
Struktur und Dynamik
von Energiesystemen
auf Basis erneuerbarer Energien

Dissertation
zur Erlangung des Grades
Doktor der Naturwissenschaften (Dr. rer. nat.)

im Fachbereich Umweltwissenschaften

der Universität Lüneburg

vorgelegt von

Dipl. Phys. Harry Lehmann
Aachen

Erstgutachter: Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Ruck

Zweitgutachter: Prof. Dr.-Ing. Hellmut Glubrecht

Danksagung

gewidmet meiner Familie Anja, Leonard und Roman

Vielen Menschen müsste ich für ihren Beitrag zu meiner Entwicklung, zu diesen Studien und letztlich meiner Promotion danken.

Ich beschränke mich auf jene, die mir - auch wenn sie es vielleicht selber nicht wahrgenommen haben, „Entscheidendes“ oder „Geduldiges“ geschenkt haben.

Zuallererst Wolfgang Ruck, der durch seine „Adoption“ eines Promovenden diese Dissertation ermöglicht und unterstützt hat.

Hellmut Glubrecht sei gedankt dafür, dass er seit Jahren auffordert, motiviert und nun als zweiter Gutachter zur Verfügung steht.

Für ihre Ideen und Kritik zu den Inhalten meiner Arbeiten, aber auch für die Mahnungen, endlich den „Führerschein“ zu machen, möchte ich Friedrich Schmidt-Bleek, Wolfgang Sachs, Wolfgang Palz und dem leider viel zu früh verstorbenen Michael Meliß danken. Besonders möchte ich meinem Freund Hermann Scheer für fast zwei Jahrzehnte (nicht widerspruchsfreien) Diskurs danken.

Es sei zweien gedankt, die vor langer Zeit geholfen haben meinen Weg zu finden: Hans Reithler, meinem „Diplombetreuer“, und Hans Fahr, der mir meine erste Chance zur Promotion in der Astrophysik bot. Diese habe ich leider nicht vollendet.

Letztlich sei allen Freunden, Kollegen und Mitarbeitern gedankt, die zu diesem Werk beigetragen haben.

1) INHALTSANGABE

1) : Inhaltsangabe.....	5
2) : Einleitung	9
3) : Zukunftsfähige Energieversorgung	15
3.1 „Sustainable Development“	15
3.1.1 Die Ökologische Dimension - das Vorsorgeprinzip	16
3.1.2 Die soziale und ökonomische Dimension	20
3.2 Energieversorgung und „Sustainability“	21
3.2.1 Energiewirtschaft und Klima	22
3.2.2 Energiewirtschaft und Nuklearenergie	27
3.2.3 Energieversorgung und Versorgungssicherheit.....	29
3.3 Ziele einer nachhaltig zukunftsfähigen Energieversorgung	35
4) : LTI-Projekt : regenerative Versorgung der EU und der BRD	39
4.1 Annahmen der Szenarien	40
4.1.1 Das „Fair Market“-Szenario	41
4.1.2 Das „Sustainable“ Szenario	41
4.2 Ergebnisse der Szenarien.....	44
4.2.1 Das „Fair Market“-Szenario	44
4.2.2 Das „Sustainable“ Szenario	47
4.2.3 Vergleichende Analyse der beiden Systeme	50
4.3 LTI Projekt: Sensitivitätsanalyse	52
4.3.1 Funktioniert dieses System das ganze Jahr?	52
4.3.2 Sind die Einführungskurven realistisch?	53
4.3.3 Reichen die Potenziale der erneuerbaren Energien ?	55
4.3.4 Ist eine 100%ige Versorgung realisierbar ?	55
4.4 Teilanalyse Deutschlands im Sustainable Szenario	56
4.4.1 Stromverbrauch:.....	56
4.4.2 Variante 1 - „gleichmäßige“ Verteilung.....	58
4.4.3 Variante 2 - „optimierte Verteilung“	61
4.4.4 Zusammenfassung und Vergleich der Ergebnisse.....	64
4.5 Schlussfolgerungen	65
5) : Simulation der Dynamik von Versorgungssystemen	69
5.1 Notwendige zeitliche und räumliche Auflösung der Simulation	70
5.2 Aufbau des Simulationsmodells.....	72
5.3 Ablauf der Simulation.....	74
5.4 Das Verbrauchermodell	75

5.4.1	Der Berechnungsalgorithmus	78
5.5	Das Energieversorgungsmodell.....	83
5.5.1	Simulation der Energieversorgungs-komponenten.....	86
5.6	Ergebnisse	97
5.7	Tests der Module.....	99
5.8	Beispiel einer Simulation eines Versorgungssystems.....	102
6) : Energy Rich Japan-Projekt:		
	Solare Vollversorgung Japans.....	107
6.1	ERJ Projekt : Potenzial der Steigerung der Energieeffizienz in Japan.....	108
6.2	Solare Vollversorgung Japans - Methodik.....	111
6.2.1	Entwurfsmethodik	112
6.2.2	Elektrizität.....	112
6.2.3	Wärme.....	114
6.2.4	Brennstoffe	116
6.3	Solare Vollversorgung Japans - Installationsmengen.....	117
6.3.1	Sonnenenergie	117
6.3.2	Wasserkraft:	118
6.3.3	Windenergie:.....	119
6.3.4	Geothermie.....	119
6.3.5	Brennstoffe aus erneuerbaren Quellen - KWK, Spitzenkraftwerke und Wärmerzeugung	120
6.4	Solare Vollversorgung Japans - Produktionsmengen.....	123
6.4.1	Elektrizität.....	123
6.4.2	Wärme.....	125
6.4.3	Brennstoffe	126
6.4.4	Zusätzliche Szenarien.....	127
6.5	Solare Vollversorgung Japans - Dynamik und Versorgungssicherheit...	130
6.5.1	Das zeitaufgelöste Energienachfragemodell für Elektrizität des ERJ-Modells	132
6.5.2	Die Simulation der elektrischen Versorgung des ERJ- Modells.....	134
6.5.3	Simulationsreihenfolge: Betriebstrategie.....	137
6.5.4	Die Dynamik des Versorgungssystems	138
6.6	Schlussfolgerungen	142
7) : Struktur und Dynamik solarer Versorgungssysteme		
7.1	Energienachfrage und Effizienzpotenziale	154
7.1.1	Anfänglicher Endenergiebedarf der Szenarien	154
7.1.2	Übersicht der Annahmen der Effizienzmodelle:.....	156
7.1.3	Resultierende Energienachfrage	158
7.1.4	Nachfrage nach Elektrizität	161
7.1.5	Wärmebedarf	164

7.2 Energieversorgung	168
7.2.1 Elektrizitätsversorgung.....	168
7.2.2 Brennstoffversorgung.....	177
7.3 Schlussfolgerungen	178
8) : Zusammenfassung.....	181
9) : Literatur.....	183
10) : Anhang A : Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“	193
10.1 Enquete Bundestag - Ziele für ein nachhaltiges Energiesystems	193
10.1.1 Ökologische Ziele.....	194
10.1.2 Soziale Ziele	195
10.1.3 Ökonomische Ziele	195
10.2 Enquete Bundestag: Potenziale und Szenarien für die Entwicklung in Deutschland.....	197
10.2.1 Zielszenarien für Deutschland	198
10.2.2 Handlungsspielräume bei der Erreichung der Klimaschutzziele	201
10.2.3 Energieeffizienz.....	203
10.2.4 Erneuerbare Energien.....	204
10.2.5 Sekundärenergieträger	205
10.2.6 Nachhaltigkeit der Szenarien sehr unterschiedlich	205
10.3 Nachhaltige Energiewirtschaft durch effiziente Energietechnologien und erneuerbare Energien	206
11) : Anhang B: Dynamik des japanischen Energieversorgungssystems auf Basis der ERJ Studie	211
12) : Abbildungsverzeichnis.....	265
13) : Tabellenverzeichnis.....	273

2) EINLEITUNG

Die vorliegende Arbeit ist eine zusammenfassende Auswertung verschiedener Studien, Veröffentlichungen und Kommissionsberichte, an denen der Autor dieser Promotion in den letzten 15 Jahren mitgearbeitet hat.

Die Frage nach der Struktur und der Möglichkeit einer solaren Vollversorgung ist in den achtziger Jahren an verschiedenen Stellen diskutiert worden. Die Motivation war zu diesem Zeitpunkt vornehmlich der Ausstieg aus der Atomenergie und die drohende Klimaveränderung durch die Nutzung fossiler Treibstoffe. Die damals noch nicht so weit entwickelten Technologien zur Energieeinsparung und zur Nutzung erneuerbarer Energien, die fehlenden Betriebserfahrungen und die noch mangelhafte Datenbasis zu Potenzialen führte manchmal zu einfachen Vorstellungen einer solaren Versorgung oder zu falschen Abschätzungen der Möglichkeiten^{<1>}. Aber der Trend war in allen Vorstellungen richtig: effiziente Energienutzung und erneuerbare Energietechnologien als Basis einer zukünftigen Energieversorgung.

In der ersten Hälfte der neunziger Jahre konnten im Rahmen der Tätigkeit am Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie die Möglichkeiten und Potenziale der erneuerbaren Energie systematisch auf ihre Verwendbarkeit für eine solare Vollversorgung untersucht werden^{<2>}. Parallel dazu war es im Rahmen von Forschungsar-

-
1. siehe u.a.: [Meliß 1976], [Tributsch 1979], [BUND 1983], [Winter Nitsch 1986], [Lehmann 1986], [Kohler 1987], [Scheer et al. 1989], [Lehmann 1988],[Grüne 1989], [Nitsch Luther 1990], [Lehmann 1990]
 2. der Autor war von 1991 bis 2000 Mitglied des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt und Energie. Zuerst als Leiter der Systemanalyse, später auch als Leiter des Forschungsbereichs des Präsidenten

beiten, die von Eurosolar koordiniert wurden möglich, auf einer europäischen Ebene die Datenbasis (z.B. zu Potenzialen) zu verbreiten und zu verbessern.

In dieser Zeit ist neben der energie- und klimapolitischen Sicht auch die Frage der „Nachhaltigkeit“ oder „Zukunftsfähigkeit“ der Anthroposphäre und insbesondere die der Energieversorgung in der gesellschaftlichen Diskussion zunehmend in den Vordergrund gerückt. Die Erkenntnis, dass das existierende Energiesystem nicht „nachhaltig“ oder „zukunftsfähig“ war, verstärkte die Forderung nach einer Energiewende. Durch diese Diskussion wurden wiederum neue Randbedingungen eingeführt, die die Nutzung der erneuerbaren Energien einschränkten (siehe hierzu Kapitel „Zukunftsfähige Energieversorgung“)^{<3>}.

Zusammen genommen führte dies zu einer qualitativen Beschreibung der Struktur solarer Versorgungssysteme:

„Eine zukunftsfähige Energieversorgung der Zukunft wird sich auf drei Säulen stützen müssen: Erstens auf die Sonne und die erneuerbaren Energien, zweitens auf eine effiziente Nutzung der verfügbaren Ressourcen, damit die Ressourcen, die wir der Umwelt entnehmen, möglichst viel zu dem Wohlstand beitragen, den wir uns leisten wollen, und drittens auf eine bewusste Entscheidung über Grenzen des Konsums, die Suffizienz. Sonne-Effizienz-Suffizienz sind die Eckpfeiler einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft.

Um die Potenziale an Sonnenenergie und Effizienzsteigerung abzuschöpfen, bedarf es einer dezentral und regional orientierten Energieversorgung. Gleichrangig nebeneinander stehen die effiziente Nutzung der Energieressourcen und die Nutzung der vor Ort verfügbaren Ressourcen an erneuerbaren Energien, an den Küsten mehr die Windkraft, in ländlichen Gebieten mehr die Biomasse, in bebauten Gebieten Photovoltaik sowie die passive und aktive Wärmenutzung. Der Austausch der Überschüsse der Regionen mit Hilfe eines überregionalen Netzes ist ein weiteres Merkmal dieser Energieversorgungsstruktur. Dieses Netz kann ein Stromnetz oder aber auch ein Gasnetz sein, in das dezentral eingespeist wird. Der Transport von hochwertiger Biomasse ist eine weitere Möglichkeit. Dieses überregionale Netz dient auch der Speicherung von Überschüssen. Das Speichermedium kann Biogas sein oder auch mit Strom erzeugter Wasserstoff. Erst zuletzt wird in zentralen Großkraftwerken die Energie erzeugt, die noch zur Bedarfsdeckung fehlt. Zentrale Kraftwerke können Wasserkraftanlagen, Biomassekraftwerke oder thermische Kraftwerke sein. Auch Kraftwerke, die in anderen Regionen erzeugte Brennstoffe wie zum Beispiel Wasser-

3. siehe u.a.: [Altner 1995], [Enquete 1995], [Greenpeace 1993], [Pontenagel et al. 1995], [Friends of the Earth 1995], [Lehmann, Reetz 1995], [Weizsäcker et al. 1994]

stoff oder Biogas benutzen, sind Teil des zentralen Teilsystems.“ (entnommen : [Lehmann, Reetz 1995])

Diese qualitativen Aussagen, so unbefriedigend sie auch waren, wurden u.a. zum Ausgangspunkt eines Projektes, gefördert durch die europäische Kommission. Das von Olaf Hohmeyer und dem Autor initiierte Projekt „Long-Term integration of renewable energies into the European energy system“ (LTI Projekt) hat zwischen 1994 und 1998 die Möglichkeiten der solaren Versorgung Europas untersucht.

In Anbetracht der Tatsache, dass viele der für ein zukunftsfähiges Energiesystem benötigten Technologien Mitte der neunziger Jahre bereits entwickelt und erprobt waren, stellten sich zum damaligen Zeitpunkt die folgenden Fragen:

- Wie können regenerative Energien in das europäische Energiesystem mit einem ausreichend hohen Verbreitungsgrad integriert werden und funktioniert solch ein System das ganze Jahr?
- Wie kommen wir dorthin (Maßnahmen)?
- Wie hoch sind die Kosten und der Nutzen einer solchen Strategie?
- Welche weiteren ökonomischen, ökologischen und soziale Ziele können realisiert werden?
- Welches sind die wesentlichen Hindernisse und Hemmnisse für solch eine Entwicklung?

Im LTI-Projekt wurde dabei von “Extrem“-Szenarien mit sehr unterschiedlichen, aber ehrgeizigen ökonomischen, sozialen und ökologischen Zielen ausgegangen, die in den nächsten Jahrzehnten erreicht werden sollen. Denn wenn ein europäisches Energieversorgungssystem auf der Basis erneuerbarer Energien unter diesen hohen Ansprüchen darstellbar ist, ist die Realisierungsmöglichkeit eines solaren Europas mit weniger ehrgeizigen Zielen größer (siehe hierzu das Kapitel „LTI-Projekt: Regenerative Versorgung der EU und der BRD“). Das LTI-Projekt hat aufgezeigt, dass eine solare Versorgung, auch eine volle solare Versorgung Europas möglich ist. Darüber hinaus ist sie bezahlbar und schafft mehr Arbeitsplätze als durch den Technologiewechsel abgebaut werden. [LTI 1998]

Allerdings stellte sich bei der Analyse der Dynamik des Systems heraus, dass die vorhandenen Werkzeuge (Simulationsprogramme, Datenbasis) noch nicht genügend entwickelt waren, um Stunden- oder Minuten-genaue Aussagen zur Versorgungssicherheit eines solchen Systems zu machen. Damit aber war eine Opti-

mierung des Systems nur in Grenzen möglich, und die infolgedessen notwendigen Abschätzungen haben vermutlich dazu geführt, dass im LTI-Projekt viel mehr Anlagen installiert worden sind als für den sicheren Betrieb notwendig gewesen wäre.

Die vom Autor aus dem LTI Projekt gezogenen Lehren über die Struktur eines solaren Energieversorgungssystems waren [Lehmann 2000]:

- Die unterschiedlichen Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien und die Potenziale der verschiedenen Regionen müssen sich mit ihren unterschiedlichen Stärken und Schwächen gegenseitig zu einer ganzjährig funktionierenden Energieversorgung ergänzen. Insbesondere werden die zeitlichen Schwankungen bei der Bereitstellung von Energie, wie sie bei einem Teil der erneuerbaren Energietechnologien (wie z.B. Wind) auftreten, durch diesen Ansatz ausgeglichen. Wenn z.B. in einer Region kein Wind weht, kommt der Strom zuerst aus anderen regionalen Quellen, z.B. den vor Ort installierten Biomasse-Kraftwerken oder der Photovoltaik. Reicht dies nicht, so liefern Anlagen aus anderen Regionen.
- Eine solche Energieversorgungsstruktur wird viel „intelligenter“ sein müssen als die heutige. Das fängt bei der Regelung des Systems an, das mittels Wettervorhersagemodellen die Energieproduktion plant, und endet bei Verbrauchern, die ihren Energieverbrauch dem Angebot an Energie anpassen.
- Die in den nächsten Jahren auf den Markt kommenden kleinen Brennstoffzellen oder Mikroturbinen, die aus der Verbrennung von Wasserstoff oder Biogas Wärme und Strom produzieren können, werden eine neue Form des „intelligenten“ Verbrauchers ermöglichen. Der Verbraucher benötigt dann nur eine Gasversorgung und kann sich selbst mit Wärme und Strom versorgen (dezentrale KWK). Er kann aber noch mehr: Dieses „persönliche Kraftwerk“ kann auch Strom ans Netz liefern, z.B. auf Anfrage einer Leitstelle, die eine Spitzenlast abfangen möchte, oder im Rahmen eines Zusammenschlusses von mehreren „persönlichen Kraftwerken“, die dann ein „virtuelles“ größeres Kraftwerk darstellen.
- Die Nutzung von solarer Architektur, Sonnenkollektoren und Wärmespeicherstystem im Verbund mit den virtuellen Kraftwerken und Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen decken den Wärmebedarf ab.
- Solare Großkraftwerke werden für die Elektrolyse zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt. Überschussstrom wird auch für die Produktion von Wasserstoff genutzt. Dieser wird gespeichert und verteilt.

Systeme mit diesen Eigenschaften ließen sich aber mit dem damaligen Instrumentarium nicht abbilden und analysieren. Daher wurde mit Hilfe einer Diplomarbeit und

einiger Projekte an der Entwicklung einer Software „SimRen“ zur Simulation von Energiesystemen mit einem hohen Anteil regenerativer Energien gearbeitet. Mit diesem Instrument sind dann Teilbereiche der LTI-Studie untersucht worden.

Seitdem haben zwei unterschiedliche Arbeitsbereiche zur Kenntnis über die Struktur von erneuerbaren Energiesystemen beigetragen. Die Berufung als Sachverständiger in die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Rahmenbedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages und das „Energy Rich Japan“-Projekt. In der Enquete-Kommission war der Autor Berichterstatter der rot/grünen Mehrheitsgruppe für die Szenarien. Die Szenarien der Enquete-Kommission sind im wesentlichen von ökonomischen Rahmenparametern bestimmt worden und sind nicht durch Untersuchungen der Dynamik optimiert worden. In diesen Szenarien sind Kraftwerkskapazitäten auf Basis fossiler Energien als Reserve vorgesehen. Dabei unterscheiden sich die verschiedenen Autoren der Szenarien in ihren Einschätzungen zu den benötigten Reserven. (Siehe Kapitel: Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“)

Als Direktor des „Institute for Sustainable Solutions and Innovations“ (ISuSI) war der Autor wissenschaftlicher Koordinator der „Energy Rich Japan“ (ERJ)-Studie. Im ERJ-Projekt ist ein neuartiger Szenarioansatz gewählt worden, bei dem versucht wurde, so realistisch wie möglich eine Energieversorgung abzubilden, diese dann zu simulieren (mit einer weiterentwickelten Version von SimRen) und letztlich zu optimieren. Mit diesem Ansatz ist eine Lösung für ein zukunftsfähiges System gefunden worden, welches das ganze Jahr über vollständig auf der Basis erneuerbarer Energietechnologien die benötigten Energien sicher bereitstellt [ERJ 2003]. Die gefundene Lösung ist eines unter mehreren möglichen solaren Vollversorgungssystemen. (Siehe Kapitel : „Simulation der Dynamik von Versorgungssystemen“ und „Energy Rich Japan-Projekt: Solare Vollversorgung Japans“)

Der Vergleich der drei Studien zeigt u.a. die durch die Verbesserung der Szenariomethoden und Simulationen mögliche Optimierung des Systems. Das solare Versorgungssystem in der ERJ-Studie hat geringere Installationsmengen, eine ausgewogenere Nutzung der fluktuierenden Energieträger und verringerte Speicher verglichen mit den älteren Systemen. (Siehe Kapitel „Struktur und Dynamik solarer Versorgungssysteme“).

Es wurde gezeigt, dass das europäische, das deutsche und das japanische Energiesystem zu einem zukunftsfähigen Energiesystem umgebaut werden können. Energieeffizienzmaßnahmen und umfangreiche Nutzung erneuerbarer Energien können die Atomenergienutzung beenden und den Einsatz fossiler Brennstoffe zur gleichen Zeit dramatisch reduzieren und später beenden.

3) ZUKUNFTSFÄHIGE ENERGIEVERSORGUNG

3.1 „Sustainable Development“

Humanity has the ability to make development sustainable – to ensure that it meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs. The concept of sustainable development does imply limits – not absolute limits but limitations imposed by the present state of technology and social organization on environmental resources and by the ability of the biosphere to absorb the effects of human activities.

...sustainable development requires meeting the basic needs of all and extending to all the opportunity to fulfil their aspirations for a better life.

»World Council on Environment and Development«, Brundtland Report, 1987

Von dem Begriff “Sustainable Development“, der die umweltpolitische Diskussion der Neunziger Jahre prägte, hörte die breite Öffentlichkeit erstmals 1980, die heute allgemein genutzte Definition stammt aus dem Brundtland-Report. Gleiches Recht auf die Erfüllung der Grundbedürfnisse und Lebensansprüche innerhalb einer Generation, innerhalb der Kontinente und über die Generationen und Zeiten hinweg ist Bestandteil der Idee der zukunftsfähigen Entwicklung. Grundlage eines solchen gleichberechtigten Strebens nach Lebensglück ist die Erhaltung einer Umwelt, in der der Mensch natürlich leben kann. “Sustainability“ bedeutet also, das System Erde nur derart zu nutzen, dass es langfristig in seinen wesentlichen Charakteristika erhalten bleibt. “Sustainable Development“ verlangt in seiner knappsten Form, nicht auf Kosten nachfolgender Generationen in dieser und in anderen Regionen zu leben.

Für den Menschen sind individuelle Freiheit, soziale Stabilität und sozialer Ausgleich unverzichtbare Voraussetzungen für ein gleichberechtigtes Streben nach Lebensglück. Eine zukunftsfähige, nachhaltige Gesellschaft bedarf aber auch einer Wirtschaft, die mit den Erträgen dieser Welt und mit möglichst wenig Kosten den maximalen Wohlstand, wie auch immer er definiert ist, erwirtschaftet. Die komplexen Zusammenhänge von Ökologie, Sozialem und Ökonomie bedingen, dass „Sustainable Development“ die integrative Betrachtung aller drei Dimensionen bedeutet, wobei besonders beachtet werden muss, dass die Basis menschlichen Lebens eine adäquate Umwelt ist.

Die deutsche Übersetzung „nachhaltige Entwicklung“ erinnert an den aus der Forstwirtschaft stammenden Begriff „Nachhaltigkeit“, der per Definition stabile Ernteerträge einschließt, nicht aber a priori auch den Schutz anderer Systemparameter wie Artenvielfalt, Bodenqualität, Erholungsnutzen etc.. „Nachhaltigkeit“ ist demnach ein am Nutzen orientiertes, streng den Menschen in den Mittelpunkt stellendes, also anthropozentrisches Konzept, während „Sustainability“ über den Nutzen für den Menschen hinaus die Bewahrung des Systems an sich einschließt, also nicht ausschließlich anthropozentrisch verstanden werden darf. Berücksichtigt man zusätzlich die soziale Dimension und die Verteilungsgerechtigkeit, so ist der Begriff „Nachhaltigkeit“ mit dieser Interpretation unangemessen. Um von vornherein zu vermeiden, auch nur durch die verwendeten Begriffe in ein zu enges Denkschema zu geraten, sollte man entweder den englischen Ausdruck verwenden, den recht vagen Ausdruck „Zukunftsfähigkeit“ oder wie einige Autoren in jüngerer Vergangenheit die Kombination „zukunftsfähige Nachhaltigkeit“, die zumindest keine der Dimensionen ausschließt, die im englischen Begriff mit eingeschlossen sind.

3.1.1 Die Ökologische Dimension - das Vorsorgeprinzip

Die Erde und ihre Bewohner – Menschen, Tiere, Mikroorganismen und Pflanzen – sind in einem Netz gegenseitiger Abhängigkeiten verknüpft. Dieses Netz aus Wechselwirkungen verwobener Kreisläufe hat ein Bewohner, der Mensch, in den letzten Jahren aus dem Gleichgewicht gebracht. Das „Überlebens“-System der Erde besteht, grob schematisiert und aus der Sicht der Menschen betrachtet, aus zwei Teilen: der Technosphäre und der Biosphäre. Die Technosphäre „verarbeitet“ Mineralien, Gesteine, Metalle, Wasser, Luft, Brennstoffe und Biomaterialien in ihren verschiedenen Ausprägungen und erzeugt dabei „Wohlstand“ und Müll in allen Aggregatzuständen. Die Biosphäre sind Pflanzen und Tiere, die unter der Herrschaft der Evolution und unter der Ausbeutung des Menschen zu überleben suchen. Zur Bios-

phäre gehören aber auch der Boden, die Luft und das Wasser, in und auf denen diese Lebewesen existieren.

Das Leben und Überleben des Menschen ist von beiden Teilsystemen, der Anthroposphäre und der Biosphäre, abhängig. Die Wissenschaft weiss heute sehr wenig über diese Subsysteme. Sie hat gerade erst mit der Erforschung einiger Teilbereiche begonnen. Eines der am besten untersuchten Teilsysteme ist das Klimasystem der Erde. Es ist ein hoher personeller und technischer Aufwand nötig, um nur einige Aussagen über das zukünftige Verhalten des Klimasystems machen zu können. Zum Beispiel Aussagen darüber, wie sich die mittlere Temperatur auf der Erdoberfläche entwickeln wird.

Was die Wissenschaft bei dieser und anderen Analysen erkannt hat ist, dass Bio- und Technosphäre extrem stark vernetzte Subsysteme sind, die sich permanent neu organisieren. Die naturwissenschaftlichen Gesetze, die das Verhalten von Bio- und Technosphäre beschreiben, sind nicht linear, das heißt, kleine Ursachen können innerhalb kurzer Zeit große, sprunghafte Änderungen der Eigenschaften des Systems nach sich ziehen. Das oft genannte Extrembeispiel, poetisch gedacht und als Übertreibung gemeint, ist so absurd nicht: Der Flügelschlag eines Schmetterlings in China kann der letzte Auslöser für einen Sturm über der Nordsee sein.

Die Wissenschaft kann kaum und in den meisten Fällen sogar keine Aussagen darüber machen, wie sich Eingriffe des Menschen auswirken werden. Sie kann nicht voraussagen, wie stark die Biosphäre zu welchem Zeitpunkt und an welchem Ort reagieren wird. Als kleines Beispiel mag die Entdeckung des Ozonlochs dienen. Die Stoffe, die die Ozonschicht in der Stratosphäre bedrohen, hätten jeden "Ökobilanz"-Test bestanden, bevor man ihre Wirkungen in der Stratosphäre entdeckte. Solche "Ökobilanzen" können eben nur die Folgen untersuchen, die bereits bekannt sind. Und selbst alle möglichen Folgen der Nutzung natürlich vorkommender Stoffe wie Wasser und Sand kennen wir nicht. Allen, die an dieser Stelle einwerfen, der Mensch könne doch Schäden an der Biosphäre "reparieren", sei gesagt, dass es erstens anmaßend und unverantwortlich ist zu meinen, man könne ein System reparieren, welches die Wissenschaft noch nicht verstanden hat, und dass es zweitens nicht möglich ist, globale Auswirkungen wie den Abbau der Ozonschicht in der Stratosphäre oder die Klimaschäden und deren Folgen zu "reparieren".

Die Menschheit muss zur Zeit – und vielleicht für alle Zeiten – im Bewusstsein großer Unkenntnis über ihr Lebens- und Überlebens-System Erde und seine Reaktionen auf das Einwirken des Menschen handeln. Vorsorglich sollten wir also durch unser Handeln so wenig wie möglich auf dieses System einwirken, um Störungen zu vermeiden. Das heißt: Wir sollten die Biosphäre so wenig wie möglich verändern. Dies

bedeutet, den Einfluss des Menschen auf die natürlichen Stoffströme so gering wie möglich zu gestalten. Da aber alle in der Technosphäre genutzten Stoffe letztendlich der Natur, dem Boden, der Luft oder dem Wasser entnommen wurden, heißt dies eine Minimierung der menschlichen Stoffströme. Auch die Inanspruchnahme des Raumes der Biosphäre, z. B. des Bodens durch menschliche "Nutzung" ist zu reduzieren. Dieses Vorsorgeprinzip muss Leitfaden allen menschlichen Handelns sein, wenn zukunftsfähige Entwicklung erreicht werden soll.

Was bedeutet es für die Energietechnologien, die wir einsetzen, wenn wir erstens unsere Unwissenheit in Rechnung stellen, wenn wir zweitens das Vorsorgeprinzip berücksichtigen, das von uns verlangt, so wenig wie möglich Materialströme zu erzeugen und Böden/Flächen zu "verbrauchen", und wenn wir drittens nach dem Prinzip der gerechten zukunftsfähigen Entwicklung der Menschheit handeln wollen? Letzteres bedeutet auch die gleichberechtigte Nutzung der begrenzten Rohstoffe durch diese und spätere Generationen .

Seit der Mensch die ökonomischen Vorteile einer industrialisierten Fertigung von Gütern und Produkten erkannt hat, sind die vom Menschen bewegten Stoffströme exponentiell angestiegen, in vielen Fällen wesentlich schneller als der Zuwachs der Weltbevölkerung. Die vom Menschen verursachten Stoffströme überschreiten mittlerweile die natürlichen Stoffströme an der Erdoberfläche um ein Vielfaches.^{<4>} Nimmt man die vorsichtigsten Abschätzungen, so bewegt der Mensch mindestens das Doppelte der Stoffe wie die Biosphäre. Andere Untersuchungen zeigen größere Faktoren auf.

Das Ziel einer zukunftsfähigen Gesellschaft sollte als ersten Schritt die Koexistenz mit der Biosphäre beinhalten und damit die Halbierung der von Menschen verursachten Stoffströme anvisieren. Da die Industrieländer bei ca. 20% der Weltbevölkerung auch hier mehr als 80% der Stoffströme verursachen, bedeutet dies für die Industrieländer eine Verringerung von 80 - 90%, um die geforderte globale Reduktion einzuhalten und dem Rest der Welt einen gleichberechtigten Zugriff zu den Ressourcen einzuräumen. Daher ist es heute ein zunehmend anerkanntes Ziel (z.B. OECD oder EU), eine Reduktion der Materialströme um einen Faktor 10 für das nächste Jahrhundert zu erreichen.

4. Nach Berechnungen des Wuppertal Instituts liegt die Ressourcennutzung eines typischen Bundesbürgers Ende des 20sten Jahrhunderts bei 80 t pro Jahr Materialien (Stoffströme ohne Wasser). Darin ist ein Energieverbrauch beinhaltet, der 31 Barrel Öl entspricht. In Deutschland sind pro Einwohner mehr als 540 qm Fläche in versiegelt. [Behrensmeier, Bringezu, 1995],[Bringezu, Schütz 1996]

Der "Abfall" sollte, so er nicht vermeidbar ist, aus Naturstoffen zusammengesetzt sein, also aus solchen, die in der Biosphäre vorhanden sind. Wenn bei der Bereitstellung von Dienstleistungen mittels Energiewandlung in der Natur nicht vorkommende Stoffe entstehen, sollten sie dauerhaft von der Ökosphäre getrennt lagerbar sein. Um diese Stoffe möglichst weitgehend aus der Biosphäre fernzuhalten, sollten die unvermeidlichen "dissipativen" Verluste sehr klein gehalten werden; es sollte sich also nur ein sehr geringer Teil der verwendeten Menge fein verteilt in der Biosphäre zerstreuen.

Das Energiesystem darf nicht von endlichen Ressourcen abhängig sein, denn früher oder später sind diese aufgebraucht und stehen späteren Generationen nicht mehr zur Verfügung. Nur von den erneuerbaren Ressourcen zu leben, heißt streng genommen, nur die "erwirtschafteten" Energieträger zu nutzen, also die erneuerbaren Energietechnologien.

Alle diese Bedingungen erfüllen heute benutzte Energietechniken nur teilweise oder gar nicht. In vollem und extremem Umfang lassen sie sich wahrscheinlich nie erfüllen, doch sie müssen den Hintergrund bilden. Eine Messlatte sein für die Entscheidung, welche Techniken oder Technikkombinationen in einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft eingesetzt werden.

Diese Sicht wird inzwischen auch von Teilen der Politik getragen. In dem Abschlussbericht der Enquete-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt - Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltigen zukunftsverträglichen Entwicklung“ werden ähnliche Regeln zum Management von Stoffströmen formuliert. Der Bericht der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ formuliert einen ähnlichen Ansatz:

„Für Ökosysteme und die Atmosphäre lassen sich nach Meinung der Mehrheit der Kommission objektiverbare Naturschranken feststellen, die menschliche Aktivitäten prinzipiell limitieren. Mit der Metapher einer „Naturschranke“ ist gemeint, dass die Natur den anthropogen verursachten Eingriffen in natürliche Kreisläufe Grenzen setzt, die nur unter Inkaufnahme von für Mensch und Gesellschaft inakzeptablen Risiken überschritten werden können. „Naturschranken“ bilden jedoch keine starren Grenzen, sie können eher in Bandbreiten als mit eindeutig definierten Grenzwerten bestimmt werden.

Daraus folgt eine Hierarchie der Nachhaltigkeitsziele, die mit dem faktischen Vorrang der Ökonomie, wie er heute noch praktiziert wird, nicht in Einklang steht: Eine irreversible Schädigung der Naturgrundlagen muss verhindert werden, weil intakte Naturgrundlagen Voraussetzung sind für die wirtschaftliche und soziale Entwick-

lung. Die Enquete-Kommission formuliert deshalb zunächst die Anforderungen für ein nachhaltiges Energiesystem aus der ökologischen Perspektive. Daraus leitet sich ein Zielkorridor ab, in dem soziale und dann ökonomische Ziele formuliert werden können.“ [Enquete 2002]

3.1.2 Die soziale und ökonomische Dimension

Der Weg in eine zukunftsfähige Gesellschaft wird sich als ein Such-, Versuchs-, Lern- und Entscheidungsprozess darstellen. Dieser Weg ist gesäumt von permanenten Strukturveränderungen in diesem und in anderen Teilen der Welt. Soziale Gerechtigkeit und Sicherheit, nicht nur für diese Regionen, sind ein Leitbild der Idee des „Sustainable Development“. In den Ländern des „Westens“ beinhaltet diese Idee u.a. die Schaffung einer solidarischen Gesellschaft, Rechtsstaatlichkeit, Freiheit, Sicherung der Menschenrechte, Chancengleichheit für die Individuen. Beschränkt man sich nur auf die soziale Dimension in den entwickelten, den Industrieländern, und auf den Energiebereich, so sind vielfältige Antworten zu finden, um:

- bedarfsgerechte und erschwingliche „energetische Dienstleistungen“ zur Verfügung zu stellen.
- sichere „energetische Dienstleistungen“ zu garantieren, d.h. eine sichere Energieversorgung, wobei diese Sicherheit einesteils die ganzjährige Verfügbarkeit, aber auch den konfliktfreien und problemlosen Zugriff auf die Ressourcen bedeutet.
- die Unabhängigkeit der Individuen und Gesellschaften von Monopolen zu gewährleisten.

Diese und andere Fragen verbinden sich mit der „Ökonomischen Dimension“. Ökonom bedeutet »Haushalter«, »Verwalter« und »Landwirt«. Die sichere, rationelle und sparsame Haushaltung, die gehörige Einteilung der Vorräte: dies sind die ursprünglichen Bedeutungen des Wortes Ökonomie im Lateinischen und Griechischen. Sichere Haushaltung heißt, von den Erträgen zu leben, ohne die Substanz anzugreifen; rationelle Haushaltung heißt, diese Erträge vernünftig zu nutzen; Sparsamkeit bedeutet, nichts zu verschwenden; und gehörige Einteilung bedeutet, den Wohlstand, der erwirtschaftet wird, untereinander zu teilen. Nach dieser Begriffsbestimmung gibt es keinen Widerspruch zwischen Ökonomie und Ökologie, denn zur sicheren und rationalen Verwaltung gehört auch der Erhalt der Erde. Ebenso wenig schließt Ökonomie das Soziale aus, denn gehörige Einteilung beinhaltet gerechte Verteilung.

Das Wirtschaften ist die Summe aller gesellschaftlichen Techniken zur Schaffung von Wohlstand. Die Ressource Arbeitskraft, die Ressource unseres technologischen

„Know How's“ , die gesellschaftliche und politische Struktur der Regionen und das Management und Organisationswissen in Verbindung mit den natürlichen Ressourcen^{<5>} sollen möglichst effektiv für die Versorgung der Weltbevölkerung mit Gütern und Dienstleistungen eingesetzt werden. Als effektiver „Informationsträger“ hat sich in der Marktwirtschaft der Preis von Waren und Dienstleistungen entwickelt. Dieser Indikator muss in einer zukunftsfähigen Gesellschaft allerdings eine vollständigere „Wahrheit“ sagen, d.h. er muss neben der ökonomischen auch die ökologische und soziale Dimension abbilden.

Ein letzter wichtiger Punkt: Dauerhaft nutzbare Energietechniken sind solche, die nicht politisch destabilisieren, das heißt solche, die zum einen kein Sicherheitsrisiko darstellen und die zum anderen in vielen Regionen der Erde eingesetzt werden können. Hinsichtlich des Sicherheitsrisikos gilt dies insbesondere dort, wo Giftstoffe ins Spiel kommen oder wo Stoffe für militärische Zwecke missbraucht werden können. Beides verlangt einen hohen Überwachungsaufwand, der teuer ist und gesellschaftlich und politisch leicht missbraucht werden kann. In Bezug auf die Einsetzbarkeit in vielen Regionen darf eine zukunftsfähige Energietechnologie auf internationaler Ebene nicht destabilisierend sein, das heißt, die Ressourcen sollten allen Regionen der Welt in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen und dadurch Monopolbildungen oder Abhängigkeiten einer Region von anderen verhindern.^{<6>}

3.2 Energieversorgung und „Sustainability“

Die Versorgung der Welt mit Primärenergie stützt sich in erster Linie auf die fossilen Energieträger (Öl ca. 35%, Kohle ca. 24% und Erdgas ca. 21%); an zweiter Stelle stehen die erneuerbaren Energieträger (Biomasse, Holz, sogenannte nicht kommerzielle Energieträger 11%, Wasser 2% und andere 0,5%), und an dritter Stelle folgt die Nuklearenergie mit ca. 7% (Werte für 2000) [IEA 2002]. Je nach Quelle werden die Anteile der Biomasse auch höher eingeschätzt. Ein grosser Teil der in den Entwicklungsländern als Energieträger verbrauchten Biomasse wird nicht kommerziell gehandelt, was die Erfassung erschwert.

Ob und inwieweit die heutigen Energieversorgungssysteme nachhaltig sind, ist in der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der

5. Hiermit sind gemeint : Abiotische Materialien, fossile Rohstoffe, biotische Materialien, Tiere, Pflanzen, Sonnenenergie und Fläche (Boden)

6. Siehe u.a. [Brown 1991], [Cansier 1995], [Enquete 1998], [Enquete 2002], [Klemmer 1994], [Lehmann, Reetz 1995], [Lehmann, Schmidt-Bleek 1993], [Schmidt-Bleek 1995], [Weizsäcker 1994]

Globalisierung und der Liberalisierung“ untersucht worden. In ihrem ersten Bericht hat die Enquete-Kommission u.a. den Nachhaltigkeitsbegriff konkretisiert und operationalisiert, den aktuellen wissenschaftlichen Sachstand zum Klimawandel (Treibhauseffekt) und zur Ressourcen- und Reservensituation fossiler Energieträger erörtert. Auf dieser Basis, die weniger weitreichend ist als die hier definierten Regeln, kam die Enquete-Kommission zu der einvernehmlichen Feststellung, dass das gegenwärtige Energiesystem nicht nachhaltig ist.

„Diese Einschätzung beruht maßgeblich darauf, dass die heutige Energiebereitstellung und -nutzung in großem Umfang Umweltkosten negiert, Raubbau an knappen Ressourcen betreibt und Risikoaspekten zu geringe Beachtung schenkt. Ein weiterer wichtiger Aspekt der Nicht-Nachhaltigkeit des heutigen Energiesystems besteht darin, dass für große Teile der Weltbevölkerung die für die notwendige wirtschaftliche und soziale Entwicklung benötigten Energiedienstleistungen nicht oder nur ungenügend zur Verfügung stehen.“

Oder an anderer Stelle : „Die heute weltweit dominierenden Produktions- und Konsumstile bringen zentrale Umweltprobleme mit sich. Die Stofffreisetzungen in die Umwelt durch nicht geschlossene Stoffkreisläufe, die mit den Produktions- und Konsumstilen verbundenen hohen Energieverbräuche, deren Emissionen, die Inkaufnahme nuklearer Risiken und das Ausmaß der Flächeninanspruchnahme sind mit dem Nachhaltigkeitsgedanken nicht vereinbar.“ [Enquete 2002]

Diese Analyse lässt sich auch auf andere Industrieländer übertragen, da dort ähnliche Energieversorgungsstrukturen existieren wie hier. Ebenso gilt dies für die Systeme der Schwellenländer oder Entwicklungsländer, die Ähnlichkeiten mit den Systemen in Industrieländern haben.

Im Folgenden seien noch einmal einige „unsustainabilities“ der heutigen Energieversorgungssysteme dargestellt.

3.2.1 Energiewirtschaft und Klima

Die treibende Kraft für das Klima der Erde ist die Strahlung, die uns von der Sonne erreicht. Kurzwellige Strahlung der Sonne, das Sonnenlicht, erreicht die Erdoberfläche, wird in Wärme umgewandelt, und diese Wärme wird wieder in den Weltraum abgestrahlt. Es entsteht ein Gleichgewicht zwischen der einfallenden Strahlung und der abgestrahlten Wärme der Erde. In diesem Gleichgewicht hätte die Erde eigentlich eine Temperatur von minus 18 Grad Celsius. Tatsächlich liegt aber heute das Temperaturgleichgewicht an der Erdoberfläche im Durchschnitt bei plus 15 Grad Celsius.

Das ist den Treibhausgasen zu verdanken: Wasserdampf, Kohlendioxyd, Ozon, den Stickoxyden und dem Methan (Sumpfgas). Treibhausgase lassen die kurzwellige Strahlung der Sonne auf die Oberfläche durch und absorbieren die herausgehende langwellige Wärmestrahlung, ähnlich wie die Glasflächen eines Treibhauses. Damit erhöhen sie die mittlere Oberflächentemperatur der Erde. Der Unterschied in der natürlichen Gleichgewichtstemperatur der Erde – plus 15 Grad statt minus 18 Grad – beträgt ungefähr 33 Grad Celsius; zu ihm trägt Wasserdampf 20,6 Grad bei, Kohlendioxyd 7,2 Grad, Ozon 2,4 Grad, Stickoxyde 1,4 Grad und Methan 0,8 Grad.

Fossile Energieträger zu nutzen heißt stets, Kohlenstoff zu verbrennen; dabei entsteht Kohlendioxyd. Durch die Nutzung fossiler Energieträger hat die Menschheit seit Beginn der industriellen Revolution, also innerhalb der vergangenen 200 Jahre, den Anteil des Kohlendioxyds in der Atmosphäre um etwa ein Drittel, von ca. 280 ppm (»parts per million«, also Teile Kohlendioxyd auf eine Million Teile Luft) auf 370 ppm erhöht. Damit ist er weit höher als je zuvor innerhalb der letzten 420 000 Jahre, in denen er zwischen dem Eiszeitwert von 190 ppm und dem Warmzeitwert von 280 ppm pendelte [Rahmstorf 2002]. Kohlendioxyd ist ein Treibhausgas und damit ein wichtiges Element des sehr komplexen Klimasystems der Erde. (Zum Vergleich: Von 1900 bis heute stieg die Weltbevölkerung um etwa das 3,5 fache (von 1,65 Mrd auf 6 Mrd). Der Primärenergieverbrauch stieg im gleichen Zeitraum um etwa das Dreizehnfache [Jischa 2001].

Der erste Teil des dritten IPCC-Berichts 2001 stellt fest, dass es „neue und stärkere Belege dafür gibt, dass die beobachtete Erderwärmung der letzten 50 Jahre zum Großteil auf menschliche Aktivität zurückzuführen ist“. Der Anstieg der global gemittelten bodennahen Temperatur wird auf Basis der zugrunde gelegten Szenarien und der jüngsten Erkenntnisse zum Klimasystem in diesem Jahrhundert stärker ausfallen, als man im zweiten Sachstandsbericht des IPCC von 1995 ermittelt hatte. Nur bei erheblichen Anstrengungen wird es möglich sein, den Konzentrationsanstieg der Treibhausgase in der Atmosphäre und damit auch den Temperaturanstieg zu begrenzen.

Die folgenden beispielhaften Indizien werden vom IPCC als Anzeichen eines bereits eingetretenen Klimawandels angesehen :

- Die globale Durchschnittstemperatur hat sich seit 1860, dem Jahr des Beginns globaler Temperaturaufzeichnungen, bis zum Jahr 2000 um $0,6 \pm 0,2$ °C erhöht. Dies sind $0,15$ °C mehr als noch im zweiten Bericht des IPCC für die Periode bis zum Jahre 1994 ermittelt wurden.
- Die durchschnittliche Temperaturerhöhung auf der Erdoberfläche der nördlichen Hemisphäre - Leitindikator für den Klimawandel – war im zwanzigsten Jahrhun-

dert größer als in allen anderen Jahrhunderten des vergangenen Jahrtausends (siehe Abbildung). Im 20. Jahrhundert waren die 90er Jahre die wärmste Dekade; davon war das Jahr 1998 das wärmste Jahr.

- Die eis- bzw. schneefreien Zeiten des Jahres haben sich in vielen Regionen der Nordhalbkugel verlängert. Darüber hinaus hat sich die mit Eis und Schnee bedeckte Fläche auf der Nordhalbkugel seit den 60er Jahren des vergangenen Jahrhunderts um etwa 10% reduziert und die jährliche Vereisung der Binnengewässer im Durchschnitt um ca. zwei Wochen verkürzt. Etwa die Hälfte der Gletschermassen in den Alpen ist im 20. Jahrhundert abgeschmolzen.
- Die jährlichen Niederschlagsmengen haben sich in den mittleren und höheren Breitengraden der Nordhalbkugel erhöht, während es in vielen subtropischen Landstrichen trockener ist als früher.
- Der Meeresspiegel hat sich im 20. Jahrhundert infolge geschmolzener Gletschermassen und thermischer Ausdehnung der Weltmeere um 10 bis 20 cm erhöht. Dieser Anstieg des Meeresspiegels im 20. Jahrhundert war zehnmal größer als in den vergangenen 3000 Jahren.
- In den letzten Jahrzehnten des vergangenen Jahrhunderts haben die von Wetter- und Naturkatastrophen (Überflutungen, Wirbelstürmen, Lawinen usw.) betroffenen Flächen signifikant zugenommen. Nach den Aufzeichnungen der Versicherungswirtschaft haben sich innerhalb der letzten vier Jahrzehnte die Zahl der großen Naturkatastrophen, die von ihnen verursachten Schäden sowie die zu regulierenden Versicherungsfälle vervielfacht. Wetterbedingte Schadensereignisse waren dabei von wachsendem Einfluss, wenn auch von sozio-ökonomischen Entwicklungen (z. B. höherer Siedlungsdichte, höherem Kapitalstock, höherem versicherten Wert von Immobilien) überlagert.

Vergleicht man die Änderungen der Kohlendioxydkonzentration der Erdatmosphäre in den letzten 160 000 Jahren mit der durchschnittlichen Umgebungstemperatur an der Erdoberfläche, so findet man einen deutlichen Zusammenhang. In derselben Zeit variierte der Meeresspiegel um rund 150 Meter; diese Schwankungen folgten mit einiger Verzögerung den Temperaturänderungen.

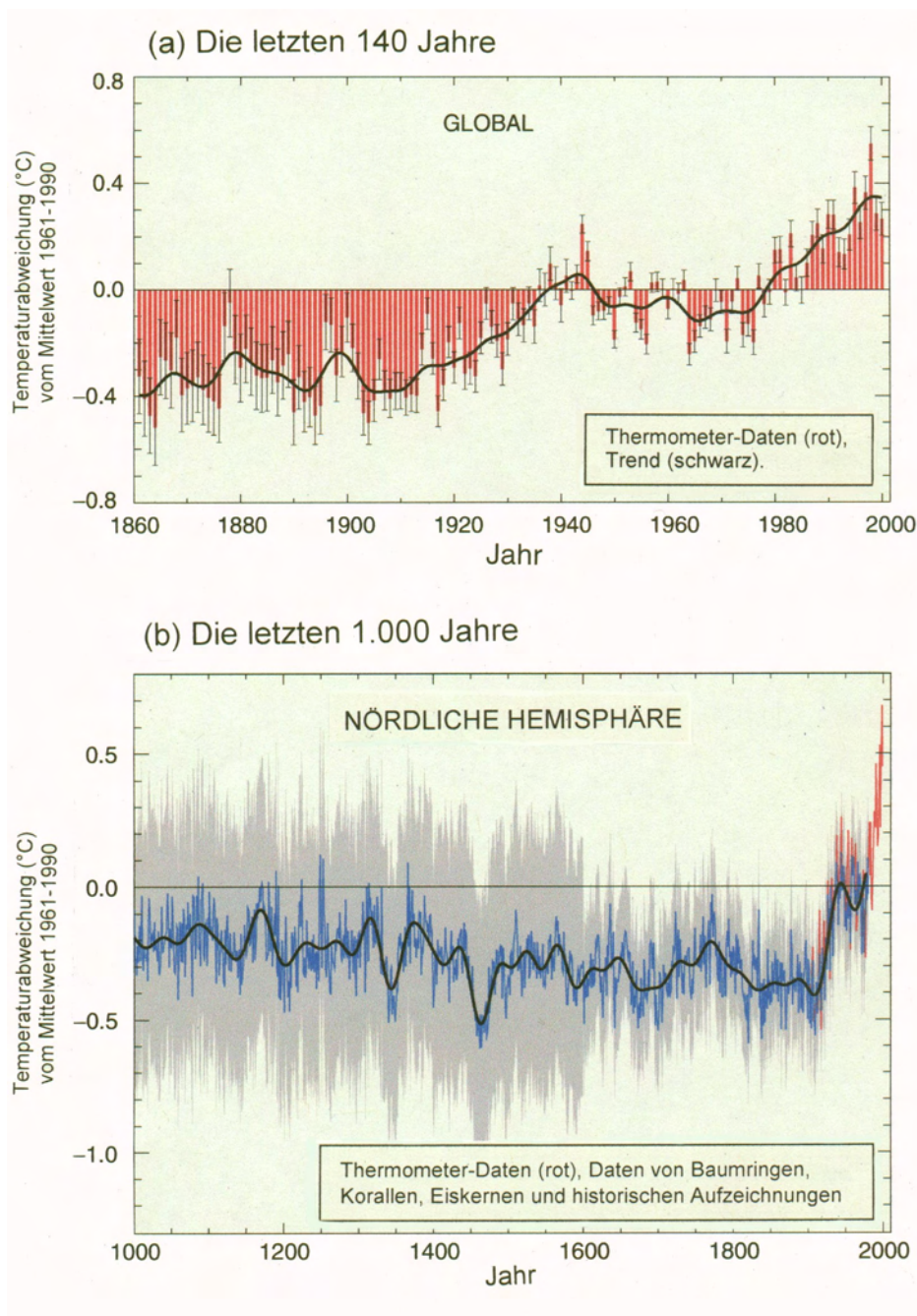
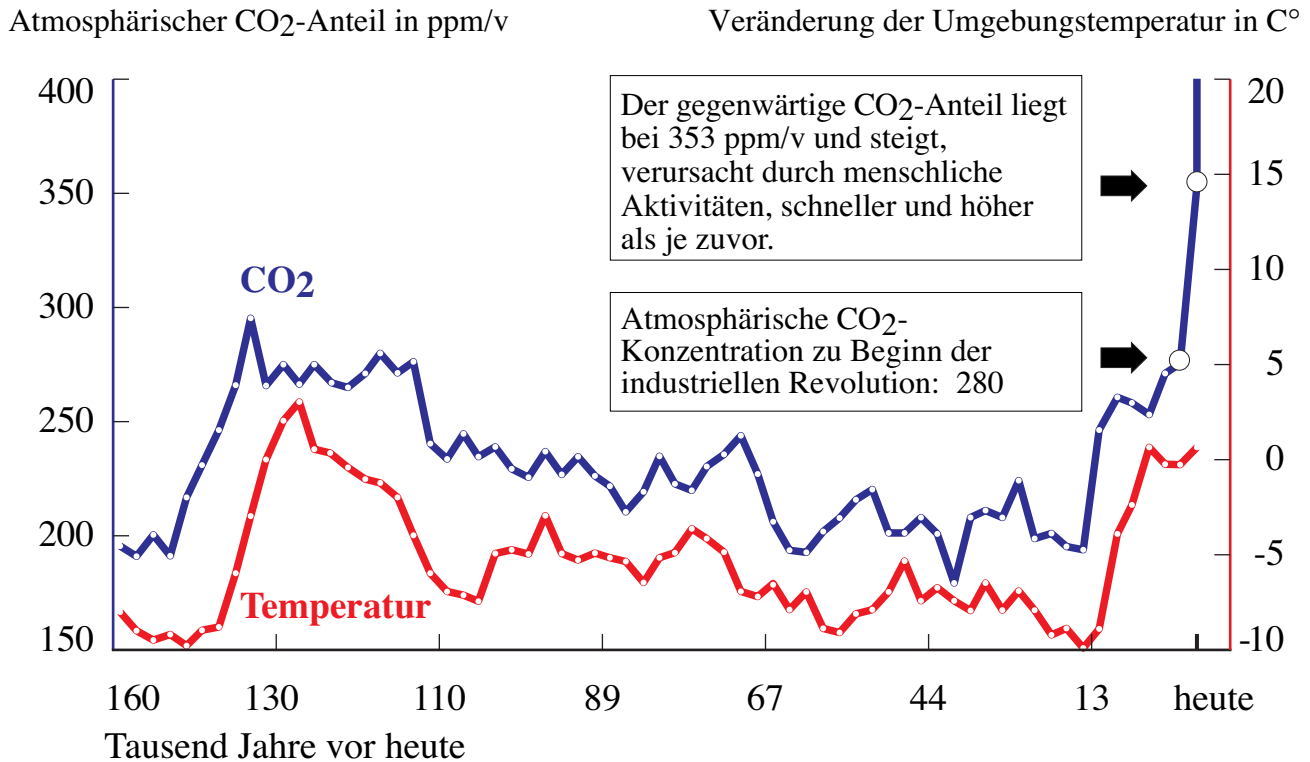


Abbildung 3-1 : Entwicklung der bodennahen globalen Weltmitteltemperatur;
Quelle: Third Assessment Report IPCC

Würde die Menschheit die fossilen Energieträger weiter nutzen, dann würde die Konzentration des Treibhausgases Kohlendioxid in der Atmosphäre weiter steigen. Jüngste langfristig angelegte Szenarien des IPCC zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen zeigen - je nach Annahmen - eine Bandbreite der Konzentration der Treibhausgase in der Atmosphäre von 450 ppm bis zu 1.000 ppm am Ende des 21. Jahrhunderts. Nach den vorliegenden Szenarien ist eine Temperaturerhöhung von 1,4 °C bis 5,8 °C möglich. Ohne klimapolitische weltweite Maßnahmen zur Stabilisierung

des anthropogenen Treibhauseffekts ist nach diesen Szenarien mit einem Temperaturanstieg von bis zu 5,8°C in diesem Jahrhundert zu rechnen .



Quelle: Global Commons Institute, London, nach Jouzel, 1987; Jackson und Marks, 1994 - Bild Wuppertal Institut

Abbildung 3-2 : Veränderung der mittl. Umgebungstemperatur und CO₂ Konzentration in der Atmosphäre in den letzten 160 000 Jahren. Stand 1994

Wenn die Änderung der mittleren Erdtemperatur auf nicht mehr als ein Grad bis zum Ende des nächsten Jahrhunderts begrenzt bleiben soll, muss der Kohlendioxydausstoß der Welt bis zum Jahr 2050 auf die Hälfte reduziert werden und darf gegen Ende des nächsten Jahrhunderts höchstens 10 bis 20 Prozent des heutigen betragen. Dies ist keine leichte Aufgabe. Allein eine Stabilisierung der Emissionen weltweit auf den Stand von 1990 bedeutet für die Industrieländer, wenn allen Menschen pro Kopf die gleichen Emissionen zugebilligt werden, eine Senkung ihrer Emissionen um zirka 80 Prozent. Dieses Ziel ist ein für Deutschland mehrfach überparteilich bestätigtes Ziel; letztlich durch die Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des deutschen Bundestages.

Eine Klimaänderung wird große Auswirkungen auf die Welt haben. Extreme Wetterlagen (Stürme, Trockenzeiten, Überschwemmungen etc.) werden zunehmen, durch die Veränderung von mittlerer Temperatur und Niederschlagsmengen werden sich

Vegetationsgebiete verschieben und damit die Erträge der Landwirtschaft dort, die Natur wird durch die hohe Geschwindigkeit der Klimaänderung »gestresst«, was dazu führen wird, dass noch mehr Tier- und Pflanzenarten aussterben werden. Die Erhöhung des Meeresspiegels wird fruchtbares Agrarland in den Flußdeltas versalzen lassen, Vegetationsgebiete verändern und damit Wanderungen von Menschen auslösen. Die Berechnungen sagen einen um etwa zwanzig Zentimeter höheren Meeresspiegel bis zum Jahr 2030 voraus, falls wir nichts unternehmen, also im Szenario »business as usual«.

Selbst wenn wir die Emissionen zu irgendeinem Zeitpunkt stoppen, wird das Klimasystem viele Jahrzehnte brauchen, um darauf zu reagieren und sich in einem neuen Gleichgewichtszustand zu stabilisieren. Dies ist auch die Ursache, dass wir nicht warten können, bis die Fakten auch noch den letzten zweifelnden Wissenschaftler oder Politiker überzeugt haben. Wegen der Trägheit des Klimasystems ist es dann, wenn die Änderung des Klimas zweifelsfrei erwiesen ist, deutlich zu spät für ein Umsteuern unserer Energiepolitik ohne gravierende Folgen. Dies bedeutet, dass wir die Klimaänderungen der nächsten Jahrzehnte schon gemacht haben und unsere heutigen Emissionen das Problem noch verschärfen. Auch dieses langsame Reagieren des Klimasystems ist ein Grund, mit der Emissionsverringerung sofort zu beginnen.

Doch auch bei einer sofortigen und weitreichenden weltweiten Klimaschutzpolitik müssen wir auf Veränderungen gefasst sein durch die bereits erfolgten Emissionen. Letztlich können sprunghafte und unerwartete Ereignisse stattfinden. Neuere Forschungen ergaben, daß vor ca 8000 Jahren das Schmelzen des Labradoreises den Meeresspiegel in sehr kurzer Zeit um zehn Meter steigen ließ.

3.2.2 Energiewirtschaft und Nuklearenergie

Nuklearenergie wird heute weltweit ausschließlich zur Stromerzeugung eingesetzt. Japan, Westeuropa und Nordamerika haben in den letzten Jahrzehnten den Anteil der Kernkraftwerke an der Stromerzeugung deutlich ausgebaut. Im April 2000 waren weltweit 434 Kernkraftwerke, mit insgesamt 367 Gigawatt Leistung in Betrieb und 37 (33 GW) in Bau. Sie produzierten 17 Prozent der Stromproduktion der Welt, etwa 15380 Terawattstunden. Diese Produktionsmengen verteilen sich aber regional sehr unterschiedlich über die Erde. Frankreich produziert mehr als 70 Prozent seines Stroms auf Basis von Atomenergie. Ein Großteil der Uranreserven der Welt lagert in Australien, Südafrika und Kanada. Diese Reserven belaufen sich auf 2,1 Millionen Tonnen; bei gegenwärtiger Nutzungsgeschwindigkeit würden sie rund 37 Jahre reichen [Rempel 2000]. Die Reichweite kann mit Brutreaktoren durch das Erbrüten von

Plutonium, einem hochgiftigen und radioaktiven Material mit einer Halbwertszeit von etwa 24 000 Jahren, erhöht werden.

Wenn mit Hilfe der Kernspaltung Strom erzeugt wird, entstehen immer radioaktive Nuklide. Diese radioaktiven Abfallstoffe können über den gesamten Brennstoffkreislauf nicht vollständig von der Biosphäre abgeschirmt werden. Streuverluste (dissipative Verluste) sind unvermeidlich. Diese sehr langlebigen Stoffe lagern sich in der Natur an und erhöhen langsam den Strahlungspegel auf der Erde. Hinzu kommt das nicht gelöste Problem der Endlagerung der Abfälle und die Gefahr von Unfällen, bei denen mit der Freisetzung großer Mengen radioaktiver Stoffe zu rechnen ist. Die Frage, welche Wirkung diese Strahlung langfristig auf die Natur hat, ist nicht zu beantworten.

Darüber hinaus müssen Wiederaufbereitungsanlagen und Endlagerstätten wegen der enormen Gefahren für Mensch und Natur permanent und über Generationen hinweg überwacht werden. Sollte die Menschheit in eine Plutoniumwirtschaft eintreten, wird die zusätzliche Gefahr der Verbreitung von Atomwaffen akut. Beispiele für den Handel mit radioaktiven Nukliden aus der ehemaligen UdSSR zeigen, dass es unmöglich ist, dieses zu unterbinden. Auch die aktuelle Diskussion um die Kernreaktoren in Nordkorea oder im Irak, bei denen eine militärische Nutzung für Atomwaffenprogramme vermutet wird, verdeutlichen das Gefahrenpotenzial dieser Technologie. All dies zeigt, dass Kernspaltung keine Option für eine zukunftsfähige Energiewirtschaft sein kann.

Kernfusion, die andere Form der Nutzung der Kernenergie, ist die Verschmelzung leichter Atomkerne zu schwereren. Die Idee der Nutzung der von Fusionsreaktoren zur Energiegewinnung wurde vor mehr als fünfzig Jahren geboren.

Als in den sechziger Jahren ein technisch vielversprechendes Bauprinzip, das sogenannte Tokamak-Prinzip, erfunden wurde, lautete die Prognose, in den neunziger Jahre dieses Jahrhunderts werde es den ersten Reaktor geben. Anfang der achtziger Jahre verschob sich die Ankunftszeit in das erste Jahrzehnt des nächsten Jahrhunderts. Bis heute gibt es trotz weltweit hoher Forschungsmittel kein funktionsfähiges Fusionskraftwerk.

Sollten alle technischen und wissenschaftlichen Probleme gelöst werden, so sind aus heutiger Sicht dennoch einige Fragen offen. Entscheidende Bauteile eines Fusionsreaktors sind extremen Belastungen ausgesetzt und müssen häufig ausgetauscht werden. Wird bei den zu erwartenden Standzeiten dieser Bauteile zwischen zwei und zehn Jahren Strom zu einem sinnvollen Preis produziert werden können? Und was viel wichtiger ist: Hat diese Art der Energieerzeugung eine positive Energiebilanz,

erzeugt sie also mehr Energie, als hineingesteckt werden muss, und wenn ja, nach wieviel Betriebsjahren? Auf beide Fragen gibt es bis heute keine schlüssige Antwort. Schlimmer noch: Die Ergebnisse der vorliegenden Experimente, die ja noch keine positive Energiebilanz haben, sind hochgerechnet worden. Die Ergebnisse dieser Schätzungen unterscheiden sich um den Faktor fünf; nach ihnen ist die Energie aus Fusionsreaktoren mindestens dreimal so teuer wie die aus den teuersten Kernkraftwerken.

Angenommen diese Frage ließe sich zufriedenstellend klären, dann ist immer noch zu fragen, wie viele ökologische Risiken in der intensiven Nutzung der Kernfusion stecken. Ist die Kernfusion ein wichtiger Bestandteil der zukünftigen Energiewirtschaft, dann ist weltweit mit 500 bis 2000 Reaktoren mit einer Leistung von 1000 Megawatt zu rechnen. Diese Reaktoren produzieren im Laufe ihrer Betriebszeit von 30 Jahren fünfmal so viel radioaktiven Müll (aktivierte Strukturmaterialien, kurzlebige hochradioaktive Stoffe) wie ein entsprechender Kernspaltungsreaktor.

Fusionsreaktoren werden bis heute unbekannte Mengen Tritium und andere radioaktive Materialien in die Umwelt entlassen – während des Normalbetriebs, durch Unfälle (Brand, sonstige Störungen, etc.), bei Wartungen und durch die unvermeidlichen dissipativen Verluste. Tritium strahlt mit einer Halbwertszeit von 12,3 Jahren Betastrahlung ab. Wird diese Strahlung im Lebewesen freigesetzt, werden viele Zellen geschädigt. Von den beiden chemischen Formen, in denen Tritium dann auftritt – dem Tritiumgas T₂ und tritiiertem Wasser HTO, in dem ein Wasserstoffatom durch ein Tritiumatom ersetzt ist –, ist HTO die weitaus problematischere. HTO verhält sich wie Wasser und wird sich dementsprechend in unsere Biosphäre in Flora und Fauna eingliedern. Es wird von allen Lebewesen aufgenommen werden und Schäden erzeugen, deren Auswirkungen auf die gesamte Biosphäre noch unbekannt sind.

Kernfusion ist keine heute einsetzbare Energietechnik. Ob in dreißig oder fünfzig Jahren ein solches Kraftwerk funktionieren wird, kann heute nicht vorhergesagt werden. Aber allein die Gefahr der schleichenden Verseuchung unserer Umwelt ist, wie bei der Kernspaltung, Grund genug, diese Technologie als nicht zukunftsfähig zu bezeichnen.

3.2.3 Energieversorgung und Versorgungssicherheit

Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern stützt sich auf endliche Ressourcen, die bei gegenwärtigen Abbauraten noch zwischen 43 und 233 Jahre reichen. Selbst ohne das Klimaproblem sind wir heute an dem Punkt angekommen, wo wir nach einer Alternative zu den fossilen Energieträgern suchen müssen.

Viele Indizien deuten darauf hin, dass wir uns die weltweite Verfügbarkeit von Öl und Gas betreffend einem Strukturbruch nähern. Dieser Strukturbruch ist dadurch gekennzeichnet, dass die Produktion erst einmal regional und dann auch weltweit nicht mehr gesteigert werden kann und dann beginnt zurückzugehen.

Die beginnende Verknappung fossiler Energieträger wird die Energiepreise in den kommenden Jahrzehnten tendenziell nach oben treiben, wenn nicht die Nachfrage im notwendigen Umfang reduziert werden kann. In einer Übergangs- und Anpassungsphase, die bereits begonnen hat, muss mit kurzfristigen Preisausschlägen in beide Richtungen gerechnet werden. Viele Indizien sprechen dafür, dass eine derartige Entwicklung wesentlich wahrscheinlicher ist als anzunehmen, dass das Energiepreisniveau und die Versorgungssituation noch lange auf dem heutigen Stand – wenn auch mit einigen regionalen und strukturellen Verschiebungen – verharren werden. Die kommenden 20 Jahre der fossilen Energieversorgung werden sicher nicht so verlaufen wie die vergangenen 20 Jahre.

Im folgenden einige Erläuterungen zu dieser These.

1. Öle

Öl das man produzieren will, muss man vorher gefunden haben. Daher spiegelt sich die Kurve der Ölfunde zeitversetzt in der Produktionskurve. Es ist unstrittig, dass mit durchschnittlich 40 Gb/Jahr in den 60er Jahren des vergangenen Jahrhunderts das meiste Öl gefunden wurde. Seither sind die Neufunde tendenziell rückläufig. In den vergangenen Jahren erfolgte noch einmal ein Anstieg auf niedrigem Niveau, der vor allem auf die Tiefseefunde vor Angola und Brasilien zurückgeht. Im Jahr 1999 – dem Jahr mit historisch niedrigem Ölpreis - erreichte die Summe der Neufunde mit 21 Gb (inklusive Kondensat und NGL), die somit fast einem Jahresverbrauch entspricht, ein neues kleines Nebenmaximum. Die aktuellen Zahlen legen den Schluss nahe, dass auch in der Tiefsee die größten Ölfelder bereits gefunden wurden und die Fundrate in Zukunft wieder deutlich zurückgehen wird.

Vergleicht man dies mit den jüngsten Einschätzungen der U. S. Geological Survey in ihrer im Jahr 2000 veröffentlichten Studie, wieviel Öl man denn im Zeitraum 1995 - 2025 möglicherweise noch finden könne, so ergeben sich erhebliche Abweichungen [USGS 2000]. Die dort als wahrscheinlich genannten Mengen („Mean“) erfordern eine jährliche Rate der Neufunde von im Mittel 31 Gb/Jahr. Bereits die ersten fünf Jahre seit 1995 bleiben deutlich hinter dieser Erwartung zurück. Schließt man zusätzlich die von der USGS in Zukunft erwarteten Höherbewertungen der vorhandenen Reserven mit ein (d.h. Übertragung der amerikanischen Bewertungsmethodik auf den Rest der Welt), so sollten die Reserven pro Jahr mit etwa 55 Gb ersetzt werden. Auf der Grund-

lage der öffentlich zugänglichen (public domain) Statistiken (z.B. BP Statistical Review of World Energy), die über die vergangenen 20 Jahre annähernd konstante Reserven ausgewiesen haben, betrug der jährliche Ersatz durch Neufunde und Höherbewertungen etwa eine Jahresproduktion, also 20 – 25 Gb pro Jahr. Im Gegensatz zu dem bisherigen Verlauf unterstellt die USGS also in ihrem als „mean“ ausgewiesenen Ergebnis, dass bis zum Jahr 2025 die jährlichen Funde und Neubewertungen etwa doppelt so hoch sein werden wie in der Vergangenheit. Ein derartiger drastischer Trendbruch ist aus vielen Gründen äußerst unwahrscheinlich.

Es ist offensichtlich, dass das Maximum der Ölfunde bald auch zu einem weltweiten Produktionsmaximum führen muss. Diesen Zusammenhang können wir in einzelnen Regionen bereits beobachten.

In den USA ist das Maximum der Ölfunde in den dreißiger Jahren des vorigen Jahrhunderts erreicht worden, das Produktionsmaximum folgte im Jahr 1970. Seither geht trotz aller Anstrengungen die Produktion in den USA (ohne Alaska) mit 2 – 3 % pro Jahr zurück. Alaska konnte kurzzeitig eine Entlastung bringen, doch nach Überschreiten des Produktionsmaximums des größten US-Ölfeldes Prudhoe-Bay im Jahr 1989 ging auch die Produktion in Alaska bereits um mehr als die Hälfte zurück. Sobald die Produktion im Golf von Mexiko ihren Höhepunkt überschritten hat, wird die gesamte US-Produktion deutlich stärker als bisher sinken.

Ähnliches kann man in der europäischen Nordsee beobachten. Die großen Ölfunde wurden Ende der 60er und Anfang der 70er Jahre gemacht. Die Produktion übersteigt die Funde bereits seit vielen Jahren. In der britischen Nordsee konnte die Produktion im Jahr 1999 letztmals noch um einige Prozent gegenüber dem Vorjahr erhöht werden. In 2000 fiel sie jedoch bereits um über 8 % gegenüber dem Vorjahr zurück, in der ersten Jahreshälfte 2001 gegenüber dem Vergleichszeitraum 2000 um 13 %, so dass sie insgesamt bereits um ca. 15 % unter dem Produktionsmaximum liegt. Bis zum Jahr 2010 wird sich die Produktion vermutlich halbiert haben.

Ein vergleichbarer Produktionsrückgang ist in ein bis zwei Jahren in Norwegen zu erwarten, sobald der immer stärker werdende Produktionsrückgang der großen Ölfelder durch neu angeschlossene Felder nicht mehr ausgeglichen werden kann.

Dieses typische Produktionsmuster zeigt sich in jeder Ölregion. Daher lassen sich die künftigen Produktionsmöglichkeiten der Welt in einem einfachen Szenario abschätzen. Zu diesem Zweck werden alle Öl produzierenden Staaten in einer Momentaufnahme drei Gruppen zugeordnet (siehe Abbildung):

- Eine Gruppe von Ländern, in denen die Produktion bereits den Höhepunkt überschritten hat („Decline“).
- Eine zweite Staatengruppe, die innerhalb der kommenden 5 Jahre das Produktionsmaximum wahrscheinlich überschreiten wird („At Peak“).
- Und eine dritte Gruppe mit den Staaten, die ihre Produktion vermutlich noch merklich ausweiten können („Pre-Peak“). Im wesentlichen sind dies die OPEC-Staaten im Nahen Osten sowie Angola, Brasilien und Kasachstan.

Wie man in der Abbildung sehen kann, ist die Summenkurve der Staaten im „Decline“ seit 15 Jahren nicht mehr angestiegen, obwohl einige Staaten noch bis 2000 ihre Produktion erhöht haben (z.B. Norwegen). Für einige Staaten ist das Jahr des Produktionsmaximums eingetragen. In dieser Staatengruppe war bereits 1992 die Hälfte der bekannten Vorräte verbraucht. Die Produktion wird in den kommenden Jahren zurückgehen, zumal in dieser „Momentaufnahme“ ja keine neuen Staaten mehr aufgenommen werden. In der Grafik ist angenommen, dass die Produktion künftig mit 2,5 % p.a. zurückgehen wird.

Die zweite Kurve der Staaten „At Peak“ zeigt über die vergangenen 15 Jahre einen moderaten Produktionsanstieg, der seit einigen Jahren stagniert. Die Hälfte der bekannten Vorräte dieser Staaten wird in etwa zwei Jahren verbraucht sein. Bald darauf wird auch dort die Produktion zurückgehen.

Nur die dritte Staatengruppe („Pre Peak“) konnte in den vergangenen 15 Jahren die Produktion noch deutlich ausweiten und ihre Produktion verdoppeln.

Unterstellt man, dass die erste Staatengruppe jetzt und die zweite Staatengruppe in fünf Jahren mit 2,5 % p.a. in den Produktionsrückgang gehen werden, so muss die dritte Staatengruppe diesen Produktionsrückgang durch eine entsprechende Steigerung ausgleichen, damit die Weltproduktion konstant bleibt. Dies würde Jahr für Jahr eine Produktionsausweitung in diesen Staaten um 1 Mio Barrel Tagesproduktion erfordern. Sollte darüber hinaus die Weltproduktion nochmals um 1,5 % p.a. ausgeweitet werden (das ist deutlich moderater als es die IEA in ihren Szenarien vorher sieht), so müssten diese Staaten ihre Tagesproduktion um jährlich 2 Mio Barrel ausweiten.

Um besser beurteilen zu können, wie wenig wahrscheinlich eine derartige Entwicklung ist, möge man sich die folgenden Einschätzungen vergegenwärtigen: Die US-EIA hält für das Kaspische Meer unter optimistischen Bedingungen eine Produktionsausweitung bis zum Jahr 2010 um 2,7 Mio Barrel Tagesproduktion auf insgesamt 4

Mio Barrel/Tag und bis zum Jahr 2020 um weitere 2 Mio Barrel/Tag auf insgesamt 6 Mio. Barrel/Tag für möglich.

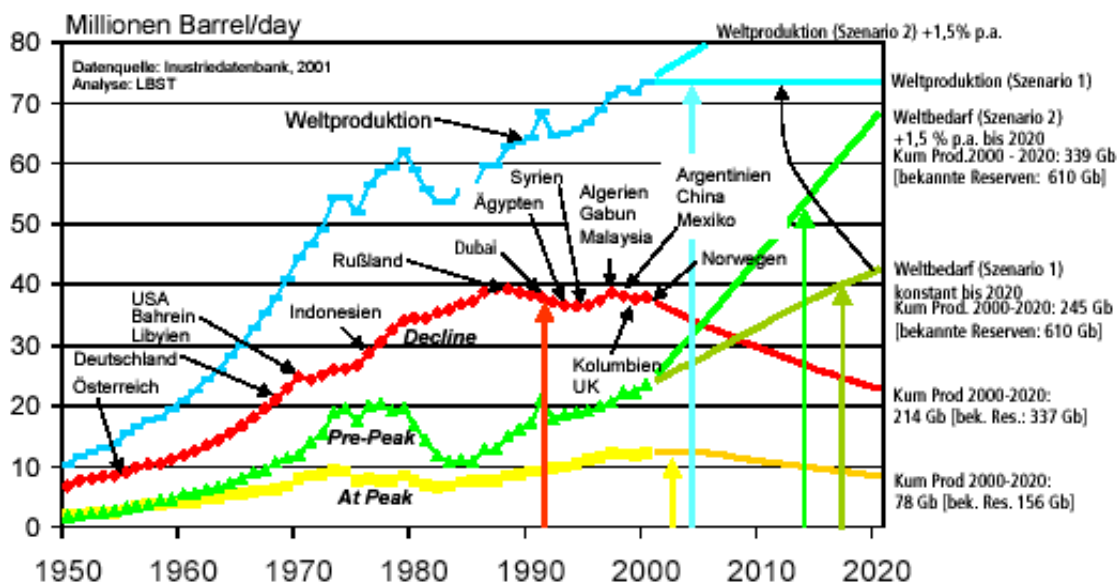


Abbildung 3-3 : Ölförder-Szenario für die nächsten 20 Jahre; Quelle : [Schindler 2001]

Für die Tiefseeproduktion vor Angola wurde bis vor kurzem von der Industrie eine Produktionsausweitung bis 2015 um 1,8 Mio Barrel/Tag erwartet. Bereits heute werden diese Prognosen als zu optimistische eingestuft.

In Summe lassen alle kanadischen Ölsandaktivitäten bis zum Jahr 2010 eine Produktionsausweitung um ca. 1,6 Mio Barrel/Tag erwarten. Ein erst vor kurzem vom Alberta Energy and Utilities Board veröffentlichte Studie sieht nur noch eine Ausweitung um ca. 1 Mio Barrel/Tag, wovon mehr als die Hälfte aus nicht weiterverarbeitetem, minderwertigen Bitumen besteht, das keinesfalls als vollwertiges Ölsubstitut angesehen werden kann [Alberta 2001].

Summiert man diese für möglich gehaltenen Produktionsausweitungen zu 6 Mio Barrel Tagesproduktion, so verbleibt eine Menge von über 15 Mio Barrel Tagesproduktion, die in Szenario 2 bis 2010 aus anderen Quellen kommen müssen.

Sollte diese Quelle der Nahe Osten sein, so müssten dort innerhalb der kommenden 10 Jahre die Produktionskapazitäten fast verdoppelt werden. Das ist heute angesichts der langen Vorlaufzeiten und der bisher getätigten Investitionen nicht vorstellbar.

Selbst der Vorsitzende von BP, John Browne, erklärte am Rande des Davos-Treffens der G8-Minister in Genf im Frühjahr 2001, dass er die maximale Produktionskapazität der Welt bei etwa 90 Mio Barrel Tagesproduktion erwarte. [Schindler 2001], [USGS 2000]

2. Erdgas

Ausfallendes Erdöl kann nicht einfach durch Erdgas ersetzt werden. Eine deutliche weitere Erhöhung der ohnehin steigenden Nachfrage kann – falls überhaupt – nur für eine begrenzte Zeitspanne aufrecht erhalten werden.

Dies gilt insbesondere, weil der Erdgasmarkt im Unterschied zum Erdöl kein Weltmarkt sondern in regionale entkoppelte Märkte aufgeteilt ist. Es gibt keine weltumspannenden Erdgasnetze, und es wird sie auch auf absehbare Zeit nicht geben. Flüssigerdgas (LNG) kann diese Limitierung nur begrenzt ausgleichen. Einmal ist aufgrund des Verflüssigungsaufwandes mit einer etwa 20%igen Reduzierung der Vorräte zu rechnen. Darüber hinaus ist der Aufbau einer LNG-Infrastruktur sehr kosten- und zeitintensiv, so dass nur die Verflüssigung von genügend großen Gasfeldern abseits von großen Pipelines sinnvoll werden kann.

In Europa wird die Eigenproduktion vermutlich innerhalb der kommenden fünf Jahre zurückgehen. Die Gasproduktion in UK wird mit einigen Jahren Verzögerung der Ölproduktion folgen. Nur Norwegen ist in der Lage, seine Produktion noch deutlich auszuweiten. Doch dies würde zu einem schnelleren Erreichen des Produktionsmaximums führen, das wir dann in etwa 20 Jahren erwarten würden.

Russisches Erdgas wird gerne als „back-up“ der europäischen Gasversorgung gesehen. Doch sollte man hier bedenken: Das mit 350 Tcf größte Feld (Urengoy) beinhaltet etwa 20-25 % allen russischen Gases. Dieses Feld erreichte bereits 11 Jahre nach Produktionsaufnahme das Maximum (1989), obwohl erst 1/3 des geschätzten förderbaren Inhaltes verbraucht war. Seither geht die Produktion zurück. Die noch verbleibenden großen Gasfelder sind nur aufwendig und kostenintensiv zu erschließen.

Fast die Hälfte der noch verbleibenden russischen Reserven befindet sich in Gasfeldern, die weniger als 1 Tcf enthalten. Wenn diese Felder nicht nahe einer Pipeline liegen, werden sie aus Kostengründen wohl nie produzieren. Neben Europa werden andere Staaten (z.B. Türkei, China, Korea, Japan) zunehmend auf russisches Erdgas zugreifen.

3.3 Ziele einer nachhaltig zukunftsfähigen Energieversorgung

Merkmale einer zukunftsfähigen Gesellschaft und damit einer nachhaltigen, zukunftsfähigen Energieversorgung sind von verschiedenen Autoren skizziert und diskutiert, aber kaum durch die Gesellschaft umgesetzt worden. Zu diesen Merkmalen gehört u.a.:

- die Erhaltung der Artenvielfalt;
- den erhaltenden und rekultivierenden Umgang mit Böden;
- die Senkung des Ausstosses der Klimagase bis zum Jahr 2050 in den Industrieländern um 80%;
- der Aufbau einer effizienten Energiewirtschaft auf Basis erneuerbarer Ressourcen;
- die Hinterfragung und Neubewertung dessen, was wir Wohlstand (Dienstleistungen oder Besitz, Konsum oder Nutzung) nennen und wieviel davon genug ist;
- die ressourcenoptimierte Bereitstellung von Dienstleistungen und Wohlstand, wobei die Ressourcenproduktivität um mindestens einen Faktor 10 steigen muß^{<7>};
- die weltweite Umstellung der Energiewirtschaft auf erneuerbare Energien (langfristig auf 100%).

Natürlich gibt es mehrere Wege dieses Ziel zu erreichen. Die kürzlich abgeschlossene Arbeit der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ zeigt diverse Optionen auf, die zur Erreichung der Klimaschutzziele in Deutschland führen können. Dabei war sich die Kommission bewusst, „dass Strategien, die einen Zeitraum von 50 Jahren umfassen, im Zeitverlauf eines halben Jahrhunderts mit vielfältigen sozialen Entwicklungen und technischen Innovationen konfrontiert sein werden. Sie werden weit über das hinausgehen, was am Anfang des 21. Jahrhunderts vorstellbar ist. Die nachstehend aufgeführten Ziele tragen dieser Überlegung bewusst Rechnung. Die Kommission hat daher Ziele und Instrumente so ausgewählt, dass sie aus heutiger Sicht mittel- und langfristig einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung des Nachhaltigkeitsziels leisten.

7. Siehe hierzu insb.: [Schmidt-Bleek, 1993], [Faktor 10 Club 1994]

In diesem Sinne sollen sie ein politisches Fundament für eine nachhaltige Energieversorgung bilden. ...“

Die Enquete-Kommission empfiehlt u.a. die Orientierung an nachfolgend konkretisierten Zielen mit dem Zeithorizont 2020:

- Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität um 3% pro Jahr in den nächsten 20 Jahren;
- Minderung der nationalen Treibhausgasemissionen um 40% bis zum Jahr 2020;
- Erhöhung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien um den Faktor 4 bis zum Jahr 2020 und die Ausweitung des Einsatzes erneuerbarer Primärenergien um den Faktor 3,5 bis zum Jahr 2020;
- Erhöhung des Stromaufkommens aus KWK um den Faktor 2 bis 2010 und um den Faktor 3 bis 2020;
- Absenkung des durchschnittlichen spezifischen Endenergieverbrauchs neu sanierter Altbauwohnungen auf 50 kWh/m² bis 2020;
- Absenkung des Flottenverbrauchs neu zugelassener PKW bis 2020 auf 3,5 bis 4 Liter je 100 km;
- konsequente Steigerung des Volumens für Technologien der umweltschonenden Energieerzeugung und -einsparung im Bereich der Entwicklungszusammenarbeit.

Diese Ziele können auch auf andere Industrieländer und Entwicklungsländer übertragen werden. Dass diese Ziele nicht unrealistisch oder unerreichbar sind, zeigen sowohl die Ergebnisse des LTI-Teams für Europa, des ERJ-Teams für Japan und letztlich für Deutschland die Arbeit der Enquete Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“.

Die dort ausgearbeiteten Szenarien umfassen sowohl das Beibehalten der fossilen Energieerzeugung - bei steigender Umwandlungseffizienz und der Möglichkeit, CO₂ in geologischen Formationen zu speichern -, als auch ein verstärktes Setzen auf die Kernkraft. Ein weiteres Szenario verfolgt den verstärkten Einsatz regenerativer Energieträger. Wie oben bereits erwähnt, kann das geforderte Einsparungsziel der Klimagase in allen drei Szenarien erreicht werden. Letztlich nachhaltig kann aber nur ein Weg sein, der die Erschöpfung endlicher Ressourcen ausschliesst, sich also in der langfristigen Projektion vollkommen auf regenerative Energien stützt.

Jeder Ansatz, der dies nicht tut, also nicht langfristig auf einen weltweiten Umstieg auf eine rein regenerative Energieversorgung abzielt, mag zwar Unterstützung innerhalb bestimmter Interessengruppen in der Energiewirtschaft finden, ändert jedoch nichts an der Tatsache, dass er zu kurz greift. Es ist vollkommen klar, dass die angestrebten Reduktionsziele in einem überschaubaren Zeitraum - wir sprechen hier von etwa zwei Generationen - erreicht werden müssen. Unser Handeln muss aber darauf ausgerichtet sein, der Menschheit das Überleben für einen Zeitraum zu ermöglichen, der aus unserer jetzigen Perspektive als unüberschaubar angesehen werden muss. Dies schliesst ressourcenerschöpfende Systeme von vornherein aus.

Als Übergangslösung wären solche Systeme nur dann akzeptabel, wenn ein Umstieg auf regenerative Energien technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zu verkraften wäre. Beides ist nicht der Fall. Die Betrachtung der Ergebnisse der Enquete-Kommission zeigen, dass weder die längerfristige Weiternutzung der fossilen, noch die verstärkte Nutzung nuklearer Energietechnik einen Kostenvorteil gegenüber einem frühzeitigen, also jetzt beginnenden Umstieg auf regenerative Energieträger erbringt. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass jedes längere Festhalten am jetzigen Energiesystem - unter derzeitigen Marktbedingungen - zwangsläufig die technologische Fortentwicklung und somit auch den umfassenden Einsatz regenerativer Energietechnologien, aufgrund des noch bestehenden Kostenvorteils der fossilen und nuklearen Energieerzeugung, verzögert. Die Menschheit hat aller Voraussicht nach nicht mehr die Zeit, sich weiterhin eine Entwicklung zu leisten, die zwar kurzfristig finanzielle Vorteile für wenige bringt, langfristig aber eine Gefährdung des Überlebens aller darstellt.

4) LTI-PROJEKT : REGENERATIVE VERSORGUNG DER EU UND DER BRD

Im LTI-Projekt wurde von "Extrem"-Szenarien - mit sehr unterschiedlichen aber ehrgeizigen ökonomischen, sozialen und ökologischen Zielen - ausgegangen, die in den nächsten Jahrzehnten erreicht werden sollen. Denn wenn ein großräumiges Energieversorgungssystem - auf der Basis erneuerbarer Energien - unter diesen hohen Ansprüchen darstellbar ist, ist die Realisierungsmöglichkeit eines solaren Europa mit weniger ehrgeizigen Zielen größer [LTI 1998].

Die in den Szenarien betrachteten erneuerbaren Energiequellen sind Biomasse, Wasserenergie, Solarthermie, Photovoltaik und Windenergie. Andere Quellen wie Geothermie, Wellen- und Gezeitenenergie wurden nicht einbezogen. Dies bedeutet allerdings nicht, dass diese Technologien keine Beachtung finden sollen; sie sollen vielmehr bei geeigneten lokalen Potenzialen genutzt werden. Desweiteren wurden die heute durch verschiedene Studien dargestellten Effizienzgewinne in den verschiedenen Sektoren als Nachfragesenkung mit einberechnet.

Folgende Technologien wurden ausschließlich zur Stromproduktion herangezogen: Windturbinen, solarthermische Kraftwerke, Photovoltaik, existierende Großwasserkraftwerke und zusätzlich Kleinwasserkraftwerke.

Wärme wird durch Solarkollektoren, feste und flüssige Biobrennstoffe, Wasserstoff, Wärmepumpen oder elektrischen Strom erzeugt und in Warmwasserstanks gespeichert. Die Solararchitektur wurde aus systematischen Gründen als "Effizienz"-Gewinn dargestellt. Umgebungswärme wird durch Wärmepumpen genutzt.

Kombinierte Strom- und Wärmeproduktion erfolgt durch Kraftwärmekopplung und Brennstoffzellen. Biomasse wird zu verschiedenen gasförmigen Brennstoffen wie Bio-

gas oder Wasserstoff für reversible Brennstoffzellen verarbeitet. Außerdem wird Biomasse in Form von Flüssigbrennstoffen im Verkehrssektor genutzt. In einigen Fällen, wo Effizienzmaßnahmen und erneuerbare Energien die Energienachfrage noch nicht ausreichend abdecken können, werden fossile Brennstoffe eingesetzt. Dies ist hauptsächlich im Verkehrssektor und für einige übriggebliebene Backup-Systeme der Fall. Solare Kraftwerke werden für die Elektrolyse zur Produktion von Wasserstoff eingesetzt; dieser wird entweder über Pipelines verteilt, direkt verbrannt oder in Brennstoffzellen zur Stromproduktion genutzt.

In Anbetracht der Tatsache, dass die meisten für eine voll regenerative Energieversorgung benötigten Technologien bereits entwickelt und erprobt sind, steht bei der folgenden Betrachtung der Szenarien der LTI-Studien der Aspekt der Integration regenerativer Energietechnologien in die bestehenden Energiesysteme im Vordergrund. Zielvorgabe für die Entwicklung der Szenarien war, die inzwischen allgemein anerkannten Klimaschutzziele zu erreichen, also die Möglichkeit eines Energieversorgungssystems aufzuzeigen, mit dem die notwendige Reduktion der CO₂-Emissionen um 80% realisiert werden kann.

4.1 Annahmen der Szenarien

Ausgehend von zwei Archetypen des Bürgers – dem ökologisch motivierten Bürger und dem konsumorientierten Bürger – wurden zwei Szenarien entwickelt, die zu einer 80%igen CO₂ Reduktion für Europa bis zum Jahr 2050 führen. Im „Sustainable“ Szenario sorgt der Staat dafür, dass der aus ökologischer Sicht beste Mix an Technologien genutzt wird, und der Bürger unterstützt ihn durch entsprechende Konsumänderungen. Im anderen Szenario, dem „Fair Market“-Szenario, gibt es einen Markt an dem die verschiedenen Energietechnologien unter Berücksichtigung ihrer externen Kosten miteinander konkurrieren können. Dabei findet eine schrittweise Internalisierung der externen Kosten statt.

Beide Szenarien benutzen nur Technologien aus dem Jahr 1995 – neuere Entwicklungen (z.B. Windkraftanlagen der Megawattklasse, kleine Brennstoffzellen oder virtuelle Kraftwerke) sind nicht genutzt worden. Beide Szenarien versuchen soweit wie möglich mit innereuropäischen erneuerbaren Energiequellen auszukommen. Für die gesamte EU werden bis zum Jahre 2050 gleiche Lebensstandards sowie eine Verfügbarkeit von Geräten ähnlich der gegenwärtigen Situation in Dänemark, Deutschland oder den Niederlanden angenommen, d.h. der Wohlstand steigt beträchtlich in vielen Regionen der EU.

4.1.1 Das „Fair Market“-Szenario

Das Fair Market-Szenario der Studie stützt sich auf eine markbestimmte Entwicklung unter entzerrten, „fairen“ Marktbedingungen. Die Einführung und der Umfang der Verwendung werden aus ökonomischer Sicht bestimmt, wobei jedoch die externen Kosten der verfügbaren Optionen in die Marktpreise einbezogen werden. Die externen Kosten wurden über die gesamte Zeit als konstant angenommen und mit den zur Zeit der Studiererstellung veranschlagten Werten berechnet. Innerhalb des Szenarios wurde das Verbraucherverhalten nicht modelliert. Stattdessen wurde davon ausgegangen, dass die verfügbaren Optionen in der Reihenfolge der damit verbundenen Kosten wahrgenommen werden. Die Zeitspanne, die von der Einführung einer neuen Technologie bis zur Marktdurchdringung vergeht, wurde aus in der Vergangenheit gemachten Beobachtungen abgeleitet.

4.1.2 Das „Sustainable“ Szenario

Im „Sustainable“ Szenario sind anspruchsvolle Annahmen über die Umsetzung ökologischer und sozialer Ziele gemacht worden.

1. Ressourcenproduktivität

Erste Abschätzungen zeigen auf, dass der durch den Menschen verursachte Materialstrom mindestens halbiert werden muss. Dadurch dass in den industrialisierten Ländern wesentlich mehr Materialien in der Wirtschaft umgesetzt werden als in den Entwicklungsländern, ist eine Reduktion der Stoffströme in den Industrieländern von 80 - 90% notwendig um diese Forderung einzuhalten. Daher ist es ein zunehmend allgemein anerkanntes Ziel, eine Reduktion der Materialströme um mindestens einen Faktor 10 für das nächste Jahrhundert zu erreichen [Schmidt-Bleek].

Im Rahmen dieses Szenarios wurden nur einige grobe Zielvorstellungen dieser derzeit schon stattfindenden Steigerung der Ressourcenproduktivität abgebildet. Für die Industrie wird angenommen, dass der Einsatz neuer Materialien um den Faktor 4 reduziert wird. Dies kann einesteils durch Produktdesign erreicht werden, z.B. Produkte, die eine längere Lebensdauer besitzen, und andererseits durch eine Änderung des Verbraucherverhaltens. Letzteres beinhaltet z.B. das Teilen von Produkten, die selten gebraucht werden. Zusammen mit einer Recyclingrate von 50% kann der Materialeinsatz insgesamt um den Faktor 8 reduziert werden.

Für einige Industriebereiche wurden jedoch spezielle Annahmen getroffen: Wegen der andauernden Vergrößerung der Wohnfläche pro Kopf und der Notwendigkeit

von Sanierungen im Gebäudebestand wurde ein konstanter Zementverbrauch und eine 20%ige Steigerung des Glasverbrauchs angenommen. Eine Teilstudie des Projektes, welche die Energiesparmöglichkeiten im Bereich der Industrie Sektor für Sektor untersuchte, ergab im Mittel Einsparpotentiale im Bereich der Brennstoffe von 20-50% und im Bereich der Elektrizität von 10-50%. In einigen Bereichen sind durch den Einsatz rezyklierter Materialien größere Einsparungen möglich.

2. Lebensstandard

Für die gesamte EU werden bis zum Jahre 2050 gleiche Lebensstandards sowie eine Verfügbarkeit von Geräten ähnlich der gegenwärtigen Situation in Dänemark, Deutschland oder den Niederlanden angenommen, d.h. der Wohlstand steigt beträchtlich in vielen Regionen der EU. Die Energieeffizienz von Geräten verbessert sich um ca. 60-85%. Im Gebäudesektor wächst die Wohnfläche pro Kopf auf 42m², was dem gegenwärtigen Spitzenniveau in der EU entspricht. Der spezifische Raumwärmebedarf des Gebäudebestandes wird durch Sanierungen von derzeit 150 kWh/(m²a) auf 40 kWh/(m²a) in Nordeuropa bzw. auf 30 kWh/(m²a) in Mitteleuropa reduziert.

