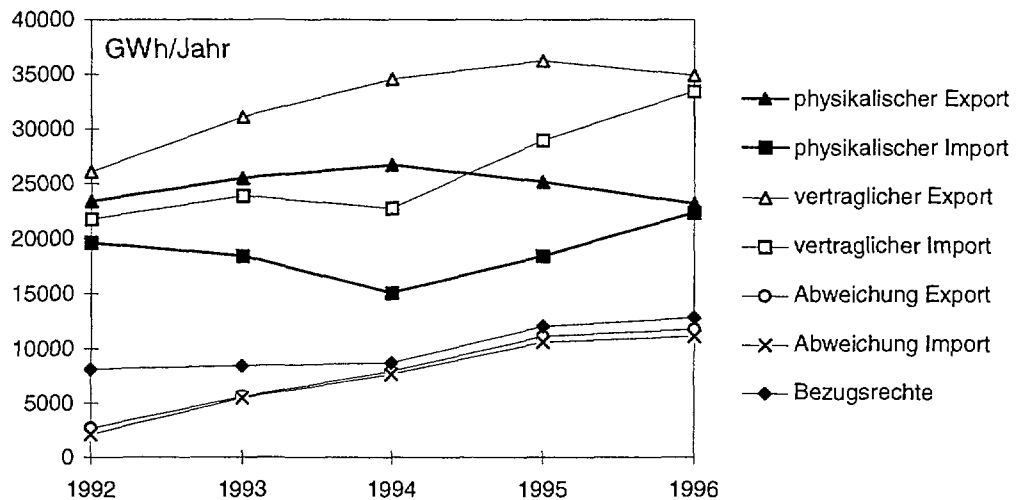


Abbildung 9: Vergleich physikalischer (UCPTEb 1992-96) und vertraglicher (BEW 1993-1997) Stromflüsse

Für Divergenzen zwischen der UCPTE-Statistik (physikalische Stromflüsse) und der BfE-Statistik (vertragliche Stromflüsse) sind die folgenden Faktoren verantwortlich:

- 1) In der BfE-Statistik werden Kauf und Verkauf mit Einfuhr und Ausfuhr gleichgesetzt. Tatsächlich kaufen und verkaufen Schweizer Elektrizitätsunternehmen auch Strom im Ausland ohne dass dieser die Landesgrenze je überschreitet. So wird zum Beispiel der über langfristige Bezugsrechte von französischen Kernkraftwerken erworbene Strom teilweise direkt über das französische Höchstspannungsnetz nach Italien verkauft.
- 2) Transitlieferungen zuhanden ausländischer Erzeuger und Verbraucher werden in der BfE-Statistik nicht ausgewiesen, sie sind aber in den physikalischen Flüssen der UCPTE-Statistik implizit enthalten.
- 3) In der UCPTE-Statistik wird nur der Austausch auf dem Höchstspannungsnetz (380 und 220 kV) ausgewiesen. Es bestehen aber auch grenzüberschreitende Leitungen auf tieferem Spannungsniveau, über welche allerdings nur kleinere Strommengen übertragen werden. Der dadurch entstehende Fehler dürfte vernachlässigbar sein.

Schlussfolgerungen

Vertraglich vereinbarte Stromflüsse sind im Prinzip eine ideale Informationsbasis für die Bestimmung von Strommischen, da sie etwas über die Verbindungen zwischen Erzeugern und Verbrauchern aussagen und damit die Verantwortung der Verbraucher (bzw. der Wiederverkäufer) bei der Wahl ihres Kraftwerksmixes widerspiegeln. Allerdings herrscht im europäischen Strommarkt zur Zeit noch wenig Transparenz über die effektiven vertraglichen Beziehungen im internationalen und regionalen Stromhandel. Die öffentlich zugänglichen Informationen sind nur teilweise brauchbar. So widerspiegeln zum Beispiel die in der BfE-Statistik ausgewiesenen vertraglichen Stromflüsse die Aktivität schweizerischer Stromversorgungsunternehmen im europäischen Strommarkt und nicht den Stromaustausch der

geographischen Schweiz (und der darin ansässigen Verbraucher) mit ihren Nachbarländern. Dadurch werden die effektiven grenzüberschreitenden Stromflüsse in der BfE-Statistik der vertraglichen Flüsse im Jahr 1996 um rund 50% überschätzt. Als Datenbasis für eine Abschätzung des Importanteils am schweizerischen Verbraucher-Strommix ist daher die BfE-Statistik der vertraglichen Stromflüsse ungeeignet. Es bleibt zu hoffen, dass infolge der Liberalisierung des Strommarktes, sowie durch das steigende Umweltbewusstsein der Stromkunden in Zukunft genauere Informationen über die vertraglich vereinbarten grenzüberschreitenden Stromflüsse verfügbar werden.

3.2.3 Abschätzung des Stromtransits durch die Schweiz

Die Quantifizierung der Stromtransite ist schwierig, da erstens Transite physikalisch nicht von Importen und Exporten unterschieden werden können⁵ und zweitens Informationen zu vertraglich vereinbarten Transitlieferungen schlecht zugänglich sind und zudem die vertraglichen Vereinbarungen aufgrund des stark vermaschten Verbundnetzes von den tatsächlich erfolgten physikalischen Stromflüssen abweichen können.

Im Falle der Schweiz sind nur lückenhafte Informationen über vertragliche Transitflüsse vorhanden. Aus Angaben von ENEL (1995) wird ersichtlich, dass Italien in Deutschland im Jahr 1995 rund 1900 GWh Strom eingekauft hat, welcher über das schweizerische Höchstspannungsnetz übertragen wurde.⁶ Es ist sehr wahrscheinlich, dass auch schweizerische Verbundunternehmen Transitgeschäfte nach Italien betreiben, wobei sie nicht nur den Transport durch die Schweiz abwickeln, sondern selber auch als Käufer und Verkäufer der für den Transit bestimmten Strommengen auftreten (z.B. aus Beteiligungen und Bezugsrechten). In den nationalen Statistiken werden solche Geschäfte als reine Import- und Exportgeschäfte verbucht, wodurch der Transitcharakter verschleiert wird.

Eine Abschätzung des maximalen Anteils der potentiellen Import- und Exportgeschäfte mit Transitcharakter kann mit Modell M4 vorgenommen werden, welches alle zeitgleichen grenzüberschreitenden Energieflüsse als Transit interpretiert (vgl. Abschnitt 3.2.2). Als Datenbasis werden die Messwerte aus der Halbjahresstatistik der UCPTe verwendet. Darin wird für jeden 3. Mittwoch der Wintermonate Dezember und Januar sowie der Sommermonate April und August der Stromaustausch zwischen den UCPTe-Mitgliedländern zur Zeit der Tageshöchstlast (11 Uhr) und der Nachttiefstlast (3 Uhr) ausgewiesen (vgl. Abbildung 10). Anhand dieser Momentaufnahmen kann der zeitgleiche Import/Export-Saldo annäherungsweise ermittelt und auf ein Jahr hochgerechnet werden.

⁵ Beispiel: Die Kraftwerke in Gebiet A verpflichten sich, einen Teil der Nachfrage von Gebiet C zu decken. Die Übertragung erfolgt über das Verbundnetz durch Gebiet B. Physikalisch gesprochen, d.h. unter Berücksichtigung der Kirchhof'schen Gesetze, wird die von A in das Verbundnetz eingespeisene Leistung zumindest teilweise von den Verbrauchern in B bezogen, während die Kraftwerke in B mithelfen, die Nachfrage in C zu decken. Ein rein physikalischer Transit liegt nur dann vor, wenn B nicht an das Verbundnetz angeschlossen ist. Aus ökonomischer Sicht sind dennoch die Verbraucher in C für die Produktionssteigerung der Kraftwerke in A verantwortlich.

⁶ Der gesamte physikalische Export der Schweiz nach Italien betrug im selben Jahr rund 19000 GWh, dies bei einem hohen Import-Saldo mit Deutschland (1500 GWh) und Frankreich (8800 GWh) (vgl. UCPTe 1995).

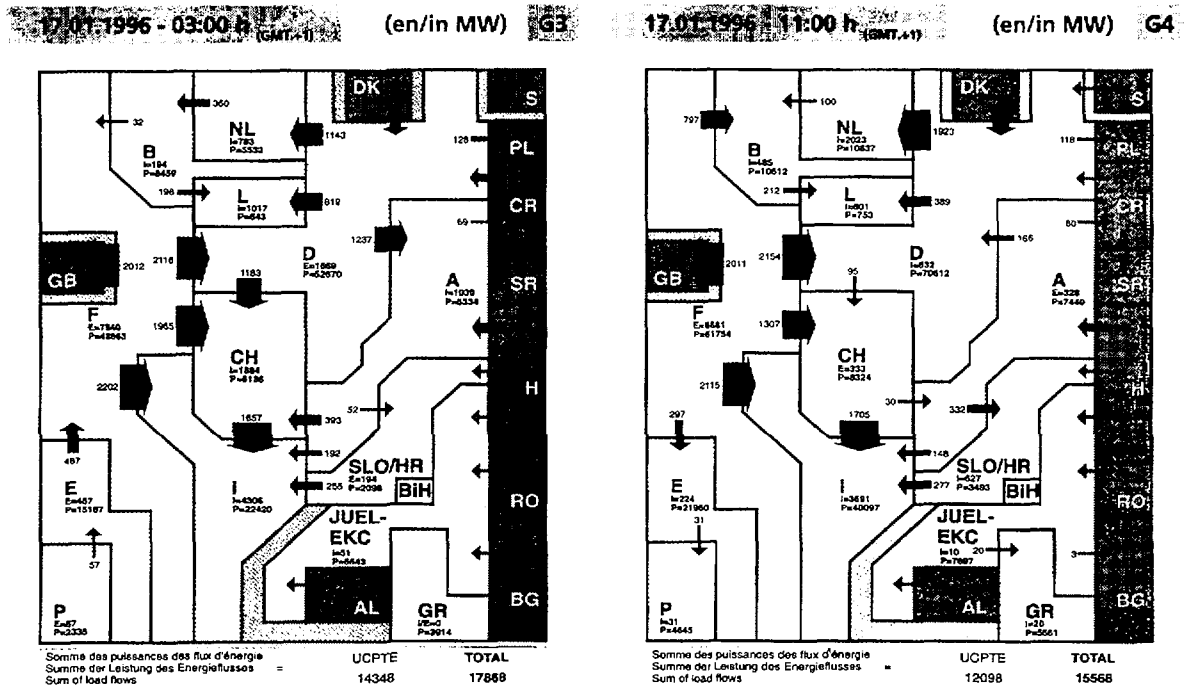


Abbildung 10: Leistungsflüsse UCPTE im Winter 95/96; Quelle: UCPTE 1996 (P=Last, I=Importsaldo, E=Exportsaldo)

Allerdings sind mit diesem Modell die folgenden Probleme verbunden:

1. Da der durchschnittliche Jahresmix anhand von nur wenigen Momentaufnahmen hochgerechnet werden muss, werden zwangsläufig Differenzen zum effektiven Jahresmix entstehen. Das Modell weist damit relativ hohe Unsicherheiten auf.
2. Die Produktion der Kraftwerke zu verschiedenen Tageszeiten wird in den Elektrizitätsstatistiken nicht angegeben. Eine Unterscheidung des Erzeugungsmixes für Tageshöchstlast und Nachttiefstlast kann daher nur anhand einer Abschätzung (Unterscheidung von Bandlast- und Spitzenlast-Kraftwerken) gemacht werden.

Die durchschnittliche Leistungsbilanz der hydrologischen Jahre 1994/95 und 1995/96 ist in Anhang A in Tabelle A.4 dargestellt. Die Schweiz exportiert im Jahresdurchschnitt Strom mit einer mittleren Leistung von 1800 MW nach Italien. Aus Frankreich wird Strom importiert mit einer durchschnittlichen Leistung von 800 MW am Tag und 1400 MW in der Nacht. Aus Deutschland wird nachts importiert (800 MW) und am Tag exportiert (300 MW). Nach Österreich wird lediglich an Wintertagen exportiert, während in der Nacht und an Sommertagen meist importiert wird. Im Jahresmittel liegt eine Importleistung von rund 1600 MW und eine Exportleistung von 2100 MW vor. Ungefähr 66% der grenzüberschreitenden Stromflüsse werden nach dieser Leistungsbilanz unter Zugrundelegung des Import/Export-Modells 4 als Transitlieferungen von Frankreich, Deutschland und Österreich nach Italien interpretiert.

Die Vermutung, dass relativ grosse Transitlieferungen durch die Schweiz fließen, wird durch die Tatsache gestützt, dass ein grosser Anteil der Importe und der Exporte zeitgleich stattfindet. Sogar in Winternächten, in denen die Schweiz einen hohen Importsaldo aufweist, wird Strom mit einer Leistung von rund 2000 MW nach Italien exportiert. Dies widerlegt eine oft vorgebrachte Behauptung, wonach die Schweiz am Tag Strom exportiert, nachts hingegen

vor allem importiert und man daher nicht von Transit sondern von Stromveredelung sprechen müsste. Tatsächlich wird aber kontinuierlich Bandlaststrom aus Deutschland und Frankreich als Transit durch die Schweiz nach Italien übertragen.

3.2.4 Eigenschaften und Anwendungsgebiet der Import/Export-Modelle

Modell M1 ist geeignet für die Analyse von Massnahmen auf der Stromerzeugungsseite oder für Massnahmen auf der Verbraucherseite, sofern sich die Verbraucher in einem Versorgungsgebiet ohne relevante Importe befinden.

Modell M2 ist für Versorgungsgebiete geeignet, welche relevante Importe mit einem relativ geringen Transitanteil aufweisen. M2 ist daher insbesondere dann ein guter Kompromiss, wenn unvollständige Informationen zu vertraglichen Stromflüssen und Transitgeschäften vorliegen.

Modell M3 ist dann geeignet, wenn ausreichend detaillierte Informationen vorhanden sind, um alle Transitgeschäfte von den für den eigenen Verbrauch bestimmten Importen unterscheiden zu können. Heute sind allerdings nur vereinzelt Informationen über vertraglich vereinbarte Transitgeschäfte öffentlich zugänglich. Ob sich dies im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes ändern wird ist noch offen. M3 ist daher bei der gegenwärtigen Datenverfügbarkeit nur für Versorgungsgebiete geeignet welche keine relevanten Transitflüsse aufweisen.

Modell M4 maximiert den potentiellen Transitanteil des Aussenhandels, d.h. es ist besonders dann geeignet, wenn der Aussenhandel eines Versorgungsgebietes zu einem grossen Teil auf Transitgeschäften beruht. Sofern Unklarheit über den tatsächlichen Transitanteil der Importe herrscht, sollte M4 zumindest im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse den Resultaten von M2 gegenübergestellt werden.

	Eigenschaften	Eignung, Anwendungsgebiet
M1	Berücksichtigt nur Erzeugung	<ul style="list-style-type: none"> – Massnahmen auf der Erzeugungsseite – Versorgungsgebiete ohne relevante Importe
M2	Berücksichtigt Importe und interpretiert einen relativ geringen Anteil davon als Transit	– Versorgungsgebiete mit relevanten Importen und geringen Transitflüssen
M3	Berücksichtigt Importe und schlägt diese voll dem Verbrauch zu, Transit wird ausgeschlossen	– Versorgungsgebiete mit relevanten Importen ohne Transitflüsse
M4	Berücksichtigt Importe und interpretiert alle zeitgleichen Importe und Exporte als Transit	– Versorgungsgebiete mit relevanten Importen und hohen Transitflüssen

Tabelle 2: Zusammenfassung der Eigenschaften der vier Import/Export-Modelle

3.2.5 Auswirkungen der Import/Export-Modelle für die Schweiz

Die Auswirkungen der vier Import/Export-Modelle können anhand der Halbjahresstatistik der UCPTeA (1994-1996) berechnet werden. Für die Modelle 1-3 wurden die jährlichen physikalischen Energieflüsse verwendet. Modell 4 konnte im Rahmen dieser Studie nur annäherungsweise anhand der Leistung des Energieaustausches an einigen ausgewählten Tagen berechnet werden (vgl. Abschnitt 3.2.3). Die mit den 4 Import/Export-Modellen resultierenden jährlichen Importanteile für den schweizerischen Verbrauchermix sind in Tabelle 3 dargestellt. Sowohl mit M2 als auch mit M3 resultieren hohe Importanteile von 23 und 34%. M4 ergibt dagegen einen wesentlich geringeren Importanteil von nur 8% des Jahresverbrauches.

in %	M1	M2	M3	M4
CH	100.0	77.0	66.0	92
DE	0.0	8.5	13.2	3
FR	0.0	11.9	17.1	4
AT	0.0	2.2	3.7	1
III *	0.0	0.3	0.0	0
summe	100	100	100	100
Transitanteil	-	33	0	76
Importanteil	0	23	34	8

Tabelle 3: CH-Verbraucher-Strommix der stromliefernden Länder nach verschiedenen Import/Export-Modellen (vgl. Anhang A, Tabellen A.2, A.3, A.4); verwendete Datenbasis: physikalischer Stromaustausch nach UCPTeB (1995)

* Länder ausserhalb UCPTe-Verbund (z.B. CENTREL, NORDEL, usw.)

Unter Verwendung der Ökoinventare aus Frischknecht et al. (1996) für die Stromerzeugung der 12 UCPTe-Länder, können die vier Import/Export-Modelle sowohl bezüglich der (im In- und Ausland) beteiligten Energiesysteme (vgl. Tabelle 4) als auch bezüglich der verursachten Umwelteinwirkungen ausgewertet werden (vgl. Tabelle 5). In Abbildung 11 sind drei wichtige Luftschadstoffe sowie hochaktive Abfälle aus Kernkraftwerken im Verhältnis zum schweizerischen Erzeugungsmix (Modell 1 = 100%) dargestellt⁷. Es zeigt sich, dass mit den Modellen 2 und 3 aufgrund der höheren Importanteile deutlich höhere Luftemissionen resultieren. Die hier gezeigten Luftemissionen sind Verbrennungsprodukte, weshalb ihre Menge proportional zum Anteil der fossilen Energiesysteme am Verbrauchermix ist. Aufgrund des geringen Anteils fossiler Kraftwerke am schweizerischen Erzeugungsmix, ist der Einfluss der Importe bei den verbrennungsbedingten Luftemissionen viel deutlicher zu sehen als bei den radioaktiven Abfälle. Da der Anteil der Kernenergie am Verbrauchermix bei allen vier Modellen ungefähr gleich ist, variiert die Menge der hoch radioaktiven Abfälle erwartungsgemäss wenig.

⁷ Die Auswahl der Umwelt-Indikatoren ist willkürlich, andere Indikatoren können zu einer anderen Rangfolge führen. Ein Indikator für die Umweltbelastungen von Wasserkraftwerken ist zur Zeit nicht bekannt. Die Menge radioaktiver Abfälle ist proportional zu den radioaktiven Einwirkungen der Kernenergiekette.

Strommix in Ökobilanzen

in %	M1	M2	M3	M4
Steinkohle	0.0	3.2	4.8	1.1
Braunkohle	0.0	2.4	3.7	0.8
Erdöl	0.7	0.8	0.9	0.7
Erdgas	0.9	1.7	2.1	1.2
weitere Gase	0.0	0.1	0.2	0.0
Total konventionell thermisch	1.5	8.2	11.6	3.9
Nuklear	40.3	42.8	43.6	41.1
Wasserkraft (ohne Umwälz.)	55.1	46.2	42.0	52.1
Umwälzkraft	1.4	1.3	1.2	1.4
Verschiedene	1.5	1.5	1.5	1.5

Tabelle 4: CH-Verbraucher-Strommix der beanspruchten Energiesysteme nach verschiedenen Import/Export-Modellen; verwendete Datenbasis: physikalischer Stromaustausch nach UCPTeB (1995), Kraftwerksmix nach EURPROG (1997) (Produktionsangaben für 1995)

		UCPTE	M1	M2	M3	M4
CO ₂	g/kWh	497.0	21.1	98.6	137.7	48.2
SO _x	g/kWh	3.00	0.10	0.45	0.61	0.22
NO _x	g/kWh	0.85	0.04	0.15	0.20	0.08
Hochaktive Abfälle	mm ³ /kWh	1.85	1.95	2.08	2.12	1.99

Tabelle 5: Ausgewählte Umwelteinwirkungen des CH-Verbrauchermixes berechnet nach verschiedenen Import/Export-Modellen; Quellen: Ländermix nach Tabelle 3, spezifische Kraftwerksemissionen nach Frischknecht et al. (1996)

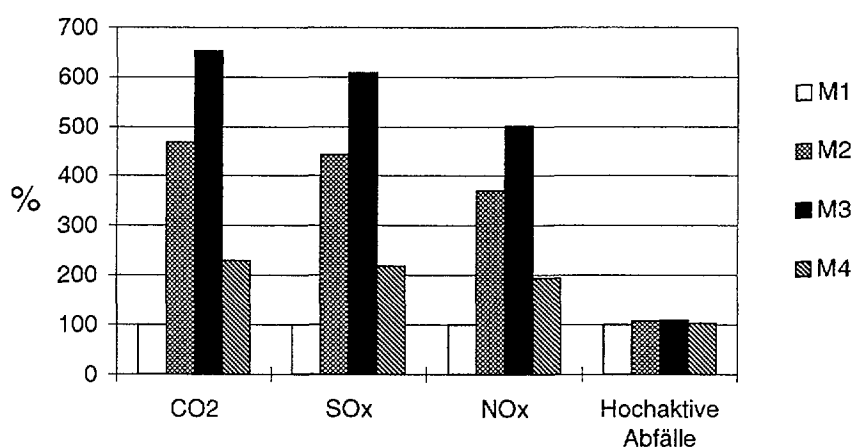


Abbildung 11: Beispiele einiger Umwelteinwirkungen der vier Import/Export-Modelle im Verhältnis zu Modell 1 (=100%)

M1 = CH-Erzeugungsmix

M2 = CH-Verbrauchermix nach Modell 2 (Import und Erzeugung gemischt)

M3 = CH-Verbrauchermix nach Modell 3 (Import und Erzeugung ohne Export)

M4 = CH-Verbrauchermix nach Modell 4 (zeitgleicher Import und Export als Transit)

Strommix in Ökobilanzen

Mit Modell M4 erhält man rund 2 mal höhere Werte für CO₂, SO_x und NO_x Emissionen als mit Modell M1. Modell M3 liefert, trotz der hohen Gewichtung der Importe, im Vergleich zum UCPTTE-Strommix noch immer relativ geringe Emissionen aus fossilen Kraftwerken in die Luft (Abbildung 12). D.h. der schweizerische Strommix ist auch im ungünstigsten Fall bezüglich CO₂, SO₂ und NO_x noch immer deutlich weniger umweltbelastend als der durchschnittliche Strommix der UCPTTE Länder. Die Menge der hochradioaktiven Abfälle liegt je nach Import/Export-Modell rund 5 -15% über derjenigen des UCPTTE-Mixes.

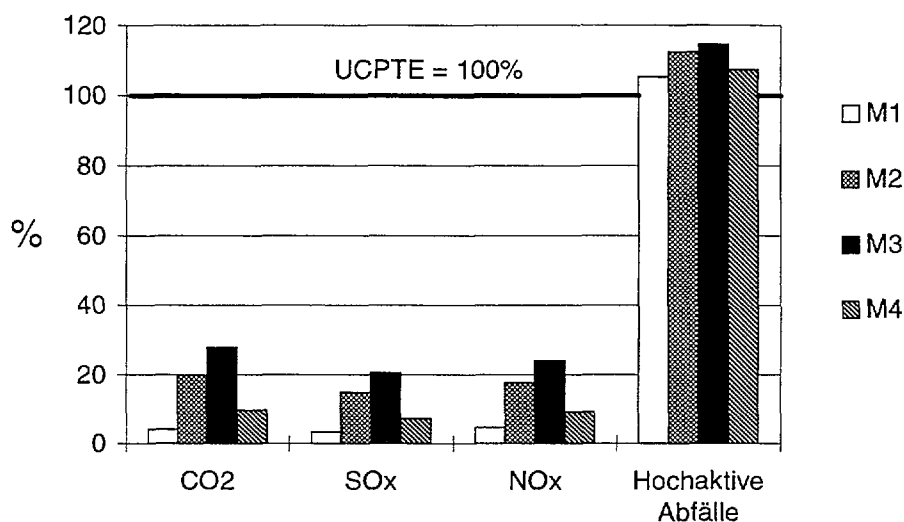


Abbildung 12: Umwelteinwirkungen der vier Import/Export-Modelle im Verhältnis zum UCPTTE-Mix (=100%)

in %	Frischknecht et al. 1996	BUWAL 1996	Diese Studie	Diese Studie
Import/Export-Modell	M3	M3	M2	M4
Bezugsjahr	1990 - 1994	1994	1995	1995
Verwendete Datenbasis	vertragliche Flüsse, BfE	?	physikalische Flüsse, UCPTTE	physikalische Flüsse, UCPTTE
Steinkohle	4.59	4.7	3.2	1.1
Braunkohle	2.33	1.4	2.4	0.8
Erdöl	2.23	2.5	0.8	0.7
Erdgas	1.31	1.2	1.7	1.2
Weitere fossile Gase	0.67		0.1	0.0
Total. konv. thermisch	11.14	9.8	8.2	3.9
Wasser (ohne Pumpsp.)	39.04	40.1	46.2	52.1
Pumpspeicher	0.93		1.3	1.4
Kernenergie	48.22	50.0	42.8	41.1
Verschiedene	0.68	0.1	1.6	1.5

Tabelle 6: Literaturvergleich: verschiedene Import/Export-Modelle, welche für die Modellierung des schweizerischen Verbraucherstrommixes vorgeschlagen wurden.

Strommix in Ökobilanzen

		Frischknecht et al. 1996	Diese Studie	Diese Studie	Diese Studie
Import/Export-Modell		M3	M3	M2	M4
Bezugsjahr		1990 - 1994	1995	1995	1995
Verwendete Datenbasis		vertragliche Flüsse, BfE	physikalische Flüsse, UCPTe	physikalische Flüsse, UCPTe	physikalische Flüsse, UCPTe
CO ₂	g/kWh	127.0	137.7	98.6	48.2
SO _x	g/kWh	0.64	0.61	0.45	0.22
NO _x	g/kWh	0.22	0.20	0.15	0.08
Hochaktive Abfälle	mm ³ /kWh	2.46	2.12	2.08	1.99

Tabelle 7: Literaturvergleich: Ausgewählte Umwelteinwirkungen des CH-Verbrauchermixes nach verschiedenen Quellen im Vergleich zu den Resultaten dieser Studie.

Schlussfolgerungen

In der Schweiz bestehen durch die hohe Aussenhandelsverflechtung grosse Unsicherheiten bei der Quantifizierung des nationalen Verbraucherstrommixes. Der für den Transit bestimmte Importanteil ist aufgrund der lückenhaften Informationen zu vertraglichen Vereinbarungen nicht bekannt. Der minimale Anteil des Transits an den physikalischen Importen im Jahr 1995 kann aufgrund von Verträgen zwischen ENEL und deutschen Versorgungsunternehmen auf 10% geschätzt werden. Mit Modell M2 resultiert für das gleiche Jahr ein Anteil von 33%. Der maximale Transitanteil liegt gemäss M4 bei 76%. Die Auswirkungen auf die spezifischen Umwelteinwirkungen pro Kilowattstunde sind in Tabelle 7 dargestellt.

Nach Ansicht der Autoren ist Modell M3, welches in Frischknecht et al. (1996) und BUWAL (1996) verwendet wurde, zur Bestimmung des schweizerischen Verbrauchermixes weniger geeignet, da damit die spezielle Situation der Schweiz als Transitland zwischen Frankreich, Deutschland und Italien nicht berücksichtigt wird.⁸

Die meisten anderen europäischen Länder sind aufgrund der Struktur ihres Kraftwerkparks (höherer Anteil fossiler Kraftwerke), wesentlich weniger sensibel auf die Wahl des Import-Export-Modells. Bei Ländern, welche reine Stromexporteure sind, wie z.B. Frankreich, kann Modell 1 verwendet werden, d.h. es muss nicht zwischen Verbraucher- und Erzeugungsmix unterschieden werden. Für alle übrigen Länder ist Modell M2 in der Regel ausreichend genau. Modell M3 ist geeignet für Länder mit vollkommen zeitverschobenen Importen und Exporten oder falls sämtliche vertraglich vereinbarten Transitgeschäfte bekannt sind.

	Modell	entsprechende Länder
Erzeugungsmix	M1	alle
Verbrauchermix in einem Strom-Exportland	M1	FR, NO
Verbrauchermix in einem Strom-Transitland (hohe zeitgleiche Importe und Exporte)	M4	CH, BE, AT
Verbrauchermix in übrigen Ländern	M2	z.B. DE, IT, UK, ES, ...

Tabelle 8: Eignung der Import/Export-Modelle für verschiedene Länder

⁸ Einer der Haupt-Rezensenten (R. Frischknecht) vertritt die Meinung, dass Modell 3 die Realität besser repräsentieren würde als die anderen Modelle, was im Widerspruch mit diesen Schlussfolgerungen steht.

3.3 Regionale Strommixe

Bisher wurden in Ökobilanzen entweder der UCPTM-Mix oder länderspezifische Strommixe verwendet. Theoretisch wäre es auch möglich, regionale Strommixe zu berechnen. Regionale Strommixe könnten einen wichtigen Beitrag zur Entwicklung einer umweltfreundlichen Stromversorgung leisten, da sie den Handlungsspielraum der lokalen Akteure (Betreiber der Verteilnetze und Endverbraucher) besser berücksichtigen.

Bei der Berechnung regionaler Strommixe kann man auf dieselbe Weise vorgehen wie bei den länderspezifischen Strommischen. Im ersten Schritt wird der im untersuchten Gebiet vorliegende Erzeugungsmix ermittelt. Der lokale Verbrauchermix wird dann unter Berücksichtigung lokaler Stromimporte und -exporte berechnet. Dafür stehen wiederum die im vorangehenden Abschnitt 3.2 diskutierten Import/Export-Modelle zur Auswahl. Je kleiner das untersuchte Gebiet, desto grösser kann der Einfluss von Importen und Exporten auf den Verbraucher-Strommix sein. Die Wahl des Import/Export-Modells ist daher auf regionaler Ebene noch entscheidender als auf nationaler Ebene.

Stromversorgung in der Schweiz

Um die regionale Stromversorgung abbilden zu können, muss zunächst die Organisationsstruktur der schweizerischen Stromversorgung insgesamt untersucht werden. Nach Mutzner (1995) kann die folgende Grobgliederung gemacht werden⁹.

- a) ***Verbundunternehmen***, oft auch als Überlandwerke bezeichnet, besitzen eine eigene Netzregelung, eigene Produktionsanlagen oder Beteiligungen an solchen, eigenes Höchstspannungsnetz (> 110kV) oder Beteiligungen an Höchstspannungsleitungen und teilweise eigene Feinverteilung bis zum Niederspannungs-Letztabnehmer.
 - Nordostschweizerische Kraftwerke AG (NOK)
 - BKW FMB Energie AG (BKW)
 - Energie Ouest Suisse (EOS)
 - Aare-Tessin AG für Elektrizität (ATEL)
 - Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg AG (EGL)
 - Elektrizitätswerk der Stadt Zürich (EWZ)
 - Centralschweizerische Kraftwerke (CKW)

- b) ***Kantonswerke mit eigener Produktion*** haben im allgemeinen zusätzlich Bezugs- und Lieferverträge mit Verbundunternehmen, z.B. Entreprises Electriques Fribourgeoises, Electricité Neuchâteloise S.A.

⁹ Die aktuelle Stromversorgungsstruktur der Schweiz könnte sich infolge der Liberalisierung in den kommenden Jahren stark ändern. Es sind z.B. bereits Gespräche über eine engere Kooperation einiger Überlandwerke (ATEL; BKW, und EOS) im Gange (TA 1997).

- c) **Kantonswerke ohne wesentliche Eigenproduktion.** Diese beziehen ihren Strombedarf fast ausschliesslich über einen Exklusiv-Bezugsvertrag von einem Verbundunternehmen, z.B. Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ), Elektrizitätswerk des Kantons Thurgau.
- d) **Stadtwerke** mit eigenen Produktionsanlagen und/oder namhaften Beteiligungen an Partnerwerken, z.B. Elektrizitätswerke der Städte Zürich, Bern und Genf, Industrielle Werke Basel.
- e) **Regionalwerke** mit oder ohne eigenen Produktionsmöglichkeiten, zum Beispiel die Kraftwerke Sernf-Niedererbach AG, Société Romande d'Electricité, Elektra Birseck.
- f) **Gemeindewerke**, meist in Form reiner Wiederverkäuferwerke.
- g) **Reine Produktionsanlagen**, meist in Form von Partnerwerken, bei denen die Aktionäre (Elektrizitätswerke, Gemeinden, usw.) gemäss ihrer Beteiligung einen Stromproduktionsanteil beanspruchen können, z.B. KKW Leibstadt AG, Grande Dixence S.A.
- h) **Produktionsanlagen der Industrie und der Bahnen**, z.B. Lonza AG, Alusuisse, Schweizerische Bundesbahnen (SBB).
- i) **Kleinere Eigenerzeugungsanlagen** von Privaten, Kooperationen und Genossenschaften. Diese werden zumeist mit Wasserkraft oder in neuerer Zeit mit Erdgas oder erneuerbaren Energien (vor allem Photovoltaik oder Biogas) betrieben.

Insgesamt beliefern in der Schweiz etwa 1100 Elektrizitätswerke rund 3,2 Millionen Haushaltungen, 600'000 Gewerbebetriebe (inkl. Büros) und 15'000 grössere Industriebetriebe und Dienstleistungsunternehmen.

Strommix der Überlandwerke

Eine Schlüsselstellung nehmen die sechs Überlandwerke NOK, BKW, ATEL, EOS, EGL und EWZ ein. Diese erzeugen insgesamt über 70% des schweizerischen Stromes. Zudem wickeln sie praktisch alle Stromgeschäfte mit dem Ausland ab und verfügen über umfangreiche Beteiligungen an ausländischen Kraftwerken. Die meisten der rund 940 reinen Verteilwerke beziehen ihren Strom zumindest teilweise von einem der Überlandwerke. Als erster Schritt für die Berechnung lokaler Verbrauchermixe müssen daher die Strommixe der Überlandwerke ermittelt werden.

Der Versuch, die unternehmensspezifischen Strommixe der Überlandwerke zu bestimmen, stösst allerdings an Grenzen. Die wichtigsten Probleme sind:

1. Es werden keine nationalen Statistiken über die Energiebeschaffung einzelner schweizerischer Elektrizitätswerke publiziert. Die benötigten Daten müssen daher direkt bei den Werken eingeholt werden (Jahresberichte, persönliche Anfragen).
2. Die Überlandwerke sind untereinander stark verflochten, einerseits durch die Beteiligung an gemeinsamen Partnerwerken und andererseits durch Austauschgeschäfte innerhalb der Schweiz.

Eine provisorische Bilanz der Energiebeschaffung der 6 grossen Überlandwerke ist in Tabelle 9 dargestellt. Die Bilanz beruht auf Jahresberichten und persönlichen Angaben der einzelnen Unternehmungen. Der Ankauf von schweizerischen Unternehmungen konnte nicht weiter aufgeschlüsselt werden. Bei den im Ausland beschafften Energiemengen ist in der Regel nur

Strommix in Ökobilanzen

das Land und nicht das Versorgungsunternehmen oder das spezifische Kraftwerk bekannt, bei denen Beteiligungen oder Bezugsrechte vorliegen. Zudem sind nicht bei allen im Ausland getätigten Geschäften die Herkunftsländer bekannt (Bezug aus nicht definierten Ländern).

Beschaffungsmix (in %)	NOK	BKW	ATEL	EOS	EGL	EWZ	TOTAL
Bilanz-Jahr	1995/96	1996	1996	1996	1995/96	1996	
Wasserkraft CH	26.7	32.3	9.9	31.4	10.5	42.6	20.6
Kernkraft CH	47.4	40.9	19.4	5.2	6.1	28.3	25.3
Öl CH		0.3	0.3	0.8			0.2
Ankauf von Dritten CH ¹⁾		7.3	15.5	21.1	27.5		12.7
KW-Park F	16.9	19.2	34.3	22.8	26.2	23.0	25.1
KW-Park DE					9.1		1.7
KW-Park CR					0.6		0.1
KW-Park AT					1.2		0.2
Bezug aus nicht def. Ländern ²⁾	9.0		20.6	18.7	18.8	6.1	14.1
Total (berechnet)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Tabelle 9: Provisorische Bilanz der Energiebeschaffung der Überlandwerke (absolute Zahlen in Anhang A.4)

¹⁾ Stromzukauf von anderen schweizerischen Versorgungsunternehmen

²⁾ Stromzukauf von ausländischen Kraftwerken, bzw. Versorgungsunternehmen ohne Angabe des Bezugslandes

Eine provisorische Bilanz der spezifischen Umweltbelastungen der Beschaffungsmixe der Überlandwerke ist in Tabelle 10 dargestellt. Für die einzelnen Kraftwerksmixe wurden die Ökoinventare einzelner Stromsysteme aus Frischknecht et al. (1996) verwendet. Für den "Ankauf von Dritten CH" wurde der schweizerische Strommix nach Modell M2 verwendet (siehe Abschnitt 3.2.5). M2 stellt einen Mittelwert zwischen den beiden Modellen M3 und M4 dar, welche die Importe besonders hoch bzw. besonders tief gewichten. Für den Bezug aus nicht definierten Ländern sowie aus der Tschechei wurde der UCPTE-Mix verwendet. Die resultierenden, mit Vorsicht zu interpretierenden Werte zeigen deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Werken auf. ATEL, EOS und EGL haben aufgrund der Verwendung des UCPTE-Mixes für Bezüge aus nicht definierten Ländern relativ hohe verbrennungsspezifische Luftemissionen (CO₂, SO₂ und NO_x). Die tatsächlichen Emissionen der Beschaffungsmixe dieser drei Werke könnten deutlich von den hier berechneten Werten abweichen, falls die in nicht definierten Ländern bezogene Elektrizität einen Strommix aufweist, der stark vom durchschnittlichen UCPTE-Mix abweicht.

Provisorische Umweltbilanz		NOK	BKW	ATEL	EOS	EGL	EWZ	Total
CO ₂	g/kWh	73	19	165	122	210	38	123
SO _x	g/kWh	0.42	0.10	0.92	0.69	1.10	0.23	0.68
NO _x	g/kWh	0.14	0.04	0.30	0.21	0.33	0.07	0.21
Hochaktive Abfälle	mm ³ /kWh	3.2	3.2	3.0	1.0	2.5	2.7	2.9

Tabelle 10: Provisorische Umweltbilanz der Überlandwerke (die Auswahl der Umweltindikatoren ist willkürlich).

Es soll an dieser Stelle nochmals unterstrichen werden, dass die **Energiebeschaffungsmixe der Überlandwerke von den für die schweizerischen Versorgungsgebiete relevanten Verbrauchermixen deutlich abweichen können**. Dies beruht darauf, dass die Überlandwerke einerseits einen Teil der im Ausland beschafften Energie direkt an ausländische Verbraucher (vgl. Abschnitt 3.2.2) abgeben und andererseits Transitgeschäfte über die Landesgrenzen hinweg tätigen. Für die Erstellung regionaler und lokaler Verbrauchermixe ist aber nur jener Teil der beschafften Energie relevant, welcher tatsächlich zur Deckung des Stromverbrauchs in der Schweiz dient. Mit anderen Worten, es muss unterschieden werden zwischen dem unternehmensspezifischen Strommix (Beschaffungsmix) und den für die geographischen Absatzgebiete des entsprechenden Versorgungsunternehmens relevanten Verbrauchermixen.

Schlussfolgerungen

Es war im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vorgesehen, eine detaillierte Bilanz der schweizerischen Überlandwerke zu erstellen. Dies wäre im Hinblick auf eine regionale oder lokale Energieplanung zwar interessant, der Aufwand dazu ist aber beträchtlich, zumal solche unternehmensspezifischen Strommixe, aufgrund des im Zuge der Marktöffnung bevorstehenden Strukturwandels der Stromwirtschaft, relativ häufig überarbeitet werden müssten. Die oben dargestellte provisorische Bilanz der Beschaffungsmixe ist als ein erster Versuch anzusehen, von den bisher verwendeten nationalen Strommixin auf die Ebene regionaler Stromversorger zu wechseln. Die regionale Ebene wird im Rahmen der Liberalisierung des europäischen Strommarktes eine zentrale Bedeutung erlangen, da grosse Stromverbraucher in Zukunft ihre Stromproduzenten frei wählen können und die spezifische Umweltbelastung ein Argument bei der Wahl sein könnte. Detaillierte regionale Strommixe können nur unter aktiver Beteiligung der Stromversorgungsunternehmen erstellt werden, da zum Teil nicht öffentlich zugängliche Daten für die Berechnung solcher Mixe benötigt werden.

3.4 Eigenproduktion

Die direkte Versorgung mit Strom aus eigenen Kraftwerken ist besonders in der Schwerindustrie (z.B. Stahlwerke, Kokereien, Raffinerien, Aluminiumindustrie, etc.) verbreitet. Auch für Haushalte und Dienstleistungsgebäude besteht durch die Förderung dezentraler Kleinkraftwerke (Blockheizkraftwerke, Photovoltaik) ein gewisser Trend zu zumindest teilweiser Selbstversorgung. In der Regel werden betriebseigene Kraftwerke in Ökobilanzen separat berücksichtigt.

Für die Berechnung des fallspezifischen Strommixes wird die Eigenerzeugung plus die aus dem Netz bezogene Strommenge mit dem entsprechenden Netz-Strommix verwendet. Sofern aus Industriekraftwerken überschüssiger Strom in das öffentliche Netz eingespielen wird, sollte dies im Verbrauchermix des öffentlichen Netzes berücksichtigt werden. Im Falle von Wärmekraftkopplung (WKK) können die in Kap. 5.2 beschriebenen Verfahren für die Zuordnung der Umwelteinwirkungen auf die beiden Produkte Strom und Wärme verwendet werden.