3. Wohlstand

Die Gesellschaft in diesem Szenario strebt veränderte Formen des Lebens in der Gemeinschaft an: Immaterielle Dinge wie die Freude an einer intakten Natur oder die Bildung der eigenen Persönlichkeit werden höher eingeschätzt als materielle, gegenständliche Güter wie z. B. das eigene Auto. Das Leasing und Mieten von Produkten anstelle Besitz von Gütern, das Recycling und effizienter Ressourcenumgang zur Bereitstellung materieller Güter anstelle Verbrauchswachstum, oder ökologischer Landbau anstatt Nahrungsmittel aus konventioneller Erzeugung fassen immer mehr Fuß und werden Leitmotive vieler Menschen sein.

4. Dienstleistungen

Die Gesellschaft im Jahr 2050 hat einen niedrigeren Verkehrsaufwand und einen anderen Zugang zum Raum und zur Landnutzung. Der Dienstleistungssektor wächst bis zum Jahre 2050 um den Faktor 1,5 und kompensiert z.T. einige Arbeitsplätze, die in der Industrie verloren gehen (siehe unten). Dies findet hauptsächlich durch zusätzlich entstehende Serviceleistungen in den Bereichen des Recycling, der Reparatur und der Wiederherstellung statt. Der deshalb ansteigende Energiebedarf wird durch die gleichzeitig stattfindenden Effizienzsteigerungen in diesem Sektor begrenzt.

5. Verkehr

Die drastischsten Annahmen wurden im Verkehrsbereich gemacht: Der Verkehr nimmt bis zum Jahr 2050 um jährlich 6% ab (heute wächst er noch jährlich 7%!). Es wird angenommen, dass die Eisenbahn (Europäisches Schnellverkehrsnetz) genutzt wird und keine Passagierflüge auf Kurz- und Mittelstrecken mehr stattfinden. PKWs mit einem Benzinverbrauch von 2l/100km oder LKWs, die 34% weniger Diesel verbrauchen, bewirken einen Rückgang des Energiebedarfs im Verkehrsbereich um den Faktor 10.

6. Flächen-/Bodennutzung und Landwirtschaft

Landfläche ist in der dicht besiedelten Region Europa ein karges Gut. Sie wird gebraucht für Siedlungen, für den Verkehr, für die Landwirtschaft, die erneuerbaren Energien / Rohstoffe und letztlich für die Natur selber. Diese vielfache Inanspruchnahme der Landflächen Europas ist in einer anderen Studie untersucht worden [Lehmann, Reetz 1994], [Lehmann et al. 1996]. Eine nachhaltige Nutzung der Landflächen Europas kann nur erreicht werden, wenn die Erosionsraten gesenkt werden, wenn der Natur wieder genügend Raum zur eigenen Entfaltung und Entwicklung gegeben wird, wenn die Vergiftung, Verdichtung, Zerschneidung und Zersiedlung der Böden beendet wird. Um dieses auch nur annähernd zu realisieren, muss sich die Ernährung ändern, wobei der bedeutendste Faktor der geringere Verzehr von Fleisch ist. Letzteres ist eine Vorbedingung für eine veränderte Landnutzung, bei der 10% der gesamten Fläche als vollständig geschützte und vernetzte Regionen für die Natur abgetrennt werden kann, für eine Reduktion von Dünger, Pestiziden und Herbiziden um den Faktor 5. Hier wird auch angenommen, dass in der EU, um die Erosion von Boden einzudämmen, flächendeckend "ökologische Landwirtschaft" eingeführt wird und die Effizienz des Ernährungssystems Europas gesteigert wird; heute kommen nur 50% der produzierten Kalorien beim Konsumenten an. Diese Zielvorstellungen beschränken die Potentiale an Biomasse (insb. Reststoffe) in diesem Szenario beträchtlich.

7. Raumplanung

Die Charta von Athen hatte zum Grundinhalt menschenfreundliche Wohngegenden zu schaffen, weil man erkannt hatte, dass das Leben der Anwohner in direkter Umgebung von industriellen Anlagen Gesundheitsrisiken birgt. Dies führte zu einer systematischen Trennung von Arbeits- und Wohnwelt. Heute geht diese Entwicklung sogar so weit, daß eine räumliche Dreiteilung von Industrie, Gewerbe und Wohnen angestrebt wird. Letztendlich führt dies zu einem erheblichen Transportvolumen von Gütern und Menschen sowie zu Zersiedelung und Flächennutzung. Die Charta von Athen, so gut und menschenfreundlich diese Idee war, wird durch die zunehmende Lärm- und Emissionsbelastung durch den Verkehr kontraproduktiv. Die Vision des

Sustainable Szenarios sieht hier eine Veränderung vor. Durch die Einschnitte in den Umsatz von Naturressourcen in der Industrie werden die Umweltbelastungen in ihrer Umgebung drastisch abnehmen. Weitere Maßnahmen zur Minderung der Emissionen werden helfen, die Einwirkungen durch die Industrie zusätzlich zu senken. Hieraus entsteht eine Renaissance der gemeinsamen räumlichen Strukturen von Industrie, Gewerbe und Wohnen. Ein solches Umdenken, wie in der Charta von Florenz auf der Europäischen Solararchitektur-Konferenz von 1993 erstmals formuliert, ist schon heute bei Raumplanern und Architekten zu beobachten.

8. "Flächenimport"

Es wird angenommen, dass die Länder der EU eine ausgeglichene Export/Import-Bilanz an genutzten Flächen hat. Dies bedeutet, dass für alle importierten landwirtschaftlichen Güter im Ausgleich Güter exportiert werden, die gleich viel Flächenverbrauch darstellen. Konsequenterweise wurde auch gefordert, daß keine außereuropäischen Flächen zur Energieerzeugung genutzt werden.

4.2 Ergebnisse der Szenarien

4.2.1 Das „Fair Market“-Szenario

Im Fair Market-Szenario wird davon ausgegangen, dass der eigentliche Bedarf der Konsumenten nicht der Energieverbrauch an sich ist, sondern die dahinter stehende Dienstleistung bzw. das Produkt, für das die Energie benötigt wird. Dementsprechend richtet sich das Verhalten der Konsumenten danach aus, die Bedürfnisse an Dienstleistungen und Produkten mit geringstmöglichem finanziellen Aufwand zu befriedigen. Unter „fairen“ Marktbedingungen, also bei Einbeziehung der externen Kosten, werden die energieeffizienteren Dienstleistungen und Produkte - langfristig betrachtet - die wirtschaftlichere Option.

Ob der Konsument diese Optionen wahrnimmt oder nicht, hängt aber nicht nur von der langfristigen Perspektive ab. Vielmehr spielen hier noch andere Faktoren, beispielsweise das Wissen, eine Reihe sozialer Kosten und - vor allem - die Anschaffungskosten eine wichtige Rolle. Der höhere Preis energieeffizienter Geräte und die mit der Durchführung von Einsparmaßnahmen verbundenen Kosten wirken der schnellen Realisierung der bestehenden Einsparpotenziale entgegen. Nur wenige Verbraucher haben die finanziellen Mittel, alle möglichen Einsparmaßnahmen binnen kurzer Zeit umzusetzen. Zum Zeitpunkt der Entscheidung steht zudem oftmals der unmit-

telbare Preisunterschied im Vordergrund, so dass der langfristige wirtschaftliche Vorteil eines energieeffizienten aber teureren Produktes nicht wahrgenommen wird.

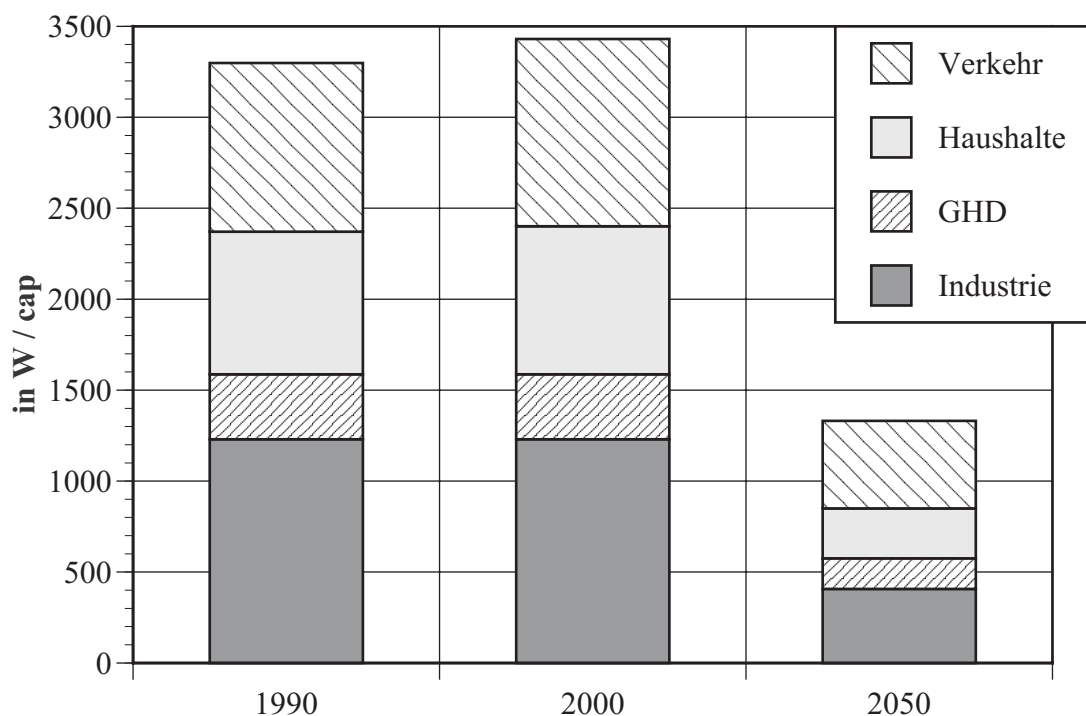


Abbildung 4-1 : Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Fair Market-Szenario, in Watt per Capita.

Aufbauend auf diesem Ansatz und unter Einbeziehung bereits abzusehender, der Energieeinsparung entgegenstehender Entwicklungen, z.B. dem Trend zu mehr Wohnfläche pro Kopf -, geht das „Fair Market“-Szenario von einem Rückgang des Endenergiebedarfs von etwa 61% aus.

Die gesamte Energieproduktion beträgt 2414 W/cap.. Der größte Beitrag entfällt mit mehr als einem Drittel auf Biomasse. Alleine auf die Bioplantagen entfallen dabei ca. 27%. Weitere 19% entfallen auf die direkte Nutzung der Sonnenenergie (Solarthermie ca. 5%, Photovoltaik ca. 9% und solarthermische Kraftwerke etwa 5%). Die Windenergie trägt etwa 15% zur Energieversorgung bei, wobei onshore- und offshore-Anlagen etwa gleich grosse Beträge beisteuern.

Tabelle 4-1 : Erzeugungsbeitrag der verschiedenen Energieträger [in Watt Jahr pro Kopf der Bevölkerung] und der konventionellen Energieträger einschließlich Atomenergie [LTI 1998]

	2050
Solarthermische Wärme	120
Biogas	80
Biomasse Rückstände	119
Biomasse von Plantagen	658
PV Elektrizität	217
Onshore Wind Elektrizität	178
Offshore Wind Elektrizität	190
Wasserkraft Elektrizität	84
Zusätzliche Kleinwasserkraft	69
Solarthermische Elektrizität	131
Öl für Flugzeuge und Schiffe	168
Nicht energetische Verwendung	315
Umwelt Wärme	84
Summe	2414

4.2.2 Das „Sustainable“ Szenario

Mit den im „Sustainable“ Szenario getroffenen Annahmen beträgt der Gesamtenergieverbrauch innerhalb der Europäischen Union im Jahre 2050 nur noch 38% des Verbrauchs des Jahres 1990.

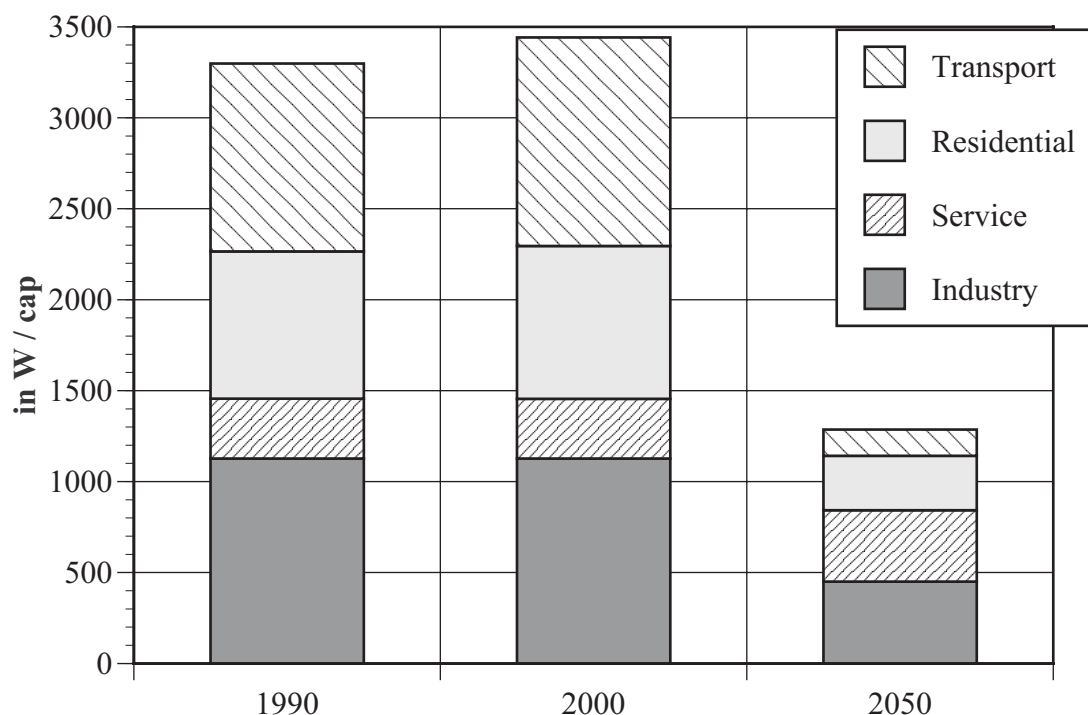


Abbildung 4-2 : Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sustainable Szenario, in Watt per Capita.

Auf der Versorgungsseite sind die Endanteile der verschiedenen Technologien durch heuristische Bewertungen von möglichen Werten normativ gesetzt worden. Die zeitlichen Verläufe wurden durch im Jahre 2000 beginnende logische S-Kurven bestimmt. Die Endanteile wurden so variiert, dass am Ende ein System mit stabiler zeitlicher und räumlicher Versorgung des europäischen Gebietes mit Strom und Wärme entstand. Die Markteinführung der verschiedenen Technologien wurde detailliert auf ihre Realisierbarkeit untersucht und die S-Kurven, die diese Einführung widerspiegeln, angepasst.

Die gesamte Energieproduktion im „Sustainable“ Szenario fällt mit 1663 W/cap. deutlich geringer aus als im „Fair Market“-Szenario. Der Anteil der regenerativen Energieträger ist mit 95% dagegen deutlich höher.

Der größte Beitrag im Sustainable Szenario stammt aus der direkten Nutzung der Sonnenenergie. Von ihrem Gesamtbeitrag von 39% macht alleine die aus Solarkollek-

toren gewonnene Wärme etwa 20% aus. Auf solarthermische Kraftwerke entfallen ca. 11% und auf die Photovoltaik etwa 9%. Biomasse trägt in starkem Umfang zur Versorgung bei (ca. 30%), wobei auch hier der größte Beitrag aus der Nutzung von Energiepflanzen stammt (ca. 17%).

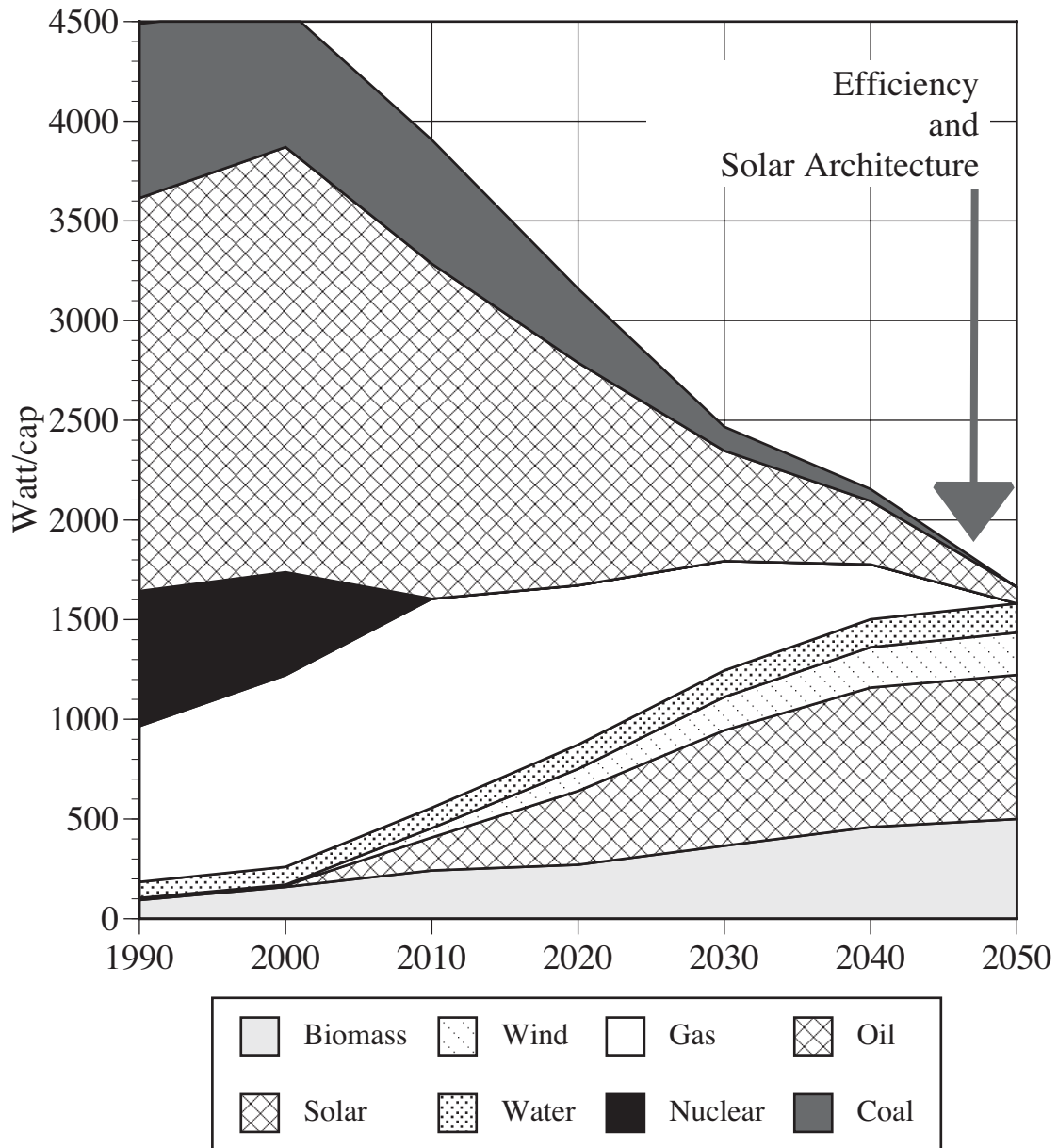


Abbildung 4-3 : LTI „Sustainable“ Szenario, zeitliche Entwicklung des Szenarios.

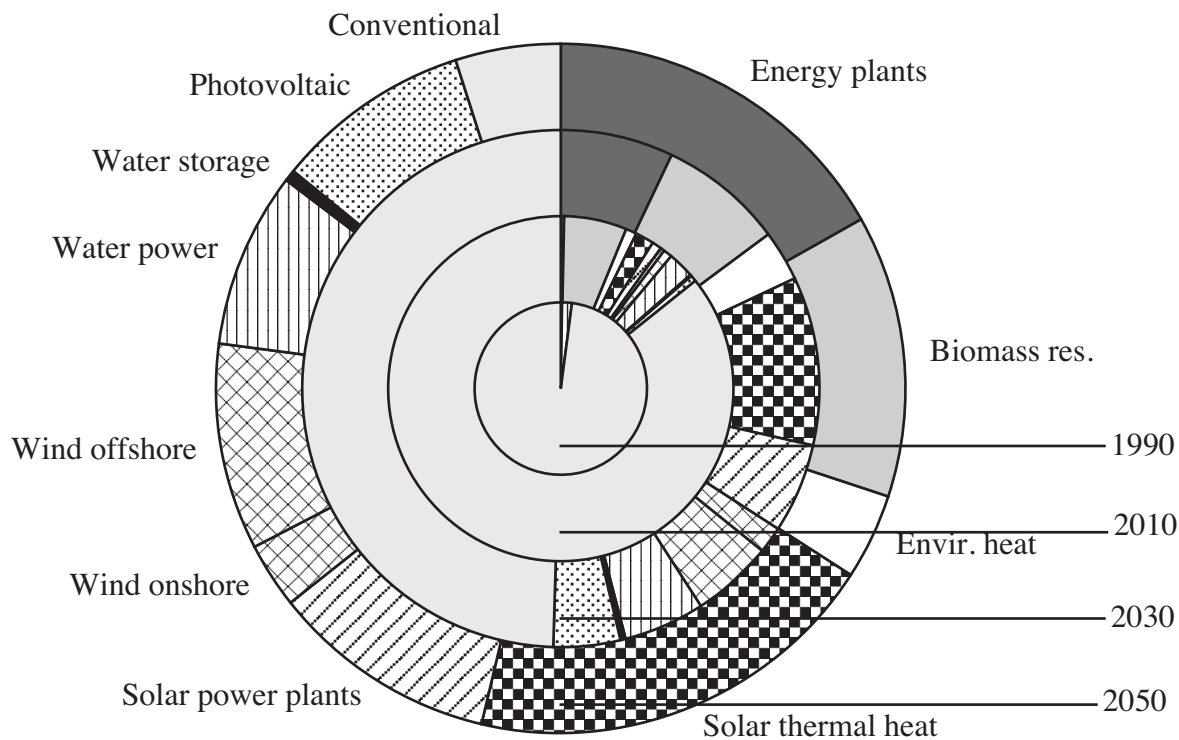


Abbildung 4-4 : Zeitliche Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Energieträger zu dem LTI „Sustainable“ Szenario.

Die Windkraft trägt mit ca. 13% in ähnlichem Maß zur Versorgung bei wie im Fair Market-Szenario. Im Sustainable Szenario liegt der Schwerpunkt jedoch eindeutig bei der offshore-Nutzung, die mit ca. 10% den Beitrag der onshore-Nutzung um etwa das Dreifache übersteigt.

Tabelle 4-2 : Zeitliche Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Energieträger zu dem LTI „Sustainable“ Szenario.

	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
Energy plants	0	0	12	69	174	264	280
Biomass residues industry	0	64	70	94	129	160	186
Biomass residues other	0	96	160	108	63	37	34
Environmental heat	0	7	40	59	78	73	67
Solar thermal heat	10	0	68	165	260	318	326
Solar power plants	0	0	35	86	138	171	177
Wind onshore	0	4	15	32	41	47	51
Wind offshore	0	0	32	78	126	156	161
Water power	81	85	97	115	125	132	137
Water storage	0	4	5	7	8	8	9
Photovoltaic	0	0	23	60	103	138	153
Conventional	4304	4306	3349	2286	1222	652	82
Summe	4395	4566	3906	3159	2467	2156	1663

4.2.3 Vergleichende Analyse der beiden Systeme

Vergleicht man die Versorgungssysteme der beiden Szenarien, so fällt die unproportional höhere Primärenergieproduktion im Fair Market-Szenario auf. Der Endenergiebedarf im Fair Market-Szenario übersteigt den des Sustainable Szenarios um lediglich 44 W/cap bzw. etwa 3,5%. Dem gegenüber ist die Primärenergieproduktion um ca. 45% (ca. 751 W/cap) höher als die des Sustainable Szenario. Ein Grund hierfür ist, dass im Fair Market-Szenario feste Biomasse nur in sehr geringem Umfang direkt als Brennstoff genutzt wird. Der bei weitem größte Teil wird zur Produktion von Wasserstoff und Methanol verwendet. Auch wird ein wesentlich höherer Anteil des produzierten Stroms für die Wasserstoffproduktion genutzt. Die dadurch auftretenden höheren Umwandlungsverluste führen zu dem höheren Bedarf an Primärenergie.

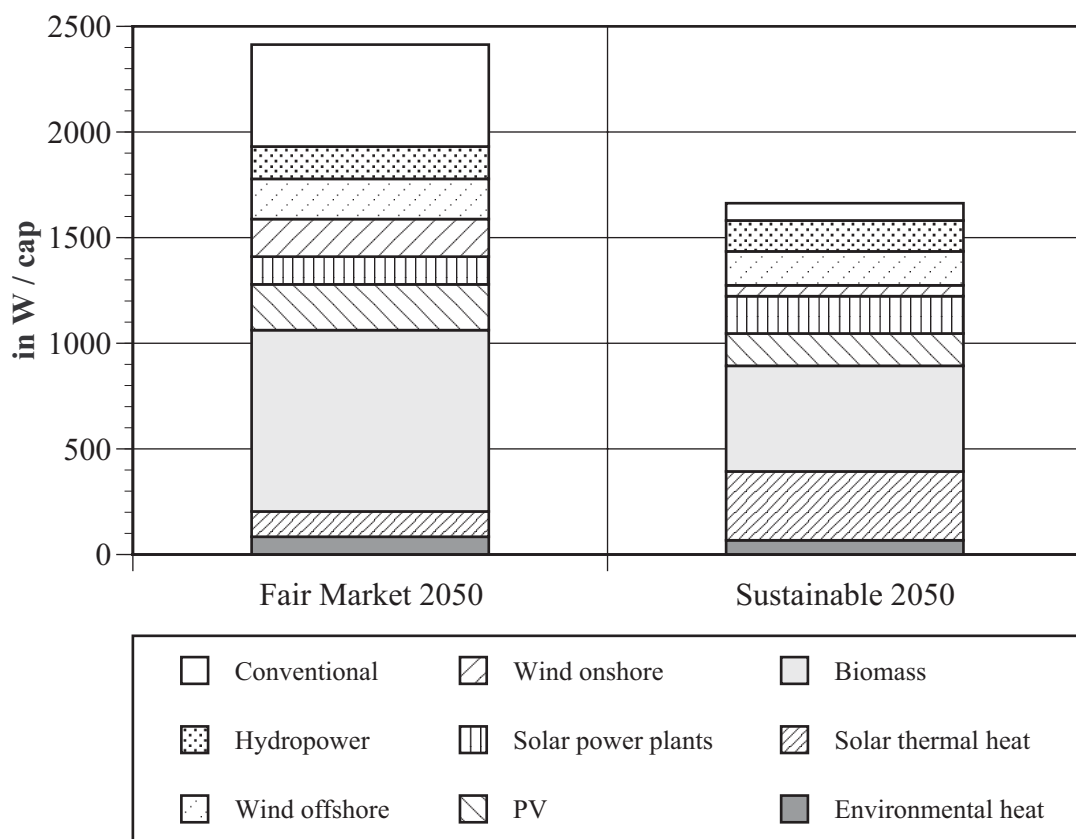


Abbildung 4-5 : Anteil der Energieträger an der Versorgung 2050 in den Szenarien. [LTI 1998]

Erlaubt man den Import von solarem Wasserstoff aus anderen Weltregionen und optimiert den Kraftwerkpark, dann sind sehr viele Kombinationen an vollen solaren Versorgungen für Europa denkbar. Eine mögliche Variante, das sogenannte „Opti“-Szenario, hat durch eine verstärkte Nutzung der solaren Wärme dafür geringere Annahmen zur Gebäudesanierung, und einen gegenüber den beiden LTI-Szenarien größeren Anteil nicht fluktuierender eine höhere Versorgungssicherheit.

Alle drei Szenarien sind aus der heutigen Sicht (siehe hierzu Kapitel zum Strukturvergleich) „fette“ Systeme, d.h. durch die mangelnden Möglichkeiten der Systemoptimierung ist eine aus heutiger Sicht zu große Kraftwerkskapazität installiert.

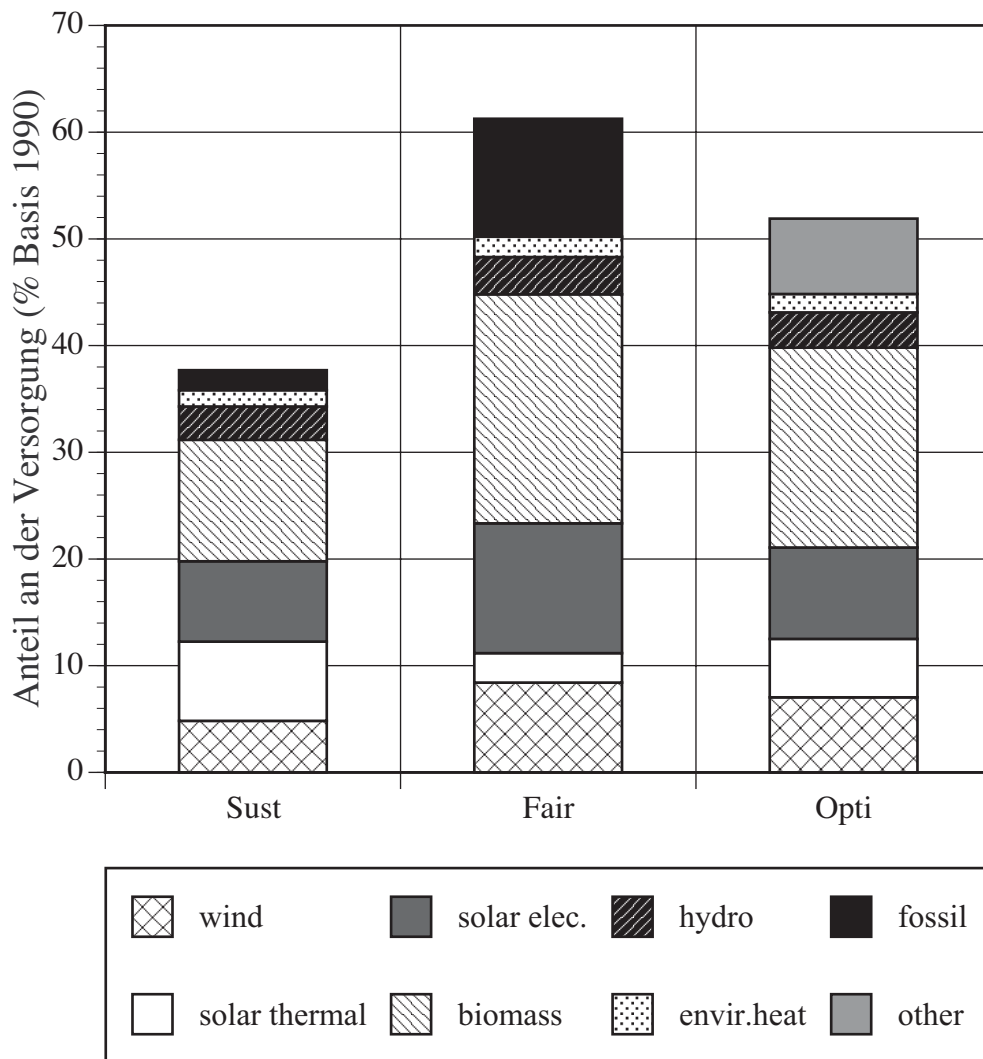


Abbildung 4-6 : Die LTI Szenarien „Sustainable“ und „Fair Market“, das sog. „Opti- Szenario mit ihrer Versorgungsstruktur, verglichen mit dem Basisjahr 1990.

4.3 LTI Projekt: Sensitivitätsanalyse

An die in den Szenarien entwickelten solaren Energieversorgungsstrukturen und die Einführungszeiträume sind einige kritische Fragen zu stellen:

4.3.1 Funktioniert dieses System das ganze Jahr?

Die resultierenden Energiesysteme sind im Detail abgebildet und mit realen Wetterdaten simuliert worden. Die Konsistenzüberprüfung durch ein Simulationsmodell auf Stundenbasis zeigte, dass das „Sustainable“ Szenario ein mögliches Problem bei der Bereitstellung von ausreichend Niedertemperaturwärme für Heizzwecke im Win-

ter hat. Dieses Defizit könnte durch die Versorgung mit fossilen Brennstoffen oder Wasserstoff gedeckt werden und würde dem Ziel einer 80%igen CO₂-Reduktion nicht entgegenstehen. Ein Simulationslauf offenbarte, dass nur zusätzliche 450 W/Kopf dieses Problem lösen würden, die in dem Szenarium auch mit nicht fossilen Maßnahmen bereit gestellt werden können. Es könnten mehr Wasserstoff und mehr aus Biomasse gewonnene Brennstoffe produziert oder die Wohnungen besser isoliert werden; es könnte aber auch die Kapazität der Photovoltaik reduziert (es gibt im Sommer einen Überschuss an Strom, der zur Wasserstoffproduktion verwendet wird) und die frei werdenden Dachflächen für solarthermische Nutzung genutzt werden, welche dann aber auch mehr saisonale Wärmespeicherkapazitäten erfordern würde. Damit ist das erarbeitete Endszenario in der Lage, ganzjährig Energie (Strom, Wärme und Brennstoffe) in ausreichender Menge bereit zu stellen. Fluktuationen der Stromversorgung lassen sich durch eine entsprechende Führung der zuschaltbaren Kraftwerke (z.B. Brennstoffzellen) ausgleichen.

In dem anderen Szenario ist es durch den noch hohen Anteil an fossilen Brennstoffen oder importierter Solarenergie (z.B. als Wasserstoff oder Stromimporte) einfacher, eine ganzjährig stabile Energieversorgung darzustellen.

4.3.2 Sind die Einführungskurven realistisch?

Vergleicht man die errechneten Markteinführungskurven für die erneuerbaren Energietechnologien mit historischen Beispielen (z.B. Automobil, Lufttransport, Computer, insbesondere Windenergie nach 1995), so gibt es in der Geschichte der Technologieentwicklung Markteinführungen, die schneller sind. In den Szenarien werden durchschnittliche Steigerungen der Installationen der erneuerbaren Energien bis 2050 (Basis 1990) um jährlich 5,8% bis 7% angenommen. Dies bedeutet aber nicht, dass die Markteinführung deshalb "von selbst" kommt, in einigen Fällen (insbesondere Photovoltaik) sogar noch besonders starker Anstrengungen bedarf. Historisch zufällig, trotzdem erwähnenswert ist, dass der im „Sustainable“ Szenario errechnete Wert für 2010 nicht weit weg ist von dem im Weißbuch für erneuerbare Energien für Europa formulierten Ziel.

Bei den Effizienzsteigerungen im Industriesektor, im Verkehrssektor und bei den Geräten der Haushalte wurde mit vorsichtigen Werten gerechnet. Im „Sustainable“ Szenario mit den höchsten Effizienzsteigerungen wurde als durchschnittliche Steigerung der Effizienz nur 1,6% pro Jahr angenommen, dies ist nicht viel höher als die derzeitigen durchschnittlichen Effizienzsteigerungen.

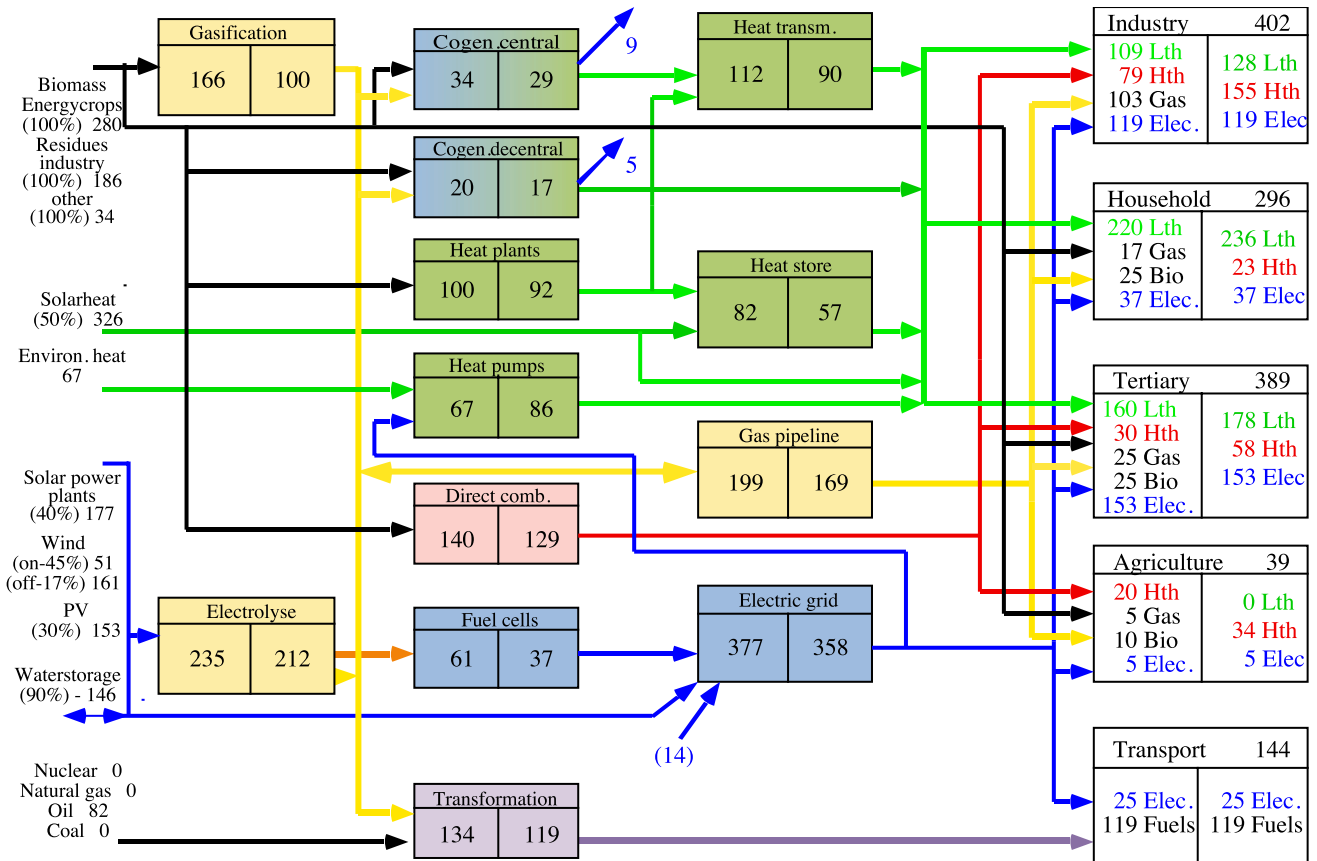


Abbildung 4-7 : Aufbau und Struktur des Energieversorgungssystems des „Sustainable Szenarios“ für Europa (2050). Bei den erneuerbaren Energien ist der Anteil der Potentialausnutzung in Prozent angegeben. Alle Größen sind Watt Jahr pro Kopf der Bevölkerung [LTI 1998].

Betrachtet man den Gebäudesektor, so ändert sich das Bild. Um die klimapolitischen Ziele einzuhalten, mussten in diesem Sektor technologisch realisierbare, aber dennoch starke Steigerungen in der Effizienz und der Nutzung solarer Gewinne angenommen werden. Diese müssen auch im Baubestand umgesetzt werden. Hier müsste die Sanierungsrate europaweit verdoppelt werden, um die in dem „Sustainable“ Szenario dargestellte Entwicklung auch abbilden zu können. Im „Sustainable“ Szenario wird ein durchschnittlicher Energieverbrauch von 30 KWh für Heizung und/oder Kühlung pro Quadratmeter und Jahr (die passiven Gewinne sind hier bereits eingerechnet) im Jahr 2050 angenommen^{<8>}. Der Einsatz dezentraler Wärme/Stromproduktion mit kleinen Brennstoffzellen könnte dieses Problem entscheidend lösen. In den anderen Szenarien besteht dieses Problem nicht so.

8. Zum Vergleich: Energieverbrauch 1990 in der BRD pro Jahr für Heizung 150 KWh/m²

4.3.3 Reichen die Potenziale der erneuerbaren Energien ?

Selbst unter den für die Potenziale der erneuerbaren Energien restriktiven Annahmen des „Sustainable“ Szenarios sind genügend Potentiale der einzelnen Technologien vorhanden. Weicht man die anderen ökologischen Ziele (insbesondere die der Landnutzung und der ökologischen Landwirtschaft) etwas auf, so erhöhen sich die Potenziale (insbesondere der Biomasse) drastisch. Dieses schafft „Reserveraum“, um z.B. die Probleme bei der Steigerung der Effizienz im Gebäudesektor aufzufangen. Gibt man die wenig realistische Annahme des „Sustainable“ Szenarios einer „Eigenversorgung“ Europas mit Energie auf, so können andere Quellen hinzugezogen werden, die eine solare Versorgung Europas sehr erleichtern würden. Ob dies solarthermische Kraftwerke in Nordafrika, Wasserenergie aus Canada oder Biomasse aus Rußland bedeutet, ist offen und der zukünftigen Geschichte überlassen. Macht man weniger konservative Annahmen über die Effizienz der erneuerbaren Energietechnologien (z.B. wurde als größtes Windrad eine 600 KWh Anlage angenommen), so steigen die Potenziale drastisch. Dies hilft auch die Probleme im Gebäudebestand zu lösen.

4.3.4 Ist eine 100%ige Versorgung realisierbar ?

Der fehlende Anteil an einer vollen solaren Versorgung im „Sustainable“ Szenario wird im wesentlichen durch den Verkehr verursacht. Da bei der Formulierung der Szenarien nur auf Technologien zurückgegriffen wurde, die schon auf dem Markt sind, konnten einige für eine solare Energieversorgung wichtige Technologien wie z.B. Brennstoffzellen (mobil und dezentral) nicht in dem Szenario mit berücksichtigt werden. Mit diesen Technologien und den oben ausgeführten zusätzlichen Potenzialen ist eine volle solare Versorgung Europas möglich, auch wenn die Ziele im Gebäudebestand nicht vollständig erreicht werden.

Im „Fair Market“-Szenario braucht nur der noch verbliebene Anteil an fossilen Energieträgern durch importierte Solarenergie ersetzt zu werden. Dieser Restbedarf kann leicht durch den Import von solar erzeugtem Wasserstoff aus dafür gut geeigneten Regionen gedeckt werden.

4.4 Teilanalyse Deutschlands im Sustainable Szenario

Die installierten Kraftwerkskapazitäten und die Stromnachfrage richten sich bei den hier vorgestellten Simulationsläufen nach dem "Sustainable Energy Szenario" für das Jahr 2050.

Tabelle 4-3 : Installierte Leistung bzw. Jahresenergieproduktion der Regenerativen im LTI Sustainable Szenario für die BRD. [LTI 1998]

Technologie	Einheit	Wert 2050
Photovoltaik*	MW	96480
Windenergie	MW	15130
KWK-Anlagen	MW	95
Biogas, el.	MW	640
Wasserkraft	TWh	19

* Leistung mit 1000 W/m² und 18% Wirkungsgrad berechnet.

Innerhalb des Teilsystems für die BRD sind für ganz Deutschland 77,2 km² aufgeständerte PV-Anlagen auf Flachdächern, 232 km² Auf-Dach-Montierte Anlagen auf Satteldächern und 227 km² Anlagen auf Fassaden installiert. Die installierte Windenergieleistung beläuft sich auf 15.130 MW. Zwei Drittel der Anlagen haben eine nominelle Leistung von 1,5 MW, bei dem restlichen Drittel handelt es sich um Anlagen der 600 kW Klasse.

Rund 95 MW Leistung entfallen auf KWK-Anlagen, die gasförmige, aus Biomasse gewonnene Brennstoffe mit einem Wirkungsgrad von 25% verstromen. Weitere 670 MW Kraftwerke nutzen Biogas für die Stromgewinnung bei einem Wirkungsgrad von 26%.

Die Stromerzeugung aus Wasserkraft wurde mit 18,7 TWh/a veranschlagt.

4.4.1 Stromverbrauch:

Das Szenario gibt für Deutschland im Jahre 2050 für verschiedene Verbrauchergruppen folgenden Stromverbrauch vor:

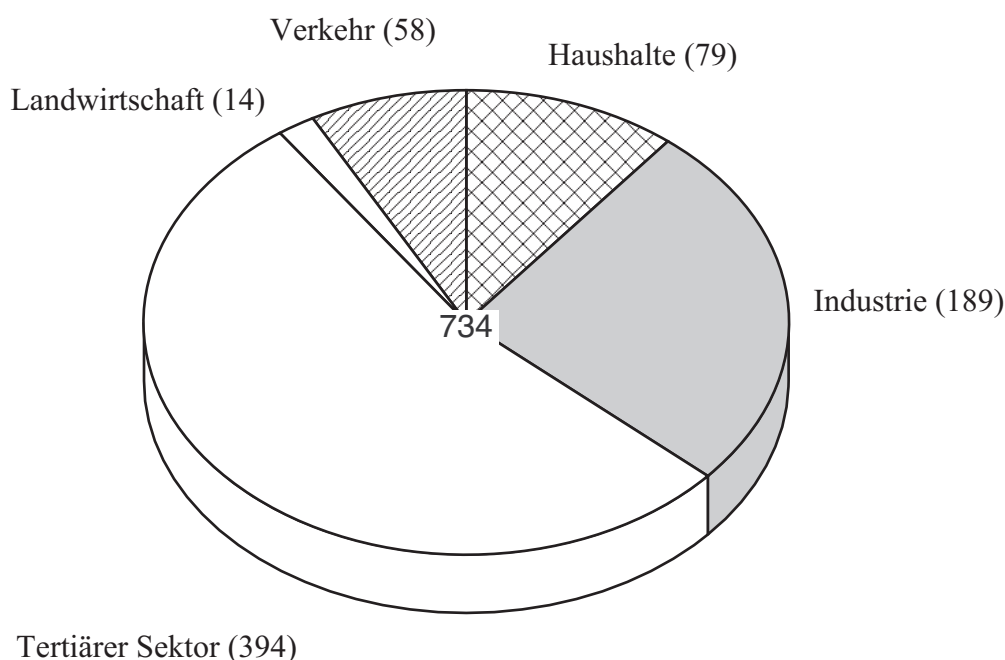


Abbildung 4-8 : Stromverbrauch im Jahr 2050 nach dem Sustainable Energy Szenario, in PJ

Die Jahreshüllkurve, die Tagesprofile und die Wochentagsbewertungsfaktoren einzelner Verbrauchergruppen wurden Studien des VDEW entnommen. Da keine Kurven für den Bereich "Tertiärer Sektor" existierten, wurde dieser Stromverbrauch auf die Verbrauchergruppen "Handel- und Gewerbe" und "öffentliche Gebäude" aufgeteilt. Die Aufteilung richtete sich nach der real auftretenden Aufteilung von 1,5 : 1.

Grundlage für die realitätsnahe Simulation der Erträge waren Wetterdatensätze für das Jahr 1990 des Deutsche Wetterdienstes. Diese Wetterdatensätze bestanden aus stündlich aufgelösten Daten der Direkt- und Diffusstrahlung, der Windgeschwindigkeit sowie der Außentemperatur. Aus diesen wurden die für die jeweiligen Regionen als repräsentativ angesehen Daten ausgewählt. Da einige Datensätze größere Lücken enthielten oder nicht alle Daten von einer Station vorlagen, wurden diese aus den Daten angrenzender Regionen bzw. Standorte interpoliert. Kleinere Lücken, die insbesondere in den Strahlungsdatensätzen auftraten, wurden manuell durch Vergleich mit Daten nahegelegener Wetterstationen gefüllt. Für die Erfassung der Windverhältnisse wurden zwei Zeitreihen, je eine für Binnen- und Offshoreshandorte verwendet.

Für die Simulation wurde Deutschland in sechs verschiedene Regionen (Nordost, Nordwest, Ost, West, Südost, Südwest) aufgeteilt, die jeweils mit einem repräsentativen Wetterdatensatz einer in dieser Region gelegenen Wetterstation berechnet wurden. Die sechs Regionen wiesen jeweils in Nord-Süd- und Ost-West-Richtung

Verbindungen zu ihren Nachbarregionen auf. Hierbei wurden für jede Verbindung fünf 380 kV-Kabel mit einer Länge, die der Entfernung der Regionsmitten zueinander entspricht, angenommen.

Die Simulation wurde in zwei verschiedenen Varianten durchgeführt: In der ersten Variante wurde von einer gleichmässigen Verteilung der installierten Anlagen auf sechs Regionen ausgegangen. Auch die Verbrauchsdaten wurden gleichmäßig auf die sechs Regionen, in die die BRD für die Simulation aufgeteilt wurde, verteilt. Die zweite Berechnung wurde aufbauend auf den Ergebnissen der ersten Modellrechnung entwickelt. Diese folgte einem Ansatz, der auf die Ausnutzung regionaler bzw. standortspezifischer Vorteile für die jeweilige Technologie abzielte. So fand eine verstärkte Installation innerhalb der für die jeweilige Technologie besonders günstigen Standorte bzw. Regionen statt.

4.4.2 Variante 1 - „gleichmäßige“ Verteilung

Bei der ersten Variante (gleichmäßige Verteilung) unterscheidet sich die Stromerzeugung der einzelnen Regionen nur durch die unterschiedlichen Wetterdaten, was den direkten Vergleich der technologiespezifischen Erträge der unterschiedlichen Stromerzeugungsoptionen innerhalb der Modellregionen erlaubte.

Diese Modellrechnung zeigte deutlich das Süd-Nord-Gefälle der photovoltaischen Stromerzeugung. So konnte z.B. in der südwestlichen Region des Modells ein 31% höherer Ertrag erzielt werden als in der Region Nordwest. Genau umgekehrt stellte sich die Situation bei der Windkraft dar. Hier war der erzielbare Ertrag in den nördlichen Regionen erheblich höher als in den südlichen Regionen. Als besonders gut stellte sich hierbei die Region Nordost mit heraus, während die Südost-Region besonders schlecht für die Stromerzeugung aus Windkraft abschnitt (24 PJ/a in Nordost und nur 1,4 PJ/a in Südost). Auch die Region Ost wies sich als recht ertragsstark (19 PJ/a). Die Energieerzeugung durch Wasserkraft und der BHKW ist in allen Regionen gleich hoch, da die einzuspeisende Energie in allen Regionen gleich hoch angesetzt wurde und alle Regionen von derselben Hüllkurve ausgingen^{<9>}. Leichte regionale Abweichungen in Bezug auf die Bioenergie sind dadurch zu erklären, dass die

9. Die in Deutschland bestehenden Potenziale der Wasserkraft und die installierte Leistung der BHKW wurden - unabhängig von der realen Verteilung der Potenziale bzw. einer der regionalen Verbrauchsstruktur angepassten Verteilung der BHKW gleichmäßig auf alle Regionen verteilt. Ferner wurde die zeitvariable Energieproduktion für alle Regionen gleich angenommen. Tatsächlich müsste sich diese im Falle der Wasserkraft nach den momentan in der Region verfügbaren Wassermengen richten. Bei den BHKW würde sinnvollerweise die installierte Kapazität dem Energiebedarf der jeweiligen Region angepasst, der sich aus der Besiedlungsdichte und der wirtschaftlichen Struktur ergibt und so von Region zu Region unterschiedlich ist.

Biogasgeneratoren nur dann eingesetzt wurden, wenn die fluktuierenden Stromquellen den Bedarf nicht decken konnten. Diese Zeiträume variierten zwischen den einzelnen Regionen.

Tabelle 4-4 : Installierte Anlagen in den Regionen Deutschlands - Variante 1 - „gleichmäßige“ Installation nach dem Sustainable Energy Scenario

	Nordwest	Nordost	West	Ost	Südwest	Südost
Photovoltaik						
Aufgeständert	12,9 km ²	12,9 km ²	12,9 km ²	12,9 km ²	12,9 km ²	12,9 km ²
Auf-Dach	38,7 km ²	38,7 km ²	38,7 km ²	38,7 km ²	38,7 km ²	38,7 km ²
Fassade	37,8 km ²	37,8 km ²	37,8 km ²	37,8 km ²	37,8 km ²	37,8 km ²
Wind (P _{inst})	2522 MW*	2522 MW*	2522 MW	2522 MW	2522 MW	2522 MW
BHKW (erzeugte Energie)	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ
Biogas (P _{inst})	106 MW	106 MW	106 MW	106 MW	106 MW	106 MW
Wasser (erzeugte Energie)	11,2 PJ	11,2 PJ	11,2 PJ	11,2 PJ	11,2 PJ	11,2 PJ

Die Regionen Nordost, Ost und Südwest konnten einen Energieüberschuss erwirtschaften. Umgekehrt stellt sich die Situation bei den anderen Regionen dar. Diese importieren mehr Energie als sie exportieren. Als Netto-Export-Regionen waren also die Regionen zu identifizieren, die bei einer Stromerzeugungsoption besonders viel Energie einspeisen (NO, O: Wind; SW: PV) und auch bei den übrigen keine großen Einbußen gegenüber den anderen Regionen aufwiesen. Besonders häufig traten die Überschüsse dieser Regionen zu Zeiten auf, zu denen andere Regionen Bedarfslücken aufwiesen. Diese Überschüsse können dann exportiert werden.

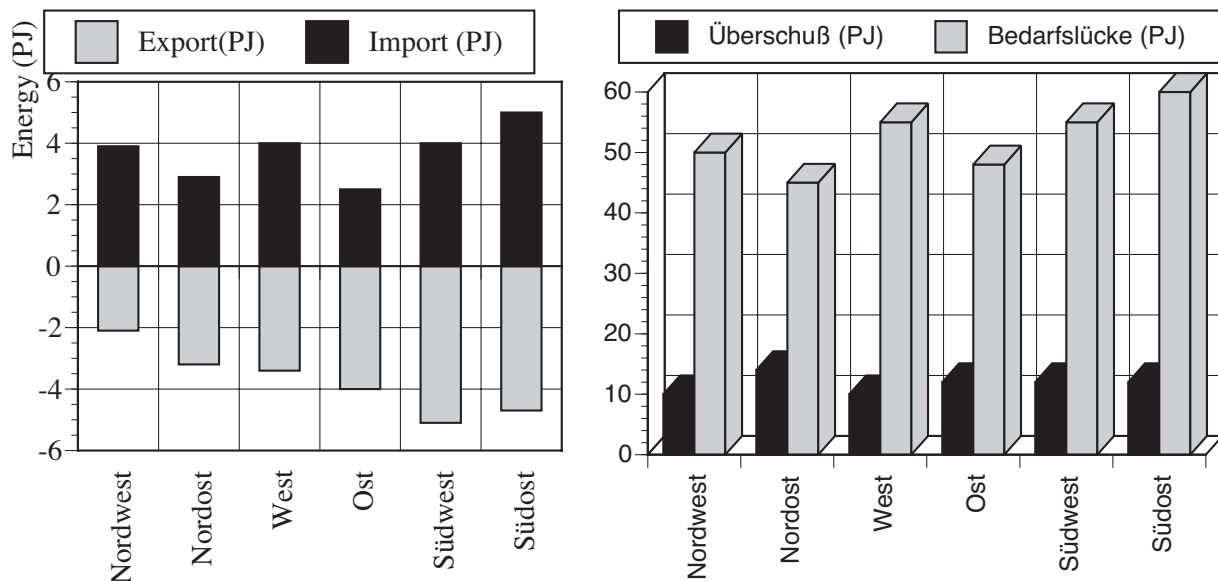


Abbildung 4-9 : Importierte & exportierte Energie (links) und Überschüsse & Bedarfslücken (rechts), Variante 1

Die Region Nordost wies die kleinsten Bedarfslücken bei gleichzeitig höchsten Überschüssen auf. Dies kann mit der recht guten Ausbeute bei der Photovoltaik und der hervorragenden Ausbeute bei der Windenergie erklärt werden. Alle anderen Regionen hatten erheblich schlechtere Überschuss/Bedarfslückenbilanzen. Aufgrund des schlechten Ertrags der Windenergie hatte die Region Südost die schlechteste Überschuss/Bedarfslückenbilanz.

Insgesamt zeigte das Ergebniss dieser Modellrechnung, dass die erneuerbaren Energiequellen etwa 66% der benötigten Energie erzeugen konnten. Die Betrachtung der gesamten Überschüsse von 68 PJ ergab aber, dass 14% der erneuerbaren Energie zu Zeitpunkten erzeugt wurde, an denen sie nicht verbraucht werden konnte.

Das Zusammenfallen von Lastspitzen und geringer regenerativer Stromproduktion führte zu einer maximalen Bedarfslücke von ca. 34 GW. Im Mittel des Jahres lag die Bedarfslücke jedoch bei nur ca. 8 GW, so dass eine nur geringe Auslastung der benötigten Reservekapazität stattfindet. Demgegenüber wurde zu Zeiten hoher Produktion bei gleichzeitig geringem Strombedarf ein maximaler Überschuss von etwa 48 GW ermittelt, was die Speicherproblematik verschärft.

Erschwerend kommt hinzu, dass die vorgehaltene Reservekapazität die Fähigkeit einer hohen Laständerungsgeschwindigkeit haben muss, um auf die teilweise rasche Verringerung der regenerativen Erträge hinreichend schnell reagieren zu können. Dies bedeutet aber eine deutlich erhöhte Anforderung an die Kraftwerkstechnik. Ein Weg zur Minderung dieser Problematik liegt im Abbau von Lastspitzen, die z.B. durch Verbrauchermanagement – also das zeitliche Verschieben von Strombedarf in

Zeiten generell geringerer Nachfrage – deutlich reduziert werden könnten. In der Folge wäre hierdurch eine geringere Reservekapazität nötig, die gleichzeitig eine höhere Auslastung hätte und somit wirtschaftlicher zu betreiben wäre.

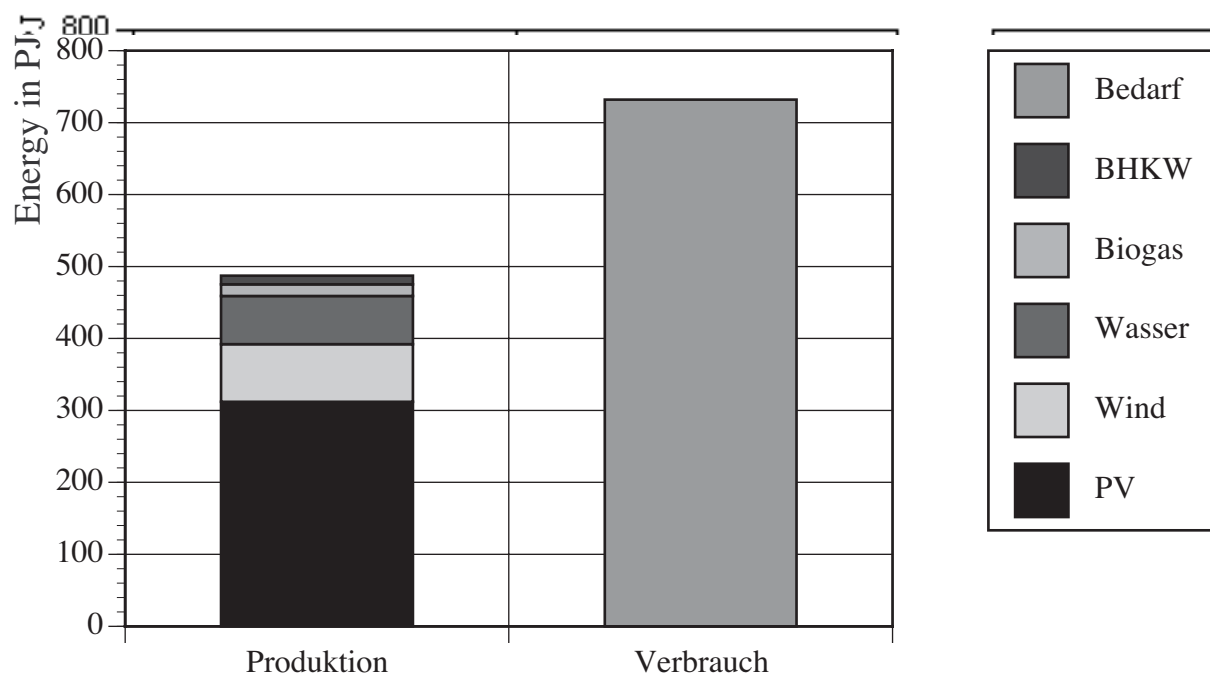


Abbildung 4-10 : Erzeugte und nachgefragte Energie (Variante 1)

4.4.3 Variante 2 - „optimierte Verteilung“

In der zweiten Modellvariante, wurden die regenerativen Stromerzeuger in optimierter Weise^{<10>} so auf das Simulationsgebiet verteilt, dass höhere Energieerträge zu erwarten waren. Hierzu wurde die Installation von Windkraftanlagen mehr in nördliche Regionen und die der Photovoltaikanlagen in südliche Regionen verschoben. Bei den Windkraftanlagen wurde dabei von einem größeren Anteil an Offshore-Anlagen (75%) ausgegangen.

Aufgrund der besseren Anpassung der regional verwendeten Technologien auf das regionale Angebot aus regenerativen Quellen fiel die Bilanz der einzelnen Regionen deutlich besser aus als in der Modellrechnung der ersten Variante.

10. Die Verschiebungen sollten nicht zu groß sein, um regional vorhandene Potenziale nicht zu überschreiten

Tabelle 4-5 : Installierte Anlagen nach dem Sustainable Energy-Szenario in der zweiten Modellvariante [Lehmann et al. 1998]

	Nord- west	Nordost	West	Ost	Südwest	Südost
Photovoltaik						
Aufgeständert	9,3 km ²	12,4 km ²	12,4 km ²	12,4 km ²	15,5 km ²	15,5 km ²
Auf-Dach	27,9 km ²	37,2 km ²	37,2 km ²	37,2 km ²	46,4 km ²	46,4 km ²
Fassade	27,2 km ²	36,3 km ²	36,3 km ²	36,3 km ²	45,4 km ²	45,4 km ²
Wind On- shore(P _{inst})	900 MW ^a	900 MW ^b	540 MW	900 MW	360 MW	0
Wind Off- shore(P _{inst})	5765 MW	5765 MW	0	0	0	0
BHKW (erzeugte Energie)	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ	1,95 PJ
Biogas (P _{inst})	106 MW	106 MW	106 MW	106 MW	106 MW	106 MW
Wasser (erzeugte Energie)	0,67 PJ	0	3,4 PJ	3,4 PJ	22,8 PJ	37,0 PJ

a. Von den norddeutschen Onshore-Windkraftanlagen werden 20% als so küstennah angenommen, dass auch sie mit den Winddaten von Norderney bzw. Arkona simuliert werden

b. Von den norddeutschen Onshore-Windkraftanlagen werden 20% als so küstennah angenommen, daß auch sie mit den Winddaten von Norderney bzw. Arkona simuliert werden

Die Regionen Nordwest und Nordost exportierten wesentlich mehr Energie als sie importieren. Demgegenüber stellten sich die südlichen Regionen mit einem nur kleinem Übergewicht auf der Import-Seite bzw. ausgeglichener Import-Export-Bilanz dar. Als starke Import-Region waren die Regionen West und Ost zu identifizieren. Im überregionalen Verbund traten regionale Überschüsse und Bedarfslücken anderer Region oft zeitgleich auf, so dass oft die Überproduktion einer Region zum Ausgleich von Bedarfslücken einer anderen Region verwendet werden konnte.

Trotzdem wies lediglich die Region Nordost eine ausgeglichene Überschuss-Bedarfslücken-Bilanz auf, während in allen übrigen Regionen, besonders ausgeprägt in den Regionen West und Ost, in der Bilanz eine Bedarfslücke verblieb.

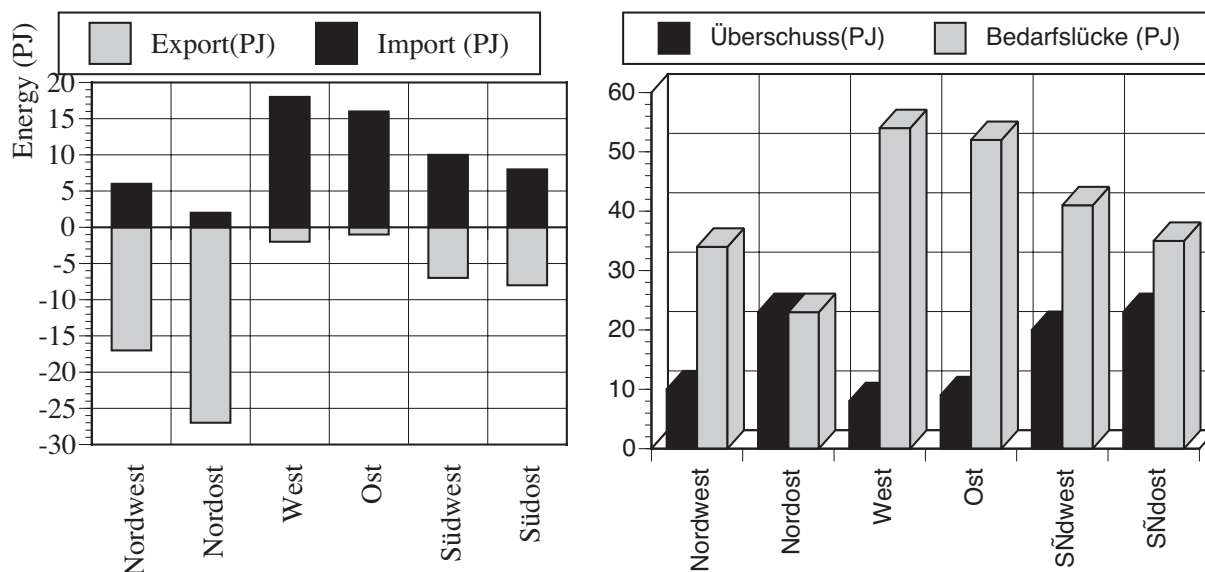


Abbildung 4-11 : Importierte & Exportierte Energie (links) und Überschüsse & Bedarfslücken (rechts), Variante 2.

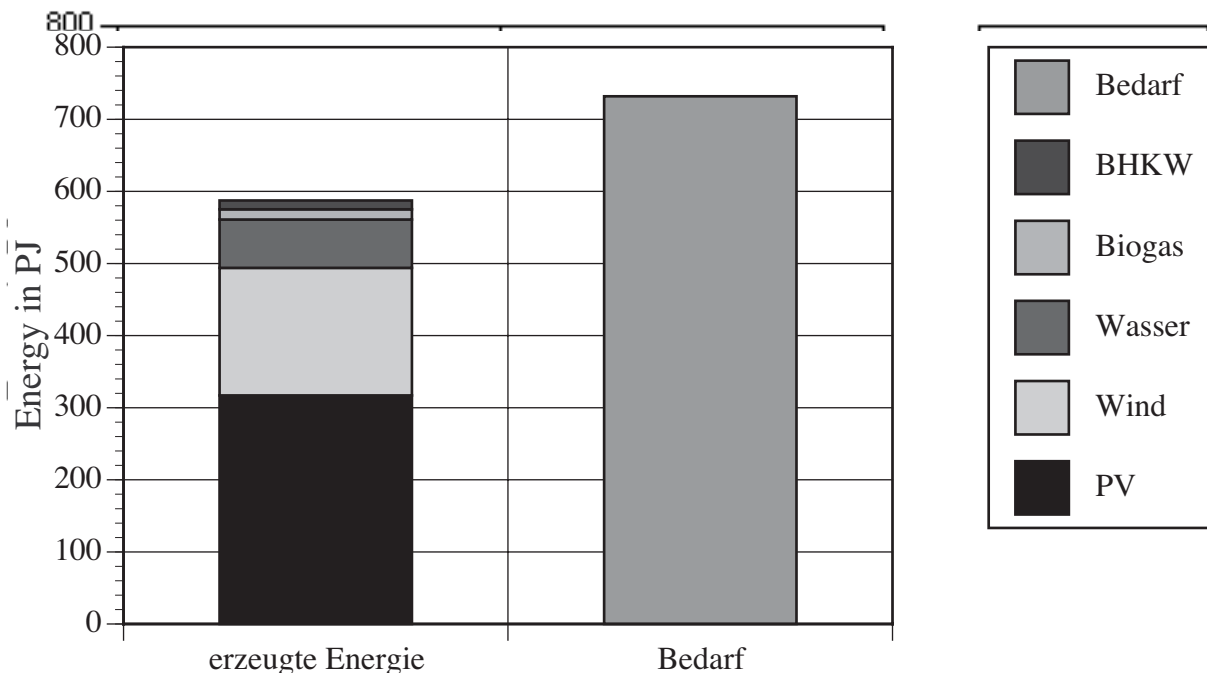


Abbildung 4-12 : Erzeugte und nachgefragte Energie im gesamten Simulationsgebiet (Variante 2)

Insgesamt konnten in der regional optimierten Variante der Modellrechnung 80% der nachgefragten Energien aus regenerativen Quellen bereitgestellt werden. Etwa 16 % der Energie wurde zu Zeitpunkten erzeugt, in denen sie nicht verbraucht werden konnte. Damit belief sich die Summe der ungenutzten Überschüsse auf 93 PJ.

Die regional optimierte Verteilung der installierten Kapazitäten führte gegenüber der Variante 1 nicht zu einer Verringerung der benötigten Reservekapazität. Lediglich die mittlere Reststromnachfrage verringerte sich auf ca. 4,6 GW (Variante 1: ca. 7,8 GW).

Dadurch fällt die Auslastung der Reservekapazitäten in der Variante 2 noch deutlich geringer aus als im ersten Modell (gleichmäßig verteilte Installation), bleibt also die überwiegende Zeit ungenutzt. Trotz des höheren Deckungsgrads aus regenerativen Energiequellen führte die Verteilung der installierten Kapazitäten in der Modellvariante 2 nicht zu einer Verstetigung des Energieangebots. Eher war das Gegenteil zu beobachten: Die benötigte Laständerungsgeschwindigkeit der vorgehaltenen Reserve ist höher als die der Variante 1, so dass im Gesamtsystem mit regional optimierter Installation eine erhöhte Anfälligkeit gegenüber Fluktuationen in der Stromerzeugung besteht. Gleichzeitig fielen aber auch die maximalen Überschüsse in der Stromerzeugung höher aus (ca. 53 GW), was gegenüber der Variante 1 zu einer nochmals verstärkten Speicherproblematik führt.

Auch bei einer weiteren Simulation, bei der in das System nach Variante 2 zusätzlich in jede Region Wasserstoffpeicher eingefügt wurden (Lade-/ Entladeleistung 20 GW, unbegrenzt angenommene Kapazität, Wirkungsgrad 0,64), konnte kein Abbau der benötigten maximalen Reservekapazität erzielt werden. Durch die Vermeidung ungenutzter Überschüsse konnte die gesamte Bedarfslücke jedoch um etwa 59 PJ abgesenkt werden (von 239 PJ auf 180 PJ). Auch eine erhöhte Auslastung der Reservekapazität konnte durch die Integration der Speicher erreicht werden. Kritisch anzumerken ist hierbei jedoch die – zur Vermeidung von Überschüssen - hohe benötigte Speicherleistung und der damit verbundene technische Aufwand.

4.4.4 Zusammenfassung und Vergleich der Ergebnisse

Vergleicht man die beiden Modellvarianten, fällt zunächst auf, dass mit der zweiten Modellvariante 21% mehr Energie als mit der ersten Modellvariante erzeugt wird. Dies ist vorrangig durch die erheblich gesteigerte Windenergieausbeute zu erklären. Durch die starke Verlagerung der Windkraftanlagen in den sehr küstennahen und Offshore-Bereich konnte die Windenergieausbeute von 79 auf 177 PJ gesteigert werden. Die Verlagerung der Photovoltaikanlagen in die südlichen Landesteile ergab demgegenüber nur eine kleine Steigerung der Ausbeute von 312 auf 317 PJ. Durch die erhöhten Erträge der fluktuierenden Energiequellen verringerte sich die Einspeisung der Biogasgeneratoren, die entsprechend der verbleibenden Stromnachfrage in den Regionen betrieben werden, um 12% von 16,2 auf 14,3 PJ.

Durch die Konzentration der verschiedenen Energiequellen in einzelnen Regionen (Windkraft im Norden, Photovoltaik und Wasserkraft im Süden) stiegen die importierten und exportierten Energien der Regionen erheblich an. Betrug die Summe der Exporte bzw. Importe bei der 1. Variante noch 22,5 bzw. 22,3 PJ^{<11>}, stieg sie bei der 2. Variante auf 62,0 bzw. 61,7 PJ an.

Ein Vergleich der Differenzdauerlinien der beiden Varianten zeigt, dass die Zeiträume, in denen die Differenzen des gesamte Simulationsgebietes Nahe Null liegen, bei der zweiten Variante erheblich höher liegen. Fasst man die Anzahl der Zeitschritte bei kleinsten Überschüssen und kleinsten bzw. nicht vorhandenen Bedarfslücken zusammen, stellt man fest, dass sich das gesamte System bei der 1. Variante 421 h und bei der 2. Variante 949 h in diesem Bereich (- 2000 MW - 2000 MW) befindet. Die Zeitanteile, in denen sich das System in diesem günstigen Bereich befindet, haben bei der 2. Variante gegenüber der ersten mehr als verdoppelt.

Gegenüber diesen Vorteilen der 2. Variante steht eine geringere Gleichmäßigkeit der Reststromnachfrage. Betrug die Vollaststundenzahl bei der ersten Variante noch 2009 h, lag dieser Wert bei der 2. Variante bei nur noch 1194 h. Dies liegt daran, dass bei der 2. Variante die mittlere Reststromnachfrage kleiner als bei der 1. Variante, die max. Reststromnachfrage bei beiden Varianten allerdings ungefähr gleich hoch ist. Die anderen Kennwerte, wie die Standardabweichung der Reststromnachfrage, die mittlere Laständerungsgeschwindigkeit sowie die max. Überschussleistung, sind bei der Variante 2 demgegenüber nur geringfügig größer als bei der Variante 1.

4.5 Schlussfolgerungen

Ein solares Energieversorgungssystem, das eine sichere und ganzjährige Versorgung ermöglicht, beinhaltet zum einen die konsequente Nutzung der vor Ort verfügbaren Ressourcen an erneuerbaren Energien: An den Küsten oder in windigen Regionen mehr die Windkraft, in ländlichen Gebieten mehr die Biomasse, in bebauten Gebieten Photovoltaik, sowie die passive und aktive Wärmenutzung, in sonnenreichen Regionen solarthermische Kraftwerke zur Stromerzeugung und dort, wo es möglich ist, die Wasserenergie. Zum anderen ist der intelligente Austausch von Energie zwischen den Regionen ein weiteres Merkmal einer solchen Energieversorgungsstruktur. Dieser Austausch kann über ein Stromnetz, ein Gasnetz oder aber über den Transport von Biomasse erfolgen. Das überregionale Netz dient neben dem Energieaustausch auch der Speicherung von Überschüssen. Das Speichermedium kann Biogas sein oder auch solar erzeugter Wasserstoff.

Die unterschiedlichen Technologien zur Nutzung der erneuerbaren Energien und die Potenziale der verschiedenen Regionen werden sich dabei mit ihren unterschiedlichen Stärken und Schwächen gegenseitig zu einer ganzjährig funktionierenden Ener-

11. Die Differenz zwischen der gesamten exportierten und importierten Energie geht als Leitungsverlust verloren

gieversorgung ergänzen. Insbesondere werden die zeitlichen Schwankungen bei der Bereitstellung von Energie, wie sie bei einem Teil der erneuerbaren Energietechnologien (wie z.B. Wind) auftreten, durch diesen Ansatz ausgeglichen. Wenn z.B. in einer Region kein Wind weht, kommt der Strom zuerst aus anderen regionalen Quellen, z.B. den vor Ort installierten Biomasse-Kraftwerken oder der Photovoltaik. Reicht dies nicht, so liefern Anlagen aus anderen Regionen.

Eine solche Energieversorgungsstruktur wird viel „intelligenter“ sein müssen als die heutige. Das fängt bei der Regelung des Systems an, das mittels Wettervorhersagemodellen die Energieproduktion plant, und endet bei Verbrauchern, die ihren Energieverbrauch dem Angebot an Energie anpassen. Die in den nächsten Jahren auf den Markt kommenden kleinen Brennstoffzellen, die aus der Verbrennung von Wasserstoff oder Biogas Wärme und Strom produzieren können, werden eine neue Form des „intelligenten“ Verbrauchers ermöglichen. Der Verbraucher benötigt dann nur eine Gasversorgung (mehr oder weniger basierend auf solar erzeugtem Wasserstoff) und kann sich selbst mit Wärme und Strom versorgen. Er kann aber noch mehr: Dieses „persönliche Kraftwerk“ kann auch Strom ans Netz liefern, z.B. auf Anfrage einer Leitstelle, die eine Spitzenlast abfangen möchte, oder im Rahmen eines Zusammenschlusses von mehreren „persönlichen Kraftwerken“, die dann ein virtuelles größeres Kraftwerk darstellen (diese persönlichen Kraftwerke sind in den hier beschriebenen Szenarien nicht benutzt worden).

„Vorausschauendes“ Management ermöglicht, dass Technologien, deren Energieproduktion wetter- und jahreszeitabhängig ist, und solche, deren Energie zeitlich jederzeit verfügbar ist, zusammen mit dem überregionalen Austausch eine stabile Energieversorgung der Verbraucher garantieren. Dies ist erst heute durch die Kommunikationstechnologien, die dem Internet zugrunde liegen, und durch die modernen Computertechnologien möglich geworden.

Aus den Simulationsläufen wird ersichtlich, dass neben den anfallenden Überschüssen die geringen Werte der Volllaststunden der Reststromnachfrage ein besonderes Problem dieses regenerativen Stromversorgungssystems darstellen. Diese geringen Volllaststundenzahlen entstehen dadurch, daß die max. Stromnachfrage durch die regenerative Stromeinspeisung nur geringfügig, die gesamte Stromnachfrage allerdings erheblich gegenüber der ursprünglichen Stromnachfrage verringert wird. Ein zur Deckung der verbleibenden Restlast vorzuhaltender Kraftwerkpark muss also hohe installierte Leistungen aufweisen, die nur in kleinen Zeiträumen genutzt werden können.

Während die Überschüsse durch Speicher abgebaut werden können, führt der Speichereinsatz bei den Volllaststunden der Reststromnachfrage dennoch zu keinen

befriedigenden Werten. Hierbei muss allerdings beachtet werden, dass die Lastgangsstruktur anhand von Profilen ermittelt wurde, die in den 80er Jahren gemessen wurden. Veränderungen an der Lastgangsstruktur, speziell an den Lastspitzen, werden positive Auswirkungen auf die Volllaststundenzahl der Reststromnachfrage haben. Würde es gelingen, die Lastspitzen zu senken, würde dadurch auch die max. auftretende Reststromnachfrage, die durch ein zeitliches Zusammentreffen hoher Stromnachfrage und geringer regenerativer Einspeisung entsteht, verringert werden. Zur Senkung kurzzeitiger Lastspitzen könnten „intelligente Verbraucher“ beitragen. Darunter sind Verbraucher zu verstehen, die wie Kühlschränke oder Gefriertruhen intermittierend Strom benötigen und diesen möglichst zu Zeiten hohen Stromangebots aus dem Netz ziehen. Neben der Verringerung kurzzeitiger Lastspitzen könnten diese Geräte u.U. das Auftreten von Überschüssen verringern und somit die Speicher entlasten.

Aus der heutigen Sicht müssen die Ergebnisse der hier beschriebenen Simulationen kritisch betrachtet werden. Es muss berücksichtigt werden, dass die Simulation mit einer niedrigen räumlichen Auflösung durchgeführt wurde und nur ein Wetterdatensatz pro Region verwendet wurde. Dementsprechend war es mit diesem Modell nicht möglich, unterschiedliche klimatische Bedingungen innerhalb einer Region zu erfassen. Als Folge daraus konnten auch keine Ausgleichseffekte innerhalb der Regionen zu Tage treten. Bei den später im Zuge des Energy Rich Japan-Projekts durchgeführten Simulationen, bei denen mit einer deutlich höheren räumlichen Auflösung und einem Vielfachen an Wetterdaten gearbeitet wurde, traten solche Ausgleichseffekte deutlich zu Tage. Anhand der ERJ-Ergebnisse zeigt sich auch, dass die früheren Ansätze zu überdimensionierten Systemen führen. Dies betrifft nicht nur die installierten Leistungen der regenerativen Energien, sondern insbesondere auch die notwendigen Reservekapazitäten. Eine hohe räumliche Auflösung und die möglichst fein gerasterte Abbildung des realen Wettergeschehens ermöglichen eine genaue Anpassung der installierten Kapazitäten an das regionale Energieangebot. Als Folge daraus lassen sich „schlanke“ regenerative Versorgungssysteme entwickeln, wie sie aus früherer Sicht nicht für möglich gehalten wurden.

Es wurde gezeigt, dass das europäische Energiesystem innerhalb der nächsten 60 Jahre verändert werden kann hin zu einem nachhaltigen Einsatz von Energie. Energieeffizienzmaßnahmen und umfangreiche Nutzung erneuerbarer Energien können die Atomenergienutzung beenden und den Einsatz fossiler Brennstoffe zur gleichen Zeit dramatisch reduzieren und später beenden.^{<12>} Einer vollen solaren/erneuerbaren Energieversorgung stehen keine prinzipiellen technischen oder finanziellen Hindernisse entgegen.

Ökonomische, rechtliche und institutionelle Rahmenbedingungen des Energiesystems müssen jedoch grundlegend und bald verändert werden. In der Praxis wird man sich auf eine Mischung von Instrumentarien stützen müssen. Der Gebäudebereich ist ein Schlüsselbereich, der bald angegangen werden muss. Jedes heute neu zu bauende oder zu renovierende Haus ohne ausreichende Verbesserung seiner Energieeffizienz und der Nutzung solarer Gewinne wird für die nächsten Jahrzehnte zu einem zusätzlichen Hemmnis beitragen. Die heute anvisierten Ziele (z.B. Verdoppelung der Nutzung der erneuerbaren Energien bis 2010 - Weißbuch der EU) sind der richtige erste Schritt in Richtung einer vollen solaren Versorgung. Es darf aber nicht dabei bleiben. Von 2010 bis 2020 muß nochmal verdoppelt werden.

Eine 100% solare/erneuerbare Energieversorgung für Europa ist realisierbar. Ob dieses 2050 oder erst 2100 möglich ist, hängt von den Maßnahmen und der Konsequenz der Einführungsmaßnahmen ab.

12. Mittel- und langfristig wird das umstrukturierte Energiesystem nicht teurer als das gegenwärtige sein und wird mehr Arbeitsplätze schaffen als ein konventionelles System. In der Anfangszeit werden zusätzliche Investitionen nötig, um diese Entwicklung anzustoßen. Siehe hierzu : [LTI, 1998]

5) SIMULATION DER DYNAMIK VON VERSORGUNGSSYSTEMEN

Das Programm „Simulation of renewable energy networks“ (SimRen)^{<13>} wurde entwickelt, um Energieversorgungssysteme zu untersuchen, die sich zu einem Großteil oder ausschließlich aus erneuerbaren Energiequellen zusammensetzen. SimRen basiert auf den Erfahrungen, die bei der Erstellung von Szenarien für das europäische Versorgungsgebiet gemacht worden sind [LTI 1998]. Bei der Analyse der Dynamik der Szenarien stellte sich heraus, dass die vorhandenen Werkzeuge (Simulationsprogramme, Datenbasis) noch nicht genügend entwickelt waren, um Stunden- oder Minuten-genaue Aussagen zur Versorgungssicherheit eines solchen Systems zu machen. Damit aber war eine Optimierung des Systems nur in Grenzen möglich, und die infolgedessen notwendigen Abschätzungen haben vermutlich dazu geführt, dass viel mehr Anlagenkapazität in den Szenarien gebraucht wurde, als für den sicheren Betrieb notwendig gewesen wäre.

Mit Hilfe der SimRen-Simulation ist es möglich, die Struktur eines Energieversorgungssystems detailliert innerhalb der Simulationsumgebung abzubilden und zu untersuchen. SimRen ermöglicht die Untersuchung der Dynamik des Systems, die Optimierung der räumlichen Verteilung der verschiedenen Technologien und die Simulation eines Landes oder eines Versorgungsgebietes^{<14>} über den Zeitraum eines ganzen Jahres.

13. SimRen wurde vom Autor konzipiert und zusammen mit G.Spangard (Diplomarbeit) und S.Herbergs (Programmierung) realisiert. Das Programm wurde mit der Simulationsumgebung „Extend“ programmiert. Erste Version in 1998.

14. Mit SimRen sind im Prinzip Simulationen von Versorgungsregionen in der Größenordnung einer Stadt bishin zu einem ganzen Kontinent möglich.

Die Dynamik des Systems ist von grossem Interesse, da insbesondere im Bereich der elektrischen Energieversorgung gewährleistet sein muss, dass der Energiebedarf zeitgleich gedeckt werden kann. Regenerative Energieversorger sind in einem hohen Maße abhängig von äußeren Wetterbedingungen. Deshalb ist ein großer Teil der Energieversorgung nicht oder nur eingeschränkt regelbar. Diese Fluktuationen werden durch eine gute räumliche Verteilung zu einem grossen Teil kompensiert. Daher ist es wichtig, eine hohe räumliche Auflösung zu simulieren und somit die Verteilung der Technologien optimieren zu können. Sollten Energieverbrauch und Energieproduktion zu einem Zeitpunkt nicht übereinstimmen, kommt es zu Frequenzschwankungen oder Versorgungsengpässen im elektrischen Netz. Es ist also auch erforderlich, das System mit einer ausreichenden zeitlichen Auflösung zu simulieren, um zu untersuchen, ob die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist.

5.1 Notwendige zeitliche und räumliche Auflösung der Simulation

Um zu beweisen, dass eine Region jederzeit mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen versorgt werden kann, ist eine sinnvolle zeitliche Auflösung der Simulation wichtig. Eine zeitliche Auflösung von einem Tag zum Beispiel würde zu wenig nützlichen Ergebnissen führen, da eine Unterversorgung innerhalb eines Tages, die durch die fluktuierenden Energieversorger entstehen, nicht erkannt werden könnte. Eine Auflösung von einem Wert pro Stunde ist die übliche Auflösung, in der Wetterdaten und Energieverbrauchsdaten vorliegen. Diese Auflösung sollte mindestens gewählt werden, um zuverlässige Aussagen über die Versorgungssicherheit treffen zu können. Mit Hinblick auf die zu simulierenden Technologien ist es jedoch sinnvoll, eine Auflösung von 15 Minuten zu wählen, da diese typischerweise so lange brauchen um auf Änderungen zu reagieren.

Um raum- und wetterabhängige Effekte möglichst genau zu untersuchen, ist eine hohe räumliche Auflösung entscheidend. Die Auswirkungen einer hohen Auflösung auf die simulierte Windenergieproduktion wird im folgenden Graphen deutlich.

Die Abbildung 5-1 auf Seite 71 zeigt die normalisierte elektrische Leistung von neun Windrädern an einem Beispiel^{<15>} aus der Energy Rich Japan-Studie. Die schwarze Kurve ist auf der Basis von neun unterschiedlichen Wetterdatensätzen [Japan Meteorological Agency 2001] berechnet, während die graue Kurve auf nur einem durch-

15. Die Kurven basieren auf Wetterdaten aus dem Osten von Hokkaido in Japan.

schnittlichen Datensatz basiert. Während sich die schwarze Kurve also aus den Wetterdaten an neun verschiedenen Standorten zusammensetzt, sind für die graue Kurve nur die Wetterdaten eines Standortes verwendet worden. Die mit neun verschiedenen Wetterdaten berechnete Kurve ist gleichmäßiger, da Windräder über die Landschaft verteilt sind und somit nicht an jedem Windrad das gleiche Wetter herrscht. Die Fluktuationen der wetterabhängigen Versorger heben sich teilweise gegenseitig auf, wenn man eine höhere räumliche Auflösung wählt. Dadurch ergibt sich eine wesentlich höhere Grundlast, die eher „realem Betrieb“ entspricht.

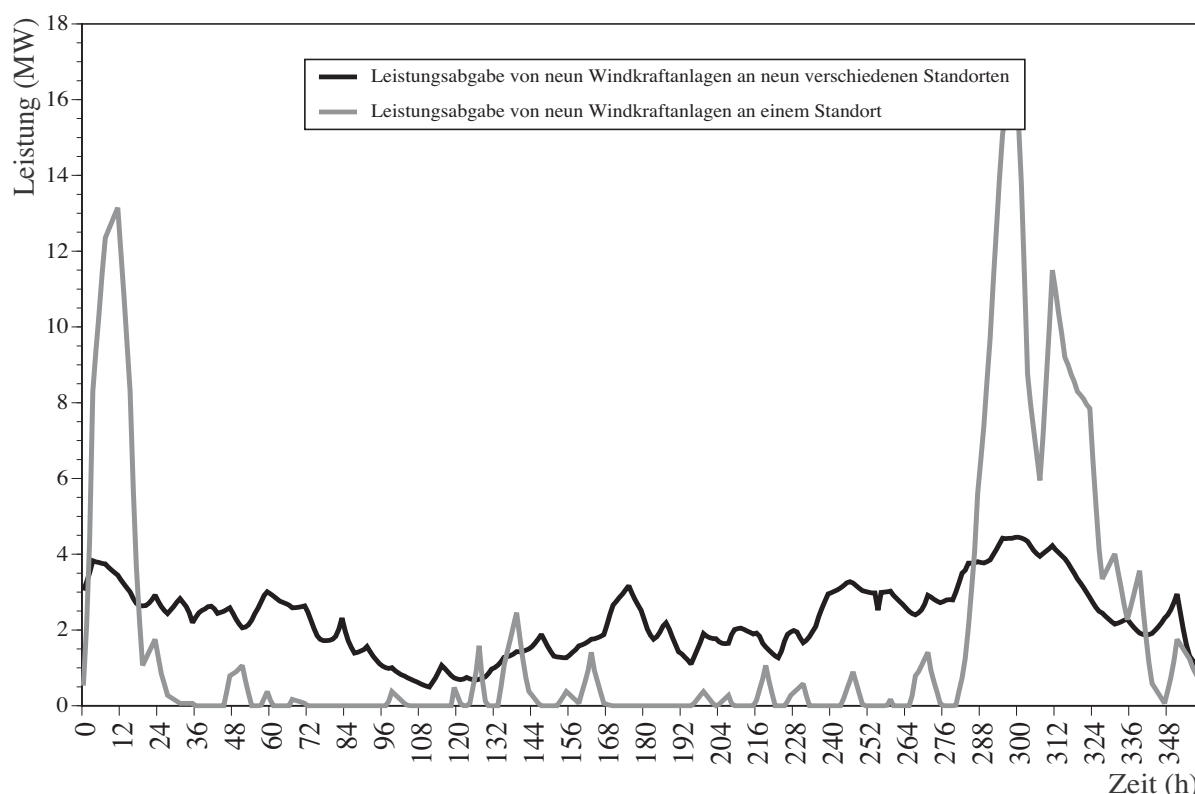


Abbildung 5-1 : Leistungsabgabe mehrerer Windräder mit verschiedenen räumlichen Auflösungen berechnet. Quelle: ISuSI

Die Kurve bestätigt die von anderen Autoren formulierte These, dass sich Schwankungen in Zeiträumen von unter 15 Minuten durch eine hohe räumliche Auflösung ausgleichen¹⁶. Diese Glättung der Darbietung der produzierten Energie betrifft allerdings nur Schwankungen, die sich im Raum fortpflanzen oder lokale Schwankungen, die großräumig nicht auftreten.

Eine sinnvolle räumliche Auflösung ergibt sich aus der Ausbreitungsgeschwindigkeit von Wolken oder Windfronten. Die Abstände zwischen den Wettermesspunkten sollte nicht kleiner sein als die Strecke, die eine Windfront zwischen zwei Messungen

16. siehe u.a. [Fishedick, 1995].

zurücklegen kann. Bei einer zeitlichen Auflösung der Wetterdaten von einer Stunde und einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von 4m/s sollten die Wetterstationen also mindestens 15 km auseinander liegen.

Eine andere meist viel entscheidendere Beschränkung ist einerseits das Vorliegen von korrelierten Wetterdaten^{<17>} in einer passenden Auflösung und andererseits die für die Simulation benötigte Rechenzeit. Für die Energy Rich Japan-Simulation lagen Wetterdaten von 175 Wetterstationen in einer Auflösung von 1 Stunde vor.

5.2 Aufbau des Simulationsmodells

Die Simulation ist eingeteilt in ein Energieversorgungs-, Nachfrage- und ein Energieverteilungsmodell. Diese drei Teile wurden in einer „bottom-up“-Struktur integriert. So wie sich ein reelles Energieversorgungssystem aus vielen verschiedenen Energieversorgern und Konsumenten zusammensetzt, setzt sich die Simulation aus vielen kleinen Einheiten^{<18>}, wie Windrädern, Wasserkraftwerken, geothermischen Kraftwerken oder Energieverbrauchern zusammen, die zu Regionen zusammengefügt werden. Ein Versorgungsgebiet wird in SimRen aus Regionen zusammengesetzt, die jeweils ihre eigenen Versorgungs-, Nachfrage- und Verteilungskomponenten haben. So baut sich das Gesamtmodell von „unten“ (dem Verbraucher oder Versorger) nach „oben“ zum Gesamtsystem auf.

Zu der untersten Ebene des Modells in SimRen gehören hauptsächlich Technologien, die Primärenergie in elektrische Energie oder Wärme umwandeln. Ein Beispiel für eine solche Technologie wäre ein Windrad, das die Energie des Windes in elektrische Energie umwandelt, indem der Wind eine Turbine antreibt. Die elektrische Energie kann dann über das elektrische Netz ausgetauscht werden.

Für die Simulation sind momentan verfügbar: Wind, Photovoltaik, Wasserkraftwerke, solarthermische Kraftwerke, geothermische Kraftwerke, Biomassekraftwerke, konventionelle fossile Kraftwerke, Spitzenlastkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplung für Hoch- und Niedrigtemperatur. Außerdem sind Pumpspeicher und Wasserstoffspeicher integriert, um elektrische Energie über längere Zeiträume zu speichern. Dieser Grundstock an Komponenten kann jedoch aufgrund der modularen bottom-up-Struktur leicht um zusätzliche Komponenten erweitert werden. Auf diesem Weg ist es

17. Wetterdaten die zur selben Zeit an verschiedenen Orten gemessen wurden.

18. im folgenden auch „Block“ genannt.

auch leicht möglich, nicht regenerative Energieträger in ein solches System zu integrieren.

Zu den Energieversorgern, die eine wetterabhängige Energieproduktion haben, gehören in den verschiedenen Regionen unterschiedliche Wetterdaten. Pro Region sind im Prinzip beliebig viele Standorte mit unterschiedlichen Wetterdaten möglich.

Um die Dynamik eines Energiesystems realistisch abzubilden ist es nötig, auch die Energieverbrauchsseite zu simulieren. Da der Energieverbrauch zumeist nicht in einer stündlichen Auflösung über ein ganzes Jahr vorliegt, muss der Energieverbrauch mit Hilfe eines Nachfragemodells aus typischen Tages- und Jahreslastgangkurven berechnet werden. Die Kurven müssen für die verschiedenen Energienachfragesektoren, die man simulieren will, getrennt vorliegen. Aus diesen Lastgangkurven wird dann mit Hilfe eines Nachfragemodells, das wetterabhängig sein kann^{<19>}, in jeder Region der Energieverbrauch für jeden Simulationsschritt errechnet. Der Gesamtenergieverbrauch setzt sich dabei aus den Energieverbräuchen der einzelnen Regionen zusammen, die wiederum in die verschiedenen Energieverbrauchssektoren unterteilt sind. Die Simulation bietet die Möglichkeit, statistische Fluktuationen in die Energienachfrage einzurechnen. Dies spiegelt realistische Abweichungen von standardisierten Tageslastganglinien wider und bietet ebenso die Möglichkeit, die Sensitivität der Ergebnisse auf Schwankungen, z.B. durch variierendes Verbraucherverhalten, zu untersuchen.

Außer den genannten Modulen für die Energieproduktion und den Energieverbrauch müssen Steuerungsmechanismen in der Simulation vorhanden sein, um dafür zu sorgen, dass die Energieversorger in sinnvoller Weise aufeinander und auf den Verbrauch abgestimmt sind. In jeder Region befindet sich ein Energiemanager, der die regelbaren Energieversorger steuert. Zwischen den einzelnen Regionen agiert ein Import-Export-Manager, der Energie zwischen den Regionen austauscht und einzelne Regionen im Rahmen ihrer Reserven zu einer erhöhten Produktion veranlassen kann.