3.5 Direkte Bezugsverträge (Third Party Access, Green Pricing)

Durch die Öffnung des Strommarktes werden in einem ersten Schritt Grosskunden mit einem Jahresbezug von mehr als 20 GWh (Vorschlag VSE 1998) direkte Verträge mit einzelnen Stromerzeugern abschliessen können. Je nach Entwicklung und gewähltem Liberalisierungsmodell werden mit der Zeit eventuell auch kleinere Endverbraucher Strom von Produzenten ihrer Wahl beziehen können. Für Ökobilanzen bedeutet dies, dass bald viele Unternehmungen aufgrund der abgeschlossenen Verträge mit bestimmten Stromproduzenten ihren eigenen spezifischen Strommix geltend machen können. Diese Entwicklung wirft eine Reihe von methodischen Fragen auf.

1. Darf ein Stromverbraucher die Bereitstellungsbelastungen des von ihm bezogenen Stromes aufgrund bestehender Lieferverträge berücksichtigen, oder muss er den durchschnittlichen Netz-Strommix einsetzen?

Ökobilanzen sollten die Bestrebungen von Stromverbrauchern, die sich mit wenig umweltbelastendem Strom eindecken, transparent machen. Daher sind direkte Lieferverträge mit Kraftwerken in vollem Umfang zu berücksichtigen, selbst wenn physikalisch gesehen der Stromverbraucher einen Strommix und nicht einen "reinen" Kraftwerksstrom bezieht. Entscheidend ist, dass die vertraglich vereinbarte Strommenge sowohl mit dem effektiven Verbrauch des Bezügers, als auch mit der tatsächlichen Produktion des Kraftwerksbetreibers übereinstimmt.

2. Müssen Produktion und Verbrauch zeitgleich erfolgen oder reicht es, wenn der Stromerzeuger im Tages-, im Monats- oder im Jahresmittel die vertraglich bestimmte Strommenge ins Netz einspeist?

Die zweite Frage ist insbesondere im Zusammenhang mit sogenannten Green Pricing Verträgen wichtig. Der Stromkunde verpflichtet sich dabei, einen höheren Stromtarif für eine vereinbarte jährliche Strommenge zu bezahlen, während der Erzeuger garantieren muss, die entsprechende Strommenge aus erneuerbaren Energiesystemen, meist Photovoltaik-, Klein-Wasser- oder Windkraftwerken, in das Netz einzuspeisen. Als aktuelles Beispiel für ein Green Pricing Programm ist die Photovoltaik-Strombörse des EWZ's zu nennen. Aber auch zahlreiche andere Elektrizitätswerke sowie private Organisationen bieten Strom aus erneuerbaren Energiesystemen an oder planen, ein solches Angebot auf den Markt zu bringen. Die Liberalisierung des Strommarktes könnte in diesem Marktbereich ein beschleunigtes Wachstum bringen. Denkbar ist auch, dass in Zukunft Strom ab grösseren Laufkraftwerken zu geringen Aufpreisen auf den durchschnittlichen Stromtarif an ökologisch bewusste Kunden verkauft wird. Dies bedeutet, dass der Kraftwerkspark grosser Stromerzeugungsunternehmen buchhalterisch aufgeteilt würde und der erzeugte Strom je nach Marktwert des Kraftwerkstyps zu unterschiedlichen Tarifen verkauft werden könnte.

Allerdings erzeugen Photovoltaik-, Wind- und in geringerem Masse auch Klein-Wasserkraftwerke nicht kontinuierlich Strom. Zudem ist der Zeitpunkt der Erzeugung nicht oder nur geringfügig steuerbar. Um einen bestimmten Stromverbrauch zu decken, sind daher weitere Systeme nötig, welche die Zeitdifferenz zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgleichen können. Da im heutigen Kraftwerkspark der Produktionsanteil aus Photovoltaik- und Windanlagen noch sehr gering ist, können Erzeugungsschwankungen durch den restlichen Kraftwerkspark aufgefangen werden, ohne dass die Erzeugungsstruktur spürbar geändert werden

muss. Dies könnte sich allerdings mit einem steigenden Anteil von Photovoltaik- und Windstrom ändern.

In der vorliegenden Studie kann auf die Problematik der Netzstabilität und Reservehaltung bei einem zunehmenden Anteil von Wind- und Photovoltaikanlagen nicht genauer eingegangen werden. In diesem Bereich sind in Zukunft noch weitere Abklärungen notwendig.

Schlussfolgerungen

Nach Ansicht der Autoren ist es sinnvoll, direkte Bezugsverträge in Ökobilanzen in vollem Masse zu berücksichtigen, um die Nachfrage nach umweltverträglich erzeugtem Strom zu fördern. Dies gilt auch für Strom ab Photovoltaik-, Wind- und Klein-Wasserkraftwerken, solange deren Anteil an der Stromerzeugung so gering ist, dass keine zusätzlichen Speichersysteme oder Reservekraftwerke installiert werden müssen, um wetterbedingte Erzeugungsschwankungen aufzufangen. Im Zweifelsfall sollte beim betroffenen Stromversorgungsunternehmen abgeklärt werden, ob der Einsatz von Wind- oder Photovoltaikanlagen einen zusätzlichen Aufwand für die Netzstabilität und Reservehaltung verursacht.

4. Zeitliche Abgrenzung von Strommischen

4.1 Saisonale und tageszeitliche Strommodelle

Die Strommische in bisherigen Ökoinventaren beziehen sich in der Regel auf die durchschnittliche Produktionssituation eines bestimmten Jahres (BUWAL 1991) bzw. mehrerer Jahre (Frischknecht et al. 1996, BUWAL 1996). Für bestimmte Anwendungsfälle ist es aber sinnvoll, nicht nur den Jahresdurchschnitt sondern den "typischen" Strommix zu bestimmten Jahres- oder Tageszeiten zu kennen. Eine Liste mit Anwendungsbeispielen für zeitlich differenzierte Strommodelle ist in Tabelle 11 gegeben.

Strommodell	Bezugszeit	Anwendungsfall
Saisonale Strommodelle	Winter (Okt. - März)	Wärmepumpen, Elektroheizungen, Lüftung mit Wärmetauscher, Umwälzpumpen für Heizsysteme
	Sommer (Apr. - Sept.)	Klimaanlagen, Ventilatoren
Tageszeitl. Strommodelle	Nacht (Niedertarif) (22-6h)	Strassenbeleuchtung, Nachtzug, Pumpen für Umwälzwasserkraft, Elektroboiler mit Nachtaufheizung, Elektromobile mit Nachtauffladung
	Tag (Hochtarif) (6-22h)	Dienstleistungs- und Gewerbegebäude, elektrischer Kochherd

Tabelle 11: Anwendungsbeispiele für saisonale und tageszeitliche Strommische

Saisonale Differenzierung

Eine Unterscheidung zwischen Sommer- und Winterstrommix der Schweiz wurde von Frischknecht et al. (1996) bereits exemplarisch für das hydrologische Jahr 1993/94 berechnet. Das Jahr 1993/94 gibt aber aufgrund der äusserst ausgiebigen Niederschläge nicht repräsentative Verhältnisse wieder. In der vorliegenden Studie wird der durchschnittliche Sommer- und Winterstrommix von Oktober 1994 bis September 1996 anhand der schweizerischen Elektrizitätsstatistik (BEWa 1997) berechnet. Der Import wird gemäss Import/Export-Modell 4 berücksichtigt (vgl. Abschnitt 3.2.1). Eine grafische Darstellung der monatlichen Elektrizitätsbilanz der Schweiz findet sich in Anhang C.

Tageszeitliche Differenzierung

Zur Bestimmung von typischen Strommischen für verschiedene Tageszeiten muss die Tageslastkurve, welche je nach Jahreszeit eine andere Charakteristik hat, untersucht werden. In der vorliegenden Studie wird der schweizerische Erzeugungsmix für einen typischen Winter- und einen typischen Sommertag ermittelt. Da keine Leistungsbilanzen der inländischen Produktion, unterteilt nach Energiesystemen, publiziert werden, kann der Erzeugungsmix zu verschiedenen Tageszeiten nur annäherungsweise ermittelt werden. Als Datenbasis werden die im Jahresbericht des VSE (1996) publizierten Tageslastkurven verwendet (vgl. Abbildung 13). Die aus der Grafik abgelesene Leistung wurde zur Kontrolle auf ein Jahr hochgerechnet und mit den statistisch erfassten Werten aus BEWa (1997) abgeglichen (vgl. Anhang A).

Strommix in Ökobilanzen

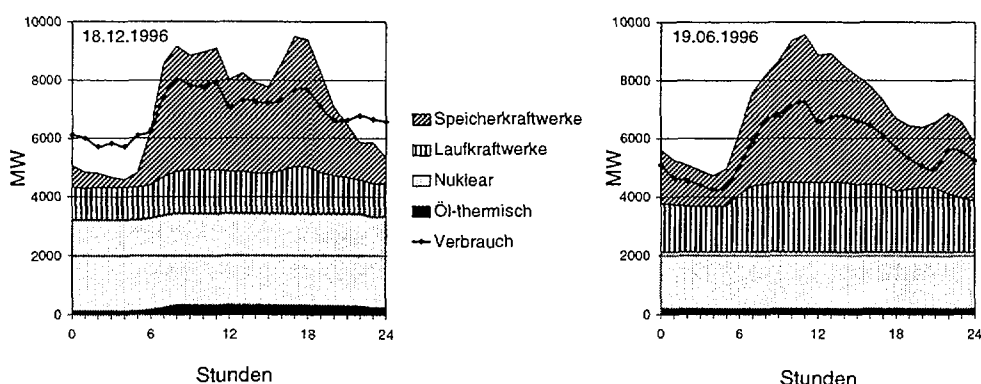


Abbildung 13: Tageslastkurven eines typischen Winter- und Sommertages; aus VSE (1996)

Für den schweizerischen Verbraucherstrommix muss der Erzeugungsmix noch mit den Importen ergänzt werden. Analog zu den saisonalen Strommischen wird wiederum das Import/Export-Modell 4 verwendet (vgl. Abschnitt 3.2.1). Im Prinzip müssten auch für die Länder, aus denen Strom importiert wird, zwischen Tag- und Nacht-Strommodellen unterschieden werden. Dies war im Rahmen der vorliegenden Studie nicht möglich. Man kann davon ausgehen, dass der Anteil konventionell thermischer Stromerzeugung in der Nacht mit Ausnahme von der Schweiz und Österreich in allen Ländern geringer ist als am Tag, weil in der Nacht Bandlastkraftwerke (Kernenergie, Laufkraftwerke, Braunkohlekraftwerke) einen höheren Anteil des Verbrauchs decken. Da die Schweiz gemäss Import/Export-Modell 4 nur in der Nacht Strom für den eigenen Verbrauch importiert, wird der Anteil konventionell thermischer Kraftwerke am schweizerischen Nachtstrommix möglicherweise leicht überschätzt. Die resultierenden saisonalen und tageszeitlichen Strommodelle sind in Tabelle 12 dargestellt. Detaillierte Daten und Quellenangaben finden sich im Anhang A.

in %	Winter	Sommer	Nacht	Tag	Winter-Nacht	Wintertag	Sommer-nacht	Sommertag
Erzeugungsmix (M1)								
Konv. thermische KW ¹⁾	3	2	2	2	2	3	2	2
Kernkraftwerke	46	35	59	33	69	37	49	29
Laufkraftwerke	18	33	28	24	20	16	37	32
Speicherkraftwerke	32	27	10	38	8	43	12	33
Pumpspeicherkraftwerke ²⁾	1	3	0	3	0	1	0	4
Verbrauchermix (M4)								
CH-Erzeugungsmix	90	94	84	100	80	100	89	100
Import aus FR ³⁾	5	3	9	0	11	0	6	0
Import aus DE ³⁾	4	2	5	0	7	0	3	0
Import aus AT ³⁾	1	1	2	0	2	0	2	0

Tabelle 12: Saisonale und tageszeitliche Strommische; vgl. Anhang A

¹⁾ inkl. Öl, Erdgas, Biogas, Kehrlicht, Klärgas, Deponiegas; bei Kehrlicht, Klärgas, und Deponiegas werden die Emissionen der Funktion Abfallbehandlung zugeordnet, der erzeugte Strom bleibt unbelastet

²⁾ sowohl Pump- als auch Umwälzbetrieb

³⁾ keine Unterscheidung zwischen Winter-, Sommer, Nacht- und Tag-Strommischen

Beobachtungen zu den saisonalen und tageszeitlichen Strommischen

Die Variationen zwischen Sommer- und Winter-, Tag- und Nacht-Strommischen fallen sowohl bei den Erzeugungs- als auch bei den Verbrauchermischen relativ deutlich aus (Tabelle 8). Die grössten Unterschiede liegen zwischen Wintertagen und Winternächten. In Winternächten besteht der schweizerische Erzeugungsmix zu über 70% aus Kernenergie, der Verbrauchermix wird zu 20% mit Importen gedeckt. An Wintertagen geht der Kernenergieanteil hingegen auf 35% zurück und der Verbrauch wird zu 100% von einheimischen Kraftwerken gedeckt. Ein ähnliches Verhältnis besteht auch zwischen Sommertag- und Sommernacht-Strommischen. Der Wasserkraftanteil, insbesondere jener aus Laufkraftwerken, ist aber im Sommer deutlich höher. Der Importanteil des Verbrauchermixes ist im Sommer geringer als im Winter.

Betrachtet man die für die Verbrauchermixe resultierenden Anteile von Wasserkraft und Kernenergie, werden wiederum die grossen Differenzen zwischen Sommer und Winter bzw. Tag und Nacht deutlich (Abbildung 14). Eine zeitlich differenzierte Betrachtung des CH-Verbrauchermixes kommt daher nur zum tragen, wenn auf der Stufe der Bilanzbewertung die Umwelteinwirkungen von Kernenergie und Wasserkraft sehr unterschiedlich gewichtet werden. Die Schwankungen des Anteils konventionell thermischer Energiesysteme¹⁰ sind relativ gering. Dies könnte sich allerdings in Zukunft ändern, sofern mit Erdgas betriebene Wärmekraftkopplungsanlagen stark ausgebaut werden sollten. Ein Ausbau der fossilen Wärmekraftkopplung würde vor allem den Strommix an Wintertagen in relevantem Masse mit verbrennungsbedingten Luftemissionen belasten.¹¹

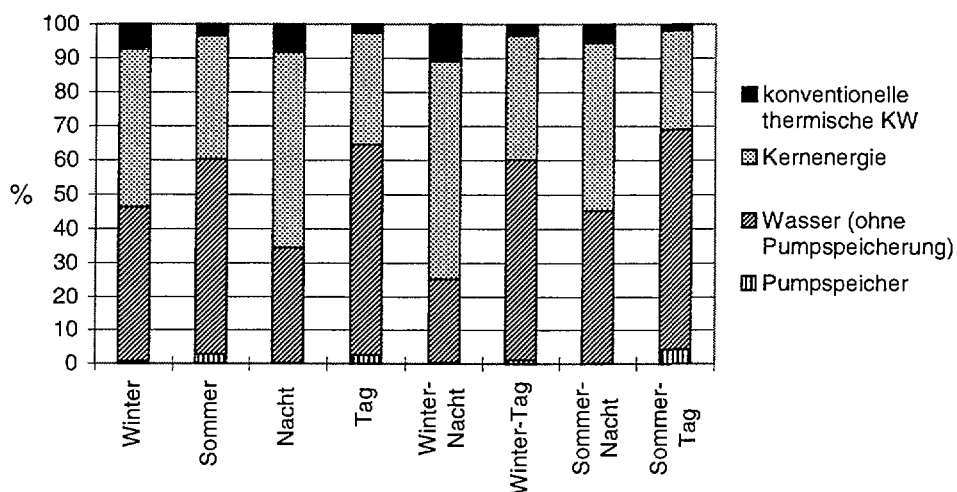


Abbildung 14: Verbrauchermix der Schweiz zu verschiedenen Jahres- und Tageszeiten (Erzeugung im In- und Ausland).

¹⁰ In der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik (BEW 1996) werden unter konventionell thermischen Kraftwerken auch Kehrichtverbrennungsanlagen sowie Deponiegas-, Klärgas- und Biogasverstromungsanlagen eingeordnet. Die Emissionen dieser Anlagen werden in (Frischknecht et al. 1996) den Abfällen angerechnet; der produzierte Strom bleibt dadurch unbelastet.

¹¹ Die ökologische Beurteilung von Wärmekraftkopplungsanlagen alleine hängt stark von dem durch die Abwärmenutzung substituierten Heizenergiesystem ab.

4.2 Zukunftsbezogene Strommixe

Bisher veröffentlichte Ökoinventare von Strom beruhen in der Regel auf der statistisch erfassten Jahresproduktion des bestehenden Kraftwerkparkes (z.B. BUWAL 1996, Frischknecht et al. 1996). Da die gemessenen Daten mit einer gewissen Verzögerung für Ökobilanzen aufbereitet und publiziert werden, beziehen sich diese Strommixe meist auf eine Situation der Stromversorgung, welche bereits einige Jahre zurückliegt. Viele Ökobilanzen dienen aber der Unterstützung von Entscheidungen, welche erst in der Zukunft eine Auswirkung auf die Umwelt haben. Korrekterweise sollten daher in zukunftsgerichteten Ökobilanzen Szenarien der zukünftigen Stromversorgung anstelle von vergangenheitsbezogenen Strommixen verwendet werden.

Datenbasis für zukunftsbezogene Strommixe

Die Deckung der Stromnachfrage wird in der Regel langfristig geplant und abgesichert. Szenarien für zukünftige Strommixe können daher von Planungsdaten der Stromversorgungsunternehmen abgeleitet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Planungsdaten die folgenden Unsicherheiten aufweisen:

- a) Die zukünftige Nachfrageentwicklung wurde in der Vergangenheit tendenziell überschätzt¹².
- b) Erneuerungs- und Ausbauprojekte können z.B. durch langwierige Bewilligungsverfahren oder politischen Widerstand um mehrere Jahre verzögert oder sogar ganz fallengelassen werden (z.B. Baustopp für das Kernkraftwerk Kaiseraugst).

Trotz dieser möglichen Fehler sind die Prognosen für die zukünftige Stromversorgung aufgrund der "Trägheit" des europäischen Kraftwerkparkes für die Ermittlung zukünftiger Durchschnittsstrommixe ausreichend genau. Da die meisten Kraftwerkstypen eine Lebensdauer von mehr als 20 Jahren haben, kann sich bei einer in den kommenden Jahren voraussichtlich geringen Nachfragesteigerung eine grundlegende Umstrukturierung des Kraftwerkparkes nur über lange Zeiträume hinweg einstellen. Aus diesem Grund sind trotz Marktöffnung in der Schweiz in den kommenden 5-10 Jahren noch keine deutlichen Veränderungen der Erzeugungsstruktur zu erwarten.

Ein weiteres Problem zukunftsbezogener Strommixe stellt die Ermittlung der Kraftwerksemissionen dar. Für eine Abschätzung der zukünftigen Emissionen eines Kraftwerksparkes müssen die folgenden Faktoren berücksichtigt werden:

- Technischer Stand bestehender Kraftwerke
- Gegenwärtige Brennstoffqualitäten
- Aktuelle und zukünftig zu erwartende Umweltauflagen für bestehende Kraftwerke
- Verbleibende Lebensdauer und vorhersehbare vorzeitige Stilllegung bestehender Kraftwerke
- Technischer Stand neuer Kraftwerkstechnologien

¹² vgl. VSE Bulletin 12/95, S. 70: Prognosewerte der Zehn-Werke-Berichte (Mutzner 1995)

- Zukünftige Brennstoffqualitäten
- Aktuelle und zukünftig zu erwartende Umweltauflagen für neue Kraftwerke
- Erwartete Zubauraten für neue Kraftwerke

Bisher noch relativ wenig entwickelt sind Ökoinventare zukünftiger Kraftwerkstechnologien. Angaben zu den luftseitigen Emissionen einiger zukünftiger Kraftwerkstechnologien finden sich z.B in Fritsche et al. (1997) und Dones et al. (1996) (vgl. Kapitel 7.2.3).

Kommentar zu zukunftsbezogenen Strommischen

Der aktuelle Bestand sowie der geplante Ausbau des Kraftwerkparkes bis zum Jahr 2010 wird in der UNIPED-Statistik EURPROG (1997) für 21 europäische Länder ausgewiesen (vgl. Tabelle 13). Der durchschnittliche Erzeugungsmix der Jahre 1995, 2000, 2010 ist in Abbildung 15 für die Schweiz und die EU-21 dargestellt. Eine relativ geringe Änderung der Stromerzeugungsstruktur wird in der Schweiz erwartet. Da das Potential der Wasserkraft beinahe ausgeschöpft ist, ein Ausbau der Kernenergie auf Akzeptanzprobleme stösst und erneuerbare Energiesysteme entweder zu teuer (Photovoltaik, Biomasse) oder in der Schweiz nicht in relevanten Mengen verfügbar sind (Wind, Geothermie), ist es realistisch anzunehmen, dass vor allem ein Ausbau fossiler Systeme stattfinden wird. Insbesondere mit Erdgas betriebene Wärmekraftkopplungsanlagen haben Chancen in den Wintermonaten einen relevanten Anteil am Strommarkt zu gewinnen. Gemäss den Angaben von EURPROG (1997) wird der Anteil konventionell thermischer Systeme am schweizerischen Erzeugungsmix zwischen 1995 - 2010 lediglich von 0.9 auf 2.2% zunehmen. In der BfE-Studie "Energieperspektiven für die Schweiz 1990 - 2030" (BEWb 1996) wird dagegen für das Jahr 2010 alleine ein Erdgasanteil von 3.1% geschätzt. Insgesamt wird der Anteil konventionell thermischer Kraftwerke im Jahr 2010 auf 3.8% geschätzt. In der vorliegenden Studie wurden für die Schweiz die Werte aus BEWb (1996) verwendet (vgl. Anhang B, Tabellen B.8 und B.10).

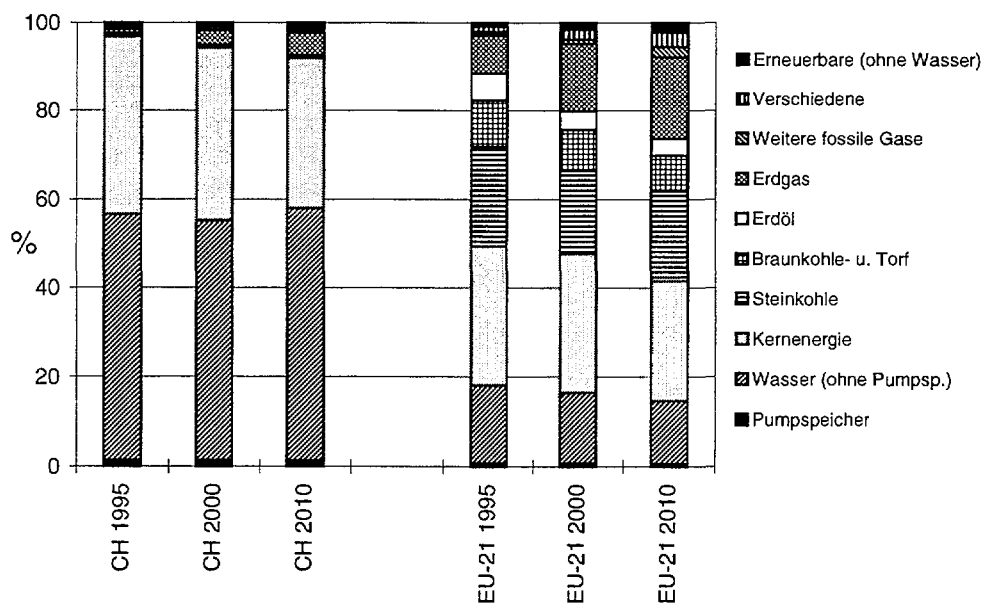


Abbildung 15: Erzeugungsmix der Schweiz und der EU-21 Staaten in den Jahren 1995 (tatsächliche Produktion), 2000, 2010 (geplante Produktion)

In den EU-21 Ländern verdoppelt sich voraussichtlich der Anteil der mit Erdgas befeuerten Kraftwerke zwischen 1995 und 2010 von 9 auf 19%. Der Anteil der übrigen fossilen Energiesysteme bleibt dagegen gleich oder nimmt ab. Eine Zunahme wird dafür bei der Verstromung von Gasderivaten (z.B. aus Stahlwerken, Kokereien und Raffinerien), verschiedenen Energieträgern (z.B. Abfällen) und erneuerbaren Energiesystemen erwartet. Insgesamt werden die drei letztgenannten Kategorien bis 2010 rund 7% des europäischen Strombedarfes decken.

in %	CH 1995	CH 2000	CH 2010	EU-21 1995	EU-21 2000	EU-21 2010
Pumpspeicher	1.4	1.4	1.5	0.8	0.77	0.69
Wasser (ohne Pumpsp.)	55.1	54.9	57.7	17.3	15.7	13.9
Kernenergie	40.3	39.9	34.8	31.4	31.3	26.9
Steinkohle	0.0	0.0	0.0	22.4	18.6	20.2
Braunkohle- u. Torf	0.0	0.0	0.0	10.4	9.33	8.08
Erdöl	0.7	0.7	0.7	6.3	4.17	3.79
Erdgas	0.9	1.4	3.1	8.7	15.4	18.6
Weitere fossile Gase	0.0	0.0	0.0	0.7	0.96	2.24
Verschiedene	1.5	1.7	1.9	1.3	2.31	3.34
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.0	0.3	0.8	1.51	2.16
total in %	100	100	100	100	100	100
in TWh	58.3	58.9	57.5	2640	2879	3352

Tabelle 13: Erzeugungsmix der Schweiz und der EU-21 Länder in den Jahren 1995, 2000 und 2010;
Quelle: EURPROG 1997 (siehe Anhang B)

Schlussfolgerungen

Wenn Ökobilanzen Entscheidungen, welche erst in Zukunft eine Auswirkung auf die Umwelt haben, unterstützen sollen, sollten zukunftsbezogene Ökoinventare verwendet werden. Dies ist insbesondere für Strom wichtig, weil die spezifischen Emissionen durch gesetzliche Auflagen und technische Verbesserungen in den meisten Ländern laufend reduziert werden. Mit der Verwendung vergangenheitsbezogener Strommixe besteht die Gefahr für zukünftige Entscheidungen falsche Schlussfolgerungen zu ziehen.

Der Erzeugungsmix der Schweiz wird voraussichtlich in den kommenden 10 Jahren einen gewissen Zuwachs von mit Erdgas und Heizöl betriebenen Wärmekraftkopplungsanlagen haben. Damit werden auch die durch die Stromerzeugung verursachten CO₂- und NO_x-Emissionen ansteigen. Im Vergleich zu den meisten anderen europäischen Ländern wird der schweizerische Erzeugungsmix auch in Zukunft bezüglich den verbrennungsbedingten Luftschadstoffen sehr geringe Belastungen aufweisen.

4.3 Marginaler Strommix

4.3.1 Das Konzept marginaler Strommixe

Unter einer marginalen Technologie versteht man jene technischen Systeme, welche im Falle von Nachfrageschwankungen zuerst zugebaut (bzw. zugeschaltet) oder stillgelegt (bzw. abgeschaltet) werden. Eine marginale Technologie wird auch als Grenzkostentechnologie bezeichnet. Im Bereich der Stromversorgung kann die marginale Technologie, je nach Grössenordnung des betrachteten Versorgungsgebietes, entweder ein einzelnes Kraftwerk (Grenzkraftwerk) oder ein Mix aus verschiedenen Kraftwerken (marginaler Strommix) sein. Ferner muss unterschieden werden zwischen kurzfristigen und langfristigen marginalen Änderungen. Kurzfristige Nachfrage- und Produktionsschwankungen¹³ im Stromnetz können nur mit bestehenden Kraftwerken ausgeglichen werden. Bei einer Nachfragesteigerung wird die Kraftwerksreserve mit den geringsten variablen, d.h. kurzfristig marginalen Kosten (vor allem Brennstoffkosten) aufgeboten. Bei einem Nachfragerückgang wird zunächst das Kraftwerk mit den höchsten variablen Kosten heruntergefahren. Langfristige Nachfrageschwankungen werden dagegen durch den Bau neuer Kraftwerke bzw. durch die endgültige Stilllegung bestehender Anlagen ausgeglichen. Ökobilanzen werden in der Regel eher für langfristige, strategische Entscheidungen eingesetzt, da für kurzfristige Entscheidungen der Aufwand für die Erstellungen einer Ökobilanz meist zu hoch ist und ökologische Interessen tendenziell bei kurzfristigen Entscheidungen weniger Beachtung finden. Der folgende Abschnitt beschränkt sich daher auf die Problematik langfristig marginaler Strommixe.

4.3.2 Anwendungsgebiete marginaler Strommixe

Wie in Abschnitt 2.2 erläutert wurde, haben sich bereits verschiedene Forschungsprojekte damit auseinandergesetzt, wann ein durchschnittlicher oder ein marginaler Strommix in Ökobilanzen verwendet werden soll. Dabei sprechen sich Nordic (1995), DEA (1997) und Frischknecht (1997), entgegen der gegenwärtigen Praxis, in zukunftsbezogenen Ökobilanzen für die Verwendung des marginalen Strommixes aus.

Falls mit einer Ökobilanz untersucht werden soll, wieviel Umweltbelastung durch den gegenwärtigen Stromverbrauch entsteht, ist es naheliegend, die durchschnittliche aktuelle Situation der Stromversorgung zu betrachten. Geht die Ökobilanz aber einen Schritt weiter und untersucht die Frage, wie sich die Umweltbelastung ändert, wenn in Zukunft mehr (oder weniger) Strom verbraucht wird, ist der Durchschnittsmix strenggenommen nicht mehr massgebend. Vielmehr sollte bei dieser Fragestellung die marginale Änderung des durchschnittlichen Strommixes infolge der zu erwartenden Nachfrageschwankung bestimmt werden.

Allerdings ist der Zusammenhang zwischen einer marginalen Nachfrageänderung und der marginalen Änderung der Stromerzeugung nicht leicht nachvollziehbar. Wichtige Einflussgrössen sind z.B.:

- Zeitintervall, über welches die marginale Nachfrageänderung stattfindet

¹³ z.B. aufgrund von Ausfällen einzelner Kraftwerke oder meteorologischen Schwankungen bei Wasserkraft, Wind und Photovoltaik.

- Trend der erwarteten Stromnachfrage und Effekt der betrachteten Nachfrageänderung
- Verlauf der Energiepreise
- Umsetzung der Liberalisierung des Strommarktes
- CO₂-Politik der EU
- Umweltauflagen auf europäischer und nationaler Ebene
- Verfügbarkeit neuer Technologien, etc.

Die Liste könnte noch beliebig erweitert werden. Aufgrund dieser zahlreichen Einflussgrössen ist die Zusammensetzung des marginalen Strommixes von vielen Annahmen abhängig. Für die gleiche Fragestellung können daher, je nach Szenario, ganz unterschiedliche marginale Strommixe plausibel sein. Insbesondere kleinräumige und nur über eine kurze Zeit dauernde marginale Änderungen der Stromnachfrage sind sehr "volatil". Auf nationaler Ebene und bei einem Betrachtungszeitraum von mehreren Jahren kann sich dagegen unter Umständen ein relativ stabiler Trend für die marginale Stromversorgung einstellen. In jedem Fall sind die Annahmen, welche zur Wahl eines bestimmten marginalen Strommixes geführt haben, bereits auf der Stufe der Zieldefinition einer Ökobilanz klar darzulegen.

4.3.3 Berechnung marginaler Strommixe

Im folgenden Abschnitt wird anhand von Planungsdaten über den zukünftigen Ausbau des europäischen Kraftwerkparkes (EURPROG 1997) die ungefähre Zusammensetzung marginaler Strommixe für 21 europäische Länder abgeschätzt. Der marginale Strommix wird aus der Differenz zwischen der durchschnittlichen Erzeugung im Jahr 1995 und 2000, bzw. 2000 und 2010 berechnet. Die Daten werden nicht nur bezüglich dem Zubau neuer Kraftwerke sondern auch bezüglich der Stilllegung bestehender Kraftwerke ausgewertet. Kraftwerke, welche in der untersuchten Zeitspanne stillgelegt und durch ein Kraftwerk vom selben Typ ersetzt werden, können allerdings mit der zugrunde gelegten Datenbasis nicht ermittelt werden. Die absoluten und relativen Zahlen zu den marginalen Strommixen der EU-21-Länder befinden sich im Anhang B.

Marginale Stromerzeugung in Europa

Gemäss EURPROG (1997) ist geplant den europäischen Kraftwerkspark (EU-21) zwischen 1995-2000 von rund 2640 auf eine Jahresproduktion von 2880 TWh auszubauen. Bis im Jahr 2000 gehen neue Kraftwerke mit einer Jahresproduktion von insgesamt 411 TWh ans Netz (vgl. Tabelle 14).

Die neuen Erzeugungsanlagen bestehen zu 50% aus Erdgas- und zu 17% aus Kernkraftwerken (DE, FR, CZ, inkl. Produktionssteigerung bestehender Anlagen — siehe Anhang B). In der gleichen Periode werden alte Kraftwerke mit einer Jahresproduktion von 170 TWh stillgelegt. Die stillgelegten Kraftwerke sind vor allem Steinkohle- (49%) und Ölkraftwerke (28%).

Zwischen 2000 und 2010 werden in erster Linie Erdgas- (34%) und Steinkohlekraftwerke (28%) zugebaut. Stillgelegt werden dagegen vor allem Öl- (12%), Braunkohle- (38%) und Kernkraftwerke (42%). Die Jahresproduktion soll bis 2010 auf einen Wert von 3354 TWh pro Jahr ansteigen.

Strommix in Ökobilanzen

in %	Zubau 1995-2000	Zubau 2000-2010	Stilllegung 1995-2000	Stilllegung 2000-2010
Pumpspeicher	0.4	0.2	0.4	0
Wasser (ohne Pump.)	3.2	2.5	9.4	0
Kernenergie	18.1	4.9	0.9	43.1
Steinkohle	7.2	27.6	50.7	3.45
Braunkohle- u. Torf	1.6	4.5	8.1	37.1
Erdöl	0.6	2.7	28.6	12.1
Erdgas	52.2	34.4	0.4	1.72
Weitere fossile Gase	2.6	9.1	1.0	2.07
Verschiedene	8.2	8.6	0.1	0.52
Erneuerbare (ohne Wasser)	5.9	5.4	0.9	0
total in %	100	100	100	100
in TWh	411	532	-170	-58

Tabelle 14: Marginaler Strommix der EU-21 Länder

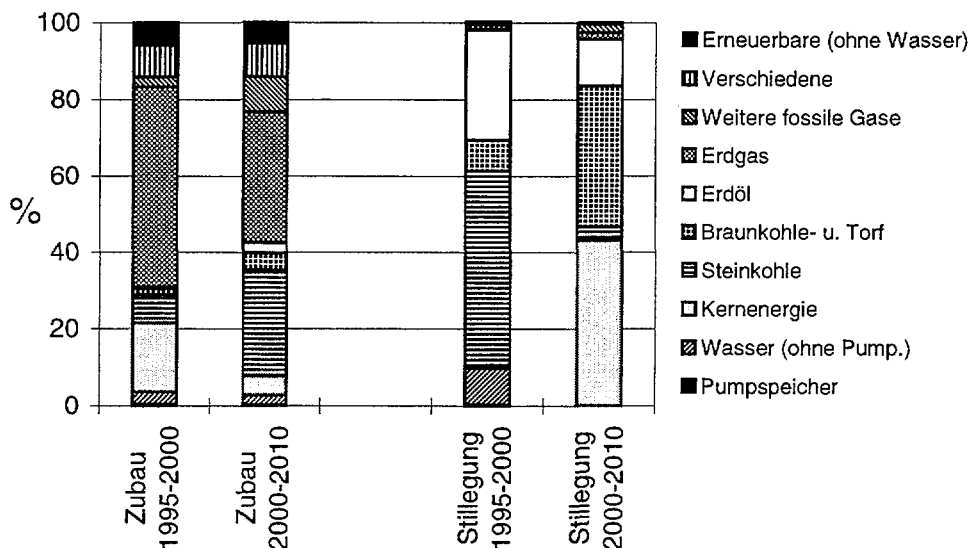


Abbildung 16: Marginaler Strommix der EU-21 in der Zeitspanne 1995-2000 und 2000-2010; linke Säulen: neu gebaute und erweiterte Kraftwerke, rechte Säulen stillgelegte Kraftwerke.

Marginale Stromerzeugung in der Schweiz

Wie Abbildung 17 zeigt, wird der Kraftwerkspark der Schweiz bis zum Jahr 2000 vor allem um Erdgas- und Wasserkraftwerke ausgebaut. Bei den Erdgasanlagen handelt es sich um Blockheizkraftwerke mit Gasmotoren und Kombikraftwerke (GuD). Zwischen 2000 und 2010 werden in beschränkter Masse auch erneuerbare Energiesysteme, z.B. neue Wasserkraftwerke zugebaut. Gleichzeitig wird aber gemäss EURPROG (1997) bis 2010 die Produktion der

Kernkraftwerke bereits leicht reduziert. Diese Reduktion könnte auf der um 2010 auslaufenden Betriebsbewilligung für Beznau 1 beruhen. Das Jahr der Stilllegung von Beznau 1 kann allerdings zur Zeit noch nicht genauer ermittelt werden. Unter dem Strich bleibt daher die Jahresproduktion der schweizerischen Kraftwerke insgesamt bis 2010 nahezu unverändert. Um dennoch eine steigende Nachfrage befriedigen zu können, wird die Schweiz daher gezwungen sein, auf der einen Seite ihre Stromexporte am Tag zu reduzieren und auf der anderen Seite die Importe in der Nacht zu erhöhen. Der marginale Verbraucherstrommix der Schweiz wird daher in den kommenden Jahren mit grosser Wahrscheinlichkeit nicht nur durch den Ausbau eigener Erzeugungskapazitäten, sondern auch durch steigende Importe bzw. eine Reduktion der Exporte bestimmt.

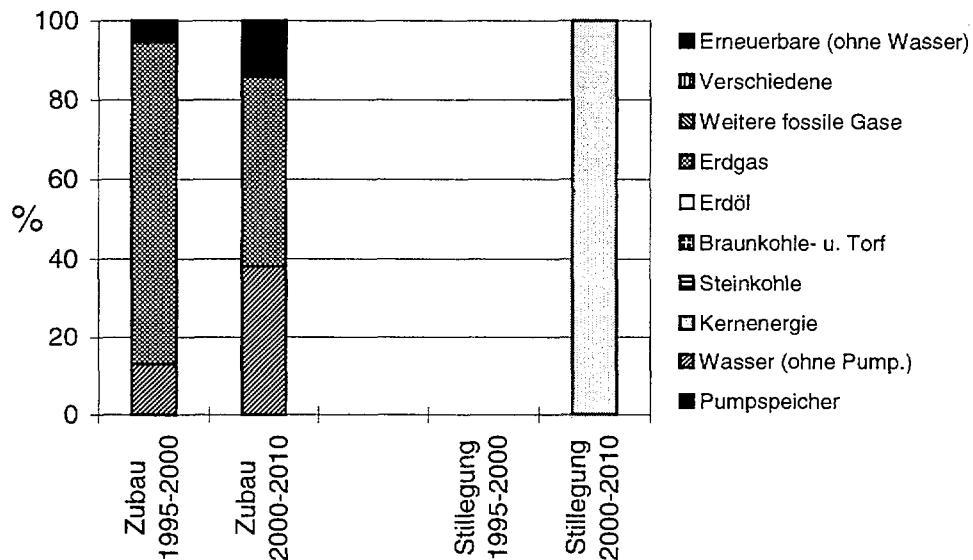


Abbildung 17: Marginaler Stromerzeugungsmix der Schweiz in der Zeitspanne 1995-2000 und 2000-2010; linke Säulen: neu gebaute und erweiterte Kraftwerke, rechte Säule: stillgelegte Kraftwerke (auslaufende Betriebsbewilligung für das älteste KKW Beznau I um das Jahr 2010); Quelle EURPROG 1997

in %	Zubau 1995-2000	Zubau 2000-2010	Stilllegung 1995-2000	Stilllegung 2000-2010
Pumpspeicher	0.0	0	0	0
Wasser (ohne Pump.)	37.2	38.1	0	0
Kernenergie	0.0	0	0	100
Steinkohle	0.0	0	0	0
Braunkohle- u. Torf	0.0	0	0	0
Erdöl	0.0	0	0	0
Erdgas	47.1	47.6	0	0
Weitere fossile Gase	0.0	0	0	0
Verschiedene	15.7	4.76	0	0
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	9.52	0	0
total in %	100.0	100.0	0	100.0
in TWh	0.6	2.1	0	-3.5

Tabelle 15: Marginaler Stromerzeugungsmix der Schweiz.

Je nach Standpunkt kann eine der beiden folgenden Argumentationsweisen geltend gemacht werden:

1. Die Schweiz könnte eine Nachfragesteigerung bis zum Jahr 2010 durch einen steigenden Import bisher nicht beanspruchter Bezugsrechte aus dem französischen Kernkraftwerkpark decken. Der marginale Strommix wird demzufolge durch den französischen Kernkraftwerkpark bestimmt. Nach dem Jahr 2010 werden jedoch die bis heute abgeschlossenen Bezugsrechte zurückgehen.
2. Die Schweiz könnte eine Nachfragesteigerung sowie stillgelegte Kernenergieanlagen bis zum Jahr 2010 durch eine Reduktion der Exporte nach Italien decken. Italien, welches zur Zeit nur 85% des Inlandverbrauchs durch eigene Kraftwerke decken kann, hat in den vergangenen Jahren einen Teil der Produktion aus schweizerischen Bezugsrechten in Frankreich abgenommen. Falls in Zukunft diese Bezugsrechte von der Schweiz selber beansprucht werden sollten, muss der italienische Kraftwerkspark ausgebaut werden. Der marginale Verbraucherstrommix der Schweiz würde dann dem marginalen Strommix Italiens entsprechen, da eine Zunahme der Nachfrage in der Schweiz zu einer Zunahme der Stromproduktion in Italien führen würde.

Aus der Sicht der Autoren entspricht die erste Argumentationsweise besser der Logik von Ökobilanzen. Die schweizerischen Stromversorgungsunternehmen, welche sich frühzeitig durch Bezugsrechte in Frankreich abgesichert und damit vorübergehend Überkapazitäten geschaffen haben, können in den kommenden Jahren auf diese Reserven zurückgreifen und eine Zunahme der inländischen Stromnachfrage ausgleichen. Sollte dadurch indirekt in anderen Ländern, wie z.B. in Italien, ein beschleunigter Ausbau des Kraftwerkparkes nötig werden, haben die Verbraucher in Italien die Verantwortung für die damit verbundenen Umweltbelastungen zu tragen.

Schlussfolgerungen

Im Gegensatz zu durchschnittlichen Strommischen sind marginale Strommische sehr "instabil", d.h. sie hängen stark von den zugrunde gelegten Szenarien der zukünftigen Stromversorgung ab. Selbst wenn der Mix zukünftiger marginaler Stromerzeugungstechnologien für ein bestimmtes geographisches Gebiet mit ausreichender Genauigkeit bestimmt werden kann, lässt sich der marginale Verbrauchermix dennoch kaum voraussagen, da der Einfluss von Importen für die marginale Stromversorgung in vielen Fällen entscheidend sein wird.

Die Vergleichbarkeit von Ökobilanzen untereinander wird durch die Verwendung marginaler Strommische stark eingeschränkt. Um eine gewisse Konsistenz zu wahren ist es daher sinnvoll, für jede Ökobilanz zunächst einen durchschnittlichen Strommix zu verwenden. In einem zweiten Schritt kann dann im Sinne einer Sensitivitätsanalyse abgeklärt werden, wie sich die Resultate ändern, wenn anstelle des durchschnittlichen ein marginaler Strommix verwendet wird. Zumindest für energiewirtschaftliche Fragen, welche eine grundlegende Änderung der Stromversorgung untersuchen (z.B. für einen grossflächigen Einsatz von Elektromobilen, Wärmepumpen oder Energiesparttechnologien), ist es angebracht auch marginale Strommodelle zu verwenden. Die Annahmen, welche zur Wahl eines bestimmten marginalen

Strommixes führen, sollten bereits auf der Stufe der Zieldefinition einer Ökobilanz klar dargestellt werden¹⁴.

4.4 Klimabedingte Erzeugungsschwankungen

Um die jährlichen hydrologischen Schwankungen zu glätten, können bei der Wasserkraft die durchschnittlichen Produktionserwartungen anstelle der tatsächlichen Jahresproduktion eingesetzt werden. In der UCPTE Statistik wird für alle Mitgliedstaaten mit relevantem Wasserkraftanteil der monatliche Koeffizient der Erzeugungsmöglichkeit der Wasserkraftwerke ausgewiesen. Dieser Koeffizient stellt die tatsächliche Produktion der Wasserkraftwerke im Verhältnis zur mittleren Produktionserwartung dar. Der selbe Koeffizient wird in der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik (BEWa 1997) für die verschiedenen Regionen der Schweiz ausgewiesen. Anhand dieses Koeffizienten kann der effektive Erzeugungsmix von klimatischen Schwankungen bereinigt werden. Dadurch kann die für Ökobilanzen entscheidende durchschnittliche Erzeugungssituation näherungsweise berechnet werden.

Wo keine Angaben zu den mittleren Produktionserwartungen der Wasserkraftwerke vorliegen, können auch über mehrere Jahre gemittelte Produktionswerte verwendet werden. Dies hat allerdings den Nachteil, dass auch Änderungen im Kraftwerkspark, z.B. Zubau neuer und Nachrüstung alter (Repowering) Kraftwerke sowie Wirkungsgradsteigerungen gemittelt werden. Die mit diesem Vorgehen berechneten Strommixe bilden daher eine Erzeugungssituation ab, welche bereits mehrere Jahre zurückliegt.

Ähnliche klimatische Schwankungen wie bei der Wasserkraft, könnten in Zukunft in Ländern mit anderen vom Klima abhängigen erneuerbaren Energiequellen (z.B. Wind) eine gewisse Rolle spielen.

¹⁴ Nach Meinung eines Haupt-Rezensenten (R. Frischknecht) sollten in Lebenszyklusanalysen, die Entscheidungsfindungen unterstützen sollen, immer marginale Strommixe angewendet werden. Dies steht in Widerspruch zur Position, welche die Autoren einnehmen (Die Vorschläge von R. Frischknecht sind in seiner Dissertation (Frischknecht 1998) dargestellt).

5 Technische Abgrenzung

5.1 Spannungsniveau und Netzverluste

Um die Netzverluste und den Infrastrukturaufwand abzuschätzen, werden verschiedene Spannungsebenen unterschieden. Eine Analyse des schweizerischen Stromnetzes sowie Ökoinventare des Stromtransports auf verschiedenen Spannungsebenen sind in Frischknecht et al. (1996) dargestellt. Die ermittelten Leitungsverluste sind in Tabelle 16 zusammengefasst.

Spannungsebene		Bezüger		Netzverluste (Netzeinspeisung bis Stromzähler)
NS	Niederspannung 220-1000 V	Haushalte, Kleingewerbe, Büros		13.8 %
MS	Mittelspannung 1 - 24 kV	Gewerbe, Dienstleistungsgebäude		1.8 %
HS	Hochspannung 24 - 150 kV	Industrie		0.6 %

Tabelle 16: Verluste des schweizerischen Stromnetzes; Quelle: Frischknecht et al. (1996.)

Entscheidend für die Verluste ist, auf welcher Spannungsebene sich der Stromzähler befindet, an dem der Verbrauch abgelesen wird. Für die Infrastruktur sollte dagegen die Spannungsebene der Endgeräte berücksichtigt werden, da z.B. bei einem Strombezug auf Hochspannungsebene ein Teil der Netzinfrastruktur im betriebseigenen Verteilnetz liegt und daher nicht berücksichtigt wird. Der entstehende Fehler ist allerdings gering.

Im Falle von direkten Lieferverträgen (Third Party Access) mit weit entfernten Kraftwerken, z.B. Bezugsrechte an Kohlekraftwerken in Osteuropa, können grössere Übertragungsverluste entstehen. Die Ohmschen Verluste einer 380 kV Freileitung liegen laut Knoepfel (1995) zwischen 0.5-1.5% pro 100 km. Als einfacher Näherungswerte kann ein spezifischer Leitungsverlust von 1% /100 km für die Distanz zwischen Erzeuger und Verbraucher verwendet werden. Wenn das Kraftwerk weniger als 60km vom Verbraucher entfernt liegt, müssen keine zusätzlichen Transportverluste berücksichtigt werden, da die Verluste im Höchstspannungsnetz (220/380 kV) bereits im HS-Modul berücksichtigt sind.

5.2 Wärmekraftkopplung

Die **Wärmekraftkopplung (WKK)** wird neben dem verstärkten Einsatz regenerativer Energien, der Erschliessung von Energiesparpotentialen und Wirkungsgradsteigerungen bestehender Systeme als ein tragendes Element in der energetischen Optimierung betrachtet. Der grösste Teil der WKK-Systeme gehört in die Kategorie der Wärmekraftmaschinen, die weiter in Dampfkraftanlagen und Verbrennungskraftmaschinen unterteilt werden können. Dabei wird die im Brennstoff enthaltene Energie in Wärmeenergie umgewandelt und auf einen Arbeitsstoff übertragen. Ein Teil dieser Energie wird an die sich bewegenden Maschinenteile abgegeben. Die Abwärme wird zu Heizzwecken oder zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt. In Brennstoffzellen kann die im Brennstoff enthaltenen chemische

Energie mittels elektrolytischen Verfahren direkt, d. h. ohne Umwandlung in Bewegungsenergie, in Elektrizität und Wärme umgewandelt werden. Da die exergetischen Begrenzungen wegfallen, dürfen für zukünftige Anlagen stark verbesserte Wirkungsgrade erwartet werden. Die WKK-Systeme können durch Eigenschaften wie eingesetzte Technik, Brennstoff, Einsatzgebiete, elektrische und thermische Leistung, Stromkennzahl, Strom- und Wärmeausbeute, etc. charakterisiert werden.

Blockheizkraftwerke (BHKW) sind kleinere WKK-Module (1 kW_{el} bis 5 MW_{el}; maximal 30 MW_{el}) zur Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Niedertemperaturdampf. Als Antriebsaggregate können sowohl Verbrennungsmotoren (Diesel- und Gasmotoren) als auch kleine Gasturbinen und in Zukunft auch Brennstoffzellen eingesetzt werden. BHKW, deren Nutzenergien unmittelbar in der Nähe verwendet werden, nennt man „interne BHKW“. Im Gegensatz dazu versorgen „externe BHKW“ verschiedene Objekte über Verteilnetze. Grundsätzlich kann zwischen wärme- und stromgeführten Anlagen unterschieden werden, wobei in der Praxis dank Wärmespeichern die Grenze nicht derart klar gezogen werden kann. Wegen den relativ tiefen elektrischen Wirkungsgraden der BHKW und der beschränkten Speicherbarkeit von Wärme werden die meisten Anlagen wärmegeführt gefahren, d. h. die Anlage läuft, wenn ein Bedarf an Nutzwärme vorhanden ist, resp. der Speicher geladen werden kann. Die zusätzlich erzeugte Elektrizität dient dem Eigengebrauch oder wird ins Netz gespiesen. Ob ein BHKW im Vergleich zur getrennten Energieversorgung rentabel betrieben werden kann, hängt u. a. stark von den gewährten Einspeisevergütungen und den Volllaststunden (abhängig von der Dimensionierung) ab.

Ein weiterer Verwendungszweck des erzeugten Stroms ist der Betrieb von externen oder direkt mit dem BHKW gekoppelten internen Wärmepumpen (Abbildung 18). Der grosse Vorteil dieser Systemkombination liegt im hohen Nutzungsgrad von bis zu 200 % (UAW 1996), d. h. aus einer Einheit Gas werden zwei Einheiten Wärme produziert, oder anders ausgedrückt, der Primärenergieverbrauch kann für die gleiche Wärmenachfrage halbiert werden. Diese Strategie wird im Rahmen des Forschungsprogramms *Umgebungs- und Abwärme, Wärmekraftkopplung (UAW)* vom Bundesamt für Energiewirtschaft (BfE) gefördert. Voraussetzung für den Einsatz von BHKW in Kombination mit Wärmepumpen ist eine grosse Nachfrage an Niedertemperaturwärme.

Als Notstromaggregate können BHKW für kurze Zeit auch stromgeführt betrieben werden. Die anfallende Wärme wird in diesem Fall (analog zu grossen thermischen Kraftwerken der reinen Stromerzeugung) in Kondensatoren „vernichtet“. Für die reine Stromproduktion sind BHKW ungeeignet, da sie im Verhältnis zu grossen thermischen Anlagen (z. B. kombinierte Gas und Dampf Kraftwerke) momentan noch deutlich geringere Wirkungsgrade aufweisen.

Die grösste Schwierigkeit beim Einbezug von **WKK in Ökobilanzen** und im Speziellen in Strommodellen verursacht die Existenz von zwei Endprodukten (Strom und Wärme). Da die totalen Emissionen und Aufwendungen den beiden Produkten nicht eindeutig zugeordnet werden können, kommen verschiedene Allokationskriterien zur Anwendung, denen jedoch immer eine gewisse Willkür anhaftet. Es wird deshalb empfohlen bei Vergleichen von Energieversorgungsoptionen mit WKK-Anlagen die Systemgrenzen von der reinen Strom- bzw. Wärmebetrachtung auf ein Gesamtsystem zu erweitern, welches beide Energien enthält und verschiedene Versorgungsmöglichkeiten in totalen Aufwendungen resp. Emissionen pro Jahr auszuweisen (Gantner et al. 1998).

Strommix in Ökobilanzen

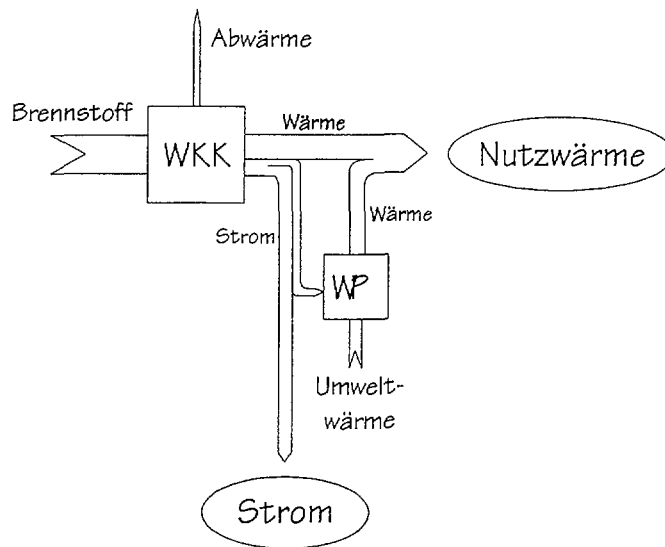


Abbildung 18: Schematisches Energieflussdiagramm einer Wärmekraftkopplungsanlage (WKK) mit externer oder interner Wärmepumpe (WP)

Eine andere Art der Erweiterung des Betrachtungshorizontes kann angewendet werden, wenn die Ökobilanz einer bestehenden Dienstleistung untersucht werden soll. In diesen Fällen liegt das Ziel nicht in der Unterstützung des Entscheidungsprozesses für die Wahl der Systeme, sondern die relative Wichtigkeit verschiedener Aktivitäten soll identifiziert und Auswirkungen von Massnahmen erörtert werden.

Wie das Anwendungsbeispiel in Kapitel 7.3.1 zeigt, werden die wichtigsten Energieträger (Heizöl, Erdgas und Strom ab Netz) sowie der Papierverbrauch und die Abfälle ausgewiesen. Auf eine Allokation der Output-Produkte aus dem BHKW kann verzichtet werden, da es für die Analyse nicht relevant ist, ob der Gasverbrauch auf die Strom- oder Wärmeproduktion zurückzuführen ist. Diese Erweiterung des Betrachtungshorizontes verursacht keinerlei Probleme, solange beide WKK-Produkte vom gleichen Bezüger genutzt werden bzw. in die gleiche Ökobilanz einfließen.

In vielen Fällen werden für die ins Netz gelieferte Elektrizität Gutschriften erteilt, z. T. mit der Argumentation fossile Grenzstromkraftwerke zu substituieren. Gutschriften werden in der bisherigen Ökobilanzpraxis oft auf der Ebene rein theoretischer Überlegungen erteilt ohne abzuklären, ob eine entsprechende Substitution auch tatsächlich plausibel ist. Im Grunde genommen entsprechen Gutschriften dem Trade-off zweier Szenarien, ohne dass die Grundlagen der beiden Szenarien explizit dargestellt werden. Zudem können Gutschriften zu negativen Vorzeichen führen, wenn angenommen wird, dass z.B. stark umweltbelastende Systeme substituiert werden. Aus der Sicht der Autoren des vorliegenden Berichtes sind Gutschriften aus oben genannten Gründen in Ökobilanzen eher zu vermeiden.

Problematisch wird die Erweiterung der Systemgrenzen sobald der WKK-Strom in reinen **Strommodellen** verwendet wird. Mittels direkter Bezugsverträge mit den Elektrizitätswerken (Third Party Access) besteht in einem zukünftigen liberalisierten Strommarkt für die Kunden die Möglichkeit, die Zusammensetzung der benötigten Elektrizität festzulegen. Offensichtlich

ist es nicht immer sinnvoll die Systemgrenzen derart auszudehnen, dass auch die Wärme, die z. T. geographisch an einem anderen Ort produziert wird, in der Bilanz zu berücksichtigen. In diesen Fällen sind Allokationsmethoden oder Gutschriften unumgänglich. Falls die gekoppelte Versorgung nicht offensichtlich eine bestimmte Anlage ersetzt und die Erweiterung der Systemgrenzen nicht sinnvoll erscheint, wird empfohlen, auf Allokationsmethoden zurückzugreifen.

Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten einen Allokationsschlüssel zu definieren:

1. Die eindeutig zuordenbaren Aufwendungen und Emissionen werden soweit wie möglich den einzelnen Koppelprodukten angelastet. Der Rest wird auf Grund physikalischer Kausalitäten (z. B. Energie- oder Exergieinhalt) aufgeteilt.
2. Die WKK-Anlage wird als Einheit betrachtet, die Wärme und Strom liefert. Sämtliche Aufwendungen und Emissionen werden auf Grund physikalischer Zusammenhänge beurteilt. Es kann jedoch auch auf andere nicht naturwissenschaftliche Zusammenhänge, wie Produktpreise, Motivation oder Konventionen ausgewichen werden.

Der gewählte Allokationsschlüssel soll sowohl bei der Beschreibung der Annahmen als auch bei der Diskussion der Resultate sichtbar hervorgehoben werden. Es wird empfohlen die Allokationskriterien nach physikalischen Kausalitäten zu wählen. Für WKK-Anlagen erfüllt der *Allokationsansatz „Exergie“* diese Forderung am Nächsten, da neben den effektiv produzierten Energiemengen auch deren Wertigkeiten berücksichtigt werden. Dieser Ansatz wurde z. B. in (Dones et al. 1996) gewählt.

Die verschiedenen Allokationsmethoden und weitere Vergleichsmethoden werden in (Frischknecht et al. 1996), (Gantner et al. 1998) ausführlich behandelt. Im Anhang D wird das Vorgehen für die *Allokationsmethode „Exergie“* detailliert beschrieben.

6 Bilanzbewertung und Strommodelle

Dieses Kapitel geht auf den Zusammenhang zwischen der Wahl eines bestimmten Strommodells und dem LCA Impact Assessment näher ein. Darauf aufbauend werden einige Empfehlungen für die Anwendung von Bewertungsmethoden im Zusammenhang mit der Wahl bestimmter Strommodelle dargelegt. Als Hintergrundinformationen werden in Anhang E der aktuelle Stand der Ökobilanzmethodik sowie die zur Zeit in der Ökobilanzforschung diskutierten Themen kurz zusammengefasst. Eine kritische Besprechung existierender Bewertungsmethoden befindet sich ebenfalls in Anhang E. Darüber hinaus werden in Anhang G die Ökoinventare einiger wichtiger Stromerzeugungssysteme aus (Frischknecht et al. 1996) verglichen und diskutiert.

6.1 Verwendung verschiedener Bewertungsmethoden

Die grundlegende Empfehlung dieses Berichtes ist, jenen Strommix zu verwenden, welcher für die gegebene Fragestellung einer Ökobilanz am besten die Realität widerspiegelt.

Bei der Anwendung von Bewertungsmethoden könnte man die Frage stellen, wie ein Strommix mit anderen Bereichen einer Ökobilanz in Übereinstimmung gebracht werden kann, wenn nicht alle Umwelteinwirkungen des Strommixes mit der Bewertungsmethode erfasst werden.

Zwei in diesem Zusammenhang häufig zitierte Stromerzeugungssysteme (z.B. in Braunschweig und Müller-Wenk (1993), vgl. Kap. 2.2) sind Wasserkraft und Kernenergie, welche beide eine zentrale Rolle spielen für den schweizerischen durchschnittlichen Strommix. Die Nutzung der Wasserkraft verursacht eine Reihe von lokalen hydrologisch-biologischen Umwelteinwirkungen, welche bisher nicht quantifiziert worden sind (vgl. Frischknecht et al. 1996, Teil VIII) und daher auch von keiner Bewertungsmethode erfasst werden¹⁵.

Für die Kernenergiekette sind die Emissionen und die radioaktiven Abfälle auf der Stufe des Ökoinventars quantifiziert (Frischknecht et al. 1996), jedoch bisher noch kaum in der Bilanzbewertung integriert worden¹⁶. Es existieren bereits verschiedene Vorschläge für die Berücksichtigung radioaktiver Emissionen auf der Stufe der Bilanzbewertung, z.B. von Frischknecht (1998), Solberg-Johansen et al. (1997), und ÖBU (1998) (der letzte berücksichtigt allerdings nur radioaktive Abfälle).

In der Vergangenheit ist in einigen Ökobilanzanwendungen in der Schweiz der UCPTE-Mix oder ein schweizerischer Mix mit einem willkürlich erhöhten Importanteil fossiler Stromerzeugung anstelle des schweizerischen Strommixes (unter Berücksichtigung der effektiven Importe) verwendet worden.

¹⁵ Eine umfassende ökologische Bewertung von Wasserkraft wird zur Zeit von der EAWAG mit dem Forschungsprojekt "Ökostrom - Nachhaltige Wasserkraftnutzung" untersucht.

¹⁶ Es sind zur Zeit einige Vorschläge zu diesem Thema in Diskussion (Solberg-Johansen et al. 1997) und (ÖBU 1998), letztere berücksichtigen nur radioaktive Abfälle.

Das erklärte Ziel der Wahl des UCPTM-Mixes (bzw. des schweizerischen Mixes mit einem willkürlich erhöhten Importanteil fossiler Stromerzeugung) war unter anderem die Umwelteinwirkungen von Wasserkraft und Kernenergie durch einen erhöhten Anteil fossiler Systeme auf irgendeine Weise in der Bilanzbewertung zu berücksichtigen. Die Bemühungen um eine umfassende Bewertung von Umweltaspekten sind nur dann gerechtfertigt, wenn wissenschaftliche Informationen korrekt implementiert werden. Willkürliche Annahmen über die Gleichwertigkeit völlig unterschiedlicher Umwelteinwirkungen sind nicht zu rechtfertigen. Mit anderen Worten, die willkürliche Erhöhung des fossilen Anteils des schweizerischen Strommixes kann unter keinen Umständen als sinnvoller Indikator für die nicht bewerteten Umwelteinwirkungen von Wasserkraft und Kernenergie gelten. Unter Berücksichtigung anderer Quellen von Unsicherheiten innerhalb der Ökobilanzmethodik, kann jede zusätzliche willkürliche Annahme gleichzeitig auch als Argument gegen die Aussagekraft von Ökobilanzen verwendet werden. Daher ist es wichtig keine weiteren Unsicherheiten in Ökobilanzen einzubringen.

Jede Ökobilanz-Bewertungsmethode vereinfacht die Zusammenhänge zwischen den Umwelteinwirkungen und ihren spezifischen Auswirkungen um die Resultate in einem oder wenigen Indikatoren zusammenzufassen¹⁷. Jede Bewertungsmethode wird durch die von der Gesellschaft ausgewählten Gewichtungsfaktoren für verschiedene Umwelteffekte eingeschränkt und enthält zudem gesellschaftliche Implikationen, welche wiederum Rückkoppelungen auf die Bewertung selbst haben können. Letztlich dürften subjektive Elemente über rein wissenschaftliche Argumente überwiegen.

Daraus lässt sich schliessen, dass die Frage, ob eine Bewertungsmethode für eine bestimmte Anwendung geeignet ist oder nicht, durch viele Faktoren bestimmt wird, und nicht alleine davon abhängt, ob gewisse Umwelteinwirkungen berücksichtigt werden oder nicht. Falls eine Bewertungsmethode Lücken aufweist, sollten diese separat auf jeder Stufe einer Ökobilanz erwähnt werden. Die Lücken der Bewertung sollten insbesondere bei der Diskussion der Resultate erwähnt werden, und die Zielgruppe bzw. die Auftraggeber der Studie sollten an nicht bewertete Umwelteinwirkungen erinnert werden. Die Autoren von Ökobilanzen sollten gleichzeitig auf den Bedarf für komplementäre Untersuchungen hinweisen.

Falls eine Berücksichtigung der Auswirkungen radioaktiver Emissionen innerhalb einer LCA als wichtig erachtet wird, können Studien herangezogen werden, welche sich im speziellen mit den Umweltaspekten der Kernenergienutzung auseinandersetzen. Neuere Ergebnisse können z.B. in den Publikationen des ExternE Projektes (Krewitt et al. 1997), (CEPN 1994), und in UNSCEAR (1993) (welche neben Kernkraft auch die Kohlenutzung betrachtet) gefunden werden (siehe Anhang F). In diesen Studien wird das Risiko als totale wirksame Kollektivdosis ausgedrückt. Unter der Verwendung von Umrechnungsfaktoren für das

¹⁷ Je mehr die Resultate eines Ökoinventars durch die Bilanzbewertung aggregiert werden, desto grösser wird die Distanz zur physikalischen Realität. Ökobilanz-Spezialisten sind sich dieser inneren Widersprüche bewusst. Anwender von Ökobilanzen benötigen aber dennoch einfache, auf wenige ökologische Indikatoren zusammengefasste Resultate, um damit in einem Entscheidungsfindungsprozess umgehen zu können. Falls allerdings nur ausgewählte Aspekte untersucht werden sollen (was in der Zieldefinition zu erwähnen ist), z.B. für eine Verbesserung der Luftqualität, eine Reduktion von Treibhausgasen oder im Falle einer vereinfachten Ökobilanz (*streamlined* LCA), kann unter Umständen auch direkt auf der Stufe des Ökoinventars eine Prioritätenanalyse durchgeführt werden. Für kompliziertere Fragestellungen muss dagegen eine grössere Anzahl von Umwelteinwirkungen betrachtet weshalb eine Aggregation der Resultate notwendig werden kann

Verhältnis zwischen Dosis und tödlichem Krebsrisiko könnten die berechneten Werte für die potentiellen Auswirkungen der Kernenergiekette zusammen mit anderen Umwelteinwirkungen, welche in zusätzlichen Toten pro funktionaler Einheit ausgedrückt werden, verwendet werden.

Ein Vorschlag zur Schliessung der Lücke in der Bewertung von radioaktiven Luft- und Wasseremissionen, welcher kompatibel mit dem Eco-Indicator 95 ist, ist kürzlich von Frischknecht (1998) auf der Basis der Resultate des ExternE Projektes publiziert worden.

In der von der ISO vorgeschlagenen Struktur für Ökobilanzen wird auch empfohlen Sensitivitätsanalysen durchzuführen um die Bandbreite der Resultate einer Ökobilanz zu bestimmen. Sensitivitätsanalysen werden auch im vorliegenden Bericht angewandt und für die Abklärung von Unsicherheiten bei der Strommodellwahl generell empfohlen.

Um das Thema abzurunden, werden in Anhang G die Resultate der Ökoinventare von Frischknecht et al. (1996) von verschiedenen Energiesystemen (UCPTE-Durchschnitt der Stromerzeugungssysteme Braunkohle, Steinkohle, Öl, Brenngas, Kernenergie und Wasserkraft sowie Gasturbinen, Photovoltaik- und Windanlagen) verglichen. Diese Resultate können verwendet werden, um die Konsequenzen der Wahl eines bestimmten Strommixes abzuschätzen. Eine umfassende Zusammenfassung sowie eine detaillierte Analyse der Ökoinventare gegenwärtiger Stromerzeugungssysteme im UCPTE-Raum sind in Frischknecht et al. (1996) enthalten.

Ein in Braunschweig et al. (1996) gegebenes illustratives Beispiel für den Vergleich der Resultate verschiedener Bewertungsmethoden einer weltweiten Ökobilanz ist in Abbildung 19 dargestellt. Wie aus der Graphik ersichtlich, werden die relativen Anteile verschiedener Umwelteffekte mit verschiedenen Bewertungsmethoden sehr unterschiedlich gewichtet. Einige Bewertungsmethoden berücksichtigen einzelne Umwelteffekte gar nicht. Es sind jedoch einige Änderungen bei Anwendung der neusten Umweltbelastungspunkte (UBP) zu erwarten (ÖBU 1998). Zudem war zum Zeitpunkt dieses Vergleiches der Ecoindicator 95 noch nicht verfügbar.

Aufgrund der grossen Unterschiede zwischen den verschiedenen Stromerzeugungssystemen (vgl. Anhang G) sollten daher die Resultate einer Bilanzbewertung vorsichtig interpretiert werden, falls die Stromerzeugung einer der wichtigsten Beiträge zu den gesamten Umwelteinwirkungen eines untersuchten Systems darstellt.

Strommix in Ökobilanzen

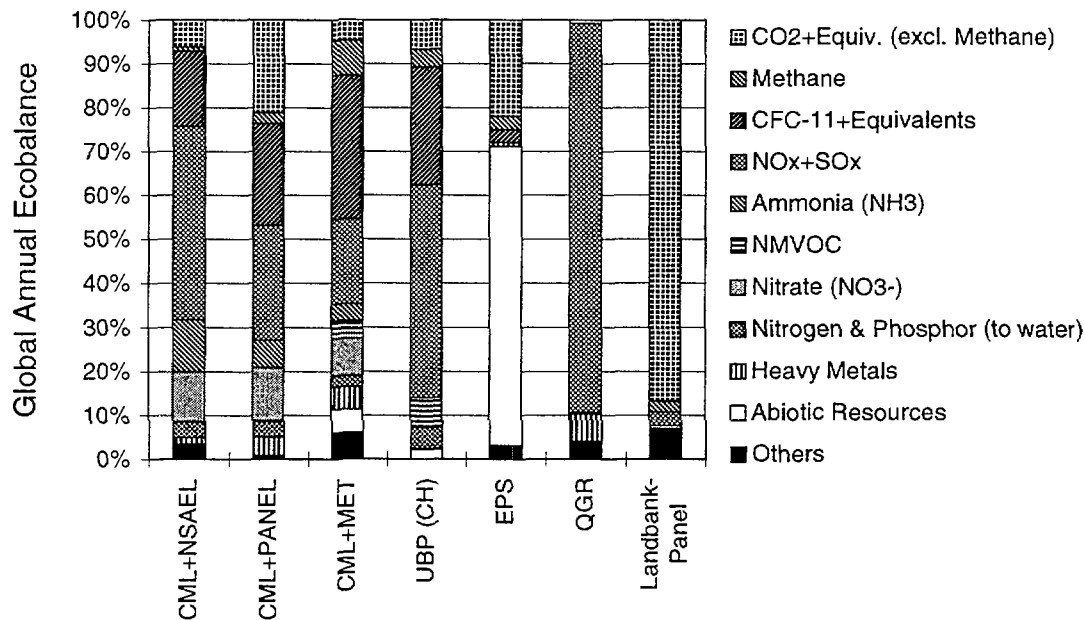


Abbildung 19: Resultate verschiedener Bewertungsmethoden¹⁸ für eine weltweite Ökobilanz; Quelle Braunschweig et al. (1996) nach Förster (1994).

¹⁸ CML: Methode der wirkungsorientierten Klassifikation nach CML-Leiden; NSAEL: Gewichtungsmethode auf Basis eines "Distance to target" Ansatzes, "No Significant Adverse Effect Level", auf CML aufbauend; MET: Gewichtungsmethode auf Basis eines "Distance to target" Ansatzes, auf CML aufbauend; PANEL: Gewichtungsmethode auf Basis von Expertenpanels für die Niederlande, auf CML aufbauend; UBP Umweltbelastungspunkte, CH: QGR: Methode der Qualitätszielrelation nach Schaltegger und Sturm (Braunschweig et al. 1994).

7 Anwendung von Strommischen

7.1 Anwendungsgebiete von Ökobilanzen

Die Fragestellung einer Ökobilanz hat einen entscheidenden Einfluss auf deren Systemgrenzen und damit auch auf die Strommodellwahl. Der folgende Abschnitt gibt einen Überblick über verschiedene Anwendungsgebiete von Ökobilanzen und die unterschiedliche Bedeutung, welche der Stromverbrauch für diese Anwendungsgebiete hat.

Anwendungsgebiet	Interessensvertreter	Anwendungsbeispiel
Umweltberichte	Industrie und Dienstleistungsbetriebe, Behörden	Umweltbericht einer Bank
Strategisches Umweltmanagement (z.B. EMAS)	Industrie, Behörden	Definition konkreter Umweltziele, Umwelt-Zertifizierung
Produkt- und Dienstleistungs-LCA, (z.B. EU-Ecolabel)	Industrie, Konsumenten, Behörden	1) Stromverbrauch in der Herstellung: - Aluminium, Kupfer, Recyclingstahl 2) Stromintensiver Betrieb : - Haushaltsgeräte (TV, Personal Computer, Kühlschrank, etc.) - Haustechnik (Klimaanlage, Elektroheizung)
Energie- und umweltpolitische Analysen Infrastrukturfragen	politische Entscheidungsträger, Industrie, Wirtschaftsverbände, Umweltorganisationen, Gesellschaft	- ökologisch orientierte Stromtarife - Szenarien der Stromversorgung - Transportsysteme: Zug, Tram, Elektromobile - Vergleich von Kraftwerkstechnologie

Tabelle 17: Ökobilanz-Anwendungsgebiete und die Bedeutung von Strom.

Umweltberichte

Umweltberichte dienen der Dokumentation der Entwicklung von umweltrelevanten Parametern eines Unternehmens oder einer Region (Gemeinde, Kanton). In der Regel werden in Umweltberichten meistens Luft- und Wasseremissionen, Abfälle, Energieverbrauch und gegebenenfalls Unfälle ausgewiesen. Diese Grössen werden im allgemeinen unaggregiert publiziert und mit den Ergebnissen früherer Jahre verglichen. Ein Zusammenhang zur Ökobilanzmethodik besteht dann, wenn externe Prozesse (z.B. die Stromproduktion, Abfallbehandlung) eingeschlossen werden.

Strategisches Umweltmanagement

Ökobilanzen können für strategische Entscheidungen von Unternehmungen verwendet werden, z.B. für Verfahrens- und Materialwahl, Standortfragen oder für die Definition von Umweltzielen für das Management. Dafür müssen verschiedene, zukunftsgerichtete Handlungsoptionen verglichen werden. In der gegenwärtigen Praxis werden — in Ermangelung anderer Daten — meist Ökoinventare vergangener Jahre für strategische Entscheidungen verwendet. Diese Vereinfachung kann zu Fehlentscheidungen führen. Insbesondere durch-

schnittliche Strommodelle sollten speziell für zukunftsgerichtete Vergleiche entwickelt werden.

Produkt-Ökobilanzen

Die klassische Anwendung von Ökobilanzen dient einer Auswahl von verschiedenen Produkten nach ökologischen Gesichtspunkten. Aus der Sicht des Stromverbrauchs können zwei verschiedene Fälle unterschieden werden:

1. Produkte, die vor allem während der Herstellungsphase Strom benötigen. In diesem Fall ist die tatsächliche lokale Stromversorgungssituation der Produktionsanlagen zu berücksichtigen. Diese kann vom Bezug eines Durchschnittsmixes ab dem lokalen Netz, über Eigenproduktion, Direktverträgen mit Stromerzeugern bis zur Verwendung von Wärmekraftkopplung alle erdenkbaren methodischen Probleme der Strommodellwahl umfassen. Die Tages- und Jahreslastkurve der Produktionsanlagen können für die Wahl von tageszeitlichen und saisonalen Strommodellen herangezogen werden.
2. Produkte, die vor allem während ihrem Betrieb Strom verbrauchen, z.B. elektrische Haushalts- und Bürogeräte. In diesem Fall ist der Strommix ausschlaggebend, welcher in dem zu untersuchenden Gebiet ab Netz bezogen wird.

Umweltpolitische Analysen

Ökobilanzen werden auch für energie- und umweltpolitische Analysen eingesetzt. Die wirtschaftliche Grössenordnung und der Zeithorizont der zu untersuchenden Optionen übersteigt dabei in der Regel diejenige von Produkt-Ökobilanzen. Die Grundannahme von Ökobilanzen, dass die zu untersuchenden Systeme isoliert von der restlichen Wirtschaft und nur für einen bestimmten Zeitpunkt betrachtet werden können, ist hier nicht mehr anwendbar. Ein vernetztes und dynamisches oder zumindest quasi-dynamisches Modell der Technosphäre sollte daher für Analysen mit einem Zeithorizont von mehr als 10 Jahren herangezogen werden. Von Dones et al. (1996) ist ein Modell für die zukünftige Stromversorgung in der Schweiz entwickelt worden.

7.2 Anwendungsbeispiele

7.2.1 Ökobilanz des Schweizerischen Bankvereins

Mit dem folgenden Beispiel wird der Einsatz von Ökobilanzen für Unternehmen am Beispiel einer Bank diskutiert. Das Beispiel ist aber nicht nur für Banken sondern generell für den Einsatz von Ökobilanzen für das Umweltmanagement von Unternehmungen repräsentativ. In der Schweiz wurde der Einsatz von Ökobilanzen in Unternehmungen durch die schweizerische Vereinigung ökologisch bewusster Unternehmensführung (Ö.B.U) schon früh gefördert und fand dadurch eine relativ grosse Verbreitung. Die von den schweizerischen Unternehmungen angewandte Ökobilanzmethodik basiert auf der BUWAL Schriftenreihe 133 (BUWAL 1990) und der Ö.B.U.-Publikation "Ökobilanzen für Unternehmungen" (Braunschweig und Müller-Wenk 1993).

Ziele der Ökobilanz

Der Schweizerische Bankverein (SBV)¹⁹ erstellt periodisch eine Betriebsökobilanz. Die Ziele, die der SBV mit seiner Ökobilanz verfolgt, sind in Braunschweig und Müller-Wenk (1993) folgendermassen definiert:

”... Nur durch die Erfassung in einer Ökobilanz lassen sich eindeutige Informationen über Art und Umfang der durch den Bankbetrieb verursachten Umweltbelastungen ermitteln. Stehen die von der Bank ausgehenden Umweltbelastungen fest, so können durch die Gegenüberstellung von Filialen, Sitzen und Gebäuden ökologische Effizienzvergleiche erstellt werden. Anschliessend können die betriebsökologischen Zielsetzungen fundiert festgelegt werden: ökologisches Fehlverhalten kann gezielt korrigiert werden, ökologische Sonderziele, wie beispielsweise ein Beitrag der Bank zur Reduktion der CO₂-Emissionen, sind kommunizierbar. Andererseits können betriebsökologische Massnahmen, die bisher mit grossem ökonomischen Aufwand, aber ohne nennenswerte ökologische Effekte ergriffen wurden, mit sachlichen Argumenten eingestellt werden ...”

Resultate und verwendeter Strommix

In Abbildung 20 sind die Ökobilanz-Resultate des SBV-Sitzes Zürich für das Jahr 1994 dargestellt. Die nach der Methode der ökologischen Knappheit (BUWAL 1990) bewerteten Umwelteinwirkungen werden in Umweltbelastungspunkten pro Mitarbeiter (UBP/MA) ausgedrückt. Gemäss dieser Bilanz verursacht der Stromverbrauch vor dem Erdgas- und dem Papierverbrauch die höchsten Umweltbelastungen. Die Umwelteinwirkungen der Stromerzeugung in betriebseigenen Blockheizkraftwerken sind in der SBV-Ökobilanz unter Erdgas erfasst. Die Belastungskategorie ”Strom” enthält daher nur die dem Strombezug ab Netz zugeordneten Umwelteinwirkungen.

Die Wahl des Strommixes war Gegenstand erheblicher Diskussionen innerhalb einer bankinternen Arbeitsgruppe. Nach den Vorschlägen der Ö.B.U.-Arbeitsgruppe sollte das in BUWAL (1991) angegebene UCPT-Modell 1988 zur Bewertung der Bereitstellungsbelastung der Stromproduktion zugrunde gelegt werden (vgl. Kapitel 2.2). Angesichts der erheblichen Relevanz dieser Modellannahmen für die Ökobilanz und für die anschliessend abzuleitenden Handlungsalternativen kam die bankinterne Arbeitsgruppe zum Schluss, dass eine faktische Nichtberücksichtigung der Schweizer Produktionsstruktur zu Akzeptanzproblemen führen musste. Da die Mitarbeiter über die Grundstruktur der Schweizer Stromproduktion und insbesondere über den hohen Anteil von Wasserkraftwerken informiert sein dürften, hielt man es nicht für kommunizierbar, dass die vom Bankbetrieb verursachte Luftbelastung zu 90% über den Stromverbrauch zu erklären sei. Der SBV hat daher in Zusammenarbeit mit der Ö.B.U.-Arbeitsgruppe beschlossen die Importe mit dem UCPT-Modell zu belasten, womit ein Anteil von 14% fossiler Energie am schweizerischen Verbraucherstrommix entsteht. Obwohl nach Ansicht der Diskussionsgruppe unter Berücksichtigung der Erzeugungsstruktur der in die Schweiz importierenden Länder der tatsächliche fossile Anteil bei nur 8% lag, wurde dieser Vorschlag akzeptiert, weil damit eine langfristige Zunahme des fossilen Anteils am schweizerischen Verbraucherstrommix berücksichtigt

¹⁹ Nach Fusion mit der Bankgesellschaft: United Bank of Switzerland (UBS).

werden sollte (erwähnt werden Bezugsrechte an Kohlekraftwerken in der Tschechei). Andere Ö.B.U. Mitglieder haben den Vorschlag des SBV übernommen und benützen heute ebenfalls diesen Strommix für ihre Ökobilanzen.