Die modulare Struktur der Simulation erlaubt es, die beschriebenen Elemente zu größeren Einheiten zu kombinieren, die dann in einer Simulation mehrfach benutzt werden können. So werden mehrere Windanlagen zu einem Windpark zusammengefasst; diese Parks setzen sich mit anderen Energieversorgern zu einer Energieversorgergruppe zusammen. Die größten Einheiten in SimRen sind die so genannten Regionen, die alle Energieversorger und Verbraucher einer Region beinhalten. Auch diese Regionen sind modular und interagieren miteinander.

19. typische wetterabhängige Verbraucher sind Heizungen und Kühlungen.

5.3 Ablauf der Simulation

SimRen berechnet für jeden Zeitschritt getrennt Energieverbrauch und Produktion. Als erstes wird die nicht regelbare Energienachfrage simuliert, dann wird der nicht regelbare Anteil der Versorgung berechnet. Danach werden die regelbaren Anteile der Energieversorgung und des Energieverbrauchs berechnet. Diese Berechnungen werden zuerst auf der Regionenebene ausgeführt und dann für das ganze Land zusammengefasst. Die Produktion der einzelnen Komponenten innerhalb der Regionen wird durch den sogenannten Energiemanager aufeinander abgestimmt. Der Import-Export-Manager stimmt die Produktionen zwischen den Regionen ab.

Der Energieverbrauch wird in SimRen nach Energiesektoren und Regionen aufgeteilt simuliert. Teile der Nachfrage orientieren sich an den klimatischen Bedingungen, wie zum Beispiel der benötigten Heizwärme.

SimRen ist grundsätzlich in der Lage, ein Nachfragemanagement zu simulieren. In diesem Fall muss ein Teil der Energienachfrage zusammen mit den regelbaren Energieversorgern simuliert werden, um auch hier eine Regelung durch den Energiemanager zu ermöglichen. Dadurch ist es möglich, die Nachfrage und die Energieproduktion der fluktuierenden Versorger aufeinander abzustimmen.

Mit einem Nachfragemanagement kann dafür gesorgt werden, dass zu Zeiten geringer Energieproduktion durch fluktuierende Energieversorger die Energienachfrage reduziert und damit dazu beigetragen wird Kapazitäten, die nur für Spitzenlastzeiten vorgehalten werden, zu reduzieren.^{<20>}

Nach den unregelbaren Verbrauchern werden die fluktuierenden Stromproduzenten simuliert. Dabei werden die Wetterdatensätze benutzt, die zu den Standorten der jeweiligen Produzenten gehören.

Um eine sinnvolle Steuerung der regelbaren Versorger und Verbraucher zu gewährleisten, ist ein sogenannter Energiemanager in jede Region integriert. Der Energiemanager versucht, den Energiebedarf in der Region möglichst aus lokalen Quellen zu decken, um Transportverluste zu minimieren. Sollte es nicht möglich sein, die benötigte Energie zu produzieren, werden vom Energiemanager Speicher entladen oder

20. Es ist grundsätzlich möglich, einen Teil des Verbrauchs zu steuern. Dazu werden Informationen mit den Energie verbrauchenden Geräten in einem Haushalt oder in der Industrie durch das Internet oder das Stromnetz ausgetauscht und diese beeinflusst. Man kann eine zentralisierte Regelung der Verbraucher realisieren oder überlässt die Regelung den Verbrauchern und passt z.B. den Strompreis an die jeweilige Versorgungssituation an.

Verbraucher gedrosselt. Sollte auch das nicht reichen, meldet der Energiemanager eine Unterversorgung an den Import-Export-Manager.

Allen Regionen übergeordnet ist ein sogenannter Import-Export-Manager. Dieser tauscht Energie aus Regionen mit ungenutzten Versorgungskapazitäten oder Überschüssen mit unterversorgten Regionen aus. So können Regionen, die sich nicht aus eigener Kraft versorgen können, trotzdem mit Energie versorgt werden. Er versucht hierbei, die Energie möglichst aus benachbarten Regionen zu beziehen um die Transportverluste zu minimieren. Sollte insgesamt nicht genug Energie zur Verfügung stehen, fordert der Import-Export Manager mehr Energie in Regionen an, die in der Lage sind, mehr zu produzieren als sie selbst brauchen.

Es ist möglich, bei dieser Umverteilung der elektrischen Energie die Transportverluste die beim Stromtransport entstehen, in die Bilanzierung einzubeziehen. Dazu benötigt der Import-Export-Manager Informationen über die Kabellängen und Kabelanzahl zwischen den einzelnen Subregionen.

5.4 Das Verbrauchermodell

Mit Hilfe täglicher und jährlicher Nachfragekurven kann SimRen aus der Jahresgesamtnachfrage den Energiebedarf zu jedem beliebigen Zeitpunkt eines Jahres in einer 15 minütigen Auflösung berechnen. Bisher liegen ein deutsches und ein japanisches Nachfragemodell vor. Zur Erläuterung der Funktionsweise des Verbrauchermodells wird hier das japanische Modell verwendet.

Im japanischen Modell sind die Verbrauchersektoren Haushalt, Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistungen implementiert.

Das Ziel des Verbrauchermodells ist es, die Energienachfrage eines Verbrauchssektors und innerhalb einer Region in einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten zu berechnen. Dies ist nötig, da man für die meisten Regionen und Sektoren keine Nachfrage-daten in einer solchen zeitlichen Auflösung für ein ganzes Jahr bekommen kann.

Als Berechnungsgrundlage dienen typische Jahres-, und Tagesastgangkurven sowie der Jahresgesamtverbrauch der Sektoren in den Regionen. Die Jahreslastgangkurve sollte eine zeitliche Auflösung von einem Monat haben und den durchschnittlichen Verbrauch des Sektors abbilden. Tageslastgangkurven haben eine stündliche Auflösung und stellen den durchschnittlichen Verbrauch innerhalb dieser Stunde dar. Von diesen Tageslastgangkurven braucht man mindestens für jede Jahreszeit eine Wochentags- und eine Wochenendskurve. Der Algorithmus ist genauer, wenn man

mehr Tageslastgänge zur Verfügung hat. Es ist zum Beispiel hilfreich, für jeden Monat verschiedene Tageslastgänge zu haben und für Samstag und Sonntage verschiedene Kurven. Beispiele für Jahreslastgangkurven sind in Abbildung 5-5 und Beispiele für Tageslastgänge sind in den Abbildung 5-2, Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4 dargestellt. Diese wurden unter der Federführung des ISEP-Instituts innerhalb des ERJ Forschungsprojektes erarbeitet.

In SimRen werden zum Errechnen des Verbrauchs aus den Tages- und Jahreslastprofilen Normkurven errechnet, bei denen die Fläche unter den Kurven auf 12 beziehungsweise 24 normiert ist. Dadurch kann man die Werte der einzelnen Kurven miteinander multiplizieren und behält die Formen der einzelnen Kurven bei. Verknüpft man dieses dann noch mit dem gewünschten Jahresgesamtverbrauch, erhält man einen Wert für jeden Simulationsschritt und hat den Verlauf der vorgegebenen Kurven beibehalten. Die Lastkurven werden dann von dem Algorithmus so zusammengesetzt, dass die Form der einzelnen Tages- und Jahreslastgangkurven erhalten bleibt und das Integral unter der Verbrauchskurve den Jahresgesamtenenergieverbrauch ergibt.

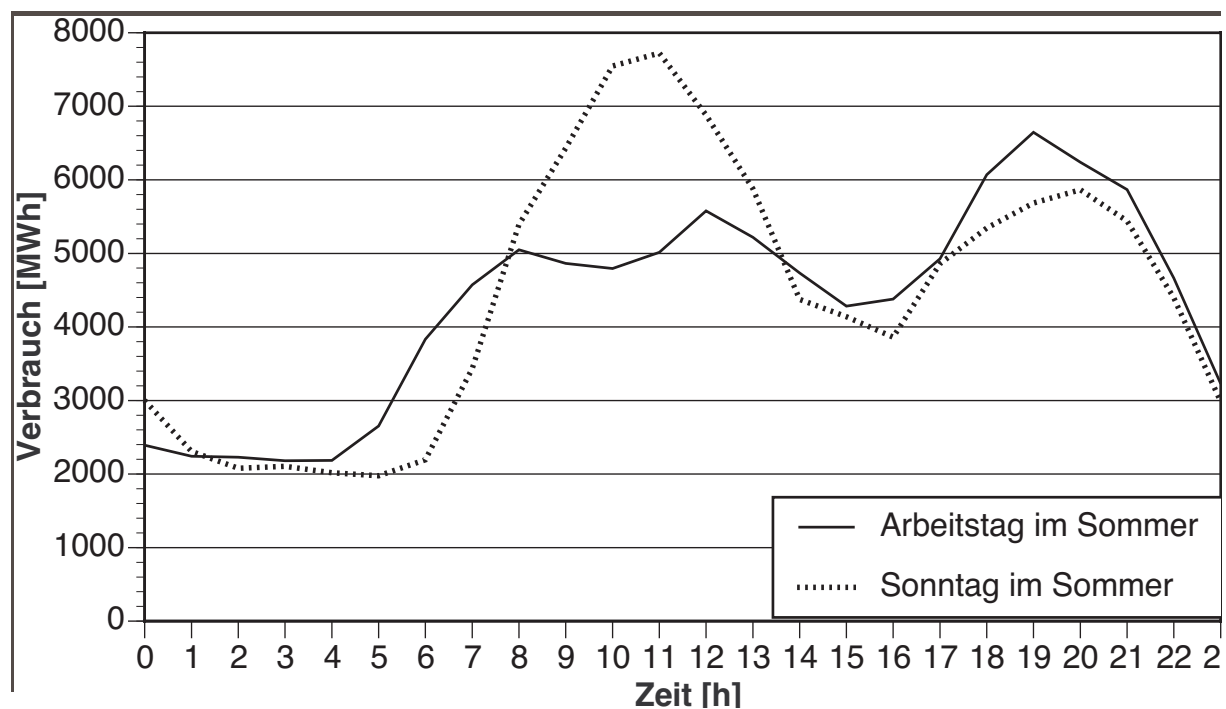


Abbildung 5-2 : Tageslastgänge von Haushalten in Japan im Sommer. Quelle: ISEP

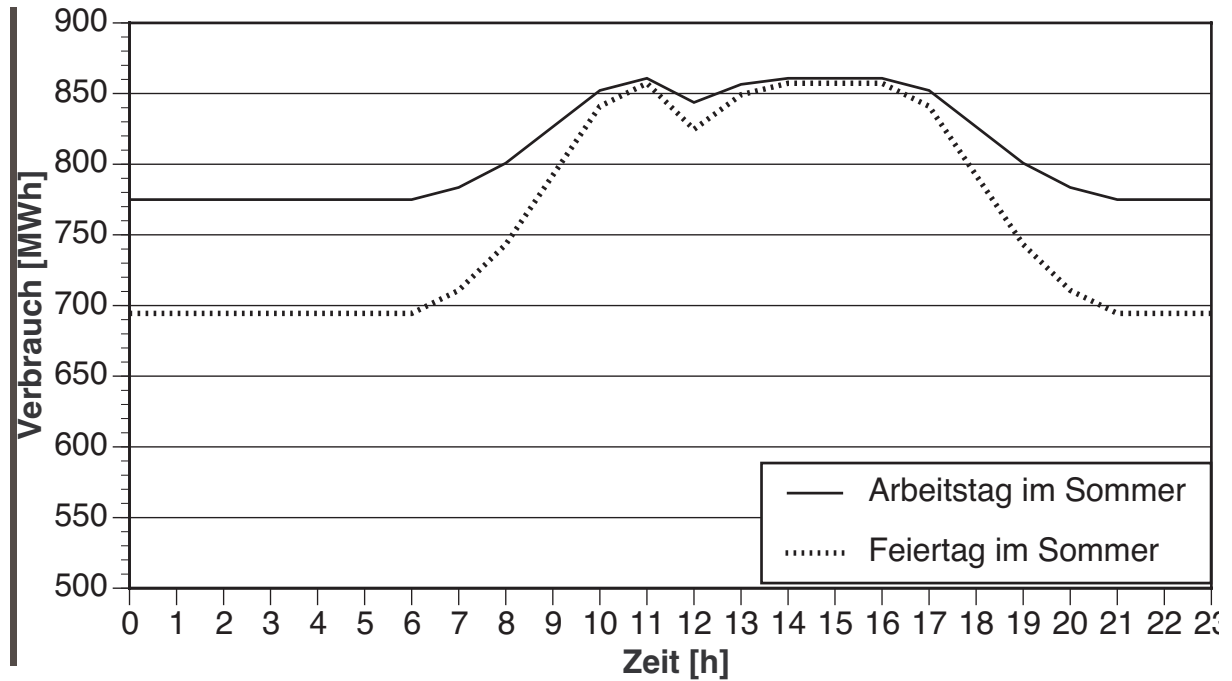


Abbildung 5-3 : Tageslastgänge der Industrie in Japan im Sommer. Quelle: ISEP

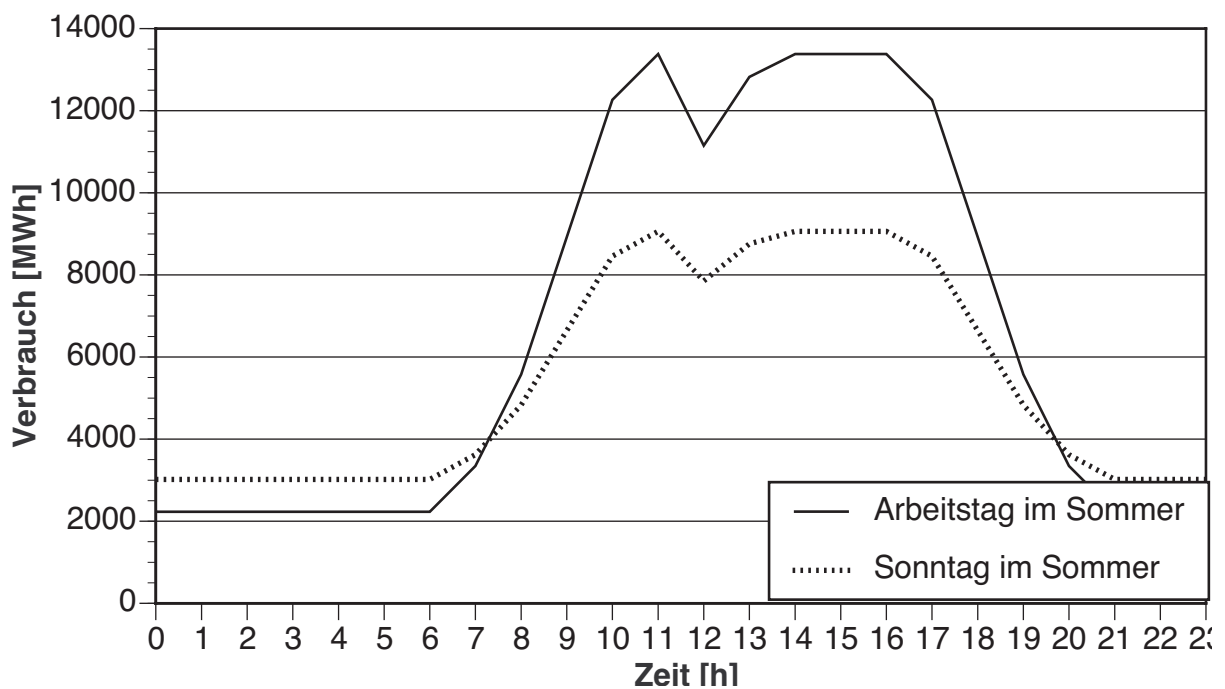


Abbildung 5-4 : Tageslastgänge des Gewerbes, Handel und Dienstleistungssektors in Japan im Sommer. Quelle: ISEP

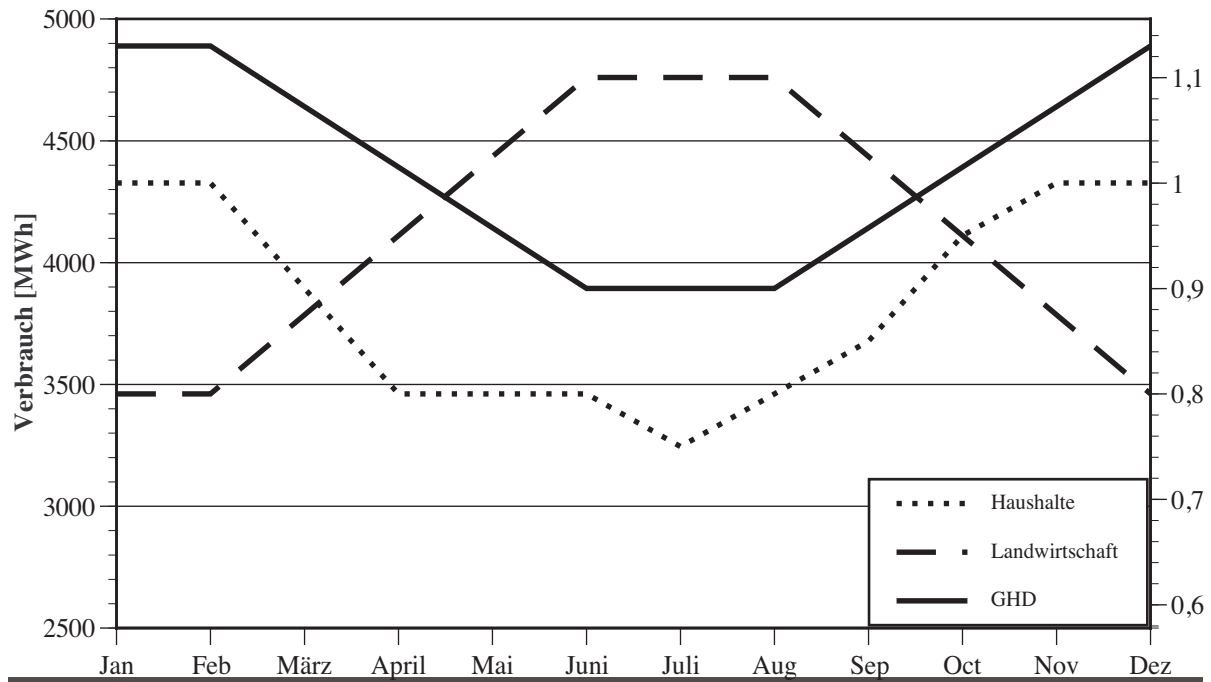


Abbildung 5-5 : Jahreslastgangkurven verschiedener Energieverbrauchssektoren in einer absoluten und einer normierten Skala.
Quelle: ISEP

5.4.1 Der Berechnungsalgorithmus

In Abbildung 5-2 und den folgenden Abbildungen kann man erkennen, dass manchmal ein starker Unterschied zwischen dem Feiertags- und Werktagsverbrauch besteht. Da beim Normieren der Kurven nur die Form der Kurven erhalten bleibt, die absoluten Werte also verloren gehen, benötigt der Berechnungsalgorithmus das Verhältnis von Werktags- zu Wochenendenergieverbrauch. Dann kann dem unterschiedlichen Verbrauch an Feier- und Werktagen Rechnung getragen werden, indem man den Verbrauch am Wochenende um diesen Faktor reduziert. In der Abbildung 5-3 für den Energieverbrauch in der Industrie ist der Verbrauch eines Wochentages 140 GWh und der eines Sonntags 119 GWh. Das Verhältnis ist also 0,84.

Es wird damit begonnen, die Jahreshüllkurve, die normalerweise den monatlichen Verbräuchen eines vergangenen Jahres entspricht, in ein Normprofil umzuwandeln. Die Summe aller Werte in diesem Jahresprofil entspricht dann 1. Dies geschieht, indem der Mittelwert der einzelnen monatlichen Verbräuche gebildet wird und dann jeder einzelne Wert durch diesen Mittelwert dividiert wird (siehe Abbildung 5-5).

Daraus ergeben sich Tagesbewertungsfaktoren für jeden Tag des Jahres. Es wird davon ausgegangen, dass der Wert jedes Monats genau am 1. dieses Monats erreicht wird. Danach nähert sich der Tagesbewertungsfaktor linear dem Wert des kommen-

den Monats an. So ist sichergestellt, dass in der sich ergebenden Funktion keine Sprünge auftreten. Man kann also ein Zwölftel des gewünschten Gesamtverbrauchs mit dem jeweiligen Monatswert multiplizieren und erhält über ein Jahr genau den gewünschten Gesamtverbrauch. Die Tageshüllkurven werden über den gleichen Algorithmus auf Normkurven umgerechnet.

Der Energieverbrauch an Wochenenden ist für gewöhnlich wesentlich niedriger als in der Woche. Daher wird für Wochenenden und Werkzeuge noch ein weiterer Faktor eingeführt. Dieser Faktor wird berechnet, indem man die Anzahl der Werkzeuge addiert mit der Anzahl der Feiertage, die mit dem Verhältnis der Verbräuche multipliziert werden.

$$[\text{Holiday}] = \frac{[\text{Feiertagsverbrauch}]}{[\text{Werktagsverbrauch}]}$$

$$[\text{Mittelwert}] = \frac{[\text{Anzahl der Werkzeuge}] + [\text{Anzahl der Feiertage}] \times [\text{Holiday}]}{365}$$

Der Werks- und Wochentagsbewertungsfaktor beträgt dann:

$$[\text{Werktagsbewertungsfaktor}] = \frac{1}{[\text{Mittelwert}]}$$

$$[\text{Wochenendbewertungsfaktor}] = \frac{[\text{Holiday}]}{[\text{Mittelwert}]}$$

Der Verbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt im Jahr ergibt sich dann zu

$$P_V = [\text{Tagesbewertungsfaktor}] \times [\text{WerkFeiertagsbewertungsfaktor}] \times [\text{Stundenfaktor}]$$

Da die Tageslastgänge sehr unterschiedlich aussehen können und das Ende einer Herbstkurve zum Beispiel nicht zwangsläufig an den Anfang einer Winterkurve passt, kann es passieren, dass Sprünge beim Tageswechsel auftreten, die nicht realitätsnah sind. Dies kann zum Beispiel beim Jahreszeitenwechsel oder beim Wechsel von Wochentags- auf Feiertagskurven der Fall sein. Die Stundenbewertungsfaktoren werden daher zwischen 21:00 Uhr und 3:00 Uhr so angepasst, dass der Anteil der Vortagsfunktion immer linear abnimmt, während der Anteil der Funktion des kommenden Tages immer mehr zunimmt. So ist sichergestellt, dass zum Tageswechsel keine Sprünge auftreten. Es wird der Verbrauch für die jeweilige Uhrzeit des vergangenen Tages mit dem Verbrauch des folgenden Tages mit einem linearen Faktor addiert.

Das heißt:

$$22:00 \text{ Uhr: } \frac{1}{6}[\text{VerbrauchHerbst}(2200)] + \frac{5}{6}[\text{VerbrauchSommer}(2200)]$$

$$23:00 \text{ Uhr: } \frac{2}{6}[\text{VerbrauchSommer}(2300)] + \frac{4}{6}[\text{VerbrauchSommer}(2300)]$$

$$03:00 \text{ Uhr: } \frac{5}{6}[\text{VerbrauchSommer}(0200)] + \frac{1}{6}[\text{VerbrauchSommer}(0200)]$$

In der Abbildung 5-6 sieht man den Unterschied zwischen einem Jahreszeitenwechsel ohne langsamen Angleichens der Kurven und mit Angleichung. Es sind jeweils die Tageslastgänge des letzten Sommertages in den ersten 24 Stunden dargestellt und die des ersten Herbsttages in den zweiten 24 Stunden. In der oberen Kurve geht die Kurve des letzten Sommertages direkt in die Kurve des ersten Herbsttages über. Man sieht deutlich einen Sprung zwischen 23:00 Uhr und 0:00 Uhr. Dieser Sprung ist in der zweiten Kurve nicht mehr vorhanden, da hier die Werte einander angepasst werden. Das gleiche Verhalten tritt beim Wechsel zwischen den verschiedenen Monaten auf, da hier unterschiedliche Tagesbewertungsfaktoren zu Grunde liegen. Daher reicht nicht ein einziger Monatsbewertungsfaktor, sondern die Monatsbewertungsfaktoren müssen fließend ineinander übergehen.

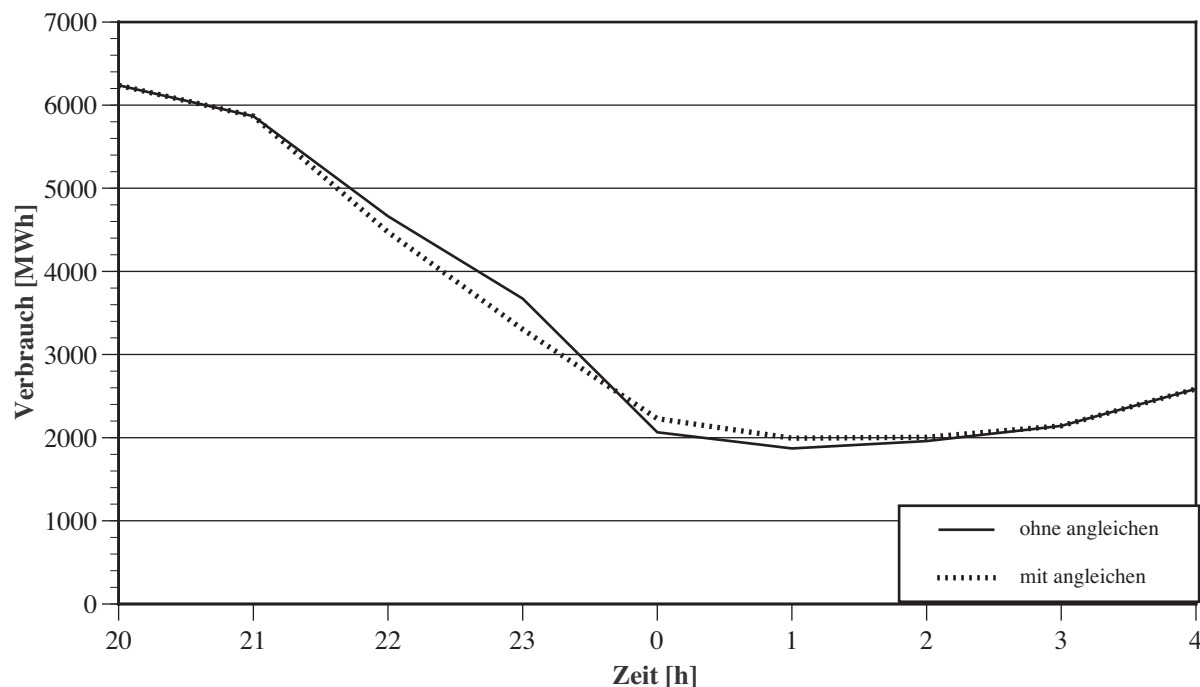


Abbildung 5-6 : Vergleich eines Jahreszeitenwechsels ohne Angleichung und mit Angleichung. Quelle: ISuSI

Sollte in Zeitschritten simuliert werden, die unter einer Stunde liegen, werden die Verbrauchswerte aus den umgebenden beiden Werten interpoliert.

Das Verbrauchermodul in SimRen ist außerdem dazu in der Lage, eine Sommerzeit zu berücksichtigen. Dazu wird der Verbrauch zu dem Zeitpunkt der Uhrückstellung einfach wiederholt und zum Zeitpunkt des Uhr Vorstellens eine Stunde im Lastprofil übersprungen.

Mit dem beschriebenen Verbrauchermodell wurden verschiedene Testläufe durchgeführt, die gezeigt haben, dass der vorgegebene Jahresgesamtenenergieverbrauch eingehalten wird. Außerdem bleiben die Verläufe der Tages- und Jahreskurven bis auf die erforderlichen Angleichungen erhalten.

- Zufällige Fluktuationen

Da SimRen dazu gedacht ist, die Versorgungssicherheit eines Energieversorgungssystems zu gewährleisten, muss das Verbrauchsmodul in der Lage sein, dem Verbrauch zufällige Fluktuationen zu überlagern. Damit ist der Tatsache Rechnung getragen, dass der Verbrauch, ausgehend von normierten Kurven, nicht den realen täglich unterschiedlichen Verbrauch widerspiegelt.

Verschiedene statistische Fluktuationen des Verhaltensmusters sind mit SimRen möglich. Bewährt hat sich der folgende Algorithmus. Bei diesem Algorithmus kann man die maximale Veränderung des Bedarfswertes in Prozent und die Wahrscheinlichkeit diesen Wert auch zu erreichen einstellen. Sollte man keine Fluktuationen in die Berechnung einbeziehen wollen, kann man einfach die maximale Auslenkung auf Null setzen. Die Auslenkung des nächsten Zeitschritts wird dabei unter Zuhilfenahme der Auslenkung des vorigen Zeitschritts berechnet, um keine Sprünge zu erzeugen. Man definiert eine maximale prozentuale Veränderung der Auslenkung, also zum Beispiel 1 Prozent Veränderung von einem Zeitschritt auf den nächsten. Dann zieht man eine Zufallszahl zwischen -1 und 1 und multipliziert diese mit der gewünschten maximalen Auslenkung in Prozent/100. War nun die Auslenkung im vorigen Zeitschritt größer als diese Zahl, wird noch einmal die Schrittweite von der vorigen Auslenkung abgezogen und ergibt die neue Auslenkung. Ansonsten wird die Schrittweite addiert, um die neue Schrittweite zu erhalten. Das heißt es ist immer wahrscheinlicher, dass die Auslenkung wieder in Richtung Null geht, als dass sie sich davon weg bewegt. Dies ist wichtig, damit sich große Auslenkungen nicht über längere Zeiträume aufrecht erhalten.

Die Schrittweite ist in diesem Algorithmus ein Maß für die Wahrscheinlichkeit, dass die maximale Auslenkung auch wirklich erreicht wird. Wenn man die Schrittweite klein wählt, wird die Auslenkung sich eher wieder in Richtung Null bewegen anstatt zu ihrem Maximalwert.

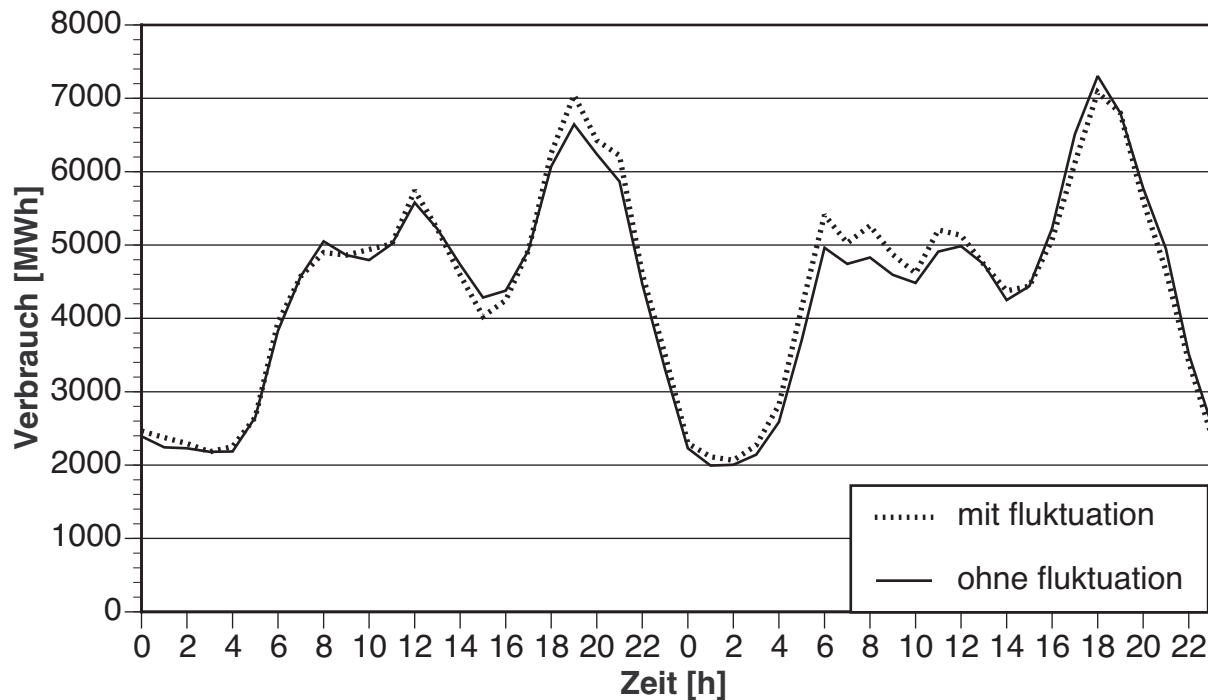


Abbildung 5-7 : Auswirkungen der zufälligen Fluktuationen auf die Kurven.
Quelle: ISuSI

In Abbildung 5-7 ist der Unterschied zwischen einer Kurve ohne und mit Fluktuationen dargestellt. Es sind Fluktuationen bis zu 50% des Ausgangswertes einbezogen und die Schrittweite beträgt 3%. Die Lastspitze am ersten Tag ist wie man leicht sieht ebenfalls signifikant nach oben verschoben. Obwohl die maximal mögliche Fluktuation bei 50% liegt, treten diese Größenordnungen an diesen beiden Tagen nicht auf, da es sehr unwahrscheinlich ist, dass die Abweichung so groß wird. Es müsste über 17 Zeitschritte eine Steigerung der Fluktuation auftreten, was ja immer unwahrscheinlicher wird, je höher die Abweichung im vorigen Zeitschritt war.

Aus den statischen Eingabeparametern, wie dem Jahresgesamtenergieverbrauch und den Lastgangkurven, wird in SimRen ein dynamisches Energieverbrauchsmodell entwickelt. Tests haben ergeben, dass der Jahresgesamtenergieverbrauch des dynamischen Modells wieder dem statischen Eingangsparameter entspricht. Auch die Formen der Jahres- und Tageskurven ergeben sich in dem dynamischen Endergebnis wieder analog zur Eingabe. Auch die zufälligen Fluktuationen verändern den Jahresgesamtverbrauch nicht wesentlich, da sich Fluktuationen in beide Richtungen ausgleichen. Merkbliche Unterschiede treten nur über kürzere Zeiträume wie zum Beispiel einem Tag auf.

General		Daily envelopes	Advanced Settings																										
Please enter a name for the group of consumers that is represented in this block		Year envelope (0=Jan;11=Dec)																											
<input type="text" value="Residential"/>		<table border="1"> <tr><td></td><td>0</td></tr> <tr><td>0</td><td>8827879,00</td></tr> <tr><td>1</td><td>7707917,00</td></tr> <tr><td>2</td><td>7553900,00</td></tr> <tr><td>3</td><td>7093684,00</td></tr> <tr><td>4</td><td>5839455,00</td></tr> <tr><td>5</td><td>5422044,00</td></tr> <tr><td>6</td><td>6316919,00</td></tr> <tr><td>7</td><td>7845868,00</td></tr> <tr><td>8</td><td>8329610,00</td></tr> <tr><td>9</td><td>6393954,00</td></tr> <tr><td>10</td><td>6016115,00</td></tr> <tr><td>11</td><td>6626715,00</td></tr> </table>			0	0	8827879,00	1	7707917,00	2	7553900,00	3	7093684,00	4	5839455,00	5	5422044,00	6	6316919,00	7	7845868,00	8	8329610,00	9	6393954,00	10	6016115,00	11	6626715,00
	0																												
0	8827879,00																												
1	7707917,00																												
2	7553900,00																												
3	7093684,00																												
4	5839455,00																												
5	5422044,00																												
6	6316919,00																												
7	7845868,00																												
8	8329610,00																												
9	6393954,00																												
10	6016115,00																												
11	6626715,00																												
Energy consumption for this kind of consumers in a whole year (PJ) :																													
<input type="text" value="172,92"/>																													
Saturday=Holiday ? <input type="checkbox"/>																													
Please enter a multiplier for holidays. I.e. if the energy needed on a holiday is 80% of a working day please enter 0,8:																													
<input type="text" value="0,68"/>																													
January 1st is a (0=Monday; 6=Sunday):		<input type="text" value="0"/>																											
The Consumption varies from -10% to 10% around the standart curves. Please enter the stepsize for this variation in percent.		<input type="text" value="1"/>																											

Abbildung 5-8 : Der Eingabedialog eines Verbrauchermoduls. Hier werden der Gesamtverbrauch, der Wochenendfaktor und die Variation eingegeben. Die Eingabe der Jahreslastkurve geschieht ebenfalls auf dieser Seite. Die Tageslastgänge werden der Seite „Daily envelopes“ eingegeben. Quelle: ISuSI

5.5 Das Energieversorgungsmodell

Die Energieversorger in SimRen können in regelbare und fluktuierende Energieversorger eingeteilt werden. Bei fluktuierenden Energieversorgern lässt sich die Energieproduktion aufgrund der Wetter-, Strahlungs- und Nachfrageabhängigkeit nicht regeln. Diese werden also direkt nach den unregulierten Energieverbrauchern simuliert, da keine Steuerung der Komponenten möglich ist und ihre Produktion bekannt sein muss, um die regelbaren Versorger zu steuern. Eine intelligente Steuerung der regelbaren Energieversorger ist unumgänglich, um ein gut funktionierendes elektrisches Versorgungssystem zu realisieren, da diese zu jedem Zeitpunkt genau die den Verbrauchern noch fehlende Energie produzieren müssen.

Wind, Solarthermie und Photovoltaik sind fluktuierende Energieversorger, da ihre Leistungsabgabe vom Wind- bzw. Einstrahlungsangebot abhängen. Außer diesen

offensichtlich fluktuierenden Stromproduzenten zählen die Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke in der Industrie, im Haushalts und GHD Bereich, wenn sie nach dem Wärmebedarf geführt werden, zu den fluktuierenden Versorgern. Diese Einteilung ist sinnvoll, da die Produktion elektrischer Energie dieser Kraftwerke nur vom Wärmebedarf in den genannten Sektoren abhängt. Die Kraftwerke produzieren Wärme für warmes Wasser und die Heizung und orientieren sich somit an der Außentemperatur in den jeweiligen Regionen.

Die regelbaren Energieversorger, die in SimRen verwandt wurden, sind Wasserkraftwerke, geothermische Kraftwerke, Spitzenlastkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke, die stromgeführt betrieben werden. Biomasse- und Kohlekraftwerke sind regelbar, sofern genug Brennstoff zur Verfügung steht. Ansonsten wird das Regelungsspektrum durch das Brennstoffangebot begrenzt. Bis auf die Abhängigkeit vom Füllstand der Speicher sind die Pumpspeicherwerke ebenfalls regelbar. Die Produktion der Wasserkraftwerke hängt vom Wasserstand der Flüsse^{<21>} ab, an denen sie liegen, ist aber unterhalb dieser Obergrenze frei justierbar.

Der Energiemanager steuert die Energieproduktion der regelbaren Energieversorger und den Energieverbrauch der regelbaren Verbraucher innerhalb einer Region. Die Steuerung kann leicht angepasst werden. Sie hängt außer vom nicht regelbaren Energiebedarf und dem nicht regelbaren Energieverbrauch innerhalb einer Subregion noch von der Nachfrage ab, die der Import Export Manager hat. Der Import-Export-Manager ist also in der Lage, beim Energiemanager innerhalb einer Region Energie anzufordern oder ihm Energie bereitzustellen.

Die Regelung, die sich für das japanische Energiesystem als sinnvoll erwiesen hat, ist im folgenden erläutert. In ERJ sind die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen Motoren und Dampfturbinen, die die Industriebetriebe mit der nötigen Prozesswärme versorgen. Zwei Drittel dieser Kapazität laufen den ganzen Tag über konstant durch, während das letzte Drittel der Nachfrage nach Elektrizität angepasst werden kann. Diese Fahrweise ist möglich, da das von den Betrieben produzierte Warmwasser und der Dampf gut gespeichert werden kann und nicht unbedingt zum Zeitpunkt des Bedarfs produziert werden muss.

Der Energiemanager fährt als erstes die KWK-Anlagen in den Industriebetrieben hoch und versucht mit ihnen den Energiebedarf zu decken. Danach werden geothermische Kraftwerke eingeschaltet. Da das Energieangebot der Wasserkraftwerke vom

21. Man kann eine monatliche Kurve der maximalen Produktion, basierend auf der Durchflussmenge in großen Flüssen in die Simulation eingeben, um dies abzubilden.

Wasserstand der Flüsse abhängt und somit Beschränkungen unterliegt, werden diese Kraftwerke als letztes hochgefahren.

Oft kommt es vor, dass sich einzelne Subregionen nicht selbstständig mit Energie versorgen können und in anderen eine Überproduktion vorliegt oder noch freie Kapazitäten zur Verfügung stehen. Für den Ausgleich dieser Defizite und Überproduktionen auf überregionaler Ebene ist der Import-Export-Manager zuständig, der allen Regionen übergeordnet ist und diese aufeinander abstimmt.

General Settings
Advanced Settings

Please enter the Distances and number of cables between the different regions. Use the upper right corner to enter your data. The block will copy everything to the other side.

Cable matrix:

	Region1	Region2	Region3	Region4	Region5	Region6
1	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
2	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
3	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
4	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
5	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
6	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
7	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
8	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
9	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
10	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
11	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
12	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
13	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
14	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0
15	100000	100000	100000	10000 0	100000	10000 0

Distance matrix:

	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5	Region 6
1		100000000	100000000	10000000 0	100000000	10000000 0
2	100000000		200	1081	764	681
3	100000000	200		1281	964	881
4	100000000	1081	1281		317	635
5	100000000	764	964	317		318
6	100000000	681	881	635	318	
7	100000000	1240	1440	272	476	756
8	100000000	1054	1254	492	353	373
9	100000000	100000000	100000000	10000000 0	100000000	10000000 0
10	100000000	2029	2229	948	1265	1578
11	100000000	1663	1863	582	899	1217
12	100000000	1349	1549	268	585	898
13	100000000	2350	2550	1269	1586	1899
14	100000000	1719	1919	638	955	1268
15	100000000	100000000	100000000	10000000 0	100000000	10000000 0

Abbildung 5-9 : Dialog des Import-Export-Managers. Hier kann man Kabellängen und Kabelanzahl zwischen den Subregionen eingeben. Der Import-Export-Manager errechnet aus diesen Informationen eine Energieverteilungsmatrix mit den geringst möglichen Übertragungsverlusten.
Quelle: ISuSI

Sofern vorhanden, verteilt der IE-Manager zuerst einmal die Überschüsse einzelner Regionen auf die unterversorgten Regionen, bis die gesamte Überschussenergie verbraucht ist oder alle Regionen versorgt sind. Er benutzt möglichst kurze Distanzen für diese Verteilung. Es ist möglich, die Energieverluste vom Import-Export Manager abschätzen zu lassen und sie als Energieverbrauch zu bilanzieren. Die Übertragungsverluste können prozentual aus der gesamten produzierten Energie berechnet werden oder aus den Kabellängeninformationen im Import-Export-Manager.

Der Import-Export-Manager ist in der Lage, die Spitzenlastkraftwerke anzufahren und die Speicher zu leeren, wenn die mögliche Gesamtproduktion nicht mehr ausreicht, um den Gesamtbedarf zu decken. Hierzu sind verschiedene Regelalgorithmen implementierbar.

Für die ERJ Studie hat es sich als sinnvoll herausgestellt, zuerst 1 GW der Spitzenlastkraftwerke anzufahren, falls eine Unterversorgung droht. Danach können noch die Pumpspeicher genutzt werden, um Energie zu produzieren, und sollte das immer noch nicht reichen, stehen noch weitere 2 GW Spitzenlastkraftwerke zur Verfügung, um die Energienachfrage zu befriedigen. Außerdem kann der Import-Export-Manager die Energiemanager in den einzelnen Regionen anweisen, mehr Energie zu produzieren als sie verbrauchen, um damit den Energiebedarf in anderen Regionen zu decken. Dadurch ist sichergestellt, dass die installierten Kraftwerke optimal ausgenutzt werden. Die beschriebene Strategie hat sich für das japanische Energiesystem als gute Lösung herausgestellt, die es zusammen mit einer sinnvollen Verteilung der Anlagen ermöglicht, den Energiebedarf mit möglichst wenig installierten Kraftwerken zu decken. Allerdings kann man auch diesen Algorithmus durch eine kleine Veränderung im Import-Export-Manager leicht anpassen. Die Kombination aus Spitzenlastkraftwerken und Pumpspeichern führt dazu, dass die Pumpspeicher meistens noch eine Notreserve enthalten, falls unvorhergesehen Kraftwerke ausfallen und nicht zu viel Wasserstoff in den Spitzenlastkraftwerken verbrannt wird.

5.5.1 Simulation der Energieversorgungskomponenten

1. Berechnung der Energieproduktion von Photovoltaik:

Um die Leistungsabgabe einer Photovoltaikanlage zu berechnen, sind detaillierte Daten über die solare Einstrahlung unerlässlich. Man unterteilt die Einstrahlung in direkte und diffuse Strahlung. Direkte Strahlung erreicht die Erdoberfläche sofort von der Sonne aus und diffuse Strahlung wird an Wolken oder Staubpartikeln gestreut. Da die Wetterstationen hauptsächlich globale Strahlung (diffuse + direkte Strahlung) messen, muss die Einstrahlung aufgeteilt werden. Diese Aufteilung kann mit Hilfe

eines Algorithmus' vorgenommen werden, der die aktuelle Stellung der Sonne am Himmel benötigt. Hat man den Sonnenstand berechnet, kann man die Aufteilung in diffuse und direkte Strahlung durch folgende Formeln errechnen [Quaschnig 1999]:

$$k_T = \frac{E_{g, \text{hor}}}{E_0}$$

$$E_{\text{diff, hor}} = E_{G, \text{hor}} \cdot (1,020 - 0,254 \cdot k_T + 0,0123 \cdot \sin\gamma_s) \text{ für } k_T \leq 0,3$$

$$E_{\text{diff, hor}} = E_{G, \text{hor}} \cdot (1,400 - 1,749 \cdot k_T + 0,177 \cdot \sin\gamma_s) \text{ für } 0,3 < k_T < 0,78$$

$$E_{\text{diff, hor}} = E_{G, \text{hor}} \cdot (0,486 \cdot k_T + 0,182 \cdot \sin\gamma_s) \text{ für } k_T \geq 0,78$$

$E_{g, \text{hor}}$ ist die Globalstrahlung auf eine horizontale Ebene, E_0 die Solarkonstante, γ_s der Sonnenstand und $E_{g, \text{diff}}$ die diffuse Einstrahlung auf eine horizontale Ebene.

Da die Einstrahlung auf eine horizontale Fläche sich von der einer geneigten Fläche unterscheidet, muss die Einstrahlung umgerechnet werden. Diese Umrechnung kann mit der Formel von Lin und Jordan vollzogen werden.

$$E_{g, I} = R \cdot E_{\text{dir, hor}} + \left(\frac{1}{2}(1 + \cos n)\right) \cdot E_{\text{dir, hor}} + p \cdot E_{G, \text{hor}}$$

E = Eingestrahlte Energie^{<22>}

p = Reflexionskoeffizient (muss geschätzt werden)

n = Neigungswinkel

R = Verhältnis der Direktstrahlung auf eine geneigte Fläche zu der auf einer horizontalen

Die Temperaturabhängigkeit des Wirkungsgrades wurde mit Hilfe eines Modells von Fuentes berücksichtigt. Dieses Modell berechnet die Modultemperatur aus der Einstrahlung und der Windgeschwindigkeit. [Fuentes 1987]

Außerdem ist es möglich, aufgeständerte Photovoltaikflächen zu simulieren die sich bei bestimmten Sonnenständen gegenseitig abschatten. Zu ihrer Berechnung sind Flachdächer mit 10m Breite und 1m lange Photovoltaikanlagen und ein Abstand von 2 Metern angenommen worden. Die Abschattungsverluste betragen circa 1,5% verglichen mit einer Simulation, die die Abschattung nicht berücksichtigt.

22. Art der Einstrahlung: diff= diffus, dir = direkt, g = global
Lage der Absorberfläche: hor = horizontal, I = geneigte Ebene

General Settings
Advanced Settings

This block simulates a photovoltaic power station. The effectiveness decreases with higher temperatures. OK

Cancel

Latitude Longitude Height over sealevel (m)

Reflexion coefficient of surroundings

Degree of effectiveness

Decrease of effectiveness due to higher temperatures %/K

Reference temperatur: °C

Area 1 is adjusted like a standard area for the NOCT temperature. It's not changeable.

Inclination 1	<input style="width: 40px;" type="text" value="52,16"/>	Adjustment 1	<input style="width: 40px;" type="text" value="0"/>	Area 1 (qm)	<input style="width: 100%; border: none;" type="text" value="639100"/>
Inclination 2	<input style="width: 40px;" type="text" value="52,16"/>	Adjustment 2	<input style="width: 40px;" type="text" value="0"/>	Area 2 (qm)	<input style="width: 100%; border: none;" type="text" value="319550"/>
Inclination 3	<input style="width: 40px;" type="text" value="52,16"/>	Adjustment 3	<input style="width: 40px;" type="text" value="-30"/>	Area 3 (qm)	<input style="width: 100%; border: none;" type="text" value="159775"/>
Inclination 4	<input style="width: 40px;" type="text" value="52,16"/>	Adjustment 4	<input style="width: 40px;" type="text" value="30"/>	Area 4 (qm)	<input style="width: 100%; border: none;" type="text" value="159775"/>
Inclination 5	<input style="width: 40px;" type="text" value="90"/>	Adjustment 5	<input style="width: 40px;" type="text" value="-45"/>	Area 5 (qm)	<input style="width: 100%; border: none;" type="text" value="0"/>
Inclination 6	<input style="width: 40px;" type="text" value="45"/>	Adjustment 6	<input style="width: 40px;" type="text" value="45"/>	Area 6 (qm)	<input style="width: 100%; border: none;" type="text" value="0"/>
Inclination 7	<input style="width: 40px;" type="text" value="90"/>	Adjustment 7	<input style="width: 40px;" type="text" value="45"/>	Area 7 (qm)	<input style="width: 100%; border: none;" type="text" value="0"/>

Calculate radition from global

Radiation input is diffuse/direct

Please enter the number of the weatherstation:

NOCT temperature:

Module height over ground:

Height of wind measurement :

Abbildung 5-10 : Dialog eines Photovoltaikmoduls. Hier können verschiedene Flächen mit unterschiedlicher Ausrichtung eingegeben werden, die alle mit der gleichen Wetterstation verbunden werden. Außerdem braucht das Modul Informationen über die Lage des Moduls und den Wirkungsgrad. Es können mehrere Inklinations- und Deklinationswinkel (Inclination und Adjustment) mit verschiedenen großen Photovoltaikflächen eingestellt werden. Die Einstellung „Radiation input is diffuse/direct“ bedeutet, dass die Wetterdaten in Diffus- und Direktstrahlung unterteilt vorliegen, im Gegensatz zu „Calulacte radiation from global“, wo diese Daten aus der globalen Einstrahlung berechnet werden müssen. Die „number of the weatherstation“ identifiziert den dem Modul zugehörigen Wetterdatensatz. Quelle: ISuSI

2. Berechnung der solarthermischen Wärmeproduktion:

Die Wärme die von solarthermischen Kollektoren produziert wird, kann ebenfalls mit SimRen berechnet werden. Ihre Berechnung vollzieht sich nach denselben Formeln wie die Berechnung der Photovoltaik, allerdings ohne eine Temperaturabhängigkeit

des Wirkungsgrades. SimRen berechnet die diffuse und direkte Einstrahlung auf eine geneigte Fläche und multipliziert sie mit dem Wirkungsgrad des solarthermischen Systems.

In ERJ wurde als Wirkungsgrad für Temperaturen bis 50°C 50% angenommen. Solche Temperaturen werden zum Beispiel in allen Verbrauchersektoren benötigt, während in der Industrie oft höhere Temperaturen verbraucht werden. Für Temperaturen bis 150° wurde also ein Wirkungsgrad von 25% angenommen. Bei den Wirkungsgraden handelt es sich um Systemwirkungsgrade. Nur Speicherverluste müssen getrennt bilanziert werden. In ERJ wurden die Speicherverluste nach der Simulation aus der Speicherdauer und einem Verlustfaktor berechnet. Der Dialog dieses Moduls bietet die gleichen Eingabemöglichkeiten wie ein Photovoltaikmodul, außer dass man keinen temperaturabhängigen Wirkungsgrad angeben kann.

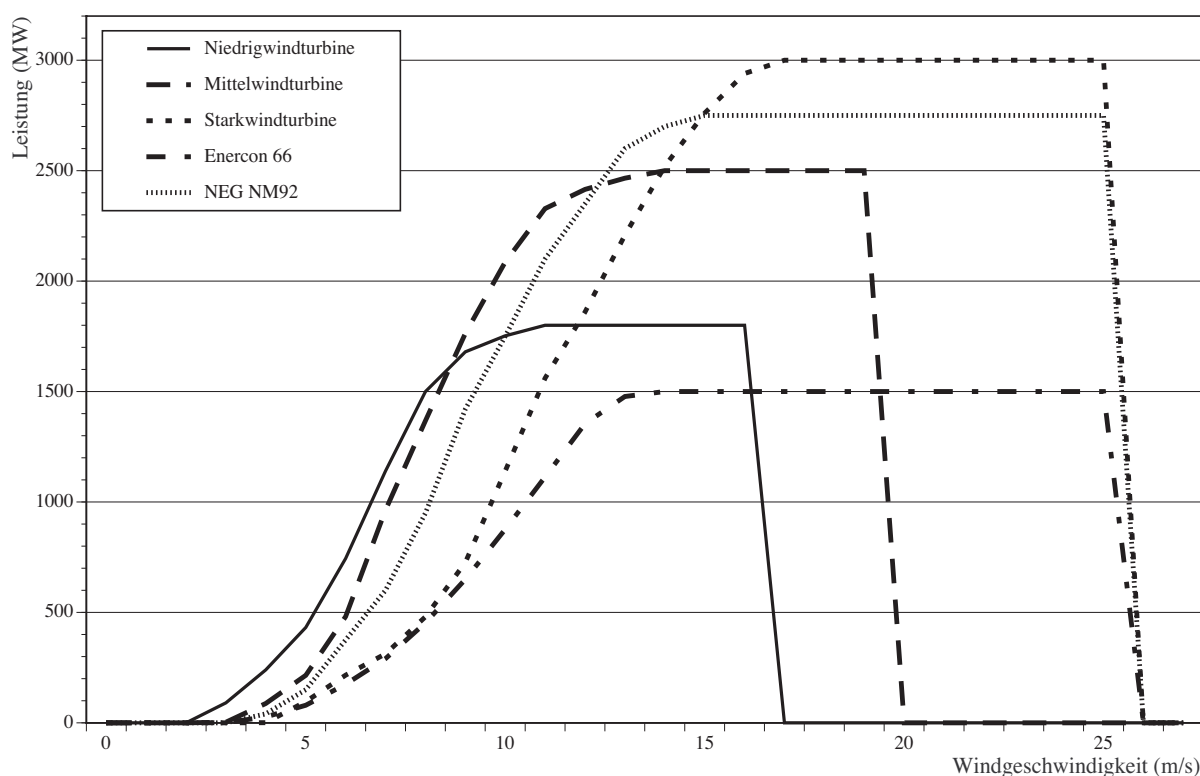


Abbildung 5-11 : Beispielhafte Leistungskurven von Windrädern. Quelle: ISuSI

3. Berechnung der Windenergieproduktion:

Die Simulation der Leistungsabgabe der Windkraftanlagen basiert im wesentlichen auf typischen Leistungskurven der Windräder. Es können beliebig viele verschiedene Arten von Windkraftanlagen in SimRen integriert werden. Bisher enthalten die SimRen Bibliotheken Windkraftanlagen von Enercon, Tacke, NEG Micon und artifizielle Windkraftanlagen, die sich an Leistungskurven verschiedener Anlagen orientieren.

Weitere Anlagen zu integrieren ist möglich. Aufgrund des modularen Aufbaus können Windparks aus unterschiedlichen Windanlagentypen zusammengesetzt werden.

Abbildung 5-12 : Typischer Dialog einer Gruppe von Windkraftanlagen. Man kann die Anzahl der Windräder, die Nabenhöhe und die Rauigkeit der Umgebung eingeben („Number of wind energy plants“, „Height of hub“, „Roughness of sourroundings“). Außerdem werden einige Informationen der anliegenden Wetterstation benötigt. Jeder Windkraftanlage kann also ein eigener Wetterdatensatz zugeordnet werden, der in dem Feld „Number of the weatherstation“ benannt wird. Quelle: ISuSI

Mit den Leistungskurven in Abbildung 5-11 kann die Produktion der Windkraftanlagen leicht bestimmt werden, sofern die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe bekannt ist. Die Wetterstationen messen die Windgeschwindigkeit normalerweise nicht in Nabenhöhe, daher muss diese Windgeschwindigkeit mit der logarithmische Höhenformel noch auf Nabenhöhe umgerechnet werden [Quaschnig 1999].

$$v(h_2) = v(h_1) \cdot \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$$

$h_{1,2}$ = ist die jeweilige Höhe, $v_{1,2}$ = die Geschwindigkeiten, z_0 ist die Rauigkeitslänge

Die Rauigkeitslänge in der Formel klassifiziert die verschiedenen Landschaftsformen. Um die Umrechnung in Nabenhöhe vorzunehmen, wurde eine Rauigkeitslänge von 0.1 Metern verwendet. Dies entspricht einer Landschaft mit Büschen.

Da manchmal keine Wetterdaten von offshore gelegenen Wetterstationen vorliegen, ist das Windkraftanlagenmodul in der Lage, Windgeschwindigkeit auf dem Meer aus der Windgeschwindigkeit an Land zu berechnen. Wie Messungen in Deutschland und Dänemark belegen, ist die Windgeschwindigkeit auf dem Meer ungefähr 33% höher als auf dem Land. Um die Windgeschwindigkeit der Offshore-Anlagen in Nabenhöhe zu berechnen, errechnet SimRen also zuerst die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe an Land und multipliziert diese mit 1.33. Danach kann dann mit der Leistungskurve die produzierbare Leistung berechnet werden. Der Multiplikationsfaktor lässt sich bei Bedarf anpassen.

4. Berechnung der Wärme geführten Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke:

Die elektrische Energie, die von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen z.B. im Haushalts- und Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor produziert wird, orientiert sich an der Außentemperatur in den jeweiligen Regionen und dem Warmwasser Bedarf. Es wird angenommen, dass warmes Wasser den ganzen Tag gespeichert werden kann und der Bedarf insofern den ganzen Tag konstant ist. Daher fluktuiert nur die Energienachfrage für die Heizung. Die Regelung der Heizungen kann in SimRen an die jeweiligen Bedürfnisse angepasst werden.

In der ERJ-Studie beginnt die KWK Anlage, die Häuser bis zu einer gewissen Zieltemperatur zu heizen, wenn die Außentemperatur unter einen bestimmten Wert fällt. Diese Start- und Zieltemperaturen unterscheiden sich zwischen Tag und Nacht. Die Werte für die Start- und Zieltemperatur und die Uhrzeiten lassen sich in der Komponente beliebig einstellen.

Die Energie, die benötigt wird, um die Haushalte und GHD Gebäude um 1°C zu heizen, muss vorher definiert werden. Außerdem muss ein thermischer und ein elektrischer Wirkungsgrad angenommen werden um die Berechnung der elektrischen Energie vorzunehmen. Der elektrische Wirkungsgrad beträgt beim japanischen Energieversorgungsmodell 30% und der thermische 50% in SimRen. Dann kann die elektrische Energie über folgende Formel berechnet werden:

$$\Delta T = T_{\text{target}} - T_{\text{outside}}$$

$$P_{\text{out}} = \frac{\Delta T \cdot P_C \cdot \eta_{\text{el}}}{\eta_{\text{th}}}$$

T_{target} = Zieltemperatur, T_{outside} = Außentemperatur, P_{out} = Leistungsabgabe, P_C = Energiebedarf pro °C, η_{th} = thermischer Wirkungsgrad, η_{el} = elektrischer Wirkungsgrad

In der ERJ-Studie heizen die Anlagen die Häuser tagsüber, sobald die Temperatur unter 18°C fällt, bis zu einer Temperatur von 20°C. Die Heizung läuft dann mindestens eine Stunde, um ständiges Aus- und Einschalten aufgrund fluktuierender Temperaturen zu verhindern. Nachts liegt die Zieltemperatur bei 15°C und die Starttemperatur bei 10°C; da allerdings nicht alle Räume auch nachts beheizt werden, wurde eine durchschnittliche Starttemperatur von 5°C und eine Zieltemperatur des ganzen Hauses von 10°C angenommen. Das heißt, es handelt sich bei den 5 und 10°C der Nachttemperaturen um einen Temperaturdurchschnitt der Räume im Haus, von denen während der Nacht nicht alle beheizt werden. Die Nachtabenkung beginnt um 23:00 Uhr und endet um 7:00 Uhr. In der ERJ-Studie wurden pro Region nur eine Referenztemperatur für die KWK-Stromproduktion genommen. Die Nutzung mehrerer ist prinzipiell möglich und würde die Regelung erleichtern.

General Settings	Electricity Settings	Advanced Settings
		OK
Covered qm:	1,0093e+09	Cancel
Thermal power rating per qm (MW):	0,015	
Electrical efficiency:	0,3	
Thermal efficiency:	0,5	
Starting temperature (Day Night):	18,00	5,00
Target temperature (Day Night):	20	10,00
Power needed per °C per qm per plant (W)		0,1
Day heating begins	7 :00h and ends	23 :00h.
First month in summer:	7	
Last month in summer (1=Jan;12=Dec) :	8	
Minimum minutes of operation:	60	

Abbildung 5-13 : Dialog einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im Haushalts- und Industriebereich. Hier können zum Beispiel die Uhrzeiten und Zieltemperaturen für Tag- und Nachtheizung eingegeben werden („Day heating begins ... and ends ..“, „Starting temperature“, „Target temperature“) und der thermische und elektrische Wirkungsgrad („electrical efficiency“ und „thermal efficiency“). In „thermal power rating per qm“ wird angegeben, wieviel Nennleistung pro Quadratmeter installiert sind. Dieser Wert multipliziert mit den „Covered qm“ ergibt die gesamte Nennleistung des BHKW-Moduls. Im Feld „Minimum minutes of operation“ kann angegeben werden, wie lange die Anlagen nach dem Einschalten mindestens laufen, um dauerndes Ein- und Ausschalten zu umgehen. Dieser Block benötigt keine Information über den Wetterdatensatz, da die Temperaturen aus einem separaten Wetterdatenmodul an das BHKW-Modul weitergegeben werden.
Quelle: ISuSI

5. Berechnung der stromgeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen

Die stromgeführten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden mit einer gewissen Leistung installiert und können bis zu dieser Leistung nach Belieben hoch- und runtergefahren werden. In SimRen werden Motoren benutzt, um niedrige Temperaturen zu erzeugen, und Dampfturbinen um die hohen Temperaturen zu erzeugen.

In der ERJ-Studie sind diese Kraftwerke nur im Industriesektor eingesetzt worden, da Industriebetriebe zumeist in der Lage sind, die Wärme, die sie produzieren, kurzzeitig zu speichern, und neben dem Wärmebedarf einen hohen Strombedarf haben. Es wurde angenommen, dass eine Regelung der Stromproduktion in den Industriebetrieben durch eine veränderliche Vergütung des eingespeisten Stromes vollzogen wird. Der jeweilige Strompreis muss dann durch ein Datennetz mit den Industriebetrieben ausgetauscht werden. (Näheres dazu in „5.4 Das Verbrauchermodell“ auf Seite 75.)

General Settings	Advanced Settings
Rated Power (MW):	<input type="text" value="2780"/> <input type="button" value="OK"/>
Thermal efficiency:	<input type="text" value="0,5"/> <input type="button" value="Cancel"/>
Electrical Efficiency:	<input type="text" value="0,3"/>

Abbildung 5-14 : Im Dialog der KWK Anlagen in der Industrie kann man die Nennleistung und die thermischen und elektrischen Wirkungsgrade angeben. Mehr wird zur Berechnung der Produktion nicht benötigt. Dialog einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in der Industrie

6. Wasserkraftwerke:

Wasserkraftwerke werden mit einer bestimmten maximal produzierbaren Leistung initialisiert, die von den installierten Turbinen abhängt. Sie können jedoch nicht zu jedem Zeitpunkt diese Menge an Energie auch produzieren, da die Energieproduktion vom Wasserstand im anliegenden Fluss abhängt. Um dies zu berücksichtigen, wird in SimRen das Wasserkraftwerksmodul mit einer monatlichen Fluktuationskurve versehen. Diese Kurve gibt an, welcher Anteil der Installation im jeweiligen Monat genutzt werden kann. Wenn diese Kurven wie in der ERJ-Studie nicht vorliegen, können sie aus den Wasserdurchflussmengen in grossen Flüssen der Region errechnet werden. In ERJ wurde der Mittelwert der Durchflussmenge errechnet und angenommen, dass die Kraftwerke auf diesen Durchfluss ausgelegt sind, also ihre Nennleistung bei einem durchschnittlichen Durchfluss erreichen können. Liegt der Durchfluss unter dem Durchschnitt, ist angenommen worden, dass das Verhältnis vom Durchfluss in diesem Monat zu dem durchschnittlichen Durchfluss gleich dem Verhältnis der produzierbaren Leistung zur Nennleistung ist.

$$P_{\max} = P_{\text{Nenn}} \quad \text{für } \hat{m}_{\text{mom}} \geq \hat{m}_{\emptyset}$$

$$\frac{P_{\max}}{P_{\text{Nenn}}} = \frac{\hat{m}_{\text{mom}}}{\hat{m}_{\emptyset}} \quad \text{für } \hat{m}_{\text{mom}} < \hat{m}_{\emptyset}$$

P_{\max} = Maximal produzierbare Leistung im zu berechnenden Monat

P_{Nenn} = Installierte Nennleistung

\hat{m}_{mom} = Durchflussmenge im zu berechnenden Monat

\hat{m}_{\emptyset} = Durchschnittliche Durchflussmenge

Abbildung 6-8 auf Seite 135 zeigt den Anteil an der installierten Leistung der Wasserkraftwerke, der in jedem Monat aufgrund der Durchflussmengen benutzt werden kann, so wie er in der ERJ-Simulation für die Region Kanto zugrunde liegt.

General Settings
Advanced Settings

This block simulates a number of water power plants. Please enter the installed maximum production and a multiplier between 0 and 1 for every month of the year.

Maximum production in MW:

Availability of the maximum per month 0=Jan. Please enter values between 0 and 1.

	Multiplier
0	0,540117731
1	0,602443168
2	0,736634583
3	1
4	0,762594654
5	0,776484133
6	0,826477731
7	1
8	1
9	1
10	0,713136154
11	0,564153689

Comments

Abbildung 5-15 : Dialog eines Wasserkraftwerkes. Man kann man außer der Nennleistung noch die Hüllkurve der maximalen Energieproduktion angeben.
Quelle: ISuSI

7. Geothermische Kraftwerke:

Die Geothermischen Kraftwerke sind in der Lage, Energie bis zu ihrer Nennleistung zu produzieren. Ähnlich wie bei den Wasserkraftwerken kann auch für die geothermischen Kraftwerke eine Jahreskurve hinterlegt werden.

General Settings	Advanced Settings
This block simulates a number of water power plants. Please enter the installed maximum production and a multiplier between 0 and 1 for every month of the year.	
	OK
	Cancel
Maximum production in MW:	<input type="text" value="1830"/>
Thermal efficiency	<input type="text" value="0,6"/>
Electrical Efficiency	<input type="text" value="0,25"/>

Abbildung 5-16 : Dialog eines Geothermischen Kraftwerks. Eingabe der Nennleistung und des thermischen und elektrischen Wirkungsgrads. Quelle: ISuSI

8. Pumpspeicherkraftwerke:

Die Pumpspeicherkraftwerke können Energie speichern, indem sie sie in potentielle oder Lageenergie des Wassers umwandeln und dieses in einem Reservoir lagern. Dieses Wasser kann dann später benutzt werden, um eine Turbine anzutreiben und damit wieder elektrische Energie zu gewinnen. Bei diesen Umwandlungsprozessen treten Energieverluste auf, die vorher eingestellt werden.

General Settings	Advanced Settings
Maximum level (GJ)	<input type="text" value="249158,8"/>
Initial level (GJ) :	<input type="text" value="0"/>
Degree of effectiveness:	<input type="text" value="0,8"/>
Momentary level (TJ) :	<input type="text" value="0"/>
Storable energy (MW)	<input type="text" value="5167,810651"/>
Available energy (MW)	<input type="text" value="4134,248521"/>
	OK
	Cancel

Abbildung 5-17 : Dialog eines Pumpspeicherkraftwerks. Eingabewerte sind der maximale Fülllevel, die Füllung zu Beginn des Simulationslaufs und der Wirkungsgrad. Außerdem können maximale Befüll- und Entladeleistung angegeben werden. Der momentane Fülllevel ist ein Ausgabewert. Quelle: ISuSI

9. Herkömmliche Kraftwerke:

SimRen ist in der Lage, herkömmliche Kraftwerke zu simulieren, die mit einem Brennstoff betrieben werden. Ein solches Kraftwerk könnte mit Kohle oder Biomasse betrieben werden. Diese Kraftwerke müssen mit einem Brennstofflager verbunden

werden, in dem Informationen gespeichert sind, wieviel Brennstoff pro Simulationsschritt zur Verfügung steht. Die Module werden initialisiert mit einer Nennleistung und der Brennstoffmenge, die bei dieser Leistung verbraucht wird. Sofern genügend Brennstoff vorhanden ist, sind sie in der Lage, Leistungen kleiner oder gleich ihrer Nennleistung zu produzieren. Sollte nicht genügend Brennstoff vorhanden sein, ist die maximal produzierbare Leistung proportional zum Brennstoffangebot. Bei den herkömmlichen Kraftwerken handelt es sich im Prinzip um das gleiche Modul wie bei den Strom geführten KWK-Anlagen. Daher bietet der Dialog die gleichen Eingabemöglichkeiten.

10. Spitzenlastkraftwerke:

Bei den Spitzenlastkraftwerken handelt es sich in SimRen um Brennstoffzellen oder Dampfturbinen. Die Energieproduktion der Kraftwerke kann bis zur Nennleistung frei justiert werden, solange Brennstoff vorhanden ist. Der Wirkungsgrad der Elektrizitätserzeugung ist frei wählbar. Spitzenlastkraftwerke haben keinen eigenen Dialog, da sie im Import-Export-Manager simuliert werden.

5.6 Ergebnisse

Die SimRen-Simulation erzeugt in einem Simulationslauf mehrere Dateien, die alle Informationen über den Simulationslauf enthalten. Alle diese Informationen werden in einem Verzeichnis gespeichert, das das Datum, die Uhrzeit und den Namen des Simulationslaufs enthält. Dieses Verzeichnis enthält nach Regionen unterteilt jeweils eine Datei für einen Block in der Simulation, in der die Initialisierungsdaten des Blocks enthalten sind. Diese Dateien enthalten zum Beispiel die Anzahl der Windkraftanlagen, die zu einem bestimmten Wetterdatensatz gehören, oder die Ausrichtungen der Photovoltaikflächen in einem Photovoltaikmodul.

Außerdem wird ein Ergebnisverzeichnis angelegt, das die Ergebnisdaten jeder Region und eine Summendatei aller Regionen enthält. In dieser Datei werden für jeden Zeitschritt Datum und Uhrzeit des Zeitschritts abgelegt. Sie enthält die Solarstrahlungs-, Wind und Temperaturdaten einer repräsentativen Wetterstation aus der Region^{<23>}. Außerdem werden die Energieproduktionsdaten der einzelnen Technologien bzw. der Energieverbrauch von Technologien, die Energie speichern oder in Brennstoffe umwandeln, ausgegeben. Von Windkraftanlagen und ähnlichen Energie-

23. Die Solarstrahlung wird in J/qm angegeben, die Windgeschwindigkeit in m/s und die Temperatur in °C.

produzenten enthält sie also die durchschnittliche Leistung jedes Zeitschritts in MW. Von Speichern wird die Speicher- und Entlademenge und der Füllstand abgelegt. Bei Blöcken, die aus Strom Wasserstoff produzieren, wird die durchschnittliche Leistungsaufnahme jedes Zeitschritts in MW angegeben. Außerdem enthält die Datei die mittlere produzierte und verbrauchte Leistung pro Zeitschritt.

Außer in diesen Dateien legt die Simulationsumgebung eine Datei an, in der ebenfalls alle Ergebnisse gespeichert sind. Diese Datei wird bei erneutem laden der Simulation ebenfalls geladen. Man hat also wenn man die Simulation lädt, alle Daten des letzten Simulationslaufs wieder greifbar. In der Simulation können diese Daten auch mit einem eigenen Block analysiert und eine gewünschte Ausgabe erzeugt werden. So kann man sich die Ergebnisse einer Region anzeigen lassen oder auch die produzierten Energien verschiedener Technologien an bestimmten Wochentagen oder zu bestimmten Uhrzeiten.

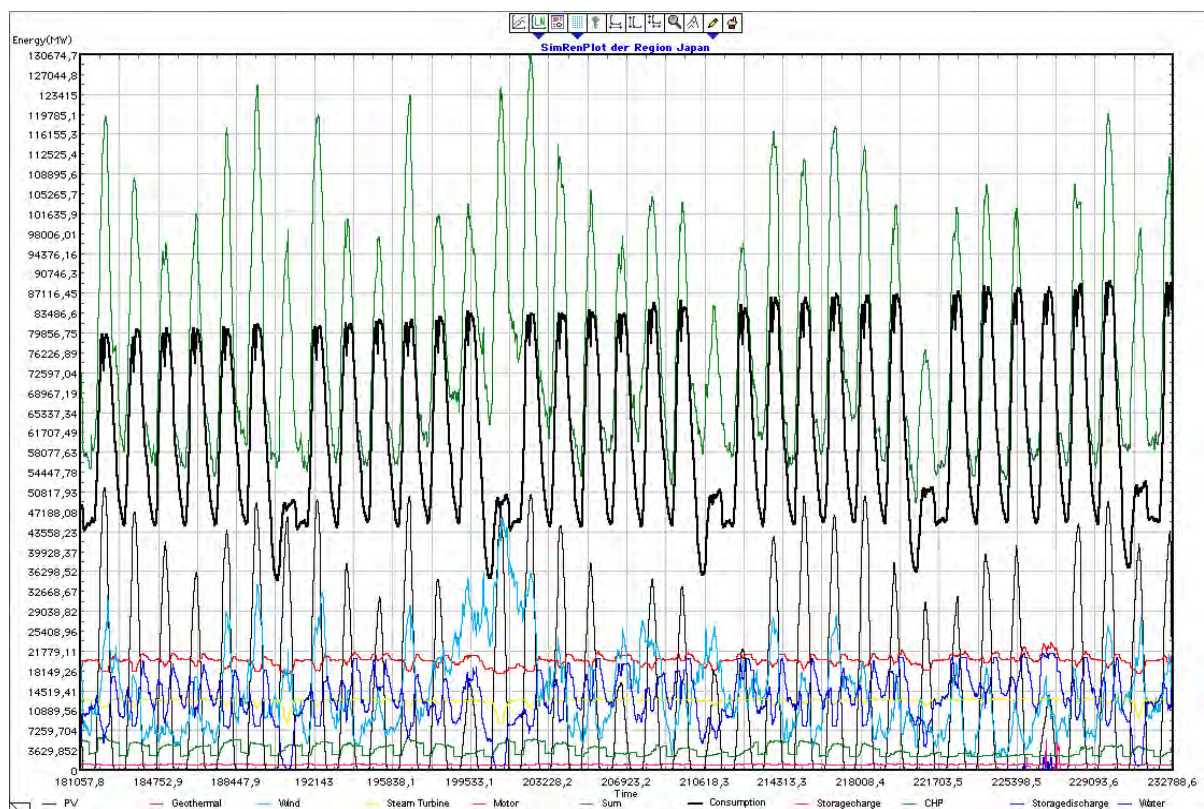


Abbildung 5-18 : Darstellung einer Auswahl der Ergebnisse von SimRen innerhalb der Simulationsumgebung. Quelle: ISuSI

5.7 Tests der Module

Für jedes der oben beschriebenen Energieversorgungs- und Verbrauchsmodule wurde ein Testsystem aufgebaut, um die Berechnungsalgorithmen und die Ergebnisse zu überprüfen [Spangardt 1999].

Die SimRen-Simulation wurde mit Hilfe der Simulationumgebung Extend[®]^{<24>} entwickelt, die eine eigene Programmiersprache zur Verfügung stellt. Es wurde eine Standardsimulationsumgebung gewählt, um die möglichen Fehlerquellen durch Programmierung so klein wie möglich zu halten.

Bei den Modulen in SimRen handelt es sich um einfache Input-Output-Module, die gut unabhängig von dem Rest des SimRen-Modells getestet werden können. Der Photovoltaikblock zum Beispiel errechnet aus Wetterdaten als Input die produzierte Strommenge als Output.

Beim Photovoltaikmodul wurde die korrekte Berechnung des Sonnenstandes und die Umrechnung der Sonnenstrahlung auf die Modulfläche durch Vergleich von „handgerechneten“ und simulierten Werten getestet. Auch die temperaturbedingte Wirkungsgradabnahme wird entsprechend der ermittelten Modultemperatur berücksichtigt. Im Vergleich mit den vom ISET gemessenen Modultemperaturen zeigten die simulierten Modultemperaturen eine sehr gute Realitätsnähe [ISET 1998]. Desweiteren wurde die Abschattungsberechnung bei aufgeständerten Modulen und die Zeitverschiebung der Strahlungsdaten geprüft. Zum Abschluss wurden vom ISET gemessene Zeitreihen der Leistungseinspeisung von Photovoltaikmodulen verschiedener Aufstellgeometrien mit simulierten Zeitreihen verglichen. Bei der Simulation wurde keine reflektierte Strahlung berücksichtigt. Hierbei zeigte sich eine gute bis befriedigende Übereinstimmung der Zeitreihen.

24. Imagine That, Inc.
6830 Via Del Oro, Suite 230
San Jose, CA 95119 USA

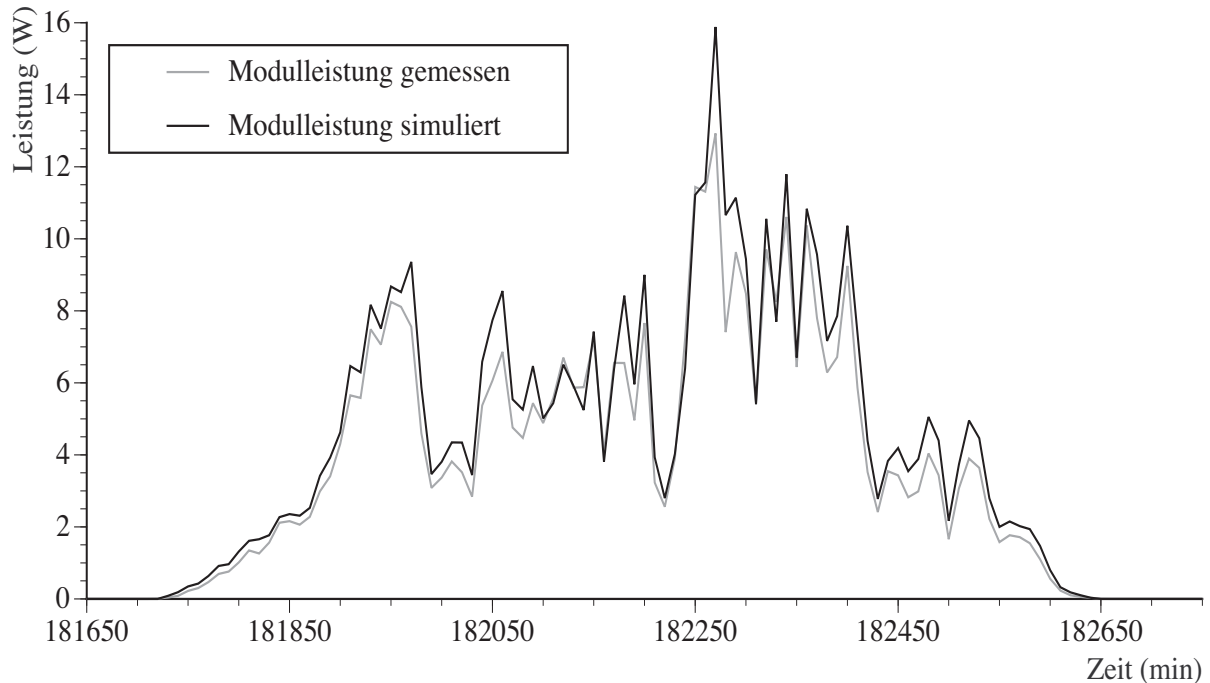


Abbildung 5-19 : Test des Photovoltaikmoduls. Vergleich von simulierten mit gemessenen Werten. [Spangardt, 1999]

Es fällt auf, dass bei kleinen eingespeisten Leistungen die simulierte Leistungseinspeisung etwas höher als die gemessene ist. Der Grund dürfte darin liegen, dass bei der Simulation ein konstanter Wechselrichterwirkungsgrad angenommen wird. Reale Wechselrichter können allerdings im Teillastbereich Verluste aufweisen. Dies ließe sich nur bei der Simulation einzelner Anlagen, nicht bei der Simulation eines Anlagenparks berücksichtigen. Bei hoher Einstrahlung und zu höheren Aufstellwinkeln hin liegt die gemessene Strahlung höher als die simulierte. Dies lässt sich auf die nicht berücksichtigte reflektierte Strahlung zurückführen, die speziell zu hohen Aufstellwinkeln hin an Bedeutung zunehmen wird.

Bei den Simulationsmodulen für Windkraftanlagen wurde zunächst die korrekte Eingabe der Leistungskurven geprüft. Desweiteren wurde das Verhalten eines Simulationsmoduls an einem Beispieltag analysiert. Hierbei zeigte sich die korrekte Umrechnung der Windgeschwindigkeit auf die Nabenhöhe der simulierten Windkraftanlagen und eine korrekte Anwendung der Leistungskurve zur Berechnung der eingespeisten Leistung. Vergleiche mit realen Anlagen waren leider nicht möglich, da die Institute, die Windkraftanlagen vermessen haben, nicht zur Herausgabe dieser Daten berechtigt sind. Allerdings wurden die Leistungskurven der Windkraftanlagen aus eben diesen Daten gewonnen, so dass Fehler in der Simulation nur durch die Umrechnung der Windgeschwindigkeit in die Nabenhöhe der Anlagen auftreten können. Nimmt man an, dass die logarithmische Höhenformel die Gegebenheiten korrekt

wiedergibt, liegt die Fehlerquelle bei der Annahme des umgebenden Geländes, also bei der Annahme der Rauigkeitslänge. Betrachtet man die Rauigkeitslänge des offenen Geländes von 0,01 m und einer Landschaft mit Büschen von 0,1 m, weist der Höhenumrechnungsfaktor bei einer Messhöhe der Windgeschwindigkeit von 10 m und einer Nabenhöhe von 70 m einen Wert von 1,28 bzw. 1,42 auf. Setzt man also für Windkraftanlagen in einer Landschaft mit Büschen die Rauigkeitslänge des offenen Geländes an, macht man einen Fehler von 10%. Weiterhin muss beachtet werden, dass diese Höhenformel eigentlich nur angewendet werden kann, wenn Messstation und Windkraftanlage in einer vergleichbaren Umgebung liegen.

Die Kraftwerksoptionen, Kohle-, Gas-, Festbiomasse- und Biogaskraftwerke, wurden im Hinblick auf die richtige Steuerung des Kraftwerksparks und demnach die korrekte Berechnung des Brennstoffverbrauchs getestet. Bei diesen Tests stellte sich heraus, dass die Module sich den Vorgaben entsprechend verhalten.

Bei den geothermischen und den Wasserkraftwerke wurde getestet, ob die Kraftwerke bei entsprechender Regelung die zu erwartende Leistung produzieren und ob diese den Vorgaben der Nennleistung entspricht. Bei den Wasserkraftwerken musste in diesem Zusammenhang noch untersucht werden, ob die Einschränkungen der Leistungen durch den Wasserstand berücksichtigt werden.

Die Kraft-Wärme-Kopplung im Haushalts- und Dienstleistungsbereich wurde mit einem Testwetterdatensatz simuliert und die Ergebnisse mit handgerechneten Werten verglichen.

Bei der Überprüfung der Simulationsmodule Speicher wurde die Auf- und Entladung der Speicher getestet. Wie vorgesehen wird die gespeicherte Energie entsprechend des Wirkungsgrades der Speicher verringert. Die Auf- bzw. Entladung der Speicher wird also entsprechend der vorgegebenen Strategie simuliert. Fehlerquellen dürften bei diesen Modulen bei den als konstant angesehenen Wirkungsgraden der Speicheroptionen liegen. Will man die Wirkungsgrade der Speicher in Abhängigkeit von der Belastung berücksichtigen, müsste bei jeder Speicheroption jede Speichereinheit einzeln berücksichtigt werden.

Bei der Simulation des elektrischen Lastgangs wurde geprüft, ob aus den vorgegebenen Profilen die elektrische Leistungsnachfrage korrekt simuliert wird. Die Lastgangssimulation wurde für verschiedene Verbrauchergruppen an Beispieltagen mit Hilfe einer Tabellenkalkulation nachgerechnet.

Da die Spitzenlastkraftwerke in das Import-Export-Manager Modul integriert sind und auf die Anforderungen aller Regionen reagieren, wurden diese zusammen mit dem Import-Export-Manager getestet.

Der Import-Export Manager und der Energiemanager können nur im Kontext eines Gesamtsystem getestet werden. Es wurden bei mehrfacher Simulation und Auswertung der Ergebnisse keine Fehler in diesen Modulen festgestellt. Im Rahmen der Tests wurden die Energiebilanzen mehrfach von Hand nachgerechnet und das Regelungsverhalten der beiden Module untersucht und verbessert.

5.8 Beispiel einer Simulation eines Versorgungssystems

In „6.5 Solare Vollversorgung Japans - Dynamik und Versorgungssicherheit“ auf Seite 130. sind die Energieversorgungskurven einiger Wochen angeführt, um die Dynamik eines Versorgungssystems zu illustrieren. Die Beispiele stammen aus der Simulation des japanischen Energiesystems, deren Ergebnisse in der ERJ-Studie veröffentlicht sind.

Die Ergebnisse in Abbildung 5-20 auf Seite 104 und Abbildung 5-21 auf Seite 105 zeigen exemplarisch, wie die Energieversorgung einer Modellregion aussehen könnte, wenn man Kohle- und Gaskraftwerke in das Energiesystem einbezieht.

Die Regelung sieht vor, die Gaskraftwerke immer vor den Kohlekraftwerken hochzufahren, daher verändern sich deren Produktion wesentlich mehr innerhalb der gezeigten Wochen als die der Kohlekraftwerke. Die fluktuierenden sind in dieser Studie die Windkraftanlagen und die Photovoltaikanlagen. Die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Haushalts und Dienstleistungssektor können nur bedingt geregelt werden, da sich ihre Produktion zum Teil am Warmwasserbedarf der Region orientiert, der sich wiederum aus der Temperatur ergibt.

In Abbildung 5-20 auf Seite 104 herrscht, wie auch in den vorherigen Wochen, die ganze Woche über eine sehr hohe Überversorgung. Da die Produktion auch vorher schon so hoch war sind die Pumpspeicher schon voll und werden nicht weiter beladen. Die hohe Energieproduktion folgt aus den hohen Windgeschwindigkeiten in dieser Woche. Man sieht, dass die Windenergieproduktion wesentlich höher und konstanter ist als in der zweiten dargestellten Ergebniskurve.

In Abbildung 5-21 auf Seite 105 werden gegen Ende der Woche aufgrund der geringen Windenergieproduktion die fossilen Kraftwerke hochgefahren. Bei dieser Woche

handelt es sich um eine Sommerwoche, daher laufen in dieser Woche die KWK-Anlagen im Haushalts- und Dienstleistungssektor nicht zum Heizen und produzieren ebenfalls weniger Strom. Dies erkennt man am flachen Verlauf der KWK Kurve für den Haushalts und Dienstleistungsbereich. Man erkennt an der Kurve außerdem sehr gut, wie Montags aufgrund der rapide abfallenden Photovoltaik- und Windenergieproduktion die Pumpspeicher entladen und die schnellen Wasserstoffkraftwerke angefahren werden. Kurz nach dem Rückgang der Energieproduktion aus fluktuierenden Quellen geht auch der Energiebedarf zurück. Daher können die Speicher kurze Zeit später wieder geladen werden und es kann Nachts sogar wieder Wasserstoff produziert werden. Das gleiche Phänomen kann Donnerstags Abends beobachtet werden. Auch hier fällt die Wind und Photovoltaik Produktion sehr schnell ab.

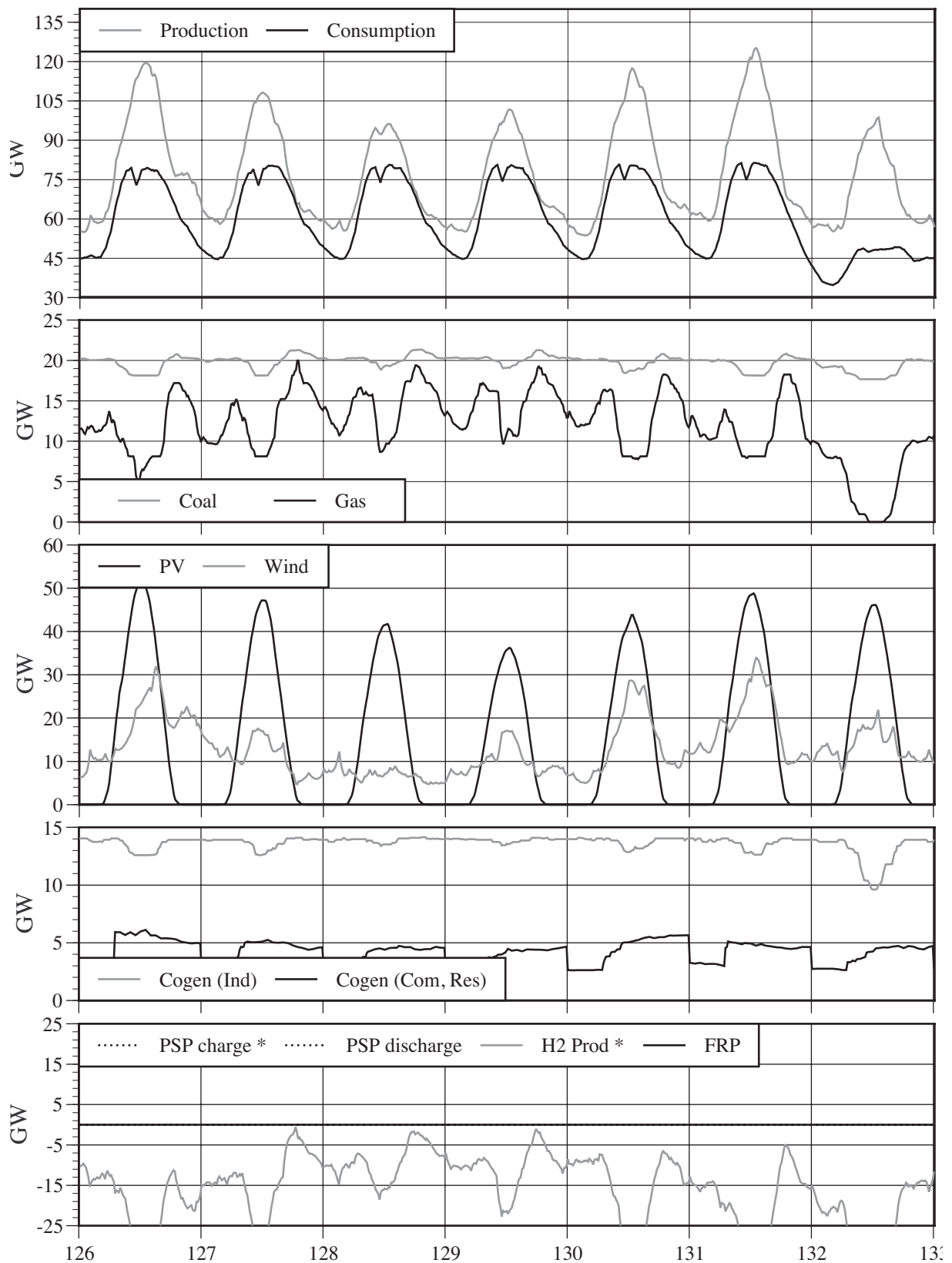


Abbildung 5-20 : Energieversorgung einer Modellregion unter Einbeziehung von Kohle- und Gaskraftwerken. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]. Quelle: ISuSI

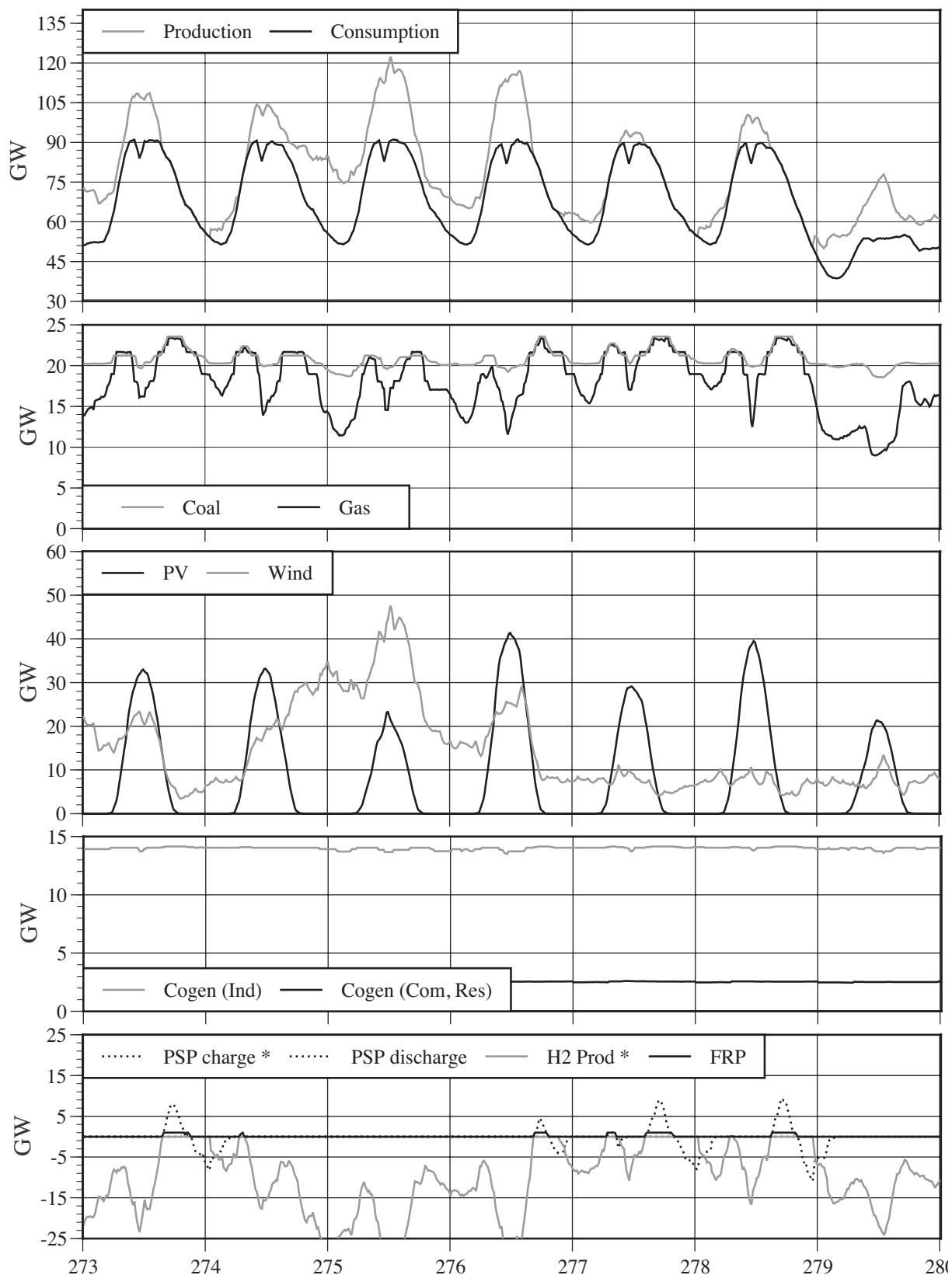


Abbildung 5-21 : Energieversorgung einer Modellregion unter Einbeziehung von Kohle- und Gaskraftwerken. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]. Quelle: ISuSI

6) ENERGY RICH JAPAN-PROJEKT: SOLARE VOLLVERSORGUNG JAPANS

Das Projekt Energy Rich Japan^{<25>} ist eine Machbarkeitsstudie, in der die Funktionsfähigkeit und die Versorgungssicherheit eines voll regenerativen Energieversorgungssystems auf nationaler Ebene nachgewiesen wird.