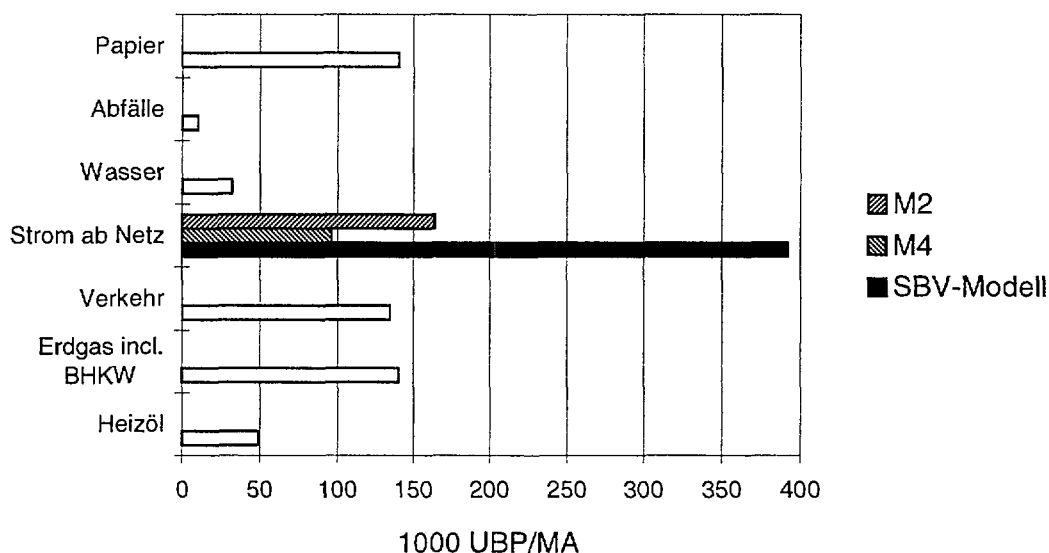


Abbildung 20: Ökobilanz des Schweizerischen Bankvereins, Sitz Zürich, 1994, in 1000 Umweltbelastungspunkten pro Mitarbeiter (UBP/MA); nach SBV (1995); für den Strombezug ab Netz wurde der "SBV-Strommix" sowie mit M4 und M2 berechnete Mix eingesetzt.

In Tabelle 18 sind die verschiedenen Strommodelle, welche für die Ökobilanzen von Unternehmungen in der Schweiz zur Diskussion stehen, dargestellt. Braunschweig und Müller-Wenk (1993) empfehlen die Verwendung des UCPTTE-Modells mit einem entsprechend hohen Anteil konventionell thermischer Kraftwerke. Der SBV verwendet in seiner Ökobilanz ein eigenes Strommodell, hier SBV-Modell genannt, welches die Brutto-Stromimporte der Schweiz mit dem UCPTTE-Modell berücksichtigt. Damit resultiert ein rund dreimal geringerer Anteil konventionell thermischer Kraftwerke. Eine differenziertere Betrachtung, welche die spezielle Situation der Schweiz als Strom-Transitland berücksichtigt (Import/Export-Modell 4 (M4)), ergibt einen noch geringeren Anteil konventionell thermischer Kraftwerke. Dieser ist lediglich doppelt so hoch wie der entsprechende Anteil des schweizerischen Erzeugungsmixes (M1). Zur Berechnung der Umweltbelastungspunkte von M4 und M1 wurden für die Bilanzbewertung die spezifischen Belastungsfaktoren aus Braunschweig und Müller-Wenk (1993) und für die Inventaranalyse die Ökoinventare von Frischknecht et al. (1996) verwendet.

Modellname	Importanteile	konventionelle thermische KW	UBP/kWh	Quelle
UCPTE 88		43%	176	BUWAL 1991
"SBV-Modell"	67% CH-Mix, 33% UCPTTE 88-Mix	14%	63	Braunschweig et al. 1993
CH-M4 1995	93% CH-Mix, 4% FR, 2% DE, 1% AT	3.2%	15	Kap. 3.2
CH-M1 1995		1.5%	7	Kap. 3.2

Tabelle 18: Eigenschaften verschiedener Strommodelle; zur Wahrung der Konsistenz mit der SBV-Ökobilanz 1994 wurde der alte Datensatz von Umweltbelastungspunkten aus BUWAL 1990 (Nr. 133) verwendet.

Auswirkungen der Strommodellwahl

Gemäss der Zielsetzung und den Systemgrenzen der Ökobilanz des SBV sind bei der Strommodellwahl die in Tabelle 19 zusammengefassten Randbedingungen zu berücksichtigen.

Strombezug ab Netz	
Spannungsebene	NS Hauptgebäude beziehen wahrscheinlich MS, Filialen NS, Default NS
Bezugsland	CH
Region	Dem Sitz Zürich unterstehen auch Geschäftsstellen und Rechenzentren in anderen Kantonen. Bei der Verwendung regionaler Modelle müsste jedes Gebäude einzeln betrachtet werden
Import/Export-Modell	M4 , Sensitivität mit M2 abschätzen (M4 sollte für alle Stromverbraucher in der Schweiz verwendet werden)
Zeithorizont	1994, 1995 - 2000 Die Ökobilanz bezieht sich einerseits auf das Jahr 1994. Andererseits dient sie aber auch zur Bestimmung betriebsökologischer Ziele und Massnahmen. Es wurde ein Reduktionsziel von 25% für den Stromverbrauch der SBV-Gebäude in Zürich bis ins Jahr 2000 festgelegt.
Durchschnitt / marginal	<ul style="list-style-type: none"> • Darstellung der Situation 1994 -> durchschnittlicher CH-Strommix 1994 • Analyse der strombedingten Emissionen bei Erreichung des Reduktionszieles im Jahr 2000 -> durchschnittlicher CH-Strommix 2000
Jahreszeit	Es wird angenommen, dass der Stromverbrauch der Bankgebäude konstant ist über das Jahr
Tageszeit	Die Tageslastkurve ist nicht bekannt, für Bürogebäude könnte allenfalls ein Tag-Strommodell verwendet werden
Eigenproduktion	Die Umweltbelastungen durch die Eigenproduktion in Erdgas-Blockheizkraftwerken wird in der SBV-Ökobilanz unter Erdgasverbrauch erfasst. Eine Allokation für Wärme und Strom ist daher nicht nötig.

Tabelle 19: Kriterien der Strommodellwahl am Beispiel der Ökobilanz 1994 des Schweizerischen Bankvereins (SBV)

Um die tatsächlich durch den Bankbetrieb im Jahr 1994 verursachten Umwelteinwirkung zu erfassen, ist anstelle des "SBV-Strommixes" der schweizerische Verbrauchermix nach Import/Export-Modell 4 zu verwenden. Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse ist in Abbildung 20 auch die Auswirkung von Modell M2 abgebildet. Der Strombezug verursacht, in UBP gemessen²⁰, sowohl mit M4 als auch mit M2 einen wesentlich geringeren Anteil der Belastungen insgesamt. Aufgrund der neuen Gewichtung lässt sich schliessen, dass der Strombezug ab Netz zwar eines der wichtigsten, nicht aber mit grossem Abstand das bedeutendste Verbesserungspotential des Bankbetriebes darstellt.

Sollen hingegen die Umwelteinwirkungen gezeigt werden, welche voraussichtlich im Jahr 2000 mit oder ohne Erreichung des Reduktionsziels entstehen werden, ist der durchschnittliche Strommix der Schweiz im Jahr 2000 einzusetzen. Eine weitere Möglichkeit ist die Berechnung der durch das Reduktionsziel vermuteten Einsparung an Umweltbelastungen

²⁰ Umweltbelastungspunkte berücksichtigen die spezifischen Umwelteinwirkungen von Wasser- und Kernkraftwerken nicht (BUWAL 1990). In einer demnächst erscheinenden Neuauflage der BUWAL Schriftenreihe 133 sollen radioaktive Abfälle in Zukunft auch berücksichtigt werden (ÖBU 1998).

unter der Annahme einer marginalen Stromproduktion zwischen 1995 und 2000. Das Szenario der zukünftigen Entwicklung der Stromversorgung von der das marginale Strommodell abgeleitet wird ist dabei vom Anwender auszuwählen. Einige Anhaltspunkte zu der zukünftigen marginalen Stromversorgung in der Schweiz finden sich in Kapitel 4.3.3. Angesichts der vielen Fragen, welche bez. der Definition des marginalen Strommixes noch offen sind, müssen die Resultate einer marginalen Analyse sehr vorsichtig interpretiert werden.

7.2.2 Vergleich verschiedener Transportvarianten für den Transitgüterverkehr durch die Schweiz

In dem in der NZZ erschienen Artikel "Containerverkehr als vernünftiger Kompromiss" vergleicht Perrin (1997) die CO₂- und SO₂-Emissionen verschiedener Optionen für den zukünftigen Transitgüterverkehr durch die Schweiz. Die untersuchten Optionen sind:

- Strassengütertransport mit 28t-Lastenzügen
- Strassengütertransport mit 40t-Lastenzügen
- Schienengütertransport als "Rollende Autobahn" für ganze Lastenzüge auf Niederflurwagen
- Schienengütertransport als "unbegleiteter Kombiverkehr" (UKV) für Sattelaufleger, Wechselbehälter und Container.

Perrin (1997) geht davon aus, dass die Emissionen der Lastenzüge die Euronorm 2 erfüllen. Für die Berechnung der Emissionen des Schienengütertransportes verwendet er zwei verschiedene Strommodelle:

- ◇ der durchschnittliche UCPTE-Mix; und
- ◇ ein Steinkohlekraftwerk, unter der Annahme einer marginalen Stromversorgung (Grenzstromproduktion).

Als Datenbasis für die beiden Strommodelle wurden von Perrin die Ökoinventare von Frischknecht et al. (1996) herangezogen. In Tabelle 20 sind die publizierten Ergebnisse dargestellt.

Der UCPTE-Mix besteht zu ungefähr 48% aus fossilen Kraftwerken. Dadurch resultieren nach Perrins Berechnung ziemlich hohe Emissionen für den Schienengütertransport durch die Schweiz. Wie Tabelle 20 zeigt, führt die Wahl eines Kohlekraftwerks als marginale Erzeugungsart bei der Rollenden Autobahn zu den höchsten Emissionen, während sie im Falle des unbegleiteten Kombiverkehrs unter den Emissionen von 40t-Lastenzügen liegen. Mit dem UCPTE-Mix liegen die CO₂-Emissionen beider Optionen für den Schienengütertransport unter denjenigen des Strassengütertransportes. Dagegen resultieren mit beiden Strommodellen für den Schienengütertransport deutlich höhere SO₂-Emissionen als für die beiden Optionen des Strassengütertransportes.

Strommix in Ökobilanzen

Transportmodus effektive Auslastung ^a	CO ₂ g/tkm	SO _x g/tkm
Lastwagen 28 t, Euro2	147	0.187
Lastwagen 40 t, Euro2	110	0.145
Rollende Autobahn, UCPTe Strommix	100	0.497
Rollende Autobahn, Grenzstrom aus Steinkohle	201	0.642
Unbegleiteter Kombiverkehr, UCPTe Strommix	45	0.224
Unbegleiteter Kombiverkehr, Grenzstrom aus Steinkohle	90.8	0.289

a Heute: Lastwagen: 40%; RA: 45%; UKV: 49%.

Tabelle 20: Vergleich der CO₂- und SO₂-Emissionen von verschiedenen Optionen für den Transitgütertransport durch die Schweiz (Perrin, 1997)

Nach Ansicht von Perrin (1997) beruht der gegenwärtige SBB-Strommix (vgl. Kap. 3.2) "... auf dem zweifelhaften Privileg der SBB, einen Teil unserer nationalen Wasserkräfte für sich beanspruchen zu dürfen" und "...die Umweltbelastung durch die Steinkohlekraftwerke ist deshalb sehr wichtig, weil diese heute in der Regel den Grenzstrom liefern, d.h. den zusätzlichen Strom, der benötigt wird, wenn die übrigen Stromproduktionsverfahren ausgeschöpft sind."

Der effektive Strommix der Schweizerischen Bundesbahnen (SBB), der ausschliesslich aus betriebseigenen Kraftwerken gespeisen wird, wird im Artikel nicht angegeben. Ebenso wird nicht untersucht, ob die SBB über Kraftwerksreserven verfügt, welche bei einer künftigen Zunahme des SBB-Stromverbrauchs zur Verfügung stehen werden.

Im folgenden Abschnitt werden einige Punkte diskutiert, welche bei der Wahl von Strommixen für einen ökologischen Vergleich von Strassen- und Schienengütertransport durch die Schweiz zu berücksichtigen sind. Die Diskussion erfolgt nach dem folgenden Aufbau:

1. Abschätzung der verfügbaren langfristigen Stromerzeugungsreserven der SBB.
 2. Abschätzung des Stromverbrauchs für den Bahntransport pro Tonne Transitgut.
 3. Quantifizierung der Gütermenge, welche mit den bestehenden Stromerzeugungsreserven der SBB transportiert werden kann.
 4. Vergleich der Gütermenge mit der potentiellen Nachfrage des Alpenquerenden Gütertransportes insgesamt.
 5. Bestimmung des für diesen Anwendungsfall geeigneten Strommodells und Ermittlung der damit verbundenen spezifischen Emissionen.
1. Die aktuelle Netto-Erzeugungskapazität der SBB beträgt 3400 GWh/Jahr, davon 2100 GWh im Winter (sieben Monate Oktober - April) und 1300 GWh im Sommer (fünf Monate Mai - September). Die beteiligten Kraftwerkstypen sind zu 52% Wasserkraftwerke, 47% Kernkraftwerke (davon 26% Schweiz und 21% Ausland), und 1% Öl-thermische Kraftwerke. Dieser Mix gilt für ein durchschnittliches hydrologisches Jahr und durchschnittliche Verfügbarkeit der Kernkraftwerke. Bis zum Auslaufen der Verträge mit

französischen Kernkraftwerken im Jahr 2020 werden keine Änderungen des SBB-Kraftwerkparcs erwartet. Die $16\frac{2}{3}$ Hz-Bahnstromwerke sind ausnahmslos Wasserkraftwerke. Die Drehstromerzeugung (3 Phasen, 50 Hz) der SBB stammt vorwiegend aus thermischen Kraftwerken. Drehstrom wird bisher nur selten über Umwandlungsstationen (7% Verluste) in das Bahnnetz eingespiesen²¹. Die Erzeugungsreserven bestehen aus nuklearer Drehstromenergie, welche direkt ab Kernkraftwerk verkauft wird, solange sie für die Traktion noch nicht benötigt wird. Der gegenwärtige (1997, "Impuls97") Bahnstromverbrauch ab Kraftwerk beträgt 2000 GWh/Jahr. Von der gegenwärtigen Produktionsreserve von 1400 GWh/Jahr stehen ca. 600 GWh/Jahr für den Transitgüterverkehr zur Verfügung. Der Rest dient zur Deckung der künftigen Zunahme des Reisezugverkehrs (Angebot 2001, Bahn 2000, Alp-Transit-Hochgeschwindigkeitszüge, Alp-Transit-Hotelzüge) sowie zur Sicherstellung des Bahnbetriebs in trockenen Jahren und bei Kraftwerksausfällen (Bräm und Zimmermann 1998).

2. Der Stromverbrauch pro transportierte Netto-Tonne wird anhand von Angaben der SBB für den durchschnittlichen Stromverbrauch auf der Strecke Basel-Chiasso berechnet²². In Tabelle 21 sind die Werte für die beiden Varianten a) gegenwärtige Gotthard-Bergstrecke (312 km) und b) geplante Gotthard-Basislinie (273 km) dargestellt.

kWh/Nettotonne	via Gotthard-Bergstrecke	via Gotthard-Basislinie
UKV-Zug bei: 100%-Auslastung	23	20
50%-Auslastung	24	21
RA-Zug bei: 100%-Auslastung	27	24
50%-Auslastung	35	31

Tabelle 21: Bahnstromverbrauch je Nettotonne-Nutzlast zwischen Basel und Chiasso = Bahnstromverbrauch je Nettotonne mal Transportdistanz (Bräm 1997)

3. Der von der SBB zusätzlich benötigte Strom hängt von der gesamten Gütermenge ab, welche im Falle der Umsetzung der betrachteten Optionen für den Schienengüterverkehr zu erwarten ist. Zwischen 1993 und 1996 wurden im jährlichen Mittel ca. 17 Millionen Nettotonnen per Bahn und 6.4 Millionen Nettotonnen per Lastwagen transportiert. Im selben Zeitraum wurden in der gesamten Alpenregion (Frankreich, Schweiz, Österreich) ungefähr 40 Millionen Nettotonnen per Bahn und 67 Millionen Nettotonnen per Last-

²¹ Für eine ökologische Beurteilung des gegenwärtigen Stromverbrauchs der SBB wäre daher ein Strommix mit nahezu 100% Wasserkraft zu verwenden. Die in Tabelle 22 angegebenen Emissionen des zukünftigen SBB-Strommixes (d.h. bei vollständiger Ausschöpfung der gegenwärtigen Produktionsreserven) würden sich dadurch allerdings nur geringfügig verändern, während die Menge hoch radioaktiver Abfälle wesentlich kleiner wäre.

²² Wie aus Tabelle 20 ersichtlich ist, berechnet Perin mit den UCPTE-Mix CO₂-Emissionen von 45 g/tkm für UKV und 100 g/tkm für RA. Daraus folgt, dass Perrin von einem relativ hohen Bahnstromverbrauch pro Nettotonne Nutzlast von ungefähr 90 Wh/tkm und 200 Wh/tkm ausgegangen ist (die Zahlen sind nicht explizit im Artikel angegeben). Nach Angaben der SBB liegt der durchschnittliche Stromverbrauch auf der längeren Bergstrecke Basel-Gotthard und mit einer Auslastung von 50% bei 78 Wh/tkm für UKV und 112 Wh/tkm für RA (Bräm 1997).

Strommix in Ökobilanzen

wagen Transitgüter transportiert. Dies gibt eine Vorstellung der Grössenordnung des Marktes für den Alpenquerenden Güterverkehr (alle statistischen Daten stammen von (Litra 1997)).

4. Unter Annahme des höchsten Stromverbrauchs (Transport über die längere Gotthard-Bergstrecke mit 50% Auslastung) können mit den vorhandenen Produktionsreserven der SBB zusätzlich mindestens 25 Millionen Nettotonnen mit UKV bzw. 17 Millionen Nettotonnen mit RA transportiert werden. Das heisst, dass der heutige Gütertransport per Schiene durch die Schweiz (welche nicht nur Transitgüter umfasst) zumindest verdoppelt werden könnte, bevor die SBB neue Erzeugungskapazitäten beschaffen muss.
5. Solange die zusätzlich zu transportierende jährliche Gütermenge unter den oben angegebenen Werten von 25 bzw. 17 Millionen Nettotonnen bleibt, was für die kommenden 10 - 20 Jahre sehr realistisch scheint, sollte der in Tabelle 22 angegebene Strommix für eine ökologische Beurteilung verschiedener Schienengütertransport-Varianten durch die Schweiz verwendet werden. In Tabelle 22 werden auch einige ausgewählten Umwelteinwirkungen des SBB-Strommixes mit dem UCPTE-Mix verglichen.

Emissionen der Stromsysteme und Strommixe		CO ₂ ^a	SO _x ^a	NO _x ^a	Hoch-radioaktive Abfälle ^a
		g/kWh	g/kWh	g/kWh	mm ³ /kWh
Wasserkraftwerke	52%	3	0.008	0.011	0.003
Kernkraftwerke Inland	26%	15	0.090	0.038	5.004
Kernkraftwerke Ausland	21%	8	0.073	0.027	4.968
Öl-thermisches Kraftwerk	1%	853	0.378	1.213	0.045
Total Mix SBB ^b	100%	16	0.047	0.033	2.346
Strom-Mix UCPTE (1990-1994) ^a		493	2.970	0.842	1.840

a Frischknecht et al. (1996).

b Unter Berücksichtigung des gesamten SBB-Kraftwerkparkes, für ein durchschnittliches hydrologisches Jahr und bei durchschnittlicher Verfügbarkeit der Kernkraftwerke; bis im Jahr 2020; Quellen: Bräm (1997), Bräm und Zimmermann (1998)

Tabelle 22: Vergleich ausgewählter Umwelteinwirkungen des zukünftigen SBB- und des UCPTE-Strommixes

Aus den Werten in Tabelle 22 wird ersichtlich, dass der von Perrin gemachte Vergleich wenig realistisch ist. Der Strassengütertransport verursacht verbrennungsbedingte Luftemissionen (zum grossen Teil direkte Emissionen der Lastwagen), welche rund zwei Grössenordnungen über den Emissionen der beiden für den Bahngütertransport diskutierten Optionen UKV und RA durch die Schweiz liegen²³.

Die Menge der emittierten Verbrennungsprodukte hängt fast ausschliesslich vom Anteil fossiler Systeme am gesamten Strommix ab (SBB-Mix: 1%, UCPTE-Mix 48%). Die Menge der behandelten hoch radioaktiven Abfälle, welche in der letzten Spalte in Tabelle

²³ Die Situation in anderen europäischen Ländern muss von Fall zu Fall untersucht werden. An dieser Stelle wird nicht weiter darauf eingegangen.

22 als Beispiel für die Umwelteinwirkungen der Kernenergie angegeben ist, ist praktisch direkt proportional zum Anteil der Kernkraftwerke am Strommix (SBB-Mix 47%, UCPTE-Mix 37%).

Tabelle 23 zeigt die nachgerechneten Werte für den von Perrin angestrebten Vergleich verschiedener Gütertransport-Optionen unter Berücksichtigung des zukünftigen SBB-Strommixes für den Schienengütertransport.

Emissionen der Gütertransport-Optionen bei effektiver Auslastung ^a	CO ₂ g/tkm	SO _x g/tkm
Lastwagen 28 t, Euro2	147	0.187
Lastwagen 40 t, Euro2	110	0.145
Rollende Autobahn, zukünftiger SBB Strommix ^b	2.8	0.007
Unbegleiteter Kombiverkehr, SBB Strommix	0.8	0.002

a Heute: Lastwagen: 40%; RA: 50%; und, UKV: 50%.

b Berechnet nach (Perrin 1997) unter Berücksichtigung des zukünftigen SBB-Strommixes anstelle des UCPTE-Mixes sowie des Bahnstromverbrauchs je Nettotonne Nutzlast nach (Bräm 1997)

Tabelle 23: Vergleich ausgewählter Emissionen verschiedener Transportoptionen für Transitgüter durch die Schweiz (provisorische Bilanz)

Weitere Kommentare

- a) Sollten entgegen aller Erwartungen die Produktionsreserven der SBB nicht zur Deckung des zusätzlichen Stromverbrauchs bis 2020 ausreichen, ist der durch neue Kraftwerksbeteiligungen sich ändernde Strommix der SBB zu verwenden. Sofern keine genaueren Informationen vorliegen, könnte z.B. der in Kapitel 4.3 beschriebene marginale Strommix der EU-21 Länder verwendet werden, um die Zusammensetzung der zusätzlich beschafften Erzeugungskapazitäten der SBB abzuschätzen. Die Aussage Perrins, dass die zukünftige marginale Stromerzeugung zu 100% von Kohlekraftwerken gedeckt werden soll, lässt sich anhand der Planungsdaten der europäischen Stromversorger nicht nachvollziehen (vgl. Kap. 4.3). Die in den kommenden Jahren favorisierte Kraftwerkstechnologie sind Erdgas-Kombikraftwerke (GuD) ²⁴.

²⁴ Die in Perrins Artikel ausgewiesenen hohen CO₂-Emissionen von „Brenngaskraftwerken“ beziehen sich nicht nur auf Erdgas sondern auf ein Gemisch von Erdgas (ca. 75%) und anderen Gasen (25%), welche in Kokereien, Stahlwerken und Raffinieren anfallen. Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen des gesamten Lebenszyklus von Kraftwerken, welche dieses Gasgemisch verbrennen, liegen bei 915 g/kWhe (Frischknecht et al. 1996). Erdgaskraftwerke allein haben Lebenszyklus-Emissionen von CO₂-äquivalenten im Bereich von 550-700 g/kWhe), abhängig vom Wirkungsgrad der Kraftwerke (welche im UCPTE-Raum installiert sind), der Methanleckagen im Ferntransport und der Pumpenergie für die Pipelines. Für zukünftige Erdgas-Kombikraftwerke in der Schweiz werden von Dones et al. (1996) Emissionen von 389 g(CO₂-äquiv.)/kWhe (davon über 90% CO₂). Dieser deutlich niedrigere Wert beruht auf höheren Kraftwerkswirkungsgraden und geringen Pipeline-Leckagen. Für zukünftige marginale CO₂-Emissionen von Erdgaskraftwerken sollte der letztere Wert verwendet werden. Für zukünftige Kohlekraftwerke gilt ein Wert von 760 g(CO₂-äquiv.)/kWhe anstelle von 1071 g(CO₂-äquiv.)/kWhe gegenwärtiger Kohlekraftwerke. Zum Vergleich: die durchschnittlichen Emissionen des UCPTE-Mixes 1990-94 (welcher in Perrins Artikel verwendet wird) betragen 515 g(CO₂-äquiv.)/kWhe.

- b) Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse könnte wichtige Informationen zum Strommix welcher für den Schienengütertransport eingesetzt werden wird einbringen. z.B. könnten die Transporte vorwiegend über Nacht ausgeführt werden um billigen Nachtstrom, die Kapazität des Schienennetzes und die Arbeitszeit der Lastwagenfahrer optimal auszunutzen. Auch der Jahresgang des Transportvolumens könnte einen gewissen Einfluss auf den verwendeten Strommix haben. Eine detaillierter Analyse der zeitlichen Verteilung der vorgesehenen Schienentransporte könnte zur Bestimmung eines noch genaueren Strommodells führen. Allerdings sind aufgrund der heute verfügbaren Informationen über die Zusammensetzung des SBB-Kraftwerkparkes keine grundlegenden Abweichungen zu den in Tabelle 22 berechneten Werten zu erwarten.
- c) Die pauschale Anwendung des marginalen Strommixes, welcher für die SBB in den kommenden Jahren vorwiegend aus Kernenergie besteht, ist nicht sinnvoll. In Ökobilanzen für zukünftige Schienentransporte müsste dann jeweils unterschieden werden zwischen Gütern die mit dem bisherigen Strommix (vor allem Wasserkraft) und Gütern die mit dem marginalen Strommix (vor allem Kernenergie) transportiert werden. Ein solches Vorgehen ist kaum praktikabel, da bisherige Schienentransportsysteme mit einer ganz anderen Latte gemessen würden als zukünftige Schienentransportsysteme, und die Vergleichbarkeit dadurch aufgehoben würde.
- d) Wenn eine vollständige Ökobilanz verschiedener Transportsysteme durchgeführt werden soll, müssen die Systemgrenzen für alle betrachteten Systeme umfassend und konsistent gesetzt werden, z.B. sollte auch ein Ausbau der benötigten Infrastrukturen (Strasse und Schiene) und die Erneuerung des Fahrzeugparks berücksichtigt werden. Es ist nicht klar ob in den Zahlen von Perrin (1997) Aufwendungen für die Infrastrukturen und den Fahrzeugbau eingeschlossen sind. Die Werte von Tabelle 23 sind daher nur provisorisch.
- e) Perrin diskutiert nur CO₂- und SO₂-Emissionen, was die vielfältigen Umweltauswirkungen von Strassen- und Schienenverkehr (Lärm, Sommersmog (Ozon), direkte Einwirkungen auf Mensch und Natur, Flächenbedarf, etc.) nur teilweise abdeckt.

7.2.3 Ökoinventare zukünftiger Stromversorgungsoptionen für die Schweiz

LCA Resultate zu heutigen Energiesystemen haben nur begrenzte Bedeutung als Input für Entscheidungen betreffend zukünftiger Strukturen in der Energieversorgung. Inventare jetziger Systeme können praktisch nur im Kontext von Vergleichen als Referenz dienen. Deshalb sollten die umweltbezogenen Leistungen zukünftiger Energieversorgungsoptionen evaluiert werden, um stichhaltige Elemente und somit unterstützende Entscheidungen in die Energiedebatte einzubringen. Daten zu heutigen Systemen sowie die methodische Basis für die Einschätzung der gesamten Umweltlasten müssen in die Zukunft erweitert werden, um technologische Fortschritte und strukturelle Veränderungen aufzuzeigen. In diesem Abschnitt wird ein Beispiel der Anwendung von LCA auf zukünftige Elektrizitätssysteme und Vergleiche von Versorgungsoptionen gegeben, um einige methodischen Schlüsselprobleme bei der Wahl des richtigen Elektrizitätsmixes für Elektrizitätsbedürfnisse zu illustrieren.

Innerhalb des Projektes "Ganzheitliche Betrachtungen von Energiesystemen (GaBE)" (Hirschberg 1996) wurden Umweltinventare, verbunden mit zukünftigen alternativen Strukturen der schweizerischen Energieversorgung durch Extrapolation und Erweiterung der zur Zeit der Studie verfügbaren LCA-Daten zu bestehenden UCPTTE Energiesystemen

(Frischknecht et al. 1994)²⁵ entwickelt (Dones et al. 1996). Die Resultate wurden vom Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE) verwendet, um mögliche Optionen zur Deckung des zukünftigen Elektrizitätsbedarfs der Schweiz bis ins Jahr 2030 darzustellen (VSE 1995).

Die stufenweise Ausserbetriebsetzung der heute in Betrieb stehenden Schweizer Kernkraftwerke (40 Jahre Betriebsdauer wurden angenommen) und das Ablaufen langzeitiger Importverträge mit Frankreich (Bezugsrechte) werden unweigerlich eine Lücke zwischen dem postulierten Elektrizitätsbedarf einerseits und der Lieferkapazität andererseits öffnen. VSE identifizierte zwei Nachfrage-Entwicklungs-Szenarien ("hoch" und "tief"), basierend auf verschiedenen Annahmen zur Wirtschaftswachstumsrate. Später wurde von VSE auch ein Szenario mit Null-Wachstum auf Vollständigkeit überprüft. Wie in Abbildung 21 illustriert, hängt der Zeitpunkt, zu welchem eine gesicherte Versorgung (schraffierte Fläche) und Nachfrage (gestrichelte Linien) sich zu gabeln beginnen, von der Wachstumsrate der Nachfrage ab.

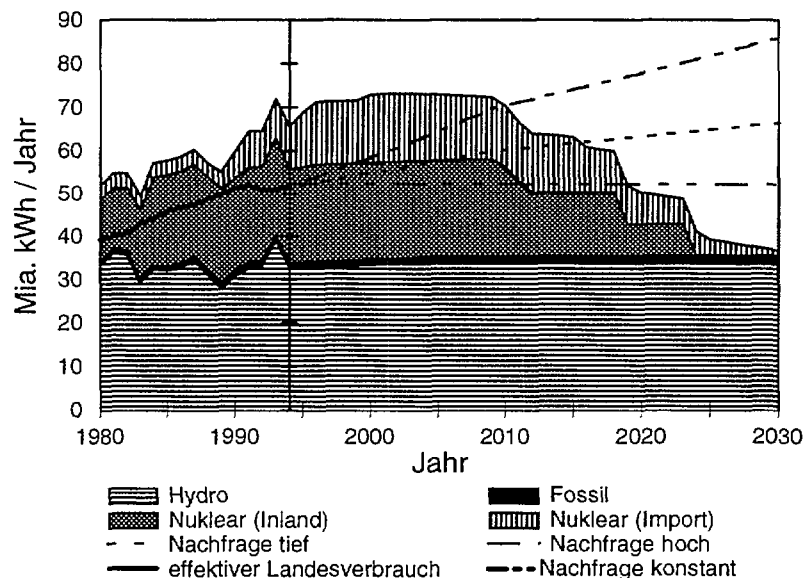


Abbildung 21: Szenarien des Elektrizitätsbedarfs und der gesicherten jährlichen Elektrizitätsversorgung für die Periode 1995-2030 (VSE 1995).

Sieben mögliche Optionen eines Versorgungsmixes wurden von VSE definiert, um die Lücke zwischen der Nachfrage und der aus gesicherten Quellen gelieferten Elektrizität zu schliessen. Die Optionen eines Versorgungsmixes wurden als Anteile an den verschiedenen Systemen (fossile, nukleare und erneuerbare) und als Anteile an inländischer und importierter Elektrizität definiert (VSE 1995). Es wurden die folgenden Kraftwerktypen inventarisiert:

- Kombikraftwerke (Gas und Dampf Turbine GuD), die mit Gas/Öl betrieben werden;
- Kohlestaubverbrennung (Pulverized Combustion PC);

²⁵ Seit 1991 arbeiten die Eidgenössische Technische Hochschule in Zürich (ETHZ) und das Paul Scherrer Institut (PSI) zusammen, um umfassende Umweltinventare für verschiedene Energieketten zu erstellen.

- Druckwirbelschichtfeuerung (Pressurized Fluidized Bed Combustion PFBC);
- Fortgeschrittene nukleare Systeme; und
- Photovoltaische Systeme (PV)

Die fortgeschrittenen Technologien werden für die Implementierung im einem Zeitrahmen von 2010 bis 2020, als ausgereift erachtet. Die Beurteilung wurde auf drei Stufen durchgeführt:

1. Individuell, für jedes berücksichtigte Elektrizitätssystem;
2. Vergleich von Systemen;
3. Vergleich von Versorgungsmix Optionen.

Es wurden ausgewählte Luft-Emissionen (SO_x, NO_x, VOC, NMVOC, und Partikel) sowie ausgewählte Emissionsklassen (Treibhausgase und radioaktive Emissionen) verglichen.

Für die Einschätzung zukünftiger Systeme muss der Elektrizitätsversorgungsmix, der für den Bedarf aller Energiesysteme und Infrastrukturen angewendet werden muss, klar definiert werden. Zu diesem Zweck muss der durchschnittliche Mix jedem marginalen Mix vorgezogen werden, da eine Notwendigkeit für einen generellen Versorgungsmix besteht, der für alle in der Analyse eingeschlossenen Prozesse gilt. In der Studie (Dones et al. 1996) wurde ein UCPTTE-Mix für das Jahr 2010 für Elektrizitätsinputs definiert, die für die Prozesse ausserhalb einer Schweiz benötigt werden. In diesem Mix basieren die Anteile der einzelnen Systeme auf der Extrapolation einer Prognose der Internationalen Energieagentur für das Jahr 2005 (IEA 1994). Vergleicht man den Mix mit der gegenwärtigen UCPTTE Situation, so widerspiegelt er die Ausweitung von Gas auf Kosten von Ölsystemen, und einen sehr kleinen, aber in relativen Zahlen deutlich gesteigerten Beitrag von PV, welche andere erneuerbare Energien als Wasserkraft darstellen. Der Anteil an Steinkohle steigt leicht an, während die Anteile an Wasser- und Kernenergie leicht sinken²⁶. Andererseits wurde für den Elektrizitätsbedarf einiger weniger Prozesse, die in der Schweiz ablaufen, ein Schweizer Mix für das Jahr 2010 angewendet. Dieser Mix wurde von VSE zur Verfügung gestellt und schliesst einen grossen Anteil importierter Energie ein.

Innerhalb jedes Elektrizitätssystems wurde ein Mix "alter" Systeme (d.h. die in 1995 in Betrieb waren) und auf der Basis der geschätzten Inbetriebnahme zukünftiger Technologien "neuer" Systeme (d.h. in den folgenden 15 Jahren in Betrieb genommen) berücksichtigt. Die angenommenen Anteile sind in den Anmerkungen zu Tabelle 24 aufgeführt.

Beispiel von Resultaten für Elektrizitätssysteme und UCPTTE Mixe

Von den verschiedenen diskutierten Emissionen (Dones et al. 1996) werden hier als Beispiel nur die Treibhausgase (TG) gezeigt. Diese Emissionen wurden berechnet, indem man das IPCC globale Erwärmungspotential (GWP) für einen Zeithorizont von 100 Jahren verwendete

²⁶ Ähnliche Prognosen werden in EURPROG (1997) gemacht, wie besprochen in Kapitel 4.2.

(IPCC 1996).²⁷ Abbildung 22 zeigt den Vergleich gegenwärtiger und zukünftiger Energiesysteme. Die jetzigen fossilen Systeme (Holz, Steinkohle, Öl, und Gas — Mix von Erd-, Hochofen- und Kokerei-Gas), sowie Kern- und Wasserkraft, reflektieren die durchschnittliche Situation in Europa²⁸, während die übrigen Systeme sich auf Schweizer Bedingungen beziehen.

Strommix	Stromerzeugungssysteme	%
UCPTE Mix 2010	Nuklear (UCPTE 2010) ^a	32.0
	Steinkohle (UCPTE 2010) ^b	19.2
	Braunkohle (gegenwärtige UCPTE beste Technologie)	10.8
	Erdgas (UCPTE 2010) ^c	18.0
	Wasserkraft (2010)	12.0
	Öl (gegenwärtige UCPTE beste Technologie)	6.5
	Photovoltaik 3kWpeak Dachanlage m-Si (1995)	1.5
CH Mix 2010	Wasserkraft (2010)	48.2
	Nuklear (Inland Produktion) ^d	28.4
	Nuklear (Import UCPTE 2010) ^a	20.0
	BHKW 160 kW _e (1995)	2.1
	Gas Turbine 30 MW (2010)	1.3

a Angenommen: 90% gegenwärtig in Betrieb stehende beste DWR und 10% gegenwärtig in Betrieb stehende beste SWR.

b Angenommen: 60% gegenwärtig in Betrieb stehende PC; 22.5% PFBC; und, 18.5% zukünftige Generation PC (für die zwei letzten Kraftwerktypen, erwartete Wirkungsgrad im Jahr 2010).

c Angenommen 20% Erdgas befeuerte GuD; der Rest gegenwärtig beste Gas Kraftwerke.

d Gegenwärtig in Betrieb stehende beste Kernkraftwerke.

Tabelle 24: Schweizerische und UCPTE Elektrizitätsmische, für das Jahr 2010 angenommen (Dones et al. 1996)

Die fossilen Systeme werden die grössten TG Produzenten bleiben: zwei Grössenordnungen höher als Wasser- und Nuklearkraft, eine Grössenordnung höher als PV. TG Emissionen von erneuerbaren Energieträgern und Nukleare stammen fast zur Gänze aus indirekten Quellen und up- und downstream Prozesse. In allen Systemen trägt CO₂ am meisten zu den totalen TG Emissionen bei. Trotz der Verbesserungen, die für alle Elektrizität produzierenden Systeme prognostiziert werden, unterscheiden sich die berechneten TG Emissionen für den heutigen (Frischknecht et al. 1996) und den zukünftigen (Dones et al. 1996) UCPTE Strommix nicht sehr stark: 515 g (CO₂-äquiv.)/kWh_e, resp. 482 g (CO₂-äquiv.)/kWh_e. Dies ist das Resultat von drei Annahmen mit kontrastierenden Effekten, die sich gegenseitig beinahe aufheben: ein

²⁷ Das GWP drückt die gesamte Strahlung mit Treibhauseffekt aus, die durch eine einheitliche Masse von Gas, im Verhältnis zu Kohlendioxid, zwischen der Zeit des als momentan angenommenen Ausstosses und hundert Jahre später, verursacht werden. Die Strahlung mit Treibhauseffekt besteht aus einer Veränderung der durchschnittlichen Netto Strahlung zuoberst auf der Troposphäre aufgrund einer Veränderung in der entweder solaren oder infraroten Strahlung.

²⁸ Die TG Emissionen, für Schweizer Kern- und Wasserkraft berechnet, liegen auch sehr nahe an den für UCPTE Systeme erhaltenen Werten (Frischknecht et al. 1996).

höherer Anteil fossiler Systeme im zukünftigen Mix im Gegensatz zum jetzigen (55% vs. 48%); ein Brennstoffwechsel von Öl zu Erdgas; und die Modellierung jedes Kraftwerktypsystems im zukünftigen Mix als Kombination der heutigen und der fortgeschrittenen Technologie. Als Schlussfolgerung können nur kleine Veränderungen in den assoziierten TG Emissionen vorhergesagt werden, wenn Mixe für UCPTe (oder Schweizer) Elektrizitätsbedürfnisse anstelle von marginalen Produktionssystemen in für die nahe Zukunft gültigen LCA Analysen verwendet werden. Wenn die totalen Emissionen von TG untersucht werden sollen, die mit einem zukunftsnahe Produktionsprozess oder einer Dienstleistung im UCPTe-Raum verbunden sind, dann könnte deshalb der jetzige UCPTe Mix für Elektrizitätsbedarf angenommen werden. Zur Vollständigkeit einer Ökobilanz sollte die diese jedoch auch auf andere Schadstoffe ausgedehnt werden.

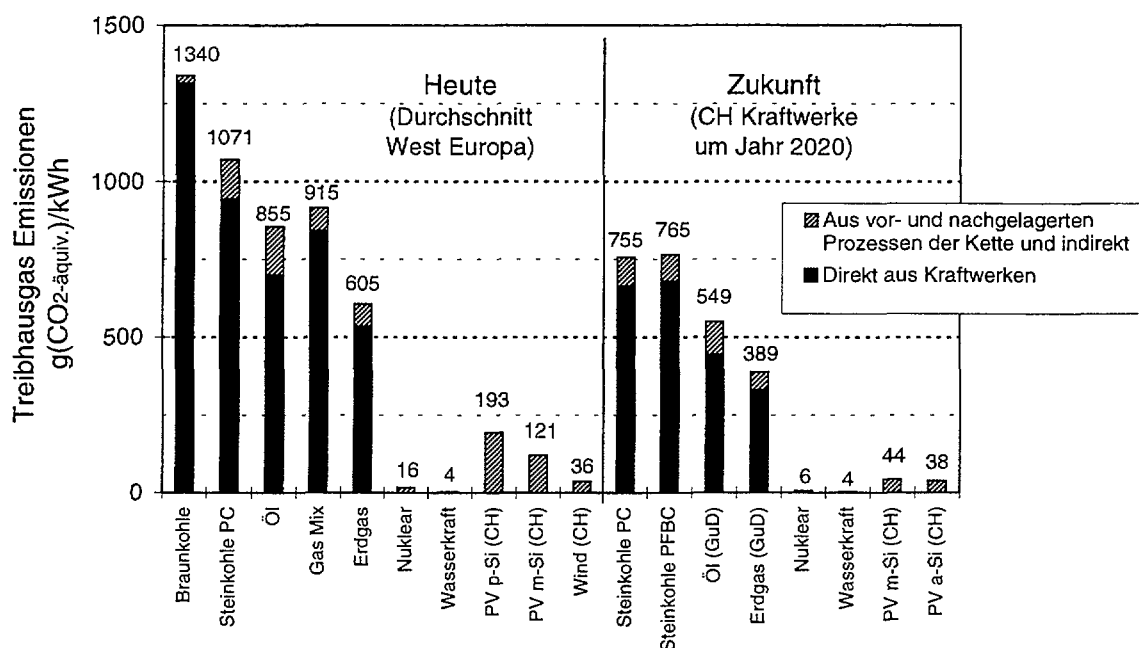


Abbildung 22: TG Emissionen heutiger und zukünftiger Systeme, unter Verwendung globaler Erwärmungspotentiale mit einem Zeithorizont von 100 Jahren (Dones et al. 1998).