Der Grund für die Wahl Japans war die darin liegende Herausforderung. Japan ist hoch industrialisiert und dicht besiedelt. Japan wird im allgemeinen als arm an Ressourcen angesehen und hat eine recht isolierte Lage, die den Energieaustausch mit anderen Ländern so gut wie unmöglich macht. Wenn es möglich ist, Japan mit heute verfügbarer Technologie voll regenerativ mit Energie zu versorgen, dann ist es auch in anderen Industrieländern möglich.

Für die Erstellung dieser Studie wurden klare Rahmenbedingungen definiert. Die in Japan bestehende Wirtschafts- und Industriestruktur sollte unverändert erhalten bleiben, und gravierende Änderungen der Lebensweise (wie z.B. die Abschaffung beheizter Toilettensitze) der japanischen Bevölkerung wurden vermieden. Obwohl die Bevölkerungszahlen Japans eine rückläufige Tendenz zeigen und in Japan fest mit einem ausgeprägten Bevölkerungsrückgang gerechnet wird, wurde diese prognostizierte Entwicklung im Modell nicht berücksichtigt. Es wurden auch keine Änderungen der Verkehrsinfrastruktur oder des Verkehrsaufkommens unterstellt.

Zunächst wurde das ERJ-Energie-Nachfrage-Modell entwickelt. Dazu wurde der heutige Energieverbrauch Japans in den Sektoren Industrie, Gewerbe, Handel & Dienstleistungen, Haushalte und Verkehr detailliert untersucht. Anhand dieser detaillierten

25. Das Projekt wurde „Energy Rich Japan“ benannt, da entgegen der in Japan vorherrschenden Meinung Japan ein an erneuerbaren Energieressourcen reiches Land ist.

Untersuchungen und basierend auf bereits in anderen Ländern durchgeführten Studien wurden Effizienzsteigerungspotentiale und die Anwendbarkeit der heute besten verfügbaren Technologien ermittelt und angewendet. Aufbauend auf dem ERJ-Nachfragemodell wurde das ERJ-Versorgungsmodell entwickelt mit dem Ziel, eine ausreichende und zuverlässige Versorgung mit Strom, Wärme und Brennstoffen zu garantieren. Dazu wurde die Spanne heute verfügbarer erneuerbarer Energietechnologien ausgenutzt. Um eine hohe räumliche Auflösung für die Installation und Verteilung der regenerativen Energieerzeuger zu erreichen, wurde das ERJ-Versorgungsmodell in zwölf interagierende Regionen unterteilt.

Die Überprüfung der Funktionsfähigkeit und Versorgungssicherheit des ERJ-Versorgungsmodells wurde mit einer dynamischen Rechnersimulation durchgeführt, die das elektrische System mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten berechnet. Um den Ertrag des Systems möglichst realitätsnah zu berechnen, wurden Wetterdaten aus dem Jahr 1999 verwendet, die von über 150 japanischen Wetterstationen vorlagen. Die hohe zeitliche und räumliche Auflösung in den Modellen und der Simulation ermöglichte das rasche Auffinden von Problemen und Versorgungslücken im ERJ-Versorgungsmodell. Nach einer Optimierung in Bezug auf die Verteilung und den Installationsumfang der verschiedenen Technologien konnte der Nachweis der ganzjährigen Versorgungssicherheit unter allen im Jahr 1999 auftretenden Rahmenbedingungen geführt werden.

6.1 ERJ Projekt : Potenzial der Steigerung der Energieeffizienz in Japan

Um den Energieverbrauch genau zu analysieren, wurde ein Nachfragemodell erstellt, welches den aktuellen Energiebedarf Japans detailliert für alle Verbrauchersektoren erfasst. Dadurch konnten die Ansatzpunkte zur Reduktion des Energiebedarfs aufgefunden und die Höhe der einzelnen Reduktionspotentiale bestimmt werden. Hierzu wurden verschiedene Maßnahmen wie intelligentes technisches- bzw. Produktdesign und die Verwendung der besten heute verfügbaren Technologien berücksichtigt.

Um die potentiellen Bedarfsverringerungen analysieren zu können, teilte das Projektteam den gesamten Energiebedarf in die Sektoren Industrie, Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Transport. Dabei verbraucht die Industrie 48% der Energie, gefolgt von dem Transportsektor (26%), den Haushalten (14%) und dem Gewerbe mit letztlich 12%.

Daten aus Japan lagen für jeden Sektor aus dem Jahr 1999 vor [EDMC 2001], das daher als Referenzjahr für die Gestaltung des Energy Rich Japan (ERJ)-Bedarfsmodells zugrunde gelegt wurde. Die Ergebnisse der Untersuchung basieren auf zwei verschiedenen Ansätzen, bekannt als „Bottom-Up“- (von Unten nach Oben) und „Top-Down“- (von Oben nach Unten) Methode. Teilweise wurden Effizienzpotenziale - unter anderem auch durch die Einführung der heute besten verfügbaren Technologien in den verschiedenen Verbrauchersektoren (z.B. energieeffiziente Kühlschränke im Haushaltssektor und Brennstoffzellenfahrzeuge im Verkehrssektor) - gemäß dem Top-Down-Ansatz ermittelt und im Nachfragemodell berücksichtigt. Weitere Untersuchungen folgten dem Bottom-Up-Ansatz. Hierzu gehörten zahlreiche sektor- und branchenspezifische Studien zu den Themen Energieeffizienz und Umweltdesign, deren Ergebnisse übernommen und an die spezifischen Verhältnisse Japans angepasst wurden.

Gelegentlich wurden zur besseren Anpassung der Ergebnisse makro-ökonomische Vergleiche - wie z.B. der Vergleich von Stahlproduktionsstatistiken in Europa und Japan - verwendet.

In Bezug auf die effiziente Nutzung von Energie ist Japan eines der fortschrittlichsten Länder weltweit. Trotzdem kann durch den Einsatz der besten heute verfügbaren Technologien noch ein beträchtliches Einsparpotential erschlossen werden. Der derzeitige Endenergiebedarf Japans (15179 PJ in 1999) liesse sich so - entsprechend dem ERJ-Nachfragemodell - auf 7537 PJ/a verringern.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Untersuchungen ergaben für Japan ein Energiesparpotential von mehr als 50 %.

Die größte absolute Verringerung (2807 PJ) findet im industriellen Sektor statt, der größte prozentuale Rückgang (70%) im Verkehrssektor.

Die in dem ERJ-Projekt dargestellten Einsparpotenziale stellen eine eher zurückhaltende Einschätzung der in Japan möglichen Verringerung des Energiebedarfs dar, da eine Reihe möglicher Einsparoptionen innerhalb des ERJ-Nachfrage-Modells unberücksichtigt blieben^{<26>}. So wurden trotz des allgemein angenommenen Bevölkerungsrückgangs weder ein Rückgang der Bevölkerungszahl Japans noch Veränderungen in der industriellen Produktion bzw. Struktur unterstellt. Auch noch in der Prototyp-Phase befindliche Technologien blieben im Modell unberücksichtigt.

26. Z.B.: Optimierung und Verwendung von Konstruktionsmaterialien. Die Reduzierung der Materialintensität (Faktor 10), die Substitution von Materialien unter dem Gesichtspunkt der Nachhaltigkeit, langlebigere Produkte und verstärktes Recycling, Heimarbeitsplätze, neue Kommunikationstechnologien.

Tabelle 6-1 : Der Endenergie-Bedarf 1999 und das ERJ-Energie-Nachfrage-Modell; Quelle : [ERJ Research Team 2003].

	1999		Energy Rich Japan Model		
	Energie in PJ	Anteil	Energie in PJ	Anteil	Änderung
Industrie	7.328	48%	4.521	60%	-38%
GHD	1.798	12%	829	11%	-54%
Haushalte	2.174	14%	1.011	13%	-54%
Transport	3.879	26%	1.176	16%	-70%
Total	15.179		7.537		-50%

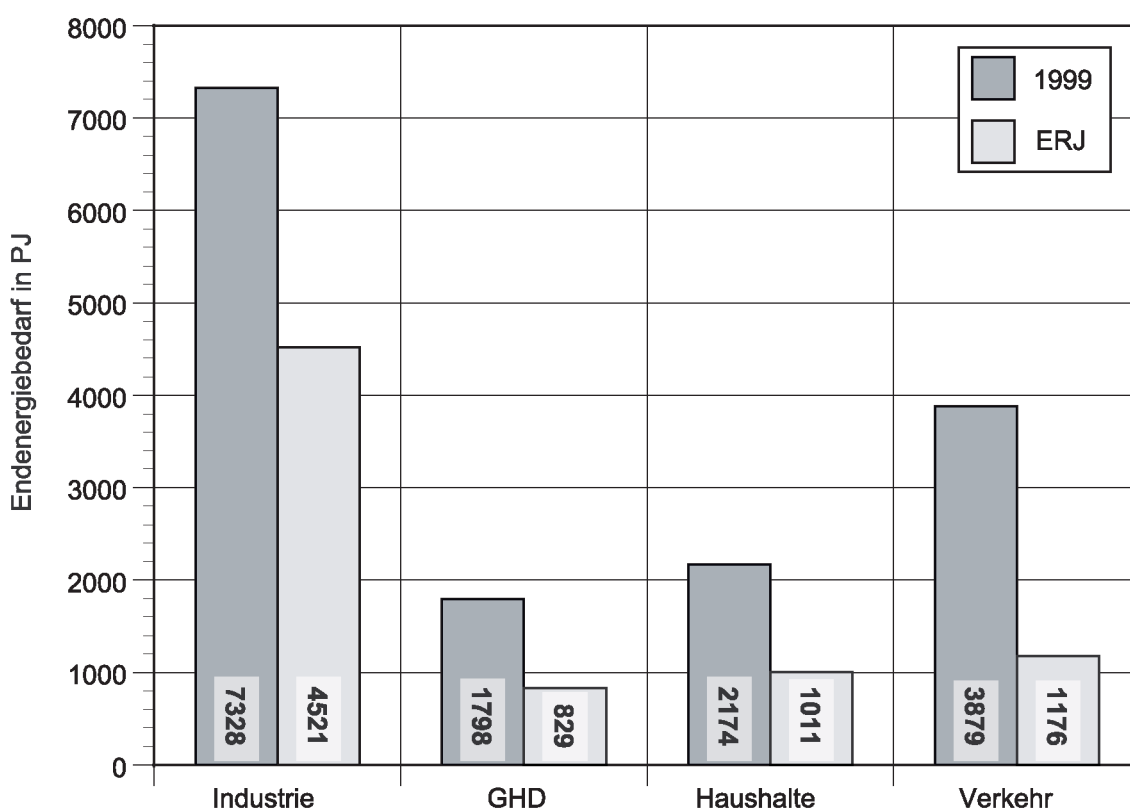


Abbildung 6-1 : Endenergiebedarf der verschiedenen Verbrauchersektoren (Japan 1999 / ERJ-Energie-Nachfrage-Modell); Quelle : [ERJ Research Team 2003].

6.2 Solare Vollversorgung Japans - Methodik

Ein Energieversorgungssystem setzt sich aus verschiedenen Energiewandlungstechnologien zusammen, deren Zusammenspiel eine hinreichende Produktion und Versorgung zur Deckung des Energiebedarfs der Konsumenten mit Elektrizität, Wärme und Brennstoffen sicherstellen muss. Das ERJ-Versorgungsmodell ist ein Energieversorgungssystem, das ausschließlich Technologien nutzt, die Energie aus erneuerbaren Quellen gewinnen. Das ERJ-Versorgungsmodell wurde mit der Maßgabe konstruiert, den im ERJ-Bedarfsmodell beschriebenen Energiebedarf zu decken.

Wärme und Brennstoffe können für den späteren Gebrauch gespeichert werden und sind transportierbar. Deshalb ist es nicht zwingend erforderlich, Wärme oder Brennstoffe sofort zu nutzen beziehungsweise am Ort der Gesteherung zu verbrauchen. Wärme kann in thermischen Speichern aufbewahrt und, je nach Bedarf, in Nah- und Fernwärmenetzen zu den Verbrauchern transportiert werden. Beides ist mit Verlusten behaftet, so dass sowohl der Speicherzeit als auch der Transportdistanz Grenzen gesetzt sind. Für Brennstoffe, z.B. solche, die aus nachhaltig erzeugter Biomasse gewonnen werden, oder aus erneuerbaren Quellen gewonnener Wasserstoff, gelten diese Beschränkungen in geringerem Umfang; je nach Art des Brennstoffes (flüssig, fest oder gasförmig) müssen allerdings Speicherleckagen beachtet werden.

Für Elektrizität stellt sich diese Situation vollkommen anders dar. Während der Transport von Elektrizität über das öffentliche Leitungsnetz unproblematisch ist, bedingt die Speicherung von Elektrizität einen hohen Aufwand an Finanzmitteln und Ressourcen. Aus diesen Gründen wird die direkte Speicherung elektrischer Energie im ERJ-Versorgungsmodell nicht in Betracht gezogen. Der Mangel an Speicherfähigkeit bedingt, dass Elektrizität „nach Bedarf“, d.h. zu der Zeit und in der Höhe des aktuellen Bedarfs produziert werden muss. Diese Notwendigkeit macht die Elektrizitätsversorgung zur kritischsten Komponente eines solaren Energieversorgungssystems.

In einem Energieversorgungssystem, das ausschließlich erneuerbare Energiequellen nutzt, tritt dieses Problem verstärkt zu Tage. Dies liegt daran, dass auch fluktuierende Energielieferanten wie z.B. Sonnen- und Windenergie in beträchtlichem Umfang in das System eingebunden sind. Die Anbindung fluktuierender Energieerzeuger an das öffentliche Versorgungsnetz bedeutet, dass ein Teil der Elektrizitätserzeugung aus solchen Quellen dem permanenten Risiko unterliegt, dass sich die Stromproduktion innerhalb kurzer Zeit erheblich verringert. Allerdings fällt das Maß dieser Schwankungen bei der Installation in großflächigem Maßstab deutlich geringer aus als von vielen Skeptikern befürchtet, da aufgrund der regional unterschiedlichen Wetterbedingungen eine Dämpfung der Schwankungen stattfindet. Die grundsätzlichen, jah-

reszeitlich und wetterbedingten Schwankungen im Energieangebot der Sonne und des Windes sind aufgrund der nun bereits über mehrere Jahrzehnte hinweg beobachteten Verhältnisse hinreichend genau abschätzbar und vorhersagbar, doch eine Restunsicherheit bleibt bestehen.

6.2.1 Entwurfsmethodik

Die Herausforderung bei dem Entwurf eines vollkommen auf erneuerbaren Energiequellen basierenden Energieversorgungssystems ist es, eine Kombination an Technologien zu finden, bei der die Vorzüge der verschiedenen regenerativen Quellen zum Erreichen eines verlässlich funktionierenden Systems genutzt werden und gleichzeitig ein weit gehender Ausgleich der Nachteile stattfindet. Gerade im Bereich der Elektrizitätsversorgung bedingt die Verwendung fluktuierender Produzenten die Schaffung von Reservekapazitäten zur Verhinderung möglicher Versorgungsengpässe. Die hierfür benötigten Kapazitäten können jedoch minimiert werden, wenn eine Kombination von Technologien gefunden wird, bei der die Schwankungen in der Produktion in Sinne des zeitlich variierenden Bedarfs verlaufen.

Weil das elektrische Subsystem die (zeit)kritischste Komponente des Energieversorgungssystems ist, war der Entwurf des elektrischen Systems der Schwerpunkt im Design des ERJ-Versorgungsmodells. Dabei hatte das elektrische System zwei Hauptbedingungen zu erfüllen: Ganzjährige Versorgungssicherheit und die ausschließliche Nutzung heimischer regenerativer Energiequellen. Nach Fertigstellung des Versorgungsmodells für die elektrische Versorgung wurden auch die Systeme zur Wärme- und Brennstoffversorgung gestaltet.

6.2.2 Elektrizität

Regenerative Quellen bzw. Technologien, die eine kontinuierliche Stromproduktion ermöglichen, sind ideal zur Deckung der Grundlast geeignet, also zur Produktion der Energiemenge, die immer verfügbar sein muss. Fluktuierende Quellen können aufgrund der Unsicherheiten in der Planung der Energieproduktion nur in beschränktem Umfang zur Deckung der Grundlast beitragen, können aber einen erheblichen Anteil an der Deckung von Spitzenlasten tragen. Dabei müssen die fluktuierenden Energiequellen allerdings von Kraftwerken unterstützt werden, die über eine kurze Reaktionszeit verfügen und so in der Lage sind, Versorgungsengpässe auch dann zu verhindern, wenn die Energielieferung aus fluktuierenden Quellen stark einbricht.

Andere Technologien, wie z.B. Kraft-Wärme-gekoppelte Anlagen, werden hinsichtlich eines erhöhten Selbstversorgungsanteils und zur Sicherung der Versorgungssi-

cherheit im Grundlastbereich eingesetzt. Kraft-Wärme-gekoppelte Anlagen verwenden Brennstoffe zur gleichzeitigen Produktion von Elektrizität und Wärme bei hohen Wirkungsgraden. Das Leistungsspektrum dieser Anlagen reicht von kleinen Systemen zur Deckung des Wärmebedarfs einzelner Gebäude bis zu Großanlagen, die einen erheblichen Anteil zur Wärme- und Stromversorgung in der Industrie beitragen können. Die Betriebsweise der Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen kann sich dabei nach dem Hauptbedarf des Konsumenten richten. Je nachdem, ob hauptsächlich Wärme oder Strom benötigt wird, können die Anlagen strom- oder wärmegeführt betrieben werden. Benötigt ein Betrieb beispielsweise hauptsächlich Wärme, so kann die Anlage zur Deckung des Wärmebedarfs betrieben werden, während der gleichzeitig produzierte Strom in das öffentliche Netz gespeist wird und umgekehrt.

Ein ausschließlich erneuerbare Energiequellen nutzendes elektrisches Versorgungssystem, das verlässlich die benötigten Strommengen produziert, wird zu verschiedenen Zeiten mehr Strom liefern als benötigt wird. Dieses Verhalten lässt sich nicht verhindern, da die verwendeten fluktuierender Quellen, z.B. Wind, manchmal auch zu Zeiten niedrigen Bedarfs große Strommengen produzieren. Aber diese Überschüsse gehen nicht verloren. Die überschüssige Stromproduktion wird zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet, der dann gespeichert und jederzeit zur Deckung des Bedarfs an Strom und Wärme oder als Treibstoff für Fahrzeuge zu Verfügung steht.

Um für jede Technologie einen Installationsumfang zu erhalten, der gut an die klimatischen und geographischen Gegebenheiten Japans angepasst ist, wurden zur Simulation des Systems Wetterdaten von mehr als 150 über Japan verteilte Wetterstationen benutzt. Des weiteren wurde Japan in 12 Regionen^{<27>} unterteilt, die in der Simulation als voneinander unabhängige, aber interagierende Systeme berechnet werden. Dieser Ansatz erhöht die räumliche Auflösung des Modells und führt so zu einer besseren Feinverteilung bei der Installation.

Simulation und Optimierung folgen einem Bottom-Up-Ansatz, bei dem das Gesamtsystem aus vielen kleinen Einheiten aufgebaut wird:

Nachdem ein anfängliches Versorgungssystem zusammengestellt ist, berechnet die Simulation die elektrische Produktion des Systems und vergleicht diese mit dem Strombedarf. Um das System hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu überprüfen, müssen Produktion und Bedarf in kurzen Intervallen miteinander verglichen werden. Deshalb berechnet die Simulation die Stromproduktion für Zeiträume von jeweils

27. Die Regionen sind: Hokkaido West, Hokkaido Ost, Hokuiku, Tohoku West, Tohoku Ost, Chubu, Kanto, Kyushu Nord, Chugoku, Kansai, Kyushu Süd, Shikiku.

fünfzehn Minuten und vergleicht die berechneten Summen mit dem, ebenfalls in 15 min. Auflösung vorliegenden, zeitaufgelösten elektrischen Bedarfsmodell. Wird zu irgendeinem Zeitpunkt eine Unterversorgung festgestellt, wird die Zusammenstellung des Versorgungsmodells geändert und erneut die Produktion berechnet. Dieser Vorgang wird wiederholt, bis die Kombination aus Technologien und Installationsorten den Elektrizitätsbedarf ohne Versorgungslücken deckt.

Da das ER-Versorgungsmodell bewusst konservativ gestaltet ist, wurde auf die Implementierung einer Nachfragesteuerung verzichtet^{<28>}.

6.2.3 Wärme

Da der Transport von Wärme nur über beschränkte Distanzen hinweg wirtschaftlich erfolgen kann, muss die produzierte Wärme „vor Ort“, d.h. nahe ihrem Gesteigungs-ort verbraucht werden. Dies spiegelt sich auch in der heutigen Struktur der Wärmeversorgung wieder, in der die Verbraucher die benötigte Wärme in der Regel selber produzieren. Auch das ERJ-Versorgungsmodell folgt diesem Selbstversorgungsansatz. Es vollzieht aber den Wechsel von fossilen Energieträgern zu erneuerbaren Quellen. Im Bereich der Wärmeversorgung verwendet das ERJ-Versorgungsmodell in den Sektoren Haushalte, Gewerbe & Dienstleistungen und der Industrie hauptsächlich Kraft-Wärme-gekoppelte Systeme und solarthermische Anlagen.

Analog zu den fluktuierenden Quellen in der Elektrizitätsversorgung lässt sich die Wärmeproduktion von solarthermischen Systemen nicht exakt vorhersagen, d.h. es ist nicht genau vorhersehbar, wie viel Wärme zu welchem Zeitpunkt produziert werden wird. Wird der Installationsumfang dahingehend optimiert, dass ein möglichst großer Anteil des Wärmebedarfs mit solarthermischen Systemen gedeckt werden kann, so werden immer Zeiten auftreten, in denen das Wärmeangebot den Wärmebedarf deutlich übersteigt, bzw. unterschreitet. Folglich muss das Wärmeversorgungssystem so ausgelegt sein, dass eine zeitliche Verschiebung zwischen Wärmebedarf und Wärmeangebot ausgeglichen werden kann. Das System muss also die Möglichkeit zur Speicherung von Wärme haben, um den Verbrauch und die Erzeugung von Wärme zeitlich zu entkoppeln. Auch wenn die Speicherung von Wärme grundsätzlich verlustbehaftet ist, bieten moderne, hoch isolierte Speichersysteme durchaus die Möglichkeit, Wärme auch über mehrere Tage, Wochen und Monate hinweg mit akzeptablen Wärmeverlusten zu speichern. Dennoch ist auch in einem System mit Langzeit-Wärmespeicherung die Integration von Kurzzeitspeichern in den einzelnen

28. Es wurde aber vom 28. März bis zum 31. Oktober eine Sommerzeit eingeführt, um das solare Strahlungsangebot besser nutzen zu können.

Gebäuden notwendig. In diesen Speichern kann Wärme über mehrere Stunden und Tage hinweg vorrätig gehalten werden. So können auch kurze Zeiten mit geringerem Strahlungsangebot überbrückt werden, ohne auf die zentralen Langzeitspeicher zuzugreifen. So werden die aus dem Wärmetransport resultierenden Verluste minimiert, ohne dabei Abstriche in der Versorgungssicherheit zu machen.

Der hauptsächliche Wärmeverbrauch in den Sektoren Haushalte und Gewerbe & Dienstleistungen resultiert aus der Wassererwärmung und der Raumheizung. Das hierfür notwendige Temperaturniveau kann leicht mit solarthermischen Anlagen und kleinen Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen – entweder auf Basis von Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen – erreicht werden. Im ERJ-Versorgungsmodell sind diese Systeme in Nahwärmenetze mit dezentralen Kurzzeit- und zentralen Langzeitspeichern eingebunden. Durch diesen Systemaufbau steigt im Besonderen der Wirkungsgrad der solarthermischen Anlagen. Gleichzeitig reduzieren sich im Vergleich zu vielen Einzelanlagen zur Versorgung nur eines Gebäudes die Kosten des Gesamtsystems.

Viele Prozesse in der Industrie sind auf Temperaturen jenseits von 150° C angewiesen (Hochtemperaturwärme). Die solare Gewinnung von Wärme auf diesem Temperaturniveau ließe sich sinnvoll nur mit Systemen erreichen, welche die Solarstrahlung konzentrieren. In Anbetracht des geringen Wirkungsgrades heutiger Systeme unter den in Japan vorherrschenden Einstrahlungsbedingungen und den hohen Systemkosten werden im ERJ-Versorgungsmodell keine konzentrierenden solarthermischen Anlagen zur Wärmeerzeugung verwendet. Für die Produktion von Hochtemperaturwärme in der Industrie werden im Modell Kraft-Wärme-gekoppelt Anlagen auf Basis von Dampfturbinen und Heizwerke eingesetzt. Beide Anlagentypen werden mit aus erneuerbaren Quellen gewonnenen Brennstoffen betrieben.

Es gibt im industriellen Sektor neben der Brauchwassererwärmung und der Raumheizung aber auch einige industrielle Prozesse wie z.B. Holz Trocknung, für die Niedertemperaturwärme ausreicht. Die Gewinnung von Niedertemperaturwärme im industriellen Bereich findet im ERJ-Versorgungsmodell mit solarthermischen Anlagen und Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen mit Verbrennungsmotoren statt.

Wie eingangs bereits erwähnt, können die Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen entweder strom- oder wärmegeführt betrieben werden. In Betrieben, deren Hauptbedarf Elektrizität ist, werden die Anlagen stromgeführt betrieben, so dass die zeitgleich produzierte Wärme zur Deckung des Wärmebedarfs beitragen kann. Gerade dieser Betriebsmodus erfordert die Möglichkeit zur kurzzeitigen Wärmespeicherung: Oft treten die Spitzen im Strom- und Wärmebedarf nicht gleichzeitig auf. In solchen Fällen kann die kurzzeitige Speicherung von Wärme genutzt werden, um die im Zuge

der Stromproduktion angefallene Wärme für den späteren Verbrauch vorrätig zu halten. Sollten bei dieser Betriebsweise Wärmemengen anfallen, die den Wärmebedarf der Industrieanlage übersteigen, so könnten diese über Wärmenetze benachbarten Betrieben für deren Produktionsprozesse zu Verfügung gestellt werden oder zur Wärmeversorgung nahe gelegener Ansiedlungen verwendet werden. Bei wärmegeführter Betriebsweise der Anlagen kann der zeitgleich anfallende Strom in das öffentliche Netz gespeist oder zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet werden.

6.2.4 Brennstoffe

Obwohl nur der Verkehrssektor strikt auf die Verfügbarkeit von Brennstoffen angewiesen ist, werden im ERJ-Versorgungsmodell Brennstoffe in allen Sektoren genutzt. Für den Verkehrssektor wurde der Brennstoffbedarf direkt aus dem ERJ-Nachfragemodell übernommen. Demgegenüber wird der Brennstoffbedarf in den übrigen Sektoren anhand der installierten Kapazitäten der Technologien, die Brennstoffe für den Betrieb benötigen, und deren Nutzungsgraden bestimmt. Diese Berechnung erfolgt innerhalb der Computersimulation.

Neben dem Brennstoffverbrauch findet innerhalb des elektrischen Systems auch die Produktion von Brennstoffen statt: Die elektrischen Überschüsse werden durch Wasserstoff-Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, der dem System dann als Brennstoff zu Verfügung steht. Im Bereich der Wärmeversorgung wird der Brennstoffverbrauch – im Vergleich zu konventionellen Systemen zur Wärmeengewinnung – durch den Einsatz solarthermischer Systeme minimiert. Diese Herangehensweise bietet zwei große Vorteile: Die Überschüsse des elektrischen Systems gehen nicht verloren und die Brennstoffmenge, die dem Versorgungssystem aus externen Quellen zugeführt werden muss, wird minimiert.

Der verbleibende Brennstoffbedarf, der aus dem Gesamtbedarf des Systems abzüglich der internen Wasserstoffproduktion und der durch solarthermische Systeme substituierten Brennstoffmenge berechnet wird, muss durch Wasserstoff oder durch aus nachhaltig erzeugter Biomasse gewonnene Brennstoffe gedeckt werden. Die diesbezüglich in dieser Studie angegebenen Werte beziffern die nicht durch das System selbst bereitgestellte Brennstoffmenge als Wasserstoffäquivalent, also auf Basis des Heizwertes von Wasserstoff. Das bedeute aber nicht, dass diese Brennstoffmenge nur durch Wasserstoff gedeckt werden soll.

Durch eine erweiterte Nutzung heimischer, regenerativer Quellen, d.h. die zusätzliche Installation regenerativer Energietechnologien wie z.B. Windkraft und Photovoltaik kann zusätzlicher Wasserstoff produziert werden. Ein weiterer Teil des Bedarfs

kann aus nachhaltig erzeugter, heimischer Biomasse gedeckt werden. Aufgrund der unsicheren Datenlage ist der Biomassertrag, der sich auf diese Weise innerhalb Japans erzielen lässt, jedoch derzeit nicht quantifizierbar. Daher wird hier im folgenden immer nur von dem Brennstoff Wasserstoff gesprochen, gemeint (wie auch im folgenden Bild dargestellt) sind aber beide Optionen.

6.3 Solare Vollversorgung Japans - Installationsmengen

6.3.1 Sonnenenergie

Die Installation von Absorptionsflächen für Sonnenenergie (Photovoltaik, solarthermische Kollektoren etc.) findet vorzugsweise auf bereits versiegelten Flächen statt, z.B. Dach- und Fassadenflächen von Gebäuden.

Die im ERJ-Versorgungsmodell installierten Photovoltaik- und Kollektorflächen variieren in Abhängigkeit von der regionalen Bevölkerungsdichte und den klimatischen Bedingungen. Dem menschlichen Wohnverhalten entsprechend verringert sich die maximal pro Kopf verfügbare Fläche mit steigender Bevölkerungsdichte. Dies hat einen einfachen Grund: In dicht besiedelten Gebieten steigt die Notwendigkeit zum Bau mehrstöckiger Gebäude. Da Bauflächen nur in begrenztem Umfang verfügbar sind, müssen auf der gleichen Grundfläche mehr Menschen untergebracht werden als in Gebieten mit geringerer Bevölkerungsdichte. Dementsprechend nimmt auch die pro Kopf verfügbare Dachfläche ab. Zur Bestimmung der verfügbaren Flächen wurde, basierend auf bereits in anderen Ländern durchgeführten Studien, die Annahme getroffen, dass 5 % der Siedlungsfläche für die Installation von photovoltaischen- und solarthermischen Systemen geeignet und verfügbar sind.

Dieser Annahme folgend stehen im Haushaltssektor in Japan etwa 880 km² Fläche zur Verfügung, die für die Nutzung der Sonnenenergie geeignet sind. Für die pro Kopf verfügbare Fläche bedeutet dies einen Durchschnittswert von etwa 7m² pro Kopf. Erwartungsgemäß fällt dieser Wert in dünn besiedelten Gebieten deutlich höher aus, so dass der Maximalwert mit etwa 16 m² pro Kopf in der nördlichen Region von Kyushu erreicht wird; der Minimalwert ergibt sich für die Region mit der höchsten Bevölkerungsdichte (Kansai, ca. 4 m² pro Kopf).

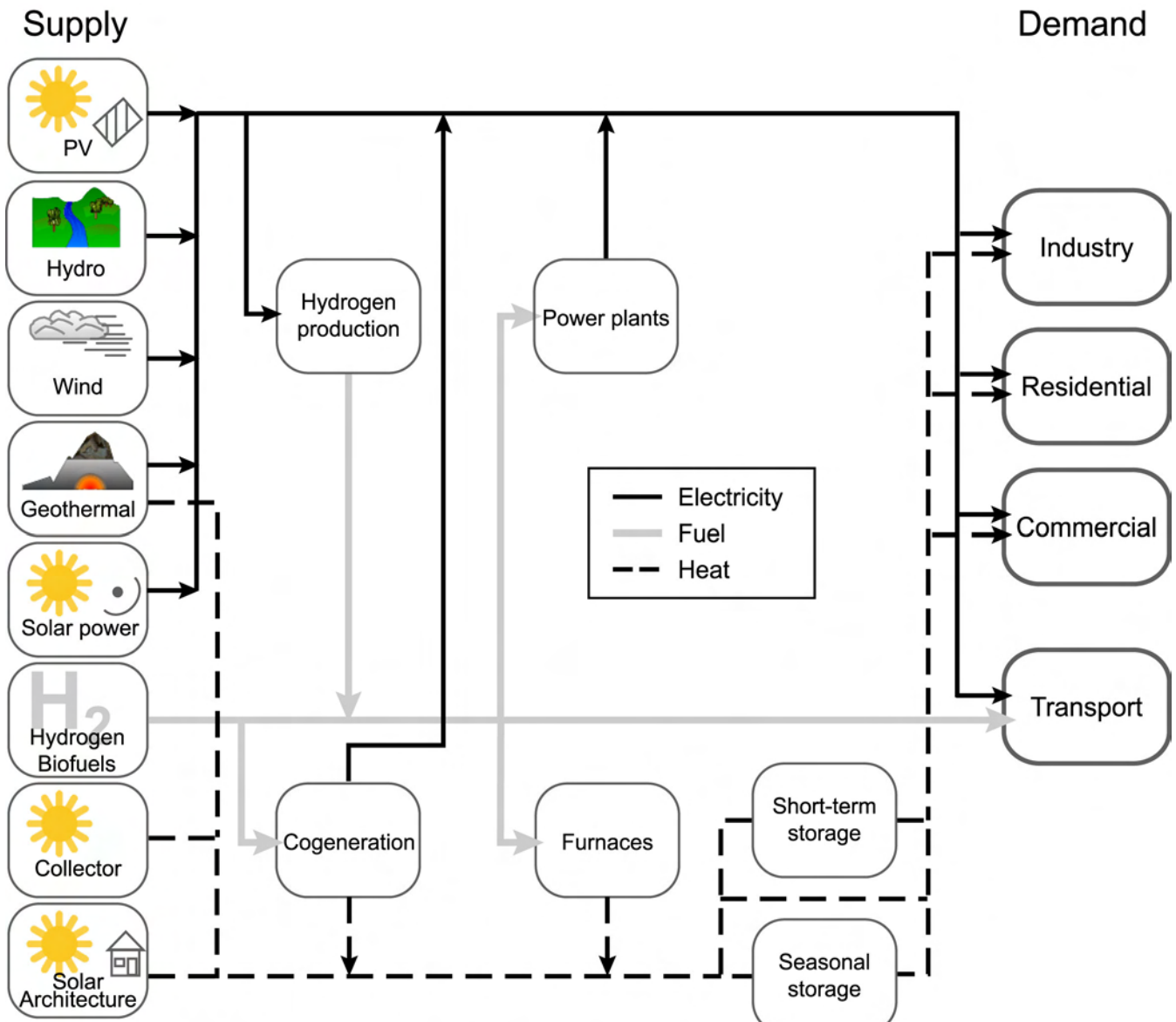


Abbildung 6-2 : Vereinfachte Struktur eines voll solaren Versorgungsmodells.

Insgesamt beinhaltet die Wärmeversorgung des ERJ-Versorgungsmodells etwa 806 km² Kollektorfläche zur solaren Wärmegewinnung. Davon befinden sich ca. 378 km² auf Dächern von Wohngebäuden (ca. 32 % der geeigneten Fläche) und etwa 171 km² auf Gewerbebauten. Weitere 257 km² sind im industriellen Sektor installiert.

6.3.2 Wasserkraft:

Auch wenn Wasserkraft eine regenerative Energiequelle ist, ist deren Nutzung problembehaftet: Große Wasserkraftwerke bedeuten einen massiven Eingriff in das Ökosystem. Um diesem Sachverhalt Rechnung zu tragen, wurde die Wasserkraft im ERJ-Versorgungsmodell nur im bereits bestehenden Umfang genutzt. Einzig die Möglich-

keit einer Effizienzsteigerung durch die Modernisierung bestehender Anlagen wurde mit einer Erhöhung der installierten Leistung um 10 % berücksichtigt.

Die installierte Leistung der Wasserkraftwerke innerhalb des ERJ-Versorgungsmodells beträgt 23694 MW. Der Wirkungsgrad der Anlagen wurde mit 87 % angenommen. Zur Ermittlung des Anlagenwirkungsgrades wurde der Wirkungsgrad von modernen Turbinen (ca. 90%) und Generatoren (je nach Leistung ca. 96 % - 98 %) zu Grunde gelegt [Quaschnig 1999].

6.3.3 Windenergie:

Der Energiegehalt des Windes hängt direkt von der Windgeschwindigkeit und somit von den klimatischen und geographischen Bedingungen des Standortes ab. Der hier von nutzbare Anteil ergibt sich aus der Anzahl der installierten Windkraftanlagen, deren Leistung und dem Anlagenwirkungsgrad. Bei der Standortwahl sind küstennah gelegene Aufstellungsorte generell vorzuziehen, da hier erfahrungsgemäß ein größeres und stetigeres Angebot an Windenergie vorzufinden ist. Noch günstiger sind die Bedingungen bei der Installation auf dem Meer, wo die Luftströmung nicht durch Landschaftsformation oder Gebäude beeinflusst wird.

Insgesamt werden im ERJ-Versorgungsmodell 27029 Windkraftanlagen, davon 5069 im offshore- und 21933 im onshore-Bereich, zur Stromproduktion verwendet. Die gesamte elektrische Leistung der Anlagen beläuft sich auf 56917 MW und ist damit etwa 5,5 mal so hoch wie die zum Ende des Jahres 2001 in Deutschland installierte Leistung [Bundesverband Windenergie e.V].

Es wurde bereits erwähnt, dass bei der Installation von Windkraftanlagen an Land die günstigsten Bedingungen an küstennahen Standorten vorzufinden sind. Um ein Bild des Windkraftpotentials in Japan zu bekommen, hilft ein Vergleich der Küstenlängen von Japan und Deutschland: Japans Küste hat eine Länge von etwa 30000 km. Die deutsche Küste ist hingegen nur etwa 1000 km lang.

6.3.4 Geothermie

Die Quelle der geothermischen Energie liegt im Erdinneren. Zum Erdinneren hin nimmt die Temperatur der Erdschichten in Gebieten ohne geologische Störungen um etwa 3°C pro 100m Tiefe zu (natürlicher geothermischer Tiefengradient). An einigen Orten der Erde, sog. geothermischen Anomalien, können aber bereits relativ nahe der Erdoberfläche hohe Temperaturen gefunden werden. Diese Wärmequellen können leicht erschlossen werden und eignen sich je nach Temperaturniveau für die Produk-

tion von Strom und/oder Nutzwärme. Um geothermische Energie zur Stromproduktion zu nutzen, muss nahe der geothermischen Quelle ein Kraftwerk errichtet werden. Dies beschränkt die Nutzung der Geothermie auf solche Quellen, die außerhalb von Nationalparks oder sonstigen geschützten Naturgebieten liegen und deren Nutzung eine geringe Beeinflussung des Ökosystems mit sich bringt.

Laut Untersuchungen des Institute for Energy and Total Engineering bieten die außerhalb von Nationalparks gelegenen geothermischen Quellen in Japan genügend Potential für die Installation von Kraftwerken mit einer gesamten elektrischen Leistung von ca. 57250 MW [NEDO 1989]. Das ERJ-Versorgungsmodell verwendet geothermische Kraftwerke mit einer elektrischen Gesamtleistung von etwa 25380 MW, was einer Ausschöpfung des erschließbaren Potenzials von ca. 44 % entspricht. Im Jahr 2000 waren in Japan geothermische Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 547 MW installiert [Lund 2000]. Für den Nutzungsgrad geothermischer Kraftwerke wurde im ERJ-Versorgungsmodell von 7100 äquivalenten Volllaststunden im Jahr ausgegangen. Verglichen mit dem Nutzungsgrad von Kernkraftwerken (ca. 7500 äquivalente Volllaststunden pro Jahr [TA-Akademie 1999]) ist diese Annahme als durchaus niedrig zu bezeichnen.

Geothermische Energie wird im ERJ-Versorgungsmodell nicht zur Wärmeengewinnung genutzt. Auch die Verwendung von Wärmepumpen zur Nutzung oberflächennaher Erdwärme oder, in Verbindung mit Wärmesonden, zur Exploration tiefer gelegener geothermalen Quellen wurde im Bereich der Wärmeversorgung nicht in Betracht gezogen. In einem anderen Versorgungsmodell würden sie aber große Beiträge zur Deckung des Wärmebedarfs liefern.

6.3.5 Brennstoffe aus erneuerbaren Quellen - KWK, Spitzenkraftwerke und Wärmerzeugung

Brennstoffe können aus Biomasse oder durch Wasserstoffproduktion mittels Elektrizität gewonnen werden. Der gesamte Brennstoffverbrauch im ERJ-Versorgungsmodell wird auf Basis des Heizwertes von Wasserstoff berechnet. Der Brennstoffbedarf wird von der Simulation aufgrund der installierten Leistung der auf Brennstoffe angewiesenen Technologien und deren Nutzungsgrad bestimmt. Überschüsse im elektrischen Versorgungssystem werden generell zur Produktion von Wasserstoff verwendet, der dem System dann als Brennstoff zu Verfügung steht. Die heimische Wasserstoffproduktion kann durch eine erweiterte Nutzung regenerativer Quellen für diesen Zweck erhöht werden. Es können z.B. zusätzliche PV-Systeme, Windkraftanlagen und solarthermische Kraftwerke in entlegenen Gebieten ausschließlich zur Produktion von

Wasserstoff errichtet werden. Auch Biomasse wird als Quelle für Brennstoffe verwendet werden; es ist aber derzeit nicht bekannt, wie viel Biomasse in Japan mit nachhaltigen Produktionsmethoden gewinnbar ist. Sollten all diese Maßnahmen zur Gewinnung von Brennstoffen nicht ausreichen um den Bedarf zu decken, kann der verbleibende Brennstoffbedarf durch den Import nachhaltig erzeugter Brennstoffe gedeckt werden.

Die Brennstoffe werden entweder zum Betrieb wärmeerzeugender Anlagen gebraucht, in Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen und in Spitzenlastkraftwerken.

1. Kraft-Wärme-gekoppelte Anlagen

Dieser Kraftwerkstyp verwendet Brennstoffe, um Strom und Wärme mit hohem Wirkungsgrad zu erzeugen. Der Betriebsmodus dieser Anlagen kann am hauptsächlichen Bedarf ausgerichtet werden, so dass die Anlagen dann strom- bzw. wärmegeführt betrieben werden. Während elektrische Überschüsse in das öffentliche Netz eingespeist und so zur Gesamtversorgung mit Elektrizität beitragen können, kann überschüssige Wärme gespeichert oder in Nahwärmenetzen zu nahe gelegenen Verbrauchern transportiert werden.

Das ERJ-Versorgungsmodell verwendet Kraft-Wärme-gekoppelte Anlagen in den Sektoren Haushalte, GHD und Industrie. Kleine Systeme, die im GHD- und Haushaltssektor Verwendung finden, nutzen Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen. In der Industrie werden größere Anlagen eingesetzt, die je nach gefordertem Temperaturniveau der benötigten Wärme Dampfturbinen (Hochtemperaturwärme) oder Verbrennungsmotoren (Niedertemperaturwärme) nutzen.

Im industriellen Sektor wurde die installierte Leistung der Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen anhand des Wärmebedarfs bestimmt. Dabei wurde die Leistung so gewählt, dass 30 % des Bedarfs an Hochtemperaturwärme und 15 % des Bedarfs an Niedertemperaturwärme durch den Betrieb der Anlagen gedeckt werden können. Zwei Drittel der Anlagen werden wärmegeführt, der Rest stromgeführt betrieben.

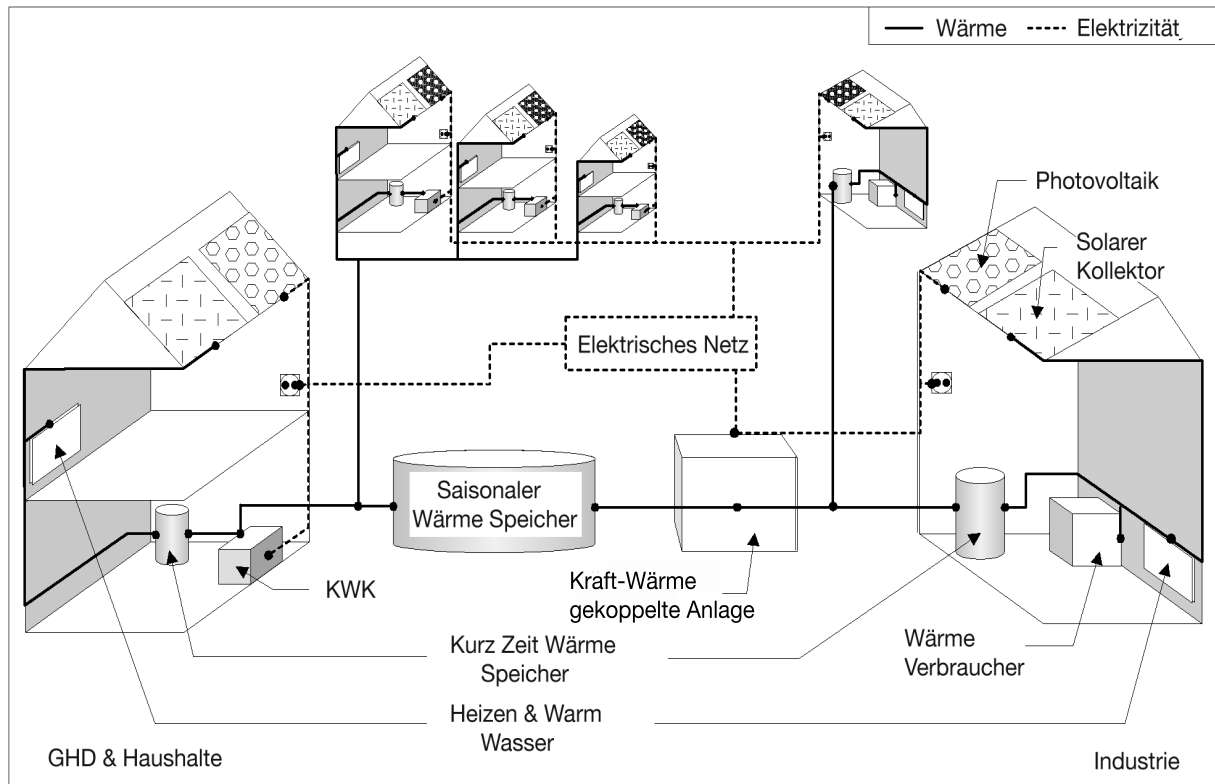


Abbildung 6-3 : Die Verwendung von Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen im ERJ-Versorgungsmodell.

Die gesamte in Kraft-Wärme-Kopplung installierte elektrische Leistung beträgt 14150 MW. Davon entfallen ca. 1070 MW auf motorbasierte Systeme und 13080 MW auf Anlagen, die Dampfturbinen verwenden. Zum Vergleich: Im Jahr 1999 betrug die elektrische Leistung der in Japan betriebenen Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen etwa 4000 MW.

Die im Haushalts- und GHD-Sektor installierte elektrische Leistung beträgt 10890 MW; im Jahr 1999 waren in diesen Sektoren in Japan etwa 1000 MW installiert [EDMC 2001].

2. Spitzenlastkraftwerke

Jedes elektrische Versorgungssystem ist dem Risiko ausgesetzt, dass ein Teil der Stromproduktion plötzlich ausfallen kann. Diese Situation kann aufgrund eines Kraftwerksdefekts oder durch den plötzlichen Abfall der Stromproduktion aus fluktuierenden Quellen auftreten. In solchen Fällen kann es passieren, dass die momentane Stromerzeugung nicht ausreicht, um den Bedarf zu decken. Um diese Versorgungslücken zu decken, werden Reservekapazitäten in der Elektrizitätsversorgung benötigt (Spitzenlastkraftwerke), die dazu in der Lage sind, innerhalb kurzer Zeit große Strommengen zu liefern.

Die installierte elektrische Leistung der im ERJ-Versorgungsmodell als Spitzenlastkraftwerk verwendeten Wasserstoffkraftwerke beläuft sich auf 3000 MW.

6.4 Solare Vollversorgung Japans - Produktionsmengen

Im Folgenden werden die Installationsmengen der verschiedenen Technologien zusammenfassend und die durch diese Technologien in dem Referenzjahr 1999 gewonnenen Energien dargestellt.

6.4.1 Elektrizität

Tabelle 6-2 : Überblick über das elektrische System des ERJ-Versorgungsmodells.

Technologie	Installierte Kapazität in MW el.	% der Kapazität	Elek. Produktion in GWh	Elek. Produktion in PJ	% der Produktion
PV (1)	60750	28,4%	82167	296	11,5%
Windenergie (2)	56917	26,6%	164361	592	23,1%
Wasserkraft	23694	11,1%	125611	452	17,6%
Geothermische Energie	25381	11,8%	180500	650	25,3%
KWK in der Industrie (3)	14150	6,6%	121306	437	17,0%
KWK im GHD- und Haushaltssektor	10890	5,1%	38694	139	5,4%
Pumpspeicherkraftwerke(4)	19408	9,1%	-1853	-7	0,3%
Spitzenlastkraftwerke	3000	1,4%	1278	5	0,2%
Biomasse	?	?	?	?	?
Gesamt	214189		712064	2563	

(1) gesamt installierte Fläche: 405 km², spezifische installierte Fläche: 3.2 m²/cap. PV in Japan in 1999: 205 MW.

(2) 2.1933 Anlagen onshore (43.725 MW), 5.096 Anlagen offshore (13.192 MW). Windkraft in Japan 1999: 83 MW

(3) Davon 13.080 MW Dampfturbinen und 1.070 MW Motoren. KWK in Japan in 1999: 4973 MW.

(4) Elektrizitäts Bedarf um Speicher zu laden: 5910 GWh, elektrische Produktion: 4057 GWh. Speicher Kapazität: 1,2 PJ.

Zum Vergleich die Installationsdaten von 1999: PV 205 MW, Windkraft 83 MW, Wasserkraft (inklusive Pumpspeicher) 45860 MW, Geothermische Kraft 547 MW (in 2000), Nuklear 45248 MW, Thermische Kraftwerke 161869 MW (davon KWK 4973 MW). Gesamt installierte elektrische Leistung: ca. 254000 MW [EDMC 2001].

Die Betrachtung der gesamt installierten elektrischen Leistung der verschiedenen Technologien zeigt, dass geothermische Kraftwerke und Wasserkraftwerke den größten Beitrag zur Deckung der Grundlast beitragen. Photovoltaik und Windkraft – beide können zur Deckung der Spitzenlast beitragen – befinden sich in Bezug auf die elektrische Leistung auf ähnlichem Niveau.

Den größten Anteil zur Stromproduktion tragen Windkraftanlagen und geothermische Kraftwerke bei. Die beiden folgenden Plätze belegen Wasserkraftwerke und KWK-Anlagen, mit jeweils vergleichbarer Stromproduktion. Obwohl die installierte elektrische Leistung der PV-Systeme größer ist als die jeder anderen verwendeten Technologie, liegt ihr Beitrag zur Stromproduktion bei nur 12 %; wie bereits weiter oben erwähnt, ist für die Photovoltaik die Spitzenleistung angegeben, die unter realen Bedingungen jedoch nur selten erreicht wird.

Die im ERJ-Versorgungsmodell verwendete Kombination erneuerbarer Energietechnologien kann den gesamten, anhand des ERJ-Bedarfsmodells aufgezeigten elektrischen Bedarf aus heimischen Quellen decken. Oftmals wird, gerade in Bezug auf einen hohen Anteil an fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen im elektrischen Versorgungssystem unterstellt, dass Versorgungslücken in einem solchen System zwangsläufig auftreten müssten. Das ERJ-Versorgungsmodell zeigt jedoch, dass solche Versorgungslücken durch eine gut gewählte Kombination verschiedener, ausschließlich regenerative Energiequellen nutzender Technologien, eine intelligente Systemregelung und exakt auf die Bedürfnisse abgestimmten Energietransfer innerhalb des Systems zuverlässig vermieden werden können. Die Versorgungssicherheit des hier aufgezeigten Systems liegt auf dem Niveau konventioneller elektrischer Versorgungssysteme (siehe Kapitel „Simulation“ für die zeitlich aufgelösten Ergebnisse).

Die Stromproduktion aus erneuerbaren heimischen Quellen beläuft sich auf etwa 1983 PJ, wenn die auf Brennstoffe angewiesenen Anlagen außer Acht gelassen werden. Verglichen mit dem elektrischen Bedarf in Höhe von ca. 2100 PJ bedeutet dies eine Deckung von 94 % des Bedarfs, allerdings ohne zeitliche Korrelation zwischen Nachfrage und Erzeugung. Wird auch die Stromproduktion der in ihrem Betrieb auf Brennstoffe angewiesenen Anlagen berücksichtigt, liefert das elektrische System des ERJ-Versorgungsmodells 2559 PJ Strom (ca. 122 % des Bedarfs). Überschüsse des elek-

trischen Systems, die zu Zeiten guter klimatischer Bedingungen und bei geringem Energiebedarf anfallen, werden zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt.

6.4.2 Wärme.

Die beiden tragenden Säulen der Wärmeversorgung sind solarthermische und Kraft-Wärme-gekoppelte Systeme. In Bezug auf die installierte thermische Leistung liegen die solarthermischen Anlagen weit vorne, aber es handelt sich bei den angegebenen Werten – wie auch bei den PV-Systemen – um die Spitzenleistung unter Normbedingungen. Etwa ein Fünftel der gesamten Wärmeproduktion entfällt auf die Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen.

Tabelle 6-3 : Überblick über die Wärmeversorgung des ERJ-Versorgungsmodells

Technologie	Installierte Kapazität in MW th.	% der Kapazität	Th. Produktion in GWh	Th. Produktion in PJ	% der Produktion
Solar kollektoren (1)	338745	76,9%	497056	1789	40,9%
KWK in der Industrie(2)	23583	5,4%	202178	728	16,6%
Heizungsanlagen (Hochtemperaturwärme)(3)	60148	13,7%	451111	1624	37,1%
KWK im GHD- und Haushaltssektor	18150	4,1%	64489	232	5,3%
Biomasse	?	?	?	?	?
Gesamt	440626		1214834	4373	

(1) Gesamt installierte Fläche: 806 sqkm, davon 549 sqkm (ca. 4,4 sqm/cap.) im GHD- und Haushaltssektor und 257 sqkm im Industriesektor.

(2) davon 21.800 MWth Dampfturbinen und 1783 MWth Motoren.

(3) berechnet mit 7500 h/a (Volllaststunden pro Jahr)

Die im ERJ-Versorgungsmodell verwendete Kombination aus Solarkollektoren und KWK-Anlagen kann den gesamten Bedarf an Niedertemperaturwärme in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte decken. Die Brutto-Wärmeproduktion der solarthermischen Systeme im Haushalts- und GHD-Sektor beträgt ca. 1450 PJ und liegt damit leicht über dem Bedarf (103 % des Bedarfs). Aufgrund der in der Wärmespeicherung und dem Wärmetransport auftretenden Verluste reicht dies jedoch nicht zur vollständigen Deckung des Bedarfs aus. Weitere 232 PJ Niedertemperaturwärme

stammen aus dem Betrieb von kleinen KWK-Anlagen in diesen Sektoren. Die gesamte Wärmeproduktion beläuft sich damit auf 1680 PJ, was etwa 119 % des Bedarf ausmacht. Der Anteil der solar gewonnenen Niedertemperaturwärme im industriellen Sektor macht etwa 92 % des Bedarfs aus (Produktion: ca. 342 PJ, Bedarf: ca. 372 PJ).

Etwa 30 % (ca. 670 PJ) des Bedarfs an Hochtemperaturwärme in der Industrie kann durch die in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen Dampfturbinen erzeugt werden. Der verbleibende Bedarf in Höhe von 1624 PJ muss mit Brennstoffen aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt werden; diese können entweder aus heimischen Quellen stammen oder importiert werden.

6.4.3 Brennstoffe

Tabelle 6-4 : Überblick über den Brennstoffbedarf und die Brennstoffproduktion.

	Brennstoff Bedarf in PJ
Kraft-Wärme gekoppelte Systeme	1920
Heizungsanlagen	1624
Transport	1309
Wasserstoffprod. aus elek. Überschüssen	-367
Gesamt	4486

Brennstoffe werden im ERJ-Versorgungsmodell für KWK-Anlagen in den Sektoren Industrie, GHD und Haushalte, Heizkraftwerke im industriellen Sektor und als Treibstoff im Verkehrssektor verwendet. Der aus dem Betrieb der KWK-Anlagen resultierende Brennstoffbedarf beträgt 1920 PJ. Davon können 367 PJ Wasserstoff aus den elektrischen Überschüssen des Systems gewonnen werden, wodurch der verbleibende Brennstoffbedarf sich auf 1553 PJ reduziert. Dieser Brennstoff muss dem System aus externen Quellen zugeführt werden. Für die Produktion von Hochtemperaturwärme für industrielle Prozesse werden weitere 1624 PJ benötigt. Ein weiterer Brennstoffbedarf in Höhe von 1309 PJ besteht im Verkehrssektor.

Insgesamt müssen dem Versorgungssystem 4486 PJ an Brennstoffen aus anderen Quellen zugeführt werden. Dieser Brennstoff muss jedoch nicht notwendigerweise

importiert werden. Bei der Betrachtung der hier angeführten Werte muss berücksichtigt werden, dass ein klar definiertes Ziel des ERJVersorgungsmodells der Aufbau eines schlanken elektrischen Versorgungssystem war, das die Versorgungssicherheit gewährleistet, ohne hohe elektrische Überschüsse zu produzieren; dementsprechend wurde der Anteil fluktuierender Stromerzeuger wie Photovoltaik und Windkraft bewusst niedrig gehalten. Die Notwendigkeit des Brennstoff-Imports kann durch die Nutzung heimischer Biomasse-Ressourcen, die Steigerung der heimischen Wasserstoffproduktion reduziert oder sogar ganz vermieden werden. Dazu können erneuerbare Energiequellen in stärkerem Umfang und ausschließlich zur Produktion von Wasserstoff verwendet werden. So können beispielsweise zusätzliche Photovoltaikflächen, mehr Windkraftanlagen oder auch solarthermische Kraftwerke errichtet werden.

6.4.4 Zusätzliche Szenarien

Ausgehend von den Ergebnissen des Basisszenarios der Simulation wurden weitere Szenarien entwickelt. In diesen Szenarien wurden unterschiedliche Annahmen hinsichtlich technologischer Verbesserungen einzelner Technologien, teils auch die höhere Ausschöpfung der bestehenden regionalen Ressourcen berücksichtigt.

Tabelle 6-5 : Szenario 1 bis Szenario 3 der ERJ-Versorgungsmodells.

Bedarf	1999	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Haushalte (PJ)	2174	783,3	783,3	783,3
Industrie (PJ)	7328	4521	4521	4521
GHD (PJ)	1798	881,4	881,4	881,4
Transport (PJ)	3879	1176	1176	1176
Gesamt	15179	7362	7362	7362

Versorgung	1999	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Photovoltaik (PJ)		295,8	443,4	532,1
Fläche (qm/cap)		3,2	4,8	4,8
Wirkungsgrad		15%	15%	18%
Solarthermische Anlagen (PJ)				
Fläche (qkm)				
Wirkungsgrad				
Wind (PJ)		591,7	1184	1492
Installation			2x	2x
Wirkungsgrad		25%	25%	25%
Mittlere Leistung offshore Anlagen (MW)		2,6	2,6	5
Geothermische Kraftwerke (PJ)		649,8	1005	1085
Volllaststunden		7112	7500	8100
kombiniert mit ORC		No	No	No
Geothermische Wärmeproduktion (PJ)		0	0	556
genutztes geothermisches Potential		0%	0%	20%
KWK in Haushalten (PJ)		371,5	371,5	371,5
KWK in der Industrie (PJ)		1165	1165	1165
Solarthermische Kollektoren (PJ)		1789	1789	1789
Wasserkraftwerke (PJ)		452,2	452,2	452,2
Biomasse (PJ)		?	?	?
Spitzenlastkraftwerke (PJ)		5	5	5
Gesamt von regionalen Quellen (PJ)		5320	6414	7448

Wasserstoff	1999	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Regional hergestellter Wasserstoff (PJ)		367,4	1325	1782
importierter Wasserstoff (PJ)		4486	3501	2515
Import Anteil (verglichen mit der Versorgung von 1999)	81%	20%	15%	11%
Gesamt Versorgung (Primäre Energie, PJ)	22971	12671	12671	12671

Tabelle 6-6 : Szenario 4 bis Szenario 6 des ERJ-Versorgungsmodells.

Bedarf	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6
Haushalte (PJ)	783,3	783,3	783,3
Industrie (PJ)	4521	4521	4024
GHD (PJ)	881,4	881,4	881,4
Transport (PJ)	1176	1176	928
Gesamt	7362	7362	6617

Versorgung	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6
Photovoltaik (PJ)	788,1	788,1	591,2
Fläche (qm/cap)	6,4	6,4	4,8
Wirkungsgrad	20%	20%	20%
Solarthermische Anlagen (PJ)		554,4	92,4
Fläche (qkm)		600	100
Wirkungsgrad		20%	20%
Wind (PJ)	2685	2685	2685
Installation	3x	3x	3x
Wirkungsgrad	30%	30%	30%
Mittlere Leistung offshore Anlagen (MW)	5	5	5
Geothermische Kraftwerke (PJ)	1258	1208	1228
Volllaststunden	8100	8100	8100
kombiniert mit ORC	Yes	Yes	Yes
Geothermische Wärmeproduktion (PJ)	835	1113	1002
genutztes geothermisches Potential	30%	40%	36%
KWK in Haushalten (PJ)	371,5	371,5	371,5
KWK in der Industrie (PJ)	1165	1165	1165
Solarthermische Kollektoren (PJ)	1789	1789	1789
Wasserkraftwerke (PJ)	452,2	452,2	452,2
Biomasse (PJ)	?	?	?
Spitzenlastkraftwerke (PJ)	5	5	5
Gesamt von regionalen Quellen (PJ)	9349	10132	9382

Wasserstoff	Scenario 4	Scenario 5	Scenario 6
Regional hergestellter Wasserstoff (PJ)	3241	3751	3130
importierter Wasserstoff (PJ)	777	-11	-16
Import Anteil (verglichen mit der Versorgung von 1999)	3%	0%	0%
Gesamt Versorgung (Primäre Energie, PJ)	12671	12682	11766

In den verschiedenen Varianten konnte der Importanteil stetig gesenkt werden. In zwei der Szenarien wurde die volle solare Versorgung aus heimischen regenerativen Quellen erreicht.

Die erarbeiteten Szenarien zeigen, dass die solare Vollversorgung Japans kein Problem mangelnder Potenziale ist.

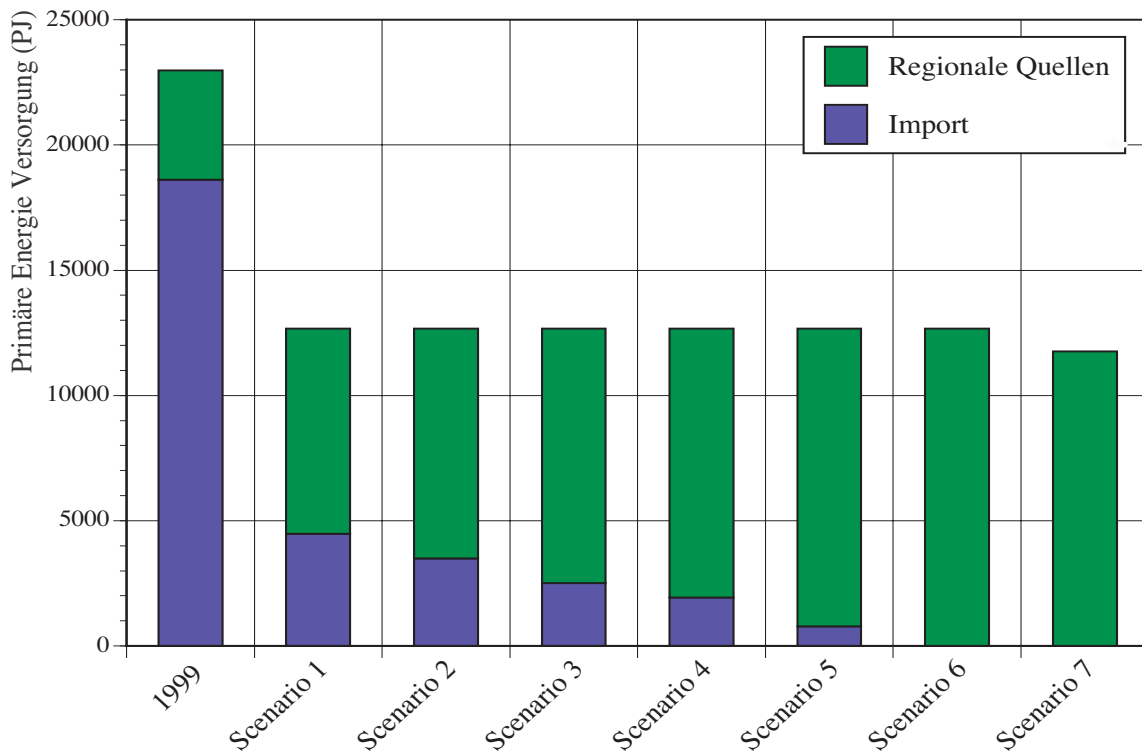


Abbildung 6-4 : ERJ-Projekt - Importabhängigkeit verschiedener Szenarien der solaren Vollversorgung Japans.

6.5 Solare Vollversorgung Japans - Dynamik und Versorgungssicherheit

Das Ziel der Optimierung mit SimRen war es, Japan vollständig mit elektrischer Energie zu versorgen, ohne Energie aus anderen Ländern zu importieren, und eine verlässliche Deckung des Energiebedarf zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Die Untersuchung stützt sich auf Wetterdaten aus dem Jahre 1999 und die bereits beschriebenen ERJ-Versorgungs- und Nachfrage-Modelle. Um das zeitliche Verhalten besser untersuchen zu können, benötigt man außerdem zeitaufgelöste Stromverbrauchskurven, und die Dynamik der benutzten Technologien muss einbezogen werden. Mit dem Programm können verschiedene Varianten der Versorgung untersucht werden. Dabei können Zusammensetzung und Aufstellung der verschiedenen Technologien geändert werden, bis eine optimale Installation gefunden worden ist. Auf diesem Weg können auch Steuerungsmechanismen der regelbaren Energieversorger getestet und falls nötig optimiert werden.

Die Wetterdaten, die für diese Optimierung zur Verfügung standen, hatten eine zeitliche Auflösung von einer Stunde. Mit Hinblick auf die zu simulierenden Technologien wurde jedoch eine Auflösung von 15 Minuten gewählt, da diese typischerweise so lange brauchen, um auf Änderungen zu reagieren und damit Ein- und Ausschaltvorgänge automatisch berücksichtigt sind. Die fehlenden Wetterdaten wurden also aus den beiden umgebenden Daten linear interpoliert.

Tabelle 6-7 : Vergleich des Wetters des Jahres 1999 mit dem langfristigen Mittel.
Quelle : [Japan Meteorological Agency 2001]

	Durchschnitt 1975-2000	Durchschnitt 1999
Windgeschwindigkeit	3.2 m/s	2.9 m/s
Solare Einstrahlung	12.9 MJ/qm	12.5 MJ/qm
Temperatur	13.7 °C	14.2°C

Um die unterschiedlichen Wetterverhältnisse in den verschiedenen Jahreszeiten zu berücksichtigen ist es erforderlich, ein ganzes Jahr zu simulieren. Für das ERJ-Projekt wurde das Jahr 1999 als Referenzjahr gewählt. Dass in diesem Jahr eher unterdurchschnittliche Wind- und Sonneneinstrahlungsverhältnisse herrschten, kann der oben stehenden Tabelle, die die Jahre 1975-2000 mit dem Referenzjahr 1999 vergleicht, entnommen werden.

Um eine möglichst hohe Auflösung zu bekommen, wurden alle verfügbaren Datensätze für die Simulation von Japan verwendet. Dies sind 153 Datensätze, die Informationen über Wind, und 66 Datensätze, die Informationen über solare Einstrahlung enthalten. Die dazu gehörigen Wetterstationen sind gleichförmig über ganz Japan verteilt. Alle andere Informationen lagen aufgelöst in die zehn japanischen Distrikte vor. Die Energienachfrage von Okinawa war mit Kyushu zusammengefasst und ist daher in der Nachfrage von Kyushu enthalten. Da die meisten Inseln Okinawas zu weit vom japanischen Festland entfernt sind, um Kabel von dort zum Festland zu verlegen, werden nur die Inseln Kumiyaka und Nishino'omoke, die nahe am Festland liegen, ans japanische Verbundnetz angeschlossen. Auf den südlicheren Inseln Japans könnte Wasserstoff produziert werden, da dort hohe Windgeschwindigkeiten und hohe solare Einstrahlung vorliegen. Dies wurde jedoch nicht mit SimRen simuliert. Einige der japanischen Distrikte wurden aufgrund von stark unterschiedlichen meteorologischen und geographischen Gegebenheiten aufgeteilt. Das sind Hokkaido West und Ost, Tohoku West und Ost und Kyushu Nord und Süd. Somit ist Japan in der SimRen-Simulation in zwölf Regionen aufgeteilt, deren Lage im folgenden Graph dargestellt sind.

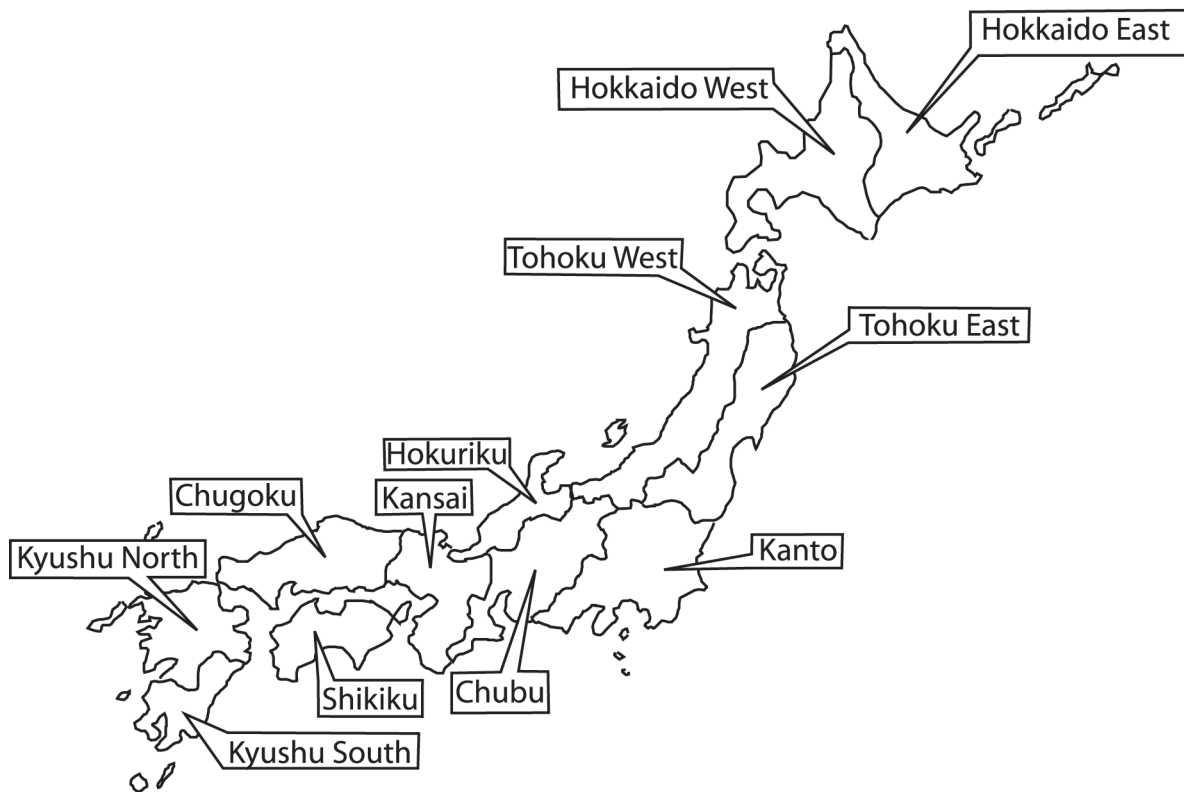


Abbildung 6-5 : Die zwölf Regionen des ERJ-Modells. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

6.5.1 Das zeitaufgelöste Energienachfragemodell für Elektrizität des ERJ-Modells

Informationen über die Nachfrage elektrischer Energie war für die einzelnen Regionen und einzelnen Verbrauchersektoren vorhanden. Mit Hilfe täglicher und jährlicher Nachfragekurven kann SimRen daraus den Energiebedarf zu jedem beliebigen Zeitpunkt eines Jahres berechnen. Verbrauchersektoren sind der Haushaltsektor, der Industriesektor und der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungssektor. Das Vorgehen bei diesen Berechnungen ist in dem unteren Bild verdeutlicht.

Die monatliche Nachfragekurve gibt Auskunft darüber, wie viel Energie in einem Verbrauchersektor in einem Monat in einer bestimmten Region verbraucht worden ist. Außerdem ist bekannt, wie viel Energie in einem ganzen Jahr in einer Region in einem Verbrauchersektor verbraucht worden ist.

Da eine monatliche Auflösung der Nachfragedaten viel zu gering ist, um aussagekräftige Ergebnisse zu gewinnen, wurden Tagesenergienachfragekurven mit einer stündlichen Auflösung entwickelt. Diese Tageskurven werden von SimRen zu einer

Jahreskurve so zusammengesetzt, dass sich der richtige Gesamtverbrauch ergibt und die Monatskurve berücksichtigt ist. Die Tageskurven wurden getrennt für Sommer-, Winter-, Herbst- und Frühjahrs-Arbeitstage und einheitlich für Feiertage entwickelt. Die Kurven unterscheiden sich von Monat zu Monat und von Nachfragesektor zu Nachfragesektor.

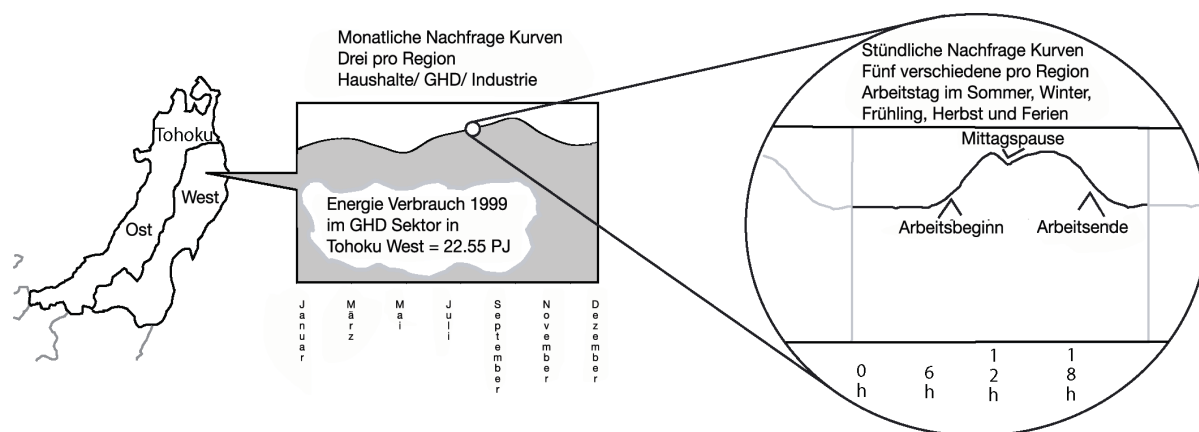


Abbildung 6-6 : Berechnung der Energienachfrage in Tohoku Ost
Quelle: [ERJ Research Team 2003].

In den Nachfragekurven kann man die Arbeitszeiten in Japan leicht an den Kurven des GHD-Sektors ablesen. Auch die Mittagspause in Japan kann an dem Sprung in der GHD-Kurve gegen 13.00 Uhr abgelesen werden. Zu diesem Zeitpunkt geht der GHD-Verbrauch deutlich nach unten, und der Energiebedarf der Haushalte steigt. Man sieht ebenfalls, dass die Haushaltskurve an Feiertagen höher liegt als an Arbeitstagen, da die Leute zu Hause bleiben und Energie zu Hause anstatt an der Arbeitsstätte konsumieren.

Die Kurve, die von SimRen letztendlich verwendet wird, beinhaltet eine zufällige Fluktuation der Nachfrage von 5%, um das Verbraucherverhalten realistischer zu reproduzieren.

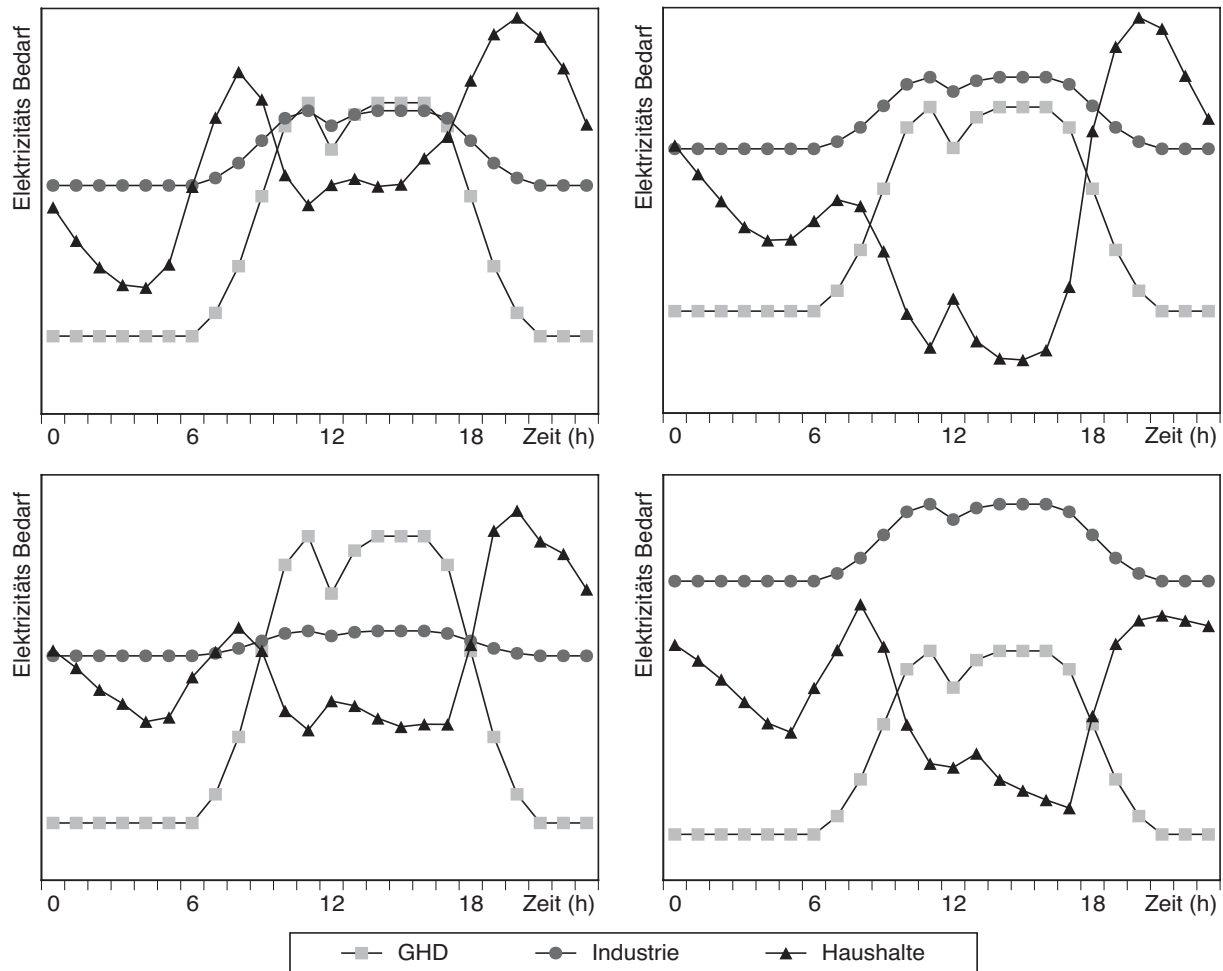


Abbildung 6-7 : Beispiele stündlicher Nachfragekurven von Elektrizität.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

6.5.2 Die Simulation der elektrischen Versorgung des ERJ-Modells

Die Energieversorger in SimRen können in regelbare und fluktuierende Energieversorger eingeteilt werden. Da die fluktuierenden Energiequellen in diesem Ansatz als frei laufende Produzenten angesehen werden, d.h. ihre Produktionsmenge richtet sich einzig nach den Wetterbedingungen, ist eine intelligente Steuerung der regelbaren Energieversorger unumgänglich, um ein gut funktionierendes elektrisches Versorgungssystem zu realisieren.

Die regelbaren Energieversorger, die in SimRen verwendet wurden, sind Wasserkraftwerke, geothermische Kraftwerke, Spitzenlastkraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke im Industriesektor. Bis auf die Abhängigkeit vom Füllstand der Speicher sind die Pumpspeicherwerke ebenfalls regelbar. Die Produktion

der Wasserkraftwerke hängt vom Wasserstand der Flüsse^{<29>} ab an denen sie liegen, ist aber unterhalb dieser Obergrenze frei justierbar.

- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der Industrie

Die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen werden mit einer gewissen Leistung installiert und können bis zu dieser Leistung nach Belieben geregelt werden. In SimRen werden Motoren benutzt, um niedrige Temperaturen zu erzeugen, und Dampfturbinen, um die hohen Temperaturen zu erzeugen, die in manchen Industriezweigen benötigt werden. Die Wirkungsgrade sind genau wie bei der KWK im Haushalts- und GHD-Sektor 50% thermisch und 30% elektrisch.

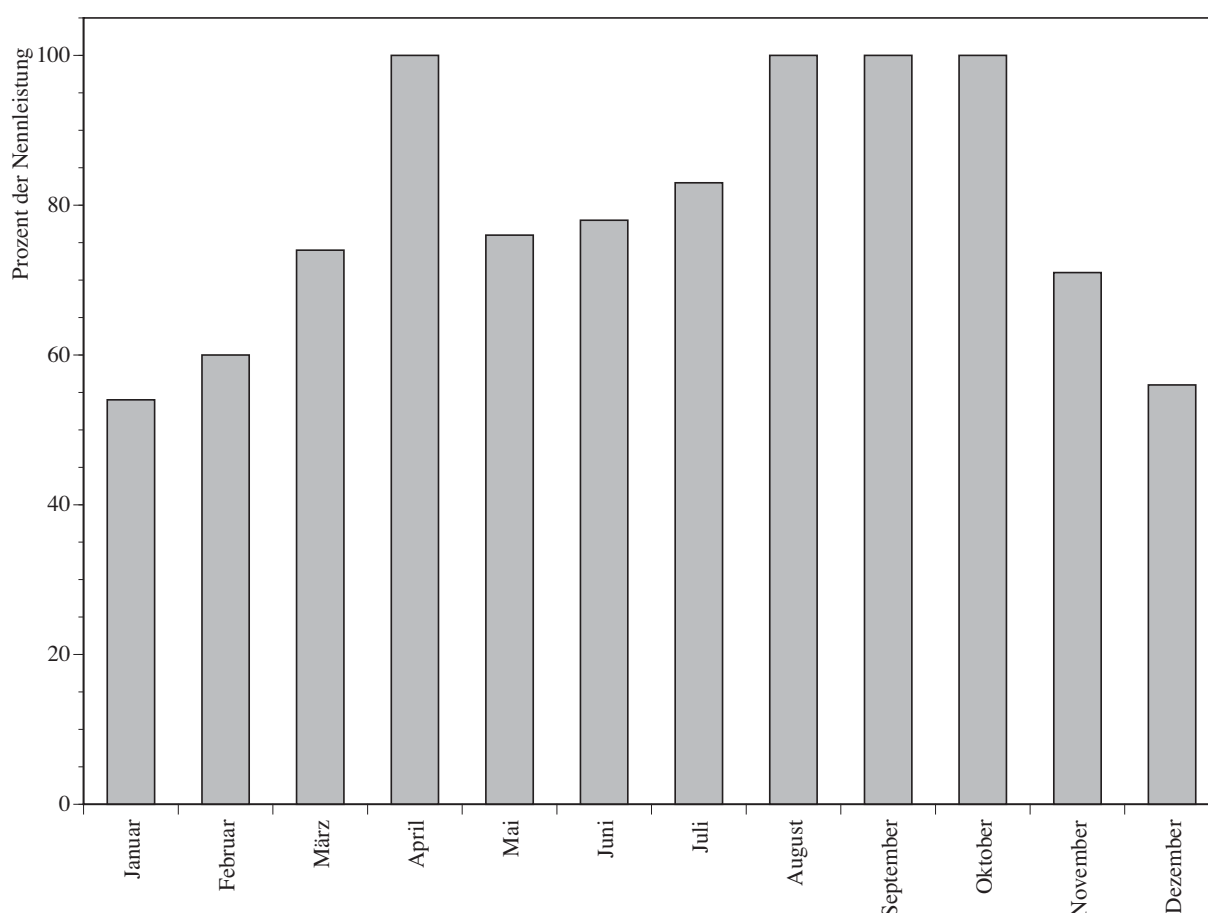


Abbildung 6-8 : Maximale Leistungsabgabe der Wasserkraftwerke in der Provinz Kanto.

Quelle: [ERJ Research Team 2003]

29. Vom ERJ Research-Team wurde eine monatliche Kurve der maximalen Produktion basierend auf der Durchflussmenge in großen Flüssen generiert, um dies zu simulieren.

- Wasserkraftwerke

Abbildung 6-8 zeigt den Anteil an der installierten Leistung der Wasserkraftwerke, der in jedem Monat aufgrund der Durchflussmengen benutzt werden kann. In dem Graphen ist exemplarisch Kanto dargestellt. Wir haben angenommen, dass die gesamte installierte Leistung auch produziert werden kann, wenn die Durchflussmenge über dem Jahresdurchschnitt liegt. Wenn weniger Wasser in den Flüssen ist als im Jahresmittel, ist der Anteil der produzierbaren elektrischen Energie im gleichen Maße niedriger wie die Durchflussmenge unter dem Mittelwert liegt.

Die maximale Leistung kann im April, August, September und Oktober produziert werden, da die Durchflussmenge in diesen Monaten höher ist als der Durchschnitt. Was man dem Graphen nicht entnehmen kann ist, dass im August der Wasserstand der höchste aller Monate ist. Im Winter ist der Wasserstand in Japan niedriger als im Sommer. Diese Kurven wurden für jede Region entwickelt und sind im Anhang beigefügt. Die einzige Region, die sich von dieser unterscheidet ist Kyushu, wo im August und September ein niedriger Wasserstand herrscht und im Frühjahr ein hoher.

- Geothermische Kraftwerke

Die produzierbare Leistung der geothermischen Kraftwerke verändert sich im Jahresverlauf nicht, da die Versorgung der Kraftwerke mit geothermischer Wärme sich nicht ändert. Bis zur installierten Nennleistung lässt sich die produzierbare Energie frei justieren.

- Pumpspeicherkraftwerke

Die Pumpspeicherkraftwerke können Energie speichern, indem sie sie in potentielle oder Lageenergie des Wassers umwandeln und dieses in einem Reservoir lagern. Dieses Wasser kann dann später benutzt werden, um eine Turbine anzutreiben und damit wieder elektrische Energie zu gewinnen. Bei diesen Umwandlungsprozessen treten Energieverluste auf, die pro Umwandlung auf 10.5% gesetzt wurden, woraus sich ein Gesamtverlust für Be- und Entladung von 20% ergibt.

- Spitzenlastkraftwerke

Bei den Spitzenlastkraftwerken handelt es sich in SimRen um Brennstoffzellen, obwohl Dampfturbinen zum Beispiel ähnliche Charakteristiken aufweisen. Die Brennstoffzellen verbrennen Wasserstoff, der in Zeiten einer Energieüberproduktion produziert werden konnte. Die Energieproduktion der Kraftwerke kann bis zur

Nennleistung frei justiert werden, solange Wasserstoff vorhanden ist. Der Wirkungsgrad der Elektrizitätserzeugung wurde auf 50% gesetzt.

6.5.3 Simulationsreihenfolge: Betriebstrategie

Da kein Nachfragemanagement benutzt wurde, kann man jeden Simulationsschritt mit der Simulation der Verbraucher beginnen. Es wurde allerdings eine Sommerzeit in Japan eingeführt, da sich herausgestellt hat, dass die Spitzen der Photovoltaikproduktion und des Verbrauchs dann wesentlich besser korrelieren. Nach den Verbrauchern werden die fluktuierenden Stromproduzenten simuliert, da sie nicht regelbar sind und ihre Produktion somit unabhängig von allem anderen berechnet werden kann. Der Restbedarf muss dann von den regelbaren Energieversorgern und Speichern gedeckt werden.

Um eine sinnvolle Steuerung der regelbaren Versorger zu gewährleisten, ist ein sogenannter Energiemanager in jede Region integriert. Dieser Energiemanager kontrolliert die Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke, die Wasserkraftwerke und die geothermischen Kraftwerke.

Die KWK-Anlagen sind Motoren und Dampfturbinen, die Industriebetriebe mit der nötigen Prozesswärme versorgen. Zwei Drittel dieser Anlagen laufen den ganzen Tag über konstant durch, während das letzte Drittel der Energienachfrage angepasst werden kann. Diese Fahrweise ist möglich, da die von den Betrieben benötigte Wärme gut gespeichert werden kann und nicht unbedingt zum Zeitpunkt des Bedarfs produziert werden muss.

Der Energiemanager fährt als erstes die KWK-Anlagen in den Industriebetrieben hoch und versucht, mit ihnen den Energiebedarf zu decken. Danach werden geothermische Kraftwerke eingeschaltet. Da das Energieangebot der Wasserkraftwerke vom Wasserstand der Flüsse abhängt und somit Beschränkungen unterliegt, werden diese Kraftwerke als letztes hochgefahren.

Dicht besiedelte Regionen wie Kanto oder Kansai können sich nicht selbst mit ausreichender Energie versorgen, da die Energienachfrage sehr viel höher liegt als in anderen Regionen und der vorhandene Platz für Windparks sehr eingeschränkt ist. Regionen mit einer geringen Bevölkerungsdichte dahingegen haben viele freie Plätze und einen sehr geringen Energiebedarf und können somit Energie in unterversorgte Regionen exportieren. Für diese überregionale Steuerung ist der Import-Export-Manager zuständig, der allen Regionen übergeordnet ist und diese aufeinander abstimmt.

Sofern vorhanden verteilt der IE-Manager zuerst einmal die Überschüsse einzelner Regionen auf die unterversorgten Regionen, bis die gesamte Überschussenergie verbraucht ist oder alle Regionen versorgt sind. Er benutzt möglichst kurze Distanzen für diese Verteilung, um die Energieverluste möglichst gering zu halten. Sollte die produzierte Energie nicht ausreichen um den Bedarf zu decken, wird 1GW der Spitzenlastkraftwerke verwendet, um die Lücke zu füllen. Danach können noch die Pumpspeicher geleert werden, um Energie zu produzieren und - sollte das immer noch nicht reichen - stehen noch weitere 2 GW Spitzenlastkraftwerke zur Verfügung, die Energienachfrage zu befriedigen. Außerdem kann der Import-Export-Manager die Energiemanager in den einzelnen Regionen anweisen, mehr Energie zu produzieren als sie verbrauchen, um damit den Energiebedarf in anderen Regionen zu decken. Dadurch ist sichergestellt, dass die installierten Kraftwerke optimal ausgenutzt werden, um Japan komplett mit Energie zu versorgen. Die beschriebene Strategie hat sich als eine mögliche Lösung herausgestellt, zusammen mit einer sinnvollen Verteilung der Anlagen, den Energiebedarf mit möglichst wenig installierten Kraftwerken zu decken. Die Kombination aus Spitzenlastkraftwerken und Pumpspeichern führt dazu, dass die Pumpspeicher meistens noch eine Notreserve enthalten, falls unvorhergesehen Kraftwerke ausfallen und trotzdem nicht zu viel Wasserstoff in den Spitzenlastkraftwerken verbrannt wird.

6.5.4 Die Dynamik des Versorgungssystems

Am Ende des Kapitels sind Energieversorgungskurven einiger Wochen angeführt, um die Dynamik und die Verlässlichkeit des Versorgungssystems zu illustrieren. Die erste Kurve zeigt die dritte Woche im Januar von Montag dem 14. bis Sonntag dem 20.

Die Ergebnisse zeigen die Energieproduktion aller Energieversorger in Gigawatt, aufgetragen über der Zeit. Auf der horizontalen Achse ist der Tag des Jahres angegeben und die vertikalen Linien trennen die Tage voneinander jeweils um Mitternacht. Die Wasserstoffproduktion ist teilweise nicht ganz dargestellt, weil sie gelegentlich sehr hoch ist.

Der oberste (erste) Graph zeigt den Energieverbrauch verglichen mit der Energieproduktion. Die Energieproduktion ist die Summe aus den Energieversorgern die in den anderen vier Kurven gezeigt werden. Dort kann man eventuelle Unterversorgungen erkennen und die Überproduktion einschätzen. In der gezeigten dritten Woche im Januar kann man erkennen, dass eine Vollversorgung jederzeit gewährleistet ist. Da das Versorgungssystem dahingehend optimiert worden ist, ist diese Vollversorgung das ganze Jahr über gegeben. Der zweite Graph zeigt die Leistungsabgabe der geothermischen Kraftwerke und der Wasserkraftwerke. Darunter sind Photovoltaik und

Windenergieproduktion aufgetragen. Der nächste enthält eine Ergebniskurve der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in der Industrie und eine im Haushalts und GHD Sektor. Die KWK-Anlagen im Haushalts- und GHD-Sektor fluktuieren wie bereits beschrieben mit der Außentemperatur. Die größeren Sprünge in der Produktion kommen daher, dass zwischen Tag- und Nachtheizen gewechselt wird. Der letzte Graph zeigt die Energieproduktion bzw. Nachfrage der Pumpspeicherwerke, Spitzenlastkraftwerke und die Wasserstoffproduktion. Die Energie, die zum Füllen der Speicher und zur Wasserstoffproduktion verwendet wird, ist in diesem Graphen negativ, da sie verbraucht wird. Man kann einfach die Summe aus den einzelnen produzierten Energien (bis auf die Wasserstoffproduktionskurve) bilden, um den Verlauf der Wasserstoffproduktion zu erhalten.

Im ersten (obersten) Teil kann man erkennen, dass am 15. und 16. Januar Energieüberschuss vorhanden gewesen ist. Diese Energie kommt aus der hohen Windenergie- und Photovoltaikproduktion, wie man in der dritten Abbildung erkennen kann. Aus dem Energieüberschuss wurde Wasserstoff generiert. An der zweiten Kurve kann man ablesen, dass geothermische und Wasserkraftwerke zu diesen Zeiten weniger Energie produzieren, da weniger Energie von regelbaren Versorgern benötigt wird. Sie werden nicht komplett ausgeschaltet, da einige Regionen diese Energie benötigen.

Am 18. Januar liegen Energieproduktion und Nachfrage genau aufeinander. Dies ist möglich durch eine genaue Justierung der regelbaren Energieversorger. Die Wind- und Photovoltaikproduktion ist an diesem Tag wesentlich niedriger als an den anderen Tagen, daher laufen die regelbaren Versorger fast auf voller Leistung. Sehr interessant ist in diesem Zusammenhang der letzte Graph, der das Be- und Entladen der Speicher und die Spitzenlastkraftwerke enthält. Wie bereits beschrieben wird 1GW der Spitzenlastkraftwerke angefahren bevor die Speicher entleert werden. Sollte das nicht ausreichen, werden die Speicherturbinen benutzt, um den Restbedarf zu decken. Dies passiert zum Beispiel Freitagabend. Sie werden dann wieder aufgefüllt, wenn ein Energieüberschuss vorliegt, wie zum Beispiel Freitagnacht.

Am Sonntag, den 20. Januar kann man erkennen was passiert, wenn viel zu viel Energie verfügbar wäre. Sonntags ist die Energienachfrage wesentlich geringer als an Wochentagen, da die meisten Büros geschlossen sind und viele Energieverbraucher nicht arbeiten. Da dies die fluktuierenden Energieversorger nicht beeinflusst, liegt an den meisten Sonntagen eine Überversorgung mit Energie vor. Die Speicher können am Wochenende wieder gefüllt werden. Außerdem können alle regelbaren Energieversorger runtergefahren werden. Sogar die Produktion der KWK-Anlagen wird gesenkt. Man sieht in der letzten Kurve, dass die Wasserstoffproduktion an diesem Tag besonders hoch ist.