Beispiel von Resultaten für Optionen der zukünftigen Elektrizitätsversorgung

Die jährliche Stromnachfrage für die zwei von VSE angenommenen Fälle für das Jahr 2030 wird in Tabelle 25 gezeigt. Dabei werden die Systeme, die für die gesicherte (Basis-) Versorgung berücksichtigt werden, von denjenigen, welche das Strommanko füllen, getrennt dargestellt. Die Definition der sieben Optionen für einen Versorgungsmix, von denen VSE annimmt, dass sie das Manko füllen werden, folgt in Tabelle 26. Als Beispiel werden die Resultate für diese Versorgungsoptionen, in Abbildung 23 für TG Emissionen gezeigt. Dieser Ansatz kann verwendet werden, um die verschiedenen Optionen, mit Rücksicht auf einzelne Umweltlasten, rangmässig einzuordnen. Diese Emissionen können auch mit Zielen im Umweltbereich verglichen werden (z.B. Reduktion von TG Inventar).

Strommix in Ökobilanzen

Systeme der Stromerzeugung		Jährliches Stromangebot (TWh)	Jährliche Anteile am Total (%)	
			H = Nachfrage hoch	T = Nachfrage tief
Basisangebot	Wasserkraft	33.54	39.7	51.1
	Nuklear (Import)	1.71	2.0	2.6
	M-WKK	1.96	2.3	3.0
	GT-WKK	1.03	1.2	1.6
	<i>Kehrichtverbrennungsanlagen</i>	<i>0.57</i>	<i>---</i> *	<i>---</i> *
	Photovoltaik (PV) und andere erneuerbare Systeme	0.14	0.2	0.2
	Total für Basisangebot	38.4 (38.95)**	45.4	58.5
Mankodeckung	7 Varianten (s. Tabelle 26)	46.2 H 27.2 T	54.6	41.5
Total		84.5 (85.1)** H 65.6 (66.2)** T	100	100

M-WKK = Motor-Wärmekraftkopplung GT-WKK = kleine Gas Turbine mit Wärmekraftkopplung

* In LCA nicht berücksichtigt.

** Inklusive Kehrichtverbrennungsanlagen.

Tabelle 25: Basisangebot und Manko der Elektrizitätsversorgung in der Schweiz für das Jahr 2030 (nach VSE)

Varianten der Mankodeckung		Anteile der Systeme zur Mankodeckung im Winterhalbjahr
1	Konventionell thermisch	50% Kombi Gas; 25% Kombi Öl; 25% Kohle
2	Nuklear	100% Nuklear Inland
3	Mix Nuklear/Gas	Nuklear Inland wie heute; Rest Kombi Gas
4	Import 100%	10% Kombi Gas; 30% Kohle; 60% Nuklear
5	Import 50%	Import: 10% Kohle; 40% Nuklear Inland: 25% Kombi Gas; 25% Nuklear
6	Konv. thermisch + PV	wie 1 mit PV 5%
7	Mix Nuklear/Gas + PV	wie 3 mit PV 5%

Tabelle 26: Definition der Mankodeckungsvarianten (VSE)

Strommix in Ökobilanzen

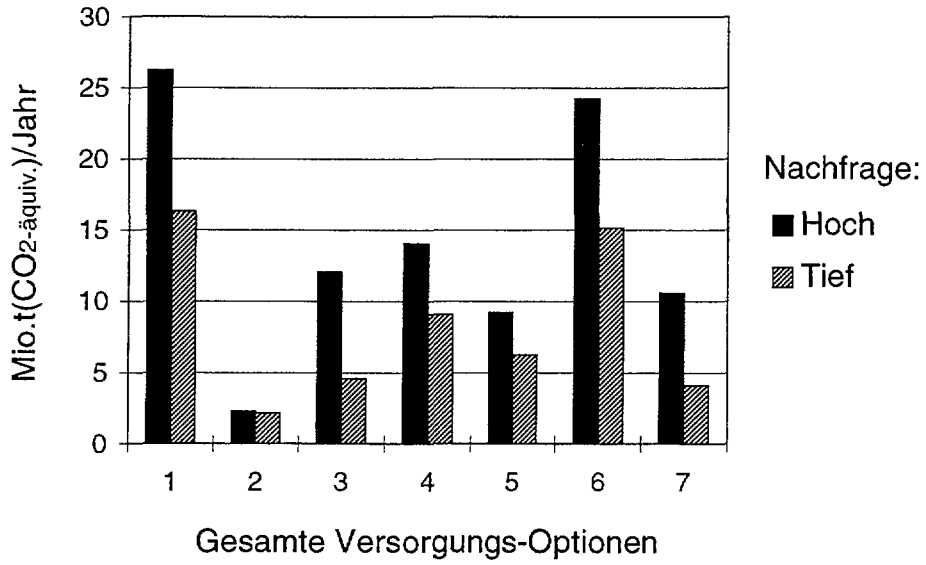


Abbildung 23: Treibhausgas Emissionen der sieben gesamten Versorgungsmix Optionen für hohe und tiefe Nachfrage für das Jahr 2030 (Dones et al. 1996); IPCC (1996) GWP mit einem Zeithorizont von 100 Jahren.

NEXT PAGE(S)
left BLANK

8 Checkliste für die Wahl von Strommodellen

In der 3. Auflage der Ökoinventare von Energiesystemen (Frischknecht et al. 1996) sind über 400 verschiedene Ökoinventare von Stromversorgungsprozessen angegeben. Mit der vorliegenden Studie wird die Grundlage für die Entwicklung weiterer Ökoinventare von Strom verfügbar. Ökobilanzanwender stehen vor dem Problem, in der Vielfalt die Übersicht zu bewahren. Die folgende Checkliste soll dem Anwender von Ökoinventaren die Auswahl des für seinen Anwendungsfall geeigneten Strommixes erleichtern. Die Checkliste ist in 5 Teile gegliedert. Die ersten 3 Teile A, B und C sind Orientierungshilfen für die Wahl eines Strommodells bei der Erstellung einer Ökobilanz. Teil D dient der korrekten Auswertung bereits erstellter Ökoinventare unter Berücksichtigung der verwendeten Strommodelle. Teil E behandelt Fragen der Strommodellwahl im Zusammenhang mit der Wirkungsabschätzung und der Bilanzbewertung.

● Welche Art der Stromversorgung liegt vor?

- Strombezug ab Netz ⇒ gehe zu Punkt ● A
- Eigenproduktion ⇒ gehe zu Punkt ● B
- Direkte Bezugsverträge (Third Party Access) ⇒ gehe zu Punkt ● C

Es können auch verschiedene Versorgungsarten gleichzeitig vorliegen. In diesem Fall ist für jede Versorgungsart der entsprechende Strommix zu ermitteln und mit der bezogenen Strommenge zu multiplizieren.

● A Strombezug ab Netz

Unter Punkt A fallen alle Strombezüge ab dem Verteilnetz, für welche keine speziellen Lieferverträge mit einem Dritten vorliegen. Diese Prozesskategorie wird generell als "Strommix" bezeichnet. Der Strommix wird vom lokalen Stromversorgungsunternehmen bezogen und zu den üblichen Tarifen abgerechnet.

Jeder Strommix kann entsprechend dem in Tabelle 27 angegebenen Beispiel charakterisiert werden. Es wird eine Reihe von Informationen benötigt, um alle möglichen Strommix-Varianten eindeutig voneinander unterscheiden zu können.

A	A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8
Prozess- kategorie	Spannungs- ebene	Land	Region, Stadt, Stromversorger	Import/Export- Modell	Jahr	marginal	Jahreszeit	Tageszeit
Bsp. Strommix	NS	CH		M4	2000		Sommer	HT

Tabelle 27: Systematik und Beispiel zur Kennzeichnung von Ökoinventaren von Strommischen.

● **A1 Auf welcher Spannungsebene wird der Strom bezogen?**

- Niederspannung 220 - 1000 V ⇒ NS
- Mittelspannung 1 - 24 kV ⇒ MS
- Hochspannung > 24 kV ⇒ HS

Um die Netzverluste und den Infrastrukturaufwand abzuschätzen, werden in den Ökoinventaren verschiedene Spannungsebenen unterschieden. Entscheidend ist, auf welcher Spannungsebene sich der Stromzähler befindet, an dem der Verbrauch abgelesen wird (vgl. Kapitel 5.1).

● **A2 In welchem Land wird der Strom bezogen?**

- Bezug in Westeuropa (nicht präziser spezifiziert) ⇒ EU-15 oder EU-21 Strommix
- Bezug in einem bestimmten Land ⇒ Strommix des betreffenden Landes
- Bezug an einem bestimmten Standort ⇒ ● A3

Generell sollte für den Bezugsort das Land berücksichtigt werden, in dem der Strom bezogen wird. Sofern ein elektrisches Gerät untersucht wird (z.B. Computer, Waschmaschine, Kühlschrank, etc.), das in ganz Westeuropa eingesetzt werden soll, kann entweder der Strommix der Mitgliederstaaten der Europäischen Union (EU-15) oder, im Hinblick auf eine zukünftige Erweiterung der EU, der EU-21-Strommix verwendet werden²⁹. Das gleiche gilt, wenn ein Unternehmen mit Niederlassungen in mehreren Ländern Europas bilanziert werden soll und der Aufwand für eine länderspezifische Analyse zu gross ist.

● **A3 Wird der Strom an einem bestimmten Standort bezogen?**

Falls der Strombezug an einem bestimmten Standort erfolgt (z.B. Ökobilanz eines einzelnen Werks oder einer Stadt), sollte der Strommix des lokalen oder regionalen Versorgungsunternehmens verwendet werden. Zur Zeit sind jedoch noch keine Ökobilanzen von Verbraucherstrommischen regionaler und lokaler Versorgungsunternehmen verfügbar (vgl. Kapitel 3.3).

● **A4 Welches Import/Export-Modell soll verwendet werden?**

- Stromerzeugung in einem bestimmten Versorgungsgebiet ⇒ Modell 1 (M1)
- Stromverbrauch in einem Stromtransit-Land (z.B. CH, BE) ⇒ Modell 4 (M4)
- Stromverbrauch in einem Stromexport-Land (FR) ⇒ Modell 1 (M1)
- Stromverbrauch in übrigen Ländern ⇒ Modell 3 (M3)

²⁹ Das UCPTE-Modell ist für Ökobilanzen im Grunde genommen nicht sehr geeignet, da es keine politische oder wirtschaftliche Einheit repräsentiert. Die UCPTE, welche gegenwärtig noch 12 Länder umfasst, soll zudem schon bald um die CENTREL-Länder (Polen, Tschechei, Slowakei und Ungarn) erweitert werden.

Für den Strombezug in der Schweiz sollte Import/Export-Modell 4 verwendet werden, welches die spezielle Situation der Schweiz als Stromtransit-Land am besten berücksichtigt. Die meisten anderen europäischen Länder sind aufgrund der Struktur ihres Kraftwerksparks (höherer Anteil fossiler Kraftwerke), wesentlich weniger sensibel auf die Wahl des Import/Export-Modells. Um den Aufwand für die Berechnung der länderspezifischen Strommixe nicht unnötig zu erhöhen, kann je nach Situation für jedes Land ein anderes Import/Export-Modell sinnvoll sein. Bei Ländern mit einem hohen Exportsaldo und sehr geringen Importen, wie z.B. Frankreich, kann Modell 1 verwendet werden, d.h. es muss nicht zwischen Verbraucher- und Erzeugungsmix unterschieden werden. Für Länder mit einem relativ hohen Importsaldo, einem geringen Aussenhandel oder mit zeitverschobenen Importen und Exporten dürfte Modell 3 ausreichend genau sein (vgl. Kapitel 3.2). Die Verwendung verschiedener Strommodelle hat allerdings zur Folge, dass die Strommixe verschiedener Länder nicht mehr konsistent sind.

● **A5 Zu welchem Zeitpunkt erfolgt der Strombezug?**

Zur Bestimmung des zu betrachtenden Zeitpunkts (bzw. des Zeitintervalls) ist die Fragestellung der Ökobilanz ausschlaggebend. Zwar sind vergangenheitsbezogene Fragestellungen, z.B. in der Form einer Umweltbuchhaltung, denkbar, in den meisten Anwendungsfällen sollen mit Ökobilanzen aber die in der Zukunft liegenden Auswirkungen einer heute zu treffenden Entscheidung untersucht werden. Da die Auswirkungen meist nicht zu einem bestimmten Zeitpunkt stattfinden, sondern über längere Zeit andauern, sollte ein zukunftsbezogener Strommix verwendet werden, welcher für das zu untersuchende Zeitintervall repräsentativ ist.

Anwendungsgebiet	Beispielhafte Fragestellung	Zeithorizont
Umweltbuchhaltung, Umweltberichte	<ul style="list-style-type: none"> • Wieviel Umweltbelastung hat ein Unternehmen oder eine Region im Berichtsjahr verursacht? 	jüngste Vergangenheit
Strategisches Umweltmanagement, Produkte- und Verfahrensentwicklung	<ul style="list-style-type: none"> • Schwerpunktanalyse für die Definition betriebsökologischer Ziele eines Unternehmens • Materialwahl während Produktentwicklung 	nahe Zukunft (ca. 5 Jahre)
Energie- und umweltpolitische Analysen, Infrastrukturfragen	<ul style="list-style-type: none"> • Welche Umweltauswirkungen hätte der grossflächige Einsatz von Elektromobilen? • Wie würde sich eine Förderung von Wärmepumpen oder Photovoltaikanlagen auswirken? 	Mittel- bis langfristig (5 - 30 Jahre)

● **A6 Soll ein marginaler oder durchschnittlicher Strommix verwendet werden?**

Um die Vergleichbarkeit von Ökobilanzen zu gewährleisten, sollte generell zuerst eine Betrachtung der durchschnittlichen Stromversorgung gemacht werden. In einem zweiten Schritt kann im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse abgeklärt werden, wie die Resultate beeinflusst werden, wenn anstelle der durchschnittlichen eine marginale Stromerzeugung vorausgesetzt wird. Dies kann insbesondere dann sinnvoll sein, wenn der Effekt einer Massnahme im Vergleich zur aktuellen Situation untersucht werden soll.

Auch für langfristige energiewirtschaftliche Fragen, welche eine grundlegende Änderung der Stromnachfrage in einem bestimmten Versorgungsgebiet beinhalten (z.B. durch den grossflächigen Einsatz von Elektromobilen, Wärmepumpen oder Energiespartechnologien), ist es empfehlenswert zunächst einzelne Szenarien mit den entsprechenden durchschnittlichen Strommischen zu berechnen und erst in einem zweiten Schritt die (marginale) Differenz zwischen verschiedenen Szenarien zu untersuchen. Bei einer direkten Anwendung marginaler Strommische für solche Trade-off-Untersuchungen besteht die Gefahr, dass die zahlreichen Annahmen, welche hinter einem bestimmten Strommix-Szenario stehen, nicht mehr dargestellt werden und daher wichtige Informationen zur korrekten Interpretation der Resultate nicht mehr verfügbar sind (vgl. Kapitel 4.3).

● ***A7 In welcher Jahreszeit wird der Strom bezogen?***

Eine Unterscheidung nach Jahreszeiten ist dann nötig, wenn der Strom nicht über das ganze Jahr hinweg bezogen wird, bzw. grosse Schwankungen der bezogenen Strommenge zwischen Sommer und Winter vorliegen. Dies dürfte bei Unternehmens- und Produkt-Ökobilanzen nur selten der Fall sein. Bei einem Vergleich von Energiesystemen oder Energiesparmassnahmen kann hingegen eine differenzierte Betrachtung von Sommer- und Winterstrombezug notwendig sein (vgl. Kapitel 4.1).

● ***A8 Zu welcher Tageszeit wird der Strom bezogen?***

Eine Unterscheidung von Tag- und Nacht-Strommischen ist dann nötig, wenn die Tageslastkurve des Stromverbrauchers deutlich von der Lastkurve des Versorgungsnetzes abweicht (vgl. Kapitel 4.1).

● ***B Eigenproduktion***

Sofern der Stromverbrauch ganz oder teilweise von einem eigenen Kraftwerk gedeckt wird, ist das spezifische Ökoinventar dieses Kraftwerks zu verwenden. Falls ein solches nicht verfügbar ist, kann das Ökoinventar des entsprechenden Kraftwerkstyps aus der Literatur herangezogen werden. In (Frischknecht et al. 1996), (Dones et al. 1996) und (Gantner et al. 1998), sind Ökoinventare von gegenwärtigen und zukünftigen Kraftwerkstypen zusammengestellt.

● ***B1 Wie ist bei Wärmekraftkopplung vorzugehen?***

- Strom und Wärme fliessen in die gleiche Ökobilanz ein ⇒ keine Allokation
- Strom oder Wärme werden ausserhalb der Systemgrenze genutzt ⇒ Exergie-Allokation

Wenn eine Allokation vorgenommen wird, sollte dies sowohl bei der Beschreibung der Annahmen als auch bei der Diskussion der Resultate hervorgehoben werden. Eine detailliertere Diskussion des Vorgehens bei Wärmekraftkopplung findet sich in Kapitel 5.2 sowie ein Beispiel zur Exergie-Allokation in Anhang D.

● **B2 Wie ist bei einer Rückspeisung ins Netz vorzugehen?**

Falls das eigene Kraftwerk einen Teil seiner Produktion in das öffentliche Netz einspeist, ist dieser Beitrag im Verbrauchermix des entsprechenden Versorgungsgebietes zu berücksichtigen. Dem Eigenerzeuger wird nur derjenige Teil der Stromproduktion (bzw. der damit verbundenen Umweltbelastungen) angelastet, den er selber verbraucht. Auf diese Weise können Gutschriften für die Rückspeisung von Strom vermieden werden.

● **C Direkte Bezugsverträge (Third Party Access)**

Im Rahmen der bevorstehenden Liberalisierung des europäischen Strommarktes zeichnet sich ab, dass in Zukunft grosse Stromverbraucher direkte Lieferverträge mit einzelnen Stromerzeugern abschliessen können (Third Party Access). Der Strom wird dabei ebenfalls über das öffentliche Netz geliefert, wobei die Stromverbundunternehmen und die Verteilwerke verpflichtet werden ihre Netze gegen eine Gebühr zur Durchleitung freizugeben. Vertraglich gesehen bezieht der Stromkunde nicht mehr den durchschnittlichen Verbraucherstrommix sondern einen bestimmten Kraftwerksstrom. Vom Prinzip her ähnlich wie Third Party Access sind sogenannte Green Pricing Verträge (vgl. Kapitel 3.5). Der Stromkunde verpflichtet sich dabei einen höheren Stromtarif für eine vereinbarte jährliche Strommenge zu bezahlen, während der Erzeuger garantiert, die entsprechende Strommenge aus erneuerbaren Energiesystemen, meist Photovoltaik-, Klein-Wasser- oder Windkraftwerken, in das Netz einzuspeisen.

● **C1 Welche Belastungen sind mit dem direkten Strombezug verbunden?**

Idealerweise ist das Ökoinventar des vertraglichen Stromlieferanten zu verwenden. Sofern kein Fall-spezifisches Ökoinventar von dem Kraftwerk erstellt werden kann, mit dem direkte Lieferverträge bestehen, kann das Ökoinventar des entsprechenden Kraftwerktyps aus der Literatur verwendet werden. Das Vorgehen beim Strombezug ab einem Kraftwerk mit Wärmekraftkopplung ist in Kapitel 5.2 beschrieben.

● **C2 Welche Netzverluste sind mit dem direkten Strombezug verbunden?**

Der Strombezug erfolgt in der Regel über das lokale Verteilnetz, kann aber in Einzelfällen auch über spezielle Leitungen erfolgen. Um die Transportverluste und den Infrastrukturaufwand abzuschätzen, ist in beiden Fällen vor allem das Spannungsniveau ausschlaggebend, auf dem der Strom bezogen wird (vgl. ● A1). Im Modul Hochspannungsbezug (HS) sind die durchschnittlichen Netzverluste im Höchstspannungs-Verbundnetz (150-400 kV) berücksichtigt. Sie betragen gemäss Frischknecht et al. (1996) in der Schweiz rund 0.8%. Falls Lieferverträge mit weit entfernten Kraftwerken vorliegen, z.B. Bezugsrechte an Kohlekraftwerken in Osteuropa, können grössere Übertragungsverluste entstehen. Die ohmschen Verluste einer 380 kV Freileitung liegen laut Knoepfel (1995) zwischen 0.5-1.5% pro 100 km. Als einfacher Näherungswert kann ein spezifischer Leitungsverlust von 1% / 100 km für die Entfernung zwischen Erzeuger und Verbraucher verwendet werden. Eine genauere Analyse der Transporte über das Höchstspannungsnetz für direkte Strombezüger sollte in Zukunft noch durchgeführt werden.

● ***C3 Wie ist beim Strombezug von Photovoltaik- oder Windanlagen vorzugehen?***

Aufgrund der in Kap. 3.5 dargestellten Überlegungen können vertragliche Strombezüge ab Photovoltaik-, Klein-Wasser- und Windkraftwerken voll in der Ökobilanz des Strombezügers berücksichtigt werden, auch wenn die Stromerzeugung teilweise oder völlig zeitverschoben zum Stromverbrauch stattfindet. Zukünftige Forschungsprojekte sollten untersuchen welche zusätzlichen Umweltbelastungen entstehen, um bei einem steigenden Anteil von Photovoltaik- oder Windanlagen meteorologische Erzeugungsschwankungen kurzfristig auszugleichen.

● ***D Auswertung von Ökoinventarresultaten***

Die folgende Checkliste dient der korrekten Auswertung bereits erstellter Ökoinventare unter Berücksichtigung der verwendeten Strommodelle.

● ***D1 Ist Strom ein relevanter Faktor innerhalb des auszuwertenden Ökoinventars?***

Nein ⇒ Schlussfolgerungen ohne weitere Abklärungen ziehen

Ja ⇒ ● D2.

● ***D2 Würde die Wahl eines anderen Strommodells zu anderen Schlussfolgerungen führen?***

Nein ⇒ Schlussfolgerungen ohne weitere Abklärungen ziehen

Ja ⇒ Sensitivitätsanalysen mit anderen Strommodellen (Auswahl gemäss vorangehender Punkte A, B, C) durchführen und Schlussfolgerungen entsprechend relativieren.

● ***D3 Wurden Gutschriften oder Allokationen innerhalb des Strominventars vorgenommen?***

Nein ⇒ Schlussfolgerungen ohne weitere Abklärungen ziehen

Ja ⇒ Sensitivitätsanalysen mit anderen, falls möglich erweiterten, Systemgrenzen durchführen; insbesondere im Falle von Wärmekraftkopplung und Netzzurückspeisung Punkt B beachten.

● ***E Wirkungsabschätzung und Bilanzbewertung***

Die folgenden Punkte sollten bei der Interpretation von Resultaten auf der Stufe der Wirkungsabschätzung bzw. Bilanzbewertung insbesondere dann beachtet werden, wenn Strom ein relevanter Faktor darstellt.

● ***E1 Enthalten die Inventardaten des verwendeten Strommodells alle auszuwertenden Umwelteinwirkungen?***

Zum Beispiel spezifische kanzerogene Substanzen werden in Ökoinventar-Basisdaten in unterschiedlichem Umfang erfasst. Bei Verwendung von Strominventar-Daten aus Frischknecht et al. (1996) könnten spezifische Inventardaten detaillierter sein als die Daten der eigentlichen Kernbilanz (= Inventare derjenigen Prozesse, zu denen spezifische Daten erhoben worden sind). Die Bedeutung von Strom könnte daher bezüglich bestimmter Umwelteffekte überschätzt werden.

Falls sich einzelne Indikatoren (Umwelteffekte) der Wirkungsabschätzung auf Inventardaten unterschiedlicher Detailliertheit abstützen, sollten diese Kategorien nicht in den Schlussfolgerungen berücksichtigt oder zumindest entsprechend kommentiert werden.

● ***E2 Werden mit der gewählten Wirkungsabschätzungsmethode alle relevanten, von der Stromerzeugung herrührenden, Umwelteinwirkungen berücksichtigt?***

Falls einige Umwelteffekte bewusst ausgeschlossen werden oder noch nicht wissenschaftlich validierte Modelle zur Berechnung bestimmter Umwelteffekte verwendet werden, sollte darauf hingewiesen werden (vgl. Kap. 6).

● ***E3 Führen verschiedene Bilanzbewertungsmethoden zu den selben Schlussfolgerungen?***

Sofern eine Bilanzbewertung durchgeführt wurde, und falls die Verwendung von Bilanzbewertungsmethoden aus verschiedenen Quellen im Bezug auf die relative Bedeutung verschiedener Umwelteffekte oder im Bezug auf die relative Bedeutung von Strom zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen führt, sollten die Schlussfolgerungen entsprechend kommentiert und relativiert werden.

**NEXT PAGE(S)
left BLANK**

9. Schlussbemerkung, weiterer Forschungsbedarf

Das Ziel des vorliegenden Berichtes war, die methodischen Probleme, welche bei der Definition von Strommodellen bestehen, zu diskutieren und die Auswirkungen der verschiedenen Modelle auf die Resultate von Ökobilanzen anhand von Fallbeispielen zu analysieren. Darauf aufbauend sollte ein Leitfaden erstellt werden, welcher Ökobilanzanwender bei der Wahl des für den entsprechenden Anwendungsfall geeigneten Strommodells unterstützt.

Im Verlaufe des Projektes wurde deutlich, dass die bisher von verschiedenen Studien wie z.B. Braunschweig und Müller-Wenk (1993), BUWAL (1996) und Frischknecht et al. (1996) vorgeschlagenen Strommodelle noch nicht für alle Anwendungsfälle eine ausreichend genaue Abbildung der realen Verhältnisse darstellen. Ein Bedarf zur Entwicklung genauerer Strommodelle besteht insbesondere in den vier Bereichen:

- Berücksichtigung von Strom-Importen und -Exporten
- Regional differenzierte Strommodelle
- Zeitlich differenzierte Strommodelle
- Modelle für die zukünftige Stromversorgung

Der vorliegende Bericht zeigt auf, wie mit den verfügbaren Datenquellen verbesserte Strommodelle für die Schweiz entwickelt werden können. Punktuell werden auch die Umwelteinwirkungen der weiterentwickelten Strommodelle berechnet und mit denjenigen bisheriger Strommodelle verglichen. Eine grundlegende Neuberechnung der Ökoinventare der in diesem Bericht vorgeschlagenen weiterentwickelten Strommodelle sprengt allerdings den Rahmen dieses Projektes. Dafür müssten sowohl im Bereich der Datenbeschaffung, als auch bei der Inventarisierung zukünftiger Kraftwerkssysteme eine vertiefte Studie durchgeführt werden.

Weitere Themen, welche im vorliegenden Bericht zwar angeschnitten aber noch nicht vertieft diskutiert werden, sind:

- Wie wirkt sich eine starke Verbreitung von Photovoltaik- oder Windanlagen auf Netzstabilität und Reservehaltung aus.
- Welche Leitungsverluste sind zu berücksichtigen, wenn ein Strombezüger einen direkten Liefervertrag mit einem weit entfernten Kraftwerk abschliesst.

Zudem könnte neben der hier diskutierten Wärmekraftkopplung noch eine Reihe weiterer Abgrenzungsprobleme auf Kraftwerksstufe diskutiert werden, welche z.B. im Bereich von Umwälzwasserkraft oder der Nutzung von Abfällen für die Stromerzeugung bestehen.

**NEXT PAGE(S)
ist BLANK**

Literaturverzeichnis

- Ahbe et al.1990 Ahbe S., Braunschweig A., und Müller-Wenk R., "Methodik für Ökobilanzen auf der Basis ökologischer Optimierung", Schriftenreihe Umwelt Nr. 133, BUWAL, Bern (1990)
- Baehr 1992 Baehr H.-D., "Thermodynamik - Eine Einführung in die Grundlagen und ihre technischen Anwendungen", 8.Auflage, Springer Verlag; Berlin, Heidelberg (1992)
- Baumann et al. 1993 Baumann H., Ehvall T., Eriksson E., Kullman M., Rydberg T., Ryding S.-O., Steen B., Svensson G., "Miljömässiga skillnader mellan Ütervinning/Üteranvändning och förbränning/deponering", Reforsk (1993); Zitiert in (Lindfors et al. 1995)
- BEWa 1992 - 1997 Bundesamt für Energiewirtschaft, "Schweizerische Elektrizitätsstatistik", Bern (1997)
- BEWb 1996 Bundesamt für Energiewirtschaft, "Energieperspektiven der Schweiz, 1990-2030", Bern (1996)
- Bräm 1997 Persönliche Mitteilung von Herrn A. Bräm, SBB, Direktion Energie, Bern (Dezember 1997)
- Bräm und Zimmermann 1998 Persönliche Mitteilung von den Herren A. Bräm und M. Zimmermann, SBB, Direktion Energie, Bern (Januar 1998)
- Braunschweig 1996 Braunschweig A., "Relevant Environmental Interventions", in Schaltegger E. (Ed.), "Life Cycle Assessment (LCA) — Quo Vadis?", Birkhäuser, Basel (1996)
- Braunschweig und Müller-Wenk 1993 Braunschweig A. und Müller-Wenk R., "Ökobilanzen für Unternehmen — Eine Wegleitung für die Praxis", Haupt Verlag, Bern (1993)
- Braunschweig et al. 1996 Braunschweig A., Förster R., Hofstetter P., and Müller-Wenk R., "Developments in LCA Valuation" IWÖ-Diskussionsbeitrag Nr. 32, Final Report of the project Nr. 5001-35066 from the Swiss National Science Foundation, Swiss Priority Programme Environment, Institut für Wirtschaft und Ökologie, Universität St. Gallen (März 1996)
- Braunschweig et al. 1994 Braunschweig A., Förster R., Hofstetter P., and Müller-Wenk R., "Evaluation und Weiterentwicklung von Bewertungsmethoden für Ökobilanzen — Erste Ergebnisse" IWÖ-Diskussionsbeitrag Nr. 19, Zwischenbericht des Nationalfondsprojekts Nr. 5001-35066 SPP Umwelt, Institut für Wirtschaft und Ökologie, Hochschule St. Gallen (August 1994)
- Bur 1997 Persönliche Mitteilung von Herrn Bur, BfE, Bern (August 1997)
- BUWAL 1996 BUWAL, "Ökoinventare von Verpackungen", Schriftenreihe 250, Bern (1996)
- BUWAL 1991 BUWAL, "Ökobilanzen von Packstoffen — Stand 1990", Schriftenreihe 132, Bern (1991)
- BUWAL 1990 BUWAL, "Methodik für Ökobilanzen auf der Basis ökologischer Optimierung", Schriftenreihe 133, Bern (1990)

Strommix in Ökobilanzen

- CEPN 1994 Dreicer M., Tort V., and Manen P., Externalities of Fuel Cycles — "ExternE" Project — Report Number 3 — Nuclear Fuel Cycle — Estimation of Physical Impacts and Monetary Valuation for Priority Impact Pathways, CEPN, Fontenay-aux-Roses, France (1994)
- CML 1996 Udo de Haes H.A. et al., "Definition document", LCANET-Board, Leiden, the Netherlands (1996)
- CML 1992 Centrum for Milieukunde (CML), "Environmental Life Cycle Assessment of Products, Backgrounds & Guide", Leiden, the Netherlands (1992)
- Consoli et al. 1993 Consoli F., Allen D., Boustead I., Fava J., Franklin W., Jensen A.A., ed Oude N., Parrish R., Perriman R., Postlethwaite D., Quay B., Séguin J., and Vigon B. (Eds.), "Guidelines for Life-Cycle Assessment: A "Code of Practice"", SETAC, Brussels (1993)
- DEA 1997 "Internal panel on choice of technological level in life cycle assessment", Studie für Danish Environmental Agency, intended for publication, Denmark (1997)
- Dones et al. 1998 Dones R., Gantner U., and Hirschberg S., "Greenhouse gas total emissions from current and future electricity and heat supply systems", 4th International Conference on Greenhouse Control Technologies (GHGT-4), Interlaken, Schweiz, 31 August - 2 September 1998.
- Dones et al. 1996 Dones R., Gantner U., Hirschberg S., Doka G. und Knoepfel I., "Environmental Inventories for Future Electricity Supply Systems for Switzerland", PSI Bericht Nr. 96-07, Villigen (1996)
- Ecosite 1998 www.ecosite.co.uk (Internet), Atlantic consulting, UK (1998)
- ENEL 1995 ENEL, "The Italian Electricity Industry — Analysis and Outlooks", Rom (1995)
- EURPROG 1997 UNIPEDE, "EURPROG 1997, Programmes and Prospects for the European Electricity Sector", Paris (1997)
- Finnveden 1997 Finnveden G., "Valuation methods Within LCA — Where are the Values?", Int. J. LCA 2 3 (1997) 163-169.
- Finnveden und Lindfors 1997 Finnveden G. and Lindfors L.-G., "LCANET Theme Report - Life-Cycle Impact Assessment and Interpretation", LCANET, CML, Leiden University, the Netherlands (1997)
- Förster 1994 Förster R., "SPP Projekt: Ökobilanz, Evaluation und Weiterentwicklung von Bewertungsmethoden" Poster anlässlich des Postermarktes des SPPU in Burgdorf, CH (1994)
- Frischknecht 1998 Frischknecht R., "Life Cycle Inventory Analysis for Decision-Making — Scope-Dependent Inventory System Models and Context-specific Joint Product Allocation", Dissertation, Zürich (1998)
- Frischknecht 1997 Frischknecht R., "Goal and Scope Definition and Inventory Analysis", LCANET Theme Report, Zürich (1997)
- Frischknecht 1994 Frischknecht R., "Strommix in Ökobilanzen", in Infel-Info 4/94, Zürich (1994)
- Frischknecht et al. 1996 Frischknecht R. et al., "Ökoinventare von Energiesystemen — Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz", ETH Zürich / PSI Villigen, 3. Auflage, ENET, Bern (1996)

Strommix in Ökobilanzen

- Frischknecht et al. 1994 Frischknecht R., Hofstetter P., Knoepfel I. (ETHZ-LES), and Dones R., Zollinger E. (PSI), "Ökoinventare für Energiesysteme — Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz", 1st Ed., ETH Zürich / PSI Villigen, 1. Auflage, ENET, Bern (1994)
- Fritsche et al. 1997 Fritsche U., Rausch L. et al., "Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme, GEMIS 3.0", 3. überarbeitete Ausgabe, Ökoinstitut, Darmstadt (1997)
- Gantner et al. 1998 Gantner U., Jakob M., und Hirschberg S., "Methoden und Analysen — Grundlagen sowie ökologische und ökonomische Vergleiche von zukünftigen Energieversorgungsoptionen der Schweiz. Beitrag zum VSE-Projekt *Dezentral — Möglichkeiten, Grenzen und Auswirkungen einer verstärkt dezentralen Stromproduktion aus nicht erneuerbaren Energieträgern*" (wird als PSI Bericht 1998 erscheinen)
- Goedkoop 1995 Goedkoop M.J., "The Eco-Indicator 95", final report, NOH report 9523, PRé consultants, Amersfoort (1995)
- Group des Sages 1996 Udo de Haes H.A., Clift R., Griesshammer R., Grisel L., Jensen A.A., Guinée J.B., Huppes G., Klüppel H.J., Lluansi O., and Wrisberg N. (Groupe des Sages), "Practical guidelines for Life Cycle assessment for the EU ecolabeling programme", Final report of third phase, CML, Leiden, the Netherlands (Nov. 1996)
- Guinée 1994 Guinée J., "Data for the Normalisation Step within LCA of Products", CML-Paper No. 14, Leiden, the Netherlands (1994)
- Habersatter 1991 Habersatter K., "Ökobilanzen von Packstoffen. Stand 1990", Schriftenreihe Umwelt Nr. 132, BUWAL, Bern (1991)
- Heijungs et al. 1992 Heijungs R., Guinée J., Huppes G., Lankreijer R., and Udo de Haes H., "Environmental Life Cycle Assessment of Products. Guide and Backgrounds", Centrum voor Milieukunde, Leiden, the Netherlands (1992)
- Hirschberg 1996 Hirschberg S., "Framework for and Current Issues in Comprehensive Comparative Assessment of Electricity Generating Systems", Proc. Int. Symposium on "Electricity, Health and the Environment: Comparative Assessment in Support of Decision Making", Organised by EC, ESCAP, IAEA, IBRD, IIASA, OECD/NEA, OPEC, UNIDO, WMO, Vienna, 16-19 October 1995, IAEA Proceedings Series, Vienna (1996) 245-278.
- Hirschberg et al. 1998 Hirschberg S., Spiekerman G., and Dones R., "Severe Accidents in the Energy Sector", PSI Report (wird als PSI Bericht 1998 erscheinen)
- IEA 1994 OECD/IEA, "Energy Policies of IEA Countries, 1993 Review", Paris (1994)
- IEA/PVPS 1997 Nieuwlaar E. and Alsema E. (Eds.), "Report on the IEA PVPS Task 1 Workshop on Environmental Aspects of Photovoltaic Power Systems", 25-27 June 1997, Utrecht, the Netherlands, Report no. 97072, Vakgroep Natuurwetenschap en Samenleving, Universiteit Utrecht (Dec. 1997)
- 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)
- ISO 1996 International Standards Organisation, "Environmental Management — Life Cycle Assessment — Principle and Framework", Draft International Standard ISO/DIS 14040, Paris (1996).

Strommix in Ökobilanzen

- Klöpffer 1996 Klöpffer W., "Reductionism versus expansionism in LCA", *Int. J. LCA* 1 2 (1996) 61.
- Knoepfel 1995 Knoepfel I., "Indikatorensystem für die ökologische Bewertung des Transports von Energie", Laboratorium für Energiesysteme, ETH Zürich (1995)
- Krewitt et al. 1997 Krewitt W., Mayerhofer P., Friedrich R., Trukenmüller A., Heck T., Gressmann A., Raptis F., Kaspar F., Sachau J., Rennings K., Diekmann J., and Praetorius B., "ExternE National Implementation — Germany", Final Report prepared by IER, University of Stuttgart, Germany (Nov. 1997)
- Lindfors et al. 1995 Lindfors L.-G., Christiansen K., Hoffman L., Virtanen Y., Juntilla V., Leskinen A., Hanssen O.-J., Ronning A., Ekvall T., Finnveden G., Weidema B.P., Krüger, Ersbøll A.K., Boman B., Ek M., LCA-Nordic, Technical Reports No. 10 and Special Reports No. 1-2, Nordic Council of Ministers, Copenhagen (1995)
- LITRA 1997 LITRA (Informationsdienst für den öffentlichen Verkehr), "Verkehrszahlen '97", Bern (1997)
- Mutzner 1995 Mutzner J., "Die Stromversorgung der Schweiz - Entwicklung und Struktur", VSE Bulletin 12/95, Zürich (1995)
- Nordic 1995 Lindfors L.-G. et al., "Average/ Marginal Considerations", Technical Report No 6, LCA-NORDIC, TemaNord, Copenhagen (1995)
- ÖBU 1998 Schweizerische Vereinigung für ökologisch bewusste Unternehmensführung (ÖBU), "Methoden der ökologischen Knappheit — Ökofaktoren 1997", Vorabdruck der gleichnamigen BUWAL Schriftenreihe Umwelt, Zürich (Feb. 1998)
- Owen und Rhodes 1995 Owen J.W. and Rhodes S.P., "Discussion paper on the feasibility of developing characterisation models for various impact categories", submitted to ISA TC207/WG4 on behalf of the USA delegation (May 1995)
- Perrin 1997 Perrin C.A., "Containerverkehr als vernünftiger Kompromiss — Zur Ökobilanz der Gütertransporte auf der Schiene", *NZZ* 268 S.15 (1997)
- Potting und Hauschild 1997a Potting J. and Hauschild M., "Predicted Environmental Impact and Expected Occurrence of Actual Environmental Impact — Part I: The Linear Nature of Environmental Impact from Emissions in Life-Cycle Assessment", *Int. J. LCA* 2 3 (1997) 171-177.
- Potting und Hauschild 1997b Potting J. and Hauschild M., "Predicted Environmental Impact and Expected Occurrence of Actual Environmental Impact — Part II: Spatial Differentiation in Life-Cycle Assessment via the Site-Dependent Characterisation of Environmental Impact from Emissions", *Int. J. LCA* 2 4 (1997) 209-216.
- Potting und Blok 1995 Potting J. and Blok K., "Life-cycle assessment of four types of floor covering", *Journal of cleaner production* 3 4 (1995) 201-213
- Potting und Blok 1994 Potting J. and Blok K., "Spatial aspects of life-cycle impact assessment", in "Integrating impact assessment into LCA", Proc. LCA Symposium held at 4th SETAC-Europe Congress, 11-14 April 1994, Free University of Brussels, SETAC-Europe (1994)
- Powell et al. 1997 Powell J.C., Pearce D.W., and Craighill A.L., "Approaches to Valuation in LCA Impact Assessment", *Int. J. LCA*, 2 1 (1997) 11-15.