Die Ergebnisse in Abbildung 6-11 auf Seite 146 zeigen die Energieversorgung der Region Hokkaido West aus dem ERJ-Modell. Diese Ergebnisse sollen hier diskutiert werden, um eine Region, deren Energieversorgung den Energieverbrauch fast das ganze Jahr übersteigt, darzustellen. Man erkennt, dass ein sehr großer Anteil an Energie durch Windkraftanlagen und geothermische Kraftwerke produziert wird. Dies ist möglich, da die Region eine sehr geringe Bevölkerungsdichte und starke geothermische Anomalien aufweist. Die Photovoltaik-Produktion ist so gering, da kaum Dachflächen zur Verfügung stehen, auf denen man Kollektoren installieren könnte.

Man erkennt, dass viele regelbare Versorger Energie produzieren, obwohl in der Region überhaupt keine Energie mehr benötigt wird. Hieran kann man gut erkennen, dass der Import- Export-Manager einen Teil der Steuerung übernimmt und die Kraftwerke hochfährt, da in anderen Regionen noch Energie benötigt wird.

Die Ergebnisse einer Region aus dem ERJ Modell, die sich aufgrund der hohen Bevölkerungsdichte fast das ganze Jahr nicht selbstständig versorgen kann, ist in Abbildung 6-12 auf Seite 147 dargestellt. Diese Graphen zeigen die gleiche Woche in Kanto. Hier sind die Verhältnisse genau umgekehrt. Der Platz für Windkraftanlagen ist sehr gering, da die Region sehr dicht bevölkert ist. Allerdings kann viel Energie mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen gewonnen werden, da von der Bevölkerung ebenfalls viel Wärme benötigt wird, bei deren Produktion dann ebenfalls Elektrizität produziert werden kann. In den dargestellten Ergebnissen kann der Energiebedarf nur Sonntags gedeckt werden, da an diesem Tag der Energieverbrauch wesentlich niedriger ist als an den anderen Wochentagen.

Man sieht, dass an Tagen geringer Photovoltaik-Produktion vom Energie Manager in der Region die Pumpspeicherkraftwerke eingeschaltet werden, um aus ihrer gespeicherten Energie Elektrizität zu gewinnen. Der Energiemanager ist nur Sonntag in der Lage, die Wasserkraftwerke herunterzufahren, da an diesem Tag genügend Energie zur Verfügung steht. Da diese Region kaum in der Lage ist sich selbst zu versorgen, wird die Energieproduktion hier vom Import-Export-Manager nur insofern beeinflusst, als er bei Bedarf Energie in die Region importiert, um ihre Versorgung zu gewährleisten.

Abbildung 6-13 auf Seite 148 zeigt die Region Chugoku in der gleichen Woche. Diese Graphen werden hier besprochen, da man an ihnen noch einmal gut den Einfluss des Import-Export-Managers auf die Speicherbe- und entladung erkennen kann. Chugoku ist größtenteils in der Lage, seinen Energiebedarf selbstständig zu decken ohne dabei eine Überversorgung zu erzeugen. Die Region ermöglicht hohe Anteile photovoltaischer Flächen und hat bereits viele Wasserkraftwerke. Außerdem ist der Bedarf nur ungefähr ein Fünftel des Energiebedarfs von Kanto.

Man sieht, dass Donnerstags und Freitags die Speicher während der Nacht aufgefüllt werden, obwohl die Region gar nicht zu viel Energie produziert. Dies liegt daran, dass in ganz Japan eine Überproduktion vorliegt. Der Import-Export-Manager speichert diese in den Speichern von Chugoku, da hier noch Kapazitäten vorhanden sind. Tagsüber werden die Speicher teilweise entladen, obwohl Chugoku gar nicht unterversorgt ist. Dies geschieht, um den Rest von Japan mit Energie zu versorgen. Auch hier steuert der Import-Export-Manager die Energieproduktion der Pumpspeicherkraftwerke.

Der Doppelpeak in der Photovoltaikproduktion kommt daher, dass in Chugoku der Großteil der photovoltaischen Flächen aus Wetterdaten berechnet wird, die auf zwei verschiedenen Längengraden liegen. Daher ist die maximale Sonneneinstrahlung eines Tages zuerst an den östlicheren und ein wenig später an den westlichen Wetterstationen. Daraus ergibt sich im Verlauf dieser Doppelpeak.

Das elektrische Versorgungssystem wurde mit Hilfe dieser Kurven optimiert, bis man letztendlich beweisen konnte, dass Japan komplett und dauerhaft mit elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen versorgt werden könnte. Alle 52 Wochenkurven des Jahres 1999 sind im Anhang beigefügt. Besonders interessant ist außer der beschriebenen Woche noch die 17. Woche (Abbildung 6-14 auf Seite 149), da die Produktion der Windkraftanlagen und die Photovoltaikproduktion in dieser Woche sehr hoch ist und die Versorgung fast die ganze Woche die Nachfrage übersteigt. Die Auswirkungen dieser fluktuierenden Versorger können auch gut in der 27. Woche (Abbildung 6-15 auf Seite 150) beobachtet werden. In dieser Woche ist ihre Energieproduktion sehr gering, und die regelbaren Versorger müssen den Bedarf decken. Daher werden die Pumpspeicher fast jeden Tag entladen und nachts wieder geladen. Auch die Spitzenlast müssen einspringen um die Nachfrage zu decken.

In Abbildung 6-16 auf Seite 151 ist ein Ergebnis aus dem Sommer der ERJ-Simulation dargestellt. Aufgrund der hohen Temperaturen werden in diesem Monat die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen nicht zum Heizen sondern nur zum Erwärmen von Wasser benutzt. Daher ist der Verlauf der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen im Haushalts- und Dienstleistungssektor („Cogen(Com,Res)“) in den Ergebnissen nicht mehr wetterabhängig und man erkennt auch die Nachtabsenkung nicht mehr. Die Energieversorgung deckt in den Sommermonaten gerade den Energiebedarf und kann nicht zur Wasserstoffproduktion verwendet werden. Das liegt allerdings weniger an der geringen KWK-Produktion als umso mehr an den im Vergleich zum Rest des Jahres schlechten Windverhältnissen.

6.6 Schlussfolgerungen

Die installierte Leistung der Kraftwerke und die Volllaststundenzahl sind in der untenstehenden Tabelle zusammengefasst. Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeicherwerke haben die geringsten Volllaststundenzahlen, da sie nur dann benutzt werden, wenn die anderen Technologien nicht in der Lage sind, die Nachfrage zu decken. Verglichen mit den regelbaren Energieversorgern haben die fluktuierenden Produzenten ebenfalls sehr eine sehr niedrige Volllaststundenzahl, da ihre Energieproduktion vom Primärenergieangebot oder der Außentemperatur abhängt. Vergleicht man die Volllaststundenzahl der Windkraftanlage in SimRen mit momentan installierten Anlagen, scheinen 2890 Stunden sehr hoch. Berücksichtigt man jedoch die hohe Anzahl an Offshore-Anlagen, sind die 2890 Stunden sicherlich gerechtfertigt. Die KWK-Anlagen im Industriesektor laufen 8573 Volllaststunden. Das heißt es stehen noch 3,5 Stunden pro Woche zur Verfügung, um die Anlagen zu warten. Sollte mehr Zeit benötigt werden oder einzelne Anlagen ausfallen, können Spitzenlastkraftwerke oder Pumpspeicherwerke einspringen um die Lücke zu füllen, da diese unter 500 Stunden laufen und immer noch Kapazitäten frei haben.

Tabelle 6-8 : Zusammenfassung der Strukturdaten des elektrischen Systems;
Quelle : [ERJ Research Team 2003]

Technologie	Installierte Kapazität	Energieproduktion GWh	Volllaststunden
KWK im Industriesektor	14.2 GW	121737	8573 h
Geothermische Kraftwerke	25.4 GW	180645	7112 h
Wasserkraftwerke	23.7 GW	125705	5304 h
KWK im GHD- und Haushaltssektor	10.9 GW	38728	3553 h
Windkraftanlagen	56.9 GW	164441	2890 h
Spitzenlastkraftwerke	3.0 GW	1287	429 h
Pumpspeicherkraftwerke	19.4 GW	4055	209h

Die höchste Stromproduktion der Windkraftanlagen lag am 9. Februar vor. An diesem Tag produzierten die Windkraftanlagen eine Leistung von 49GW. Dies entspricht 86% der installierten Leistung. Wegen der niedrigen Temperaturen im Winter ist die maximale Leistungsabgabe (9,8GW) der KWK-Anlagen im Haushalts- und GHD-Bereich am 4.Februar, während im August nur 2,5 GW produziert werden, da es so warm ist.

Die Photovoltaikanlagen produzieren ihre maximale Leistung am 29.April. An diesem Tag geben sie eine Leistung von 57 GW ab. Der Energiebedarf variiert zwischen 34,5 und 110 GW, während die Produktion sich zwischen 41,5 und 133 GW bewegt.

Pumpspeicher und Spitzenlastkraftwerke laufen hauptsächlich nachmittags, wenn die Sonne langsam untergeht und daher die Photovoltaikproduktion sinkt. Zu dieser Zeit kommen viele Leute nach Hause und verbrauchen Energie, die dann nicht mehr von Photovoltaikanlagen geliefert werden kann. Daher ist die Einführung einer Sommerzeit in Japan sehr sinnvoll. Pumpspeicher können fast immer Sonntags wieder befüllt werden, da der Energieverbrauch an diesen Tagen nicht so hoch ist.

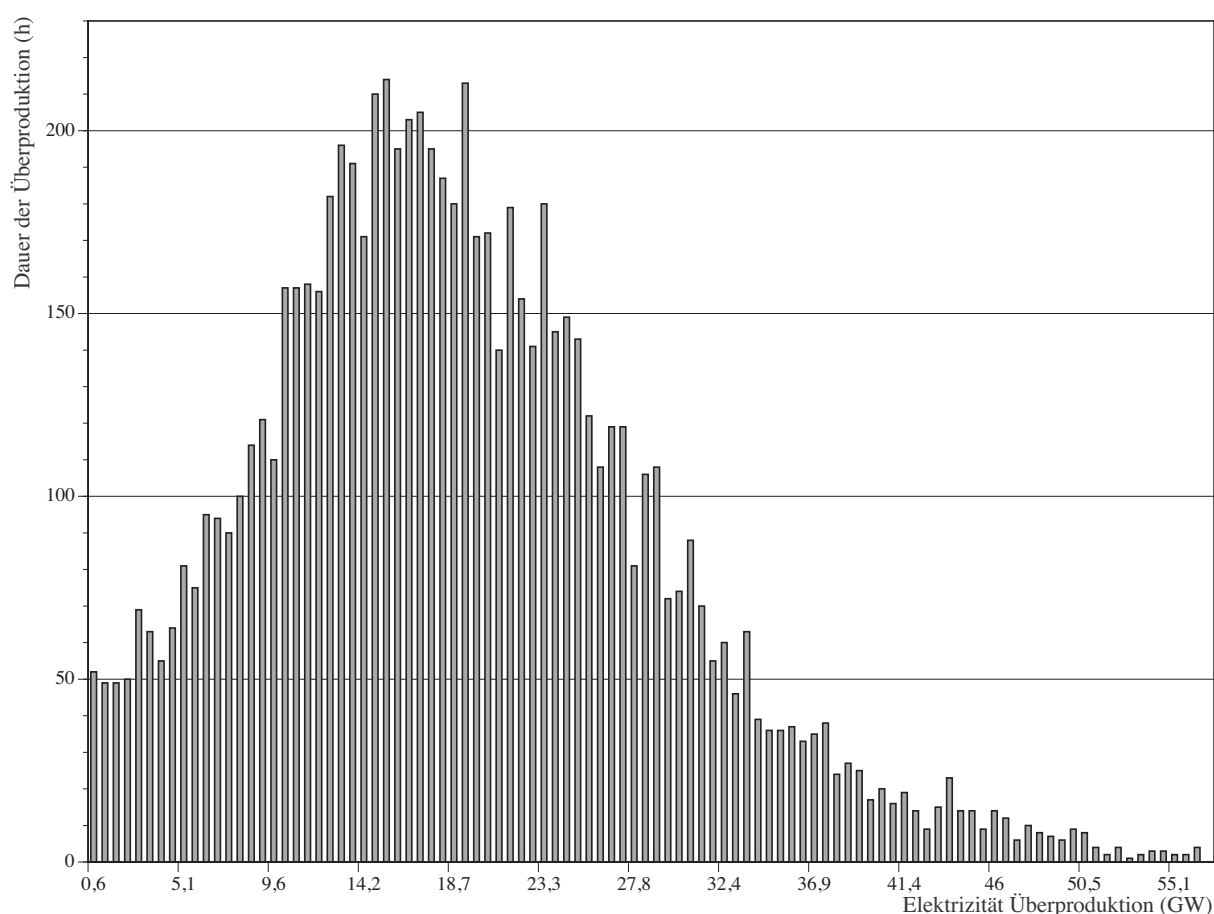


Abbildung 6-9 : Dauer, Verteilung und Höhe der Überproduktion in Japan beim ERJ-Modell.

Quelle: [ERJ Research Team 2003].

Der obige Graph zeigt, wie lange bestimmte Mengen an Überproduktion gedauert haben. Diese Energie wird benutzt um Wasserstoff zu produzieren. In der Kurve ist also die Energieproduktion der Pumpspeicher und Spitzenlastkraftwerke schon enthalten. Der Graph zeigt also wirklich nur die Energie, die zur Produktion von Wasserstoff zur Verfügung steht. Bezieht man die Spitzenlastkraftwerke und Pumpspeicher mit ein, treten in Japan keine Unterversorgungen auf.

Von 8760 Stunden eines Jahres wird in 91,1% der Zeit zu viel Energie produziert. Diese Energie wird benutzt um Wasserstoff zu produzieren. Die anderen 8,9% der Zeit können die Versorger so eingestellt werden, dass sie genau die Nachfrage decken. Dies ist möglich, da die regelbaren Versorger sehr genau auf den Verbrauch abgestimmt werden können, sofern die fluktuierenden nicht zu viel Energie produzieren. In 5700 Stunden (65% der Zeit) liegt der Überschuss zwischen 10 und 30 GW. Man sieht an dem Graphen, dass eine Energieüberproduktion von über 40GW nur sehr selten (3% der Zeit) vorkommt.

Es konnte also mit der SimRen-Simulation des ERJ-Versorgungsmodells nachgewiesen werden, dass Japan seinen gesamten Energiebedarf komplett und zuverlässig aus eigenen erneuerbaren Quellen decken kann. Die Tatsache, dass an über 90% der Zeit eine Überproduktion im elektrischen System stattfindet zeigt auf, dass durch geeignetes Lastmanagement und besser angepaßten Betrieb vermutlich das elektrische System mit deutlich geringerer installierter Kraftwerksleistung gefahren werden kann.

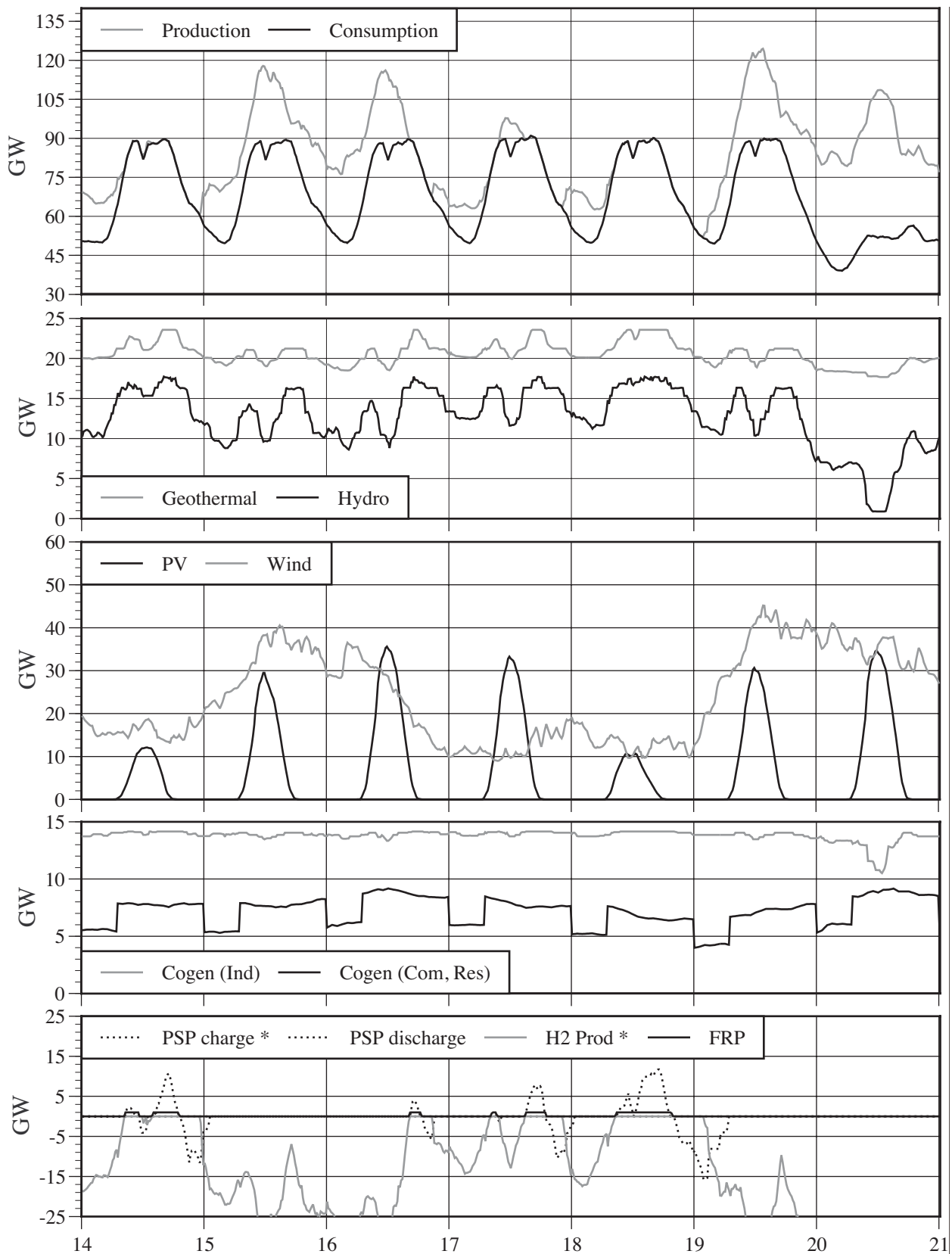


Abbildung 6-10 : Energieversorgung Japans in der 3. Kalenderwoche (Tag 14 bis Tag 21). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

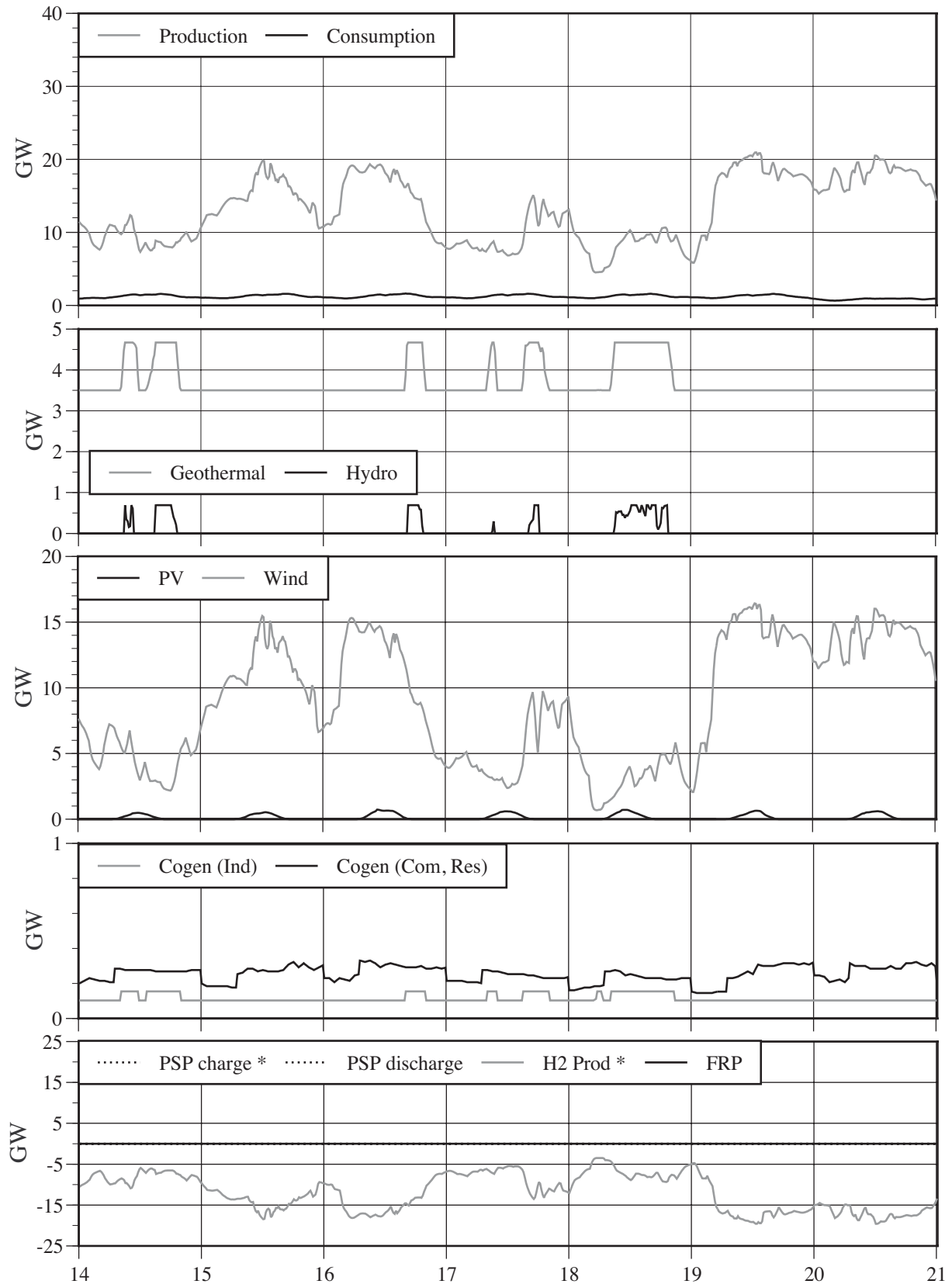


Abbildung 6-11 : Energieversorgung der Region Hokkaido West in der 3. Kalenderwoche. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

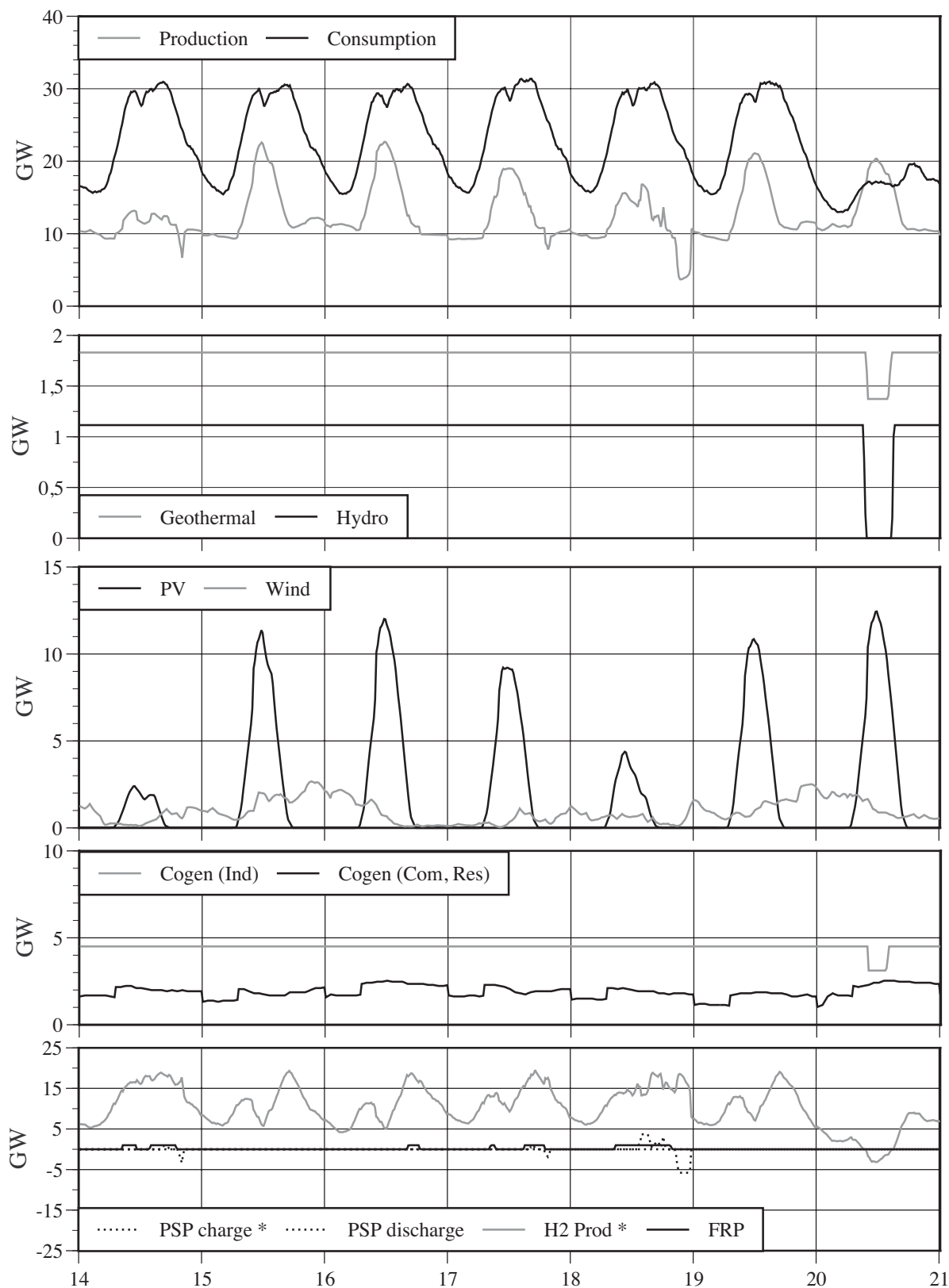


Abbildung 6-12 : Energieversorgung der Region Kanto in der 3. Kalenderwoche. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

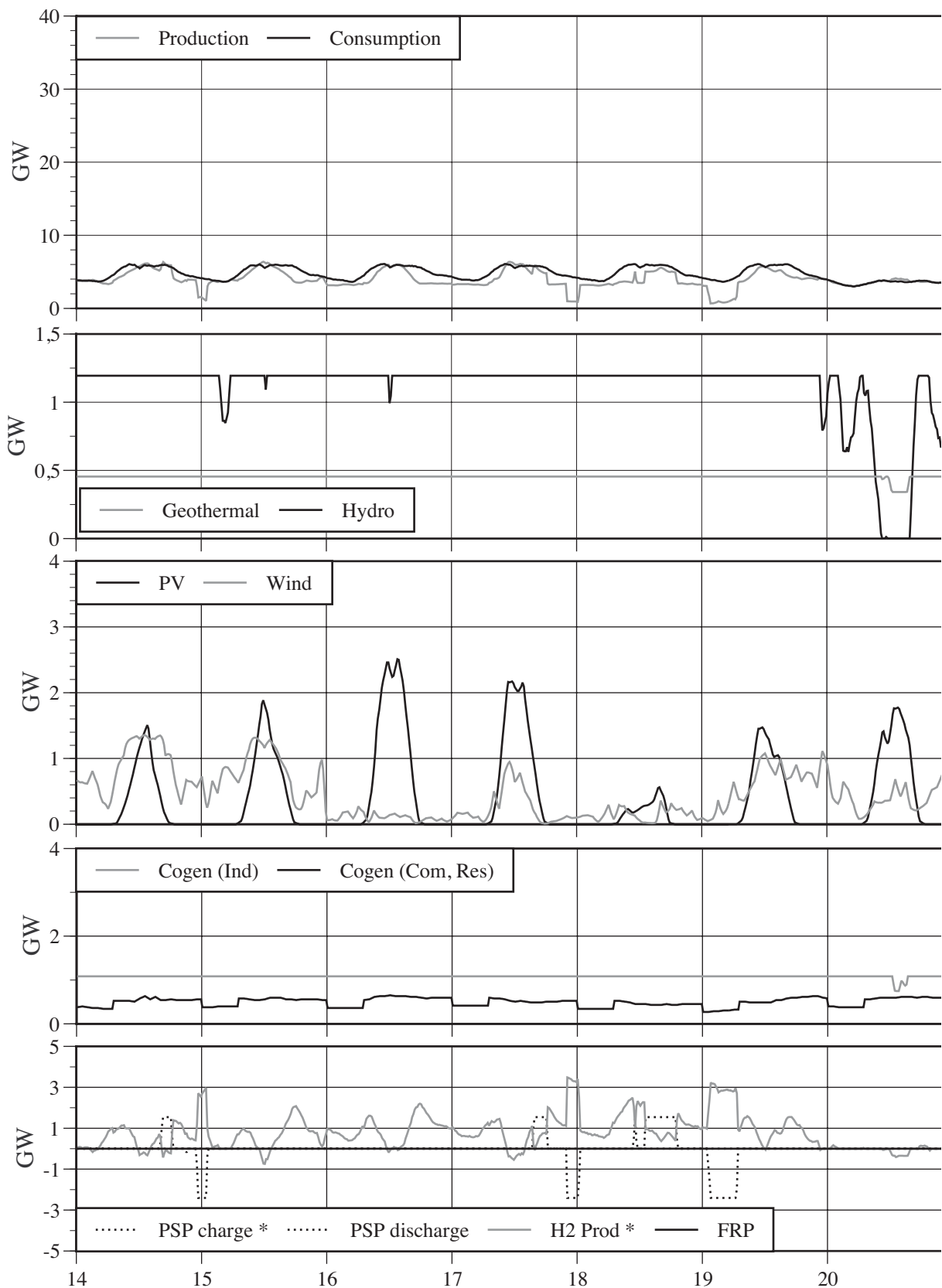


Abbildung 6-13 : Energieversorgung der Region Chugoku in der 3. Kalenderwoche. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

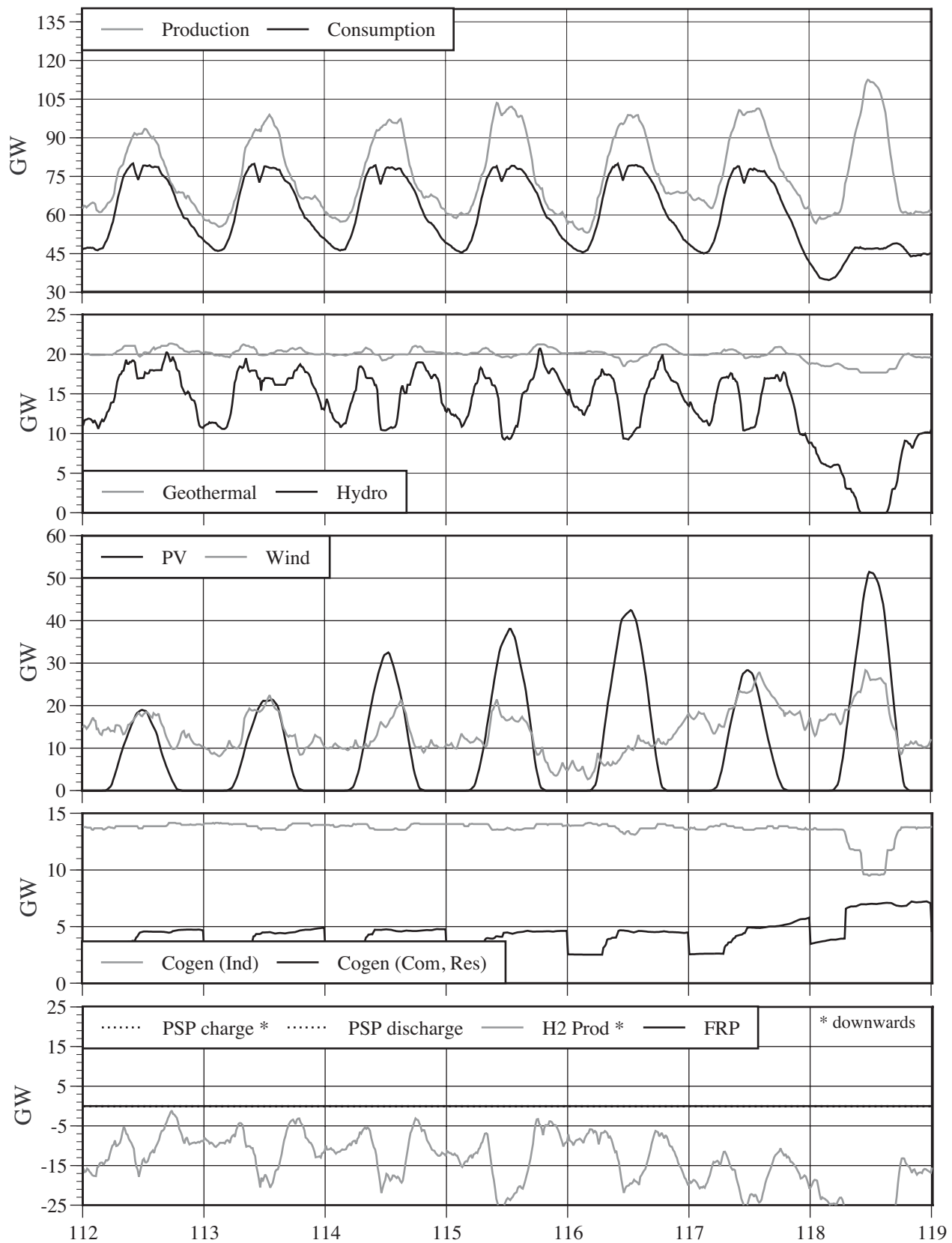


Abbildung 6-14 : Energieversorgung Japans in der 17. Kalenderwoche (Tag 112 bis 119). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

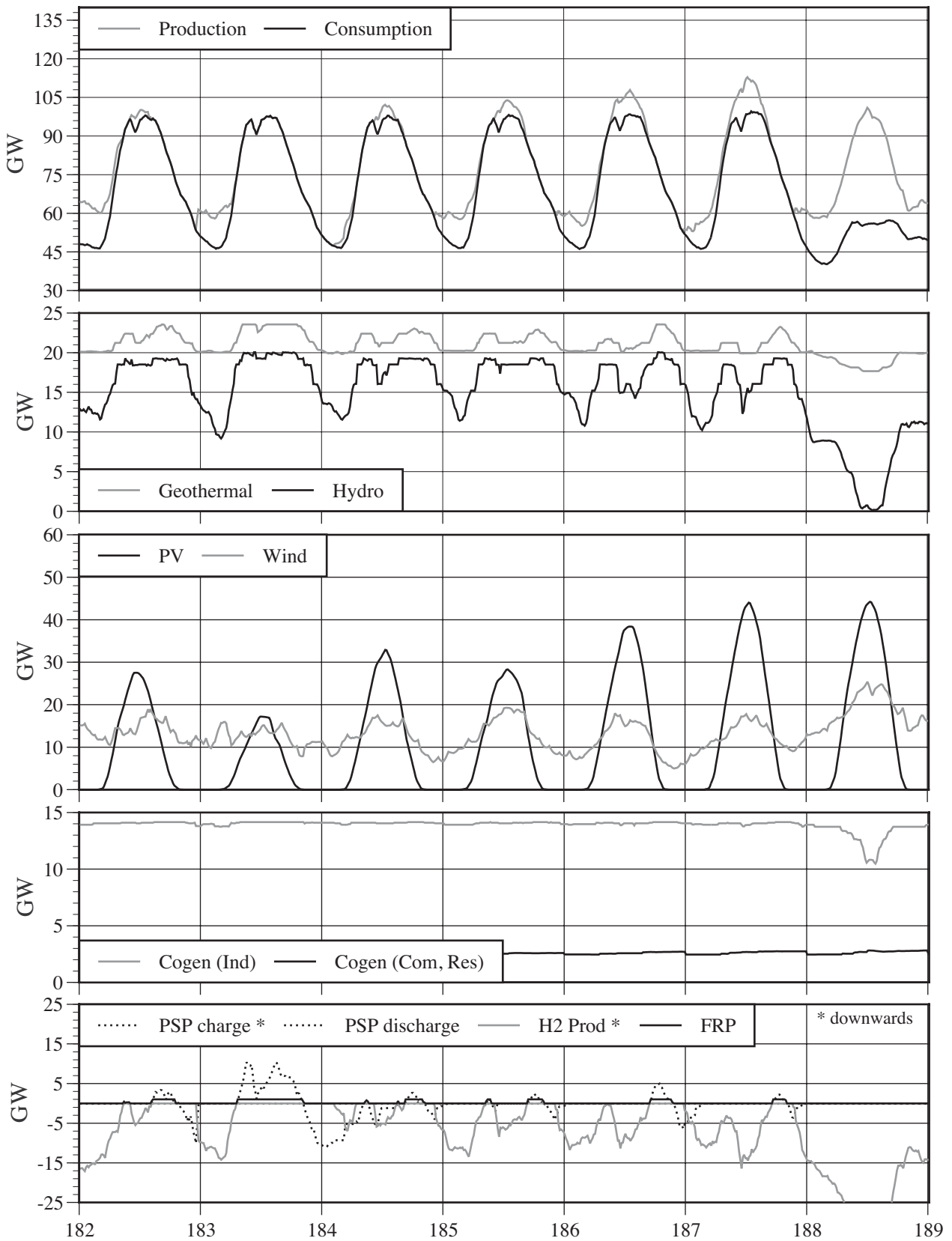


Abbildung 6-15 : Energieversorgung Japans in der 27. Kalenderwoche (Tag 182 bis 189). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

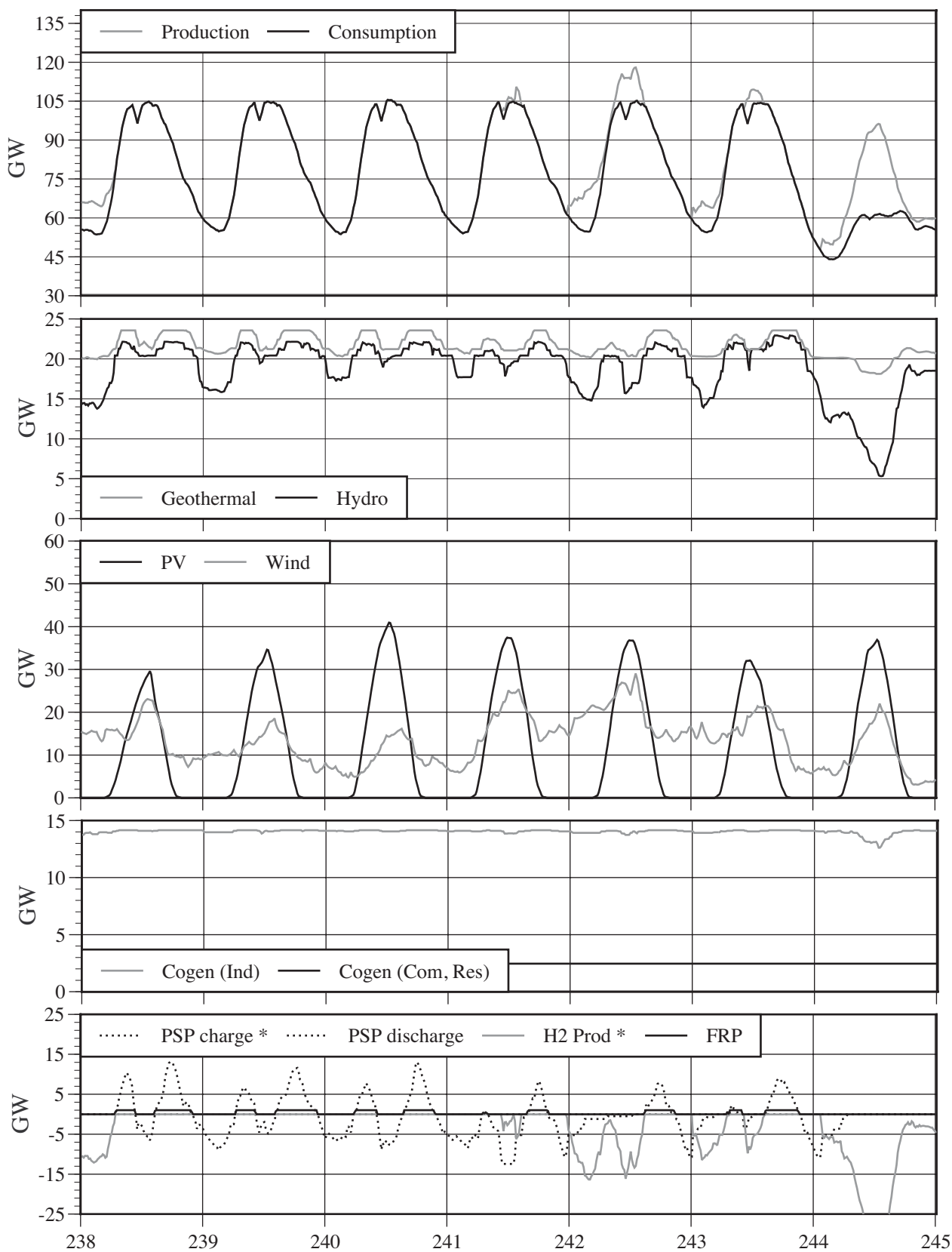


Abbildung 6-16 : Energieversorgung Japans in der 35. Kalenderwoche (Tag 238 bis 245). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

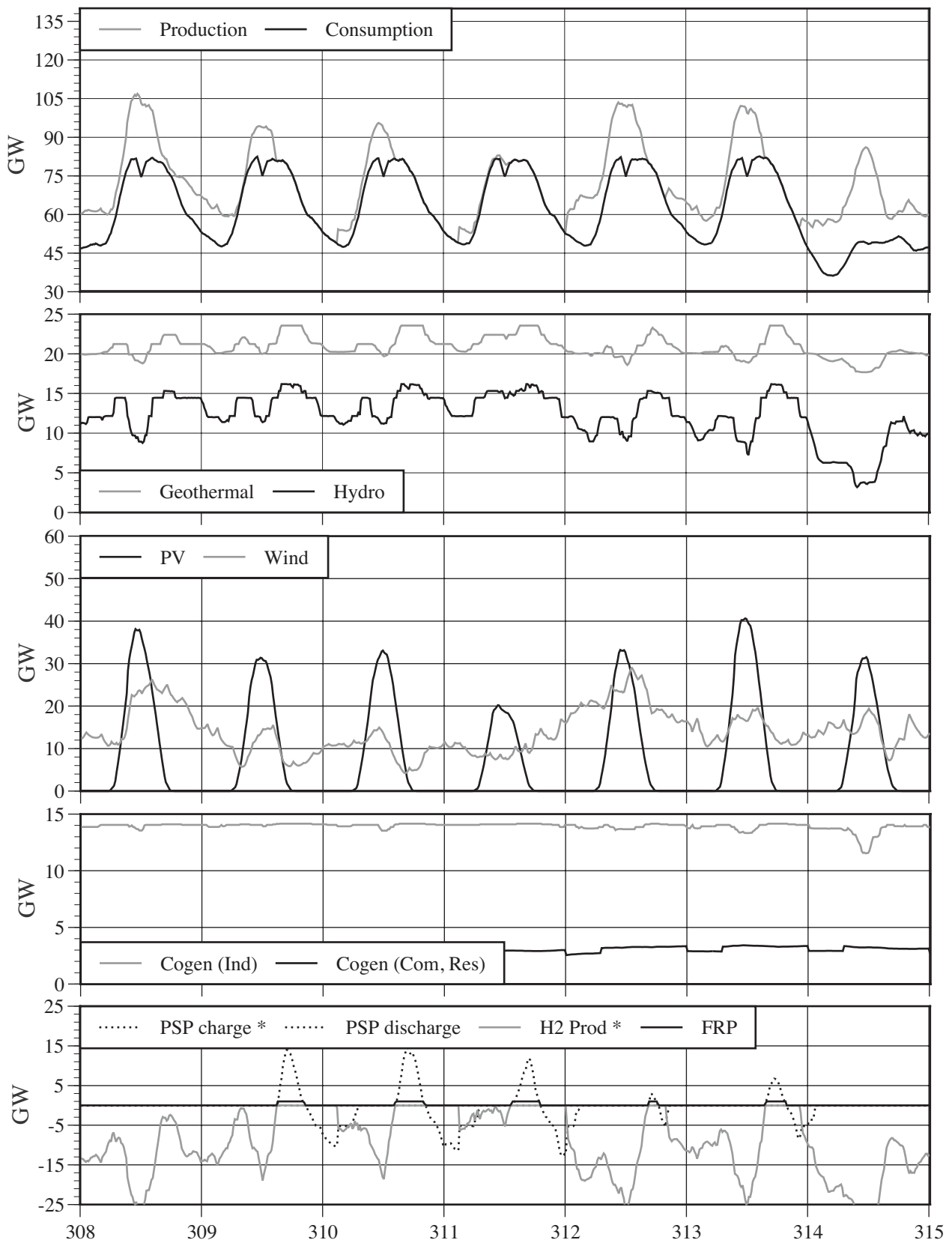


Abbildung 6-17 : Energieversorgung Japans in der 45. Kalenderwoche (Tag 308 bis 315). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

7) STRUKTUR UND DYNAMIK SOLARER VERSORUNGSSYSTEME

Im folgenden werden die beschriebenen Szenarien, in denen die Möglichkeiten einer zukunftsfähigen, nachhaltigen Energieversorgung untersucht wurden, in ihrer Struktur analysiert und verglichen.

Um die Vergleichbarkeit der Daten zu erleichtern, wurden die Daten für den aktuellen Energieverbrauch und die zukünftige Entwicklung teilweise auf „pro Kopf“ Werte umgerechnet. Die in dieser Darstellung verwendete Einheit W/cap ist nicht als Leistungsangabe, sondern als Energiemenge im Sinne von „Wattstunden pro Kopf und Stunde“, bzw. „Wattjahr pro Kopf und Jahr“ zu verstehen.

Zum Teil wurden die Daten auch auf das Bruttoinlandsprodukt bezogen, um die Vergleichbarkeit - trotz stark unterschiedlicher wirtschaftlicher Strukturen der untersuchten Regionen – zu gewährleisten.

Tabelle 7-1 : Bruttoinlandsprodukt der verschiedenen Szenarien

BIP	LTI			Enquete-BT			ERJ	
	1990	2000	2050	1990	1998	2050	1999	Target
Mrd. €	4062	5620	10508	1673	1876	3873	3553	7220

7.1 Energienachfrage und Effizienzpotenziale

Als Basis für die Planung des Versorgungssystems enthalten alle Studien eine Modellierung des zukünftigen Energiebedarfs unter Ausnutzung eines Teils oder aller sich verbrauchsseitig ergebenden Einsparpotenziale.

Zur besseren Einschätzung der Effizienzmodelle wurde auch das von der Enquete-Kommission erarbeitete Referenzszenario (REF) mit in die Darstellung aufgenommen.

7.1.1 Anfänglicher Endenergiebedarf der Szenarien

Aufgrund der Unterschiede im Grad der Industrialisierung und des Lebensstandards innerhalb der EU fällt der in den Szenarien der LTI-Studie zu Grunde gelegte Energieverbrauch am geringsten aus. Auffallend ist der Unterschied zwischen Japan und der BRD. Beides sind hoch industrialisierte Länder, die - im internationalen Vergleich - eine recht hohe Effizienz in der Energieverwendung erreicht haben.

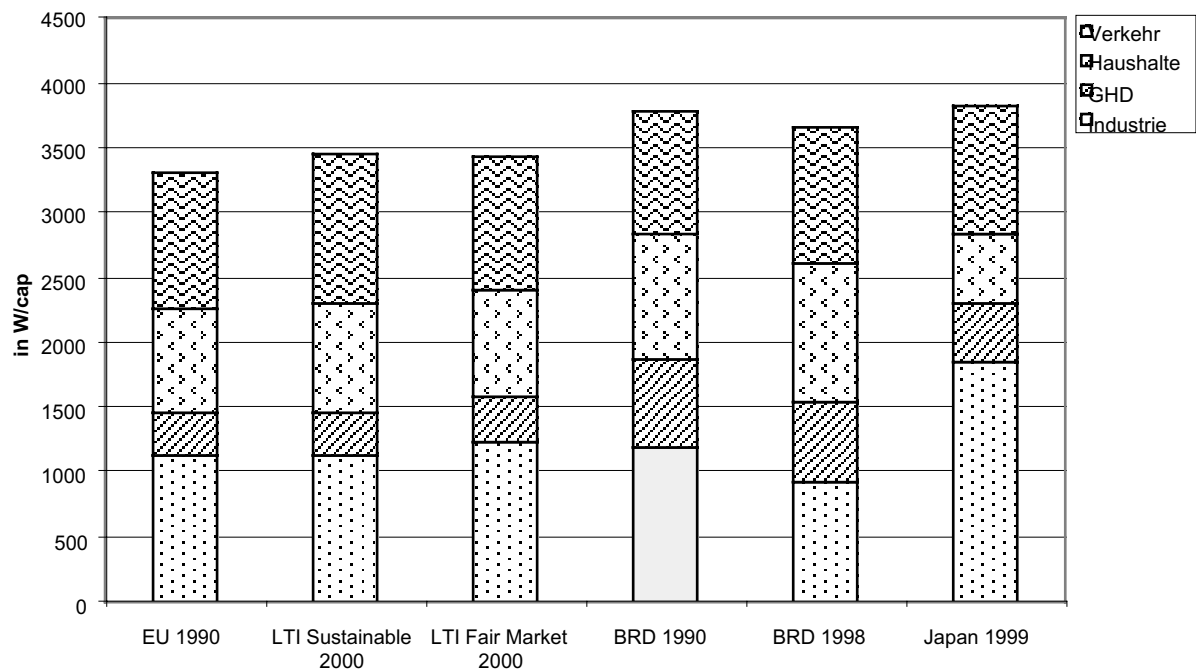


Abbildung 7-1 : Anfangswerte des Pro-Kopf-Endenergieverbrauchs in den Studien.

Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die Anfangswerte der LTI-Szenarien, die ursprünglich für das Jahr 1990 angegeben waren, für das Jahr 2000 mittels linearer Interpolation errechnet.

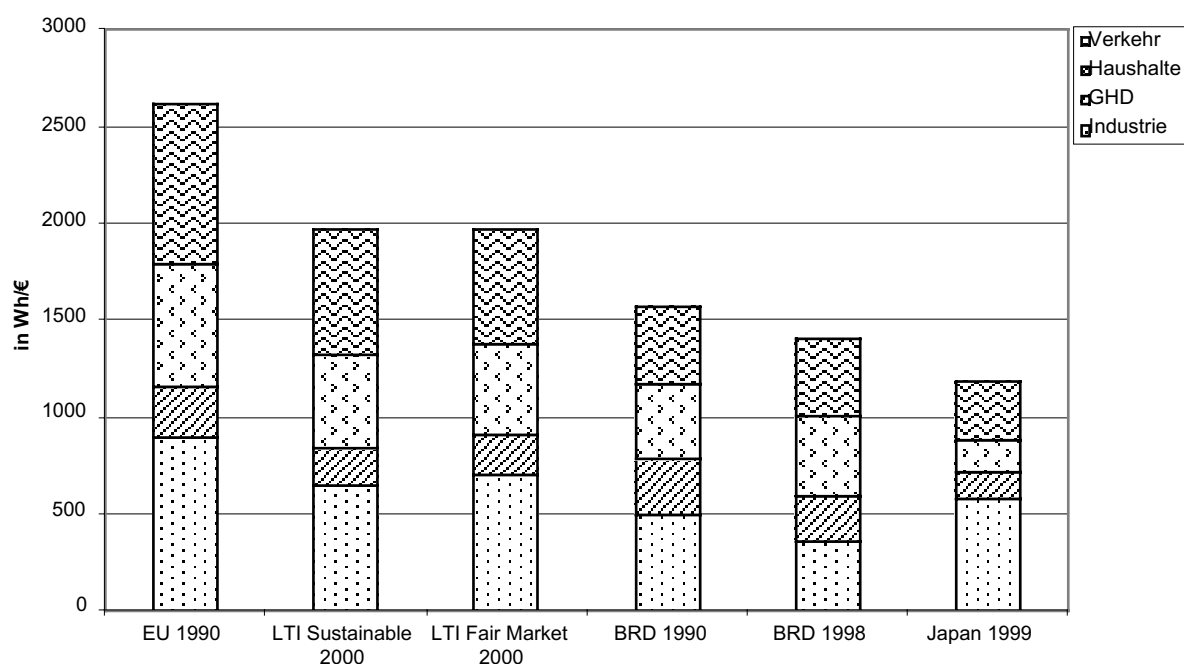


Abbildung 7-2 : Anfänglicher Endenergieverbrauch der Studien, bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt

Die allgemein als höher erachtete Energieeffizienz Japans schlägt sich nicht im Endenergieverbrauch per Capita nieder und ist ähnlich dem bundesdeutschen Pro-Kopf-Verbrauch. Ein deutlich höherer Verbrauch liegt in dem industriellen Sektor. Im Haushaltssektor und in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen liegt der Pro-Kopf-Verbrauch deutlich unter den bundesdeutschen Werten, während die Werte im Verkehrssektor in etwa gleichauf liegen.

Auch der Vergleich des wertschöpfungsbezogenen Endenergieverbrauchs weist nicht auf die vermutete, höhere Energieeffizienz im industriellen Sektor Japans hin. Der Energieeinsatz pro erwirtschaftetem Euro fällt auch in diesem Vergleich deutlich höher aus als in der BRD, liegt aber unter den Werten für die EU 15. Vergleichsweise gering fällt der Endenergieverbrauch in den Sektoren Haushalte und Gewerbe, Handel & Dienstleistungen aus. Auch der Verkehrssektor weist geringere Werte auf als in der EU 15 und der BRD

Tabelle 7-2 : Anfänglicher Endenergieverbrauch der Studien, bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt.

Wh/€	EU 1990	LTI- Sustainable 2000	LTI-Fair- Market 2000	BRD 1990	BRD 1998	Japan 1999
Indus- trie	892	645	704	494	355	573
GHD	260	188	204	283	233	141
Haus- halte	640	481	466	396	411	170
Ver- kehr	818	656	589	395	399	303
Gesam- t	2610	1969	1963	1568	1398	1187

7.1.2 Übersicht der Annahmen der Effizienzmodelle:

In den Szenarien wurden sehr verschiedene Annahmen zur Effizienzsteigerung, zur Ressourcenproduktivität und zum Lebensstil gemacht:

- LTI-Sustainable:

Im Sustainable-Szenario der LTI-Studie wird grundsätzlich von einer Entwicklung zu einer nachhaltigkeitsorientierten Gesellschaft ausgegangen. Kernpunkte der Annahmen sind die Erhöhung der Ressourcenproduktivität und eine Recycling-Quote von 50%, die bis zum Jahr 2050 zu einer Verringerung des Rohstoffverbrauchs um den Faktor 8 führen. Dieser Umstieg wird durch die gemeinsame Verwendung von Gütern, wie z.B. gemeinsame Benutzung von Autos, Werkzeugen, etc., und durch Produkte mit längerer Lebensdauer und verbesserter Reperaturfähigkeit unterstützt. Damit einhergehend findet eine Verschiebung vom industriellen Sektor in den Dienstleistungsbereich statt.

Das Sustainable-Szenario ist das einzige, in dem Lebensstilveränderungen angenommen werden, die zu einer Senkung der Nachfrage nach bestimmten Produkten führen.

Die technische Ausrüstung im Jahr 2050 entspricht in diesem Modell einer Annahme der besten verfügbaren Technologie des Jahres 2020. Im Gebäudebereich wird von einer deutlich verbesserten Wärmedämmung der Gebäude –

sowohl im Neubau-Bereich als auch durch verstärkte Sanierung von Altbauten – ausgegangen. Hochtemperaturwärme wird, wo möglich, durch Niedertemperaturwärme ersetzt.

Marktanreize spielen bei der Entwicklung keine Rolle, es wird aber die Abhängigkeit der Umsetzung von der Akzeptanz der Maßnahmen in der Bevölkerung berücksichtigt. Aufgrund der Verschärfung der - aus der jetzigen Art der Energieerzeugung und der fortschreitenden Erschöpfung der Ressourcen - resultierenden Probleme wird im Sustainable Szenario von einem wachsenden Problembewusstsein in weiten Teilen der Bevölkerung ausgegangen.

- LTI Fair Market:

Im Fair Market-Szenario der LTI-Studie wird von einer rein marktbestimmten Entwicklung ausgegangen. Es wird aber ein entzerrtes Marktumfeld angenommen, in dem auch die externen Kosten der Energieerzeugung berücksichtigt werden. Gestützt auf eine wachsende Akzeptanz der Bevölkerung hinsichtlich der Einbeziehung externer Kosten in die Marktpreise werden die Technologien zur Nutzung regenerativer Energie so im Laufe der Zeit auch ökonomisch zur sinnvollsten Lösung.

- Die RRO-Szenarien der Enquete-Kommission

Die Modellierung der Effizienzpotenziale innerhalb der Szenarien der Enquete-Kommission folgte einem weit gefassten Ansatz. Die Umorientierung hin zu einer nachhaltigeren Energieversorgung wird hier nicht nur durch die technologische Entwicklung, sondern auch durch die finanzielle Belastbarkeit des Wirtschaftsgefüges limitiert.

Die Entwicklung findet in den Szenarien der Enquete jedoch hauptsächlich unter marktwirtschaftlichen Bedingungen statt. In den gerechneten Szenarien wurden die unter bestimmten Rahmenbedingen „wirtschaftlichen“ Technologien eingeführt.

In den RRO-Szenarien wird von einer beträchtlichen Steigerung des Bruttozonalproduktes, d.h. einem starken Wachstum der verschiedenen Sektoren, ausgegangen.

- Energy Rich Japan

Das Effizienzmodell der Studie Energy Rich Japan bezieht weder zukünftige technologische Entwicklungen noch marktwirtschaftliche Faktoren zur Ermitt-

lung der Effizienzpotenziale ein. Es werden nur heute „beste“ verfügbare Technologien und die maximale Ausnutzung bereits aufgezeigter Effizienzpotenziale eingeführt. Dieser Ansatz liefert demnach ein Bild des heute Machbaren.

Im ERJ-Modell wird von einem Status Quo der japanischen Wirtschaft ausgegangen, d.h. es finden keine Änderungen des Lebensstils und des Bruttosozialproduktes statt.

Die hier besprochenen Szenarien decken mit den unterschiedlichen Annahmen und Modellansätzen ein weites Feld innerhalb der Untersuchung nachhaltiger Energieversorgung ab. Doch gleich welcher Gesichtspunkt im Vordergrund der Untersuchung steht - sei es nun der marktwirtschaftliche Aspekt, das technologisch Machbare oder auch eine gesamtgesellschaftliche Umorientierung -, bilden die Szenarien aufgrund der in den Modellen enthaltenen Restriktionen und eher vorsichtigen Abschätzungen robuste Pfade hinsichtlich der aufgezeigten Möglichkeiten ab.

7.1.3 Resultierende Energienachfrage

Deutliche Unterschiede ergeben sich aufgrund der unterschiedlichen Annahmen aus den Berechnungen der Effizienzmodelle der verschiedenen Szenarien.

Die Betrachtung der ermittelten Einsparpotenziale spiegelt deutlich die unterschiedlichen Annahmen und Ausgangslagen wider.

Den größten Rückgang des Endenergieverbrauchs zeigen die beiden Szenarien der LTI-Studie. Der Grund hierfür liegt im unterschiedlichen technologischen Stand der Länder der EU 15 zum Zeitpunkt der Studiererstellung. Die Annahme, dass bis zum Jahr 2050 ein einheitlicher technologischer Stand in den Mitgliedsländern erreicht wird, zeigt sich besonders im Bereich der Haushalte und im industriellen Sektor. Hier werden Einsparpotenziale ermittelt, die weit über denen der anderen Studien liegen.

Besonders im Bereich der Haushalte und im industriellen Sektor fallen die Einsparungen bedeutend höher aus als in den übrigen Szenarien.

Bei den erwarteten Einsparungen im Verkehrssektor zeigt sich ein sehr gemischtes Bild. Die aufgezeigten Einsparungen reichen von etwa 30% bis 87%, wenn man das Referenz-Szenario der Enquete-Kommission aussen vor lässt.

Die der Entwicklung zu Grunde gelegten Annahmen sind sehr unterschiedlich. Dies betrifft sowohl die erwarteten Verschiebungen zwischen den unterschiedlichen Ver-

kehrsträgen als auch die angenommenen Flottenverbräuche und den Umstieg auf andere Treibstoffe, beispielsweise Strom und Wasserstoff.

Im Sustainable-Szenario bei LTI wird von einer massiven Abschwächung im Luftverkehr ausgegangen. Es wird auch insgesamt eine Entwicklung zu weniger Reiseverkehr angenommen, der dann zu gleichen Teilen auf öffentliche Verkehrsmittel, Zugreisen und private PKW entfallen soll. Auch beim Individualverkehr wird mit einem deutlichen Rückgang gerechnet.

Das Fair Market-Szenario geht demgegenüber speziell beim Freizeit und Reiseverkehr von einer starken Zunahmen aus. Nur geringe Änderungen werden in den übrigen Verkehrsbereichen erwartet. Aufgrund der Internalisierung der externen Kosten wird aber ab etwa 2010 insgesamt von einer deutlichen Abschwächung des Wachstums im Verkehrssektor ausgegangen. Die aufgezeigten Einsparungen ergeben sich aus den realisierten, ökonomischen Einsparpotenzialen.

In den RRO-Szenarien der Enquete wird von einem generellen Trend zu Bus, Bahn und Schiffen ausgegangen. Parallel dazu werden Verbrauchsreduktionen bei allen Verkehrsmitteln erzielt. Im Bereich des straßengebundenen Verkehrs wird auch ein Umstieg auf alternative Treibstoffe wie Biomasse - deren Anteil bis 2030 auf 30% ansteigen soll - und ab ca. 2020 auch verstärkt auf Wasserstoff angenommen, dessen Anteil in 2050 mit 24% erwartet wird.

In der ERJ-Studie werden keinerlei Veränderung des Verkehrsaufkommens oder der verstärkte Umstieg auf andere Verkehrsträger erwartet. Alle dort aufgezeigten Einsparungen ergeben sich aus technischen Verbesserungen und der Einführung alternativer Treibstoffe bzw. Antriebskonzepte, beispielsweise Wasserstoff und Brennstoffzellen.

Tabelle 7-3 : In den Szenarien erwartete Minderung des Flottenverbrauchs bei neuen PKW

Studie / Szenario	PKW (Liter Benzinäquivalent)
LTI Sustainable Szenario	2
LTI Fair Market Szenario	?
Enquete-BT RRO Szenarien	3
ERJ Target	2,5

Tabelle 7-4 : Einsparpotenziale beim absoluten Endenergieverbrauch innerhalb der verschiedenen Sektoren verglichen mit den Anfangsverbräuchen.

	LTI		Enquete-BT				ERJ
	Sust.	Fair Market	REF	RRO-WI	RRO-IER	RRO-IER V2	Target
	2000-2050	2000-2050	1998-2050	1998-2050	1998-2050	1998-2050	
Industrie	-60%	-67%	-4%	-28%	-36%	-54	-38%
GHD	20%	-53%	-12%	-40%	-33%	-32	-54%
Haushalte	-64%	-66%	-20%	-51%	-40%	-47	-54%
Verkehr	-87%	-53%	-15%	-58%	-38%	-30	-70%
Gesamt:	-63%	-61%	-13%	-45%	-37%		-50%

Die vergleichsweise hohen Einsparpotenziale in den Szenarien der LTI-Studie sind grundsätzlich mit der Ausgangslage der untersuchten Region erklärbar. Innerhalb der EU 15 bestehen – und dies gilt insbesondere für die Zeit der Studiererstellung - erhebliche Unterschiede hinsichtlich der technischen Ausstattung in allen Sektoren. Abweichungen ergeben sich aber aufgrund der unterschiedlichen Methodik der Potenzialermittlung. Besonders ausgeprägt treten die Unterschiede bei der Einschätzung des Endenergieverbrauchs bei Gewerbe, Handel & Dienstleistungen zu Tage. Hier geht das Sustainable-Szenario von einem Zuwachs um etwa 20% aus – resultierend aus einer Verschiebung von der industriellen Produktion in den Servicebereich -, während das Fair Market-Szenario in etwa eine Halbierung des Verbrauchs erwarten lässt.

Auch in den RRO-Szenarien der Enquete-Kommission führen die unterschiedlichen Modellansätze des WI und des IER zu abweichenden Potenzialeinschätzungen. Während das WI die möglichen Einsparungen in den Sektoren GHD, Haushalte und Verkehr höher einschätzt, sieht das IER höhere Reduktionsmöglichkeiten als das WI. Das Modell des IER folgt einem rein kostenoptimierten Ansatz. Demgegenüber bezieht das Modell des WI auch Überlegungen hinsichtlich der Umsetzbarkeit der Maßnahmen ein.

Die in der ERJ-Studie identifizierten Einsparpotenziale fallen in allen Sektoren höher aus, als bei den Arbeiten der Enquete-Kommission. Bei ERJ wurden zur Bestimmung der Potenziale nur technologische Aspekte berücksichtigt, während Systemkosten

oder gesellschaftliche Veränderungen keine Berücksichtigung fanden. Die Einsparungen ergeben sich in diesem Modell aus der Einführung der heute besten verfügbaren Technologie und repräsentieren dementsprechend den Stand des heute Möglichen.

7.1.4 Nachfrage nach Elektrizität

Betrachtet man den gerade bei hohen Anteilen regenerativer Energieträger als besonders kritisch angesehenen Elektrizitätssektor, so fallen die Unterschiede zwischen den drei Studien noch deutlicher aus.

Gerade Japan weist hier bei dem aktuellen Pro-Kopf-Verbrauch die mit Abstand höchsten Werte auf (860 W/cap). Deutlich darunter liegt der Verbrauch in der BRD (ca. 660 W/cap) und der EU15.

Bezieht man den Elektrizitätsverbrauch auf das Bruttoinlandsprodukt, so rücken die Verbrauchswerte deutlich enger zusammen. Japan weist einen annähernd gleichen Verbrauch auf wie die BRD. Die Entwicklung innerhalb der Szenarien der LTI-Studie verdeutlicht den zu Grunde gelegten Trend der innereuropäischen Angleichung.

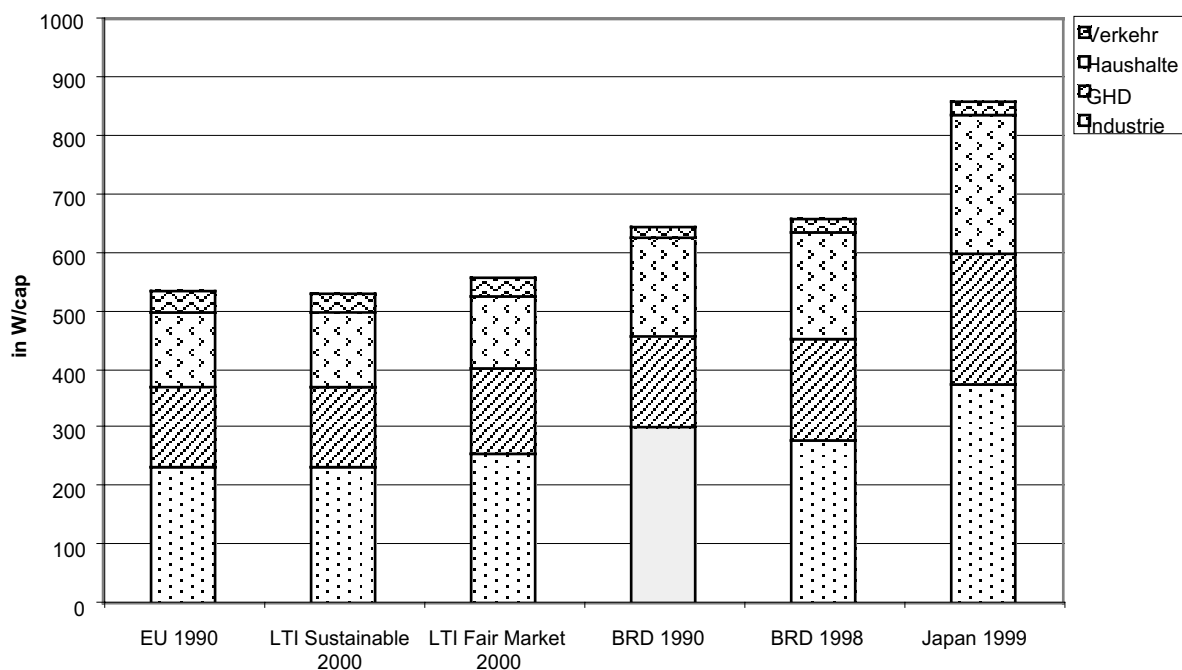


Abbildung 7-3 : Anfänglicher Pro-Kopf-Stromverbrauch der Szenarien

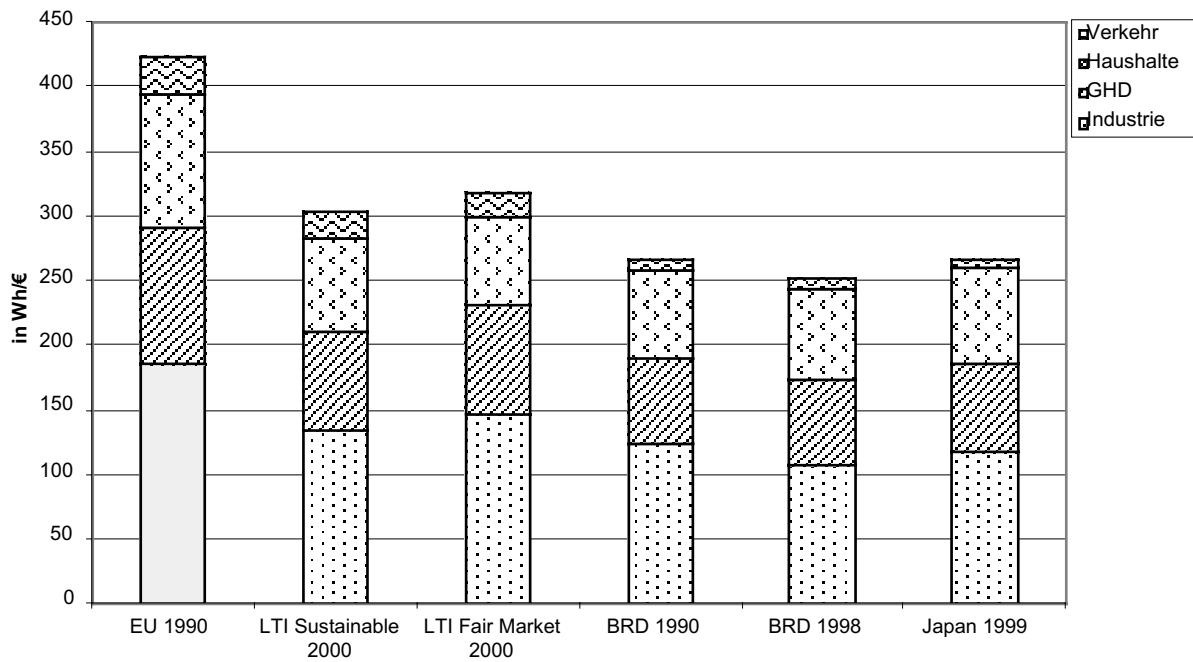


Abbildung 7-4 : Anfänglicher Stromverbrauch der Szenarien bezogen auf das BIP

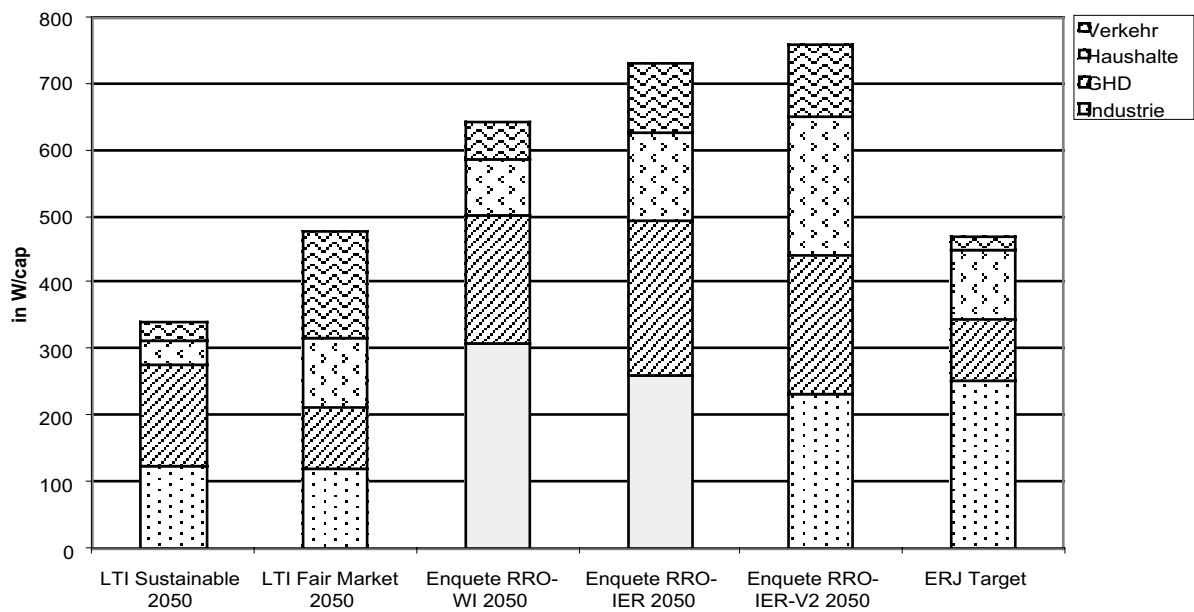


Abbildung 7-5 : Stromverbrauch per capita der Studien laut jeweiligem Effizienzmodell

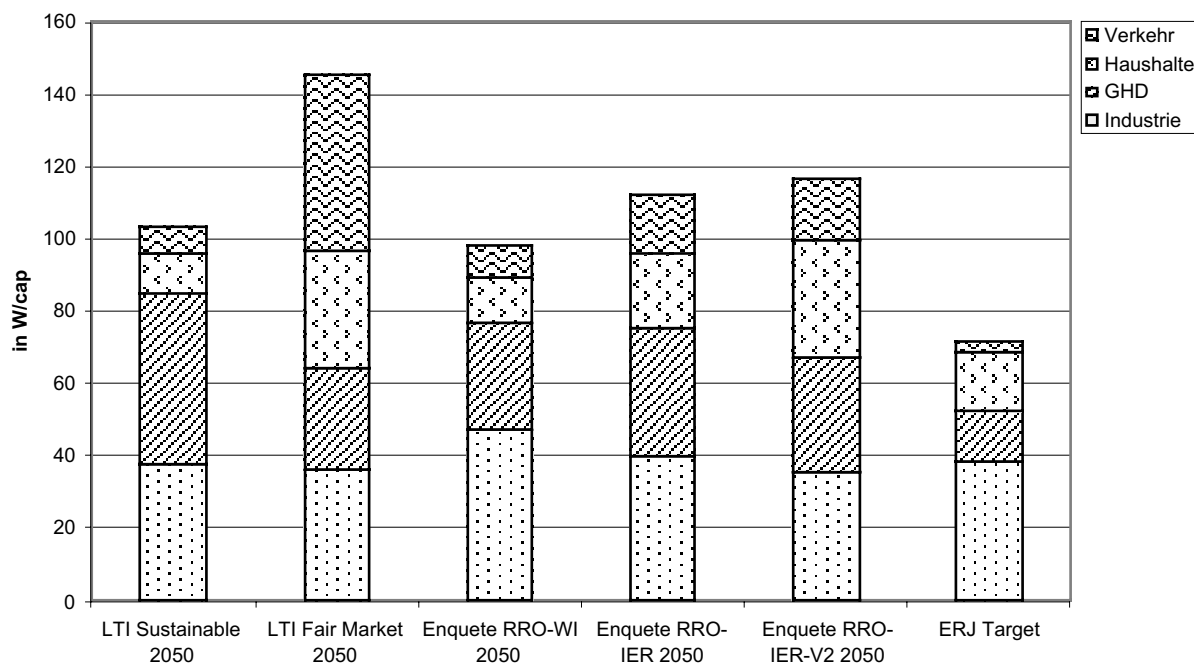


Abbildung 7-6 : Stromverbrauch per BIP der Studien laut jeweiligem Effizienzmodell

Die Effizienzmodelle in der LTI- und ERJ-Studie führen zu einem deutlichen Rückgang des pro Kopf verbrauchten Stroms. Demgegenüber liefern die Modelle der RRO-Szenarien der Enquete-Kommission aufgrund des steigenden Bruttosozialproduktes im Mittel der beiden Szenarien einen Verbrauchszuwachs für das Jahr 2050. Während das Modell des WI einen leichten Rückgang erwarten lässt, kommt es laut Modellrechnung des IER zu einem deutlichen Mehrverbrauch.

Das in allen Szenarien erwartete stetige Wachstum des BIP führt dazu, dass es bei dieser Darstellung zu einem deutlichen Rückgang des spezifischen Stromverbrauchs kommt.

Die größte Reduktion liefert das Effizienzmodell der ERJ-Studie mit einem Rückgang von ca. 71%, gefolgt vom Sustainable-Szenario bei LTI (66%) und dem RRO-Szenario des WI (61%).

Bei der Betrachtung der einzelnen Sektoren zeigen sich wieder deutlich die unterschiedlichen Ansätze und Annahmen der Modelle. Besonders auffällig sind die erwarteten Verbrauchsänderungen im Verkehrssektor. Dies liegt insbesondere an den abweichenden Annahmen bezüglich der Verteilung des Verkehrsaufkommen auf private und öffentliche Verkehrsmittel und den gravierenden Unterschieden hinsichtlich des Treibstoffs zukünftiger strassengebundener Fahrzeuge. Im Fair Market-Szenario und den RRO-Szenarien des IER spiegelt sich die Erwartung, dass besonders im Ver-

kehrssektor eine Verschiebung weg von Brennstoff konsumierenden Fahrzeugen und hin zu einem höheren Anteil an Elektrofahrzeugen stattfinden wird.

Stromanteil am Endenergieverbrauch in den Szenarien

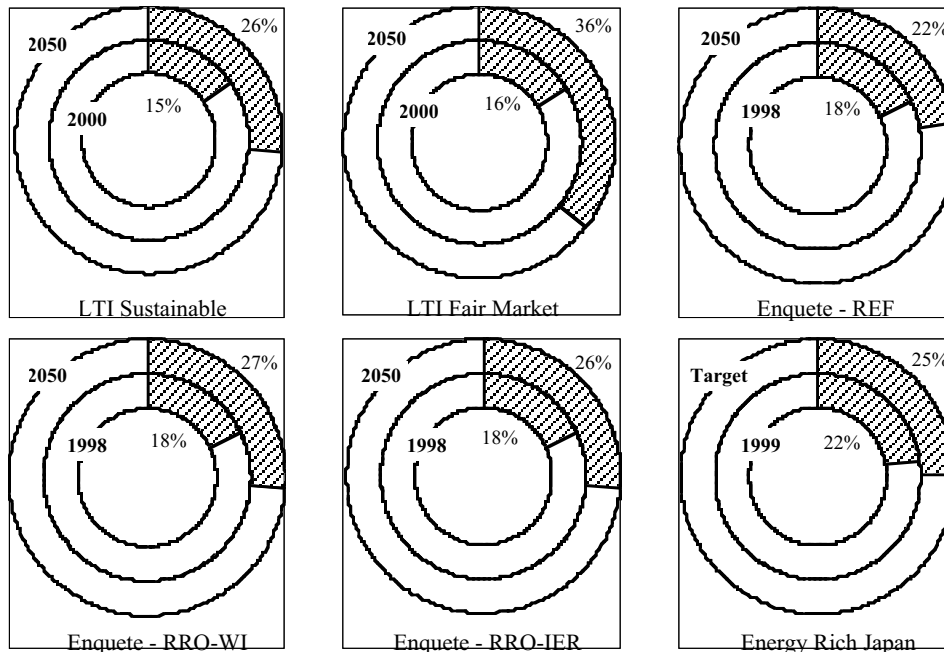


Abbildung 7-7 : Stromanteil am Endenergieverbrauch zu Anfang und nach Effizienzmodell der Studien.

Die Modelle des LTI Sustainable-Szenario, das RRO-Szenario des WI und die ERJ-Studie gehen demgegenüber nicht von einem starken Trend zu Elektrofahrzeugen, sondern von der weitgehenden Ausschöpfung der schon aufgezeigten Einsparpotenziale bei bestehender Technik und der Einführung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen aus.

Insgesamt betrachtet führen die Annahmen aller Szenarien aber zu einem ansteigenden Anteil von Elektrizität am gesamten Endenergieverbrauch. Besonders stark ausgeprägt ist diese Verschiebung im Fair Market-Szenario der LTI Studie, die den Anteil von Strom bei etwa einem Drittel im Jahr 2050 sieht. Die übrigen Nachhaltigkeitsszenarien sehen den Stromanteil bei ca. einem Viertel des Endenergiebedarfs.

7.1.5 Wärmebedarf

Der überwiegende Bedarf an Endenergie entfällt, trotz steigender Anteile des Stroms, auf Wärme und Brennstoffe. In den Szenarien der Enquete wurde der Wärmebedarf nicht gesondert ausgewiesen, so dass hier zum Vergleich der Einsparpotenziale für die Szenarien der Enquete nur der Endenergiebedarf ohne Strom als verlässlicher Wert angesehen werden kann. Zum besseren Vergleich wurden die Werte für den

Wärmebedarf anhand des Verhältnisses von Endenergie ohne Strom zum Wärmebedarf der anderen Szenarien abgeschätzt.

Dazu wurde der Mittelwert aus dem Verhältnis von Endenergieverbrauch (ohne Stromanteil) zum Wärmebedarf der Szenarien bei LTI und ERJ gebildet und mit diesem Faktor der Wärmeanteil der Enquete-Szenarien abgeschätzt. Bei den Verbrauchswerten nach den jeweiligen Effizienzmodellen wurde jedoch das Fair Market-Szenario nicht zur Mittelwertbildung herangezogen, da das Verhältnis von Endenergie (ohne Stromanteil) zum Wärmebedarf zu stark von den beiden anderen Szenarien und dem ursprünglichen Verhältnis abweicht. Der Grund dafür liegt in der starken Substitution anderer Energieformen durch Elektrizität, die so in keinem der anderen Szenarien zu beobachten ist.

Der anfängliche Pro-Kopf-Verbrauch ohne Strom liegt in den Szenarien bei LTI und ERJ in etwa gleich auf. Der Anteil an Wärme liegt in Japan jedoch deutlich über dem Wärmeanteil in der EU. Die bundesdeutschen Werte fallen deutlich höher aus. Der Vergleich von BRD und Japan weist auf die in der ERJ Studie auch festgestellte geringere Zahl von Heizgradtagen in Japan hin. Dies erklärt auch den Unterschied zu den LTI-Studien.

Nach Einführung der Effizienzmaßnahmen werden in den Szenarien der LTI-Studie die mit Abstand geringsten Verbrauchswerte erreicht. Auffallend sind die sehr unterschiedlichen Einschätzungen bezüglich des Wärmebedarfs. Hier führen die unterschiedlichen Annahmen im Fair Market-Szenario zu einem Wärmebedarf, der weniger als die Hälfte des Bedarfs im Sustainable-Szenario ausmacht. Ein wesentlicher Grund hierfür ist wohl die verstärkte Verwendung elektrischer Wärmeerzeuger.

Tabelle 7-5 : Endenergieverbrauch ohne Strom und Wärmebedarf in den Szenarien. Wert für Wärme mit dem Mittelwert der Szenarien von LTI und ERJ berechnet.

in W / cap	LTI Sustainable 2000	LTI Fair Market 2000	BRD 1998*	Japan 1999
Endenergie ohne Strom	2913	2876	3622	2961
Wärme	1800	1877	2349	2007
Verhältnis EE (ohne Strom) zu Wärme	1,62	1,53	1,54	1,48

Tabelle 7-6 : Endenergieverbrauch ohne Strom und Wärmebedarf in den Szenarien nach Anwendung des Effizienzmodells. Wärmeanteil mit den Mittelwerten aus LTI Sustainable und ERJ berechnet

in W / cap	LTI Sustainable 2050	LTI Fair Markt 2050	Enquete - RRO-WI 2050*	Enquete-RRO-IER 2050*	Enquete-RRO-IER-V2 2050*	ERJ Target
Endenergie ohne Strom	947	855	1772	2033	1994	1429
Wärme	618	279	1212	1391	1364	1027
Verhältnis EE (ohne Strom) zu Wärme	1,53	3,06	1,46	1,46	1,46	1,39

Tabelle 7-7 : Endenergieverbrauch ohne Strom und Wärmebedarf in den Szenarien nach Anwendung des Effizienzmodells. Wärmeanteil mit den Mittelwerten aus LTI Sustainable und ERJ berechnet

in Wh / €	LTI Sustainable 2050	LTI Fair Market 2050	Enquete -RRO-WI 2050*	Enquete-RRO-IER 2050*	Enquete-RRO-IER-V2 2050*	ERJ Target
Endenergie ohne Strom	290	261	272	312	306	407
Wärme	189	85	186	213	209	293
Verhältnis EE (ohne Strom) zu Wärme	1,53	3,06	1,46	1,46	1,46	1,39

Beim ERJ-Projekt und stärker noch in den Szenarien der Enquete-Kommission liegen die erreichten Verbrauchswerte deutlich über denen beider LTI-Szenarien. In der Relation stellt der im ERJ-Szenario ermittelte Verbrauch etwa einen Mittelwert zwischen dem Sustainable-Szenario und dem Durchschnitt der RRO-Szenarien dar.

Beide Szenarien der LTI-Studie zeigen eine mögliche Einsparung von mehr als zwei Dritteln auf. Das Fair Market-Szenario zeigt besonders hohe Einsparungen beim Wärmebedarf (-85%).

Das RRO-Szenario des Wuppertal Instituts und das Effizienzmodell der ERJ-Studie lassen etwa eine Halbierung des Bedarfs an Wärme und Brennstoffen erkennen. Etwas niedriger fallen die erwarteten Einsparungen in den RRO-Szenarien des IER aus, die bei Werten um 45% liegen.

Tabelle 7-8 : Vergleich der Einsparpotenziale bei der Endenergie (ohne Strom) und dem Wärmebedarf

in %	LTI Sustainable	LTI Fair Market	Enquete-RRO-WI 2050	Enquete-RRO-IER 2050	Enquete-RRO-IER-V2 2050	ERJ Target
Endenergie ohne Strom	-67%	-70%	-51%	-44%	-45%	-52%
Wärme	-66%	-85%	-48%	-41%	-42%	-49%

Die hier untersuchten Szenarien weisen in der Ermittlung der Einsparpotenziale einen grundsätzlichen Unterschied auf. Die Szenarien der LTI und ERJ-Studien folgen hinsichtlich der Effizienzpotenziale einem Ansatz der konsequenten Ausrichtung auf eine nachhaltige Entwicklung. Das LTI-Sustainable-Szenario und das ERJ-Szenario stützen sich dabei auf das technologisch Machbare, während das Fair Market-Szenario bei LTI eher die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen berücksichtigt, dabei jedoch von einer entzerrten Marktentwicklung durch die Internalisierung externer Kosten ausgeht. Bemerkenswert ist, dass beide bei LTI verfolgten Ansätze zu etwa gleich hohen Gesamteinsparungen führen. Die faire Bewertung der Kosten führt also dazu, dass die technologisch möglichen Maßnahmen in den Bereich der Wirtschaftlichkeit gelangen.

Die Szenarien der Enquete-Kommission legen eine marktbestimmte Umsetzung der Maßnahmen zur Effizienzsteigerung zu Grunde, lassen die externen Kosten aber außen vor. Dieser Ansatz führt zu geringeren identifizierten Einsparpotenzialen.

Interessant ist in dieser Hinsicht der Vergleich der RRO-Szenarien der Enquete mit dem Fair Market-Szenario bei LTI. Hier zeigt sich, dass ein Marktumfeld, bei dem die externen Kosten nicht beachtet werden, zu einer den externen Kosten nach nicht gerechtfertigten Benachteiligung der Effizienzmaßnahmen führt.

Trotz der deutlichen Unterschiede ist über alle Szenarien hinweg ein einheitlicher Trend zur Zunahme des Stromanteils am Endenergieverbrauch erkennbar. Das Ausmaß dieses Anstiegs wird dabei weitgehend von den im Verkehrssektor getroffenen Annahmen der Szenarien bestimmt.

Es zeigt sich aber, dass alle Szenarien von einem auch zukünftig hohen Anteil der Wärme am Endenergiebedarf ausgehen. Dies bedeutet, dass gerade im Gebäudebereich dringender Handlungsbedarf besteht. Aufgrund der hohen Lebensdauer wer-

den viele der heute bestehenden Gebäude auch in fünfzig Jahren noch genutzt werden. Eine deutliche Verringerung des Wärmebedarfs erfordert also einen verstärkten Zwang zur energetischen Sanierung des Altbaubestandes, da die anvisierten Einsparungen nur durch Neubautätigkeit trotz deutlich höherer Wärmedammstandards nicht zu erreichen sind.

7.2 Energieversorgung

7.2.1 Elektrizitätsversorgung

Der Ansatz der Modelle in Bezug auf die Einschätzung bzw. Ermittlung der mit der jeweiligen Technologie erreichbaren spezifischen Stromproduktion und die Optimierungsparameter für das Versorgungssystem haben entscheidenden Einfluss auf die installierten Leistungen.

Der LTI-Studie und den Szenarien der Enquete-Kommission liegen Potenzialeinschätzungen für die jeweiligen Technologien und Regionen zu Grunde. Die dafür verwendeten Werte - z.B. für Solarstrahlung und Windgeschwindigkeiten – stammen in der Regel aus Strahlungs- und Windkarten. Die darin enthaltenen Werte repräsentieren meist langjährige Mittelwerte und haben eine begrenzte räumliche Auflösung. Dadurch ist es weder möglich, eine Aussage über die zeitliche Varianz der Energieproduktion zu treffen, noch können regionale Unterschiede hinreichend berücksichtigt werden. Bei der Planung des Versorgungssystems bestehen so Unsicherheiten, die in der Tendenz zu höheren installierten Leistungen bzw. größeren Reservekapazitäten führen können.

Bei der ERJ-Studie wurde eine dynamische Simulation des elektrischen Systems - basierend auf realen Wetterdaten aus dem Jahr 1999 in stündlicher Auflösung – zur Planung des elektrischen Versorgungssystems verwendet. Dies ermöglicht aufgrund der hohen Anzahl von Wetterstationen sowohl eine hohe räumliche Auflösung als auch die Erfassung der Dynamik des Systems.

Auch die unterschiedlichen Gesichtspunkte der Optimierung des Systems haben einen erheblichen Einfluss auf den Technologiemix des Versorgungssystems.

In den Szenarien der LTI-Studie wurde von einem hohen Bedarf an Reservekapazitäten für die Stromproduktion aus fluktuierenden Quellen ausgegangen. Im Sustainable-Szenario werden ca. 40%, im Fair Market-Szenario sogar 50% des erzeugten Stroms direkt zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt. Dementsprechend hoch fallen

die installierten Leistungen bei Windkraft, Photovoltaik und solarthermischen Kraftwerken aus.

Tabelle 7-9 : Kraftwerkskapazitäten bei LTI, Enquete-BT, ERJ

Erzeugungskapazitäten	LTI		Enquete				ERJ
	W / cap	Sust.	Fair Market	REF	RRO WI	RRO-IER	
	2050	2050	2050	2050	2050	2050	Target
Öl / Kohlen			726,0	80,8		14,1	
Erdgas			346,0	509,0	441,6	266,0	
Wasserkraft	465,9	519,4	151,6	86,2	157,8	157,8	188,0
Pumpspeicher						0,0	192,5
Wind	629,4	1092,5	405,5	516,2	860,5	860,5	451,7
Photovoltaik	1103,5	1568,2	141,9	137,1	171,3	771,7	481,6
Solarthermische Kraftwerke	430,5	318,5				0,0	
Biomasse/H2	78,6	939,2	118,0	454,9	589,3	1170,6	198,7
Geothermie						0,0	201,4
Summe	2708,0	4437,8	1888,8	1784,1	2220,4	3240,7	1714,1

Dies schlägt sich deutlich im Verhältnis der fluktuierenden zu den nicht fluktuierenden Energieerzeugern nieder. Im Sustainable-Szenario beträgt der Installationsumfang der fluktuierenden Erzeuger das Vierfache der nicht fluktuierenden. Bei den 50%-Szenarien der Enquete-Kommission liegt die installierte Kapazität der fluktuierenden unterhalb der Werte der nicht fluktuierenden (RRO-WI 0,6 : 1 und RRO-IER 0,9 : 1). Bei den Vollversorgungs-Szenarien ist der Installationsumfang beider Arten von Energieerzeugern in etwa gleich auf (1 : 1 bei RRO-IER und 1,2 : 1 bei ERJ).

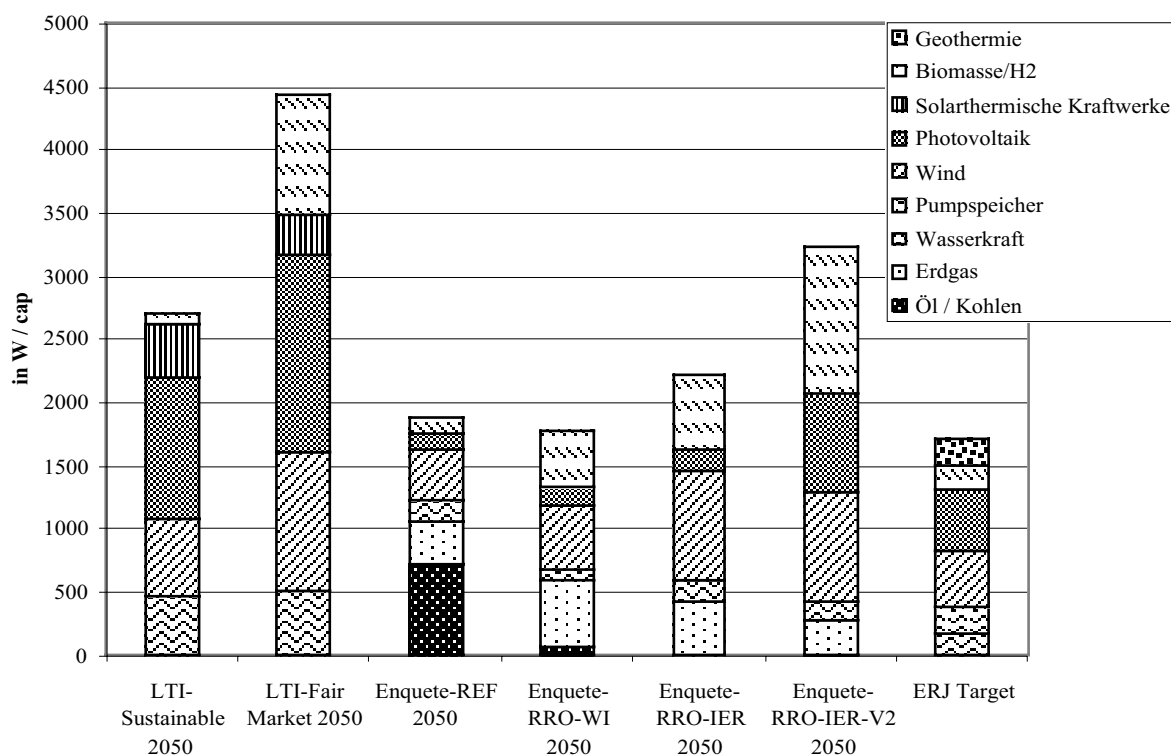


Abbildung 7-8 : Kraftwerkskapazitäten bei LTI, Enquete-BT, ERJ

Tabelle 7-10 : Verhältnis fluktuierender zu nicht fluktuierenden Stromerzeugern in den Versorgungssystemen der Szenarien.