Strommix in Ökobilanzen

- Schaltegger und Sturm 1992 Schaltegger St., Sturm A., "Ökologieorientierte Entscheidungen in Unternehmen", 1. Auflage, Haupt Verlag, Bern (1992)
- Schmidt et al. 1996 Schmidt A., Christensen B.H., and Jensen A.A., "Environmentally friendly stoves and ovens", Environmental Project no. 338, Danish Environmental Protection Agency, Copenhagen (1996)
- Schmitz et al. 1995 Schmitz S., Oels H.-J., and Tiedemann A., "Ökobilanz für Getränkeverpackungen", Texte 52/95, Umweltbundesamt Berlin (1995)
- Solberg-Johansen et al. 1997 Solberg-Johansen B., Clift R., and Jeapes A., "Irradiating the Environment: Radiological Impacts in Life Cycle Assessment", Int. J. LCA 2 1 (1997) 16-19.
- SPOLD 1995 Society for the Promotion of LCA Development SPOLD (Ed.), "Directory of Life Cycle Inventory Data Sources", Brussels (Nov. 1995)
- Steen und Ryding 1992 Steen S. and Ryding J., "The EPS Enviro-Accounting Method. An Application of Environmental Accounting Principles for Evaluation and Valuation of Environmental Impact in Product Design", Swedish Environmental Research Institute IVL, Report B 1080, Göteborg (1992)
- TA 1997 Tages Anzeiger, "Schweizer Stromer Kooperieren", Zürich (12. Dez. 1997)
- Tellus Institute 1992 Tellus Institute, "The Tellus Packaging Study", Tellus Institute, Boston (1992). Quoted in (Lindfors et al., 1995)
- UAW 1996 Zogg M. (Ingenieurschule Burgdorf, ISB), "Technologien für Kleinwärmepumpen und Kleinblockheizkraftwerke", Tagungsband zur dritten UAW-Tagung vom 7. Mai 1996, Burgdorf (Mai 1996)
- UCPTEa 1994-1996 Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité (UCPTE), Halbjahresberichte 1994 - 1996, Wien.
- UCPTEb 1995 Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité (UCPTE), Jahresbericht 1995, Wien.
- Udo de Haes et al. 1996 Udo de Haes H.A. (Ed.) et al., "Discussion of general principles and guidelines for practical use", in "Towards a methodology for life-cycle impact assessment", SETAC-Europe, Brussels (1996)
- UNSCEAR 1993 United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation, "1993 Report to the General Assembly, with scientific annexes", United Nations sales publication E.94.IX.2, New York (1993)
- VNCI 1991 VNCI, "Integrated substance chain management", Leidschendam, the Netherlands (Dec. 1991)
- Volkwein et al. 1996 Volkwein S., Gühr R., and Klöpffer W., "The Valuation Step Within LCA — Part II: A Formalized Method of Prioritization by Expert Panels", Int. J. LCA 1 4 (1996) 182-192.
- VSE 1996 Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, "Jahresbericht 1996", Zürich.
- VSE 1995 Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke, "Vorschau 1995 auf die Elektrizitätsversorgung der Schweiz bis zum Jahr 2030", VSE, Zurich (September 1995)
- White et al. 1995 White P., De Smet B., Udo de Haes H.A., and Heijungs R., "LCA back on track, but is it one track or two?", LCA News from SETAC-Europe 5 3 (1995) 2-5.

Abkürzungsverzeichnis

%	Prozent
a	Jahr
Abb.	Abbildung
AG	Aktiengesellschaft
Apr.	April
AT	Österreich
A TEL	Aare-Tessin AG
BfE	Bundesamt für Energie (ehemaliges BEW)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BKW	Bernische Kraftwerke
BUWAL	Bundesamt für Umwelt Wald und Landschaft
bzw.	beziehungsweise
CENTREL	Stromverbund der zentraleuropäischen Länder (Polen, Tschechien, Slowakei, Ungarn)
CEPN	Centre d'étude sur l'Evaluation de la Protection dans le domaine Nucléaire
CH	Schweiz
CKW	Centralschweizerische Kraftwerke
CML	Centrum voor Milieukunde — Centre of Environmental Science (Leiden, the Netherlands)
CO ₂	Kohlendioxid
DE	Deutschland
d.h.	das heisst
DWR	Druckwasserreaktor
E	Export
EC-DGXII	European Community - Directorate General XIII (Science, Research and Development)
EGL	Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg
EIA	Environmental Impact Assessment (Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP))
EKZ	Elektrizitätswerk des Kantons Zürich
ENEL	Ente Nazionale Energia Elettrica (Italien)
EOS	Energie Ouest Suisse
EPS	Environmental Priority Strategies (LCA Bewertungsmethode)
ES	Spanien
ETH	Eidgenössische Technische Hochschule
EU	Europäische Union
EURPROG	Publikation der UNIPEDE (vgl. Literaturverzeichnis)
EWZ	Elektrizitätswerke der Stadt Zürich
FR	Frankreich
GaBE	Ganzheitliche Betrachtung von Energiesystemen (PSI/ETHZ Projekt)
GB	Grossbritannien
GR	Griechenland
GuD	Gas und Dampf Turbine (Kombikraftwerk)
GWh	Gigawattstunde
H	Stunde

Strommix in Ökobilanzen

HS	Hochspannung
HT	Hochtarif
I	Import
IER	Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (Universität Stuttgart)
INFEL	Informationsstelle für Elektrizitätsanwendung
inkl.	inklusive
IT	Italien
JUEL/EKC	Rest-Jugoslawien
Kap.	Kapitel
Kat.	Katalysator
KKW	Kernkraftwerk
konv.	konventionell
kV	Kilovolt
KW	Kraftwerk
kWh	Kilowattstunde
LU	Luxemburg
LCA	Life Cycle Assessment
LCI	Life Cycle Inventory (Ökoinventar)
LCIA	Life-Cycle Impact Assessment
M1	Modell 1
M2	Modell 2
M3	Modell 3
M4	Modell 4
m_E	Exportmix
m_I	Importmix
MIPS	Material Intensity per Unit System (LCA Valuation method)
m_P	Erzeugungsmix
MS	Mittelspannung
m_V	Verbrauchermix
NL	Niederlande
NMVOG	Non-Methane Volatile Organic Compounds
NO	Norwegen
NOEL	No-Effect Level
NOK	Nordostschweizerische Kraftwerke
NORDEL	Stromverbund der skandinavischen Länder (Norwegen, Finnland, Schweden, Dänemark)
NO_x	Stickstoffoxid
NS	Niederspannung
NZZ	Neue Zürcher Zeitung
ÖBU	Schweizerische Vereinigung ökologisch bewusster Unternehmensführung
Okt.	Oktober
P	Erzeugung, Produktion
PC	Pulverized Combustion Coal Power Plant (Kohlenstaubverbrennung Kohlekraftwerk)
PFBC	Pressurized Fluidized Bed Combustion Coal Power Plant (Druckwirbelschichtfeuerung Kohlekraftwerk)

Strommix in Ökobilanzen

PT	Portugal
Pumpsp.	Pumpspeicher
RA	Rollende Autobahn (<i>Kap. 7.2.2</i>)
RA	Risk Assessment (<i>Kap. 6</i>)
S.	Seite
S.A.	Société anonyme
SBB	Schweizerische Bundesbahnen
Sept.	September
SLO/HR	Slowenien/Kroatien
SO _x	Schwefeloxid
SWR	Siedewasserreaktor
t	Zeit
Tab.	Tabelle
TG	Treibhausgase
TV	Fernseher
TWh	Terawattstunde
u.	und
UCPTE	Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité
UK	Grossbritannien
UKV	Unbegleiteter Kombiverkehr
UNPEDE	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique
UNSCEAR	United Nations Scientific Committee on the Effects of Atomic Radiation
USDOE	United States Department of Energy
USEPA	US Environmental Protection Agency
usw.	und so weiter
V	Verbrauch
V	Volt
v.a.	vor allem
VG	Versorgungsgebiet
vgl.	vergleiche
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke
Wi	Winter
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WKK-Ex	Wärme-Kraft-Kopplung mit Exergie-Allokation
YOLL	Years of Life Lost (Verlorenen Lebensjahren)
z.B.	zum Beispiel

**NEXT PAGE(S)
left BLANK**

Anhang A Geographische Abgrenzung

Inhaltsverzeichnis

A.1 STROMERZEUGUNG UND -VERBRAUCH IN EUROPA	88
A.2 AUSWIRKUNGEN DER IMPORT/EXPORT-MODELLE AUF DEN STROMMIX DER UCPT-E-LÄNDER	89
A.3 ABSCHÄTZUNG DES STROMTRANSITS DURCH DIE SCHWEIZ	91
A.4 REGIONALE STROMMODELLE	93
A.5 ZEITLICH DIFFERENZIIERTER ERZEUGUNGSMIX DER SCHWEIZ	94

Tabellenverzeichnis

TABELLE A.1: STROMERZEUGUNGS- UND VERSORGUNGSSTRUKTUR IN DEN UCPT-E-LÄNDERN (UCPT-Eb 1995)	88
TABELLE A.2: IMPORT/EXPORT-MODELL 2 (UCPT-Eb 1995); ABSOLUTE WERTE (GWH) OHNE, RELATIVE WERTE (%) MIT BERÜCKSICHTIGUNG VON KREISBEZÜGEN (ITERATIONEN)	89
TABELLE A.3: IMPORT/EXPORT-MODELL 3 (UCPT-Eb 1995)	90
TABELLE A.4: LEISTUNGSBILANZ DES STROMAUSTAUSCHS DER SCHWEIZ MIT IHREN NACHBARLÄNDERN UND NACH IMPORT-/EXPORT-MODELL 4 APPROXIMIERTER CH-VERBRAUCHERMIX ZU VERSCHIEDENEN JAHRES- UND TAGESZEITEN (UCPT-Ea 1995-1996).....	92
TABELLE A.5: STROMBESCHAFFUNG DER SCHWEIZERISCHEN ÜBERLANDWERKE; QUELLEN: GESCHÄFTSBERICHTE UND PERSÖNLICHE ANGABEN VON MITARBEITERN DER UNTERNEHMEN....	93
TABELLE A.6: APPROXIMATIVER ERZEUGUNGSMIX DER SCHWEIZ ZU VERSCHIEDENEN TAGES- UND JAHRESZEITEN.....	94
TABELLE A.7: STATISTISCHER ERZEUGUNGSMIX DER SCHWEIZ ZU VERSCHIEDENEN JAHRESZEITEN; QUELLE BEW (1997).	94

Strommix in Ökobilanzen

A.1 Stromerzeugung und -verbrauch in Europa

UCPTE 1995, in %		CH	DE	FR	AT	IT	NL	BE	LU	SLO/HR	UK	ES	PT	JUEL/EKC	GR
Konv. thermisch	.	2.1	63.6	7.3	25.7	81.9	94.1	42.9	32.9	34.4	73	49.8	71.1	63.8	89.2
Nuklear thermisch	.	39	31.8	77.4	0	0	5.9	55.4	0	23.6	25	35.6	0	0	0
Wasserkraft	.	58.9	4.7	15.4	74.3	18.1	0	1.7	67.1	42	2	14.6	28.9	36.2	10.8
Total		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
in GWh		CH	DE	FR	AT	IT	NL	BE	LU	SLO/HR	UK	ES	PT	JUEL/EKC	GR
Verbrauch	V	51567	455880	388273	43905	261319	69990	73575	5106	21174	331000	152021	29282	42204	35254
Produktion	P	60277	456900	462615	47864	229804	58393	70709	1238	19306	317000	149267	28523	43277	34823
Import	I	18113	38076	2337	8138	39042	15549	9224	5637	2915	16078	7632	2570	403	1301
Export	E	-25143	-33895	-71680	-10275	-1219	-3850	-5325	-745	-817	-25	-2947	-1742	-490	-563
Verluste	P+I-V-E	1680	5201	4999	1822	6308	102	1033	1024	230	2053	1931	69	986	307
in %		CH	DE	FR	AT	IT	NL	BE	LU	SLO/HR	UK	ES	PT	JUEL/EKC	GR
Produktion	P/(V+L)	113.2	99.1	117.6	104.7	85.9	83.3	94.8	20.2	90.2	95.2	97.0	97.2	100.2	97.9
Import	I/(V+L)	34.0	8.3	0.6	17.8	14.6	22.2	12.4	92.0	13.6	4.8	5.0	8.8	0.9	3.7
Export	E/(V+L)	-47.2	-7.4	-18.2	-22.5	-0.5	-5.5	-7.1	-12.2	-3.8	0.0	-1.9	-5.9	-1.1	-1.6

Tabelle A.1: Stromerzeugungs- und Versorgungsstruktur in den UCPTE-Ländern (UCPTEb 1995)

A.2 Auswirkungen der Import/Export-Modelle auf den Strommix der UCPTE-Länder

Modell 2															
1995, in GWh	CH	DE	FR	AT	IT	NL	BE	LU	SLO/HR	UK	ES	PT	JUEL/EKC	GR	III ¹⁾
CH	60277	5536	386	291	18930										
DE	7014	456900	41	5432		12837		4267							4304
FR	9116	16974	462615		18038		5584			16078	5890				
AT	1973	4527		47864	1323				1861						591
IT	10		265		229804				944						
NL		210				58393	3640								
BE			1243			2712	70709	1370							
LU		745						1238							
SLO/HR				65	751				19306						1
UK			25							317000					
ES			377								149267	2570			
PT											1742	28523			
JUEL/EKC													43277	456	34
GR													163	34823	400
III		10084		2350					110				240	845	500000
Importe	18113	38076	2337	8138	39042	15549	9224	5637	2915	16078	7632	2570	403	1301	5330
Mix	78390	494976	464952	56002	268846	73942	79933	6875	22221	333078	156899	31093	43680	36124	505330

Modell 2															
1995, in %	CH	DE	FR	AT	IT	NL	BE	LU	SLO/HR	UK	ES	PT	JUEL/EKC	GR	III
CH	77.0	0.9	0.1	0.5	5.4	0.2	0.0	0.5	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
DE	8.5	92.6	0.0	9.1	0.6	16.1	0.7	57.6	0.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
FR	11.9	3.6	99.5	0.4	7.5	0.9	7.0	3.6	0.4	4.8	3.7	0.3	0.0	0.0	0.0
AT	2.2	0.8	0.0	85.6	0.6	0.1	0.0	0.5	7.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
IT	0.0	0.0	0.0	0.0	85.5	0.0	0.0	0.0	3.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	79.1	3.6	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BE	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	3.3	88.6	17.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
LU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SLO/HR	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	86.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
UK	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	95.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ES	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	95.2	7.9	0.0	0.0	0.0
PT	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	91.8	0.0	0.0	0.0
JUEL/EKC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	99.1	1.3	0.0
GR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	96.4	0.1
III	0.3	2.1	0.0	4.4	0.0	0.4	0.0	1.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.6	2.3	99.0
Importe	23.0	7.4	0.5	14.4	14.5	20.9	11.4	82.0	13.1	4.8	4.8	8.2	0.9	3.6	1.0
Mix	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0

Tabelle A.2: Import/Export-Modell 2 (UCPTEb 1995); absolute Werte (GWh) ohne, relative Werte (%) mit Berücksichtigung von Kreisbezügen (Iterationen)

¹⁾ Drittländer ausserhalb UCPTE-Verbund

Strommix in Ökobilanzen

Modell 3																
1995, in GWh	CH	DE	FR	AT	IT	NL	BE	LU	SLO/HR	UK	ES	PT	JUEL/EKC	GR	III	
CH	35134	5536	386	291	18930											
DE	7014	423005	41	5432		12837		4267							4304	
FR	9116	16974	390935		18038		5584			16078	5890					
AT	1973	4527		37589	1323				1861						591	
IT	10		265		228585				944							
NL		210				54543	3640									
BE			1243			2712	65384	1370								
LU		745						493								
SLO/HR				65	751				18489						1	
UK			25							316975						
ES			377								146320	2570				
PT											1742	26781				
JUEL/EKC													42787	456	34	
GR													163	34260	400	
III		10084		2350					110				240	845	486371	
Importe	18113	38076	2337	8138	39042	15549	9224	5637	2915	16078	7632	2570	403	1301	5330	
Mix	53247	461081	393272	45727	267627	70092	74608	6130	21404	333053	153952	29351	43190	35561	491701	

Modell 3																
1995, in %	CH	DE	FR	AT	IT	NL	BE	LU	SLO/HR	UK	ES	PT	JUEL/EKC	GR	III	
CH	66.0	1.2	0.1	0.6	7.1											
DE	13.2	91.7	0.0	11.9		18.3		69.6							0.9	
FR	17.1	3.7	99.4		6.7		7.5			4.8	3.8					
AT	3.7	1.0		82.2	0.5				8.7						0.1	
IT	0.0		0.1		85.4				4.4							
NL		0.0				77.8	4.9									
BE			0.3			3.9	87.6	22.3								
LU		0.2						8.0								
SLO/HR				0.1	0.3				86.4						0.0	
UK			0.0							95.2						
ES			0.1								95.0	8.8				
PT											1.1	91.2				
JUEL/EKC													99.1	1.3	0.0	
GR													0.4	96.3	0.1	
III		2.2		5.1					0.5				0.6	2.4	98.9	
Importe	34.0	8.3	0.6	17.8	14.6	22.2	12.4	92.0	13.6	4.8	5.0	8.8	0.9	3.7	1.1	
Mix	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	

Tabelle A.3: Import/Export-Modell 3 (UCPTEb 1995)

A.3 Abschätzung des Stromtransits durch die Schweiz

In der Halbjahresstatistik der UCPTÉ wird für jeden 3. Mittwoch der Wintermonate Dezember und Januar sowie der Sommermonate April und August der Stromaustausch zwischen den UCPTÉ-Mitgliedländern zur Zeit der Tageshöchstlast (11 Uhr) und der Nacht-tiefstlast (3 Uhr) ausgewiesen. Anhand dieser Momentaufnahmen kann der zeitgleiche Import-Export-Saldo annäherungsweise ermittelt und auf ein Jahr hochgerechnet werden.

Die durchschnittliche Leistungsbilanz der hydrologischen Jahre 1994/95 und 1995/96 ist in Tabelle A.2 dargestellt. Die Schweiz exportiert im Jahresdurchschnitt Strom nach Italien mit einer mittleren Leistung von 1800 MW. Aus Frankreich wird Strom importiert mit einer durchschnittlichen Leistung von 750 MW am Tag und 1500 MW in der Nacht. Aus Deutschland wird nachts importiert (900 MW) und am Tag exportiert (300 MW). Nach Österreich wird lediglich an Wintertagen exportiert, während in der Nacht und an Sommertagen meist importiert wird. Im Jahresmittel liegt eine Importleistung von rund 1600 MW und eine Exportleistung von 2100 MW vor. Ungefähr 66% der grenzüberschreitenden Stromflüsse werden nach dieser Leistungsbilanz unter Zugrundelegung des Import/Export-Modells 4 als Transitlieferungen von Frankreich, Deutschland und Österreich nach Italien interpretiert (vgl. Kap. 3.2).

Strommix in Ökobilanzen

Datum		Zeit											CH-Verbraucher mix					
				FR	DE	AT	IT	Import (I)	Export (E)	I-E	Produktion (P)	Verbrauch (V)	FR	DE	AT	IT	CH	
				MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	%	%	%	%	%	
21.08.96	a	11,00	HT	1116	-242	105	-1367	1221	-1609	-388	7699	7311	0	0	0	0	100	100
21.08.96	b	03,00	NT	1380	691	417	-1600	2488	-1600	888	3325	4213	12	6	4	0	79	100
17.04.96	c	11,00	HT	1429	107	-7	-1923	1536	-1930	-394	7696	7302	0	0	0	0	100	100
17.04.96	d	03,00	NT	1571	994	259	-1898	2824	-1898	926	4227	5153	10	6	2	0	82	100
17.01.96	e	11,00	HT	1307	95	-30	-1705	1402	-1735	-333	8657	8324	0	0	0	0	100	100
17.01.96	f	03,00	NT	1965	1183	393	-1657	3541	-1657	1884	4302	6186	17	10	3	0	70	100
20.12.95	g	11,00	HT	283	461	49	-2373	793	-2373	-1580	9499	7919	0	0	0	0	100	100
20.12.95	h	03,00	NT	1631	1839	584	-2093	4054	-2093	1961	4432	6393	12	14	4	0	69	100
16.08.95	i	11,00	HT	596	-913	99	-1592	695	-2505	-1810	8720	6910	0	0	0	0	100	100
16.08.95	j	03,00	NT	837	249	146	-1508	1232	-1508	-276	4294	4018	0	0	0	0	100	100
19.04.95	k	11,00	HT	637	-754	25	-1904	662	-2658	-1996	9278	7282	0	0	0	0	100	100
19.04.95	l	03,00	NT	1173	528	288	-1648	1989	-1648	341	4803	5144	4	2	1	0	93	100
18.01.95	m	11,00	HT	-976	-169	-254	-2246	0	-3645	-3645	12239	8594	0	0	0	0	100	100
18.01.95	n	03,00	NT	1716	1513	272	-1728	3501	-1728	1773	5029	6802	13	11	2	0	74	100
21.12.94	o	11,00	HT	1014	83	7	-2830	1104	-2830	-1726	9782	8056	0	0	0	0	100	100
21.12.94	p	03,00	NT	1465	1507	384	-1873	3356	-1873	1483	4722	6205	10	11	3	0	76	100
Sommer-Tag	$q = (a+c+i+k)/4$	11,00	HT	944.5	-451	55.5	-1697	1029	-2176	-1147	8348	7201	0	0	0	0	100	100
Sommer-Nacht	$r = (b+d+j+l)/4$	03,00	NT	1240	615.5	277.5	-1664	2133	-1664	469.8	4162	4632	6	3	2	0	89	100
Winter-Tag	$s = (e+g+m+o)/4$	11,00	HT	599.3	-180	-66.5	-1945	900	-2492	-1592	9468	7876	0	0	0	0	100	100
Winter-Nacht	$t = (f+h+n+p)/4$	03,00	NT	1694	1511	408	-1838	3613	-1838	1775	4621	6397	13	12	3	0	72	100
Sommer 95,96	$u = (q+r)/2$			1092	82.5	166.5	-1680	1581	-1920	-339	6255	5917	3	2	1	0	94	100
Winter 94/95, 95/96	$v = (s+t)/2$			1103	437.1	118.3	-1839	1932	-2112	-181	7029	6848	7	6	2	0	86	100
Tag (6-22h)	$w = (q+s)/2$	11,00	HT	771.9	-315	-5.5	-1821	964.3	-2334	-1370	8908	7538	0	0	0	0	100	100
Nacht (22-6h)	$x = (r+t)/2$	03,00	NT	1423	835	290.3	-1698	2549	-1698	850.4	4376	5227	10	7	2	0	80	100
Jahresdurchschnitt	$y = (14*w+10*x)/24$ ¹⁾	0-24h		1043	163.9	117.7	-1770	1624	-2069	-445	7020	6575	4	3	1	0	92	100

Tabelle A.4: Leistungsbilanz des Stromaustauschs der Schweiz mit ihren Nachbarländern und nach Import-/Export-Modell 4 approximierter CH-Verbraucher mix zu verschiedenen Jahres- und Tageszeiten (UCPTEa 1995-1996)

¹⁾ es wurde mit 14 Tagstunden gerechnet, um eine Überschätzung des Hochtarif Strommixes zu vermeiden. Ein Vergleich zeigt, dass mit 16 Tagstunden (= gesamte Hochtarifdauer) starke Abweichungen zur jährlichen Aussenhandelsbilanz entstehen würden.

A.4 Regionale Strommodelle

	NOK	BKW	ATEL	EOS	EGL	EWZ	TOTAL
Jahr	1995/96	1996	1996	1996	1995/96	1996	
Einheit	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a
Wasserkraft CH	4730	2869	2248	2313	1432	1785	15377
Laufwasserkraft CH			1186	390	640		2216
Speicherwasserkraft CH			1062	1800	792		3654
Umwälzwasserkraft CH		193		123			316
Kernkraft CH	8391	3636	4420	384	830	1188	18849
<i>KKW Leibstadt</i>	771	977	1640	384	434		4206
<i>KKW Beznau I u. II</i>	5652						5652
<i>KKW Goesgen</i>	1968		2780		396	1188	6332
<i>KKW Muehleberg</i>		2659					2659
ÖI CH		27	62	59			148
Gas CH	5						5
Gas-WKK CH							
Andere CH (KVA, Wind, PV, ...)							
Ankauf von Dritten CH		652	3533	1549	3755		9489
Energiebeschaffung CH	13126	7184	10263	4305	6017	2973	43869
KW-Park F	3000	1709	7799	1676	3579	966	18729
<i>Kernkraft F</i>		1709		1676	1718	966	6069
<i>KKW Fessenheim 1,2</i>		613		593			1206
<i>KKW Bugey 2,3</i>					658		658
<i>KKW Cattenom</i>		1096		1083	445		2624
<i>KKW-Park EDF (allgemein)</i>					615		615
KW-Park DE					1234		1234
<i>Steinkohle DE</i>							
KW-Park CR					77		77
<i>Steinkohle CR</i>							
<i>Braunkohle CR</i>							
KW-Park AT					160		160
Bezug aus nicht def. Laendern	1590		4691	1377	2568	254	10480
Energiebeschaffung Ausland	4590	1709	12490	3053	7618	1220	30680
Total (berechnet)	17716	8893	22753	7358	13635	4193	74549
Total (nach Geschäftsbericht)	18824	8893	22753	7358	13635	4193	75656

Tabelle A.5: Strombeschaffung der schweizerischen Überlandwerke; Quellen: Geschäftsberichte und persönliche Angaben von Mitarbeitern der Unternehmen

A.5 Zeitlich differenzierter Erzeugungsmix der Schweiz

Da keine Leistungsbilanzen der schweizerischen Stromerzeugung zu verschiedenen Tageszeiten, unterteilt nach Energiesystemen, publiziert werden, kann der Erzeugungstrommix zu verschiedenen Tageszeiten nur näherungsweise ermittelt werden. Als Datenbasis werden die im Jahresbericht des VSE (1996) publizierten Tageslastkurven verwendet (vgl. Abbildung 10 in Kap. 4.1). Die aus der Grafik abgelesene Leistung der verschiedenen Kraftwerkstypen ist in Tabelle A.6 dargestellt. Der Tages-Erzeugungsmix wird hier aus dem arithmetischen Mittel aus Sommer-Tagstrom (HT) und Winter-Tagstrom (HT) berechnet. Alle Werte sind nur als eine grobe Annäherung zu verstehen.

1994-96			KTKW	KKW	LKW	SKW	PSKW	tot. Produktion
in MW								
Sommer HT	11:00	a	140	2400	2600	2700	350	8190
Sommer NT	3:00	b	120	2400	1800	600		4920
Winter HT	11:00	c	300	3400	1500	4000	100	9300
Winter NT	3:00	d	100	3400	1000	400		4900
HT		$e=(a+c)/2$	220	2900	2050	3350	230	8750
NT		$f=(b+d)/2$	110	2900	1400	500		4910
in %			KTKW	KKW	LKW	SKW	PSKW	tot. Produktion
Sommer HT	11:00		1.7	29.3	31.7	33.0	4.3	100
Sommer NT	3:00		2.4	48.8	36.6	12.2	0.0	100
Winter HT	11:00		3.2	36.6	16.1	43.0	1.1	100
Winter NT	3:00		2.0	69.4	20.4	8.2	0.0	100
HT			2.5	32.9	23.9	38.0	2.7	100
NT			2.2	59.1	28.5	10.2	0.0	100

Tabelle A.6: Approximativer Erzeugungsmix der Schweiz zu verschiedenen Tages- und Jahreszeiten.

Abkürzungen:

KTKW = konventionell thermische Kraftwerke

KKW = Kernkraftwerke

LKW = Laufwasserkraftwerke

SKW = Speicherkraftwerke

PSKW = Pumpspeicherkraftwerke

in GWh/a	KTKW	KKW	LKW	SKW	PSKW	tot. Produktion
Sommer 95,96	544	10280	9667	7781	860	29132
Winter 94/95,95/96	856.5	13420	5277	9470	229	29253
in %						
Sommer 95,96	1.9	35.3	33.2	26.7	3.0	100
Winter 94/95,95/96	2.9	45.9	18.0	32.4	0.8	100
total	2.4	40.6	25.6	29.5	1.9	100

Tabelle A.7: Statistischer Erzeugungsmix der Schweiz zu verschiedenen Jahreszeiten; Quelle BEW (1997).

Anhang B Stromerzeugung in der Schweiz und Europa

Tabellenverzeichnis

TABELLE B.1: STROMVERSORGBILANZ UND ERZEUGUNGSMIX IN EUROPA 1995; QUELLE: EURPROG (1997).....	96
TABELLE B.2: STROMVERSORGBILANZ UND ERZEUGUNGSMIX IN EUROPA 2000; QUELLE: EURPROG (1997).....	97
TABELLE B.3: STROMVERSORGBILANZ UND ERZEUGUNGSMIX IN EUROPA 2010; QUELLE: EURPROG (1997).....	98
TABELLE B.4: MARGINALE PRODUKTIONSSTEIGERUNG DURCH NEU GEBaute KRAFTWERKE IN EUROPA 1995 - 2000; QUELLE: EURPROG (1997)	99
TABELLE B.5: MARGINALE PRODUKTIONSVERMINDERUNG DURCH STILLEGUNG VON KRAFTWERKEN IN EUROPA 1995 - 2000; QUELLE: EURPROG (1997)	100
TABELLE B.6: MARGINALE PRODUKTIONSSTEIGERUNG DURCH NEU GEBaute KRAFTWERKE IN EUROPA 2000 - 2010; QUELLE: EURPROG (1997)	101
TABELLE B.7: MARGINALE PRODUKTIONSVERMINDERUNG DURCH STILLEGUNG VON KRAFTWERKEN IN EUROPA 2000 - 2010; QUELLE: EURPROG (1997)	102
TABELLE B.8: SZENARIEN DER ZUKÜNFTIGEN STROMERZEUGUNG IN DER SCHWEIZ, QUELLE: BEWb (1996), SZENARIO 1, VARIANTE 1	103
TABELLE B.9: PRODUKTION DER KONVENTIONELL THERMISCHEN UND ERNEUERBAREN (OHNE WASSERKRAFT) KRAFTWERKE IN DER SCHWEIZ 1995; QUELLE: BEWA (1997).....	103
TABELLE B.10: STROMERZEUGUNG IN DER SCHWEIZ 1995, 2000, 2010.....	103

Strommix in Ökobilanzen

in TWh 1995	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH ⁷⁾	NO	EU-21	EU-15	UCPTE	
Erzeugungsmöglichkeit ¹⁾	1.05		1.1		0.7		1.05	0.94	0.84		0.73									1.08					
Wasser (ohne Pumpsp.) ²⁾	36.5	1.2	20	0	33	12.3	72.2	4.04	49.3	1.1	1.14	0.1	7.9	67	6.7	2.1	0.2	3.8	5.1	33	121	478	313	258	
Kernenergie	0	39.2	147	0	53	18.6	359	0	0		0	3.8	0	67	80.6	11.5	14		11.4	23.5	0	828	768	625	
Steinkohle	3.1	15.7	141	27.9	49	12.3	23	0	22.2	6.5	0	25.3	12.8	2.2	153	5.6	0	83	7.8	0		591	494	292	
Braunkohle- u. Torf	1.5	0	133	0	13	4.5	0	26.2	0.1	1.8	0	0	0	0.2	0	36.2	9	50.7				276	180	173	
Erdöl	1.6	1.1	5	1.3	3.6	1.6	4.4	8.4	114	2.5	0.01	0.2	6.8	3.7	10.1	0.4	0	1.3		0.4		166	164	145	
Erdgas	7.9	9.7	33	4.7	0.2	5.5	3.3	0	44.1	4.8	0.17	44.1	0	0.6	59.7	0.2	10	0		0.5	0	228	218	143	
Weitere fossile Gase ³⁾	0.8	2.7	0	0	0	0	3.6	0	3.8		0.2	2.4	0	0	4.3	0.7					0	19	18	14	
Verschiedene	1.8	0.5	11	2.1	11	0	2.5		0		0.03	0	1.1	1.5	0	0.2		0.2		0.9	0.6	33	31	28	
Erneuerbare (ohne Wasser)	0	0.5	0	2.5	1.1	7.1	0	0	3.9	0.03	0	2	0	1.4	2.2	0.1				0	0.1	21	21	8	
Total Produktion	P	53	71	490	39	163	62	468	39	237	17	1.5	78	29	144	317	57	33	139	24	58.3	122	2640	2206	1687
Verbrauch Speisepumpen	L	1.5	1.2	5		2.1	0	4.2	0	5.6	0.5	1.08	0	0.2	0	2.3	0.4		2.8	0.4	1.2	1.7	30	24	22
Import/Export-Saldo ⁴⁾	I-E	-2.5	4.1	5	-4.8	4.5	7	-70	0.8	37.4		4.94	11.6	0.9	-1.7	16.3	0.4	3	-2.8	1.4	-7.3	-6.4	2	14	-10
Inland-Verbrauch	V	51	73.5	492	33.7	156	68.1	397	39	261	16.2	5.1	89.6	29.3	142	331	57	36	133	25.3	51.6	114	2602	2185	1646
Kontrolle $V'=P-L+(I-E)$ ⁵⁾	V'	49	74	490	34	165	69	394	39	269	16	5.4	90	29	142	331	57	36	133	25	50	114	2612	2196	1654
konv. therm. KW																					0.9 ⁸⁾				

in %	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE	
Pumpspeicher ⁶⁾	2.0	1.2	0.7	0.0	0.9	0.0	0.6	0.0	1.7	2.1	48.9	0.0	0.5	0.0	0.5	0.5	0.0	1.4	1.2	1.4	1.0	0.8	0.8	0.9	
Wasser (ohne Pumpsp.)	66.6	0.5	3.4	0.0	19.5	19.9	14.8	10.5	19.1	4.5	24.6	0.1	27.1	46.7	1.6	3.2	0.6	1.3	19.8	55.1	98.5	17.3	13.4	14.4	
Kernenergie	0.0	55.5	30.0	0.0	32.5	30.0	76.7	0.0	0.0	0.0	0.0	4.9	0.0	46.7	25.4	20.2	42.2	0.0	46.9	40.3	0.0	31.4	34.8	37.1	
Steinkohle	5.8	22.2	28.8	72.5	30.0	19.9	4.9	0.0	9.4	38.9	0.0	32.5	44.8	1.5	48.4	9.8	0.0	59.7	32.1	0.0	0.0	22.4	22.4	17.3	
Braunkohle- u. Torf	2.8	0.0	27.1	0.0	7.7	7.3	0.0	67.8	0.0	10.8	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	63.5	27.1	36.5	0.0	0.0	0.0	10.4	8.1	10.3	
Erdöl	3.0	1.6	1.0	3.4	2.2	2.6	0.9	21.7	48.0	14.9	0.6	0.3	23.8	2.6	3.2	0.7	0.0	0.9	0.0	0.7	0.0	6.3	7.4	8.6	
Erdgas	14.9	13.7	6.7	12.2	0.1	8.9	0.7	0.0	18.6	28.7	11.0	56.6	0.0	0.4	18.8	0.4	30.1	0.0	0.0	0.9	0.0	8.7	9.9	8.5	
Weitere fossile Gase	1.5	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8	0.0	1.6	0.0	12.9	3.1	0.0	0.0	1.4	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.8	0.8	
Verschiedene	3.4	0.7	2.2	5.5	6.5	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	3.8	1.0	0.0	0.4	0.0	0.1	0.0	1.6	0.5	1.2	1.4	1.7	
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.7	0.0	6.5	0.7	11.5	0.0	0.0	1.6	0.2	0.0	2.6	0.0	1.0	0.7	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.8	0.9	0.5	
Total Produktion	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100.0	100.0	100.0	100.0	
konv. therm. KW																					1.5				

Tabelle B.1: Stromversorgungsbilanz und Erzeugungsmix in Europa 1995; Quelle: EURPROG (1997)

¹⁾ Indizes der mittleren Erzeugungsmöglichkeiten nach UCPTE (1995)

²⁾ Produktionserwartung (=tatsächliche Produktion/Indizes der Erzeugungsmöglichkeiten)

³⁾ z.B. aus Kokereien, Stahlwerken, Raffinerien

⁴⁾ Importe +, Exporte -

⁵⁾ Abweichungen zwischen V und V' deuten auf Inkonsistenzen der Statistik hin oder beruhen auf der Berücksichtigung der Erzeugungsmöglichkeit für Wasserkraft

⁶⁾ Bei einem durchschnittlichen Wirkungsgrad der Speisepumpen von 70%

⁷⁾ Werte aus EURPROG (1997) korrigiert nach Tabelle B.10

⁸⁾ Erdöl + Erdgas

Strommix in Ökobilanzen

in TWh 2000	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE	
Wasser (ohne Pumpsp.)	38.3	1.7	22	0	32.2	13	70.4	4.4	53.3	1	0.82	0.1	11.6	64.2	7	2	0.2	3.7	4.1	33.2	112	476	320	268	
Kernenergie	0	41.8	159	0	52.3	20	397	0	0		0	3	0	72	81	21.6	14		15.6	23.5	0	901	826	677	
Steinkohle	3	11.7	135	17.6	39.3	19	14.4	0	27.1	6.4	0	23.5	12.6	0	110	6.2	0.4	97.3	10.6			534	420	267	
Braunkohle- u. Torf	1	0	131	0	7	5	0	29.1	0	1.7	0	0	0	0	0	31.8	8	53.9				269	175	168	
Erdöl	2	1.2	6	0.8	0.1	2	4.8	6.8	81.9	1.2	0.02	0.2	3.7	0	7	0.4	0	1.4		0.4		120	118	107	
Erdgas	8.9	21	52	11.3	14.6	9	3.3	6.6	78.4	9.2	0.28	52.3	7.2	0	145	1	16	0		0.8	5	443	419	247	
Weitere fossile Gase	0.9	1.5		0	0	0	3.6	0	12.4		0	3.2	0	0	4	2					0	28	26	22	
Verschiedene	1.8	0.4	16	2.4	22.1	0	6.3		0		0.04	0	1.4	14.1	0	0.2		0.2		1.0	0.6	66	65	48	
Erneuerbare (ohne Wasser)	0	0.5		7.6	4.8	7	0	0	12.5	0.7	0.01	3.2	0.1	0	7	0.1				0	0.1	44	43	22	
Total Produktion	P	56	80	521	40	172	75	500	47	266	20	1.2	86	37	150	361	65	39	157	30	58.9	118	2880	2411	1825
Verbrauch Speicherpumpen	L	1.6	1.8	5		1.8	0	4	0	6	0.3	1	0	0.1	0	3	0.9		3	0.4	1.2	1.7	32	25	23
Import/Export-Saldo	I-E	2.3	2.1	7	-3.4	8.3	6	-54	0.4	31.9		5.73	12	0	6.3	0	3.5	0.4	-1.8	1.1	-1.3	-2.1	24	25	14
Inland-Verbrauch	V	56.6	73.5	523	36.2	178	81	442	47	292	20.1	5.9	97.5	36.5	157	358	67.9	39	152	31	55.7	114	2863	2403	1807
Kontrolle	V'	57	80	523	36	179	81	442	47	292	20	5.9	98	37	157	358	68	39	152	31	55.4	114	2873	2411	1817
konv. therm. KW																					1.2				

in %	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE	
Pumpspeicher ¹⁾	2.0	1.6	0.7	0.0	0.7	0.0	0.6	0.0	1.6	1.0	59.8	0.0	0.2	0.0	0.6	1.0	0.0	1.3	0.9	1.4	1.0	0.8	0.7	0.9	
Wasser (ohne Pumpsp.)	66.5	0.6	3.6	0.0	17.9	17.3	13.5	9.4	18.5	3.9	10.3	0.1	31.5	42.7	1.4	2.1	0.5	1.0	12.6	54.9	94.2	15.7	12.6	13.8	
Kernenergie	0.0	52.4	30.5	0.0	30.3	26.7	79.4	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	47.9	22.4	33.1	36.3	0.0	51.5	39.9	0.0	31.3	34.3	37.1	
Steinkohle	5.4	14.7	25.9	44.3	22.8	25.3	2.9	0.0	10.2	31.7	0.0	27.5	34.4	0.0	30.5	9.5	1.0	62.2	35.0	0.0	0.0	18.5	17.4	14.6	
Braunkohle- u. Torf	1.8	0.0	25.1	0.0	4.1	6.7	0.0	62.0	0.0	8.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	48.7	20.7	34.4	0.0	0.0	0.0	9.3	7.2	9.2	
Erdöl	3.6	1.5	1.2	2.0	0.1	2.7	1.0	14.5	30.8	5.9	1.7	0.2	10.1	0.0	1.9	0.6	0.0	0.9	0.0	0.7	0.0	4.2	4.9	5.9	
Erdgas	15.9	26.3	10.0	28.5	8.5	12.0	0.7	14.1	29.5	45.5	23.9	61.2	19.7	0.0	40.2	1.5	41.5	0.0	0.0	1.4	4.2	15.4	17.4	13.5	
Weitere fossile Gase	1.6	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	4.7	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	1.1	3.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	1.1	1.2	
Verschiedene	3.2	0.5	3.1	6.0	12.8	0.0	1.3	0.0	0.0	0.0	3.4	0.0	3.8	9.4	0.0	0.3	0.0	0.1	0.0	1.7	0.5	2.3	2.7	2.7	
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.6	0.0	19.1	2.8	9.3	0.0	0.0	4.7	3.5	0.9	3.7	0.3	0.0	1.9	0.2	0.0	0.0	0.0		0.1	1.5	1.8	1.2	
Total Produktion	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
konv. therm. KW																					2.0				

Tabelle B.2: Stromversorgungsbilanz und Erzeugungsmix in Europa 2000; Quelle: EURPROG (1997)
(siehe Fussnoten Tabelle B.1)