LTI-Sustainable	LTI-Fair Market	Enquete-REF	Enquete-RRO-WI	Enquete-RRO-IER	Enquete-RRO-IER-V2	ERJ
4,0 : 1	2,0 : 1	0,4 : 1	0,6:1	0,9 : 1	1,0 : 1	1,2 : 1

Aus dem Verhältnis lässt sich gut der Ansatz der Szenarien erkennen. Innerhalb der LTI-Szenarien wird der Ungewissheit gegenüber dem Ausmaß und dem zeitlichen Auftreten von Fluktuationen in der Stromerzeugung mit einer Erhöhung der installierten Kapazitäten begegnet. Die dadurch in Kauf genommenen hohen Überschüsse werden zur Wasserstoffherzeugung eingeplant. Der so gewonnene Wasserstoff fließt jedoch im Sustainable-Szenario nur zu geringen Anteilen wieder in die Stromerzeugung ein. So steht der größte Teil als Brennstoff für andere Anwendungen zur Verfügung. Im Fair Market-Szenario wird der überwiegende Teil des erzeugten Wasserstoffs wieder für die Stromerzeugung genutzt. Hier muss jedoch bedacht werden, dass von einem hohen Anteil von Elektrofahrzeugen im Verkehrssektor ausgegangen wird, dem der Wasserstoff so - über den Umweg des elektrischen Netzes - zugute kommt.

In den beiden übrigen 100%-Szenarien (RRO-IER-V2 und ERJ) halten sich die fluktuierenden und nicht fluktuierenden Stromerzeuger in etwa die Waage. Im RRO-Szenario sind etwa 8% der gesamten installierten Leistung Erdgaskraftwerke, die als Reservekapazität zum Ausgleich der Fluktuationen genutzt werden. Auch fällt die spezifische installierte Leistung insgesamt deutlich höher aus als in der ERJ-Studie, was - wie bei LTI auch - auf Unsicherheiten bezüglich des Einflusses der Fluktuationen hindeutet. In der ERJ-Studie konnte der Einfluss der Fluktuationen aufgrund der Simulation recht zuverlässig ermittelt werden. Zwar ist das Verhältnis der fluktuierenden und nicht fluktuierenden Erzeuger fast identisch mit dem des 100%-RRO-Szenarios. Die spezifische installierte Leistung fällt jedoch aufgrund der Optimierung des Gesamtsystems deutlich geringer aus.

Bei beiden 50%-RRO-Szenarien liegt der Anteil der fluktuierenden Erzeuger bei weniger als der Hälfte der insgesamt installierten Leistung. Doch auch hier wurde bereits durch einen hohen Anteil an Biomasse seitens der Regenerativen, auf die Minimierung der fluktuierenden Erzeuger hingearbeitet.

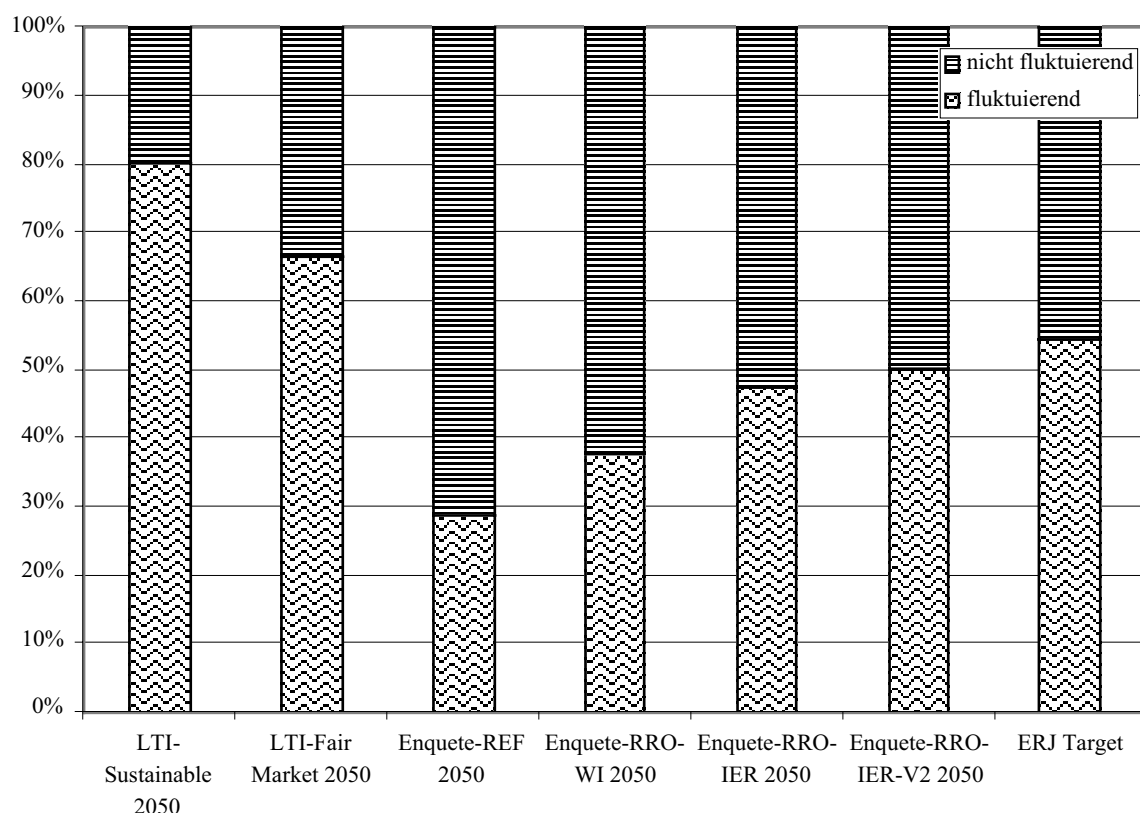


Abbildung 7-9 : Anteil fluktuierender Stromerzeuger in den Versorgungssystemen der Szenarien.

Innerhalb der Szenarien der Enquete erfolgte die Optimierung maßgeblich hinsichtlich der geforderten Reduktion der CO₂-Emissionen und unter wirtschaftlichen

Aspekten^{<30>}. Als Folge daraus werden vorrangig die Potentiale der kostengünstigeren Technologien – hier also Windkraft, Wasserkraft und Biomasse auf Seiten der Regenerativen – erschlossen, während die unwirtschaftlicheren Technologieoptionen erst bei Erreichung der als gesichert angesehenen Potentialgrenzen der Kostengünstigeren verwendet werden. Interessant ist unter diesem Aspekt die installierte Leistung der Photovoltaik. Im RRO-Szenario des WI liegt die Verwendung der Photovoltaik noch unter dem Wert des Referenz-Szenarios der Enquete, bei dem Szenario des IER liegt der Installationsumfang um lediglich etwa 30 W/cap höher. Interessant ist in dieser Hinsicht auch der direkte Vergleich der installierten Leistung bei der Windkraft und der Photovoltaik in den RRO-Szenarien der Enquete und bei ERJ. Trotz der deutlich kleineren Potenziale in Deutschland überschreitet die installierte Leistung der Windenergie bei weitem die Werte des ERJ-Szenarios. In den Szenarien der Enquete geht diese Entwicklung zu Lasten der Photovoltaik, deren Installationsumfang bei ERJ bedeutend höher ausfällt.

Dadurch bleiben die heute teureren Technologien natürlich auch langfristig teurer, da die Preisreduktion einer Lernkurve folgt und somit stark von den Produktionsmengen abhängt. Insgesamt wird dadurch die Diversifikation der Versorgung behindert. (Eventuell wird auch mehr zusätzliche Fläche benötigt, wenn z.B. eine verstärkte Nutzung der Windenergie oder der Anbau von Energiepflanzen dazu führt, dass bereits versiegelte Flächen für die Photovoltaik ungenutzt bleiben).

Die rechnergestützte Optimierung des Versorgungsmodells in der ERJ-Studie führt zu einer wesentlich gleichmäßigeren Verteilung der installierten Kapazitäten über die verwendeten Technologien. Gleichzeitig ist dies trotz der 100% regenerativen Deckung des Bedarfs das schlankste System. Die Systemstruktur spiegelt deutlich den Ansatz der Optimierung wider. Aufgrund der Verwendung von Wetterdaten zur Ermittlung der Produktivität der verschiedenen Technologien und der dynamischen Simulation des Versorgungssystems – unter Einbeziehung realer Verbrauchsdaten – konnte ein Technologiemix ermittelt werden, der eine gute Ausnutzung regionaler Ressourcen und die weitgehende Vermeidung von Reservekapazitäten ermöglicht.

Insgesamt ist aus der Struktur der Versorgungssysteme erkennbar, dass Ansätze, die eine optimierte solare Vollversorgung anstreben, zu einer stärkeren technologischen Diversifikation des Versorgungssystems führen. Diese Erkenntnis mag zunächst trivial erscheinen, da es zwingend notwendig erscheint, alle verfügbaren Ressourcen zu

30. Hinsichtlich der installierten Leistungen muss berücksichtigt werden, dass eine Maßgabe für die Szenarien der Enquete-Kommission ein 50%iger Anteil der Regenerativen am Primärenergieverbrauch war, so dass hier der Zwang zur Deckung der Grundlast aus erneuerbaren Energiequellen entfällt.

nutzen, sofern eine voll regenerative Versorgung erreicht werden soll. Die Folge ist aber gleichzeitig, dass Ansätze, die einen geringeren Anteil aus erneuerbaren Quellen zu decken versuchen, langfristig zu unnötigen Kostennachteilen und einer verzögerten technologischen Fortentwicklung der – heute noch – teureren Technologien führt. Daraus ergibt sich wiederum, dass der Schritt zu einer voll solaren Versorgung schwerer wird, je später das Versorgungssystem alle sich bietenden Technologien nutzt. Der sinnvolle Ansatz kann also nur darin bestehen, von Anfang an auf ein diversifiziertes Versorgungssystem zu achten, bei dem alle zur Verfügung stehenden Technologien gleichzeitig und möglichst gleichberechtigt eingeführt werden.

Die Differenzen im Verhältnis von installierter Leistung und Stromproduktion zeigen die unterschiedlichen Annahmen bei LTI und der Enquete-Kommission bzw. den Ergebnissen der Simulation bei ERJ für die verschiedenen Technologien auf.

Berechnet man die äquivalenten Volllaststunden für das gesamte elektrische System, so zeigt sich ein eindeutiger Trend: Je höher der Deckungsgrad des Strombedarfs aus regenerativen Quellen ist, um so geringer fällt die mittlere Auslastung des Kraftwerk-parks aus.

Tabelle 7-11 : Mittlere Auslastung des gesamten Kraftwerk-parks

äquivalente Volllaststunden	LTI		Enquete				ERJ
	Sustain able	Fair Market	REF	RRO WI	RRO IER	RRO IER-V2	
h/a							
	2050	2050	2050	2050	2050	2050	Targe t
Mittel	2242	2242	4332	3972	3787	2156	3302

In dieser Betrachtung tritt auch deutlich der Unterschied zwischen den Systemen, deren Versorgungssystem auf Potenzialabschätzungen basiert, und dem simulationsbasierten ERJ-Versorgungssystem zu Tage. Aufgrund der rechneroptimierten Anpassung der installierten Kapazitäten an die tatsächlich regional verfügbaren Ressourcen werden im Versorgungssystem des ERJ-Szenario deutlich höhere Volllaststunden-Zahlen erreicht als bei den anderen Vollversorgung-Szenarien.

Die Betrachtung der einzelnen Technologien zeigt, dass die Szenarien der Enquete für die Photovoltaik und die Windenergie die geringste spezifische Stromerzeugung annehmen. Bei der Photovoltaik ist dies den klimatischen Bedingungen innerhalb der BRD zuzuschreiben, die – bei einer flächendeckenden Verwendung und somit auch

der Nutzung ungünstigerer Standorte – kaum eine höhere Volllaststundenzahl erwarten lässt als die vom WI angenommene. Im Falle der Windkraft deutet die niedrige Zahl der äquivalenten Volllaststunden auf starke Erschließung auch windschwacher Regionen hin.

Tabelle 7-12 : Äquivalente Volllaststunden der verwendeten Technologien.

äquivalente Volllaststunden h/a	LTI		Enquete				ERJ
	Sust.	Fair Market	REF	RRO WI	RRO IER	RRO IER-V2	Targe t
	2050	2050	2050	2050	2050	2050	
Steinkohle			6527	4476		4526	
Braunkohle			7487	6465			
Heizöl				5000		5256	
Erdgas			3270	4973	5399	36	
Wasserkraft	2576	2576	2482	4350	2403	2403	5306
Pumpspeicher							
Wind	2950	2950	2273	2400	2353	2353	2890
Photovoltaik	1215	1215	946	978	946	948	1355
Solarthermische Kraftwerke	3602	3602					
Biomasse (andere Brennstoffe)	1561	1561	4713	2108	3395	3227	6395
Geothermie							7118
Import							

Bei der LTI-Studie wirkt sich die klimatische Vielfalt der zur EU 15 gehörenden Länder und die damit einhergehende hohe Zahl an Volllaststunden für die Photovoltaik in den südlichen Regionen positiv aus. Bei der Windkraft zeigt sich der hohe Anteil der Offshore-Nutzung mit der dementsprechend hohen spezifischen Stromproduktion der Windkraftanlagen. Dies trifft so auch auf die ERJ-Studie zu. Im Bereich der Photovoltaik liegt die Zahl der äquivalenten Volllaststunden jedoch noch über dem Wert der LTI-Studie. Die vergleichsweise hohe Produktivität der PV im ERJ-Szenario

ist durch die klimatischen Verhältnisse und den optimierten Ansatz bei der Verteilung der Systeme begründet.

Einen Sonderfall bei der Erzeugung von Strom aus der Solarstrahlung bilden die solarthermischen Kraftwerke bei LTI. Hier wurde die Option eingebaut, solarthermische Kraftwerke außer in Südeuropa auch in Nordafrika zu errichten und den dort erzeugten Strom zu importieren. Des Weiteren kann die Zahl der Volllaststunden bei Kraftwerken dieses Typs durch thermische Speicher erhöht werden, und es besteht noch ein beträchtliches technologisches Entwicklungspotenzial. Daher erscheint der angenommene Wert der Volllaststunden als nicht zu hoch; Franz Trieb und Joachim Nitsch vom DLR erwarten mittelfristig eine Volllaststundenzahl von bis zu 5.000 [Trieb 2001].

Deutlich ist auch die unterschiedliche Nutzung der Wasserkraft. Auffallend niedrig ist die Zahl der äquivalenten Volllaststunden bei dem RRO-Szenario des IER und der LTI-Studie. Während die geringe Nutzung in der LTI-Studie durch die stark unterschiedlichen Potenziale innerhalb der Länder der EU 15, bei gleichzeitigem Bezug der Stromerzeugung auf die Gesamtbevölkerung, erklärbar ist, scheint die einzig plausible Erklärung beim RRO-Szenario des IER die Nutzung der Wasserkraftwerke als Reservekapazität für die photovoltaische Stromerzeugung und die Windenergie zu sein. Die hohe Nutzung in der ERJ-Studie ergibt sich aus den Niederschlägen des Jahres 1999 und gleichzeitig angenommenen technischen Verbesserungen an den bestehenden Wasserkraftwerken.

Im Bereich Biomasse und andere Brennstoffe findet lediglich in der ERJ-Studie eine Nutzung zur Deckung der Grundlast statt. Dabei findet die Stromerzeugung ausschließlich in KWK-Anlagen statt. Auffällig ist auch wieder die große Differenz bei den RRO-Szenarien der Enquete-Kommission.

Ein genereller Vergleich der Studien zeigt, dass in der LTI-Studie nicht von einer zu deckenden Grundlast ausgegangen wurde. Dem Ansatz gemäß wurde im Sustainable Szenario bei LTI zunächst darauf geachtet, den Bedarf möglichst aus Photovoltaik, Windenergie, Wasserkraft und solarthermischen Kraftwerken zu decken. Industrielle KWK-Anlagen wurden dann nur in einem Umfang in das System integriert, der die Deckung der Restlast gewährleistet. Im Fair Market-Szenario ergeben sich die installierten Kapazitäten maßgeblich aus der Wirtschaftlichkeit der Technologien unter fairen Marktbedingungen.

Bei ERJ wird die Deckung der Grundlast durch die Kombination Geothermie, andere Brennstoffe (in KWK), und Wasserkraft erfüllt. Die Szenarien der Enquete-Kommission sind – wie weiter oben XXX bereits erwähnt – nicht auf die Erneuerbaren zur

Deckung der Grundlast angewiesen, so dass diese Aufgabe von den konventionellen Kraftwerken übernommen wird. Eine besondere Auffälligkeit stellen in Szenario RRO-IER-V2 die Erdgaskraftwerke dar. Auf sie entfallen etwa 8% der installierten Leistung des gesamten Versorgungssystems, aber sie werden im Jahresmittel nur 36 Stunden ausgelastet.

Aufgrund der unterschiedlich angenommenen Produktivität der verwendeten Technologien ergeben sich auch große Unterschiede bei den installierten Leistungen. Je geringer der zu erwartende Ertrag einer Technologie pro installiertem Watt Leistung eingeschätzt wird, umso größer wird die installierte Leistung der entsprechenden Technologie zur Deckung der Stromnachfrage ausfallen müssen, sofern man nicht statt dessen eine andere, als ertragsstärker erachtete Technologie einsetzt. Sofern nicht, wie in der ERJ-Studie geschehen, eine Simulation des Systems stattfindet, um mögliche Versorgungslücken aufzudecken, kann auch keine verlässliche Aussage über den Umfang und Einfluss der Fluktuationen in der Stromerzeugung getroffen werden. Die zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung, z.B. aus Photovoltaik und Windenergie, benötigten Reservekapazitäten können demnach nur abgeschätzt werden.

Dieser Sachverhalt lässt sich gut beobachten, wenn man die installierte Leistung der verwendeten Technologien auf den Strombedarf bezieht.

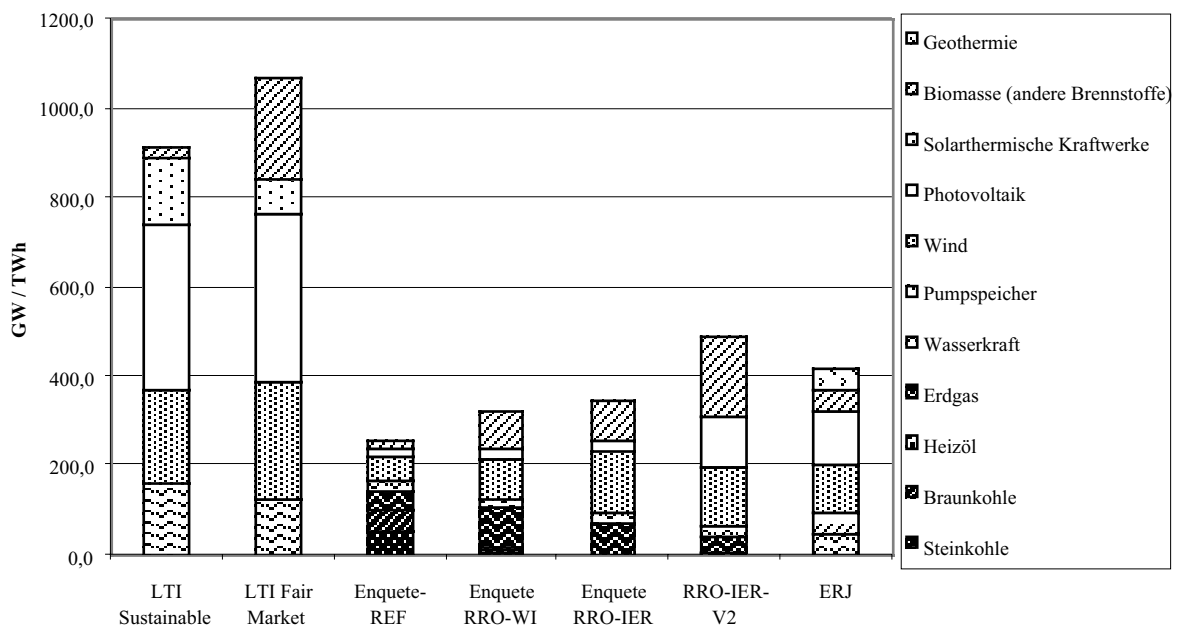


Abbildung 7-10 : Installierte Leistung der verwendeten Technologien, bezogen auf die Stromnachfrage.

Die Szenarien der LTI-Studie weisen die höchsten pro TWh Strombedarf installierten Leistungen auf. Vergleicht man diese Werte mit denen der ERJ-Studie, so zeigen sich besonders bei den fluktuierenden Erzeugern gravierende Unterschiede. Der in der LTI-Studie verfolgte Ansatz, der auf einer Abschätzung der Potenziale und der benötigten Reservekapazitäten beruht, führt zu einem "fetten" Versorgungssystem, in dem allen Unsicherheiten nur mit einem erhöhten Installationsumfang begegnet werden kann. Dies zeigt sich auch bei den Szenarien der Enquete. In den RRO-Szenarien, in denen ein primärenergetischer Anteil von 50% erreicht wurde (RRO-WI und RRO-IER), reichen die Werte für die installierten Leistung trotz dieses vergleichsweise geringen regenerativen Anteils an der Versorgung nahe an die Werte der ERJ-Studie heran. Im Vollversorgungsszenario der Enquete (RRO-IER-V2) werden die Werte des ERJ-Szenarios deutlich überschritten.

Demgegenüber ist das Versorgungsmodell der ERJ-Studie ein "schlankeres" Versorgungsmodell, das trotzdem eine voll regenerative Versorgung gewährleistet.

Für die praktische Untersuchung zukünftiger nachhaltiger Energieversorgungssysteme bedeutet dies, dass - entsprechend den bisher gebräuchlichen, statischen Verfahren - in der überwiegenden Zahl der bisherigen Untersuchungen von einem deutlich zu hohen Installationsumfang und damit von deutlich zu hohen Kosten voll regenerativer Versorgungssysteme ausgegangen wurde.

7.2.2 Brennstoffversorgung

In den Szenarien der LTI-Studie und bei ERJ werden die Überschüsse des elektrischen Systems zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt, der dann beliebig verwendet werden kann. Die beiden LTI-Szenarien koppeln den erzeugten Wasserstoff de facto zum größten Teil aus dem elektrischen Versorgungssystem aus. Im Sustainable-Szenario wird der Wasserstoff hauptsächlich mittels Pipelines zu den Endverbrauchern transportiert. Insgesamt wird im Sustainable-Szenario fast der gesamte Brennstoffbedarf aus heimischen Quellen, also Biomasse und den Überschüssen des elektrischen Systems, gedeckt. Der verbleibende 5%ige Anteil des Öls beinhaltet außer der Verwendung im Verkehrssektor auch die nicht energetische Nutzung.

Im Fair Market-Szenario hat Öl einen Anteil von etwa 7% an den Brennstoffen. Die restliche Brennstoffversorgung findet auch hier aus heimischer Biomasse und den Überschüssen des elektrischen Systems statt.

Das Versorgungssystem der ERJ-Studie kann den gesamten Bedarf an Brennstoffen aus den Überschüssen des elektrischen Systems und somit aus einheimischen Quellen decken^{<31>}.

Innerhalb der RRO-Szenarien der Enquete-Kommission verbleibt der Anteil fossiler Energieträger bei 50%. Dieser Bedarf muss bis auf einen geringen Anteil einheimischer Kohle durch Importe gedeckt werden. Im RRO-Vollversorgungsszenario wird ein primärenergetischer Anteil von 88% erreicht (inklusive regenerativ erzeugten Importstroms). Der restliche Bedarf in Form von Öl und in geringem Umfang Steinkohle muss durch Importe gedeckt werden.

7.3 Schlussfolgerungen

Aus der vergleichenden Analyse der drei beschriebenen Studien lassen sich einige im Hinblick auf die Untersuchung und die Gestaltung voll regenerativer Energieversorgung wichtige Erkenntnisse gewinnen.

Der oftmals verwendete Ansatz, die für eine Bedarfsdeckung notwendigen Kapazitäten aus Potenzialabschätzungen abzuleiten, führt – besonders bei den fluktuierenden Erzeugern - zu einer deutlichen Unterschätzung ihres Beitrages.

Der simulationsbasierte Ansatz der ERJ-Studie, bei dem die Produktivität aufgrund der möglichst genauen Abbildung realer klimatischer Bedingungen ermittelt wurde, zeigt, dass ein iterativer Optimierungsprozess der installierten Kapazitäten, bei dem das Versorgungssystem anhand der Ergebnisse vorangegangener Simulationsläufe schrittweise verbessert wird, zu deutlich „schlankeren“ Systemen führt. Die gute Erfassung auch engräumiger klimatischer Schwankungen ermöglicht eine bessere Einschätzung der Fluktuationen in der Energieproduktion und somit die weitgehende Vermeidung unnötiger Kapazitäten.

Durch ein gutes Lastmanagement können Lastspitzen verringert werden. Dies ermöglicht dann eine weitere Reduktion der notwendigen Leistung, besonders im Hinblick auf die Reservekapazitäten.

Rein ökonomisch orientierte Szenarien mit einem hohen Anteil an erneuerbaren Energien führen zu einer „Fehlausstattung“ des Versorgungssystems. Besonders die Nichtbeachtung externer Kosten führt zu einer den wahren Kosten nach nicht gerechtfertigten Benachteiligung, die insbesondere die Photovoltaik betrifft. Die aus

31. Siehe hierzu die verschiedenen Szenarien im Kapitel zu ERJ

diesem Ansatz heraus entstehende technologische Einseitigkeit der Energieversorgung (hauptsächlich zu Gunsten der Windkraft) hält die Photovoltaik unnötig lange im Bereich eines Nischenmarktes und wirkt somit der technologischen Fortentwicklung entgegen.

Es zeigt sich, dass die gleichzeitige und möglichst gleichberechtigte Nutzung aller sich bietenden Optionen den schnelleren Weg zur solaren Vollversorgung ermöglicht.

Hinsichtlich der Ausschöpfung der Effizienzpotenziale zeigt sich insbesondere im Bereich der energetischen Sanierung des Altbaubestandes dringender Handlungsbedarf. Die Neubautätigkeit alleine reicht nicht zur Erschließung der möglichen Reduktionen aus, da Altbauten in zu geringem Umfang durch Neubauten mit hohem Wärmedämmstandard ersetzt werden. Es müssen Mittel und Wege zu einer deutlichen Erhöhung der Sanierungsraten gefunden werden.

Bezogen auf die generell möglichen Einsparungen im Energieverbrauch zeigt sich auch, dass faire Marktbedingungen, zu denen unabdingbar die Internalisierung externer Kosten gehört, zu einer weitgehenden Umsetzung auch der Einsparpotenziale führen, die unter rein technologischem Aspekt identifiziert werden.

8) ZUSAMMENFASSUNG

Die Frage nach der Möglichkeit, der Struktur und der Dynamik einer solaren Vollversorgung ist in drei Studien diskutiert worden. Dabei hat sich der „naive“ Ansatz der ersten Veröffentlichungen in den 80er Jahren in den späteren, detaillierteren und aufwendigeren Untersuchungen bestätigt :

„Eine zukunftsfähige Energieversorgung wird sich auf drei Säulen stützen müssen: Erstens auf die Sonne und die erneuerbaren Energien, zweitens auf eine effiziente Nutzung der verfügbaren Ressourcen, damit die Ressourcen, die wir der Umwelt entnehmen, möglichst viel zu dem Wohlstand beitragen, den wir uns leisten wollen, und drittens auf eine bewusste Entscheidung über Grenzen des Konsums, die Suffizienz. Sonne-Effizienz-Suffizienz sind die Eckpfeiler einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft.“ (entnommen : [Lehmann, Reetz 1995])

Alle Ergebnisse zeigen auf, dass einer vollen solaren/erneuerbaren Energieversorgung keine prinzipiellen technischen oder finanziellen Hindernisse entgegen stehen.

Wie das LTI-Projekt und die Untersuchungen der Enquete „Nachhaltige Energieversorgung“ zeigen, wird mittel- und langfristig das umstrukturierte Energiesystem nicht viel teurer sein als das Gegenwärtige, und ein solches System hat mehr Arbeitsplätze als ein konventionelles System.

Alle notwendigen Technologien, sei es in der Energiewandlung, bei der effizienten Bereitstellung von Dienstleistungen oder auch im Management von Lasten und Produzenten, sind heute schon vorhanden.

Die qualitativen Aussagen über die Struktur und die Dynamik des Systems in den 90er Jahren halten den späteren detaillierteren Untersuchungen stand.

„Um die Potenziale an Sonnenenergie und Effizienzsteigerung abzuschöpfen, bedarf es einer dezentral und regional orientierten Energieversorgung. Gleichrangig nebeneinander stehen die effiziente Nutzung der Energieressourcen und die Nutzung der vor Ort verfügbaren Ressourcen an erneuerbaren Energien, an den Küsten mehr die Windkraft, in ländlichen Gebieten mehr die Biomasse, in bebauten Gebieten Photovoltaik sowie die passive und aktive Wärmenutzung. Der Austausch der Überschüsse der Regionen mit Hilfe eines überregionalen Netzes ist ein weiteres Merkmal dieser Energieversorgungsstruktur. Dieses Netz kann ein Stromnetz oder aber auch ein Gasnetz sein, in das dezentral eingespeist wird. Der Transport von hochwertiger Biomasse ist eine weitere Möglichkeit. Dieses überregionale Netz dient auch der Speicherung von Überschüssen. Das Speichermedium kann Biogas sein oder auch mit Strom erzeugter Wasserstoff. Erst zuletzt wird in zentralen Großkraftwerken die Energie erzeugt, die noch zur Bedarfsdeckung fehlt. Zentrale Kraftwerke können Wasserkraftanlagen, Biomassekraftwerke oder thermische Kraftwerke sein. Auch Kraftwerke, die in anderen Regionen erzeugte Brennstoffe wie zum Beispiel Wasserstoff oder Biogas benutzen, sind Teil des zentralen Teilsystems.“ (entnommen : [Lehmann, Reetz 1995])

Die zur Dämpfung der Fluktuationen notwendige regionale Verteilung der Energiewandler, die durch die Implementation von „virtuellen“ Kraftwerken notwendige Nutzung dezentraler Strukturen und die durch das Last- und Bedarfsmanagement nötige Nähe zum Verbraucher bedingen einen regionalen und dezentralen Ansatz. Andererseits bedarf es des überregionalen Ausgleichs zwischen verschiedenen Gebieten, und die Nutzung bestimmter Speichertechnologien (z.B. zur Bereitstellung von Kraftstoffen für den Transport) ist zu vernünftigen Kosten nur „großtechnisch“ machbar. Regionale /dezentrale und überregionale / zentrale Ansätze haben ihren Anteil an einer zukunftsfähigen Energieversorgung.

Alle diese Ideen setzen einen viel besseren Wissensstand über den „Zustand“ und die „Entwicklung“ des Energiesystems durch intensivere Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien voraus.

Forschung und Entwicklung haben erneuerbare und effiziente Energietechnologien für eine dauerhafte Energieversorgung geschaffen. Politik und Wirtschaft müssen nun die Maßnahmen ergreifen, um diese „Sonnenstrategie“ zu realisieren. Wichtigste Maßnahme ist, sofort anzufangen, denn jeder Tag, der vergeht, ohne dass eine „Sonnenstrategie“ verwirklicht wird, macht das Problem nur größer und schwieriger – weil der Energieverbrauch weiter gestiegen ist, weil Gelder weiter in ein „fossiles“ System investiert wurden, und weil das System Erde sich weiter durch den Menschen verändert hat.

9) LITERATUR

[AEA 2000]: AEA (2000) Study on Energy Management and Optimisation in Industry, Study at the request of the Environment Directorate-General of the European Commission, AEA Technology, Fraunhofer-ISI and University of Utrecht, Brussels

[Alberta 2001]: Alberta Energy and Utilities Board (2001) EUB Backgrounder: Alberta's Reserves 2000 and Supply/Demand Outlook 2001-2010, <http://www.eub.gov.ab.ca/bbs/new/newsrel/2001/nr2001-18-backgrounder.htm>

[Altner et. al. 1995]: Altner G., Dürr H.-P., Langniß O., Michelsen G., Nitsch J. (1995) Zukünftige Energiepolitik - Vorrang für rationelle Energienutzung und regenerative Energiequellen, Economica Verlag

[Bach 1993]: Bach, W. (1993) Erfassung des Emissions-Reduktionspotentials klimawirksamer Spurengase im Bereich rationeller Energienutzung. Anhangband II, Sektor Industrie, Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministers für Forschung und Technologie, Münster

[Behrensmeier, Bringezu, 1995] Behrensmeier, R., Bringezu, S. (1995) Zur Methodik der volkswirtschaftlichen Materialintensitätsanalyse. Der bundesdeutsche Umweltverbrauch nach Bedarfsfeldern, Wuppertal Institut für Klima·Umwelt·Energie, Wuppertal Papers Nr. 46, Wuppertal

[Bringezu, Schütz 1996] Bringezu, S., Schütz H. (1996) Analyse des Stoffverbrauchs der deutschen Wirtschaft, Status quo, Trends und möglich Prioritäten für Maßnahmen zur Erhöhung der Ressourcenproduktivität. In: Köhn, J., Welfens, M. J. (Hrsg.): Neue Ansätze in der Umweltökonomie, Marburg

[Brown 1992] Brown, L.R. (1992) State of the world 1992. A Worldwatch Institute Report on progress toward a sustainable society, Norton, New York, London

[BUND 1983]: Arbeitskreis Energie des BUND (1983) Grundsatzprogramm Energie: BUND Energiekonzept mit erläuterten Folienvorlagen, BUND-Verlag, Freiburg

[Bundesverband Windenergie e.V.]: Bundesverband Windenergie e.V., Herrenteichstraße 1, 49074 Osnabrück, <http://www.wind-energie.de>

[California Energy Commission 1997]: California Energy Commission (1997) Kalina Cycle Goes Commercial; News Release

[Cansier 1995]: Cansier, D. (1995) Nachhaltige Umweltnutzung als neues Leitbild der Umweltpolitik, Tübingen

[de Beer 1998]: de Beer, J.(1998) Potential for Industrial Energy-Efficiency Improvement in the Long Term, Utrecht University

[de Beer et al. 1994]: de Beer, J. et al.(1994) The Potential of Energy Efficiency Improvement in the Netherlands up to 2000 and 2015, Utrecht University

[DLR 1989]: DLR (1989) Solarer Wasserstoff: Energieträger der Zukunft, Stuttgart

[Dunn 2001]: Dunn, S. (2001) Worldwatch Paper 157: Hydrogen Futures: Toward a Sustainable Energy System. Worldwatch Institute

[ECCJ 1999]: ECCJ (1999) Promotion of Energy Efficiency in Industry, Japan, http://www.eccj.or.jp/seminar_ref/index_e.html

[EDMC 1999]: EDMC (1999) Handbook of Energy and Economic Statistics in Japan, The Energy Conservation Centre, Tokyo

[EDMC 2001]: EDMC (2001) Handbook of Energy & Economic Statistics in Japan, Institute of Energy Economics, The Energy Conservation Centre, Tokyo

[Ender 2002]: Ender, C. (2002) Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland - Stand 31.12.2001, DEWI-Magazin Nr. 20, DEWI, Wilhelmshaven

[Energetics 1997]: Energetics (1997) Report of the Glass Technology Road Map Workshop, Energetics, Inc., Columbia

[Enquete 1995]: Enquete-Kommission des 12. Deutschen Bundestages (1995) Schutz der Erdatmosphäre: Mehr Zukunft für die Erde - Nachhaltige Energiepolitik für dauerhaften Klimaschutz, Schlussbericht, BT-Drs. 12/8600, Bonn

[Enquete 1998]: Enquete-Kommission des 13. Deutschen Bundestages (1998) Schutz des Menschen und der Umwelt: Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung, Erster Bericht, BT-Drs. 14/7509, Berlin

[Enquete 2002]: Enquete-Kommission des 14. Deutschen Bundestages (2002) Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Endbericht, BT-Drs. 14/9400, Berlin

[ERJ 2003]: „Energy Rich Japan“ Research Team (2003) „Energy Rich Japan - A Vision for the Future“, www.energyrichjapan.info

[EWEA 2002]: EWEA (2002) Wind Force 12 - a blueprint to achieve 12% of the world's electricity from Windpower by 2020, Greenpeace, Amsterdam

[Factor 10 Club, 1994]: Factor 10 Club (1994) Carnoules Recommendations, Carnoules

[Fischedick 1995]: Fischedick, M. (1995) Erneuerbare Energien und Blockheizkraftwerke im Kraftwerksverbund - Technische Effekte, Kosten, Emissionen, Forschungsbericht Band 20, Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung, Stuttgart

[Friends of the Earth 1995]: Friends of the Earth (1995) Sustainable Europe, Brüssel

[Fuentes 1987]: Fuentes, M.K. (1987) A simplified model for flat plate photovoltaic arrays, Sandia Report SAND85-0330 UC-63, Albuquerque

[Greenpeace 1993]: Lazarus M. et. al. (1993) Towards a fossil free energy Future, Greenpeace International, Amsterdam

[Grüne 1989] Startmann E., Täubner L., Busch M., Damm W. (1989) Das Grüne Energiewende Szenario 2010, Volksblatt Verlag, Köln

[Harasawa 2001]: Harasawa, H. (2001) Recent Development of Impacts Study in Japan and IPCC, National Institute for Environmental Studies, Environment Agency of Japan

[Hare 1997]: Hare, B. (1997) Fossil Fuels and Climate Protection: The Carbon Logic, Greenpeace International, Amsterdam

[Haubrich 1997]: Haubrich, H. J. (1997) Skript zur Vorlesung Grundlagen der Elektrotechnik I, RWTH-Aachen, Aachen

[HyWeb 2002]: HyWeb- the Hydrogen and Fuel Cell Information System in the Internet (2002) HyWeb-Gazette, <http://www.HyWeb.de>, News Release 2002/10/29

[ICCEPT 2002]: ICCEPT (2002) Assessment of technical options to address climate change, Imperial College, London

[IEA 2002]: International Energy Agency (2002) Key World Energy Statistics, Paris

[IEEJ 2000]: Institute of Energy Economics (2000) Asia Pacific energy Research Centre 2000: Energy efficiency indicators, A study of efficiency indicators for industry in APEC economies, ISBN 4-931482-05-8, Tokyo

[IHS 2001]: IHS-Energy (2001) Petroleum Economics and Policy Solutions, 2Q2001, <http://www.ihsenergy.com/products/peps/index.jsp>

[IPCC 2001a]: IPCC (2001) Climate Change 2001: Impacts, Adaption and Vulnerability, Contribution of Working Group II to the third Assessment Report of the International Panel on Climate Change, Cambridge

[IPCC 2001b]: IPCC (2001) Climate change 2001: Mitigation, A Report of Working Group III of the International Panel on Climate Change, Cambridge

[IPCC 2001]: IPCC (2001) Climate Change 2001.Synthesis Report to the Third Assessment Report of the IPCC. Cambridge

[ISET 1998] ISET (1998) Messreihen von PV-Modulen aus dem Jahr 1998, Bereitgestellt von Hr.Rudolph

[ISI 2001]: ISI (2001) Systematisierung der Potenziale und Optionen, Final report for the Enquete Commission "Nachhaltige Energieversorgung", Fraunhofer ISI and FZ Jülich

[Japan Meteorological Agency 2001]: Japan Meteorological Agency (2001) Weather-data of Japan, Tokyo, Japan

[JHFC 2003]: Japan Hydrogen & Fuel Cell Demonstration Project (2003) <http://www.jhfc.jp>

[Jischa 2001]: Jischa, M. (2001) Die Zukunftsstrategie - Effizienz plus Suffizienz, Technische Universität Clausthal, Clausthal

[JISF 2002]: The Japan Iron and Steel Federation (2002) The steel industry of Japan 2002, <http://www.jisf.or.jp/sij/>

[Klemmer 1994]: Klemmer, P. (1994) Nachhaltige Entwicklung aus ökonomischer Sicht, Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (ZAU), 7 Jg., S. 14-19.

[Kohler 1987]: Kohler, S., Leuchtner, J., Müschen, K. (1987) Sonnenergie-Wirtschaft, Frankfurt

[Lehmann 1986]: Lehmann, H. (1986) Der 3 S Pfad - Sparen, Sonne Speichern, Juso Magazin, Bonn

[Lehmann 1988]: Lehmann, H. (1988) Der Zukunft entgegen - der 3 S Pfad (Sonne - Sparen - Speichern) Die Mitbestimmung, 1/2

-
- [Lehmann 1990a]: Lehmann, H. (1990) Der Zukunft entgegen : Sonne Sparen Speichern. In: „Rettungsversuche: der ökologische Umbau der Industriegesellschaft“ hrsg. von Martin Gorholt u. Ralph Ludwig
- [Lehmann 1990b]: Lehmann, H. (1990) Solarenergie - Möglichkeiten der regenerativen Energieversorgung in der DDR, Neues Forum, GCN, Eurosolar, DDR, Ost-Berlin
- [Lehmann 2000]: Lehmann, H. (2000) Solare Vollversorgung für Europa. In: „Themen 2000 - Sonne - Die Energie des 21. Jahrhunderts“, Forschungs Verbund Sonnenenergie, Berlin
- [Lehmann 2003]: Lehmann, H.et al. (2003) European Solar Roof Potentials, Wuppertal
- [Lehmann et al 1996]: Lehmann, H., Pareyke, R., Pfluger, A., Reetz T. (1996) Sustainable land use in the European Union – Available area for biomass production in a sustainable land use scenario, 9th European Bioenergy Conference, Copenhagen
- [Lehmann, Reetz 1994]: Lehmann, H., Reetz, T. (1994) Sustainable land use in the European Union – Actual status and a possible scenario for 2010, Wuppertal Paper, Wuppertal
- [Lehmann, Reetz 1995]: Lehmann, H., Reetz, T. (1995) Zukunftsenergien: Strategien einer neuen Energiepolitik, ISBN 3-7643-5144-6, Birkhäuser Verlag GmbH, Berlin
- [Lehmann, Schmidt-Bleek 1993]: Lehmann H., Schmidt-Bleek F. (1993) Material Flows from a systematical point of view, Fresenius Environmental Bulletin
- [LTI 1998]: LTI Research Team (1998) Long-Term Integration of Renewables Energy Sources into the European Energy System, ISBN 3-7908-1104-1, Physica Verlag, Heidelberg
- [Lund 2000]: Lund, J. (2000) World Status of geothermal Energy Use Overview 1995-1999, Geo-Heat Center, Oregon Institute of Technology, Klamath Falls
- [Martin et al. 1999]: Martin, N. et al. (1999) Energy Efficiency and Carbon Dioxide Emissions Reduction Opportunities in the U.S. Cement Industry, Lawrence Berkeley Lab
- [Martin et al. 2000]: Martin, N. et al. (2000) Opportunities to Improve Energy Efficiency and Reduce Greenhouse Gas Emissions in the U.S. Pulp and Paper Industry, Lawrence Berkeley Lab
- [Meliß 1976]: Meliß, M. (1976) Energiequellen der Zukunft ?, Umschau Verlag

[Molitor 1999]: Kantzenbach, E., Molitor, B., Mayer, O.G. (Hrsg) (1999) Hamburger Jahrbuch für Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik, S.129-150

[Motor Vehicle Fuel Efficiency Initiative 2000]: Motor Vehicle Fuel Efficiency Initiative (2000) Transportation Energy Use Division, Office of Energy Efficiency, Ottawa

[MPHPT 2001]: Statistics Bureau and Statistics Centre, Ministry of Public Management, Home Affairs Post and Telecommunications (2001) Statistic Bureau, Annual Work Force Report, Tokyo

[Murakoshi et al. 1999]: Murakoshi, C. et al. (1999) Revision of Japanese Appliance Energy Efficiency Standards - A New Top-Runner Approach. In: European Council for an energy efficient economy. Summer study proceedings: Energy Efficiency and CO2 reduction: the dimensions of the social challenge, Brussels

[Nagata 2001]: Nagata, Y. (2001) Analysis of energy efficiency standards for Japanese appliances. In: European Council for an energy efficient economy. Summer study proceedings: Further than ever from Kyoto? Rethinking energy efficiency can get us there, Brussels

[National Institute of Population and Social Security Research 2001]: National Institute of Population and Social Security Research (2001) Population Projection for Japan: 2001-2050. Tokyo

[NEDO 1989]: NEDO (1989) Research on Evaluation of Geothermal Resources, Institute for Energy and Total Engineering, Ikebukuro

[NEMA 2001]: NEMA (2001) Demand Reduction and energy savings using occupancy sensors, Sponsored by the U.S. EPA. Lighting Controls Council

[Nitsch, Luther 1990]: Nitsch, J., Luther, J. (1990) Energieversorgung der Zukunft, Springer Verlag

[Nitsch 2000]: Nitsch, J. (2000) Sonne - Die Energie des 21. Jahrhunderts, ISBN 0939-7582, Druckhaus am Treptower Park GmbH, Berlin

[Pfahl 2001]: Pfahl, S. (2001) Effizienz und Suffizienz als Determinanten von Nachhaltigkeit, Unveröffentlichte Dissertation von der Universität Osnabrück

[Polenz 2002]: Polenz, C. (2002) Die Anwendung der Innovationstheorie auf den Energieverbrauch von Industrie und Kleinverbrauch, Unveröffentlichte Dissertation von der Universität Kassel

[Pontenagel et. al. 1995]: Pontenagel, I. et al. (1995) Das Potential erneuerbarer Energien in der Europäischen Union: Ansätze zur Mobilisierung erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2020, Springer Verlag, Berlin

[Price et al. 2001]: Price et al. (2001) Energy use and carbon dioxide emissions in the steel sector in key developing countries, Lawrence Berkeley National Laboratory

[Prognos/EWI 1999]: Prognos/EWI (1999) Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Research for the German Ministry for Economics and Technology, Berlin, Basel

[Quaschnig 1999]: Quaschnig, V. (1999) Regenerative Energiesysteme, ISBN 3-446-21340-6, Carl Hanser Verlag, München, Wien

[Rahmstorf 2002]: Rahmstorf, S. (2002) Essay für Brockhaus Jahrbuch 2002, Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung

[SBS World Guide 2000]: SBS World Guide 8th Edition (2000) ISBN 1876719303

[Scheer 1993]: Scheer, H. (1993) Sonnenstrategie, ISBN 3-492-03599-X, Piper Verlag, München

[Scheer et.al. 1989]: Scheer, H. (1989) Das Solarzeitalter, ISBN 3-7880-7374-8, Verlag CF Müller, Karlsruhe

[Schindler 2001]: Schindler, J., Zittel, W. (2001) Hin zu einer europäischen Strategie der Energieversorgungssicherheit, Kommentar zum Grünbuch der EU-Kommission, Ottobrunn

[Schmidt-Bleek 1993]: Schmidt-Bleek, F. (1993) Wieviel Umwelt braucht der Mensch - MIPS, das Maß für ökologisches Wirtschaften. ISBN 3-7643-2959-9. Birkhäuser, Basel, Boston, Berlin

[Schmidt-Bleek 1995]: Schmidt-Bleek, F. (1995) Wieviel Umwelt braucht der Mensch - Faktor 10, DTV, München

[Schmidt-Bleek 1998]: Schmidt-Bleek, F. (1998) Das MIPS Konzept, ISBN 3-426-26982-1, Droemer Verlag, München

[Spangardt 1998]: Spangardt, G. (1999) Entwicklung und Anwendung eines modular aufgebauten Simulationsprogramms zur zeitlich und regional aufgelösten Untersuchung regenerativer Stromversorgungssysteme, Diplomarbeit am Institut für Geophysik, WWU-Münster

[TA-Akademie 1999]: Akademie für Technikfolgenabschätzung in Baden-Württemberg (1999) Kernenergieausstieg und Klimaschutz in Baden-Württemberg, ISBN 3-932013-88-3, Stuttgart

[Tokyo Metropolitan Government 2001]: Tokyo Metropolitan Government (2001) Stop Global Warming! Tokyo's Challenge, Press Release 2002/07/23

[Tributsch 1979]: Tributsch, H. (1979) „Rückkehr zur Sonne. Wasserstoff - Die Energie unserer Zukunft“, Berlin

[Trieb 2001]: Trieb, F., Nitsch, J. (2001) Solarthermische Kraftwerke –eine Schlüsseltechnologie für Sonnenländer, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Stuttgart

[Tsuchiya 2001]: Tsuchiya, H. (2001) WWF Scenario for solving the Global Warming Problem, WWF (World Wide Fund for the Nature)

[UNDP 1997]: UNDP (1997) Energy after Rio - Prospects and Challenges, United Nations, New York

[USGS 2000]: U.S. Geological Survey (2000) World Petroleum Assessment 2000, Washington

[WCED 1987]: World Commission on Environment and Development (1987) Our Common Future (The Brundtland Report), ISBN 0-19-282080-x, Oxford University Press, Oxford

[WEC 1995]: WEC (1995) Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond, World Energy Council, London

[WEC/IIASA 1998]: WEC/IIASA (1998) Global Energy Perspectives to 2050 and Beyond, London, Luxemburg

[Weizsäcker 1994]: von Weizsäcker, E.U. (1994) Umweltstandort Deutschland - Argumente gegen die ökologische Phantasielosigkeit, Birkhäuser Verlag, Berlin

[Winter, Nitsch 1986]: von Winter, C.J. und Nitsch, J. (1986) Wasserstoff als Energieträger, Heidelberg

[Wolters 2001]: Wolters, D. (2001) Struktur- und Akteursorientierte Szenarioanalyse eines zukunftsfähigen Deutschlands im internationalen Kontext, Universität Osnabrück

[Worrel 1994]: Worrell, E. (1994) Potentials for Improved Use of Industrial Energy and Material, Utrecht University

[Worrel et al. 1999]: Worrell, E., Martin, N., Price, L. (1999) Energy Efficiency and Carbon Dioxide Emissions Reduction Opportunities in the U.S. Iron and Steel Sector, Lawrence Berkeley Lab

[Worrel, Blok 1994]: Worrel, E. and Blok, K. (1994) Energy Savings in the Nitrogen Fertilizer Industry in the Netherlands, Utrecht University

10) ANHANG A : ENQUETE KOMMISSION „NACHHALTIGE ENERGIEVERSORGUNG“

Der Deutsche Bundestag hat im Februar 2000 die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ eingesetzt. Der Kommission wurde der Auftrag erteilt, dem Bundestag für die energiepolitischen Entscheidungen der Zukunft eine wissenschaftlich fundierte Grundlage zu liefern. Laut Einsetzungsbeschluss sollen dazu für den Zeitraum bis 2050 „robuste“, nachhaltig zukunftsfähige Entwicklungspfade im Energiesektor und politische Handlungsmöglichkeiten angesichts zunehmender Umwelt- und Entwicklungsprobleme unter den veränderten Rahmenbedingungen von Globalisierung und Liberalisierung aufgezeigt werden.

Der folgende Text ist eine vom Autor größtenteils wörtlich übernommene und gekürzte Fassung der Zusammenfassung des Endberichts (Bundestags Drucksache 14/2687, Berlin, 2002). Diese gekürzte Zusammenfassung ist fokussiert auf die Ergebnisse der Szenarien der Enquete Kommission. <32>

10.1 Enquete Bundestag - Ziele für ein nachhaltiges Energiesystems

Die heute weltweit dominierenden Produktions- und Konsumstile bringen zentrale Umweltprobleme mit sich. Die Stofffreisetzungen in die Umwelt durch nicht geschlossene Stoffkreisläufe, die mit den Produktions- und Konsumstilen verbundenen hohen Energieverbräuche, deren Emissionen, die Inkaufnahme nuklearer Risiken

32. Der Autor war sachverständiges Mitglied der Enquete Kommission und Berichterstatter der Mehrheitsfraktion für die Szenarien.

und das Ausmaß der Flächeninanspruchnahme sind mit dem Nachhaltigkeitsgedanken nicht vereinbar.

Die Enquete-Kommission ist bereits in ihrem Ersten Bericht davon ausgegangen, dass das Leitbild „nachhaltig zukunftsfähige Entwicklung“ nach heutigem Verständnis drei Dimensionen umfasst: die schonende Nutzung und Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen (Life-Support-Systeme) sowie die soziale und wirtschaftliche Entwicklung. Entsprechend sollen ökologische, soziale und ökonomische Ziele formuliert und möglichst weitgehend in Einklang gebracht werden.

Für Ökosysteme und die Atmosphäre lassen sich nach Meinung der Mehrheit der Kommission objektivierbare Naturschranken feststellen, die menschliche Aktivitäten prinzipiell limitieren. Mit der Metapher einer „Naturschranke“ ist gemeint, dass die Natur den anthropogen verursachten Eingriffen in natürliche Kreisläufe Grenzen setzt, die nur unter Inkaufnahme von für Mensch und Gesellschaft inakzeptablen Risiken überschritten werden können. „Naturschranken“ bilden jedoch keine starren Grenzen, sie können eher in Bandbreiten als mit eindeutig definierten Grenzwerten bestimmt werden.

Daraus folgt eine Hierarchie der Nachhaltigkeitsziele, die mit dem faktischen Vorrang der Ökonomie, wie er heute noch praktiziert wird, nicht in Einklang steht: Eine irreversible Schädigung der Naturgrundlagen muss verhindert werden, weil intakte Naturgrundlagen Voraussetzung sind für die wirtschaftliche und soziale Entwicklung. Die Enquete-Kommission formuliert deshalb zunächst die Anforderungen für ein nachhaltiges Energiesystem aus der ökologischen Perspektive. Daraus leitet sich ein Zielkorridor ab, in dem soziale und dann ökonomischen Ziele formuliert werden können.

10.1.1 Ökologische Ziele

Die weltweite Reduzierung der energiebedingten Treibhausgase ist Kern einer auf Nachhaltigkeit angelegten Energie- und Verkehrspolitik. Ziel muss die Stabilisierung des Weltklimas sein. Notwendig ist demnach, den weltweiten CO₂-Ausstoß bis 2050 gegenüber dem heutigen Niveau um etwa 50% zu senken. Die Enquete-Kommission sieht es als notwendig an, dass die Treibhausgasemissionen in den Industrieländern, also auch in Deutschland, bis zum Jahr 2020 um 40, bis 2030 um 50 und bis 2050 um 80 Prozent gegenüber 1990 reduziert werden müssen. So würde den mehr als 80 Prozent der Weltbevölkerung in den Entwicklungsländern eine nachhaltige Entwicklungsperspektive ermöglicht.

Die für die Versauerung von Böden und Gewässern verantwortlichen Schadstoffe Schwefeldioxid, Stickoxide und Ammoniak müssen weltweit flächendeckend unter die sogenannten Critical Loads sinken, sowie die Emissionen von feinen und ultrafeinen Partikel langfristig um 99% verringert werden.

Die Flächeninanspruchnahme für Siedlungs- und Verkehrsflächen und für den Rohstoffabbau sollte bis 2050 netto auf null reduziert werden. Die weltweiten Energiesysteme sind nach Auffassung der Mehrheit der Kommission so auszurichten, dass hochradioaktiver Abfall, der über geologische Zeiträume zu deponieren ist, in Zukunft nicht mehr produziert wird.

Das Risiko von extrem großen Unfällen in Energieanlagen, beispielsweise Großwasserkraftwerken oder Kernkraftwerken, mit sehr großem Schadensumfang und Langzeitwirkungen muss so schnell wie möglich minimiert werden. Weil die heute absehbaren Reaktorkonzepte das Risiko von großen Reaktorunfällen – ganz abgesehen von Gefahren durch Terrorismus – nicht sicher vermeiden können, unterstützt die Enquete-Kommission das beschleunigte Auslaufen der Kernenergienutzung in Deutschland.

10.1.2 Soziale Ziele

Alle Menschen müssen freien und sicheren Zugang zu den Energie-Dienstleistungen als Beitrag zur Daseinsvorsorge erhalten. Der Anteil der Aufwendungen der privaten Haushalte für Energiekosten an ihrem Gesamtbudget soll – bezogen auf ein bestimmtes Niveau an Energiedienstleistungen – nicht steigen. Das Energiesystem muss demokratischen Entscheidungsstrukturen unterliegen, um Marktmacht auszugleichen und Konflikte um Ressourcennutzung oder mit der Energienutzung verbundene Umweltprobleme zu regeln. Leben und Gesundheit der im Energiebereich Beschäftigten müssen geschützt sein.

Die Enquete-Kommission hält es für unabdingbar, dass zukünftige Generationen in ihren Entscheidungsmöglichkeiten nicht weiter eingeschränkt werden als zur Lösung aktueller Probleme und Erhaltung künftiger Optionen unbedingt notwendig ist.

10.1.3 Ökonomische Ziele

Die Energieproduktivität (das Verhältnis von realer Wirtschaftsleistung zum Primärenergieverbrauch) soll sich von 1990 bis 2020 um den Faktor 2,5 und bis 2050 um den Faktor 4 erhöhen. Energieeffizienzaktivitäten verringern auch die externen Kosten des Energiesystems. Auf Grund des hohen Kapitalbedarfs und der langen Investiti-

onszyklen ist eine auf Langfristigkeit und Nachhaltigkeit ausgerichtete Orientierung der Energiewirtschaft unerlässlich. Der Energiestandort Deutschland mit seinen hohen Standards an Versorgungs Sicherheit muss erhalten bleiben, weshalb im Zuge des Reinvestitionszyklus der deutschen Kraftwerke neue Anlagen in Deutschland auf der Basis der effizientesten Technik errichtet werden müssen. Dabei sollen vor allem der Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und die Markteinführung erneuerbarer Energien vorangetrieben werden.

Die Rahmenbedingungen für die deutsche Industrie müssen so angelegt sein, dass sie Innovationsmotor für neue Technologien und für Energieeffizienz entlang der gesamten Umwandlungskette werden kann. Derartige Innovationen können dazu beitragen, dass auch ihre internationale Wettbewerbsposition verbessert wird (first-mover-advantage).

Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und zur Absicherung gegenüber unkalculierbaren Preisentwicklungen v.a. auf dem Weltölmärkten soll die Importabhängigkeit von Energieträgern reduziert werden.

Lösungen müssen gefunden werden, die die Verkehrsleistungen wesentlich stärker als bisher vom Kraftstoffverbrauch abkoppeln. Es ist empfohlen, Maßnahmen zu ergreifen, um das Gesamtkilometeraufkommen beim motorisierten Straßen- und Luftverkehr bis 2010 zu stabilisieren. Hierzu scheint es erforderlich, dass der Anstieg des Straßengüterfernverkehrs und des Flugverkehrs begrenzt wird.

Den Entwicklungs- und Transformationsländern muss der Spielraum für die Steigerung des Lebensstandards gesichert werden. Damit dies nicht zu hohen und damit nicht nachhaltigen Steigerungsraten des Weltenergieverbrauchs führt, müssen die Industriestaaten beim Export von Know-How, Anlagen, Maschinen und Fahrzeugen auf einen exzellenten technischen Standard achten. Dadurch kann der „Leap-frogging“ genannte Entwicklungseffekt gefördert werden, der es Entwicklungs- und Transformationsländer ermöglicht, bestimmte technische Entwicklungsstufen zu „überspringen“ und bereits während ihres Entwicklungsprozesses den Einsatz modernster Technologien für ein nachhaltiges Energiesystem zu beschleunigen.

10.2 Enquete Bundestag: Potenziale und Szenarien für die Entwicklung in Deutschland

Um Strategien für die nachhaltige Gestaltung der Energiewirtschaft der Zukunft entwickeln zu können, sind Vorstellungen darüber zu erarbeiten, wohin die Fortsetzung bisheriger und künftig zu erwartender Trends der demographischen, der sozialen, der technisch-ökonomischen und der politischen Einflussfaktoren bis zum Jahr 2050 führen kann.

In der Zeit von 1991 bis 2001 hat sich das gesamtwirtschaftliche Wachstum (1,5% / a) und die Energieproduktivität (1,4% / a) nahezu parallel entwickelt; das bedeutet aber auch, dass die Effizienzgewinne und das Wirtschaftswachstum sich bezüglich Emissionsreduktionen zunächst gegenseitig „ausgleichen“. Die sektorale Verbrauchsstruktur hat sich dagegen in den neunziger Jahren deutlich verändert: Während der Energieverbrauch im Jahr 2000 insbesondere im Energiesektor (also – energiebilanztechnisch gesehen – in den Umwandlungssektoren) sowie in der Industrie und im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen niedriger war als 1990, ist er vor allem im Verkehr, aber auch bei den privaten Haushalten zuletzt spürbar höher gewesen; zugenommen hat auch der nichtenergetische Verbrauch fossiler Energieträger.

Die Sektorstruktur des Energieverbrauchs spiegelt sich in etwa auch bei den CO₂-Emissionen wider: Der mit Abstand größte Emittent war der Energiesektor, gefolgt vom Verkehr, der Industrie, den Haushalten und dem Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen. Die energiebedingten CO₂-Emissionen sind wesentlich stärker als der gesamte Primärenergieverbrauch gesunken: Im Jahr 2000 waren sie um rund 15% niedriger als 1990. Jahresdurchschnittlich gingen die CO₂-Emissionen über den Zeitraum von 1990 bis 2001 hinweg temperaturbereinigt um 3% zurück. Von 1990 bis 1993 waren es im Zuge des Wiedervereinigungsprozesses 5,2% pro Jahr, von 1993 bis 2001 aber nur 2,1%.

Ein Referenzszenario, das im Auftrag der Kommission in einer Kooperation der PROGNOS AG, dem IER Stuttgart und dem Wuppertal Institut erarbeitet wurde, schreibt diese Entwicklung in die Zukunft fort. Dem Referenzszenario liegen optimistische Annahmen über die wirtschaftliche Entwicklung, insbesondere aber auch über die Verbesserung der Energieeffizienz zugrunde. Zusammen mit dem langfristig erwarteten kräftigen Rückgang der Bevölkerung sinkt daher im Ergebnis der Energieeinsatz insgesamt bereits stark und die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz wird deutlich erhöht. Dennoch ist der durch das Referenzszenario beschriebene Energiepfad nicht

als nachhaltig zu bezeichnen. Die begrenzten Energieressourcen werden nach wie vor sehr hoch beansprucht. Vor allem aber werden die aus Klimaschutzgründen geforderten Emissionsreduktionsziele erheblich verfehlt – und damit ergibt sich eine zentrale Verletzung der Nachhaltigkeitskriterien.

Die Enquete-Kommission kommt vor diesem Hintergrund zu dem Ergebnis, dass eine Entwicklung entsprechend dem Referenzszenario ebensowenig nachhaltig ist wie die heutige Energieversorgung und deshalb keine akzeptable Basis für die Zukunft darstellt. Eine Fortschreibung der heutigen Entwicklungstrends des Energiesystems führt nicht zu einer nachhaltigen Entwicklung. Es besteht beträchtlicher energie- und umweltpolitischer Handlungsbedarf.

Im Szenariengruppe „Umwandlungseffizienz“ (UWE) wird eine Strategie der forcierten Steigerung der Effizienz in der Energieumwandlung und -anwendung gewählt. Die Nutzung der Kernenergie wird nicht fortgesetzt. Um fossile Energieträger (vor allem Kohle) trotz der ambitionierten Klimaschutzziele weiter nutzen zu können, wird die Abtrennung und Endlagerung von Kohlendioxid zugelassen.

10.2.1 Zielszenarien für Deutschland

Das beauftragte Gutachterkonsortium aus PROGNOSE AG, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (WI) übernahm in weiten Teilen die Vorgaben der Kommission (energiepolitische Ausbauziele, Annahmen für Investitionskosten und ökonomische Parameter, etc.), musste aber zusätzlich eigene Annahmen treffen, zum Beispiel bei der Entwicklung der Energieeffizienz in den Anwendungssektoren. Um die Aussagekraft der Modellierung zu erhöhen und den Einfluss des Modellansatz bewerten zu können, wurden die Szenarien und eine Variante in Modellkonkurrenz gerechnet: Während das IER das Energiesystem als Ganzes betrachtet und global unter ökonomischen Aspekten sektorübergreifend optimiert, minimiert das Simulationsmodell des Wuppertal-Instituts die Kosten in einer eher sektoralen Betrachtungsweise und unter Anwendung zusätzlicher Entscheidungskriterien.

Insgesamt wurden vierzehn Szenarien und Varianten gerechnet – alle unter der Maßgabe der ambitionierten Klimaschutzziele, die von einer Reduktion des Treibhausgasausstoßes um 80% bis 2050 ausgehen. Drei Hauptszenarien stehen repräsentativ für die grundsätzlichen Entwicklungslinien einer zukünftigen Energieversorgung:

Im Szenario „Umwandlungseffizienz“ (UWE) wird eine Strategie der forcierten Steigerung der Effizienz in der Energieumwandlung und -anwendung gewählt. Die Nutzung der Kernenergie wird nicht fortgesetzt. Um fossile Energieträger (vor allem Kohle) trotz der ambitionierten Klimaschutzziele weiter nutzen zu können, wird die Abtrennung und Endlagerung von Kohlendioxid zugelassen.

Im Szenario „REG/REN-Offensive“ (RRO) wird bis 2030 aus der Kernkraft vollständig und bis 2050 aus der Nutzung der fossilen Energieträger soweit ausgestiegen, dass die Klimaschutzziele erreicht werden können. Zur Kompensation werden Energieeffizienz und erneuerbare Energiequellen massiv forciert. Der Anteil der erneuerbaren Energiequellen soll nach den Vorgaben im Jahr 2050 mindestens 50% des Primärenergieverbrauchs betragen. Zusätzlich zu diesem Szenario wurde eine Variante Solare Vollversorgung modelliert, in der die Energieversorgung 2050 vollständig durch regenerative Energieträger gewährleistet wird. Eine dritte Variante unter dem Eindruck des 11. Septembers betrachtet, inwieweit ein sehr kurzfristiger Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie möglich ist.

Im Szenario „Fossil-nuklearer Energiemix“ (FNE) wird die Nutzung der Kernenergie fortgesetzt und ein Ausbau ermöglicht. Der Ausbau der erneuerbaren Energien sowie die Energieeffizienz werden insofern nicht forciert. Die Abtrennung und Endlagerung von Kohlendioxid wird ebenfalls zugelassen. Im Referenzszenario und den anderen Szenarien noch enthaltene Restriktionen, z.B. im Verkehrs- und Gebäudebereich, werden zudem aufgehoben.

Um die Unsicherheiten, die aufgrund von Annahmen über die Entwicklung zukünftiger Kosten schon beim Modellinput bestehen, abschätzen zu können, wurde zu jedem Szenario und auch zum Referenzszenario eine Variante gerechnet, der ein von der Minderheit der Kommission entworfener Datensatz zugrunde gelegt wurde. Damit konnte die Sensitivität der Modelle auf die Kostenvorgaben getestet werden.

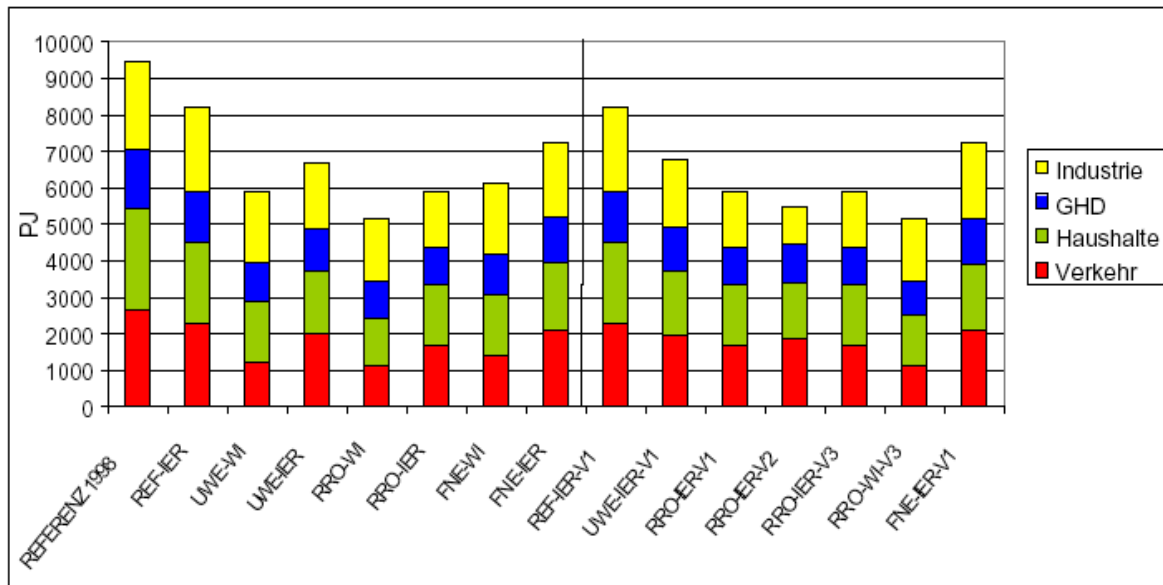


Abbildung 10-1 : Absoluter Endenergieverbrauch in den Szenarien im Jahr 2050 in PJ

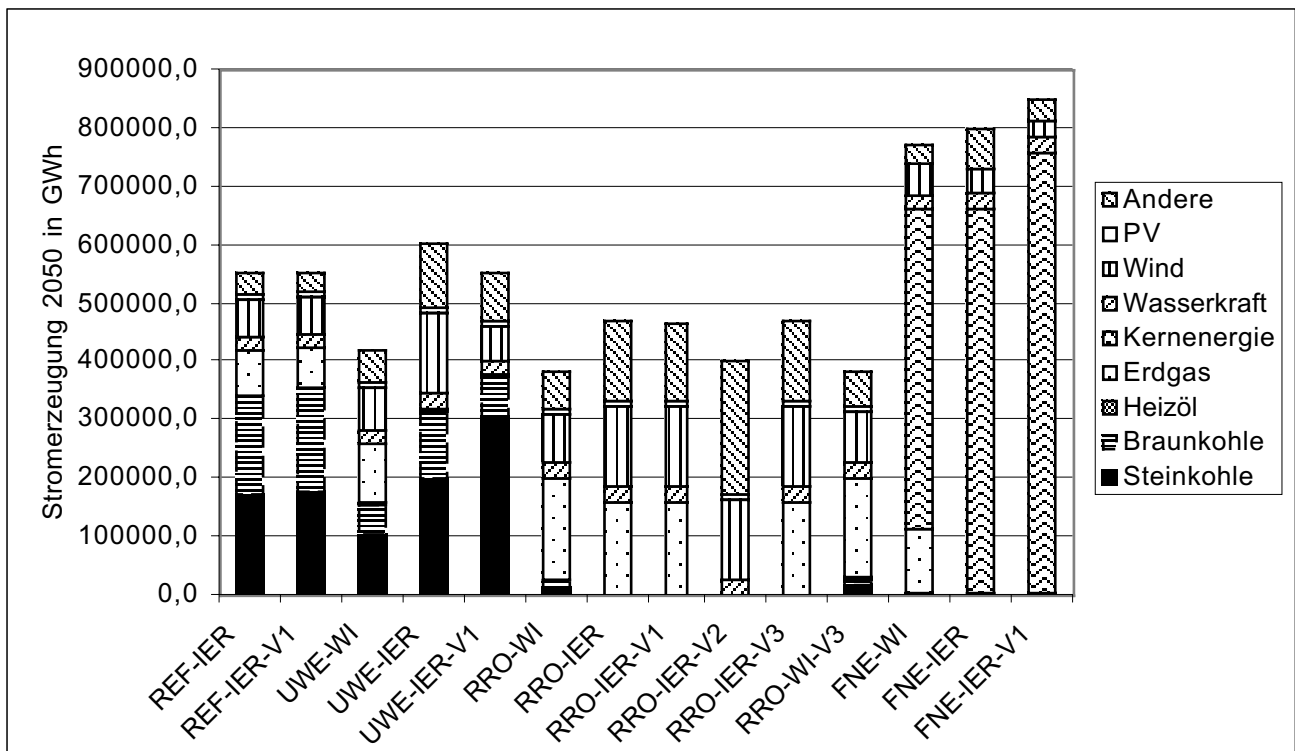


Abbildung 10-2 : Nettostrombereitstellung im Jahr 2050

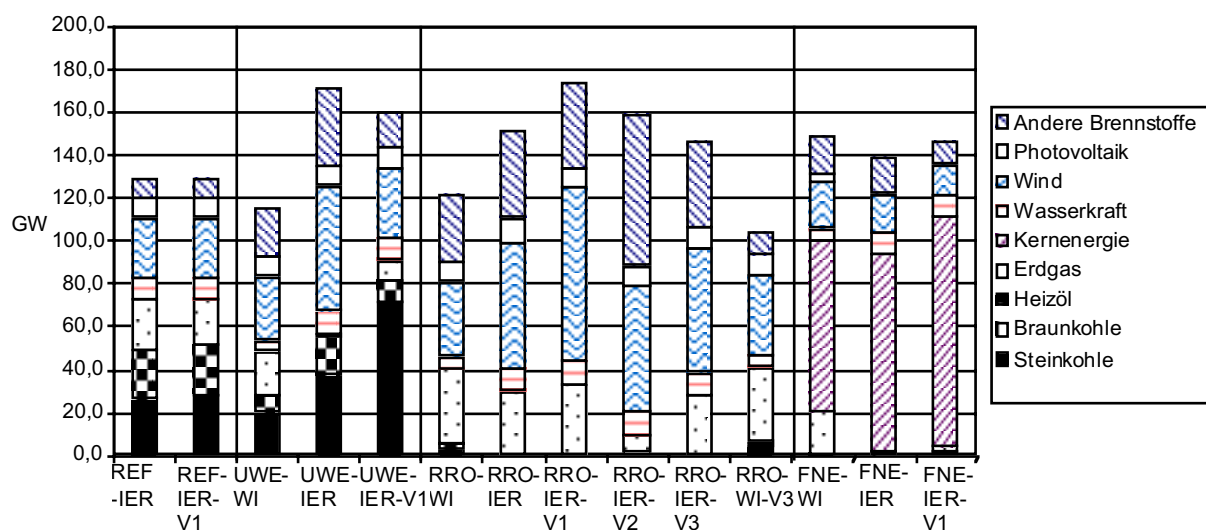


Abbildung 10-3 : Zusammensetzung des Kraftwerksparks im Jahr 2050

Analysiert man die Ausbaupfade (siehe hierzu die Tabelle und die RRO Ausbaupfade am Ende des Kapitels), so lässt sich zusammenfassen:

- auf die Kernkraft kann verzichtet werden,
- eine maßgebliche Rolle für Stein- und Braunkohle kann nachhaltig nur dann aufrechterhalten werden, wenn die Abtrennung von CO₂ und dessen dauerhafte Speicherung technisch und kostengünstig gelöst wird,
- Erdgas nimmt in einigen Szenarien eine wichtige Brückenfunktion beim endgültigen Übergang zu CO₂-freien Energieträgern ein,
- eine solare Vollversorgung ist möglich,
- die REG/REN-Offensive in ihrer Hauptform ist ein Entwicklungspfad, der auch für Zeiträume jenseits der hier betrachteten Horizonte weitere Entfaltungsmöglichkeiten zulässt.

10.2.2 Handlungsspielräume bei der Erreichung der Klimaschutzziele

Auch unter den genannten Einschränkungen, sowohl bezüglich der Unsicherheit der Aussagen über Technologien und Kosten sowie der gewählten, relativ konservativen

Rahmenannahmen kommt die Kommission zu dem Ergebnis, dass eine Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2050 um 80 % (gegenüber dem Niveau von 1990) aus heutiger Sicht technisch und wirtschaftlich realisierbar ist. Sämtliche untersuchten Technologiepfade in den Zielszenarien erlauben eine Erreichung der ehrgeizigen Treibhausgas-Reduktionsziele, die in Deutschland bereits heute in ersten Schritten in Angriff genommen werden. Der Entwicklungspfad in ein regeneratives und effizienteres Energiesystem ist eine realistische Zukunftsoption und keine Sackgasse: auch eine weitgehende bzw. vollständige Versorgung Deutschlands aus erneuerbaren Energiequellen ist aus heutiger Sicht in einem hocheffizienten Energiesystem möglich.

Nur wenn die in den Modellen angenommenen Entwicklungen der Technologien - und dies gilt für alle drei Pfade - auch durch entsprechende Rahmenbedingungen und Energiepolitiken forciert werden, werden die Ergebnisse der Szenarien realisierbar. Dabei unterscheiden sich die Szenarien in ihrer Abhängigkeit von Technologien. Die Realisierbarkeit der Szenarien Umwandlungseffizienz (UWE) und fossil-nuklearer Energiemix (FNE) ist jeweils maßgeblich von einer Schlüsseltechnologie abhängig (CO₂-Abtrennung und Speicherung bzw. Kernkraft), das Szenario REG/REN-Offensive (RRO) baut dagegen auf einer relativ großen Vielfalt von für die Emissionsminderung relevanten Technologien auf. Sollten sich die Erwartungen z.B. an die Photovoltaik nicht erfüllen, so ließe sich dies durch eine andere erneuerbare Technologie abdecken. Dieser Aspekt kann sich gleichzeitig als ein wichtiger Beitrag zur Versorgungssicherheit erweisen.

Strukturelle Veränderungen, wie der Übergang von einer Energieversorgungswirtschaft zu einer solaren Energiedienstleistungswirtschaft oder denkbare noch höhere Steigerungsraten der Ressourceneffizienz (z.B. Faktor 10) konnten in den Szenarien nur sehr begrenzt bzw. nicht berücksichtigt werden. Auch eine signifikante Änderung von Verhalten und Lebensstilen konnte weder quantifiziert noch hinsichtlich ihrer strukturellen und qualitativen Effekte in den Szenarien abgebildet werden. Eine Anpassung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen gegenüber dem Referenzszenario war in den Szenarien nicht möglich. Insofern bilden die Szenarien bei weitem nicht alle gesellschaftlichen und individuellen Optionen zur CO₂-Minderung ab. Dies und der unterstellte starke Anstieg der Energiedienstleistungen pro Kopf führen dazu, dass die resultierende Energiedienstleistungsnachfrage eher als oberer Rand der erwartbaren Bandbreite anzusehen ist. Dass die Szenarien dennoch die gesteckten Klimaschutzziele erreichen, deutet darauf hin, dass der Wechsel zu einer ökoeffizienten Energiedienstleistungswirtschaft, zur forcierten Ressourceneffizienz und auch die Änderung von Lebensstilen die Erreichung der Reduktionsziele und den Umbau der Energiewirtschaft erleichtern können.

Es lassen sich jenseits aller Unsicherheit und politischer Maßnahmen drei robuste Trends ausmachen, die allen Szenarien gemeinsam sind: Regenerative Energien, rationelle Energieverwendung und ein neuer Sekundärenergieträger werden in Zukunft eine wichtige Rolle spielen.

10.2.3 Energieeffizienz

Alle Szenarien beinhalten über den Trend hinausgehende Effizienzsteigerungen. Wichtige Einsparpotenziale liegen im Gebäudebereich, sowohl in den Privathaushalten als auch in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Die Energieeinsparungen bei den Neubauten und dem Gebäudebestand sind insbesondere wegen der Langlebigkeit der Gebäude und der langen Zeiträume zwischen den Sanierungsmaßnahmen ab sofort möglichst kontinuierlich – im Zuge ohnehin erfolgreicher Sanierungen - zu realisieren. Die Sanierungsziele sind heute technisch und in den meisten Fällen auch einzelwirtschaftlich bei entsprechend günstigen Rahmenbedingungen machbar. In den Szenarien werden als Ziel im Jahr 2050 energetische Sanierungsraten von 1,3 % bis zu 2,5 % angenommen. Diese liegen erheblich über der heutigen energetischen Sanierungsrate von 0,5 % pro Jahr. Eine zentrale Rolle kommt darüber hinaus der Stromeinsparung zu.

Alle Sektoren (z.B. verkehr) müssen ihren Beitrag zur Senkung der Energienachfrage leisten.

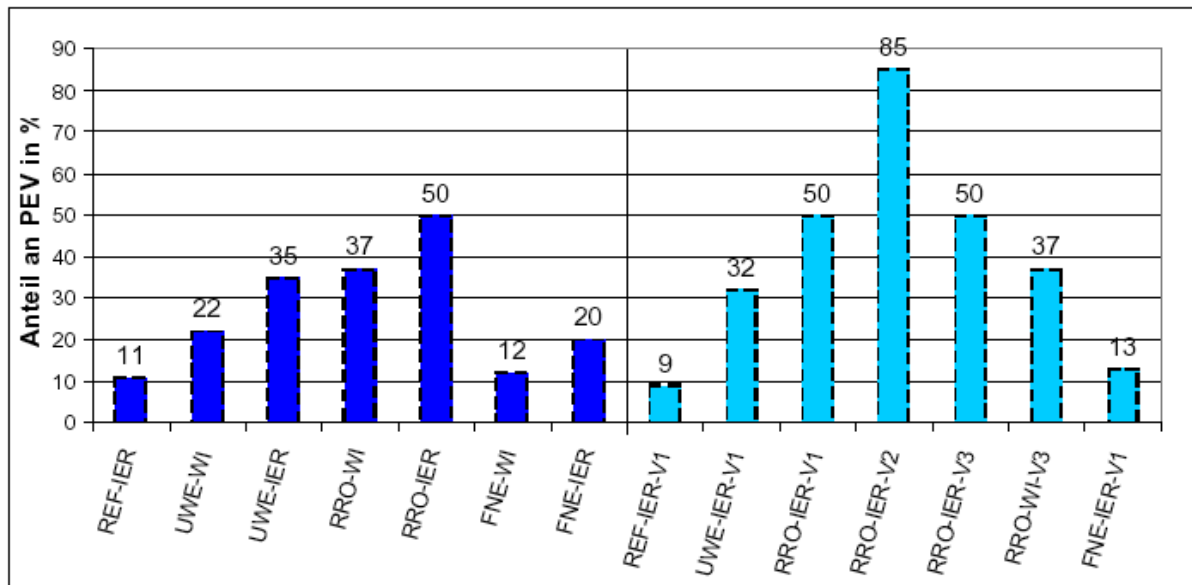


Abbildung 10-4 : Anteil der Erneuerbaren Energiequellen am Gesamtprimärenergieverbrauch; Anmerkung des Autors: Beim Szenario „solare Vollversorgung“ zeigt die Analyse der verbleibenden Anteile, dass diese auch mit erneuerbaren Ressourcen abdeckbar sind.

10.2.4 Erneuerbare Energien

Alle Szenarien, auch das Szenario (fossile) Umwandlungseffizienz, beinhalten in weit höherem Umfang als das Referenzszenario den Einsatz regenerativer Energieträger. Dies ergibt sich zwar auch durch Berücksichtigung der politischen Forderung der Europäischen Union, die für Deutschland bis 2010 mit 12,5 % der Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien spezifiziert wurde. Es zeigt sich jedoch auch im „fossil-nuklearen“ Szenario, dass ein weiterer Ausbau aller regenerativen Energien zur Erreichung der Klimaschutzziele unabdingbar ist. Die FNE-Szenarien zeigen andererseits, dass die erneuerbaren Technologien, wenn sie durch risikobehafteten Atomstrom bei ihrer Markteinführung behindert werden, nicht die notwendige Entwicklungszeit für ausreichende Kostensenkungen bekommen und daher ihren Marktanteil nicht ausweiten können. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass in allen denkbaren Entwicklungspfaden eine langfristige, angemessene Fortsetzung von Markteinführungsmaßnahmen (wie z.B. EEG und Marktanzreizprogramm, Länderförderprogramme, Programme der Energiewirtschaft) aus Klimaschutz- und Innovationsgründen gerechtfertigt ist.

Der Mix der verschiedenen erneuerbaren Energien in den Szenarien resultiert in den Simulationen bzw. Optimierungen aus Kostengesichtspunkten oder wurde exogen auf Grund von Expertenschätzungen vorgegeben. Nach Ansicht der Kommission

wird insbesondere eine Energiewirtschaft, die vornehmlich auf erneuerbare Energieträger aufbaut, den Mix auch daran orientieren müssen, dass eine durchgängig sichere Versorgung mit Energiedienstleistungen gewährleistet ist.

10.2.5 Sekundärenergieträger

In allen Szenarien wird bis spätestens 2050 Wasserstoff als neuer Sekundärenergieträger eingeführt. Die notwendige Einführung eines Sekundärenergieträgers, der keine Treibhausgasemissionen verursacht, hier Wasserstoff, oder einer anderen, heute noch nicht etablierten (Speicher)Technologie zeigt auch auf, dass erhebliche Anstrengungen notwendig sind, um ein nachhaltiges Energiesystem im allgemeinen und die Klimaschutzziele im besonderen zu erreichen. Wenn Wasserstoff zukünftig die Funktion eines Speichers übernehmen soll, der im wesentlichen ohne zusätzliche Treibhausgasemissionen den Umbau zu einer klimafreundlichen Energiewirtschaft ermöglicht, sind dafür frühzeitig politische Weichenstellungen notwendig. Sinnvoll erscheint im ersten Schritt eine Erweiterung der Erdgas-Infrastruktur auch für Erdgas-Fahrzeuge als Übergangstechnologie mit der Option eines stetig wachsenden Wasserstoffanteils im Erdgasnetz, bis dann (wegen technischer Eigenschaften) später eine Umrüstung der Infrastruktur notwendig und möglich wird.

10.2.6 Nachhaltigkeit der Szenarien sehr unterschiedlich

In Bezug auf die Verwirklichung der Prinzipien nachhaltiger Energieversorgung müssen die Szenarien unterschiedlich bewertet werden. Zwar erreichen alle die 80 % Emissionsreduktion, die meisten weisen aber in anderen Bereichen Defizite auf. Im Szenario Umwandlungseffizienz (UWE) ist die insgesamt anfallende Menge an Kohlendioxid, die deponiert werden muss, mittel- und langfristig in den bekannten dauerhaft sicheren Lagerstätten nicht unterzubringen. Im fossil-nuklearen Szenario (FNE) werden bis zum Jahr 2050 mindestens 50 neue Atomkraftwerke gebraucht. Weder für die heute existierenden, noch für diese Anzahl von neuen Atomkraftwerken ist eine mit Nachhaltigkeitsgrundsätzen vereinbare Entsorgung der radioaktiven Reststoffe möglich.

Bei den Szenarien, die auf einer REG/REN-Offensive (RRO) aufbauen, ist die Flächennutzung durch die Windenergie und die Nutzung der Biomasse ein Aspekt, der die Nachhaltigkeit einschränkt. Die Doppelnutzung der Windnutzungsgebiete, ein Biomasseanbau ohne Monokultur und die Berücksichtigung der Ergebnisse der ökologischen Begleitforschung können diese Nachteile relativieren. Die Kommission ist der Ansicht, dass durch die Vielzahl an verschiedenen Technologien zur Effizienzstei-

gerung und zur Nutzung der erneuerbaren Energien sowie durch die dezentrale Charakteristik vieler erneuerbarer Energietechnologien ein Mix in der Anwendung gefunden werden kann, der diese Belastungen in einem akzeptablen Rahmen hält und durch die Diversifikation der Quellen dauerhafte Stabilität der Versorgung mit Energiedienstleistungen gewährleistet.

10.3 Nachhaltige Energiewirtschaft durch effiziente Energietechnologien und erneuerbare Energien

Aufgrund all dieser Überlegungen kommt die Kommission zu der Überzeugung, dass nur ein am Szenario „REG/REN-Offensive“ orientierter Entwicklungspfad als nachhaltig bezeichnet werden kann. Eine Hauptaufgabe von zukünftiger Energiepolitik wird es sein, die heutige Energiewirtschaft und neue Akteure in diesem Transformationsprozess zu begleiten und zu fördern. Integriert man in diese REG/REN-Offensive auch noch Aspekte der Steigerung der Umwandlungseffizienz ohne dabei den Ausbau der erneuerbaren Energietechnologien zu behindern, so wird es noch leichter, den gewünschten Klimaschutzeffekt zu erreichen.

Das Szenario REG/REN-Offensive ist gesellschaftlich und technologisch entwicklungs offen: Wie die Variante 2 dieses Szenarios aufzeigt, ist auch eine volle Versorgung auf der Basis erneuerbarer Energien möglich. Allerdings sollte dieses Ziel angesichts der zusätzlichen hohen Kosten aus heutiger Sicht nicht schon bis 2050 realisiert werden, sofern nicht zusätzliche Kostendegressionen gegenüber den Annahmen erreicht werden. Eine Offensive in den Technologien der erneuerbaren Energien und Effizienztechnologien ermöglicht es jedoch auch, falls notwendig, noch früher mit entsprechender Vorlaufzeit aus der Atomenergie auszustei gen; dies ist somit nicht nur ein gangbarer Weg mit geringen negativen Auswirkungen sondern eröffnet für Gesellschaft, Politik und Wirtschaft neue und große Handlungsspielräume.

	REF-IER	UWE-WI	UWE-IER	RRO-WI	RRO-IER	RRO-IER Var. 2'	RRO-IER Var. 3	FNE-WI	FNE-IER	REF-IER Var. 1	UWE-IER Var. 1	RRO-IER Var. 1	FNE-IER Var. 1	
														Var. 1
Endenergie	Summe	8.208	6.918	6.666	5.166	5.910	5.909	6.140	7.229	8.224	6.764	5.904	7.232	
	GJ/cap	121	100	87	82	87	87	76	107	121	87	98	107	
	Verkehr	2.299	1.247	1.975	1.122	1.689	1.894	1.687	1.409	2.115	2.299	1.949	1.667	2.115
	Haushalte	2.221	1.632	1.732	1.362	1.654	1.474	1.653	1.661	1.814	2.218	1.756	1.655	1.799
	GHD	1.389	1.075	1.169	960	1.057	1.065	962	1.093	1.275	1.376	1.237	1.058	1.275
	Industrie	2.299	1.964	1.779	1.732	1.530	1.099	1.532	1.967	2.028	2.331	1.823	1.524	2.043
	Erneuerbare	334	796	1.220	1.142	1.437	2.136	1.424	690	1.065	360	1.315	1.424	984
	Anteil EEV	4%	13%	18%	22%	24%	39%	24%	11%	15%	4%	19%	24%	14%
	Sonstige	152	718	34	262	78	675	81	906	7	152	47	84	7
	Anteil EEV	2%	12%	1%	6%	1%	12%	1%	15%	0%	2%	1%	1%	0%
Endenergie nach Energieträgern	Summe	486	1.514	1.264	1.394	1.515	1.504	1.247	1.596	1.072	1.362	1.507	991	
	Anteil EEV	6%	26%	19%	27%	26%	51%	25%	26%	15%	6%	20%	26%	
	Fossil	5.539	2.277	2.644	1.864	1.989	300	1.988	1.864	2.634	5.517	2.495	2.024	2.863
	Anteil EEV	67%	38%	40%	36%	34%	5%	34%	40%	36%	67%	37%	34%	37%
	Strom	1.816	1.542	1.935	1.368	1.563	1.495	1.564	1.368	2.628	1.818	2.066	1.553	2.782
	Anteil EEV	22%	26%	29%	27%	26%	27%	26%	29%	36%	22%	31%	26%	38%
	Wärme	368	427	823	286	843	925	853	240	761	375	841	920	681
	Anteil EEV	4%	7%	12%	6%	14%	17%	14%	4%	11%	5%	12%	14%	8%
	Summe	11.937	9.348	11.400	8.562	10.397	9.547	10.396	12.266	13.048	11.864	11.421	10.395	12.940
	Anteil EEV	17%	13%	16%	12%	15%	141	153	127	192	175	168	153	191
Primärenergie	Summe	1.765	3.130	4.896	4.266	5.988	8.420	5.983	4.318	3.041	1.826	4.316	5.990	2.086
	Anteil EEV	15%	33%	43%	50%	58%	89%	58%	19%	23%	14%	39%	58%	16%
	Fossil	10.172	6.218	6.504	4.266	4.398	1.127	4.404	4.291	4.009	10.238	7.105	4.405	4.010
	Anteil EEV	86%	67%	57%	50%	42%	12%	42%	50%	35%	86%	62%	42%	31%
Systemkosten	Summe	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Anteil EEV	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
	Kumulierte Kostendifferenz ggü. Referenz (19.182,6 Mrd.€)	€/cap	3.333	5.134	2.966	9.106	25.383	9.954	2.077	-4.928	4.876	11.941	-7.922	
	Auf 1998 abdiskontierte kum. Kostendifferenz ggü. Referenz (9.290,1 Mrd.€)	€/cap	527	1.168	596	2.094	6.136	2.560	227	-1.345	1.149	2.630	-2.062	
Externe Kosten	Summe	0	298	323	170	605	616	175	-144	318	702	-305		
	Anteil EEV	€/cap für 2050	39	42	22	79	159	80	23	-19	41	91	-40	
	Auf 1998 abdiskontierte Kostendifferenz ggü. Referenz in 2050 (6.074,8 Mrd.€)	€/cap für 2050	-1.848	-2.338	-2.201	-2.649	-2.700	-2.647	14.717	17.515	-2.215	-2.575	20.505	
	Auf 1998 abdiskontierte Kostendifferenz ggü. Referenz in 2050 (690,2 Mrd.€)	€/cap für 2050	-240	-304	-286	-345	-351	-344	1.915	2.279	-288	-335	2.868	

Durch Rundungsfehler können sich in der Summe Prozentwerte über 100% ergeben.
 * Eine regenerative Vollversorgung wird aus modellimmanenten Gründen nicht erreicht. Die Differenz zu 100% beim primärenergetischen Anteil resultiert aus nicht-energetischer Nutzung von Energieträgern.

Tabelle 10-1 : Ergebnisse der Szenarien der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“ im Überblick

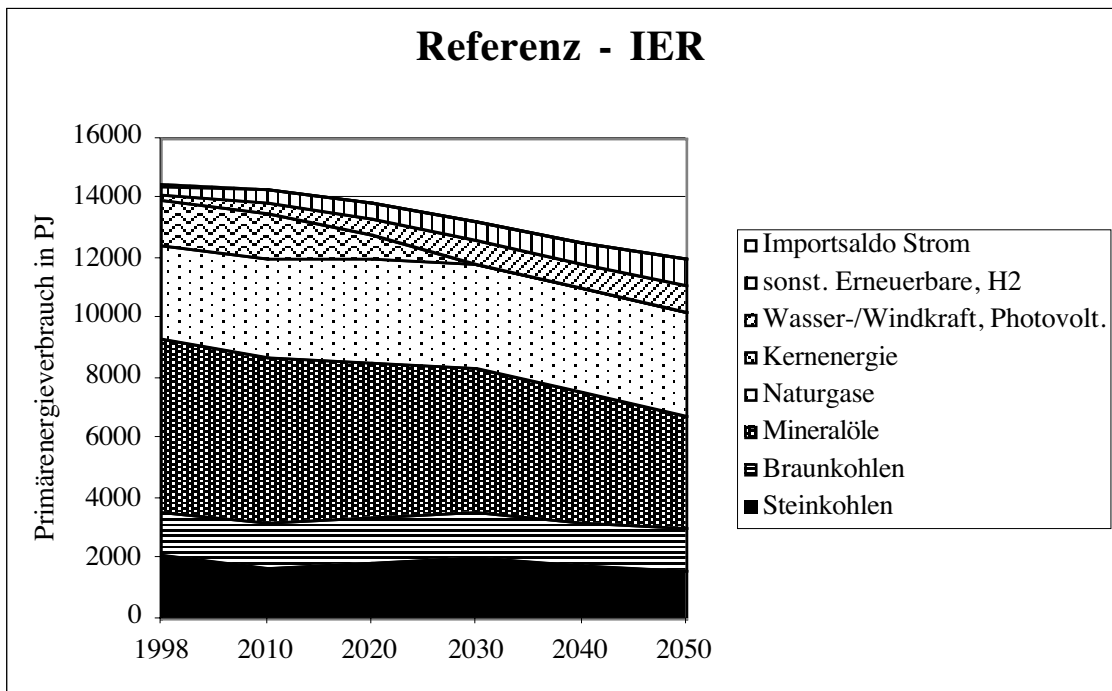


Abbildung 10-5 : Referenz Szenario (REF -IER) der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“

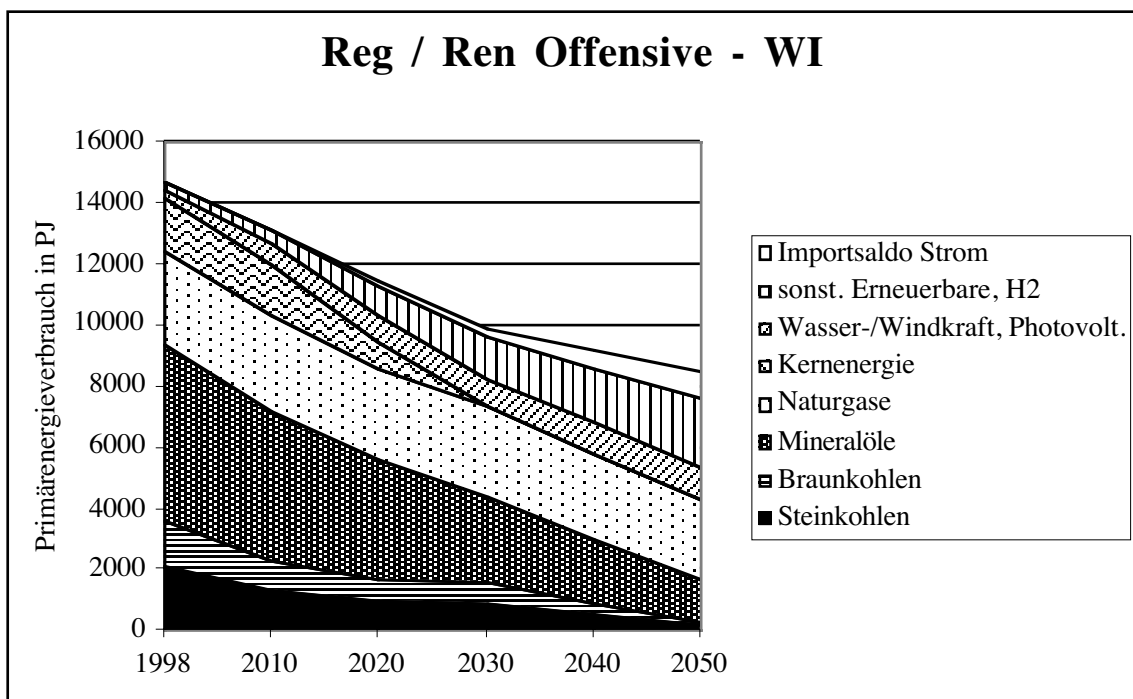


Abbildung 10-6 : Reg/Ren Offensive (RRO-WI) Szenario der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“

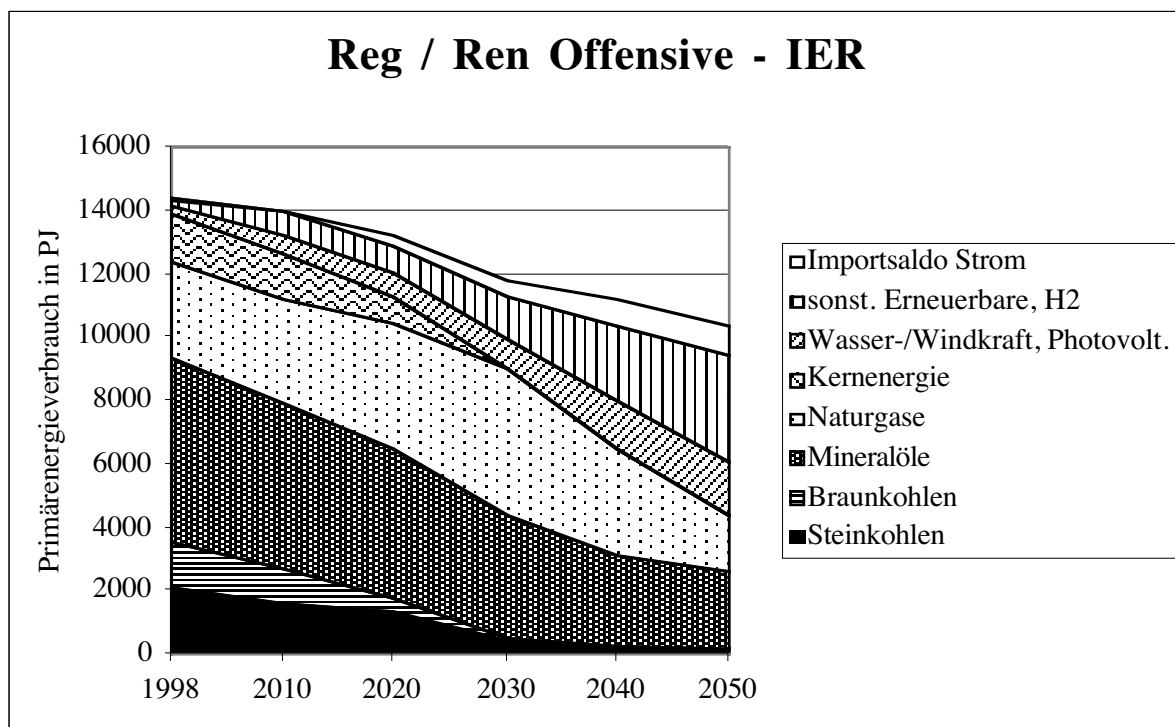


Abbildung 10-7 : Reg/Ren Offensive (RRO-IER) Szenario der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“

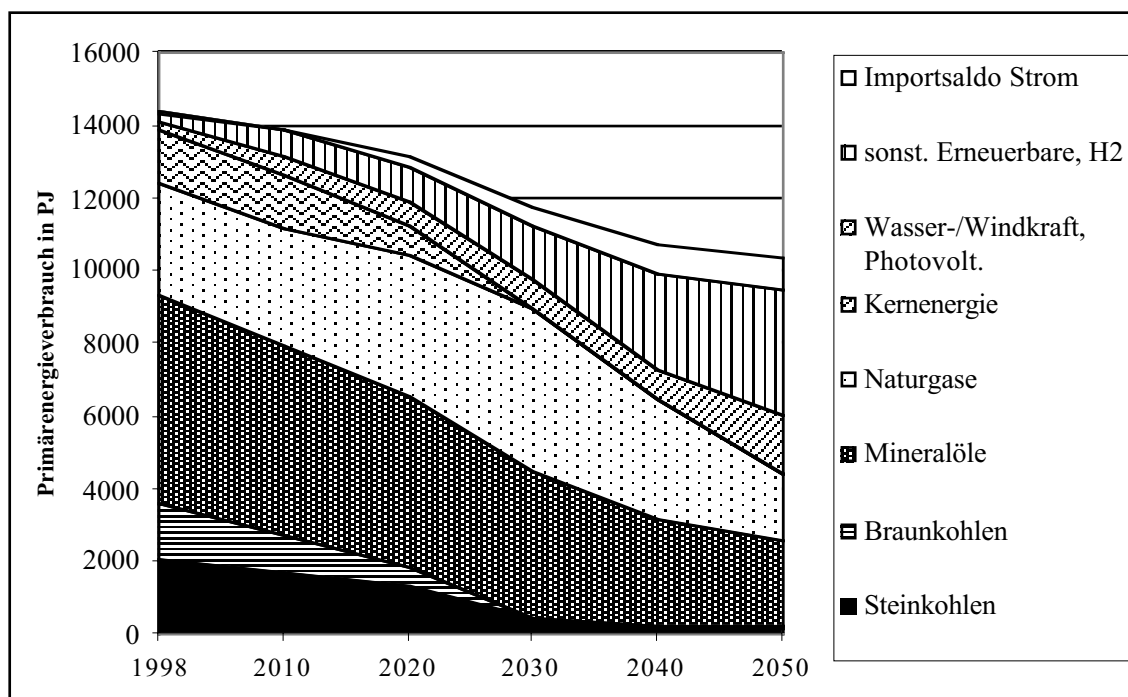


Abbildung 10-8 : Reg/Ren Offensive (RRO-IER-V1) Szenario der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“
Alternativer Datensatz

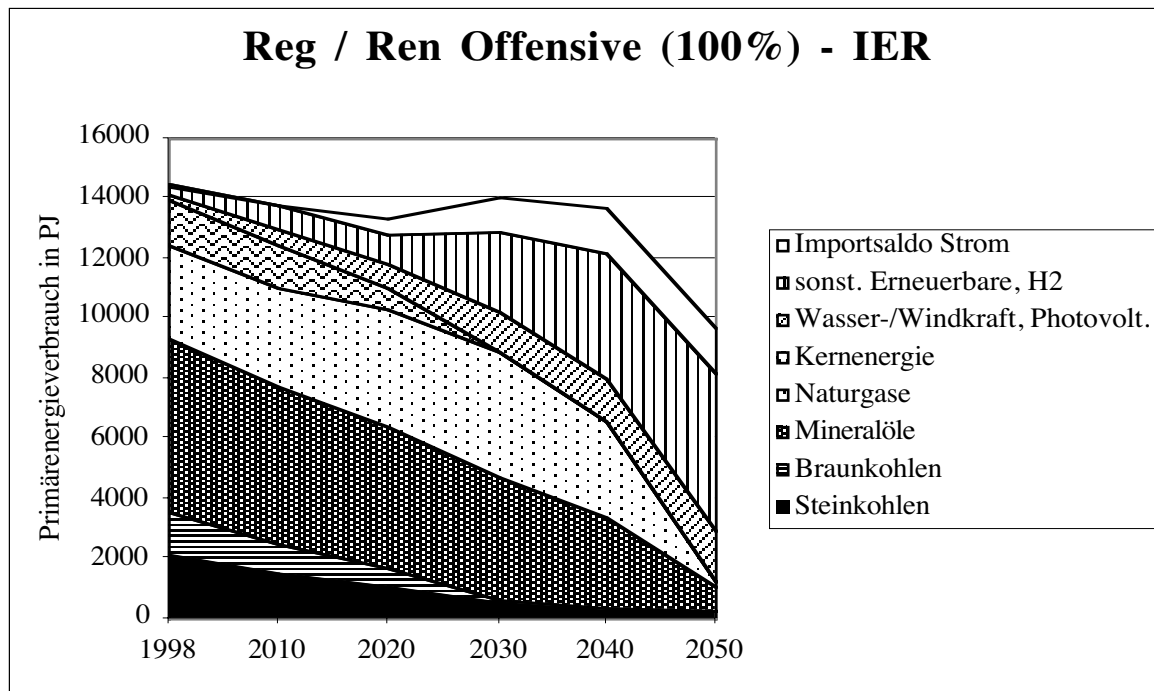


Abbildung 10-9 : Reg/Ren Offensive 100% (RRO-IER-V2) Szenario der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“ - Solare Vollversorgung

Anmerkung des Autors: Beim Szenario „solare Vollversorgung“ zeigt die Analyse der verbleibenden Anteile, dass diese auch mit erneuerbaren Ressourcen abdeckbar sind.

11) ANHANG B: DYNAMIK DES
JAPANISCHEN
ENERGIEVERSORGUNGSSYSTEMS AUF
BASIS DER ERJ STUDIE

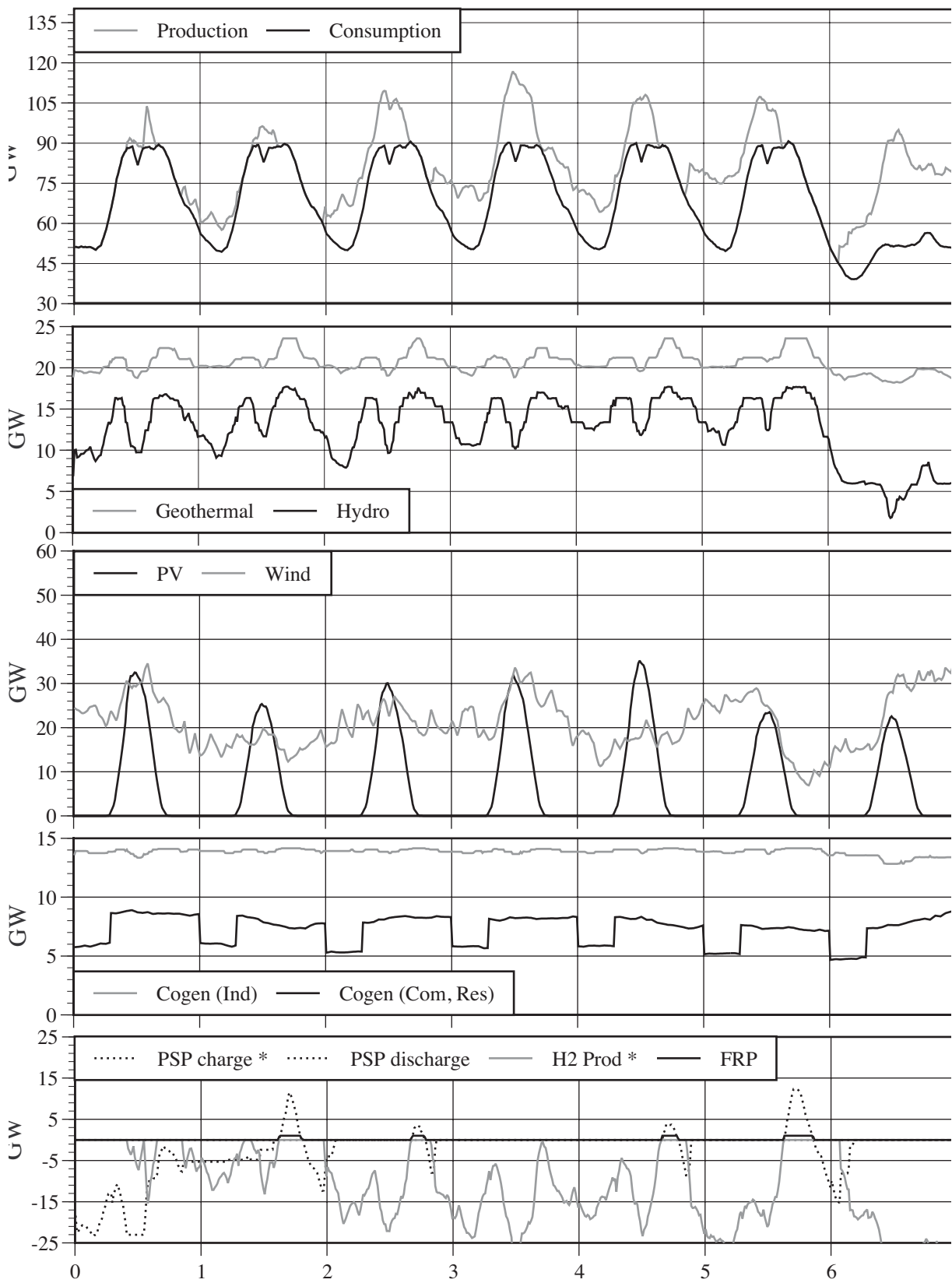


Abbildung 11-1 : Energieversorgung Japans in der 1. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

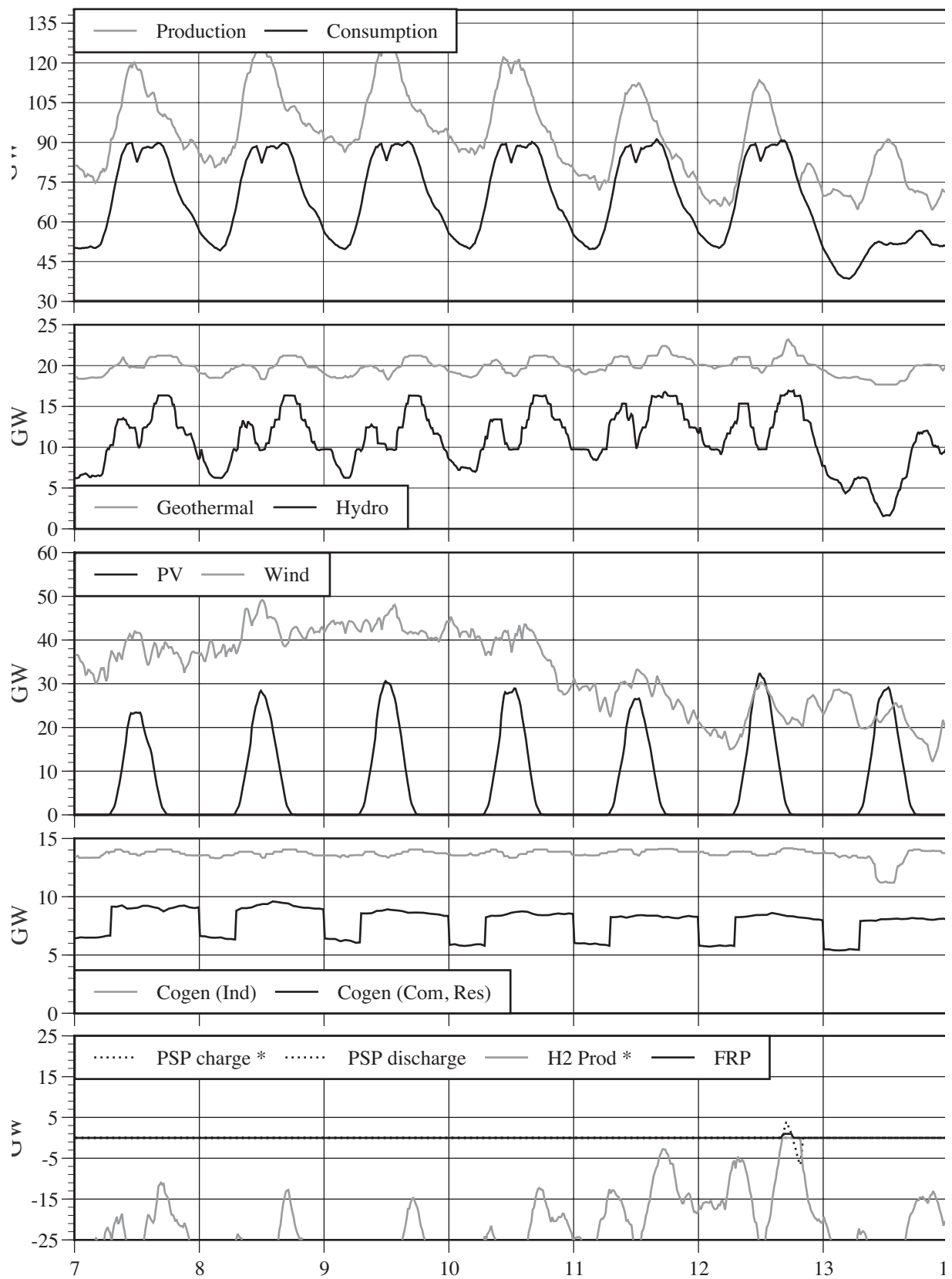


Abbildung 11-2 : Energieversorgung Japans in der 2. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

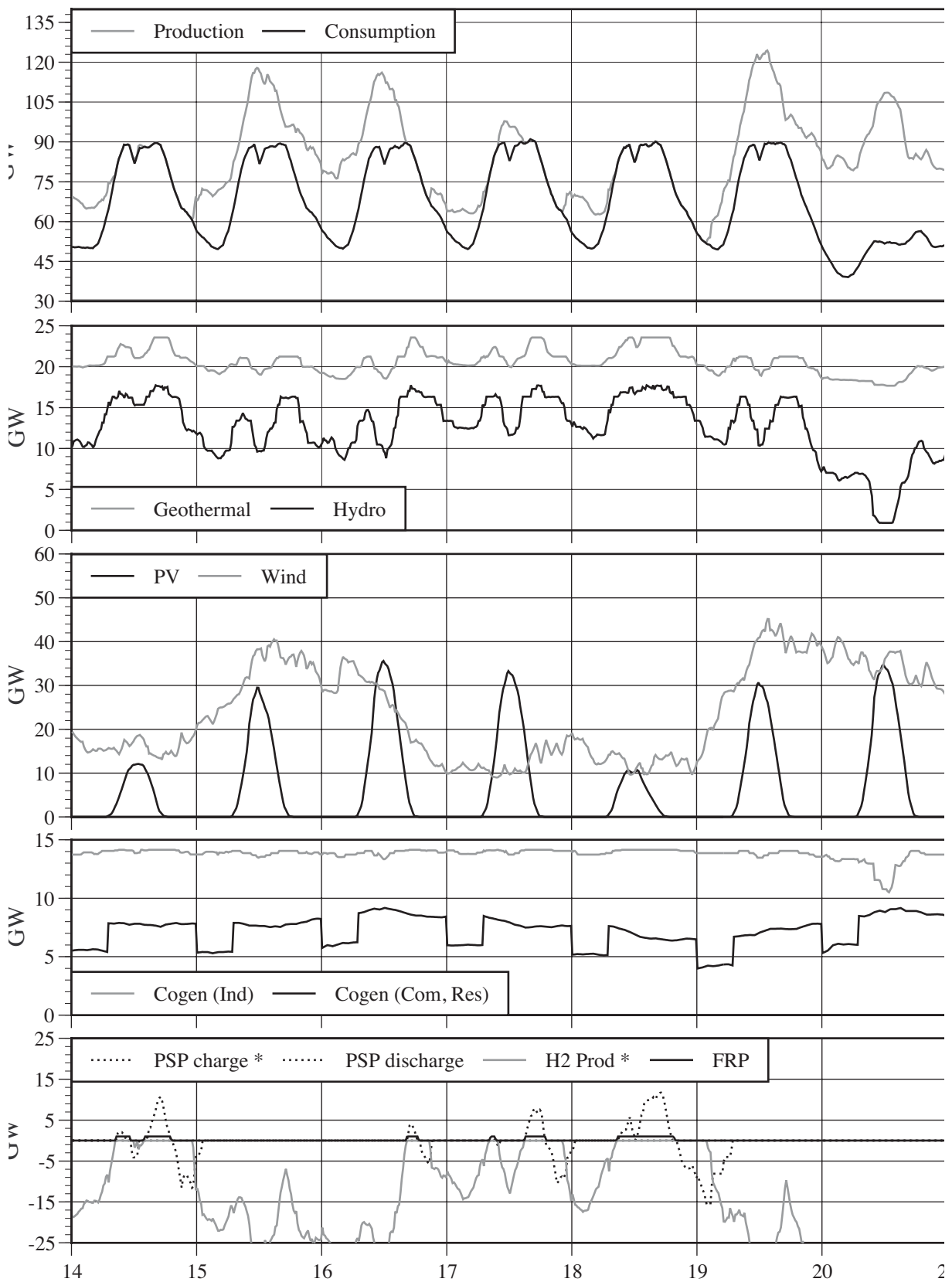


Abbildung 11-3 : Energieversorgung Japans in der 3. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

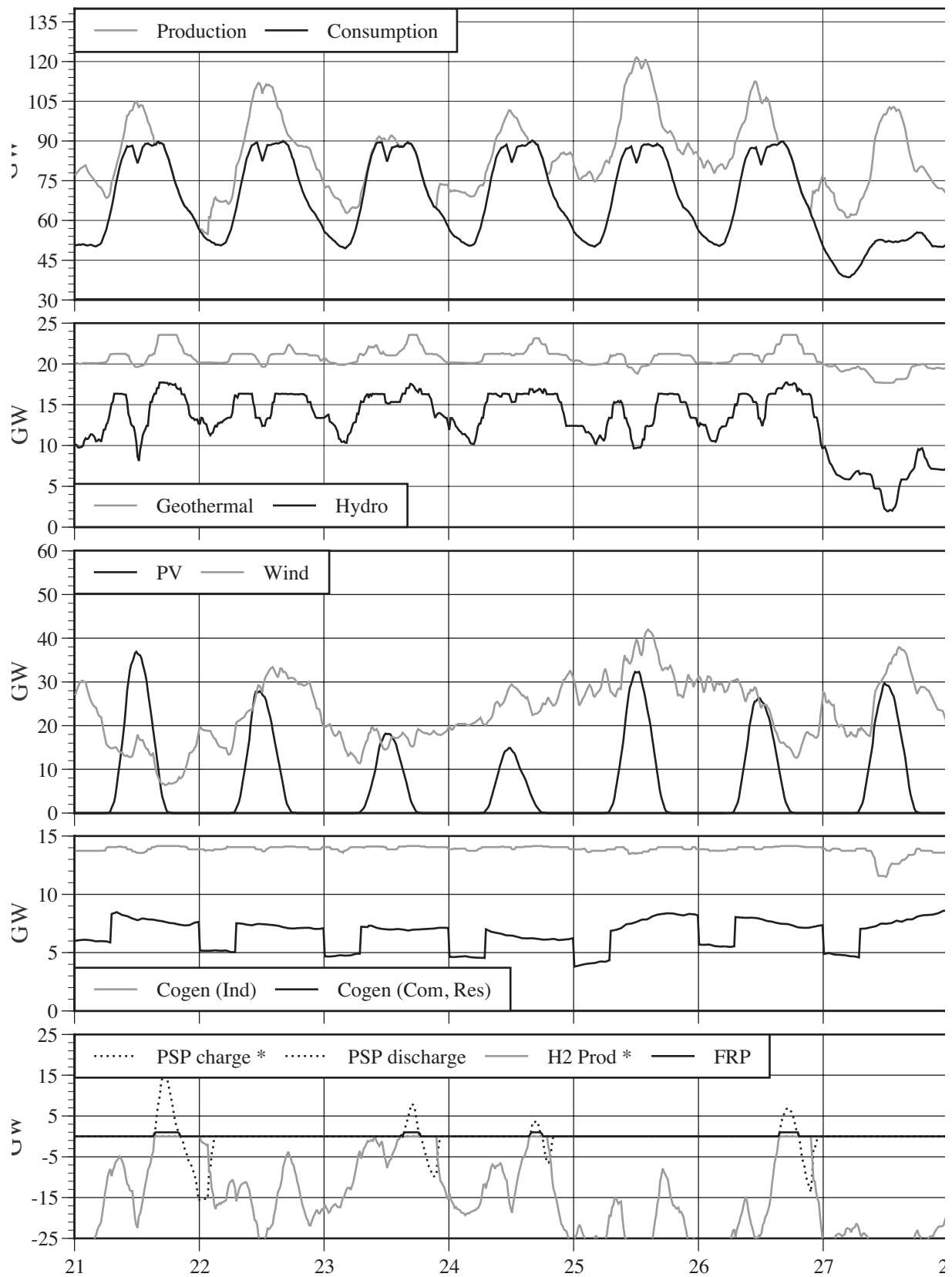


Abbildung 11-4 : Energieversorgung Japans in der 4. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

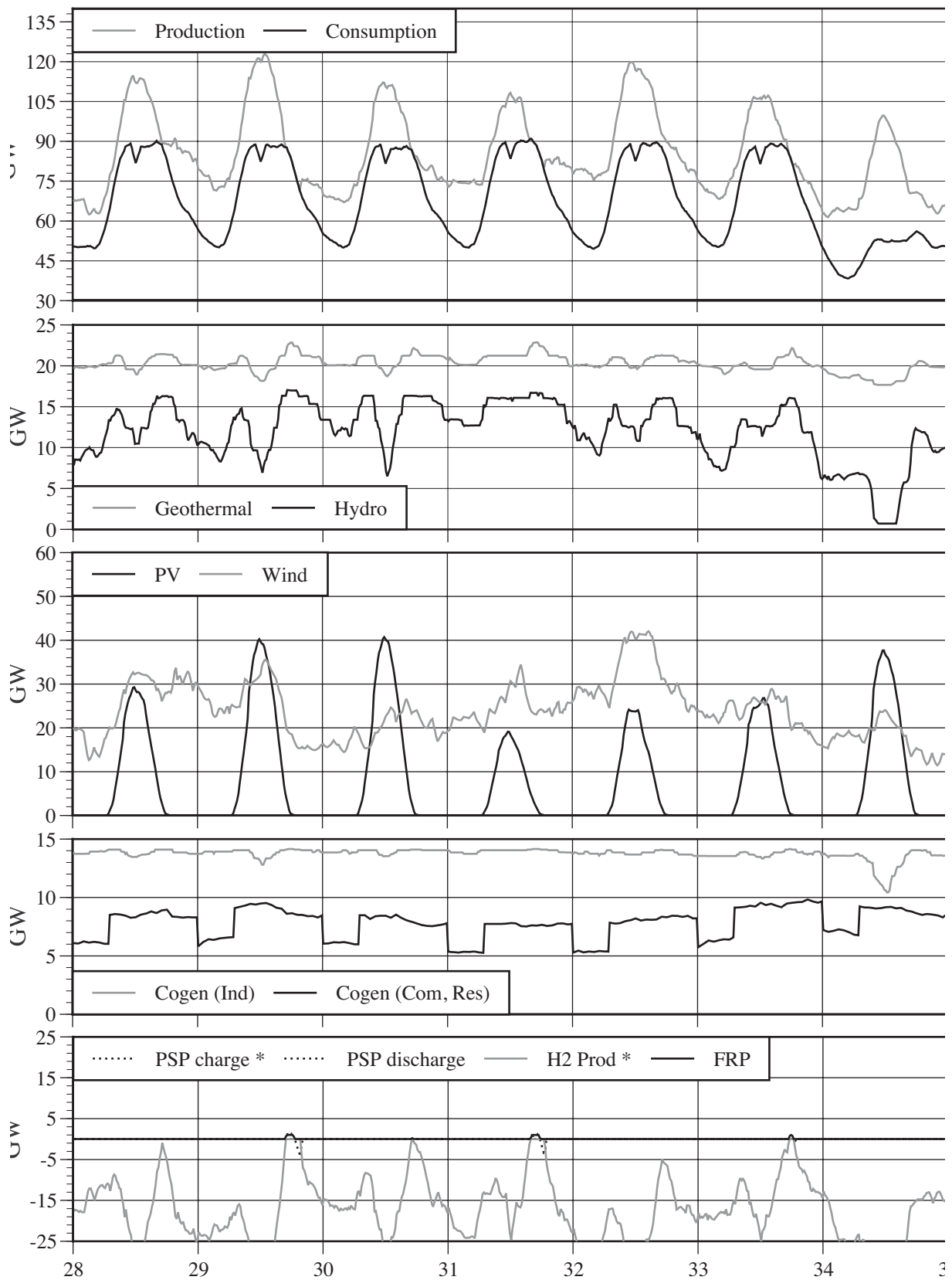


Abbildung 11-5 : Energieversorgung Japans in der 5. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

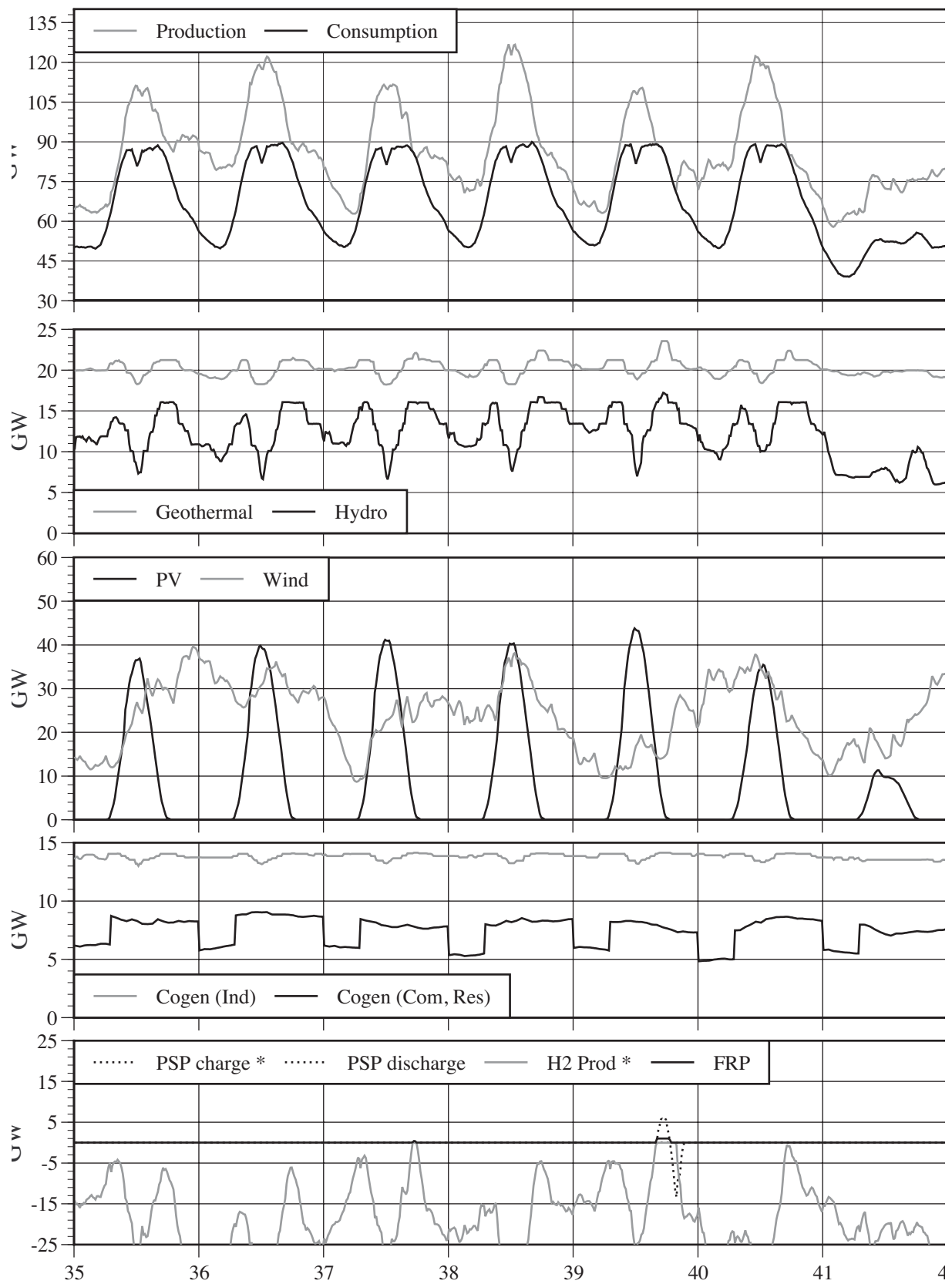


Abbildung 11-6 : Energieversorgung Japans in der 6. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

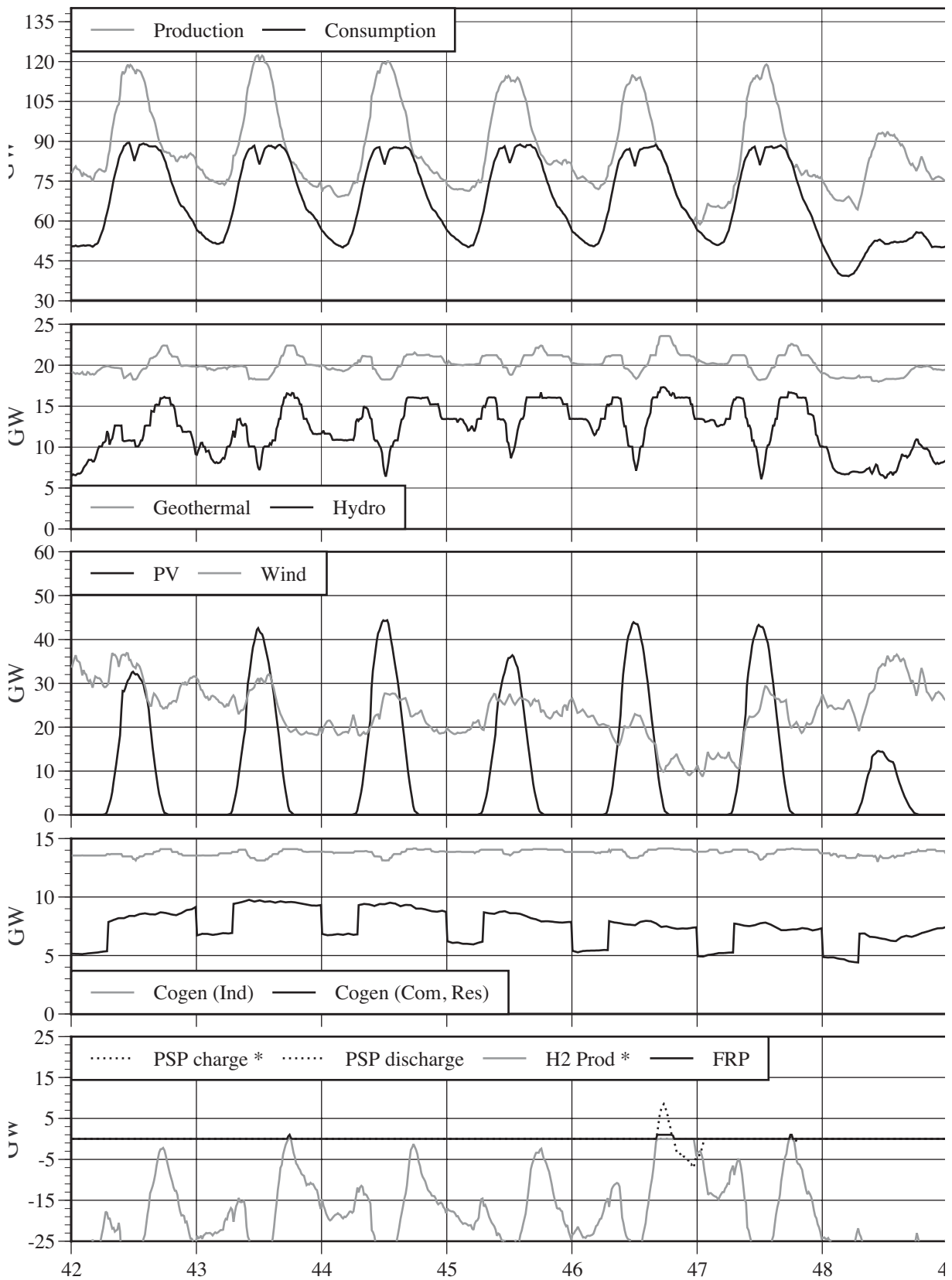


Abbildung 11-7 : Energieversorgung Japans in der 7. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

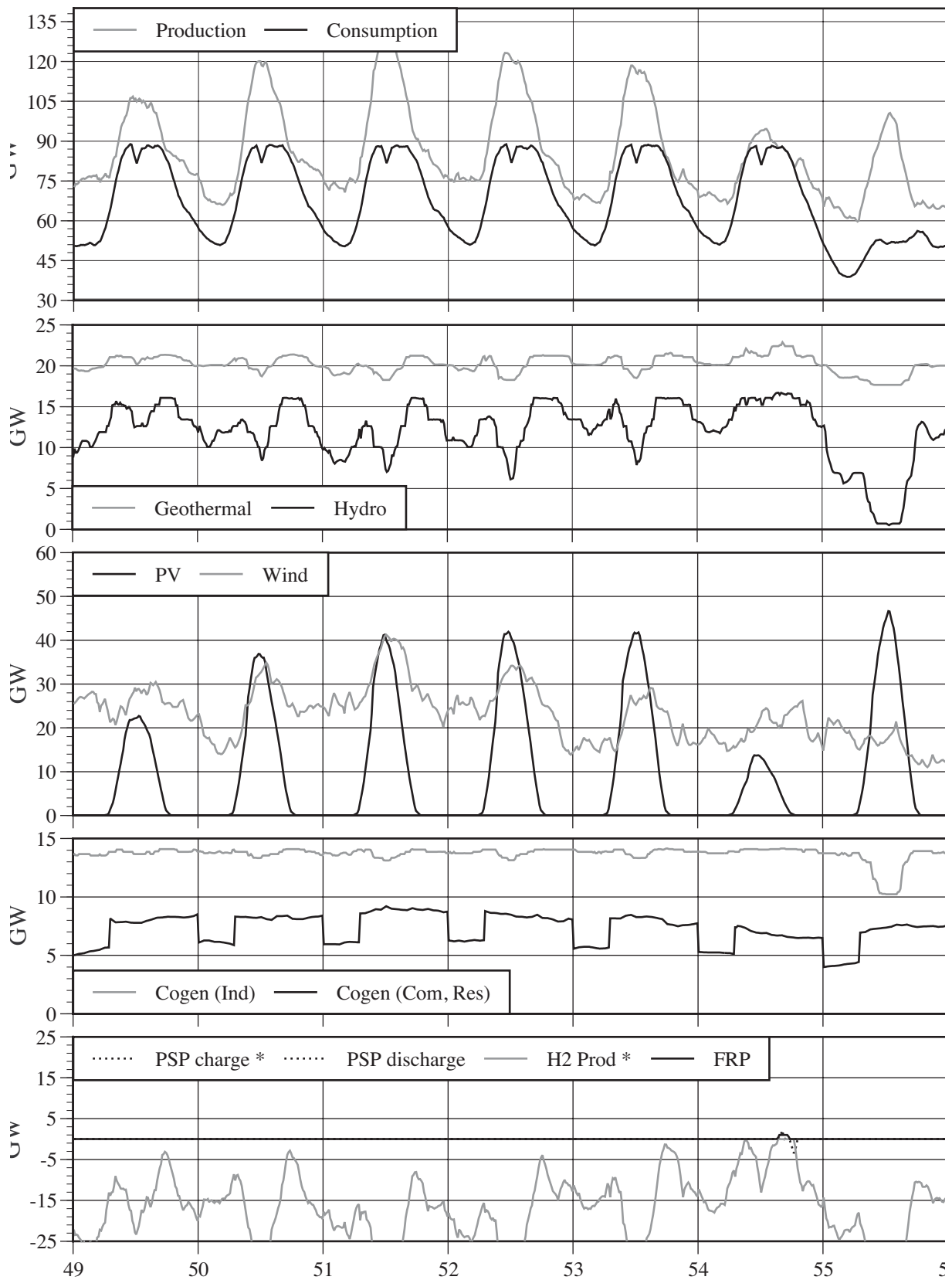


Abbildung 11-8 : Energieversorgung Japans in der 8. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

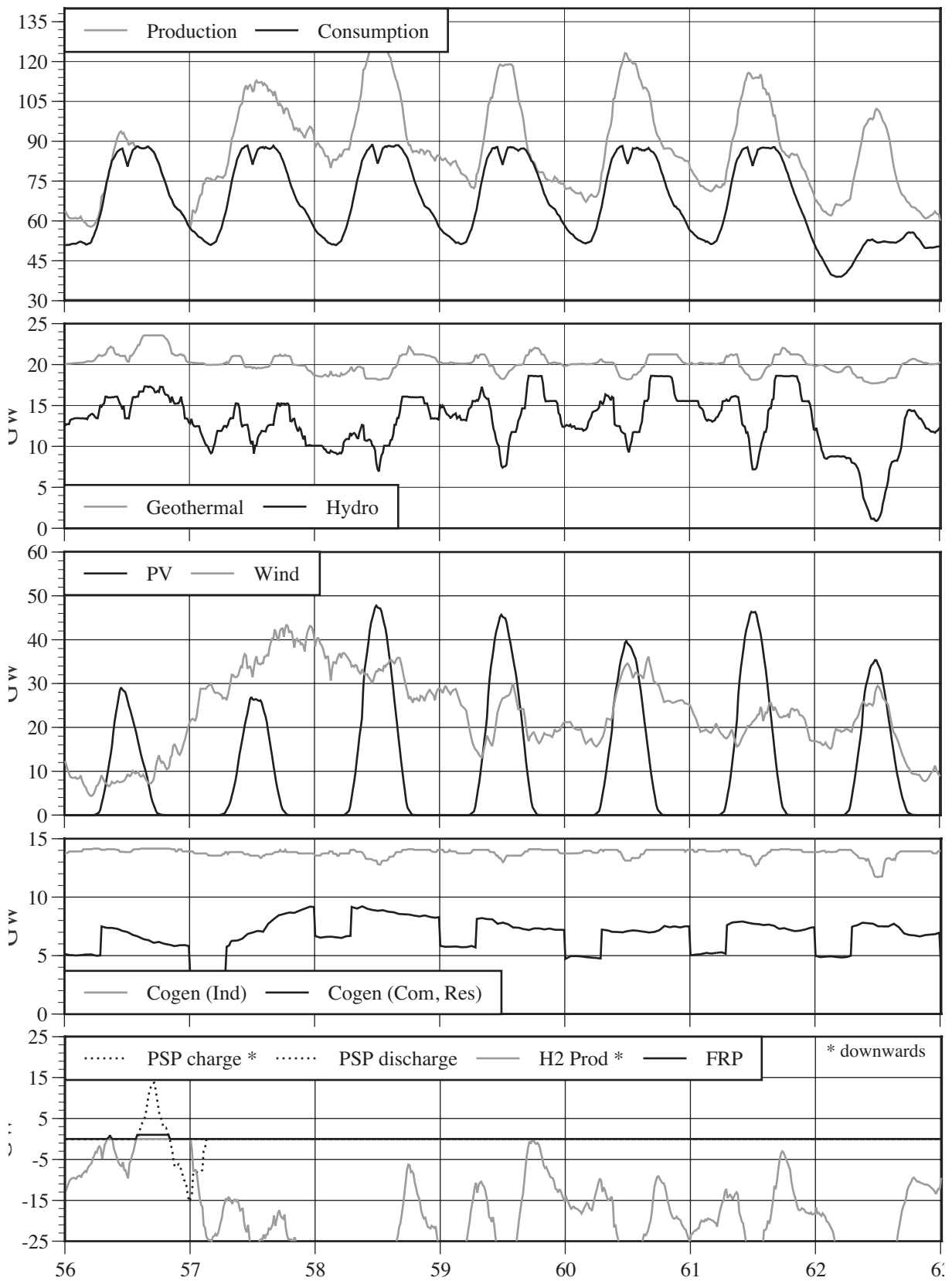


Abbildung 11-9 : Energieversorgung Japans in der 9. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

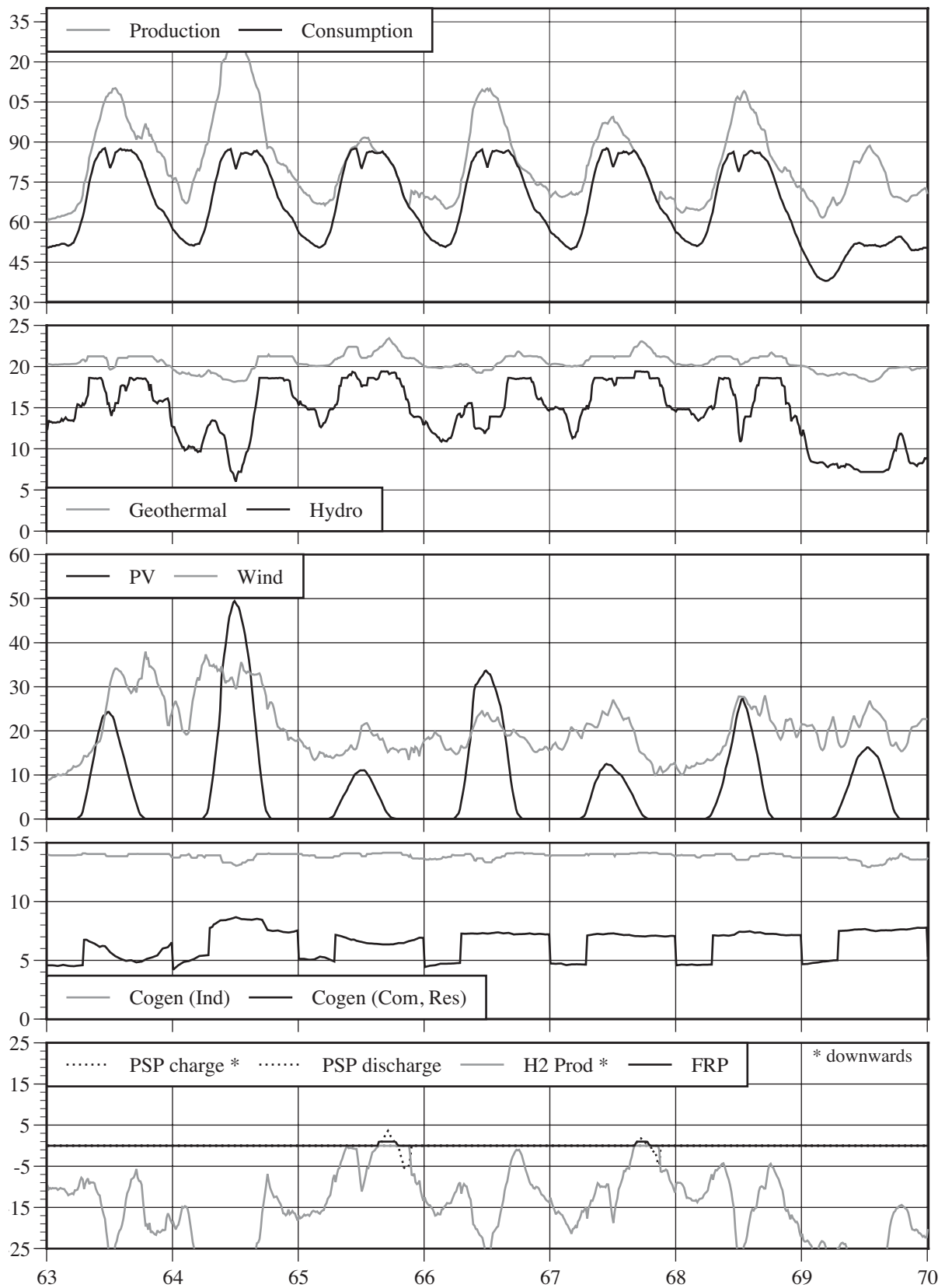


Abbildung 11-10 : Energieversorgung Japans in der 10. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

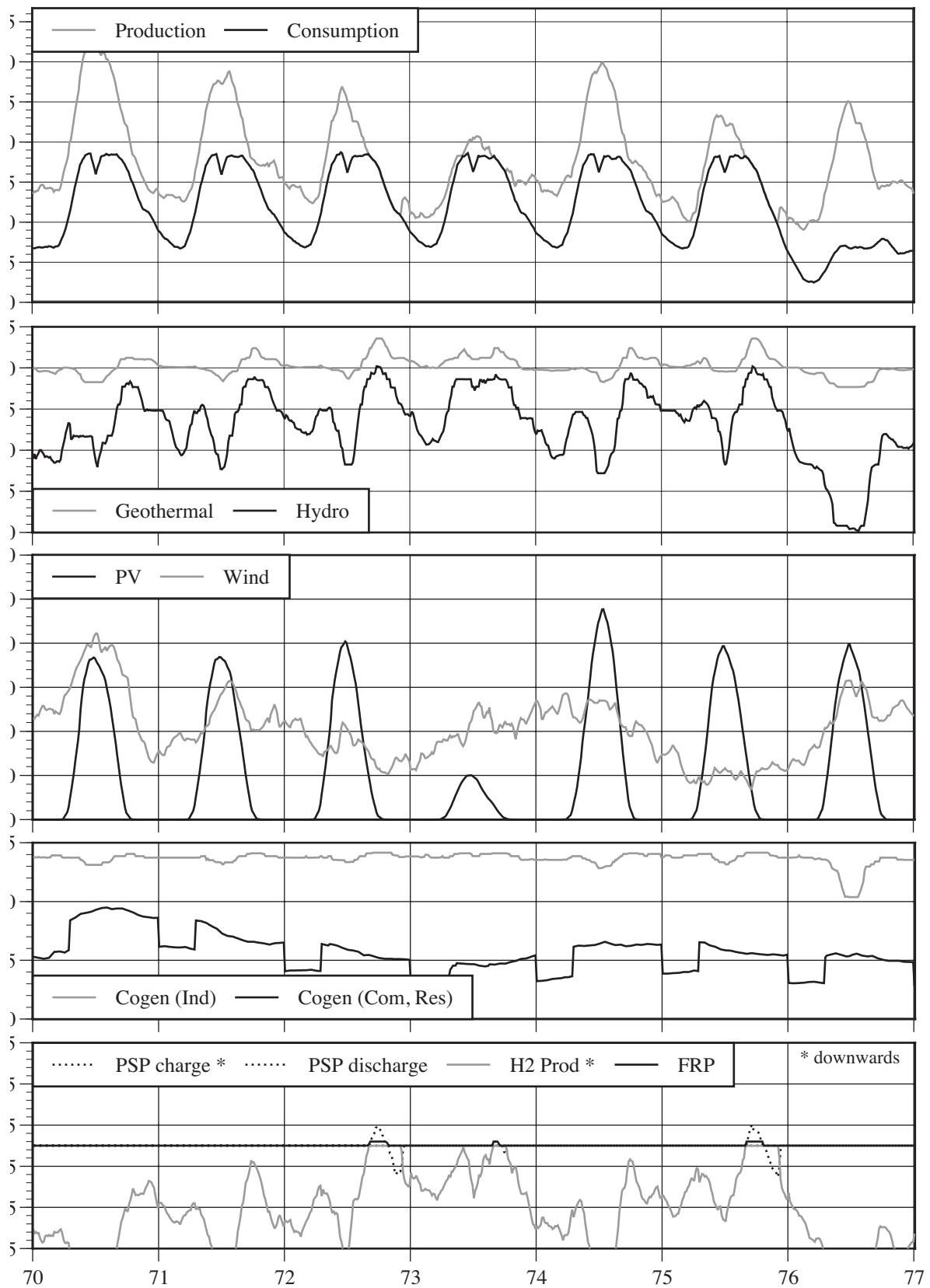


Abbildung 11-11 : Energieversorgung Japans in der 11. Kalenderwoche. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

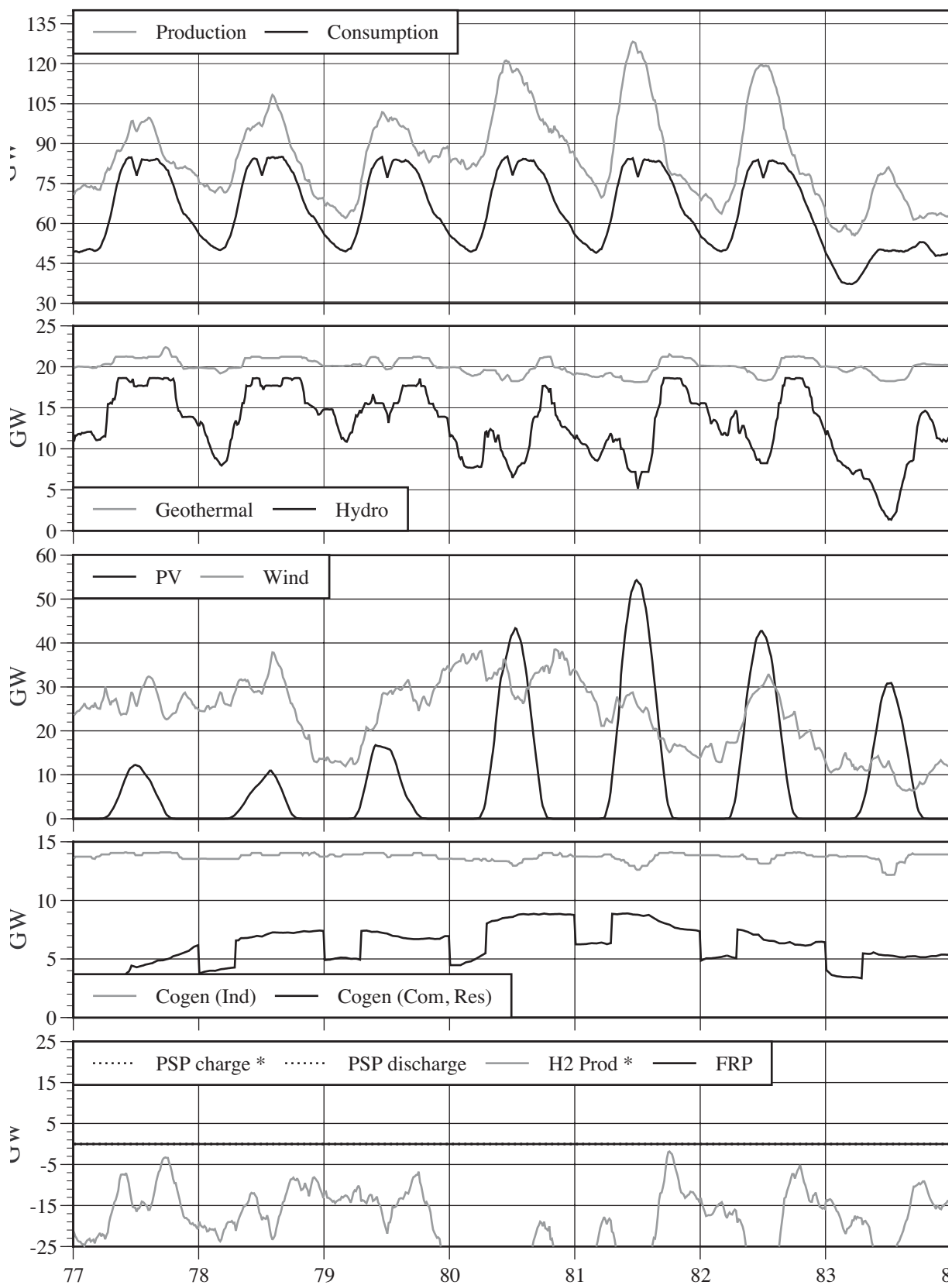


Abbildung 11-12 : Energieversorgung Japans in der 12. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

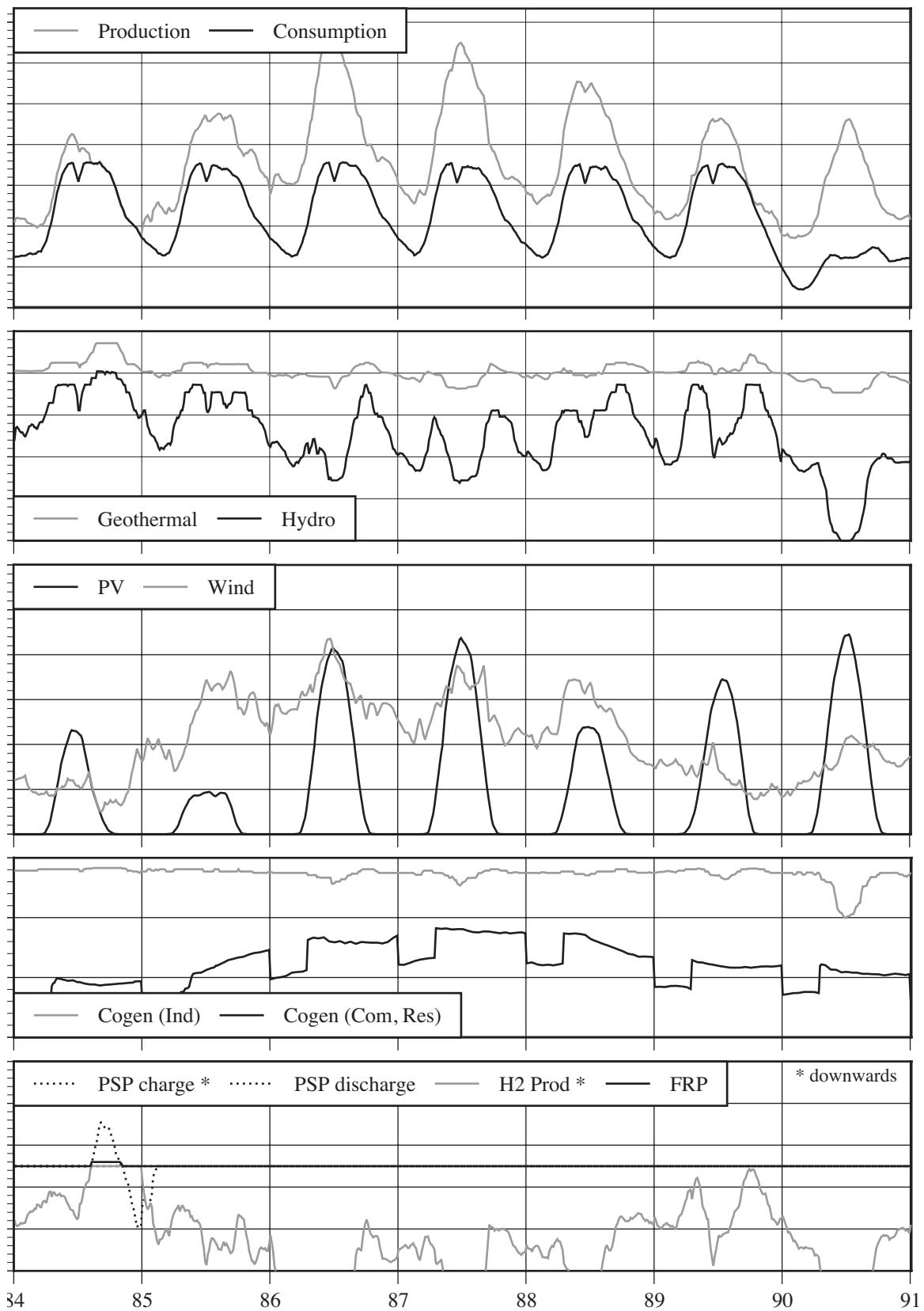


Abbildung 11-13 : Energieversorgung Japans in der 13. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

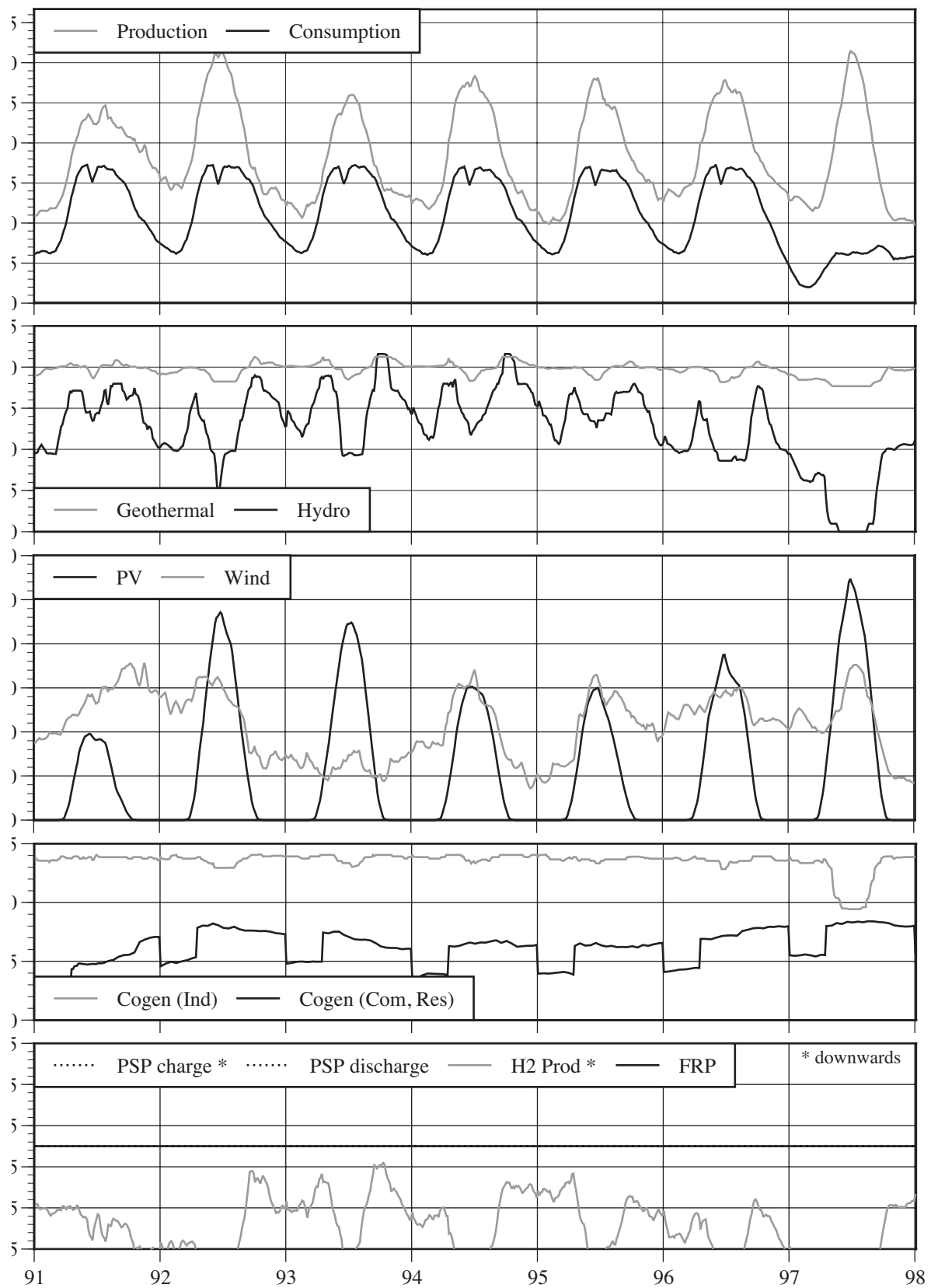


Abbildung 11-14 : Energieversorgung Japans in der 14. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

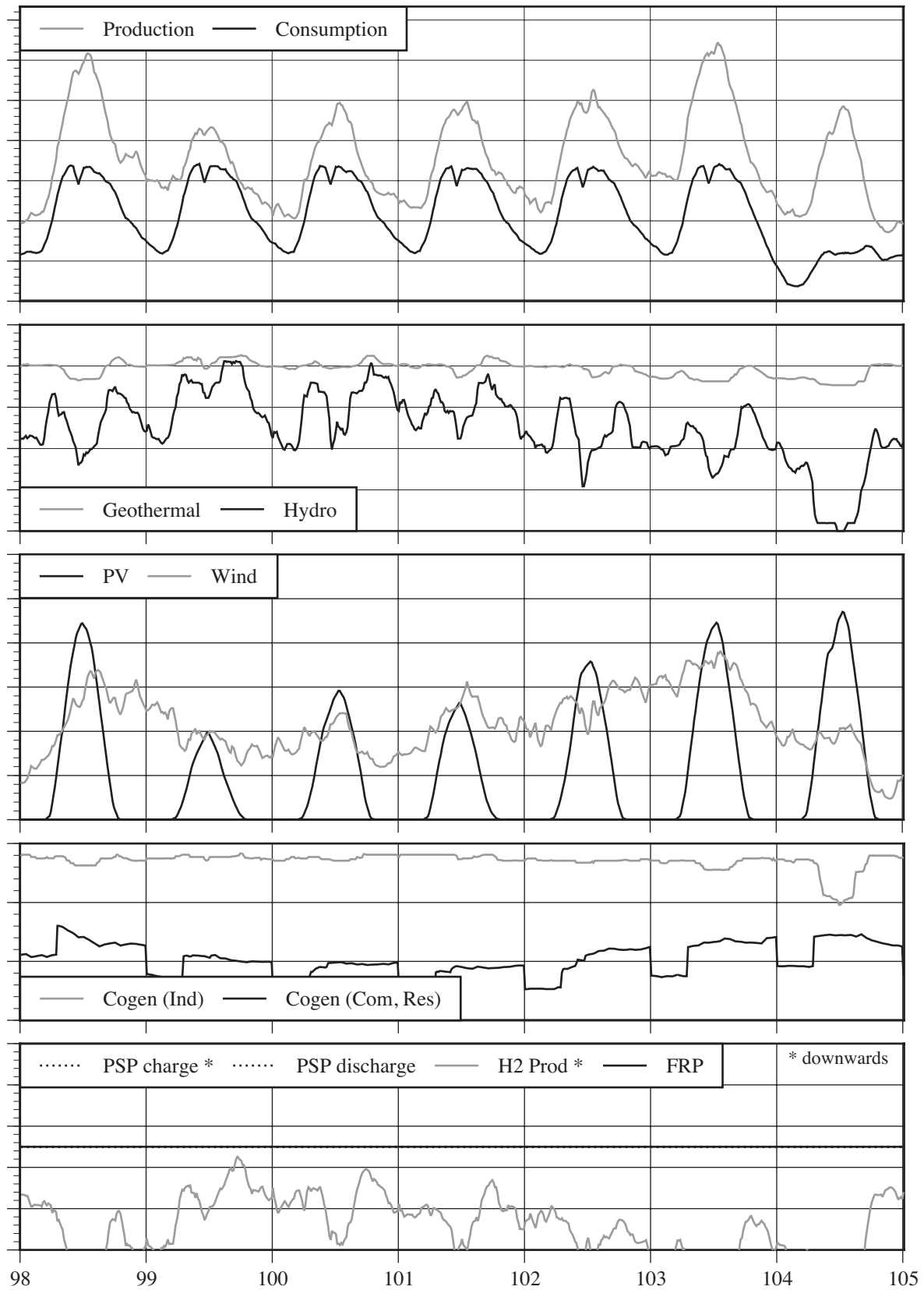


Abbildung 11-15 : Energieversorgung Japans in der 15. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

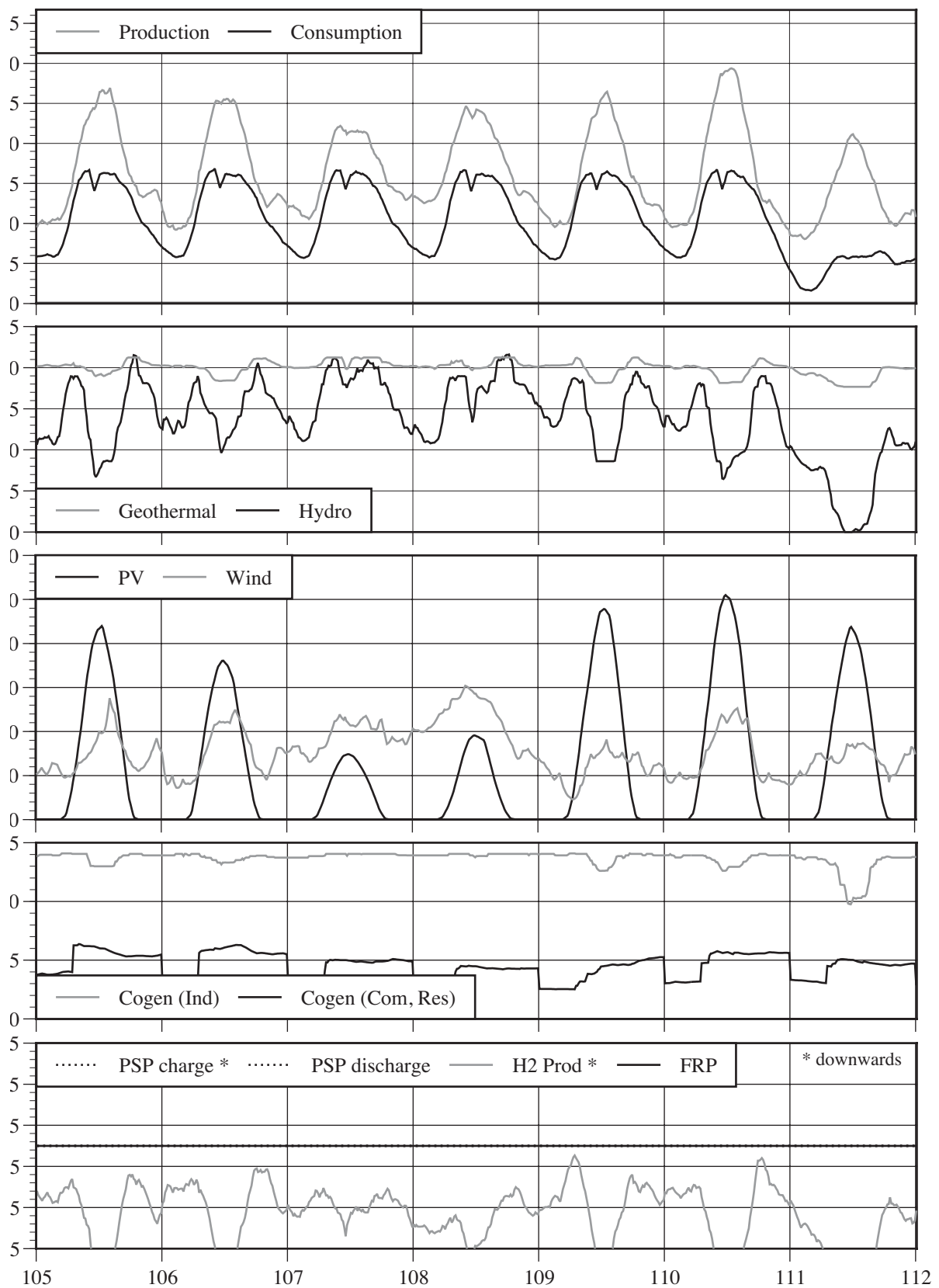


Abbildung 11-16 : Energieversorgung Japans in der 16. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

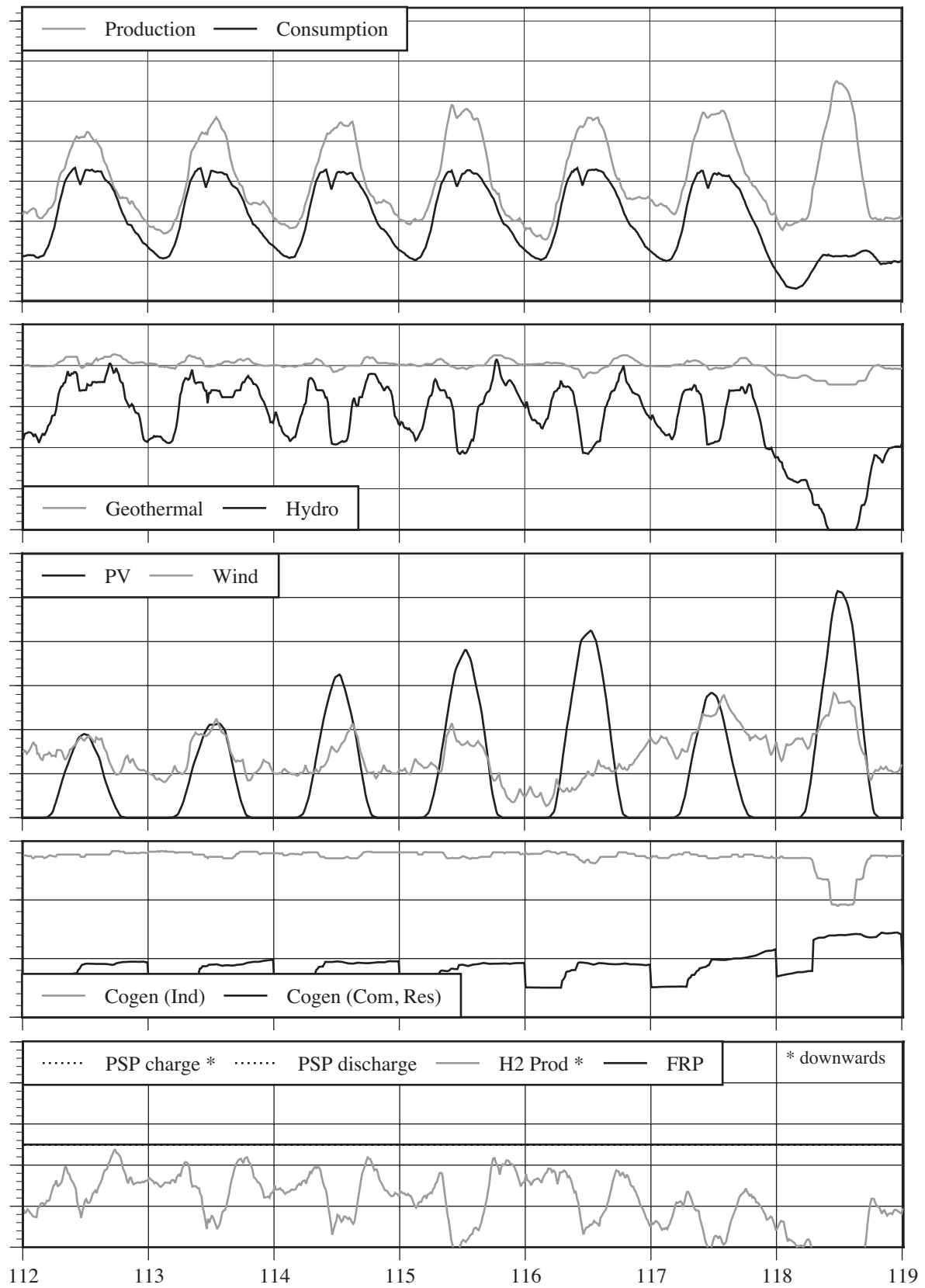


Abbildung 11-17 : Energieversorgung Japans in der 17. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

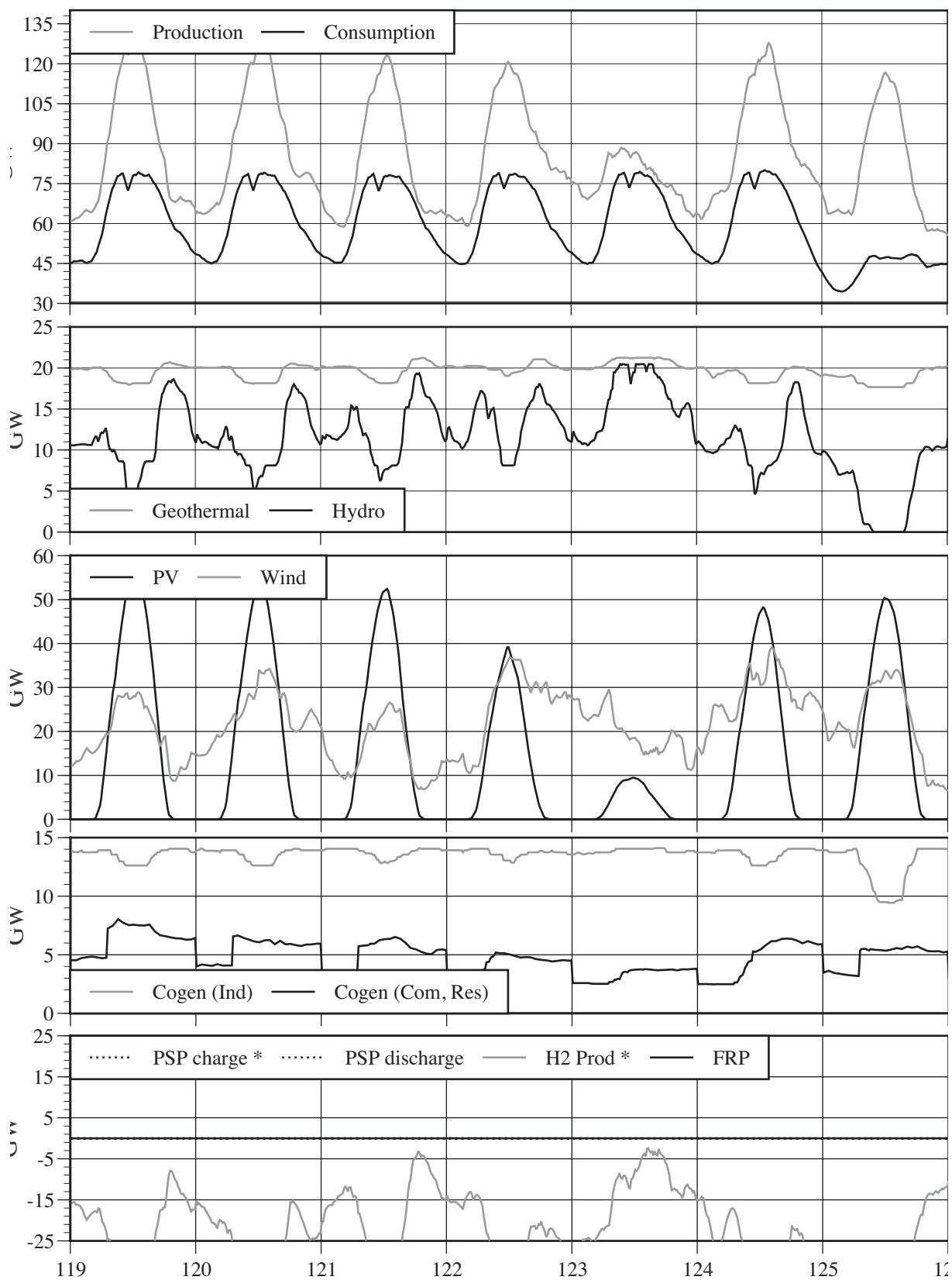


Abbildung 11-18 : Energieversorgung Japans in der 18. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

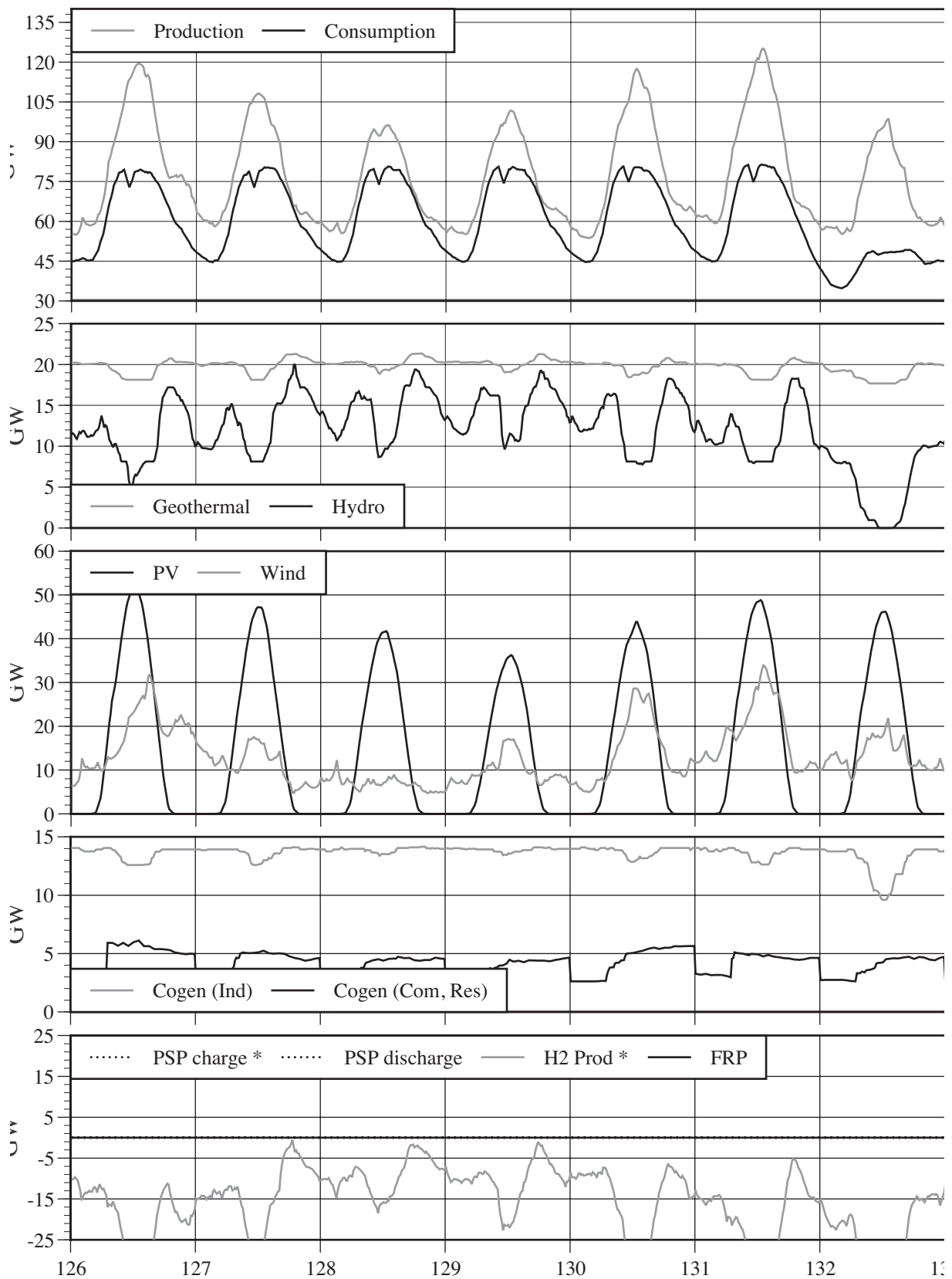


Abbildung 11-19 : Energieversorgung Japans in der 19. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

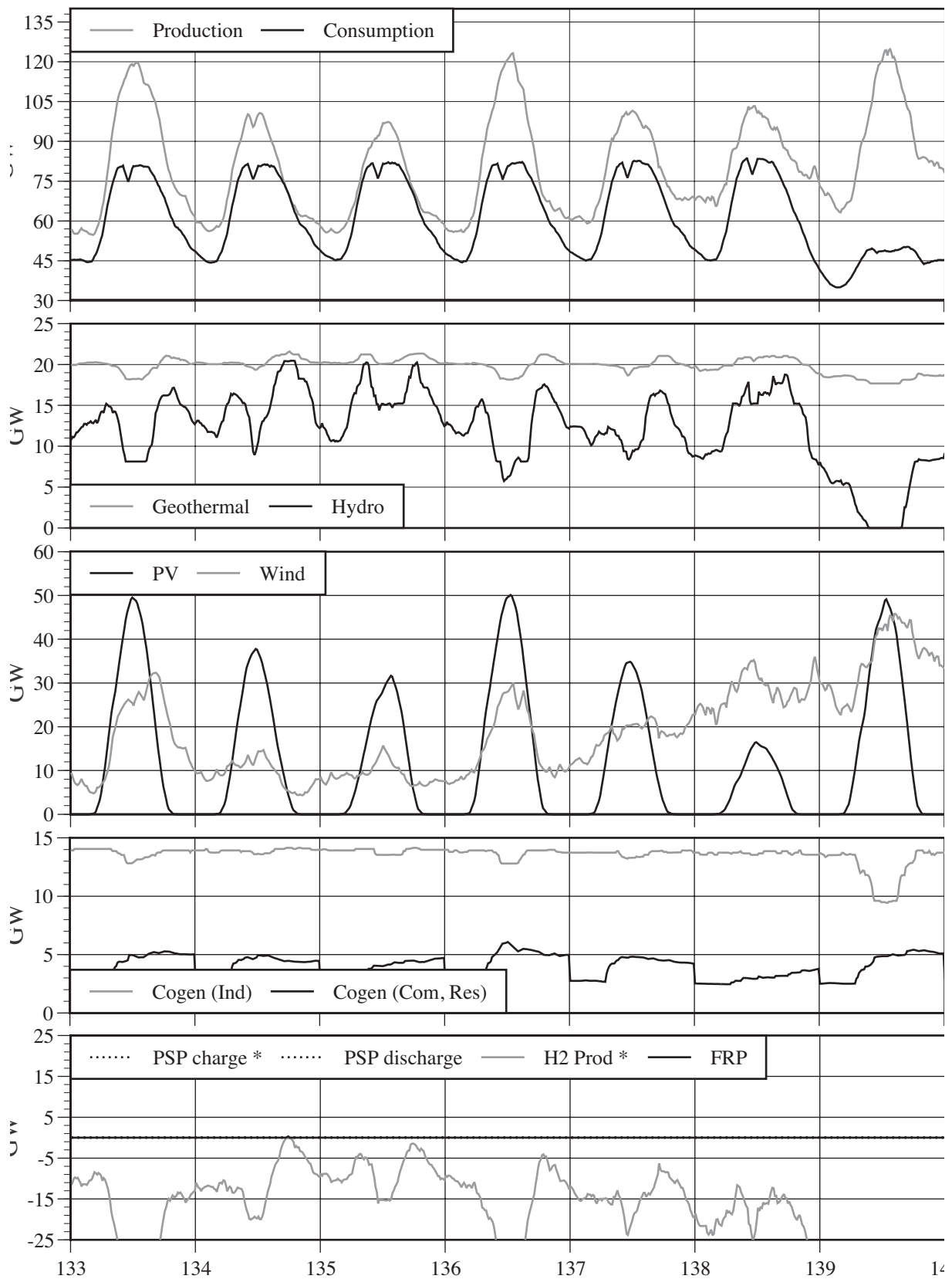


Abbildung 11-20 : Energieversorgung Japans in der 20. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

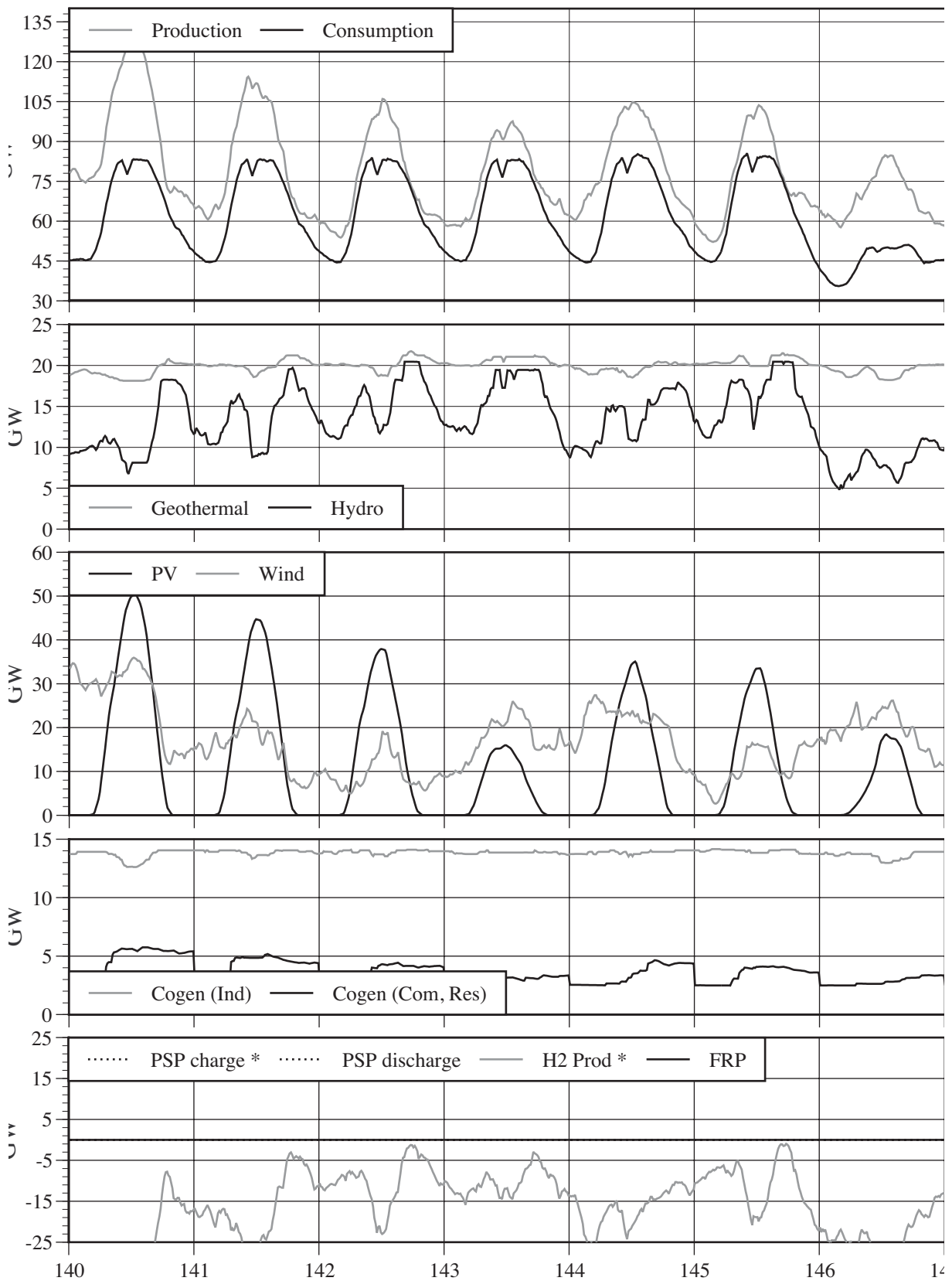


Abbildung 11-21 : Energieversorgung Japans in der 21. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

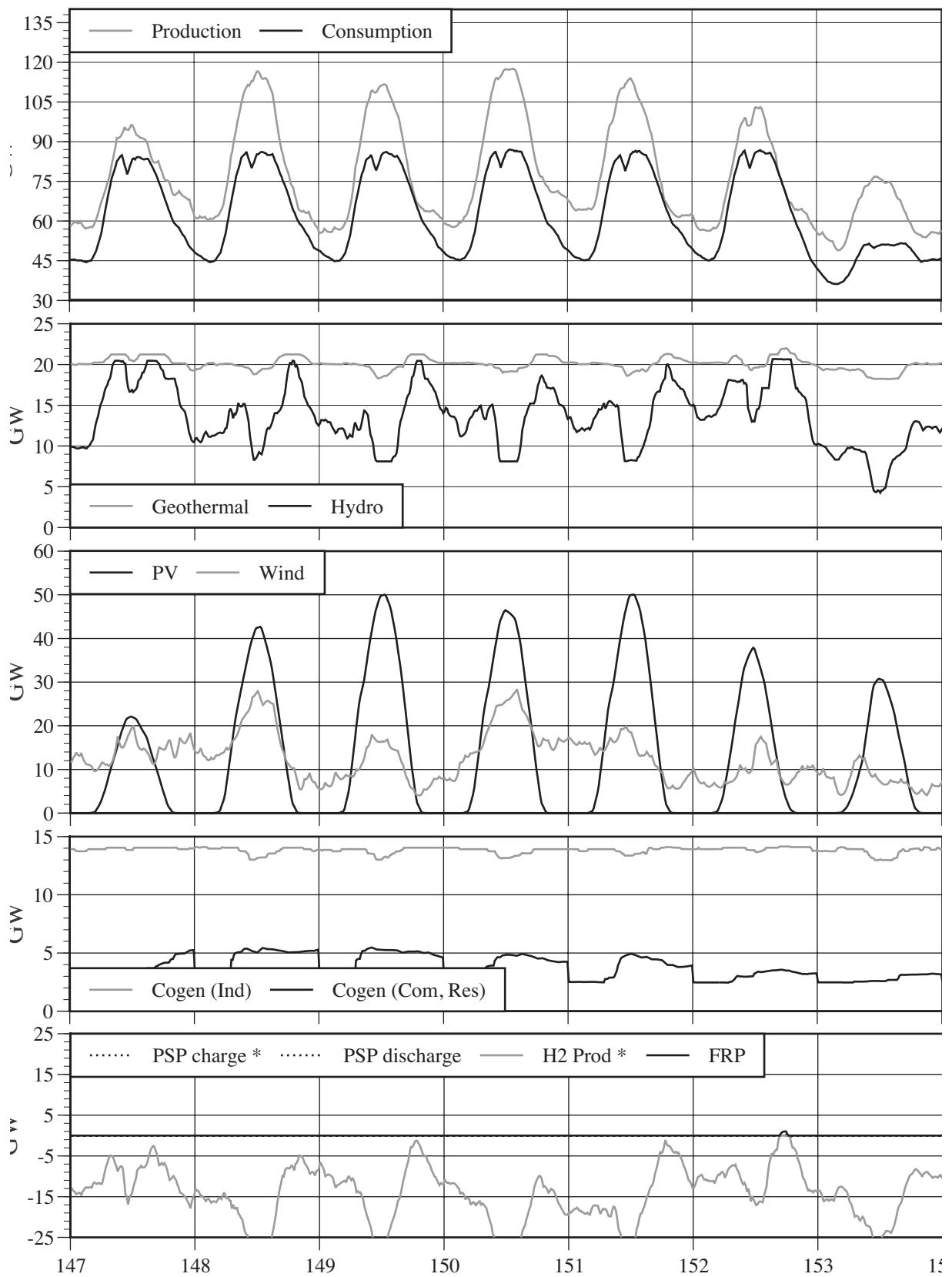


Abbildung 11-22 : Energieversorgung Japans in der 22. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

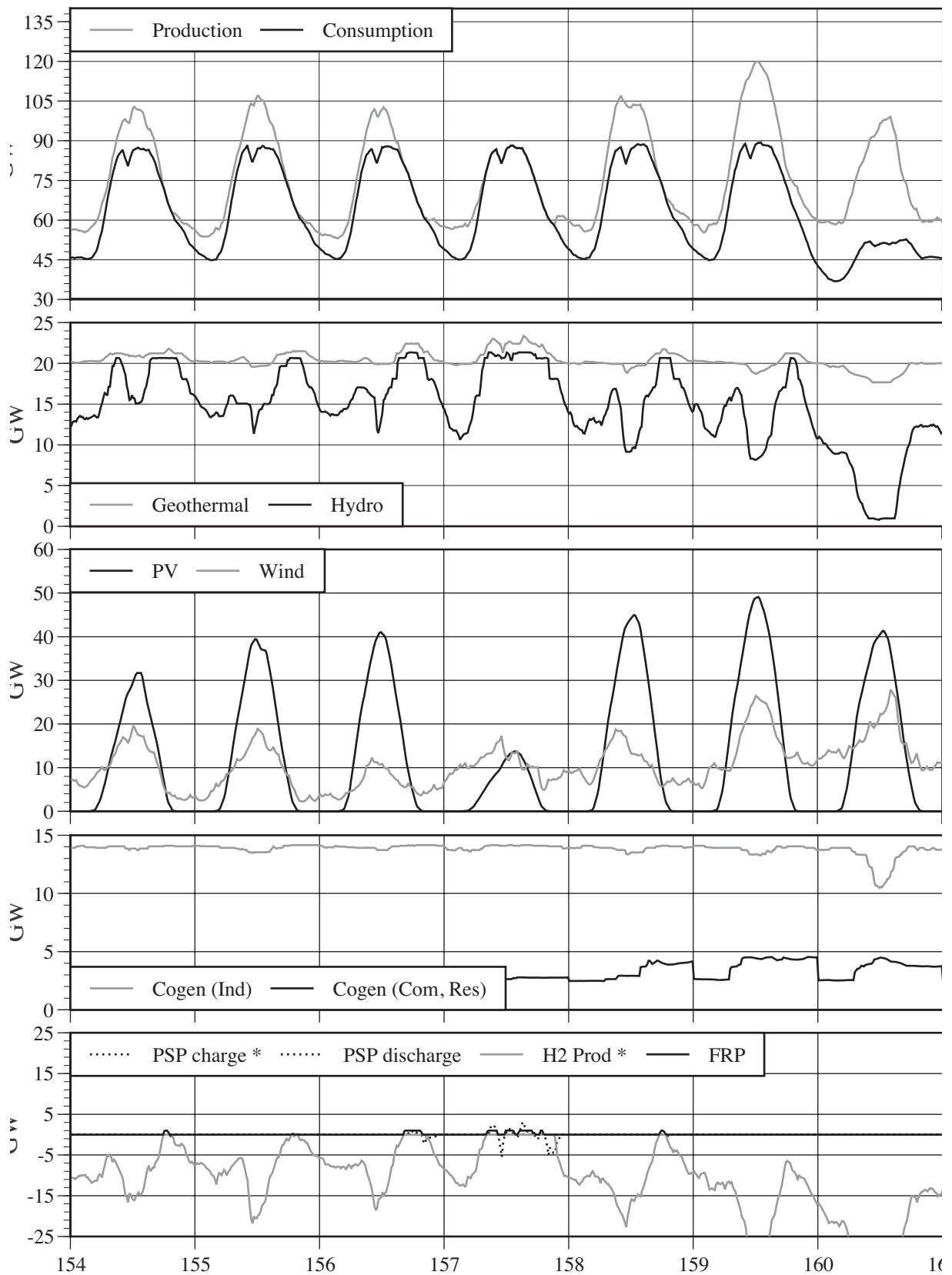


Abbildung 11-23 : Energieversorgung Japans in der 23. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