Strommix in Ökobilanzen

in TWh 2010	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE	
Wasser (ohne Pumpsp.)	38.7	1.8	22	0	32.6	13	72.7	5.5	54.2	1	0.82	0.1	12.5	66.1	7	2.2	0.2	3.7	4.5	34	117	489.92	328	275	
Kernenergie	0	41.8	163	0	52.1	20	407	0	0	0	0	0	0	60.7	74	24	23		16.4	20		902.3	819	684	
Steinkohle	3.6	16.4	147	17.1	65.5	19	24.1	8	29.9	9.6	0	22	16.3		143	9.2	4	127	16.6			678.7	522	333	
Braunkohle- u. Torf	0.6	0	138	0	10.7	5	0	36.1	0	1.5	0	0	0		0	38	3	38				270.9	192	185	
Erdöl	2.8	1	6	0.5	0.3	2	13.7	9.7	75.4	1.3	0.02	0.2	4.9		7	0.4		1.4		0.4		127.02	125	114	
Erdgas	17.6	29.5	59	13.3	35.6	9	3.3	8	107	13.7	0.35	86.1	14		165	7	15	33.4		1.8	5	625.15	562	364	
Weitere fossile Gase	1.1	0.5		0	0	0	3.6		60.4		0	3	0		4	2.4					0	75	73	69	
Verschiedene	2.4	0.3	19	2.4	30.1	0	24.6		0		0.04	0	1.8	29.5	0	0.2				1.1	0.6	111.34	110	79	
Erneuerbare (ohne Wasser)	0	0.6		9.3	6.6	7	1.5	1	25.6	1.7	0.01	4.2	0.2		14	0.5				0.2	0.1	73.21	72	41	
Total Produktion	P	67	92	554	49	234	75	551	68	353	28	1.2	116	50	156	414	84	45	204	38	57.5	123	3354	2800	2143
Pumpen-Verbrauch	L	1.8	2	5		1.8	0	7.3		2.8	0.4	1	0	0.8	0	3	0.9		3	0.5	1.2	1.7	33.2	26	24
Import/Export-Saldo	I-E	2.3	2	12	-2.8	1.7	6	-39		10		6.42	2.5	0.1	3.7		0	0.4	0	0.7	7	5.4	19.42	5	6
Inland-Verbrauch	V	67.3	91.9	561	39.8	233	81	503	68	360	28.8	6.66	118	49	160	411	83	46	201	37.7	64.8	127	3338.1	2779	2123
Kontrolle	V'	67	92	561	40	233	81	505	68	360	27	6.7	118	49	160	411	83	46	201	38	63.3	127	3340	2779	2126
konv. therm. KW																									2.2

in %	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE	
Pumpspeicher	1.9	1.5	0.6	0.0	0.5	0.0	0.9	0.0	0.6	1.0	56.5	0.0	1.1	0.0	0.5	0.8	0.0	1.0	0.9	1.5	1.0	0.7	0.6	0.8	
Wasser (ohne Pumpsp.)	56.0	0.4	3.3	0.0	13.4	17.3	12.3	8.1	14.8	2.6	9.7	0.1	24.0	42.3	1.2	1.9	0.4	0.8	11.1	57.7	94.4	13.9	11.1	12.1	
Kernenergie	0.0	45.5	29.4	0.0	22.3	26.7	73.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.8	17.9	28.6	50.9	0.0	43.7	34.8	0.0	26.9	29.2	31.9	
Steinkohle	5.4	17.8	26.5	40.1	28.1	25.3	4.4	11.7	8.5	34.5	0.0	19.0	32.8	0.0	34.5	11.0	8.8	62.5	44.3	0.0	0.0	20.2	18.6	15.5	
Braunkohle- u. Torf	0.9	0.0	24.9	0.0	4.6	6.7	0.0	52.9	0.0	5.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	45.3	6.6	18.6	0.0	0.0	0.0	8.1	6.9	8.7	
Erdöl	4.2	1.1	1.1	1.2	0.1	2.7	2.5	14.2	21.4	4.7	1.6	0.2	9.9	0.0	1.7	0.5	0.0	0.7	0.0	0.7	0.0	3.8	4.5	5.3	
Erdgas	26.3	32.1	10.6	31.2	15.2	12.0	0.6	11.7	30.4	49.3	28.2	74.5	28.2	0.0	39.9	8.3	33.2	16.4	0.0	3.1	4.1	18.6	20.1	17.0	
Weitere fossile Gase	1.6	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	17.1	0.0	0.0	2.6	0.0	0.0	1.0	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	2.6	3.2	
Verschiedene	3.6	0.3	3.4	5.6	12.9	0.0	4.5	0.0	0.0	0.0	3.2	0.0	3.6	18.9	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	1.9	0.5	3.3	3.9	3.7	
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.7	0.0	21.8	2.8	9.3	0.3	1.5	7.3	6.1	0.8	3.6	0.4	0.0	3.4	0.6	0.0	0.0	0.0	0.3	0.1	2.2	2.6	1.9	
Total Produktion	100	100	100	100	100	100	100	100	100	104	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	
konv. therm. KW																									3.8

Tabelle B.3: Stromversorgungsbilanz und Erzeugungsmix in Europa 2010; Quelle: EURPROG (1997)
(siehe Fussnoten Tabelle B.1)

Strommix in Ökobilanzen

Marginaler Zubau in TWh 1995-2000	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	0.07	0.42	0	0	0	0	0	0	0.28	0	0	0	0	0	0.49	0.35	0	0.14	0	0	0	2	1	1
Wasser (ohne Pumpsp.)	1.82	0.08	2	0	0	0.7	0	0.36	3.73	0	0	0	3.7	0	0.3	0	0	0	0	0.24	0	13	6.1336	8.76067
Kernenergie	0	2.6	12	0	0	1.4	38.4	0	0	0	0	0	0	5	0.4	10.1	0	0	4.2	0	0	74	60	53
Steinkohle	0	0	0	0	0	6.7	0	0	4.9	0	0	0	0	0	0	0.6	0.4	14.3	2.8	0	0	30	12	5
Braunkohle- u. Torf	0	0	0	0	0	0.5	0	2.9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3.2	0	0	0	7	3	3
Erdöl	0.4	0.1	1	0	0	0.4	0.4	0	0	0	0.01	0	0	0	0	0	0	0.1	0	0	0	2	2	2
Erdgas	1	11.3	19	6.6	14.4	3.5	0	6.6	34.3	4.4	0.11	8.2	7.2	0	85.3	0.8	6	0	0	0.3	5	215	202	104
Weitere fossile Gase	0.1	0	0	0	0	0	0	0	8.6	0	0	0.8	0	0	0	1.3	0	0	0	0	0	11	10	10
Verschiedene	0	0	5	0.3	11.5	0	3.8	0	0	0	0.01	0	0.3	12.6	0	0	0	0	0	0.1	0	34	34	21
Erneuerbare (ohne Wasser)	0	0	0	5.1	3.7	0	0	0	8.6	0.67	0.01	1.2	0.1	0	4.8	0	0	0	0	0	0	24	24	14
Total Produktion	3.4	15	39	12	30	13	43	9.9	60	5.1	0.1	10	11	18	91	13	6.4	18	7	1.8	5	411	354	220

Marginaler Zubau in % 1995-2000	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	2.1	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.5	2.7	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	0.4	0.4	0.4
Wasser (ohne Pumpsp.)	53.7	0.6	5.1	0.0	0.0	5.3	0.0	3.6	6.2	0.0	0.0	0.0	32.7	0.0	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	37.2	0.0	3.1	1.7	4.0
Kernenergie	0.0	17.9	30.8	0.0	0.0	10.6	90.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	28.4	0.4	76.8	0.0	0.0	60.0	0.0	0.0	18.0	16.9	24.1
Steinkohle	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	50.8	0.0	0.0	8.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.6	6.3	80.6	40.0	0.0	0.0	7.2	3.3	2.2
Braunkohle- u. Torf	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.8	0.0	29.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	18.0	0.0	0.0	0.0	1.6	1.0	1.3
Erdöl	11.8	0.7	2.6	0.0	0.0	3.0	0.9	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.6	0.7	0.9
Erdgas	29.5	77.9	48.7	55.0	48.6	26.5	0.0	67.0	56.8	86.8	78.6	80.4	63.7	0.0	93.4	6.1	93.8	0.0	0.0	47.1	100.0	52.3	57.1	47.2
Weitere fossile Gase	2.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.2	0.0	0.0	7.8	0.0	0.0	0.0	9.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.6	2.7	4.3
Verschiedene	0.0	0.0	12.8	2.5	38.9	0.0	8.9	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	2.7	71.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.7	0.0	8.1	9.5	9.4
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.0	0.0	42.5	12.5	0.0	0.0	0.0	14.2	13.2	7.1	11.8	0.9	0.0	5.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	5.9	6.8	6.2
Total Produktion	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100.0	100.0

Tabelle B.4: Marginale Produktionssteigerung durch neu gebaute Kraftwerke in Europa 1995 - 2000; Quelle: EURPROG (1997)

Die marginale Änderung 1995 - 2000 ergibt sich aus der Differenz zwischen der Produktion im Jahr 2000 (Tabelle B.2) und der Produktion im Jahr 1995 (Tabelle B.1). Positive Werte werden als Zubau neuer Kraftwerke interpretiert.

Strommix in Ökobilanzen

Marginale Stilllegung in TWh 1995-2000	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	0	0	0	0	-0.21	0	-0.14	0	0	-0.14	-0.06	0	-0.07	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0
Wasser (ohne Pumpsp.)	0	0	0	0	-0.78	0	-1.65	0	0	-0.1	-0.32	0	0	-2.8	0	-0.1	0	-0.1	-1	0	-9.1	-16	-6	-3
Kernenergie	0	0	0	0	-0.7	0	0	0	0	0	0	-0.8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2
Steinkohle	-0.1	-4	-6	-10.3	-9.6	0	-8.6	0	0	-0.1	0	-1.8	-0.2	-2.2	-43.4	0	0	0	0	0	0	-86	-86	-30
Braunkohle- u. Torf	-0.5	0	-2	0	-5.5	0	0	0	-0.1	-0.1	0	0	0	-0.2	0	-4.4	-1	0	0	0	0	-14	-8	-8
Erdöl	0	0	0	-0.5	-3.5	0	0	-1.6	-31.8	-1.3	0	0	-3.1	-3.7	-3.1	0	0	0	0	0	0	-49	-49	-40
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.6	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0
Weitere fossile Gase	0	-1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.2	0	0	0	-0.3	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-1
Verschiedene	0	-0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Erneuerbare (ohne Wasser)	0	0	0	0	0	-0.1	0	0	0	0	0	0	0	-1.4	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2	0
Total Produktion	-0.6	-5.3	-8	-11	-20	-0.1	-10	-1.6	-32	-1.6	-0.5	-2.6	-3.3	-11	-47	-4.5	-1	-0.1	-1	0	-9.1	-170	-154	-84

Marginale Stilllegung in % 1995-2000	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	1.4	0.0	0.0	8.8	10.8	0.0	2.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.4	0.4	0.6
Wasser (ohne Pumpsp.)	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	0.0	16.1	0.0	0.0	6.3	61.3	0.0	0.0	25.7	0.0	2.2	0.0	100.0	100.0	0	100.0	9.4	3.7	3.3
Kernenergie	0.0	0.0	0.0	0.0	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	30.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.9	1.0	1.8
Steinkohle	16.7	75.5	75.0	95.4	47.8	0.0	83.9	0.0	0.0	6.2	0.0	69.2	6.1	20.2	92.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	50.7	55.9	36.0
Braunkohle- u. Torf	83.3	0.0	25.0	0.0	27.4	0.0	0.0	0.0	0.3	6.3	0.0	0.0	0.0	1.8	0.0	97.8	100.0	0.0	0.0	0	0.0	8.1	5.4	9.6
Erdöl	0.0	0.0	0.0	4.6	17.4	0.0	0.0	100.0	99.7	81.3	0.0	0.0	93.9	33.9	6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	28.6	31.5	47.5
Erdgas	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.4	0.4	0.0
Weitere fossile Gase	0.0	22.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.7	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	1.0	1.1	1.7
Verschiedene	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.1	0.1	0.1
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.9	1.0	0.0
Total Produktion	100	100	100	100	101	100	101	100	100	109	111	100	102	100	100	100	100	100	100	0	100	100.4	100.4	100.6

Tabelle B.5: Marginale Produktionsverminderung durch Stilllegung von Kraftwerken in Europa 1995 - 2000; Quelle: EURPROG (1997)
Die marginale Änderung 1995 - 2000 ergibt sich aus der Differenz zwischen der Produktion im Jahr 2000 (Tabelle B.2) und der Produktion im Jahr 1995 (Tabelle B.1). Negative Werte werden als Stilllegung alter Kraftwerke interpretiert.

Strommix in Ökobilanzen

Marginaler Zubau in TWh 2000-2010	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	0.14	0.14	0	0	0	0	2.31	0	0	0.07	0	0	0.49	0	0	0	0	0	0.07	0	0	0.98	3	3
Wasser (ohne Pumpsp.)	0.26	0.1	0	0	0.4	0	0	1.1	0.9	0	0	0	0.41	1.9	0	0.2	0	0	0.33	0.8	5	13.42	4.85	3.82
Kernenergie	0	0	4	0	0	0	10.1	0	0	0	0	0	0	0	0	2.4	9	0	0.8	0	0	26	14	14
Steinkohle	0.6	4.7	12	0	26.2	0	9.7	8	2.8	3.2	0	0	3.7	0	33	3	3.6	30.1	6	0	0	147	104	68
Braunkohle- u. Torf	0	0	7	0	3.7	0	0	7	0	0	0	0	0	0	0	6.2	0	0	0	0	0	24	18	18
Erdöl	0.8	0	0	0	0.2	0	8.9	2.9	0	0.1	0	0	1.2	0	0	0	0	0	0	0	0	14	14	14
Erdgas	8.7	8.5	7	2	21	0	0	1.4	28.9	4.5	0.07	33.8	6.8	0	20	6	0	33.4	0	1	0	183	143	117
Weitere fossile Gase	0.2	0	0	0	0	0	0	0	48	0	0	0	0	0	0	0.4	0	0	0	0	0	49	48	48
Verschiedene	0.6	0	3	0	8	0	18.3	0	0	0	0	0	0.4	15.4	0	0	0	0	0	0.1	0	46	46	30
Erneuerbare (ohne Wasser)	0	0.1	0	1.7	1.8	0	1.5	1	13.1	1	0	1	0.1	0	7	0.4	0	0	0	0.2	0	29	28	19
Total Produktion	11	14	33	4	61	0	51	21	94	9	0	35	13	17	60	19	13	64	7	2	5	532	423	335

Marginaler Zubau in % 2000-2010	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	1.2	1.0	0.0	0.0	0.0	0	4.5	0.0	0.0	0.8	0.0	0.0	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.2	0.7	0.9
Wasser (ohne Pumpsp.)	2.3	0.7	0.0	0.0	0.7	0	0.0	5.1	1.0	0.0	0.0	0.0	3.1	11.0	0.0	1.1	0.0	0.0	4.6	38.1	100.0	2.5	1.1	1.1
Kernenergie	0.0	0.0	12.1	0.0	0.0	0	19.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.9	71.4	0.0	11.1	0.0	0.0	4.9	3.3	4.2
Steinkohle	5.3	34.7	36.4	0.0	42.7	0	19.1	37.4	3.0	36.1	0.0	0.0	28.2	0.0	55.0	16.1	28.6	47.4	83.3	0.0	0.0	27.6	24.6	20.2
Braunkohle- u. Torf	0.0	0.0	21.2	0.0	6.0	0	0.0	32.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.5	4.2	5.3
Erdöl	7.1	0.0	0.0	0.0	0.3	0	17.5	13.6	0.0	1.1	0.0	0.0	9.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	3.3	4.2
Erdgas	77.0	62.8	21.2	54.1	34.3	0	0.0	6.5	30.8	50.7	100.0	97.1	51.9	0.0	33.3	32.3	0.0	52.6	0.0	47.6	0.0	34.4	33.8	35.0
Weitere fossile Gase	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	51.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.1	11.4	14.4
Verschiedene	5.3	0.0	9.1	0.0	13.1	0	36.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.1	89.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.8	8.6	10.8	9.0
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.7	0.0	45.9	2.9	0	3.0	4.7	14.0	11.3	0.0	2.9	0.8	0.0	11.7	2.2	0.0	0.0	0.0	9.5	0.0	5.5	6.7	5.6
Total Produktion	100	100	100	100	100	0	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Tabelle B.6: Marginale Produktionssteigerung durch neu gebaute Kraftwerke in Europa 2000 - 2010; Quelle: EURPROG (1997)
Die marginale Änderung 2000 - 2010 ergibt sich aus der Differenz zwischen der Produktion im Jahr 2010 (Tabelle B.3) und der Produktion im Jahr 2000 (Tabelle B.2). Positive Werte werden als Zubau neuer Kraftwerke interpretiert.

Strommix in Ökobilanzen

Marginale Stilllegung in TWh 2000-2010	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	0	0	0	0	0	0	0	0	-2.24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2
Wasser (ohne Pumpsp.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kernenergie	0	0	0	0	-0.2	0	0	0	0	0	0	-3	0	-11.3	-7	0	0	0	0	-3.5	0	-25	-22	-7
Steinkohle	0	0	0	-0.5	0	0	0	0	0	0	0	-1.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-2	-2	-2
Braunkohle- u. Torf	-0.4	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.2	0	0	0	0	0	0	-5	-15.9	0	0	0	-22	-1	0
Erdöl	0	-0.2	0	-0.3	0	0	0	0	-6.5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-7	-7	-7
Erdgas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	-1	0	0
Weitere fossile Gase	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1
Verschiedene	0	-0.1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-0.2	0	0	0	0	0	0
Erneuerbare (ohne Wasser)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total Produktion	-0.4	-1.3	0	-0.8	-0.2	0	0	0	-8.7	-0.2	0	-4.7	0	-11	-7	0	-6	-16	0	-3.5	0	-58	-32	-17

Marginale Stilllegung in % 2000-2010	AT	BE	DE	DK	ES	FI	FR	GR	IT	IR	LU	NL	PT	SE	UK	CZ	HU	PL	SK	CH	NO	EU-21	EU-15	UCPTE
Pumpspeicher	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0	0	25.6	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	6.9	13.5
Wasser (ohne Pumpsp.)	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0
Kernenergie	0.0	0.0	0	0.0	100.0	0	0	0	0.0	0.0	0	63.8	0	100.0	100.0	0	0.0	0.0	0	100.0	0	43.1	66.4	40.4
Steinkohle	0.0	0.0	0	62.5	0.0	0	0	0	0.0	0.0	0	31.9	0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	3.4	6.2	9.0
Braunkohle- u. Torf	100.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	100.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0	83.3	98.8	0	0.0	0	37.1	1.9	2.4
Erdöl	0.0	15.4	0	37.5	0.0	0	0	0	74.4	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	12.1	21.6	40.4
Erdgas	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0	16.7	0.0	0	0.0	0	1.7	0.0	0.0
Weitere fossile Gase	0.0	76.9	0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0.0	0	4.3	0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	2.1	3.7	7.2
Verschiedene	0.0	7.7	0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	1.2	0	0.0	0	0.5	0.3	0.6
Erneuerbare (ohne Wasser)	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0.0	0	0.0	0	0.0	0.0	0.0
Total Produktion	100	100	0	100	100	0	0	0	74.4	100	0	100	0	100	100	0	100	100	0	100	0	100.0	106.9	113.5

*Tabelle B.7: Marginale Produktionsverminderung durch Stilllegung von Kraftwerken in Europa 2000 - 2010; Quelle: EURPROG (1997)
Die marginale Änderung 2000 - 2010 ergibt sich aus der Differenz zwischen der Produktion im Jahr 2010 (Tabelle B.3) und der Produktion im Jahr 2000 (Tabelle B.2). Negative Werte werden als Stilllegung alter Kraftwerke interpretiert.*

Strommix in Ökobilanzen

CH (TWh)	Jahr	1993	2000	2010	2020	2030
Wasser		33.1	34.1	34.8	35.4	36
Kernenergie		21.9	22.6	22.1	22.6	22.6
Mineralöl		0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Erdgas		0.4	0.8	0.9	1	1.1
Abfälle, Kläranlagen		0.9	1	1.1	1.1	1.1
Wind				0.1	0.2	0.3
Holz				0.1	0.1	0.2
Sonne				0	0.1	0.1
total		56.7	58.9	59.5	60.9	61.8

Tabelle B.8: Szenarien der zukünftigen Stromerzeugung in der Schweiz, Quelle: BEWb (1996), Szenario 1, Variante 1

CH (GWh)	
KVA	833
Gross WKK	779
Klein-WKK fossil	147
Klein-WKK erneuerbar	106
Deponiegas	11
PV	5.7
Wind	0.1
total	1882
davon erneuerbar	569

Tabelle B.9: Produktion der konventionell thermischen und erneuerbaren (ohne Wasserkraft) Kraftwerke in der Schweiz 1995; Quelle: BEWa (1997)

CH (TWh)	Jahr	1995	2000	2010	Kommentar
Wasser (ohne Pumpsp.)	h	33	33.2	34	nach [1], Wert 1995 normalisiert auf mittlere Erzeugungserwartung nach [3]
Kernenergie	n	23.5	23.5	20	nach [1], Wert 1995 normalisiert auf mittlere Produktion 1993-1996 nach [4]
Steinkohle	c	0			
Braunkohle- u. Torf	l				
Erdöl	o	0.4	0.4	0.4	Centrale Vouvry
Erdgas	g	0.5	0.8	1.8	in erster Linie BHKW
Weitere fossile Gase	dg				
Verschiedene	v	0.9	1.0	1.1	nach [2], vgl. Tabelle B.8
Erneuerbare (ohne Wasser)	r	0	0	0.2	Holz, Biogas, Wind, Photovoltaik
total	P	58.3	58.9	57.5	
Pumpen-Verbrauch	L	1.2	1.2	1.2	nach [4]
Import/Export-Saldo	I-E	-7.3	-1.3	7	
Inland-Verbrauch	V	51.6	55.7	64.8	
konv. therm. KW	=o+g+dg	0.9	1.2	2.2	

Tabelle B.10: Stromerzeugung in der Schweiz 1995, 2000, 2010; diese Werte wurden in den Tab. B.1 - B.3 verwendet.

Quellen

- [1] EURPROG 1997
- [2] BEWb 1996
- [3] UCPTe1995
- [4] BEWa 1997

**NEXT PAGE(S)
left BLANK**

Anhang C Monatsbilanz der schweizerischen Stromversorgung

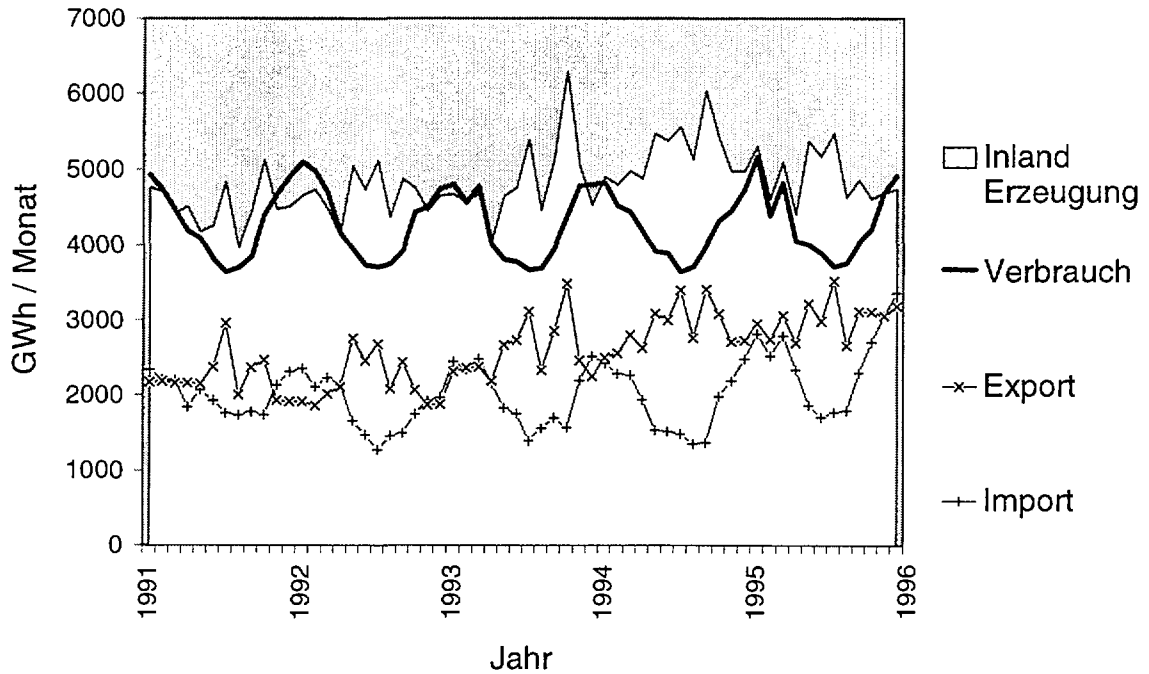


Abbildung C.1: Monatsbilanz der schweizerischen Stromversorgung 1991-1995 (VSE Bulletin).

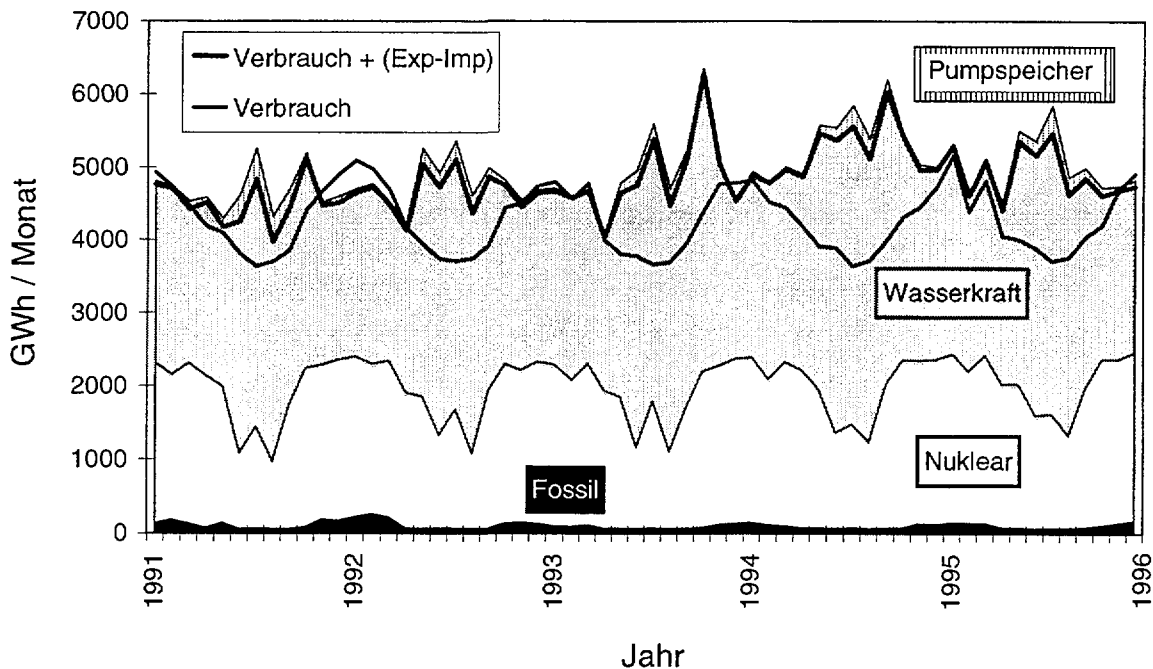


Abbildung C.2: Monatsbilanz der schweizerischen Stromerzeugung nach Erzeugungsart, Verbrauch und Import/Export in 1991-1995 (VSE Bulletin).

NEXT PAGE(S)
left BLANK

Anhang D Wärmekraftkopplung: Allokationsmethode Exergie

Die Allokation nach Exergieinhalt wird vor allem für diejenigen Systeme empfohlen, die Primärenergie (z. B. Erdgas) in Nutzenergien verschiedener Wertigkeiten (Wärme und Strom) umwandeln. Zur Bestimmung der Allokationsfaktoren mittels Exergie müssen neben den effektiv produzierten Energiemengen auch deren Wertigkeiten bekannt sein.

Der chemischen Energie in Brennstoffen sowie der Elektrizität wird wegen der unbeschränkten Umwandelbarkeit in jede andere Energieform die Wertigkeit eins zugesprochen. Die Wertigkeit der Wärme Q bzw. der Exergiegehalt E der Wärme ist abhängig vom Temperaturniveau. Massgebend für den Exergiegehalt eines Wärmestromes \dot{Q} , der bei einer Temperatur T die Grenze des Systems überquert, ist der mit dieser Temperatur und der Umgebungstemperatur T_U gebildete Carnot-Faktor (wird auch als dimensionslose exergetische Temperatur bezeichnet). Danach ist ein Wärmestrom um so wertvoller, d. h. sein Exergiegehalt um so grösser, je höher die Temperatur T ist (bei konstanter Umgebungstemperatur). Normalerweise wird der Wärmestrom nicht bei einer festen Temperatur, sondern in einem begrenzten Intervall aufgenommen bzw. abgegeben. Der totale Exergiestrom \dot{E} wird somit zu

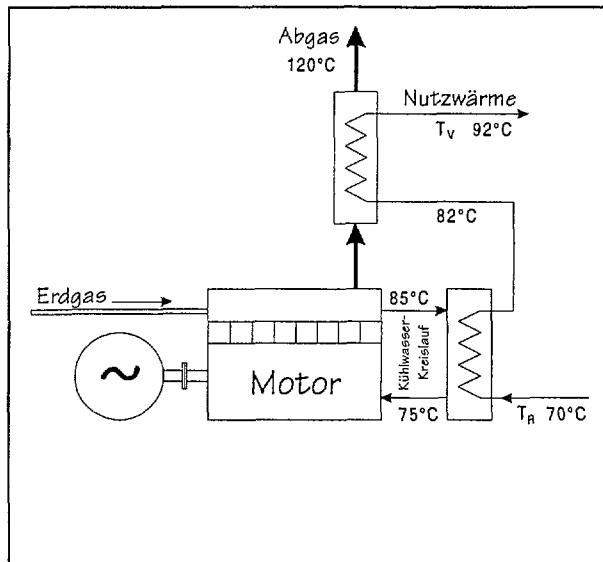
$$\dot{E}_{Q_{12}} = \int_1^2 \left(1 - \frac{T_u}{T}\right) d\dot{Q} = \left(1 - \frac{T_u}{T_m}\right) \cdot \dot{Q}_{12},$$

wobei T_m die thermodynamische Mitteltemperatur ist, die den Entropiegehalt des zugeführten Wärmestromes kennzeichnet (Baehr 1992).

In WKK-Anlagen werden heisse Verbrennungsgase mit hohen exergetischen Potentialen in mechanische Wellenarbeit umgewandelt. Die aus der Kraftmaschine (Motor oder Turbine) austretenden, weitgehend entspannten und abgekühlten Gase besitzen, entsprechend ihren exergetischen Werten $\zeta_{Wärme}$, nur noch ein geringes Potential, in andere Energieformen umgewandelt werden zu können. Die Allokation erfolgt durch die Bestimmung der prozentualen Anteile am totalen exergetischen Wirkungsgrad ζ_{Anlage} .

$$\zeta_{Anlage} = \zeta_{Strom} \cdot \eta_{el} + \zeta_{Wärme} \cdot \eta_{th}$$

Das folgende Beispiel verdeutlicht die **Berechnung der Allokationsfaktoren** für eine WKK-Anlage:



Annahmen:

- elektrischer Wirkungsgrad η_{el} : 30 %
- thermischer Wirkungsgrad η_{th} : 60 %
- Wertigkeit der Elektrizität ζ_{Strom} : 1
- Vorlauftemperatur T_V : 92°C
- Rücklauftemperatur T_R : 70°C
- Umgebungstemperatur T_U : 20°C

Abbildung D.1: Typische Betriebsdaten der Wärmenutzung eines Blockheizkraftwerkes

Thermodynamische Mitteltemperatur T_m :

$$T_m \approx \frac{T_V - T_R}{\ln\left(\frac{T_V}{T_R}\right)} = 81^\circ \text{C}$$

Wertigkeit der Wärme $\zeta_{Wärme}$:

$$\zeta_{Wärme} = 1 - \frac{T_U}{T_m} = 0.17$$

Exergetischer Wirkungsgrad der Anlage:

$$\zeta_{Anlage} = \zeta_{Strom} \cdot \eta_{el} + \zeta_{Wärme} \cdot \eta_{th} = 0.403$$

Allokationsfaktor Strom:

$$Allokation_{Strom} = \frac{\zeta_{Strom} \cdot \eta_{el}}{\zeta_{Anlage}} = 0.74$$

74 % der durch die WKK verursachten Emissionen und Aufwendungen werden in diesem Fall dem Strom angelastet. Eine verstärkte Abwärmenutzung würde die Stromausbeute reduzieren. Entsprechend würde sich auch der Allokationsfaktor verringern.

Anhang E Überblick über die Ökobilanz Methodik

Inhaltsverzeichnis

E.1 GEGENWÄRTIGE PRAXIS	109
E.2 GRENZEN DER GEGENWÄRTIGEN WIRKUNGSABSCHÄTZUNGSMETHODEN	114

E.1 Gegenwärtige Praxis

Der folgende Abschnitt stützt sich auf die von der ISO (1996) festgelegten Struktur und Terminologie für Ökobilanzen (vgl. z.B. Finnveden und Lindfors (1997)). Dabei werden die im deutschen Sprachraum üblichen und in diesem Bericht verwendeten Begriffe angegeben.

- **Goal and Scope Definition (Zieldefinition)**
- **Inventory Analysis LCI (Sachbilanz oder Ökoinventar)**, welches die Energie- und Stoffflussbilanz des zu untersuchenden Systems innerhalb der festgelegten Systemgrenzen umfasst.
- **Impact Assessment LCIA (Wirkungsabschätzung¹)**, dessen Hauptelemente sind:
 1. *Definition*: Festlegung der zu untersuchenden Kategorien (Umwelteffekte und Schutzgüter).
 2. *Classification*: Zuordnung der Umwelteinwirkungen zu den durch sie verursachten Auswirkungen (Umwelteffekten).
 3. *Characterisation*: Quantifizierung der Wirksamkeit einzelner Umwelteinwirkungen (auf der Basis von Äquivalenzfaktoren) bezüglich den verschiedenen Umwelteffekten.
 4. *Analysis of significance*: Relevanzanalyse, z.B. durch einen Vergleich mit den gesamten Umwelteinwirkungen der Welt oder einer bestimmten Region (Normalisierung); dieses Element wird eventuell nicht mehr Bestandteil der definitiven ISO-Norm sein.
 5. *Valuation* (Bilanzbewertung): Gewichtung und Aggregation der quantifizierten Umwelteffekte; dabei spielen soziale, ethische und ideologische Wertvorstellungen eine wichtige Rolle.
- **Interpretation (Auswertung)**, mit der die Resultate von LCI und LCIA, eventuell ergänzt durch Sensitivitäts- und Fehleranalysen, entsprechend der Zielsetzung interpretiert und Schlussfolgerungen gezogen werden.

¹ Der Begriff Wirkungsbilanz steht für Classification und Characterisation, schliesst aber die Bilanzbewertung (Valuation) nicht ein.

Mit der oben beschriebenen Struktur werden die naturwissenschaftlich orientierten Elemente so weit wie möglich von den Elementen getrennt, welche auf subjektiven Wertvorstellungen bzw. Informationen aus dem sozialwissenschaftlichen Bereich beruhen (Valuation) (Finnveden und Lindfors 1997).

Ökoinventar

Für gewisse Anwendungen kann eine Analyse auf der Ebene des Ökoinventars ausreichen. Einige Argumente für eine Beschränkung von Ökobilanzen auf das Ökoinventar werden in (Potting und Hauschild 1997a) nach (Klöpffer 1996) angeführt: a) die Methodik für das Ökoinventar ist voll entwickelt; b) die Energie- und Stoffflussbilanz, obwohl mit einigen Unsicherheiten behaftet, ist relativ zuverlässig und verifizierbar; und c) LCIA bringt zu den auf der Ebene des Ökoinventars bereits bestehenden Unsicherheiten, zusätzliche Unsicherheiten ein. Allerdings sind Ökoinventare aufgrund der hohen Anzahl von Umwelteinwirkungen, welche in umfassenden Ökobilanzen erfasst werden müssen, alleine oft ungeeignet als Instrument zur Entscheidungsunterstützung. Zudem stellt eine Beschränkung der analysierten Umwelteffekte (z.B. auf den Treibhauseffekt durch die Treibhausgasemissionen²) eine implizite Prioritätensetzung und Bewertung dar (Potting und Hauschild (1997a), nach Udo de Haes et al. (1996)); darüber hinaus, sind die Interpretationsmöglichkeiten beschränkt. In jedem Fall ist es empfehlenswert, zunächst eine Analyse des Inventars einer Ökobilanz durchzuführen, bevor die einzelnen Informationen aggregiert und bewertet werden³.

Wirkungsabschätzung

Wie Veröffentlichungen von SETAC (Consoli et al 1993) und anderen wie (Udo de Haes 1996) und (ISO 1996) zeigen, besteht weitgehend Konsens darüber, dass Ökobilanzen Ressourcenverbrauch, menschliche Gesundheit und ökologische Auswirkungen einschliessen sollten (Finnveden und Lindfors 1997). Es wurden bisher verschiedene Listen mit den zu berücksichtigenden Umwelteffekten vorgeschlagen, z.B. vom CML (Heijungs et al. 1992, Guinée, 1994)⁴, (Consoli et al. 1993), (Lindfors et al. 1995), (Udo de Haes 1996). Allerdings besteht bis heute keine international abgestützte Referenzliste und einige Umwelteffekte werden unterschiedlich definiert (Braunschweig 1996). Die meisten Unterschiede bestehen noch in der Art wie die Schutzgüter (Safeguard objects) wie menschliche Gesundheit, die Veränderung von Ökosystemen, die Abnahme verfügbarer natürlicher Ressourcen, etc., sowie Umwelteffekte wie Flächenbeanspruchung, die Abnahme der Artenvielfalt, etc., behandelt werden. Die von der SETAC-Europe vorgeschlagene Default-Liste ist in Tabelle E.1 gezeigt.

Grundsätzlich bestehen zwei verschiedene Ansätze für das Impact Assessment: a) Beurteilung potentieller Umweltauswirkungen; und b) Vorhersage effektiver Umweltauswirkungen. Im

² Allerdings werden Treibhausgasemissionen oft als CO₂-äquivalent zusammengefasst

³ Vgl. z.B. mit dem Bericht des "IEA Expert Workshop on Photovoltaics" (IEA/PVPS 1997), in dem spezifische Ökobilanz-Resultate zusammen mit Risiko und Sicherheitsaspekten diskutiert werden: "The opinion of the workshop participants is that the results from an LCA study should always be quoted in physical terms first, before they are monetized or otherwise cumulated in an impact assessment procedure".

⁴ Das CML überarbeitet zur Zeit seine LCIA-Methodik im Rahmen des Projektes "Life Cycle Assessment in Environmental Policy". Resultate sind erst 1999 zu erwarten (Information von der CML Internet site).

Fälle der Characterisation beschränken sich die Äquivalenzfaktoren auf potentielle Umweltauswirkungen. Dies ist der am meisten angewandte Ansatz in europäischen Ökobilanzen, welcher auch von der SETAC-Europe favorisiert wird (Udo de Haes 1996), (Finnveden und Lindfors 1997). Die Quantifizierung wird gegenwärtig durch eine Multiplikation jeder Umwelteinwirkung (pro funktionale Einheit) mit einem Äquivalenz- (oder Characterisation-) Faktor, welcher den potentiellen Beitrag zu einem Umwelteffekt (bzw. einer Umweltauswirkung) ausdrückt, vorgenommen. Das Ergebnis ist der potentielle Beitrag einer Umwelteinwirkung zu einem Umwelteffekt pro funktionaler Einheit. Die Beiträge verschiedener Umwelteinwirkungen, welche zum selben Umwelteffekt beitragen, können dadurch zu einem einzigen Wert aggregiert werden. Der Schwellenwert-Ansatz (threshold) für die Characterisation ist dagegen auf die Vorhersage effektiver Umweltauswirkungen ausgerichtet. Daher liefern bestehende Methoden für die Characterisation unterschiedliche Informationen für verschiedene Umwelteffekte, was eine Interpretation der Auswirkungsprofile sehr schwierig gestaltet. Aus diesem und weiteren Gründen, auf welche hier nicht weiter eingegangen wird, sind weitere Verbesserungen der Impact Assessment Methodik notwendig (Finnveden und Lindfors 1997).

<i>Input bezogene Umwelteffekte</i>	<i>Output bezogene Umwelteffekte</i>
1. abiotische Ressourcen	4. Treibhauseffekt
2. biotische Ressourcen	5. Ozonschichtzerstörung
3. Flächenbeanspruchung	6. Humantoxikologie
	7. Ökotoxikologie
	8. Bildung photochemischer Oxidantien
	9. Saurer Regen
	10. Überdüngung
	11. Lärm
	12. radioaktive Strahlung
	13. tödliche Unfälle

Tabelle E.1: Von SETAC-Europe vorgeschlagene Default-Liste der Umwelteffekte für Ökobilanzen

Mit der Normalisierung werden die Umwelteinwirkungen des untersuchten Systems im Verhältnis zu den totalen Umwelteinwirkungen eines definierten geographischen Raumes (z.B. Welt, Land, Region) und Zeit (z.B. ein Jahr) festgelegt. Allerdings ist die Verwendung der Normalisierung durch die beschränkte Verfügbarkeit verlässlicher Inventare von verschiedenen Aktivitäten in unterschiedlichen Ländern eingeschränkt (Finnveden und Lindfors 1997).

Im Ökoinventar werden die entlang des Lebensweges über Ort und Zeit zusammengefassten Mengen einzelner Umwelteinwirkungen (in kg, m³, kBq, t·km, m²·a, TJ, etc.) pro funktionaler Einheit (z.B. für Strom TJe oder kWh) wiedergeben. Daher verschwinden die einzelnen Quellen innerhalb der zusammengefassten Mengen und Flüsse sind nicht dargestellt, was eine genaue Abschätzung der Konzentrationszunahme, und damit, im Falle von nicht globalen

Auswirkungen, einen Vergleich mit den Schwellenwerten für Umweltschäden verunmöglicht.⁵ Potting und Hauschild (1997a) nennen eine Reihe von Beispielen für Abweichungen zwischen LCIA und erwartungsgemäss vorkommenden Umweltauswirkungen.⁶ Dieselben Autoren diskutieren in einem weiteren Artikel (1997b) die Möglichkeit örtlich differenzierte Informationen in LCIA mit einem standortspezifischen Ansatz zu berücksichtigen.⁷ Sie erwähnen auch eine Arbeit von White et al. (1995) welche einen "above threshold"-Ansatz vorschlagen.⁸ Die oben genannten Arbeiten deuten auf eine konvergierende Tendenz innerhalb der LCIA Entwicklung in Richtung standortspezifischer Ansätze (z.B. Umweltverträglichkeitsprüfung) hin. Das Schlüsselproblem von LCIA bleibt allerdings einen Kompromiss zwischen der Genauigkeit des Impact Assessments und dem umfassenden Ansatz der Ökobilanzmethodik (Analyse des gesamten Lebenszyklus "von der Wiege bis zur Bahre" unter Berücksichtigung sämtlicher Umwelteffekte) zu finden.

Bilanzbewertung (Valuation)

Auf der Stufe der Bilanzbewertung können vier grundlegend verschiedene Ansätze unterschieden werden (Powell et al. 1997), (Braunschweig und Müller-Wenk 1993), (siehe auch (Hofstetter und Braunschweig 1993)):

1. *Ökologische Knappheit: Umwelteinwirkungen gewichtet nach Massgabe der aktuellen Stoffflüsse in Vergleich zu ökologisch tolerierbaren Flüssen (distance to target):* die relative Bedeutung der einzelnen Umwelteinwirkungen wird entsprechend der Diskrepanz zwischen den aktuellen Stoffflüssen und den Zielwerten bestimmt. Es werden zwei verschiedene Ansätze zur Bestimmung der Zielwerte verwendet: politische Vorgaben oder wissenschaftliche Modelle (Braunschweig et al. 1996).
2. *Vermeidungskosten: Umwelteinwirkungen bewertet nach Massgabe der Kosten ihrer Vermeidung (environmental control costs).*
3. *Schadenskosten: Umwelteinwirkungen bewertet nach Massgabe der Kosten der von ihnen verursachten Schäden (environmental damage costs):* die verursachten Schäden werden entweder gemessen oder anhand der durch Umfragen bestimmten Zahlungsbereitschaft der Bevölkerung für die Vermeidung von Umweltschäden abgeleitet.

⁵ "Current [LCA] characterisation models always take the same proportionality for the relationship between the amount of compound emitted and its resulting impact. This single proportionality assumes the existence of one standard situation for each link in the cause/effect chain. (...) The restriction to one standard environment may be relevant for impact categories of a global nature, but is an oversimplification for non-global impact categories." (Potting und Hauschild, 1997a)

⁶ Schmidt et al. (1996), Potting und Blok (1994, 1995), Owen und Rhodes (1995).

⁷ Fortsetzung des Zitates von Fussnote ⁴: "For these [non-global] impact categories, some more differentiation is necessary. A solution is expected in a site-dependent approach where it is assumed that the relevance of life-cycle impact assessment can be enhanced by the inclusion of a few site-parameters in the assessment process." (Potting und Hauschild, 1997a)

⁸ Bei diesem Ansatz werden die Prozesse mit den höchsten Emissionen in Ökoinventar identifiziert. Danach werden unter Verwendung von Umweltverträglichkeitsprüfung (Environmental Impact Assessment EIA) und Risk Assessment (RA) standortspezifische Konzentrationen und Expositionswerte abgeschätzt. Falls ein Schwellenwert überschritten wird, werden die Emissionen berücksichtigt. Allerdings werden für diesen Ansatz erheblich mehr Daten und der Einsatz verschiedener Methoden benötigt, welche dem Ökobilanzanwender oft nicht zur Verfügung stehen. Zudem stellt die Verbindung von Schwellenwerten mit einer funktionalen Einheit ein grundlegendes Bewertungsproblem dar (Potting und Hauschild (1997a) nach Udo de Haes et al. (1996) und White et al. (1995)).

4. *Scoring* (wird selten verwendet): die Bewertungsfaktoren werden von einer Expertengruppe oder von verschiedenen Gruppen von Interessensvertretern bestimmt. Dabei wird in zwei Schritten vorgegangen: a) zuerst wird der Zusammenhang zwischen der Schadstoffmenge und der entsprechenden Auswirkung beurteilt (linearer Zusammenhang oder Schwellenwert); b) zweitens werden die einzelnen Umwelteinwirkungen untereinander gewichtet.

Es sind mehrere Listen für Bewertungsmethoden in der Literatur zu finden. Braunschweig et al. (1996) erwähnen z.B.:

1. Wirkungsorientierte Bewertung vom CML⁹
2. EPS Environmental Priority Strategies¹⁰
3. Ökologische Knappheit (z.B. ausgedrückt in Umweltbelastungspunkten)¹¹
4. Kritische Volumen, bzw. Immissionsgrenzwertmethode¹²
5. QGR Quality-Goal Relations- oder Mol-Methode
6. Toxizitätsäquivalente
7. Delphi Methode¹³
8. ABC Methode des deutschen IWÖ
9. MIPS Mass-Intensity per Service unit¹⁴
10. Ecoindicator 95¹⁵
11. Vorschläge des VNCI¹⁶ (niederländischer Verband der chemischen Industrie); und, für "Evaluating research programs".

Ecosite (1998) zitiert zudem die dänischen DKT¹⁷ und DTI Methoden sowie das UBA¹⁸ System. Eine weitere Liste kann in Volkwein et al. (1996) gefunden werden.¹⁹

Im folgenden wird eine besonders in der Schweiz verbreitete Bewertungsmethode als Hintergrund für das in Kapitel 7.3.1 diskutierte Beispiel kurz beschrieben. Braunschweig und Müller-Wenk (1993) schlugen für die Aggregation der Umwelteinwirkungen auf einen einzigen Wert sogenannte Umweltbelastungspunkte vor (UBP), welche auf dem Konzept der ökologischen Knappheit beruhen. Mit ökologischer Knappheit ist sowohl die beschränkte

⁹ Heijungs et al. (1992)

¹⁰ Steen und Ryding (1992)

¹¹ Ahbe et al. (1990)

¹² BUWAL (1991)

¹³ z.B. British "Landbank", CE/IDES, P-Methode (siehe Ecosite (1998))

¹⁴ Schmidt-Bleek (1993)

¹⁵ Goedkoop (1995)

¹⁶ VNCI (1991)

¹⁷ Basierend auf der älteren DTI-Methode.

¹⁸ Schmitz et al. 1995

¹⁹ Ökologische Knappheit (Ahbe et al. 1990), (Lindfors et al. 1995), (Braunschweig et al. 1994), (Schmitz et al. 1995); Experten basierte qualitative Methode (VNCI 1991); Umwelteffekt-Kategorien-Methode Nr. 1 und 2 (Baumann et al. 1993); "Environmental priority strategies in product design system", Version 2.0 (Steen und Ryding 1992); Tellus Methode (Tellus 1992); Kritische Volumen (Habersatter 1991); Ecoindicator 95 (Goedkoop 1995); und, UBA Berlin (Schmitz et al. 1995).

Verfügbarkeit natürlicher Ressourcen als auch die beschränkte Kapazität der Natur für die Aufnahme von Schadstoffen gemeint. Daher wird für Ressourcen und Schadstoffe ein kritischer Fluss bestimmt, welcher die kritische Menge von Umweltbelastungen pro Zeiteinheit angibt. Der kritische Fluss wird so definiert, dass er langfristig für die Umwelt tragbar sein sollte ohne dass dabei irreversible Schäden entstehen, während ein höherer Fluss bereits nicht tolerierbare Schäden verursachen würde. Die ökologische Knappheit steigt mit jeder Zunahme des Ist-Flusses. Der Ist-Fluss einer jeden Umwelteinwirkung wird mit dem kritischen Fluss verglichen um ein Mass für die Knappheit zu erhalten. Braunschweig und Müller-Wenk (1993) definieren den sogenannten Ökofaktor. Durch Multiplikation des Ökofaktors mit dem Ist-Fluss erhält man Umweltbelastungspunkte, welche dimensionslos und dadurch aggregierbar sind. Die Umweltbelastungspunkte der erfassten Umwelteinwirkungen werden summiert und dienen als Mass für die potentiellen Umweltauswirkungen des untersuchten Systems.

Auswertung

Der letzte und jüngste Baustein der Ökobilanzmethodik gemäss der von der ISO definierten Struktur ist die *Interpretation*. Er ersetzt und erweitert die Funktion des Improvement Assessments, welches im SETAC Code of Practice vorgesehen war. Das eigentliche Ziel der Interpretation ist eine Art Qualitätskontrolle der durchgeführten LCA. Dabei sollen Fragen wie "Was bedeuten die unterschiedlichen Werte?", "Wie genau sind die Resultate?" oder "Wurde die Analyse in Übereinstimmung mit der Zieldefinition durchgeführt?" abgeklärt werden. Wichtige Instrumente der Interpretationsphase sind Relevanzanalysen (Analyse der Relevanz einzelner Prozesse und Substanzen für das Resultat), Sensitivitätsanalysen und Konsistenzkontrollen. Ein erstes Draft der ISO Arbeitsgruppe für die Definition der Interpretationsphase ist zur Zeit noch in Bearbeitung.

E.2 Grenzen der gegenwärtigen Wirkungsabschätzungsmethoden

Im folgenden Abschnitt werden einige generelle Kommentare zu der gegenwärtigen LCIA-Praxis dargestellt. Braunschweig et al. (1996) argumentieren, dass verschiedene Ökobilanzanwendungen auch verschiedene LCIA Methoden benötigen könnten. Nachdem diese Autoren den Gebrauch quantitativer Methoden für die Bilanzbewertung empfehlen, ziehen sie jedoch die Schlussfolgerung, dass die Bilanzbewertung grundsätzlich mit einem vom Anwendungsfall unabhängigen Bewertung gemacht werden sollte, obwohl die Bewertungsfaktoren innerhalb der Bewertungsmethode je nach Entscheidungsträger und Zusammenhang ändern können. Die Verwendung verschiedener Bewertungsmethoden für das gleiche Objekt kann zu unterschiedlichen Schlussfolgerungen führen, besonders wenn Methoden auf der Basis des distance-to-target Ansatzes mit anderen Bewertungsmethoden verglichen werden (Braunschweig et al. 1996).²⁰ Auch Volkwein et al. (1996) bestätigen implizit, dass widersprüchliche Ergebnisse auf der Ebene der Bilanzbewertung möglich sind, wenn verschiedene Bewertungsmethoden angewandt werden. Im Falle von widersprüchlichen Ergebnissen empfehlen die Autoren eine kritische Neubeurteilung der Bilanzbewertung, des Impact

²⁰ Gemäss den Autoren liegt dies an den grundlegenden Annahmen, regional unterschiedlicher Umweltbedingungen und Unterschieden zwischen gesetzlichen und anderen Grenzwerten, welche auch von kulturell bedingten Wertvorstellungen, sowie von Annahmen der Methodenentwickler abhängen.

Assessments, und des Ökoinventars, was einen unendlichen Prozess auszulösen scheint. Aufgrund der oben diskutierten Diskrepanzen zwischen verschiedenen Bewertungsmethoden wird oft vorgeschlagen (vgl. z.B. Braunschweig et al. (1996)) verschiedene Bewertungsmethoden und Bewertungsfaktoren parallel anzuwenden.

Volkwein et al. (1996) identifizieren Mängel innerhalb der bestehenden Bewertungsmethoden, z.B. eine Vermischung von Characterisation und Bilanzbewertung, die Verwendung einer zu beschränkten Anzahl von Bewertungskriterien, inklusive Kriterien, welche wissenschaftlichen Erkenntnissen widersprechen²¹, nicht ausreichend zur Verfügung gestellte Informationen zur Aggregation verschiedener Bewertungskriterien bei den Panel-Methoden und Fehlen eines geeigneten Impact Assessments spezifischer Umwelteffekte des untersuchten Systems. Finnveden und Lindfors (1997) schreiben etwas allgemeiner, dass aufgrund ethischer und ideologischer Werte, welche in die Bilanzbewertung einfließen, verschiedene Bewertungsmethoden und Bewertungsfaktoren zu unterschiedlichen Ergebnissen führen können wenn sie auf spezifische Fallstudien angewendet werden. Zudem sagt die ISO dass keine wissenschaftliche Grundlage für die Aggregation von Ökobilanzresultaten auf einem einzigen Wert vorliegen (ISO 1996). Potting und Hauschild (1997a) bemerken, dass die bestehenden methodischen Inkonsistenzen die Glaubwürdigkeit von Ökobilanzen ernsthaft beeinträchtigt. Eine Weiterentwicklung des Impact Assessments ist daher von vitaler Bedeutung für die Glaubwürdigkeit von Ökobilanzen.

Wie oben kurz zusammengefasst, sind LCIA und Bilanzbewertung mit hohen Unsicherheiten und inneren Widersprüchen behaftet, dennoch können diese Instrumente für viele Anwendungen sehr nützlich sein. Die verschiedenen Methoden sind jedoch noch nicht vollständig etabliert. Weitere Entwicklungen sind in diesem Bereich zu erwarten und daher können zur Zeit noch keine endgültigen Aussagen gemacht werden. Zudem sollten weitere Instrumente wie Umweltverträglichkeitsprüfungen für standortspezifische Einwirkungen und Risk Assessment für Unfälle parallel zu Ökobilanzen eingesetzt werden, um eine vollständigere Beurteilung zu ermöglichen.

²¹ Auch Potting und Hauschild (1997a) erwähnen dieses Problem: "There is an ongoing discussion as to whether an impact assessment should be part of LCA. The crux of the debate lies in the limited accordance between the impact predicted by life-cycle impact assessment and the expected occurrence of actual impact." und "The main problem with life-cycle impact assessment consists in the absence of true relationships between interventions and environmental effects."

Anhang F Auswirkungen der Radioaktiven Emissionen auf die Gesundheit

Gemäss UNSCEAR (1993) liegt die durchschnittliche weltweit wirksame Kollektivdosis, welche von Emissionen der Kohlekraftwerke herrührt, bei 20 Personen-Sievert pro Gigawattjahr (Personen-Sv/GWJahr). Wenn jedoch chinesische Kohle, welche besonders hohe Gehalte radioaktiver Elemente aufweist, ausgeschlossen wird, liegen die radioaktiven Emissionen von Kohlekraftwerken für eine typische neue und eine alte Anlage bei 0.5 resp. bei 6 Personen-Sv/GWJahr. Die totale Dosis der Kohleförderung ist im Vergleich dazu vernachlässigbar.

Für die Kernenergiekette schätzt dieselbe Quelle, dass ungefähr 3 Personen-Sv/GWJahr verursacht werden durch lokale und regionale Komponenten von radioaktiven Emissionen aus der Förderung, Uranerzaufbereitung (vor allem Emissionen der Schlamnteiche während dem Betrieb), Brennelementherstellung, Kraftwerksbetrieb (dieser Prozess liefert 1.3 Personen-Sv/GWJahr), Wiederaufarbeitung und Transport. Zudem wurden ungefähr 200 Personen-Sv/GWJahr für die Endlagerung von festen Abfällen und verschiedenen globalen Auswirkungen geschätzt: Radon-Emissionen von stillgelegten Förderungs- und Uranerzaufbereitungsanlagen integriert über 10'000 Jahre (150 Personen-Sv/GWJahr); Endlagerung von schwach- und mittelaktiven Abfällen aus dem Reaktorbetrieb und der Wiederaufarbeitung (ungefähr 0.6 Personen-Sv/GWJahr); und, weltweite Dispersion von Radionukliden integriert über 10'000 Jahre nach ihrer Freisetzung (50 Personen-Sv/GWJahr). Die normalisierte wirksame Kollektivdosis der Arbeiter in der Kernenergie-Industrie wird von UNSCEAR (1993) auf ungefähr 15 Personen-Sv/GWJahr geschätzt. Unter Annahme eines durchschnittlichen Risikofaktors von 0.05 tödlichen Krebsfällen pro Personen-Sievert beträgt das geschätzte kumulative Risiko von radioaktiven Emissionen über 10'000 Jahre für die Bevölkerung weltweit 10.2 tödliche Krebsfälle pro GWJahr bei der Kernenergiekette und 1 tödlicher Krebsfall pro GWJahr bei der Kohlekette.

Krewitt et al. (1997) haben die externen Kosten von Stromerzeugungssystemen für Deutschland im Rahmen des ExternE Projektes der EC-DG-XII/USDOE untersucht. Das Ziel dieses Projektes ist eine Beurteilung externer Kosten verschiedener Stromerzeugungssysteme. Die Studien der Kernenergiekette umfassen die Umwelteinwirkungen durch den normalen Betrieb aller Anlagen innerhalb der Kette, sowie von potentiellen Grossunfällen in einzelnen Kernkraftwerken und während dem Transport radioaktiver Materialien.

In der Analyse (Krewitt et al. 1997) eingeschlossen sind auch die gesamten Gesundheitsauswirkungen für die Bevölkerung. Die gesamten Todesfälle (akute und chronische) des Normalbetriebes werden in den Resultaten der Zusammenfassung nicht ausdrücklich erwähnt. Der Grund dafür ist, dass die Autoren es vorziehen, Gesundheitsschäden in sogenannten "Verlorenen Lebensjahren" (Years of Life Lost YOLL) auszudrücken. Für den Vergleich mit anderen Referenzen, und indem die Resultate in Todesfällen/GWJahr errechnet werden, ohne dass dabei die Konsequenzen von troposphärischem Ozon, globaler Erwärmung und Unfällen einbezogen werden, erhalten wir ungefähr:

Strommix in Ökobilanzen

	Todesfälle/GWJahr
Erdöl	319
Braunkohle	148
Steinkohle	122
Erdgas (GuD)	40
Kernenergie	16
Photovoltaik (Dachanlage)	14
Wind	3

Von den 16 Todesfällen/GWJahr der Kernenergienutzung beruhen 9 auf tödlichen Krebserkrankungen aufgrund radioaktiver Emissionen (Gesundheitsauswirkungen integriert über 10000 Jahre, einschliesslich der Auswirkungen der Radonfreisetzung aus stillgelegten Schlammteichen der Uranerzaufbereitung (nach UNSCEAR 1993) und der Freisetzung radioaktiver Isotope aus der Endlagerung radioaktiver Abfälle). Das berechnete Risiko durch schwere Unfälle von deutschen Kernkraftwerken ist mit 0.013 tödlichen Krebsfällen/GWJahr vernachlässigbar.

CEPN (1994) schätzte, dass die totale Kollektivdosis der Bevölkerung für die gesamte französische Kernenergiekette (ohne Unfälle) integriert über 100'000 Jahre 114 Personen-Sv pro GWJahr beträgt. Gemäss derselben Quelle ist die gesamte Kollektivdosis der Arbeiter in der Kernenergie-Industrie 25 mal geringer. Unter der Annahme desselben durchschnittlichen Risikofaktors wie oben, werden für die Bevölkerung ungefähr 5.7 Krebsfälle pro GWJahr geschätzt. CEPN (1994) nimmt allerdings an, dass keine Rn-222 Langzeitemissionen aus stillgelegten Schlammteichen der Uranerzaufbereitung entstehen. Wenn dagegen die Resultate von UNSCEAR (1993) für die Auswirkungen dieser Emissionen an den USEPA Emissionsgrenzwert für die Stilllegung von Schlammteichen der Uranerzaufbereitung angepasst und über 100'000 Jahre integriert werden, berechnet sich ein Wert von ungefähr 250 Personen-Sv/GWJahr (1000 Personen-Sv/GWJahr, wenn keine Stilllegungsmassnahmen berücksichtigt würden).

Dies würde bedeuten, dass unter der Annahme desselben Risikofaktors wie oben, zusätzlich 12.5 tödliche Krebsfälle/GWJahr zu den Resultaten von CEPN (1994) addiert werden müssten, um die durchschnittlichen weltweiten Bedingungen von Schlammteichen der Uranerzaufbereitung zu berücksichtigen. Dies entspricht einer gesamten radiologischen Auswirkung der Kernenergiekette von 18 tödlichen Krebsfällen pro GWJahr. Die Auswirkungen schwerer Unfälle werden von CEPN im schlimmsten Szenario auf 0.16 tödliche Krebsfälle pro GWJahr geschätzt.

Allerdings ist Vorsicht geboten beim Vergleich der berechneten Auswirkungen radioaktiver Freisetzungen aus der Kernenergiekette auf die Bevölkerung mit Todesfällen, welche auf nicht-radioaktiven Emissionen anderer Energiesysteme beruhen. Tatsächlich beruhen die beschriebenen radiologischen Auswirkungen der Kernenergiekette beinahe vollständig auf Langzeitemissionen und globaler Dispersion radioaktiver Isotope, unter der Annahme, dass radiologische Auswirkungen selbst bei extrem niedrigen individuellen Dosen auftreten.

Anhang G Zusammengefasste Resultate von Ökobilanzen heutiger Stromerzeugungssysteme

Dieser Abschnitt soll dem Ökobilanzanwender helfen, die wichtigsten Unterschiede zwischen den Umwelteinwirkungen aktueller Stromerzeugungssysteme zu verstehen. Tabelle G.1 zeigt ausgewählte Resultate der Ökoinventare von Frischknecht et al. (1996) normalisiert auf den maximalen Wert einer jeden Umwelteinwirkung. Vier verschiedene Farbtintensitäten werden verwendet um die Grössenordnung der Werte in Tabelle G.1 hervorzuheben. Einige wichtige Konsequenzen für die Inventare bei der Verwendung von UCPTe Strommischen für die meisten Strombedarfe werden im Text hervorgehoben. Zusätzlich können die Informationen in Tabelle G.1, welche ein Beispiel für die Anwendung von Impact Assessment für Stromerzeugungssysteme darstellt, von Nutzen sein.

Im Vergleich sind die folgenden Systeme eingeschlossen: durchschnittliche fossile, Kern- und Wasserkraftsysteme der UCPTe, sowie Photovoltaik (grosse Anlagen, integrierte und nicht integrierte Schrägdach 3 kW_{peak} Einheiten) und Windanlagen für durchschnittliche schweizerische Standorte. Die Resultate der schweizerischen Öl-, Kernenergie- und Wasserkraftsysteme unterscheiden sich jedoch nicht stark von den Werten der UCPTe. Deutliche Unterschiede im Ökoinventar können innerhalb eines jeden Systems bei spezifischen Anlagen vorkommen (z.B. Stand der Technik gegenüber bereits in Betrieb stehenden älteren Kraftwerken; Unterschiede bez. der Brennstoffart und dessen Herkunft, wie im Falle von Erdgas; etc.). Details werden hier allerdings nicht behandelt.

Die Kernenergie hat die höchste Flächeninanspruchnahme ($m^2 \times \text{Jahre}$) der Kategorie II-III¹, die durch die angenommenen Langzeitemissionen aus den Schlammteichen der Aufbereitungsanlagen verursacht ist (siehe (Frischknecht et al. 1996)). Die Ölkette zeigt die höchste Flächeninanspruchnahme des Meeresbodens im Bereich des Kontinentalshelms (Benthos) und der Kategorie II-IV.

Gegenwärtige Photovoltaik Systeme haben einen hohen Stromverbrauch, z.B. für die Reinigung von Silizium. Daher wird ihr Ökoinventar besonders stark von der Wahl des Strommixes beeinflusst (in Frischknecht et al. (1996) zumeist UCPTe-Mix).

Alle erneuerbaren Systeme haben einen höheren Materialverbrauch als Kernenergie und die meisten fossilen Systeme.

Der Transportaufwand für Steinkohle und Erdöl ist aufgrund des Ferntransports mit Frachtschiffen, Tankern, und Zügen ziemlich hoch. Auch andere erneuerbare Systeme als Wasserkraft haben einen hohen Transportaufwand, einerseits direkt durch den hohen Materialeinsatz und andererseits indirekt durch den Stromverbrauch. Der Transportaufwand ist Mittel für Braunkohle und Kernenergie und gering für Wasserkraft.

¹ Flächenkategorien: I=Natürlich; II="Modifiziert"; III=Kultiviert; IV=Bebaut (Frischknecht et al. 1996).

Bei allen Verbrennungsprodukten haben fossile Systeme die höchsten Emissionen, mit Kohleenergiesystemen an der Spitze bezüglich der meisten Schadstoffe. Fossile Systeme (mit Braunkohle als schlechtestes und Erdgas als bestes System) haben um zwei Grössenordnungen höhere CO₂-Emissionen als Wind-, Kern- und Wasserkraftsysteme und eine Grössenordnung höhere CO₂-Emissionen als Photovoltaikanlagen.

Je vier Kategorien radioaktiver Emissionen in die Luft und ins Wasser sind in Frischknecht et al. (1996) angegeben, welche durch Summierung der Radioaktivität (im Bezug auf die relevante Masse) verschiedener Isotope berechnet wurden². Da die Rangfolge der Energiesysteme für alle vier Klassen radioaktiver Wasseremissionen gleich ist, wird hier nur eine Klasse abgebildet. Die Emissionen radioaktiver Gase in die Luft sowie die radioaktive Emissionen ins Wasser sind von der Kernenergiekette dominiert. Für diese Radionuklidklassen stammen die meisten der berechneten Emissionen bei der Kohlekette und fast alle bei den anderen Energieketten von indirekten Quellen, insbesondere von den Strombezügen. Es wurde hauptsächlich der UCPTM-Mix verwendet, welcher sich zu 37% aus Kernkraft zusammensetzt. Daher unterscheiden sich nukleare und nichtnukleare Energiesysteme bezüglich der meisten der erwähnten Emissionsklassen um einen Faktor, welcher sich aus dem Produkt von 0.37 und dem Anteil der Strombezüge pro erzeugtem Strom je Energiesystem berechnet. Dagegen sind die berechneten Massen von Aerosol- und Aktinide-Emissionen der Kohle- und der Kernenergiekette aufgrund der direkten Emissionen von Kohlekraftwerken vergleichbar. Allerdings haben sie ein unterschiedliches Isotopenspektrum mit unterschiedlichen potentiellen Auswirkungen auf die menschliche Gesundheit, welche auf der Ebene des Ökoinventars nicht quantifiziert werden.

Bei den ausgewählten Wasseremissionen liegt eine kompliziertere Situation vor, wobei die Wasserkraftwerke eindeutig am wenigsten Emissionen verursachen. Die Energiekette der Erdgasturbinen und die Kernkraftkette sind die Zweitbesten. Wind und Photovoltaik liegen im Mittelfeld. Erdölsysteme haben die höchsten Emissionen von Chloriden, Ammoniak, aromatischen Kohlenwasserstoffen, sowie Fetten und Ölen ins Meerwasser. Braunkohle hat die höchsten Sulfatmissionen, während Steinkohle die höchsten Zinkmissionen als Indikator für Schwermetalle aufweist.

Bei einer generellen Betrachtung von Tabelle G.1 stellt man fest, dass fossile und erneuerbare Systeme (ausser Wasserkraft) den höchsten Anteil nicht-radioaktiver fester Abfälle aufweisen, während Kernenergie und Wasserkraft die geringsten Anteile haben. Ein anderes Bild liegt dagegen bei aufbereiteten radioaktiven Abfällen vor, welche mit wenigen Ausnahmen³

² Die radioaktiven Emissionen sämtlicher Isotope werden ohne Äquivalenzfaktoren zusammengerechnet. Allerdings sollte die Rangfolge zwischen den berücksichtigten europäischen Stromerzeugungssystemen nicht substantiell ändern, wenn statt dessen die Auswirkungen (sowohl potentielle als auch mit einem standort-spezifischen Ansatz berechneten Auswirkungen) berücksichtigt würden. Dies liegt daran, dass die meisten kategorisierten radioaktiven Emissionen aus der Kernenergiekette über Strombezüge in andere Energiesysteme "exportiert" werden. Diese Aussage sollte jedoch nicht ohne weitere Abklärungen auf Kohlesysteme ausserhalb Europas ausgedehnt oder Resultate eines standortspezifischen Impact Assessment durch diese Ökobilanzresultate vorweggenommen werden. Dies liegt daran, dass der angenommene Strommix für Ökobilanzen, der Gehalt von Spurenelementen im Brennstoff sowie die Wirkungsgrade der Aschezurückhaltung und der Steinkohleanlagen in anderen Situationen deutlich ändern kann (z.B. in China, wo Kohle einen relativ hohen Gehalt radioaktiver Substanzen aufweist, vgl. UNSCEAR (1993)).

³ Radioaktivität aus der Erdölförderung. Schwachradioaktive Aschen aus der Kohlekette werden nicht berücksichtigt in der Klasse schwachradioaktiver Abfälle in Frischknecht et al. (1996).

Strommix in Ökobilanzen

praktisch ausschliesslich aus der Kernenergiekette stammen. Die relativ hohen Werte für die Photovoltaiksysteme rühren vom Stromverbrauch für die Herstellung der Zellen und der Paneele her.

Die Gesamtemissionen der wichtigsten Schadstoffe zukünftiger Stromerzeugungssysteme werden deutlich reduziert im Vergleich zu heute in Betrieb stehenden Systemen (vgl. z.B. Abbildung 22 für Treibhausgasemissionen heutiger und zukünftiger Systeme). Aufgrund beträchtlicher Fortschritte moderner Kraftwerkstechnologien für fossile Brennstoffe steigt die relative Bedeutung anderer Prozesse innerhalb der Prozesskette. Die Fortschritte sind besonders wichtig für Schadstoffe wie Stickoxide und Schwefeloxide. Allerdings wird sich die Rangfolge zwischen den einzelnen Stromerzeugungssystemen kaum wesentlich ändern. Daher sind die meisten der oben beschriebenen Schlussfolgerungen zu den verschiedenen Umwelteinwirkungen auch für zukünftige Systeme noch gültig. Die spezifischen Emissionen werden hier nicht angegeben. Die Luftemissionen zukünftiger Systeme für mögliche Anwendungen in der Schweiz können in (Gantner et al. 1998) and (Dones et al. 1996) nachgeschlagen werden.

Strommix in Ökobilanzen

	Braunkohle UCPTE	Steinkohle UCPTE	Öl UCPTE	Brenngas UCPTE	Gasturbine 10 MW	Nuklear UCPTE	Wasserkraft UCPTE	PV Anlage CH (a)		3kWp PV Schraegdach- anlage CH (b)		Wind CH (c)
								min.	max.	min	max	
Flächeninanspruchnahme II-III	6.6E-2	4.8E-2	1.4E-2	9.5E-3	3.7E-3	1.0E+0	4.7E-2	6.9E-2	1.3E-1	7.0E-2	1.3E-1	3.4E-2
" Benthos II-III	8.1E-3	3.7E-2	1.0E+0	2.8E-1	5.1E-1	5.2E-3	1.1E-3	6.6E-2	8.2E-2	4.2E-2	6.7E-2	2.1E-2
" II-IV	1.5E-1	6.8E-1	1.0E+0	3.9E-1	4.7E-1	7.8E-2	4.2E-2	3.0E-1	3.4E-1	1.7E-1	2.6E-1	1.1E-1
" III-IV	2.0E-2	2.4E-2	1.2E-2	1.9E-2	7.3E-3	8.7E-4	4.6E-4	1.4E-2	1.0E+0	8.2E-3	9.6E-3	5.1E-3
" IV-IV	5.5E-5	1.9E-4	5.4E-4	6.2E-5	1.4E-5	7.5E-5	1.2E-5	1.0E-3	9.4E-1	9.2E-1	1.0E+0	5.2E-4
Pot. Energie Wasserkraft	4.9E-3	6.9E-3	4.3E-3	1.0E-3	6.5E-4	1.6E-3	1.0E+0	3.3E-2	5.4E-2	3.1E-2	5.7E-2	2.1E-3
Rohbraunkohle	1.0E+0	4.7E-3	3.0E-3	6.4E-4	4.4E-4	5.7E-4	1.6E-4	1.7E-2	3.2E-2	1.8E-2	3.3E-2	1.1E-3
Rohfördersteinkohle	7.7E-3	1.0E+0	8.1E-3	6.6E-2	4.0E-3	6.9E-3	1.6E-3	6.0E-2	1.0E-1	4.5E-2	8.1E-2	1.7E-2
Rohöl	6.5E-3	3.5E-2	1.0E+0	1.7E-2	4.9E-3	3.4E-3	1.0E-3	5.6E-2	6.8E-2	3.4E-2	5.4E-2	1.8E-2
Erdgas	3.3E-3	4.5E-3	2.0E-3	5.9E-1	1.0E+0	3.9E-3	1.5E-4	2.1E-2	2.9E-2	1.7E-2	2.8E-2	6.3E-3
Uran	1.2E-2	1.7E-2	1.1E-2	2.3E-3	1.6E-3	1.0E+0	5.7E-4	6.2E-2	1.2E-1	6.5E-2	1.2E-1	4.2E-3
Wasser	7.1E-3	8.7E-3	7.4E-3	1.2E-3	6.7E-4	1.9E-3	1.0E+0	3.4E-2	5.6E-2	3.2E-2	5.8E-2	2.2E-3
Strom	8.8E-2	1.5E-1	8.8E-2	2.9E-2	0.0E+0	1.2E-1	5.9E-2	5.3E-1	9.7E-1	5.3E-1	1.0E+0	2.9E-2
Materialien (total)	8.3E-2	2.0E-1	7.4E-2	9.7E-2	5.1E-2	4.5E-2	1.6E-1	9.3E-1	1.0E+0	2.6E-1	6.2E-1	2.9E-1
Kalkstein	7.9E-1	9.3E-1	1.8E-1	8.4E-2	9.4E-2	6.8E-2	2.8E-1	6.5E-1	1.0E+0	3.0E-1	3.6E-1	6.3E-1
Kies	2.5E-2	1.1E-1	4.1E-2	1.8E-2	1.3E-2	2.7E-2	1.8E-1	3.2E-1	1.0E+0	5.9E-2	6.5E-2	2.0E-1
Stahl und Gusseisen	7.1E-2	1.9E-1	1.2E-1	1.0E-1	1.4E-1	3.1E-2	3.8E-2	7.6E-1	1.0E+0	1.5E-1	2.1E-1	5.6E-1
Kupfer	1.2E-2	9.7E-3	9.5E-3	1.0E-2	1.4E-2	5.1E-3	1.3E-4	4.4E-1	1.0E+0	1.7E-1	1.8E-1	1.9E-1
Transport Strasse	2.9E-2	2.6E-1	1.9E-1	4.3E-2	4.8E-2	4.8E-2	1.3E-2	8.8E-1	1.0E+0	4.8E-1	8.0E-1	4.4E-1
Transport Schiene	2.8E-2	1.0E+0	2.3E-1	2.3E-2	1.4E-2	1.9E-2	8.2E-3	1.3E-1	1.7E-1	7.6E-2	1.2E-1	6.5E-2
Transport Wasser	1.4E-2	1.0E+0	5.7E-1	2.3E-2	2.9E-2	1.0E-2	3.8E-3	1.6E-1	2.3E-1	8.2E-2	1.7E-1	5.0E-2
CO2 in Luft	1.0E+0	7.4E-1	6.2E-1	6.6E-1	5.5E-1	9.7E-3	2.8E-3	1.0E-1	1.6E-1	7.9E-2	1.4E-1	2.5E-2
SOx	1.0E+0	2.9E-1	6.5E-1	1.6E-2	2.1E-2	6.9E-3	7.9E-4	1.2E-1	2.8E-1	5.4E-2	9.3E-2	1.0E-2
NOx	1.0E+0	8.1E-1	9.1E-1	7.3E-1	8.9E-1	1.7E-2	5.7E-3	2.0E-1	2.4E-1	1.3E-1	2.1E-1	3.5E-2
CH4	3.2E-2	1.0E+0	3.1E-1	3.7E-1	4.8E-1	1.0E-2	2.4E-3	9.3E-2	1.4E-1	6.5E-2	1.1E-1	3.1E-2
NM VOC	2.1E-2	5.8E-2	1.0E+0	1.1E-1	1.3E-1	6.8E-3	1.6E-3	8.5E-2	9.5E-2	5.1E-2	7.5E-2	3.6E-2
BTEX-Aromaten	1.0E+0	8.9E-1	5.4E-1	3.3E-1	8.5E-3	1.0E-2	1.2E-3	1.3E-1	2.4E-1	1.3E-1	1.9E-1	2.2E-1
Benzo(a)Pyren	6.5E-2	1.7E-1	1.9E-1	7.4E-1	1.2E-1	2.7E-2	3.4E-2	6.3E-1	1.0E+0	2.0E-1	3.0E-1	5.0E-1
HCl	1.0E+0	4.4E-1	2.1E-2	1.6E-3	1.0E-3	3.4E-3	3.7E-4	4.2E-2	6.9E-2	3.7E-2	6.8E-2	1.2E-2
Hg	6.0E-1	1.0E+0	3.1E-2	2.3E-2	2.8E-2	7.0E-3	1.2E-3	1.2E-1	2.0E-1	8.3E-2	1.8E-1	1.4E-2

Tabelle G.1: Zusammenfassende Resultate nach (Frischknecht et al., 1996).

Strommix in Ökobilanzen

	Braunkohle UCPTE	Steinkohle UCPTE	Öl UCPTE	Brenngas UCPTE	Gasturbine 10 MW	Nuklear UCPTE	Wasserkraft UCPTE	PV Grossanlage CH		3kWp PV Schrägdach- anlage CH		Wind CH
								min.	max	min	max	
Rn (inkl. Ra) in Luft	1.2E-2	1.7E-2	1.1E-2	2.3E-3	1.6E-3	1.0E+0	5.7E-4	6.2E-2	1.2E-1	6.5E-2	1.2E-1	4.2E-3
Edelgase	1.2E-2	1.7E-2	1.1E-2	2.3E-3	1.6E-3	1.0E+0	5.7E-4	6.2E-2	1.2E-1	6.5E-2	1.2E-1	4.2E-3
Aerosole	4.0E-1	1.0E+0	9.7E-3	2.8E-3	1.6E-3	5.6E-1	5.7E-4	7.2E-2	1.1E-1	6.0E-2	1.1E-1	4.9E-3
Aktinide	7.3E-2	1.7E-1	1.2E-2	2.6E-3	1.7E-3	1.0E+0	6.3E-4	7.0E-2	1.3E-1	7.1E-2	1.3E-1	4.8E-3
Chloride in Wasser	2.0E-2	9.2E-1	1.0E+0	8.8E-2	1.6E-2	3.3E-2	2.5E-3	2.4E-1	7.0E-1	2.5E-1	7.1E-1	6.7E-2
Sulfate	1.0E+0	9.2E-1	7.1E-2	8.0E-2	9.7E-3	3.5E-1	1.9E-3	1.0E-1	2.3E-1	8.7E-2	2.2E-1	2.0E-2
Ammoniak als N	1.7E-2	1.2E-1	1.0E+0	5.9E-2	1.3E-2	4.8E-1	3.7E-3	1.6E-1	2.1E-1	1.2E-1	1.7E-1	5.7E-2
Fette und Öle Süsswasser	1.7E-2	5.7E-2	7.5E-1	5.4E-1	1.0E+0	1.3E-2	4.7E-3	1.9E-1	3.3E-1	1.1E-1	1.6E-1	1.5E-1
Fette und Öle Meerwasser	6.7E-3	3.5E-2	1.0E+0	3.9E-2	4.6E-2	3.5E-3	1.0E-3	5.7E-2	6.9E-2	3.4E-2	5.5E-2	1.8E-2
aromat. Kohlenwasserstoffe	7.1E-3	3.7E-2	1.0E+0	4.5E-2	5.7E-2	3.7E-3	1.3E-3	6.4E-2	7.9E-2	3.8E-2	5.9E-2	2.2E-2
Zink	1.3E-2	1.0E+0	4.2E-2	7.5E-2	1.4E-2	1.5E-2	2.2E-3	7.8E-2	1.4E-1	5.6E-2	9.9E-2	3.8E-2
Radioaktive Emissionen in Wasser	1.2E-2	1.7E-2	1.1E-2	2.3E-3	1.6E-3	1.0E+0	5.7E-4	6.2E-2	1.2E-1	6.5E-2	1.2E-1	4.3E-3
Abfälle in Inertstoffdeponie	2.1E-2	1.0E+0	1.7E-2	7.7E-2	1.5E-2	2.1E-2	9.4E-2	1.6E-1	2.5E-1	7.1E-2	1.1E-1	2.5E-2
" in Reststoffdeponie	1.0E+0	1.1E-1	2.1E-2	7.6E-3	8.4E-3	4.8E-3	2.6E-4	3.4E-2	7.3E-2	2.9E-2	5.9E-2	6.1E-3
" in Reaktordeponie	4.7E-2	5.3E-2	6.9E-2	1.8E-2	1.2E-3	4.4E-3	3.9E-4	7.6E-1	7.6E-1	9.1E-1	1.0E+0	4.4E-1
" in KVA	2.7E-4	1.9E-3	3.1E-3	5.8E-4	5.4E-4	7.8E-4	1.6E-4	9.3E-2	1.0E+0	1.3E-1	2.1E-1	3.4E-2
Sonderabfälle	7.1E-2	1.1E-1	3.0E-1	1.0E-2	5.1E-3	1.3E-2	3.1E-3	8.5E-1	8.5E-1	9.1E-1	1.0E+0	8.9E-3
Abfälle in Landfarming	8.0E-3	3.7E-2	1.0E+0	2.6E-1	4.7E-1	5.2E-3	1.1E-3	6.6E-2	8.1E-2	4.1E-2	6.6E-2	2.2E-2
Schwachaktive Abfälle in Deponie	1.1E-2	1.9E-2	1.8E-2	3.8E-3	4.0E-5	1.0E+0	1.1E-2	6.7E-2	1.2E-1	6.7E-2	1.2E-1	3.8E-3
Schwach-/Mittelaktive "	1.2E-2	1.7E-2	1.1E-2	2.3E-3	1.6E-3	1.0E+0	5.7E-4	6.2E-2	1.2E-1	6.5E-2	1.2E-1	4.3E-3
Hochaktive "	1.2E-2	1.7E-2	1.1E-2	2.3E-3	1.6E-3	1.0E+0	5.7E-4	6.2E-2	1.2E-1	6.5E-2	1.2E-1	4.3E-3

- (a) Strom ab 3kWp Schrägdachanlage m-Si Lam/int, m-Si Pan/auf, p-Si Lam/int, und p-Si Pan/auf.
 (b) Strom ab 100 kWp SSW- und PHALK 500-Anlage
 (c) Windmix CH

Fortsetzung Tabelle G.1: Zusammenfassende Resultate nach (Frischknecht et al., 1996).