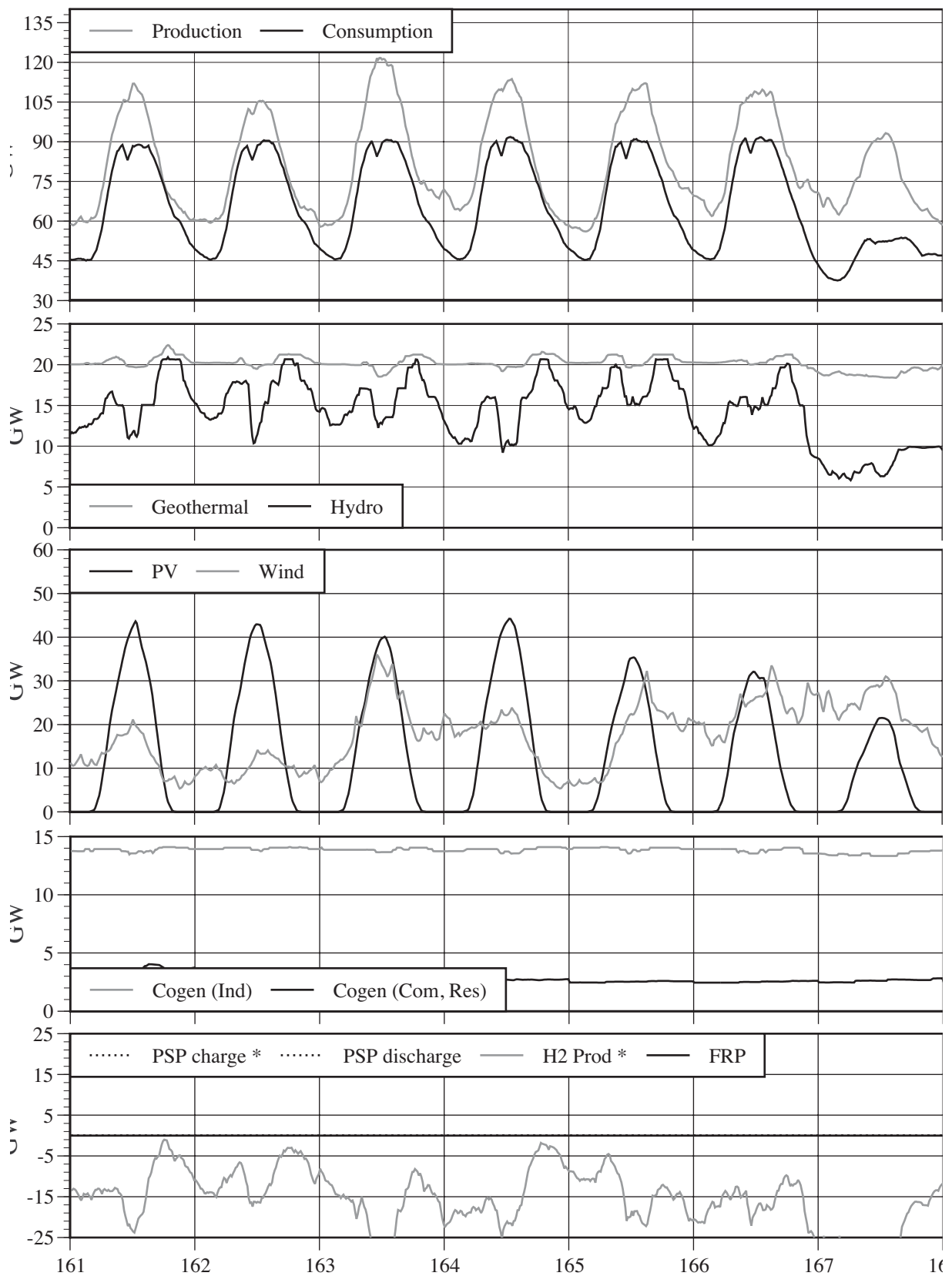


Abbildung 11-24 : Energieversorgung Japans in der 24. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

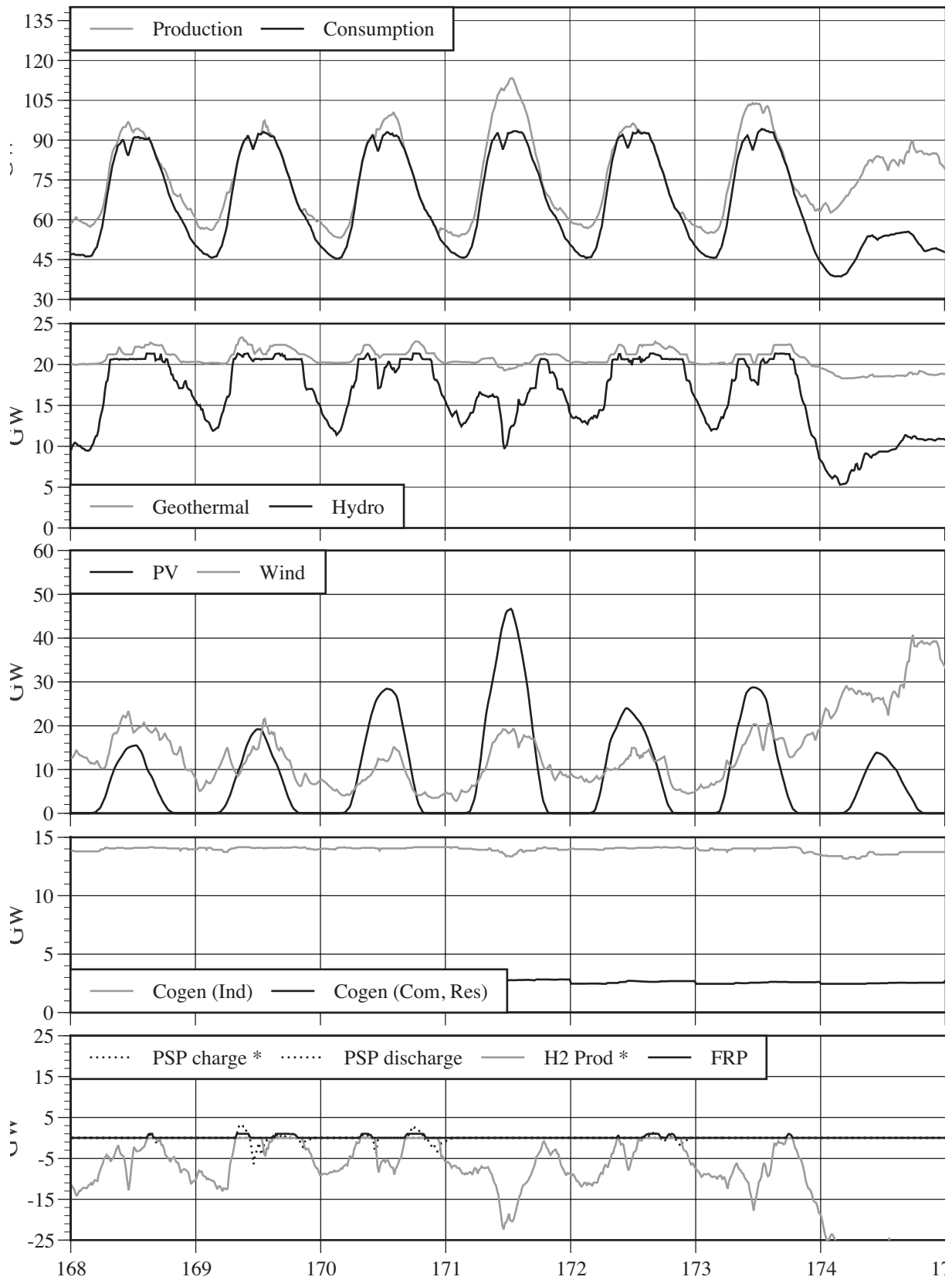


Abbildung 11-25 : Energieversorgung Japans in der 25. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

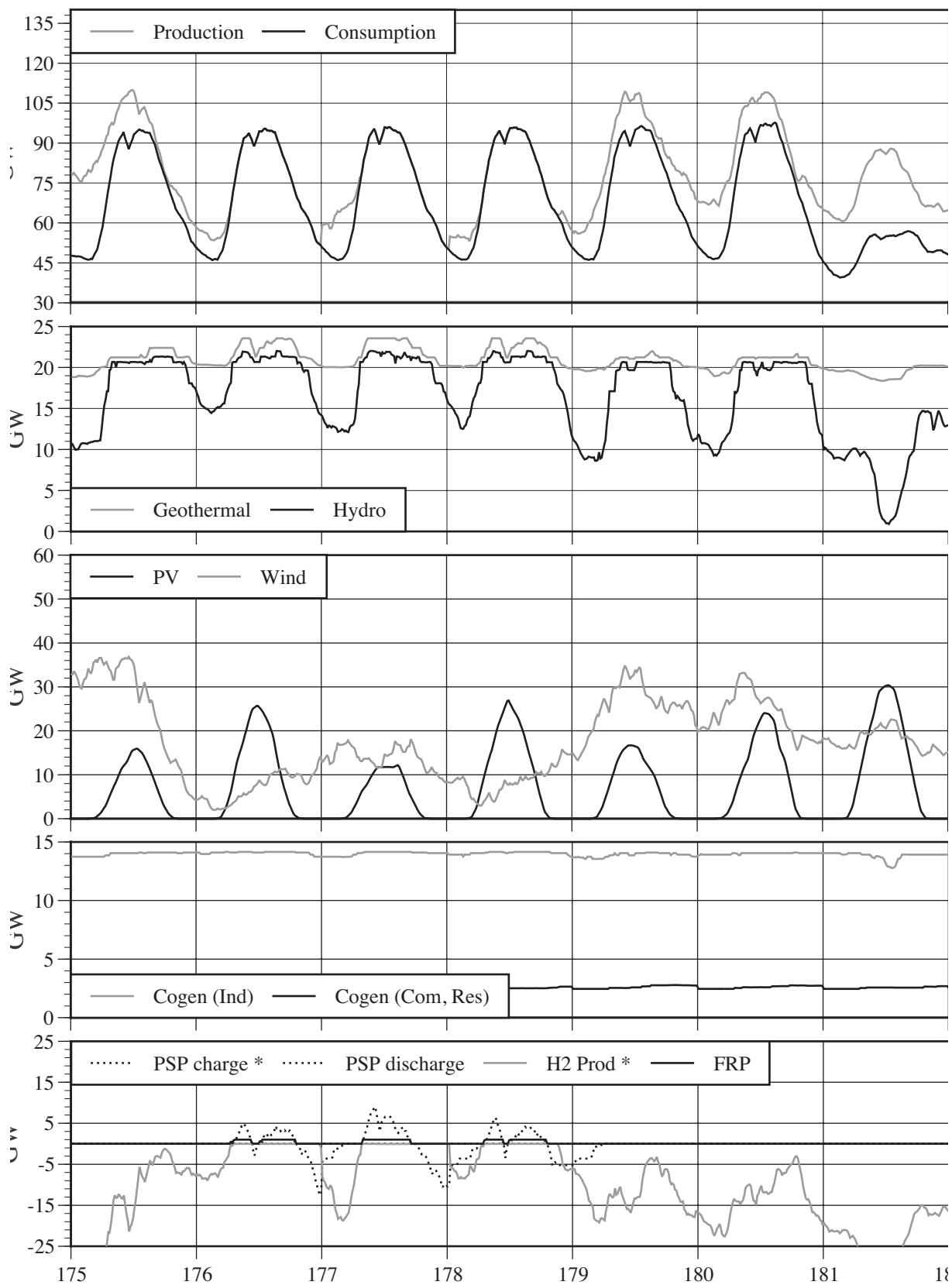


Abbildung 11-26 : Energieversorgung Japans in der 26. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

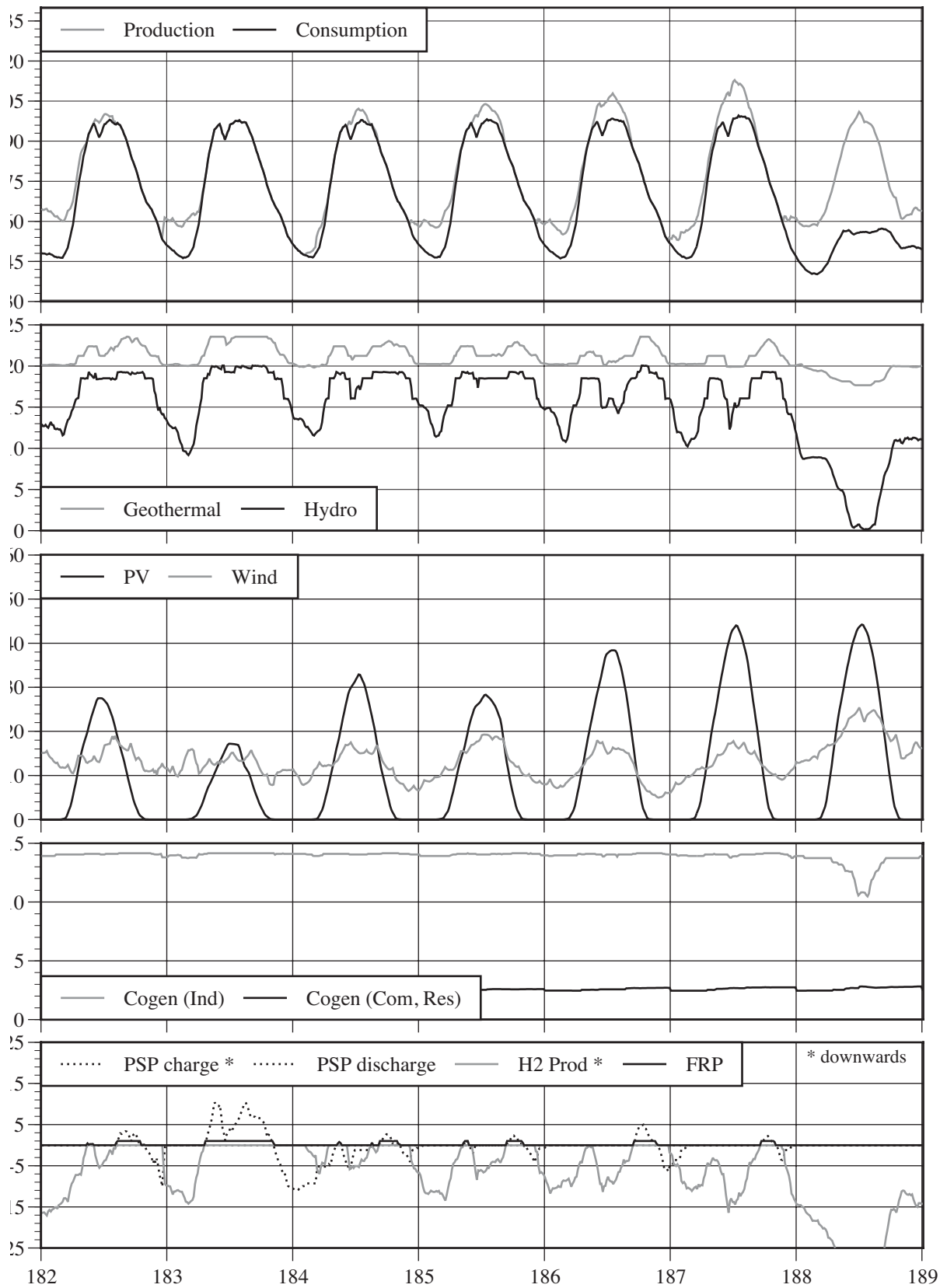


Abbildung 11-27 : Energieversorgung Japans in der 27. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

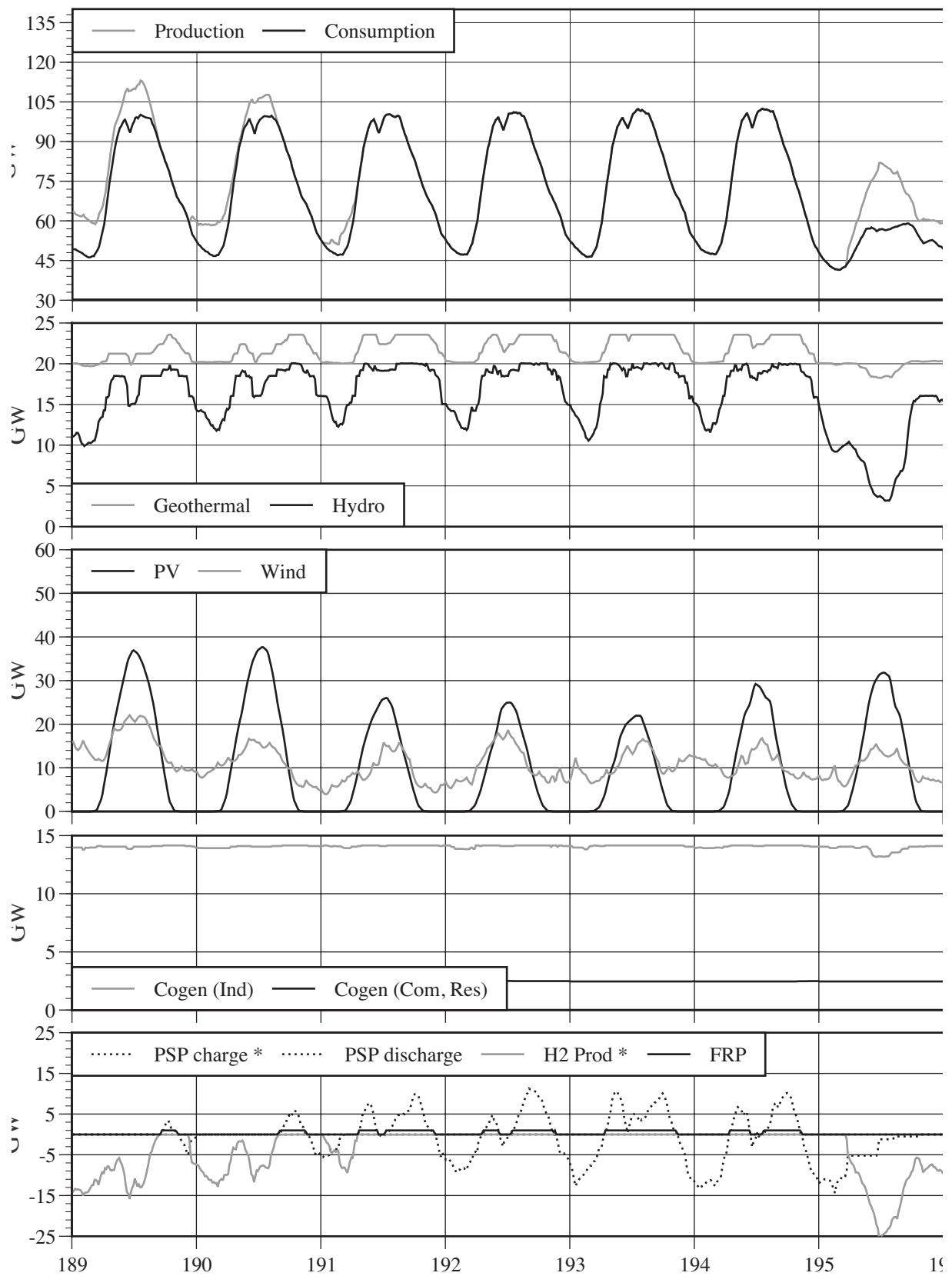


Abbildung 11-28 : Energieversorgung Japans in der 28. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

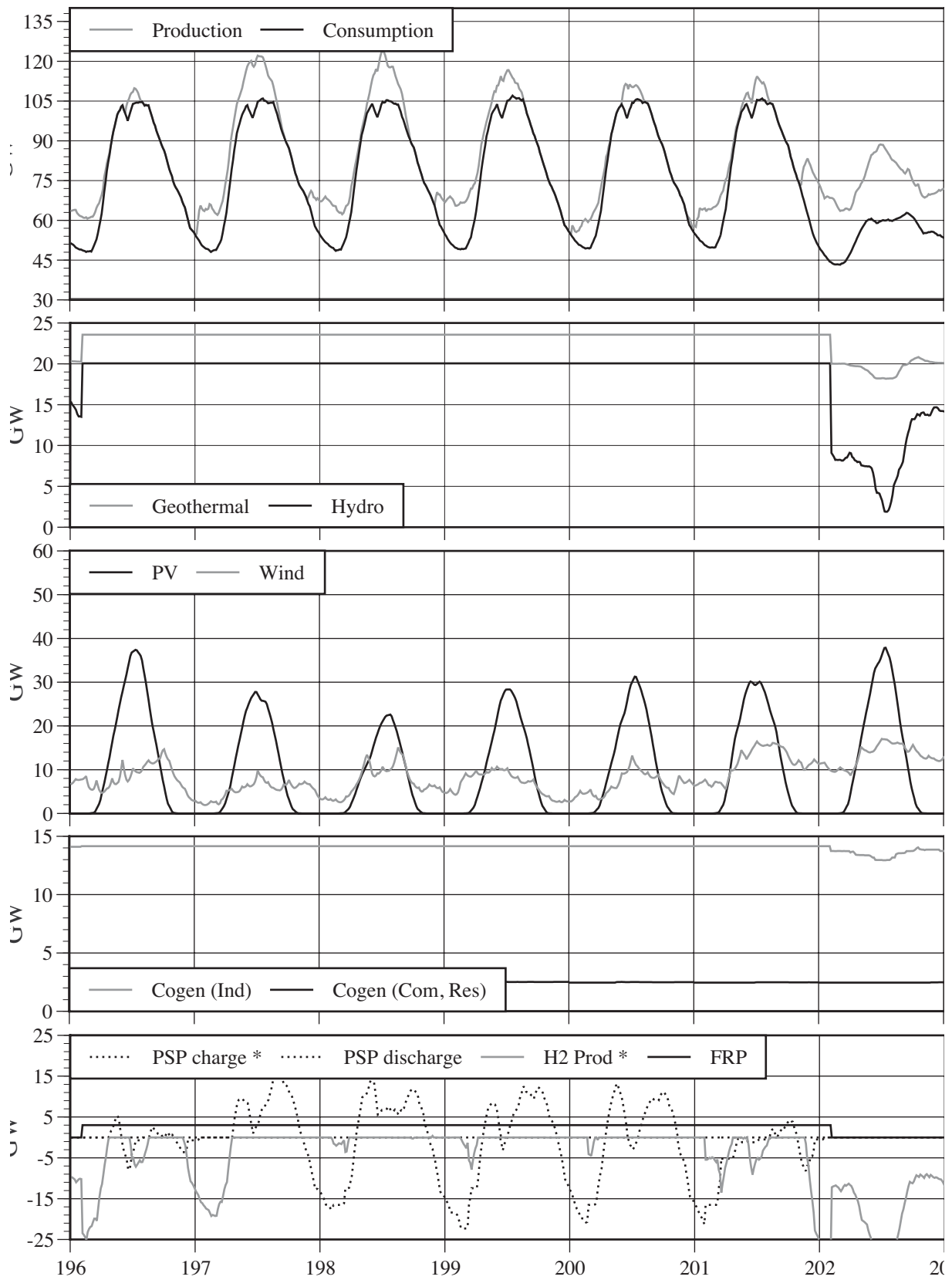


Abbildung 11-29 : Energieversorgung Japans in der 29. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

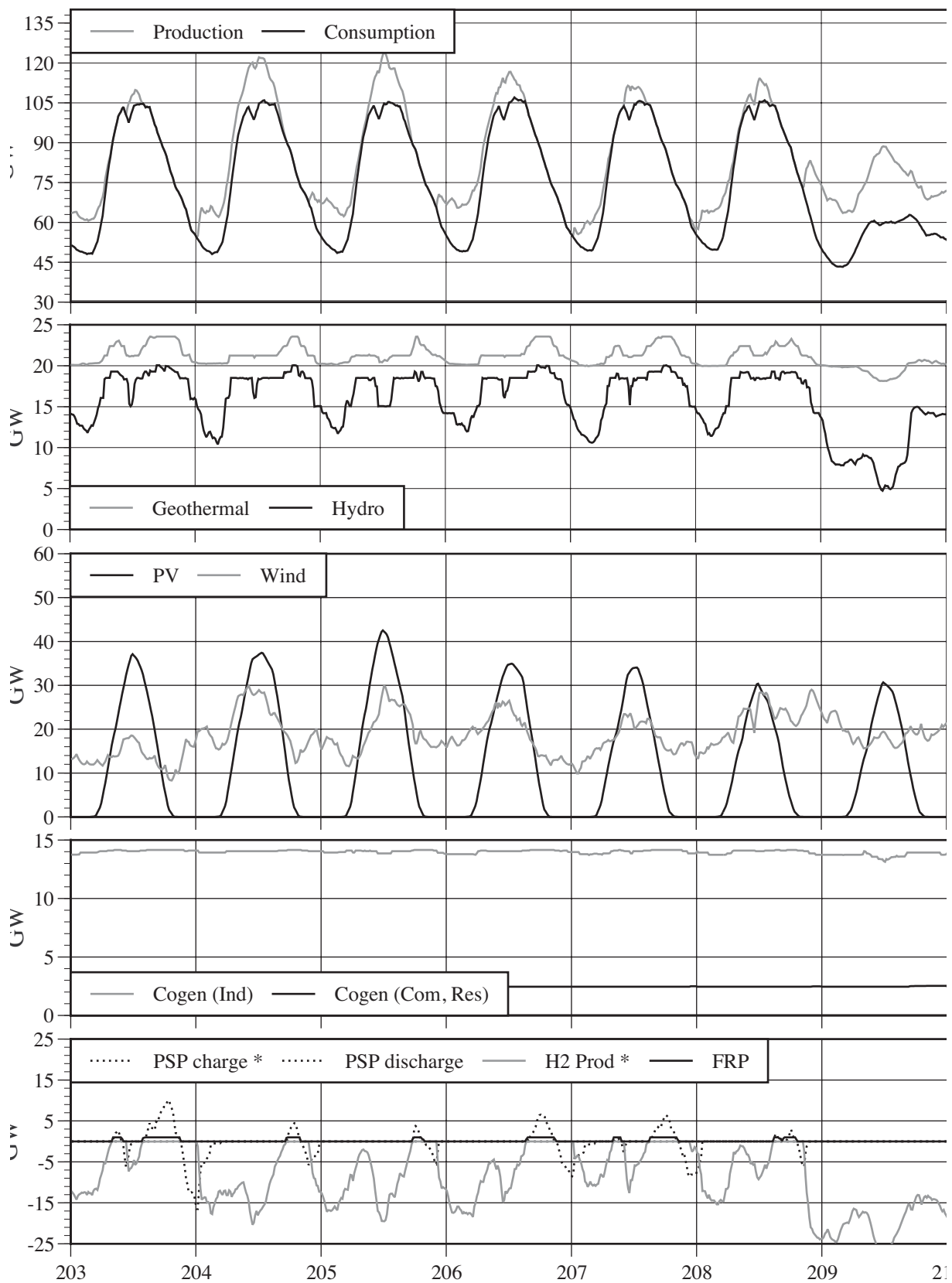


Abbildung 11-30 : Energieversorgung Japans in der 30. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

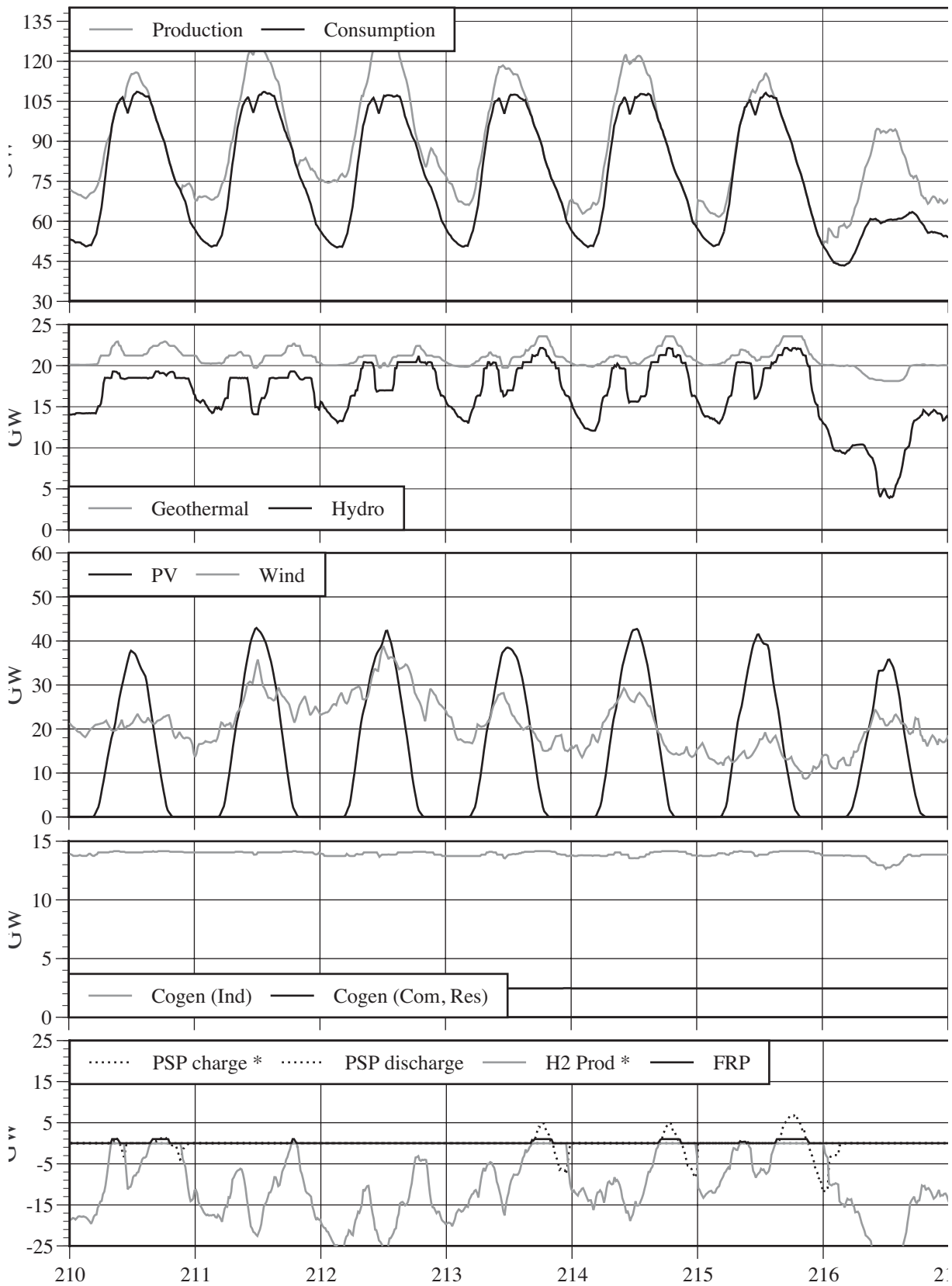


Abbildung 11-31 : Energieversorgung Japans in der 31. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

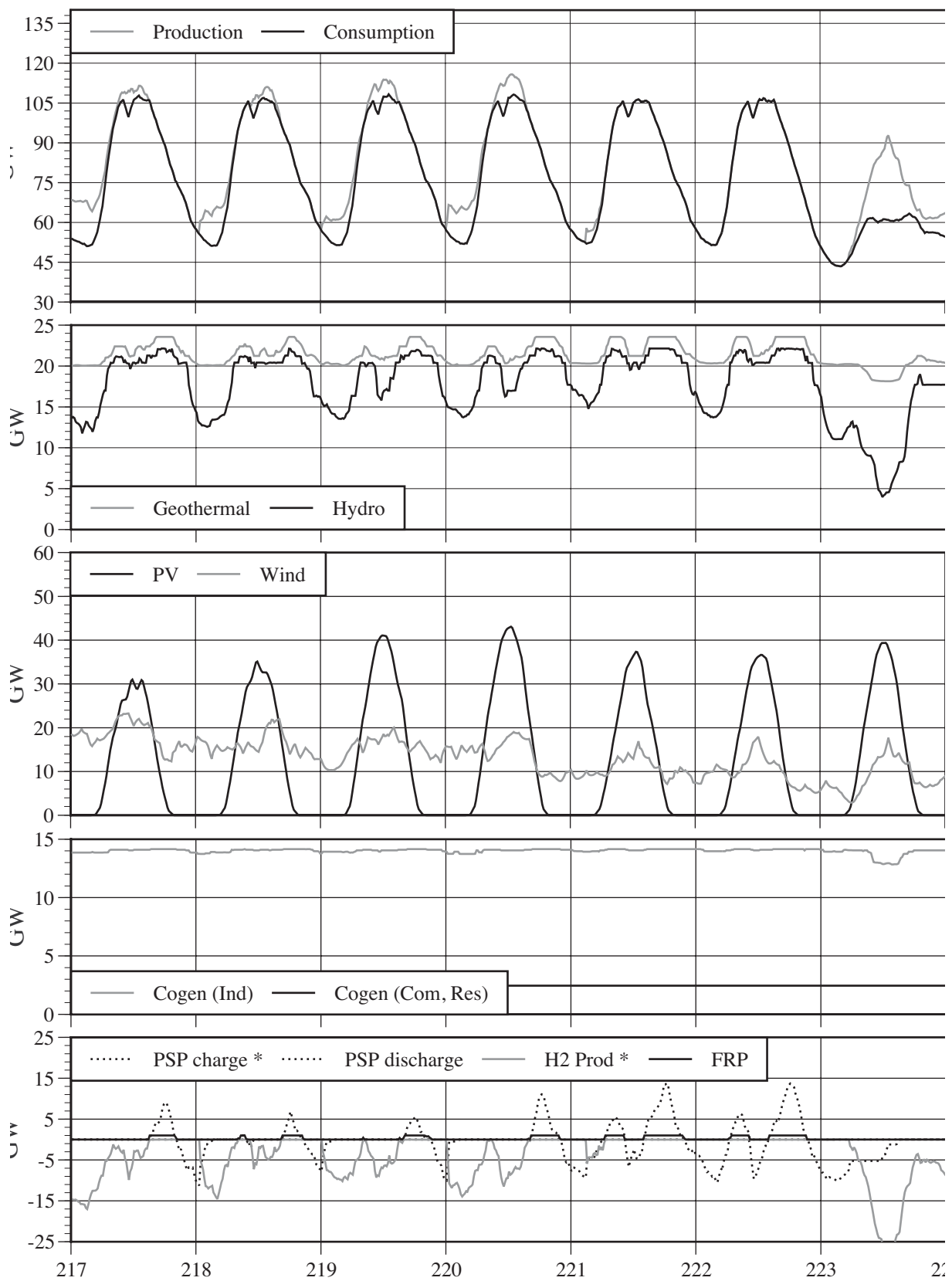


Abbildung 11-32 : Energieversorgung Japans in der 32. Kalenderwoche.
Quelle: [ER] Research Team 2003]

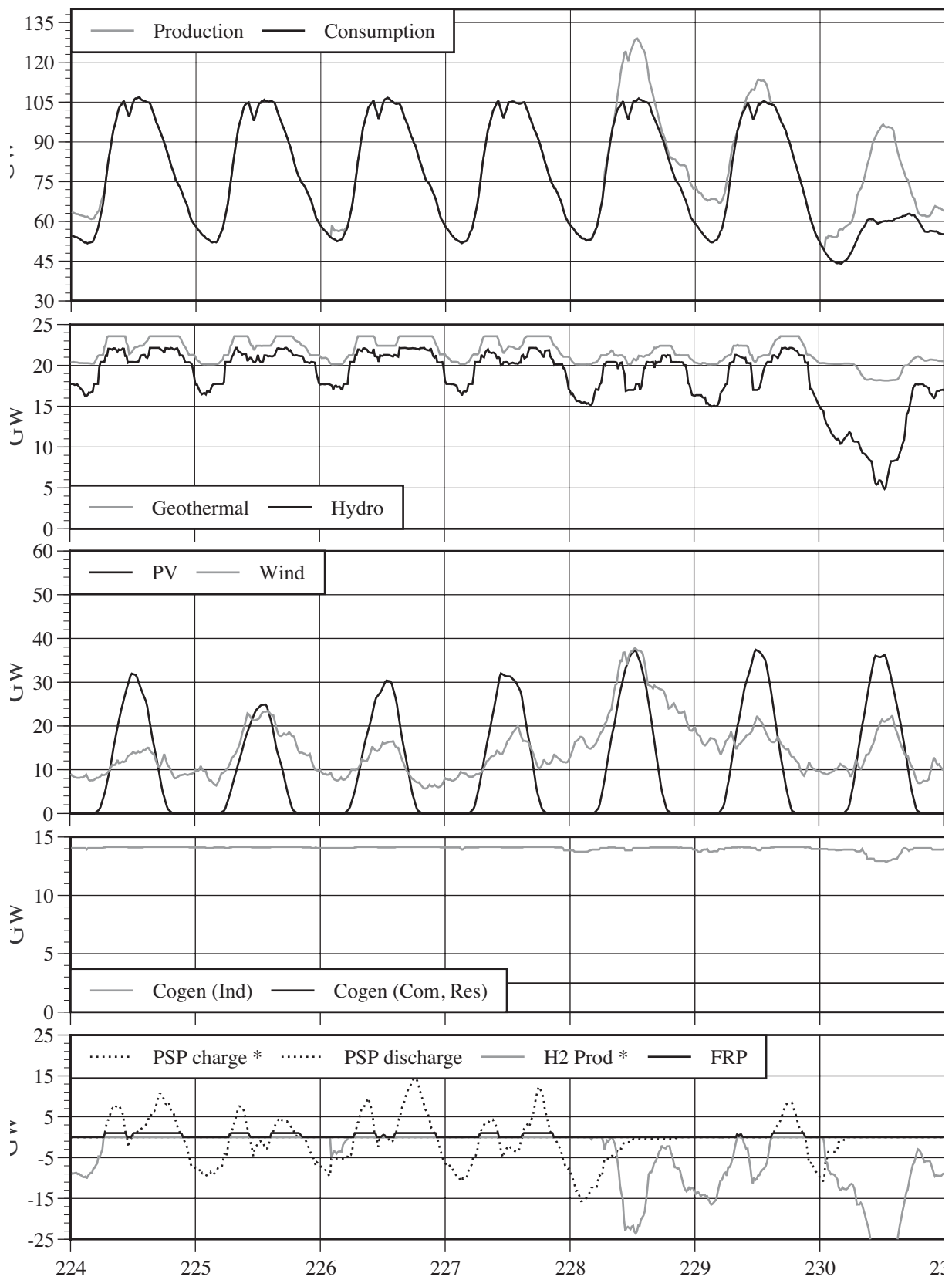


Abbildung 11-33 : Energieversorgung Japans in der 33. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

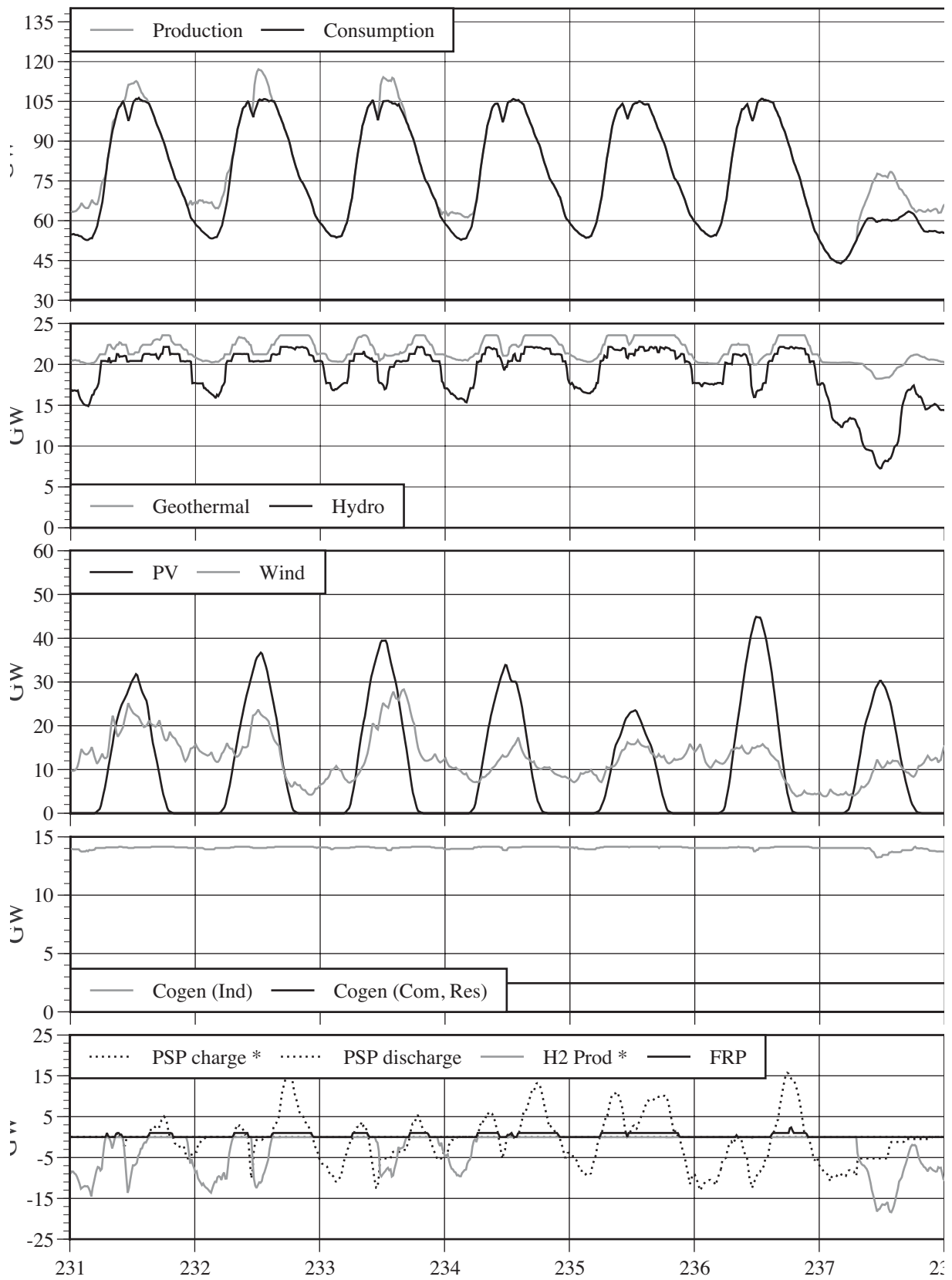


Abbildung 11-34 : Energieversorgung Japans in der 34. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

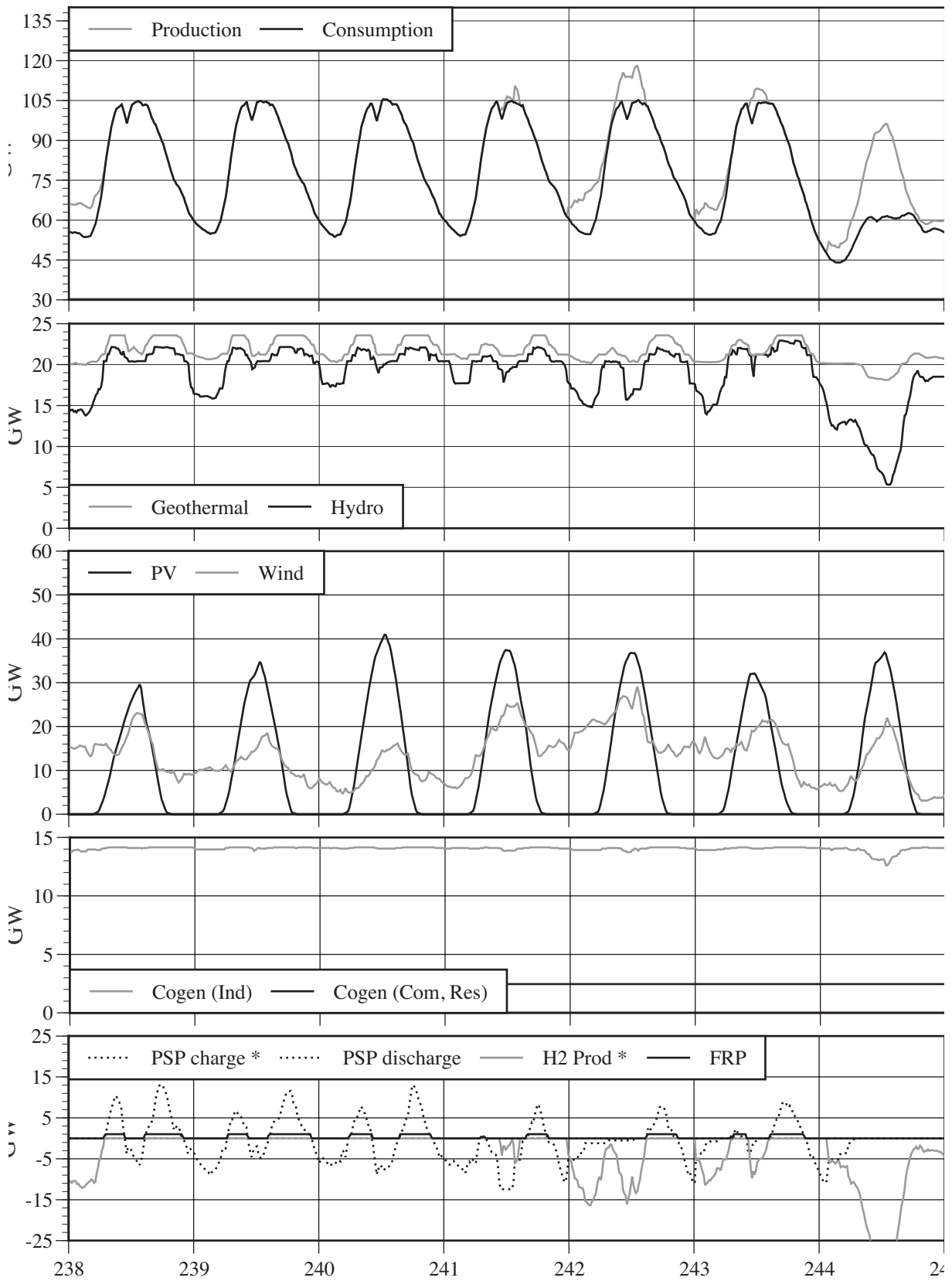


Abbildung 11-35 : Energieversorgung Japans in der 35. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

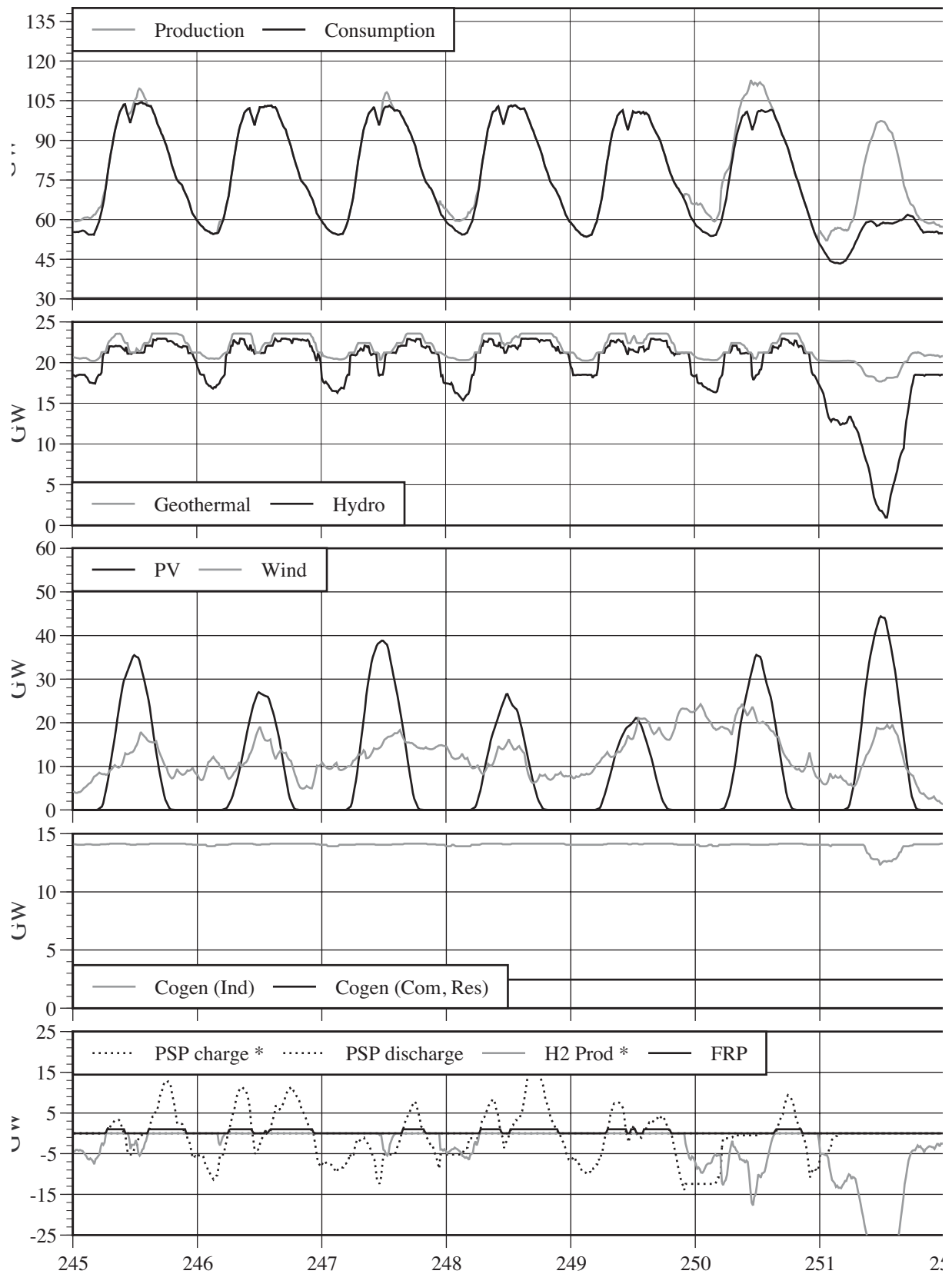


Abbildung 11-36 : Energieversorgung Japans in der 36. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

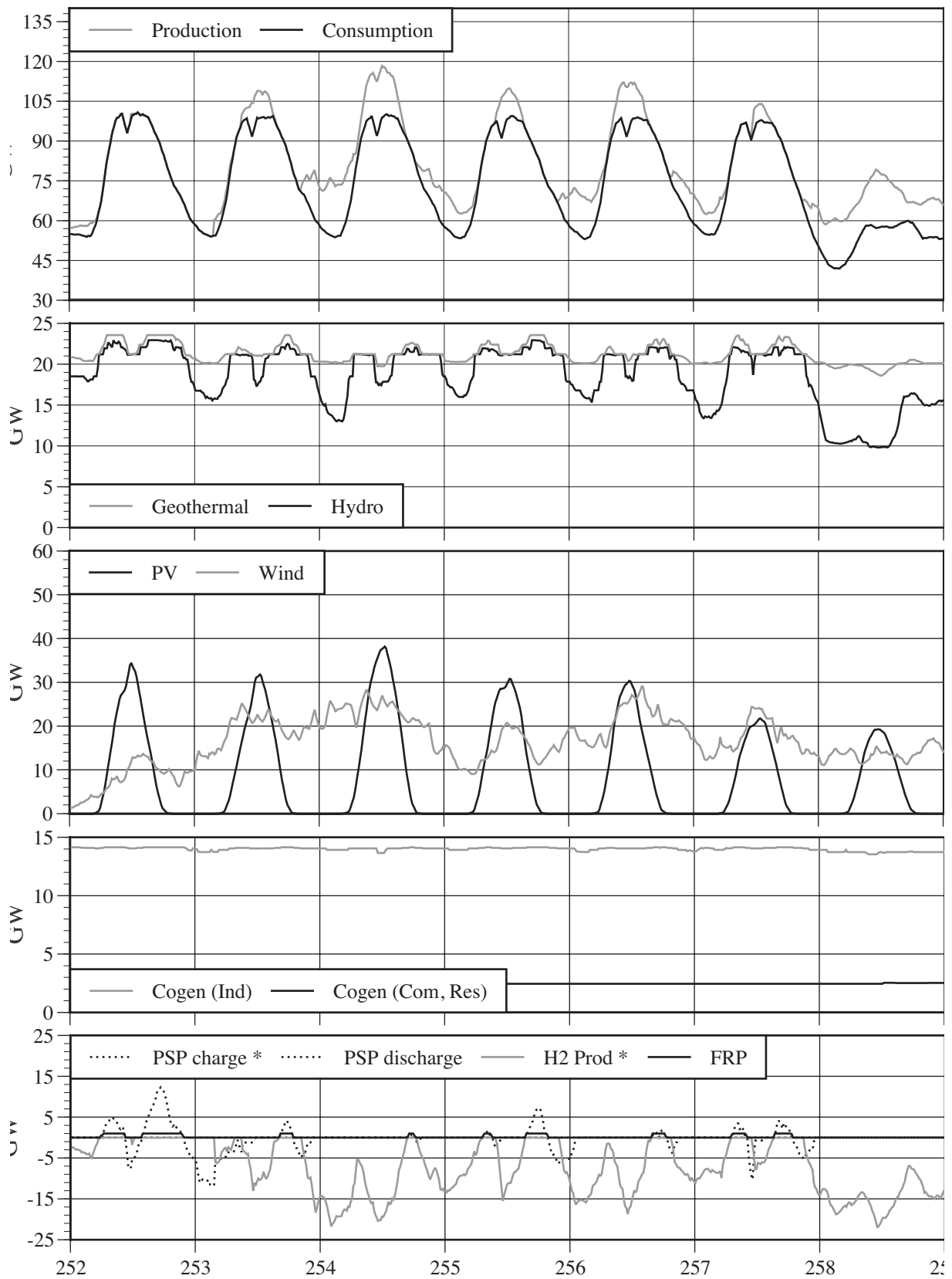


Abbildung 11-37 : Energieversorgung Japans in der 37. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

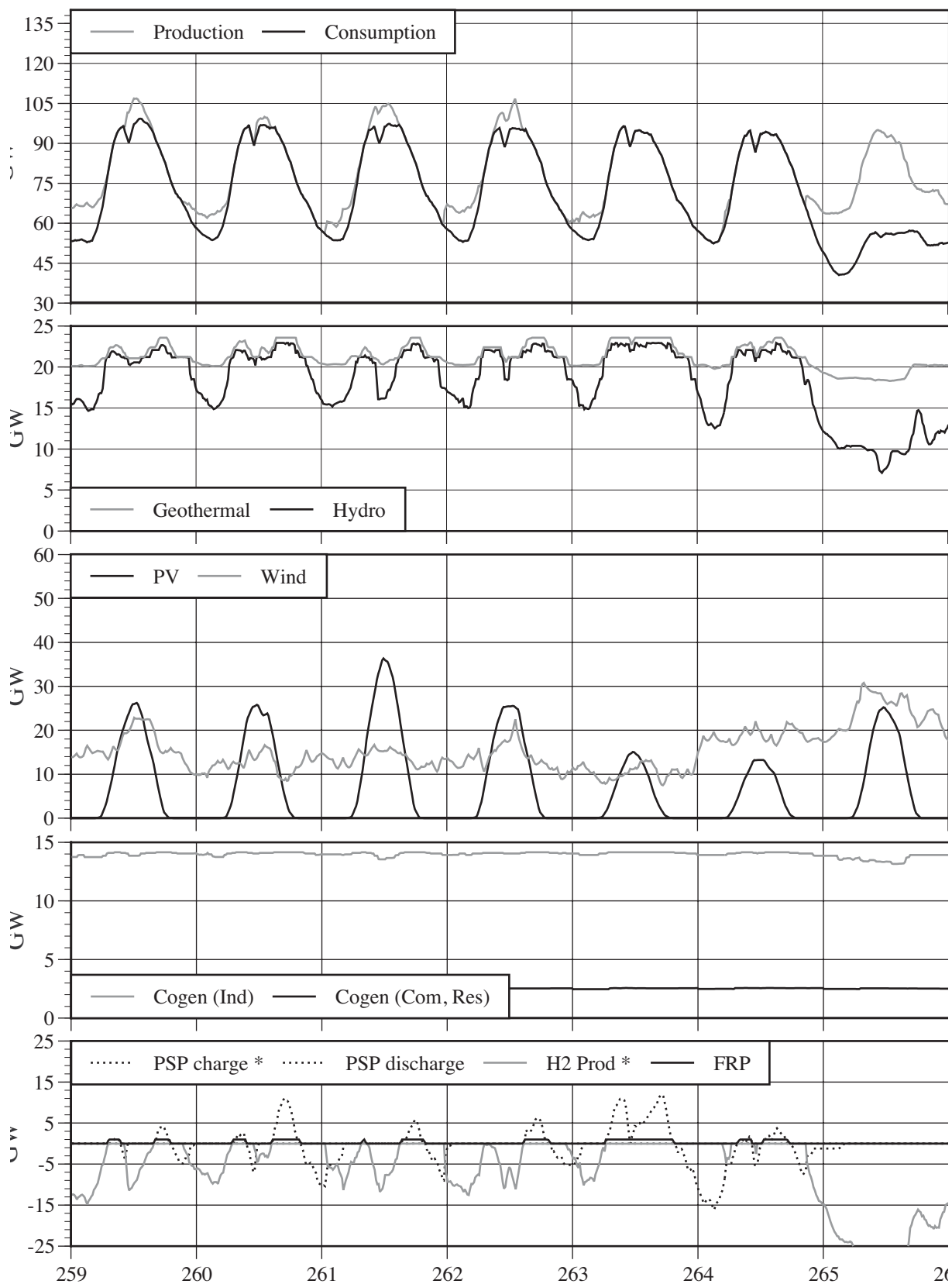


Abbildung 11-38 : Energieversorgung Japans in der 38. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

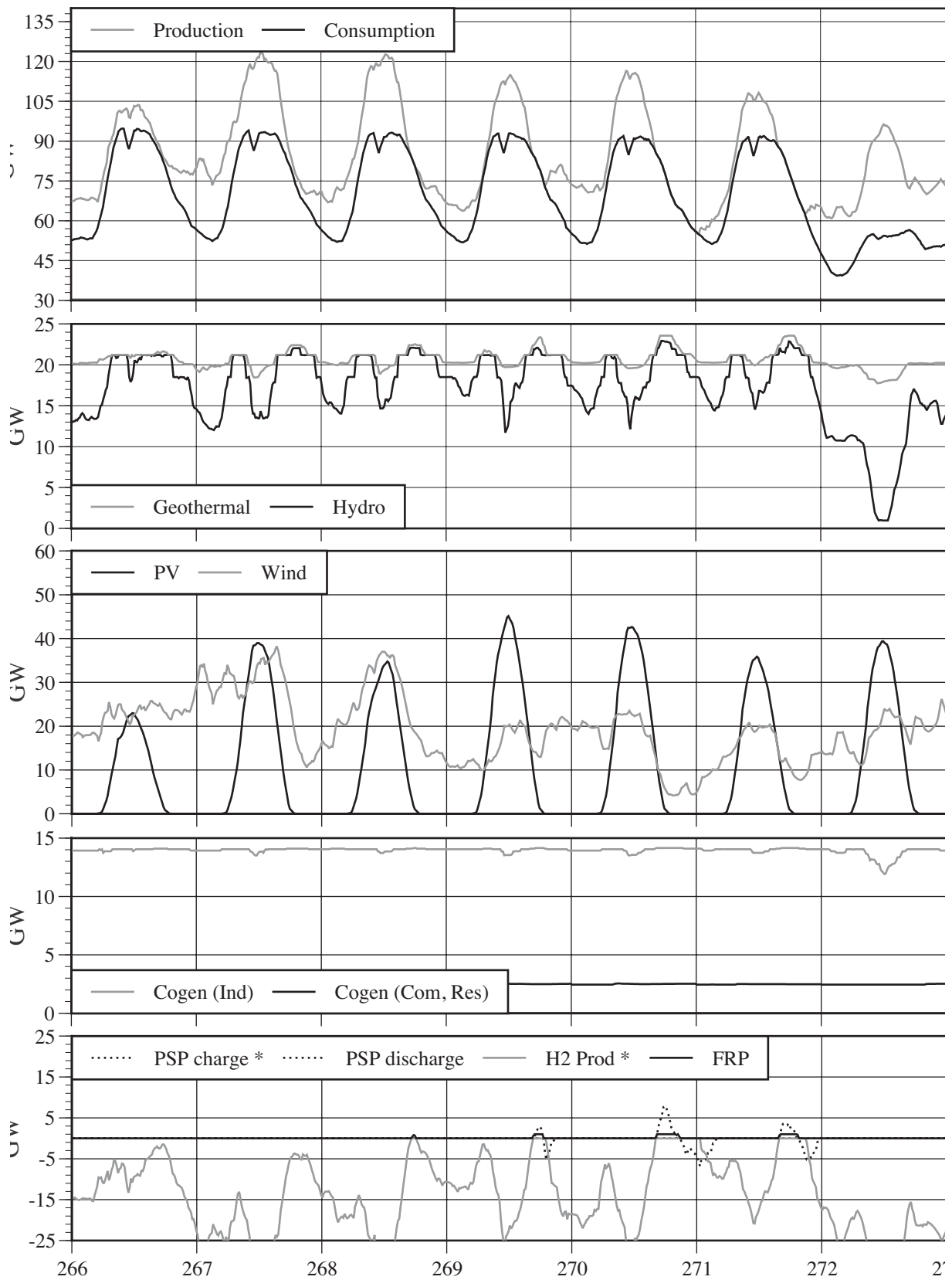


Abbildung 11-39 : Energieversorgung Japans in der 39. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

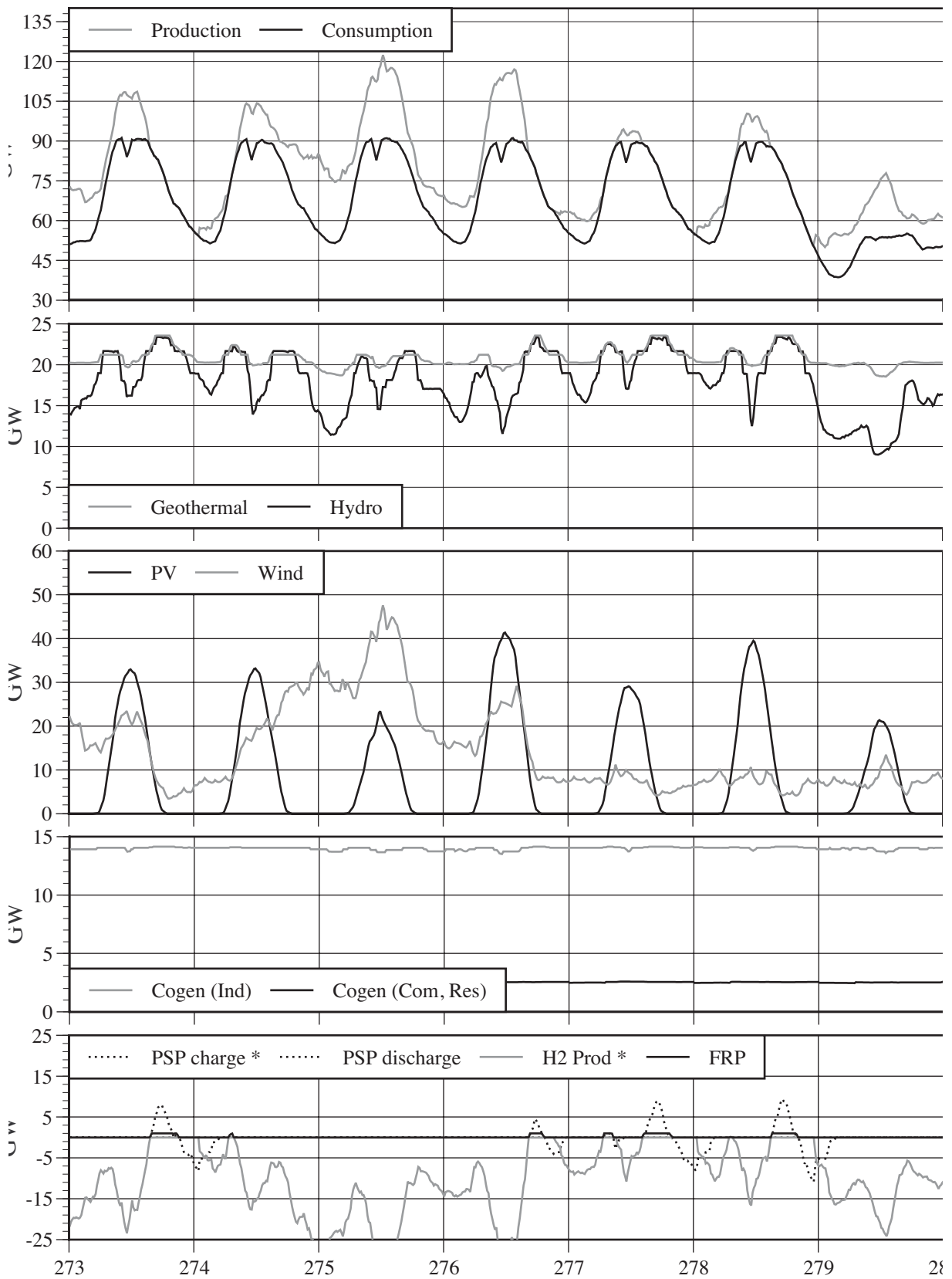


Abbildung 11-40 : Energieversorgung Japans in der 40. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

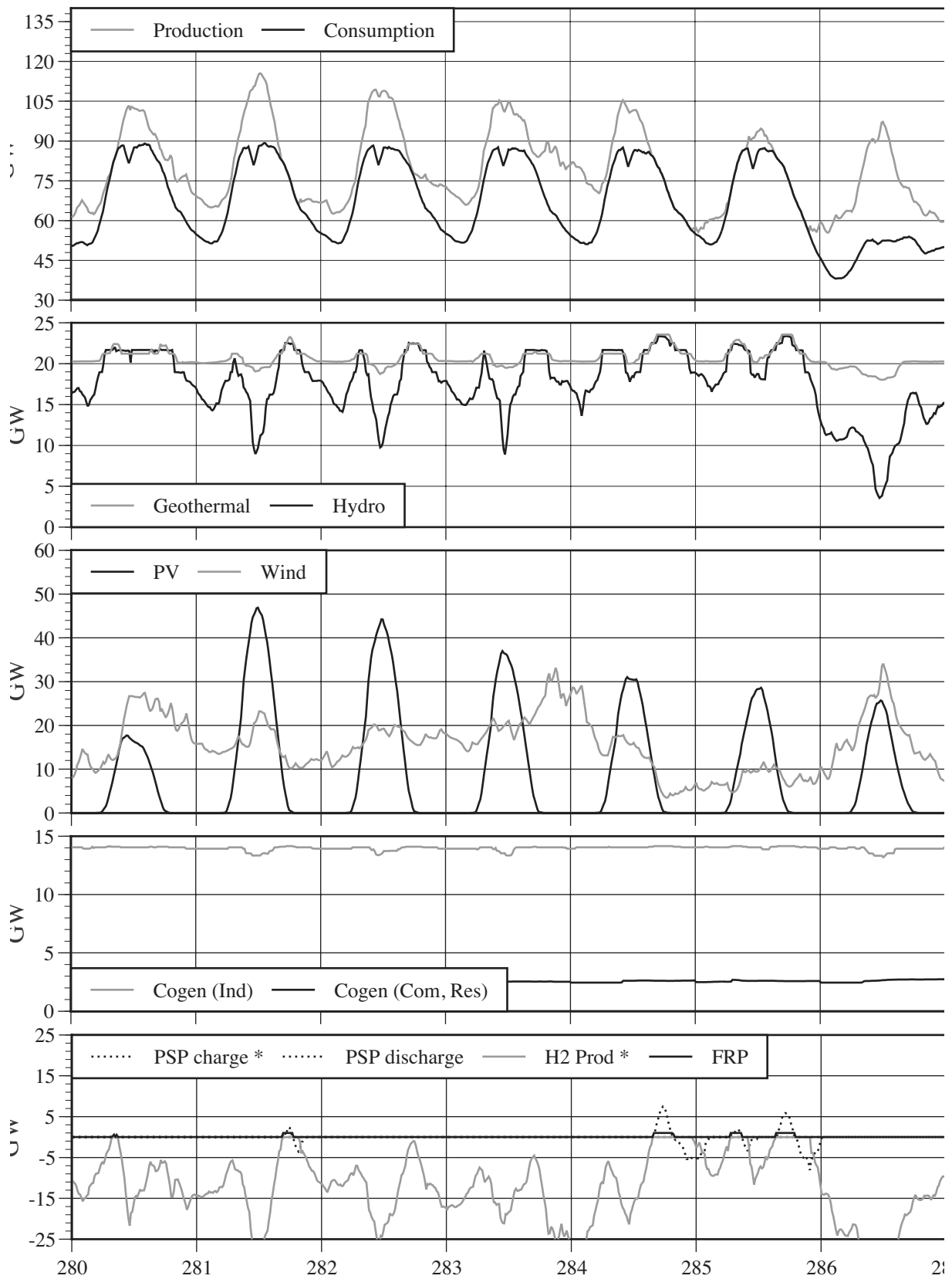


Abbildung 11-41 : Energieversorgung Japans in der 41. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

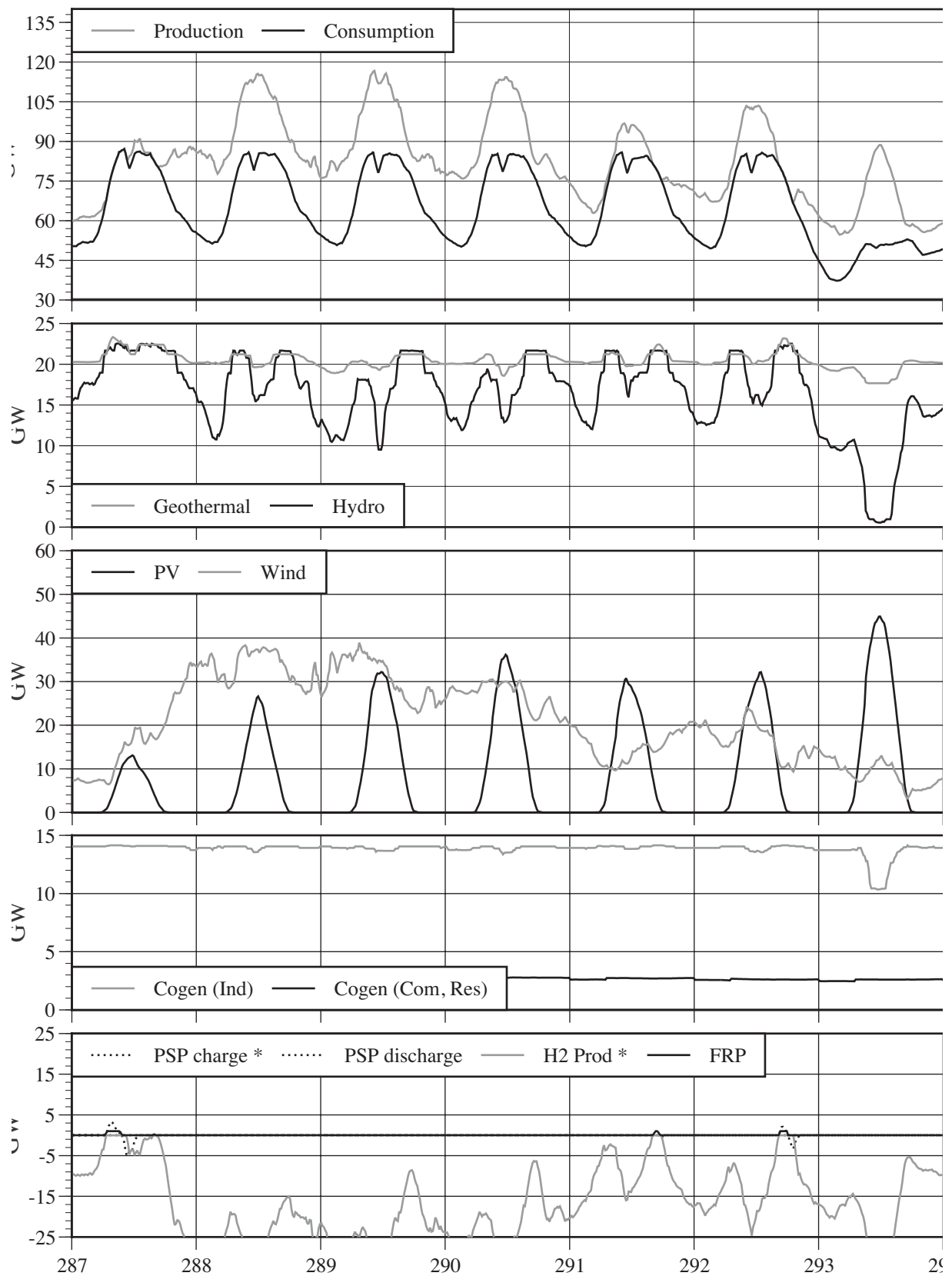


Abbildung 11-42 : Energieversorgung Japans in der 42. Kalenderwoche.
Quelle: [ER] Research Team 2003]

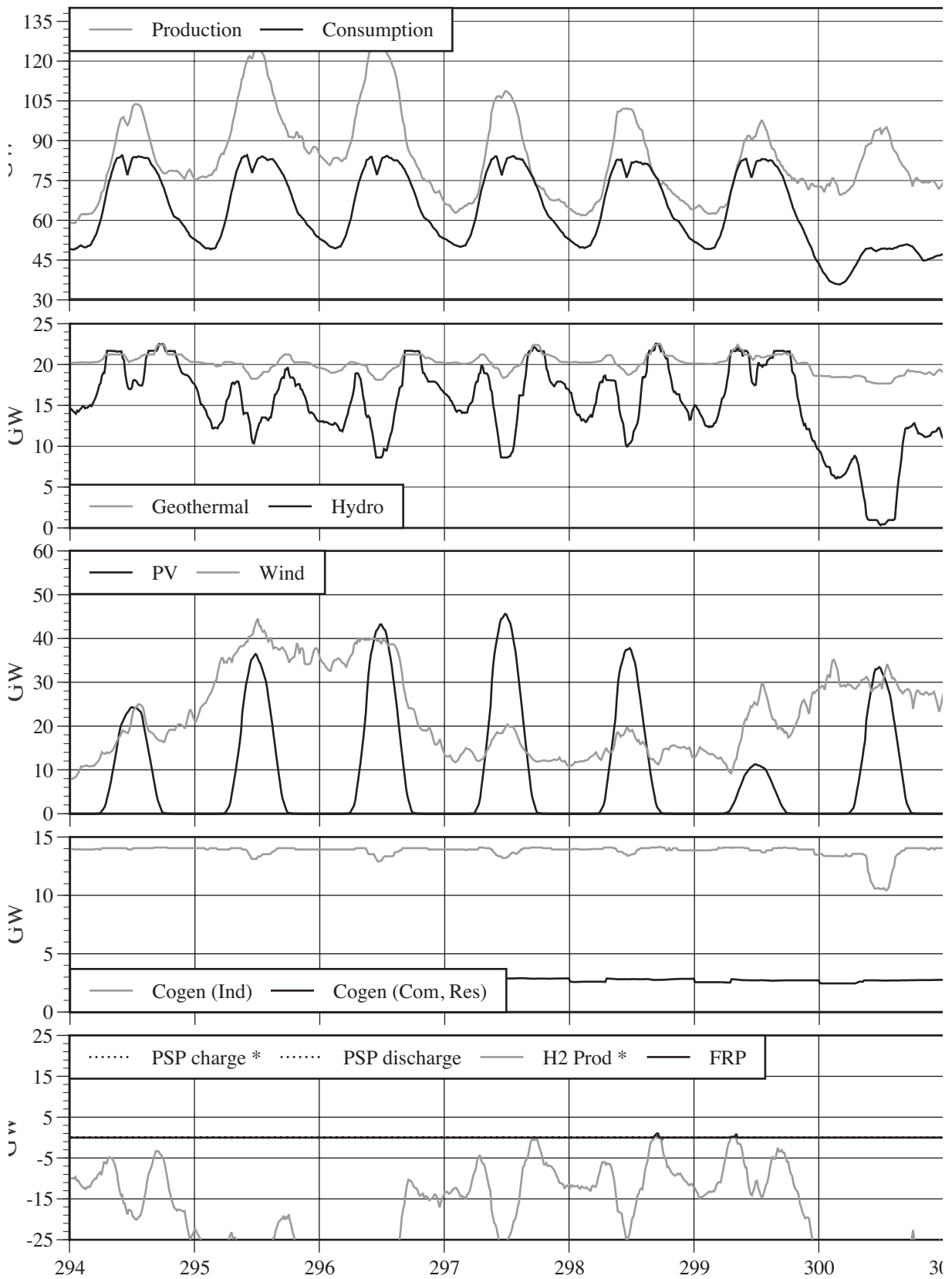


Abbildung 11-43 : Energieversorgung Japans in der 43. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

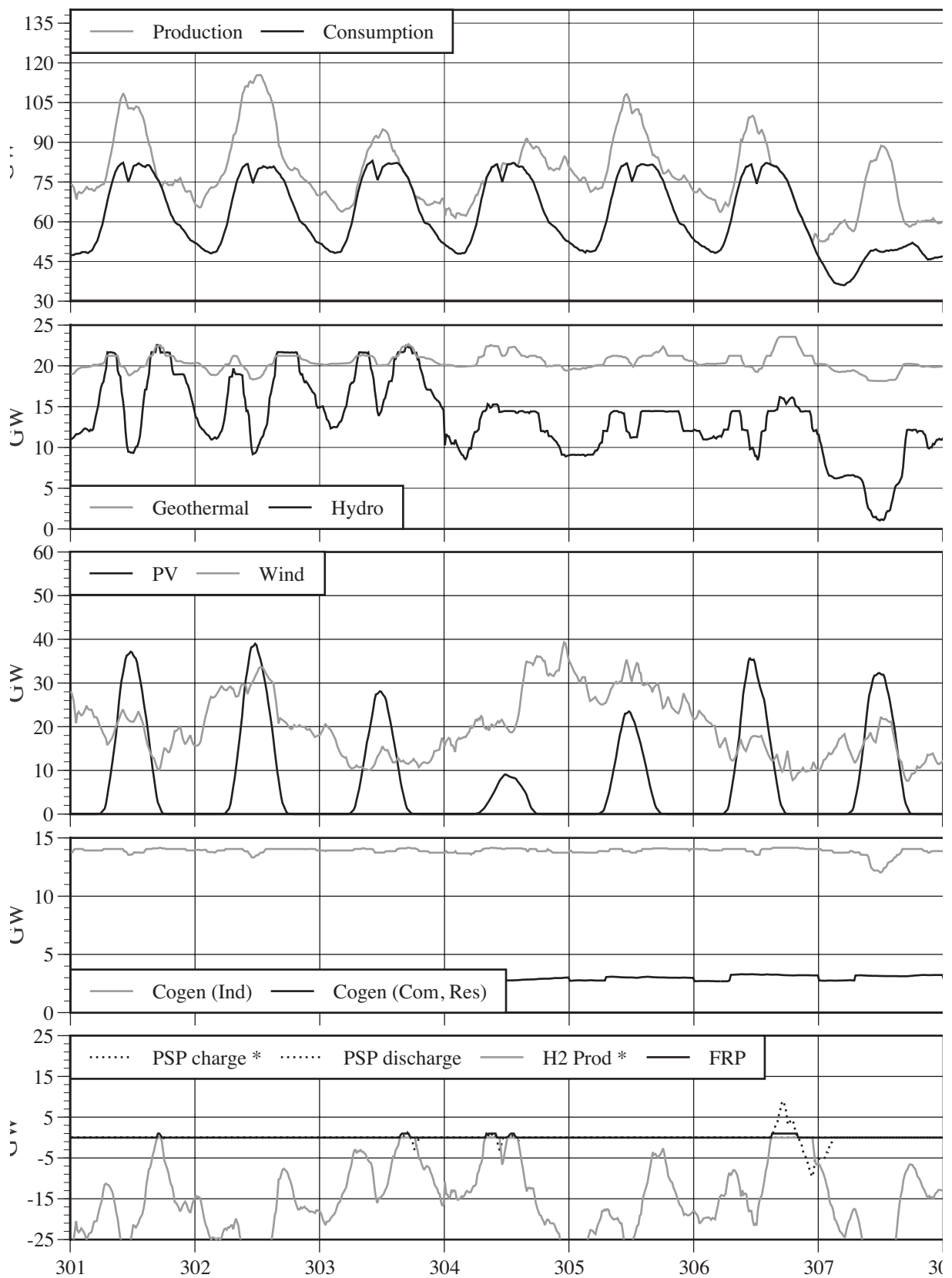


Abbildung 11-44 : Energieversorgung Japans in der 44. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

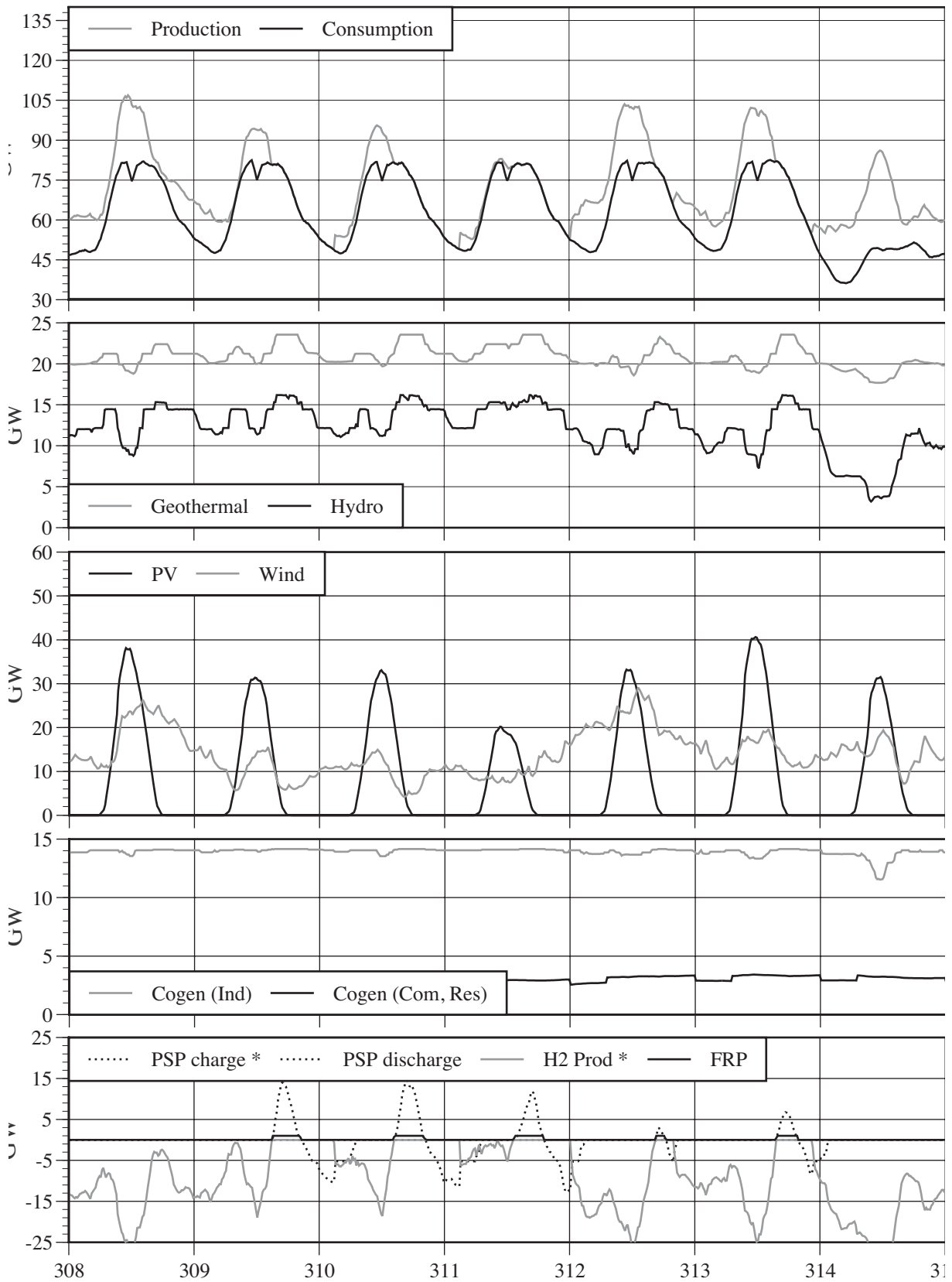


Abbildung 11-45 : Energieversorgung Japans in der 45. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

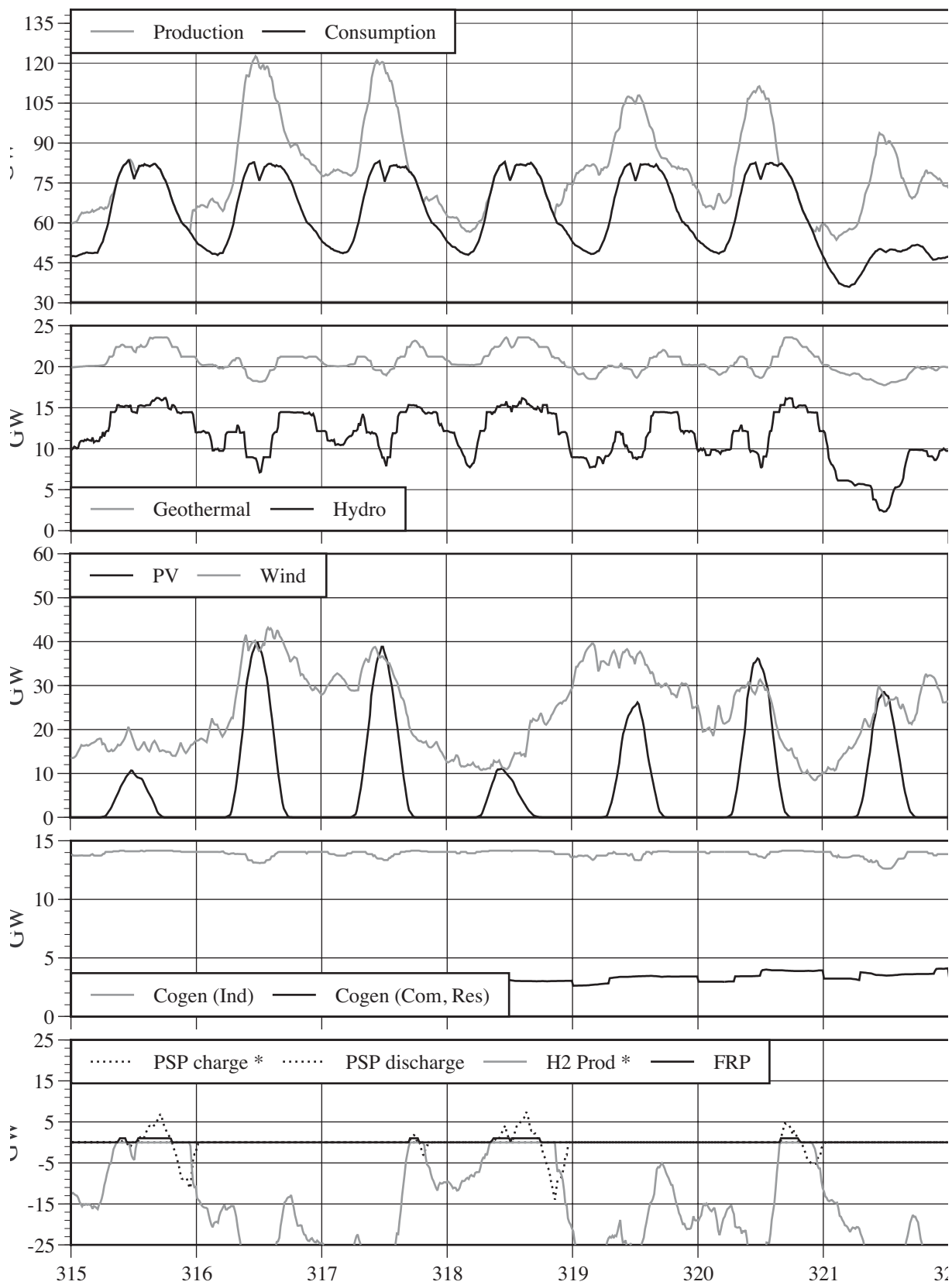


Abbildung 11-46 : Energieversorgung Japans in der 46. Kalenderwoche.
 Quelle: [ER] Research Team 2003]

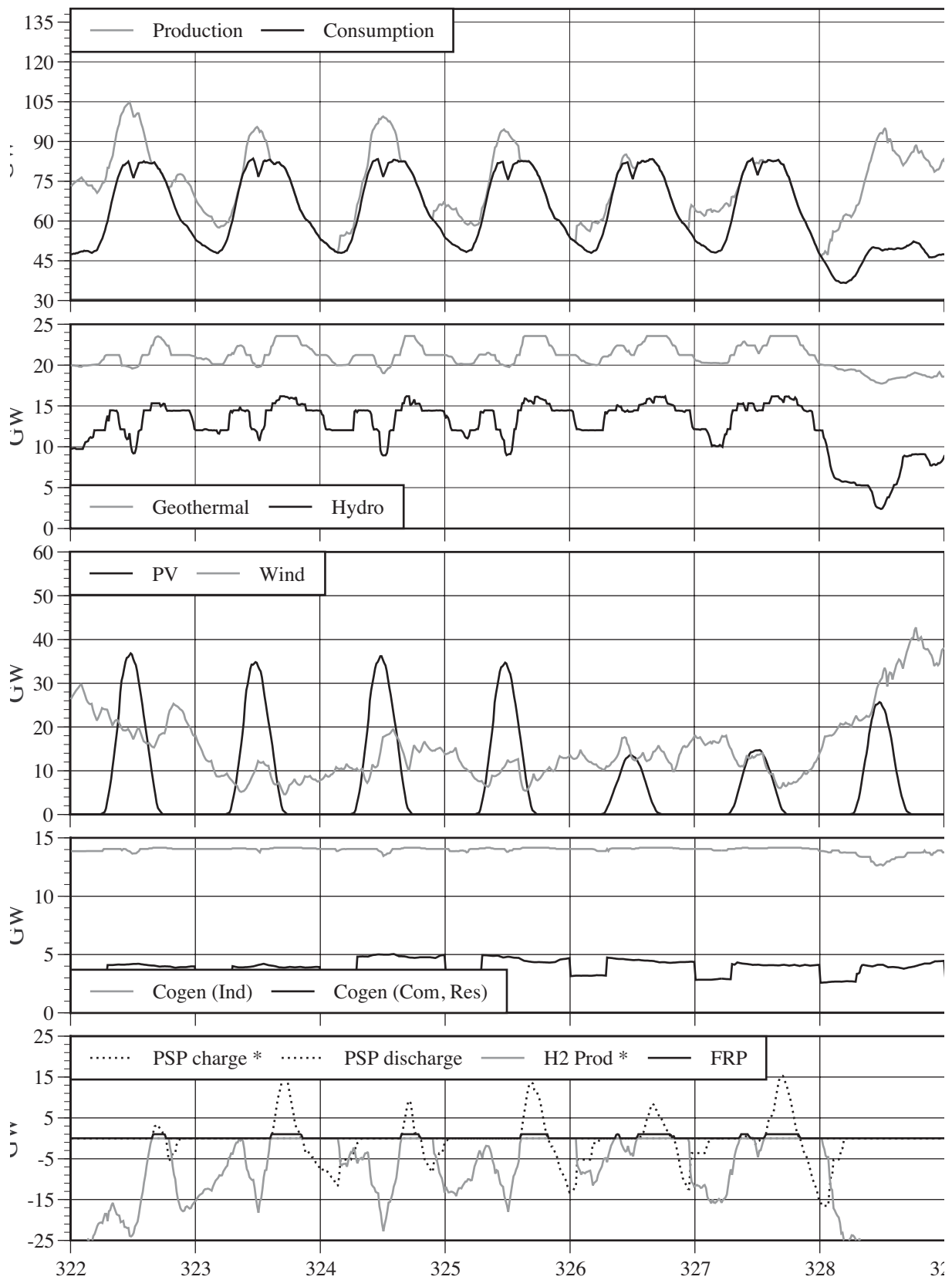


Abbildung 11-47 : Energieversorgung Japans in der 47. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

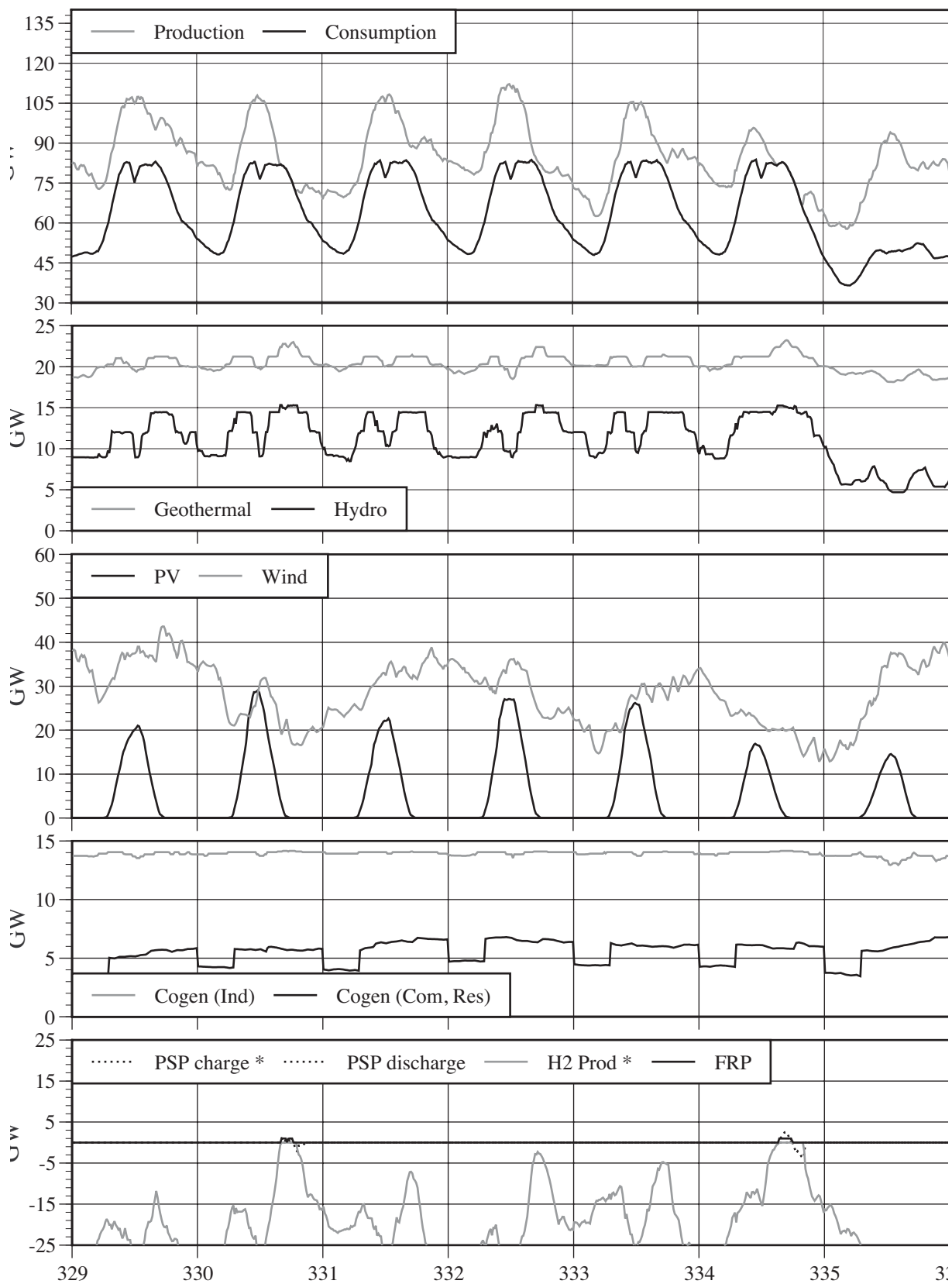


Abbildung 11-48 : Energieversorgung Japans in der 48. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

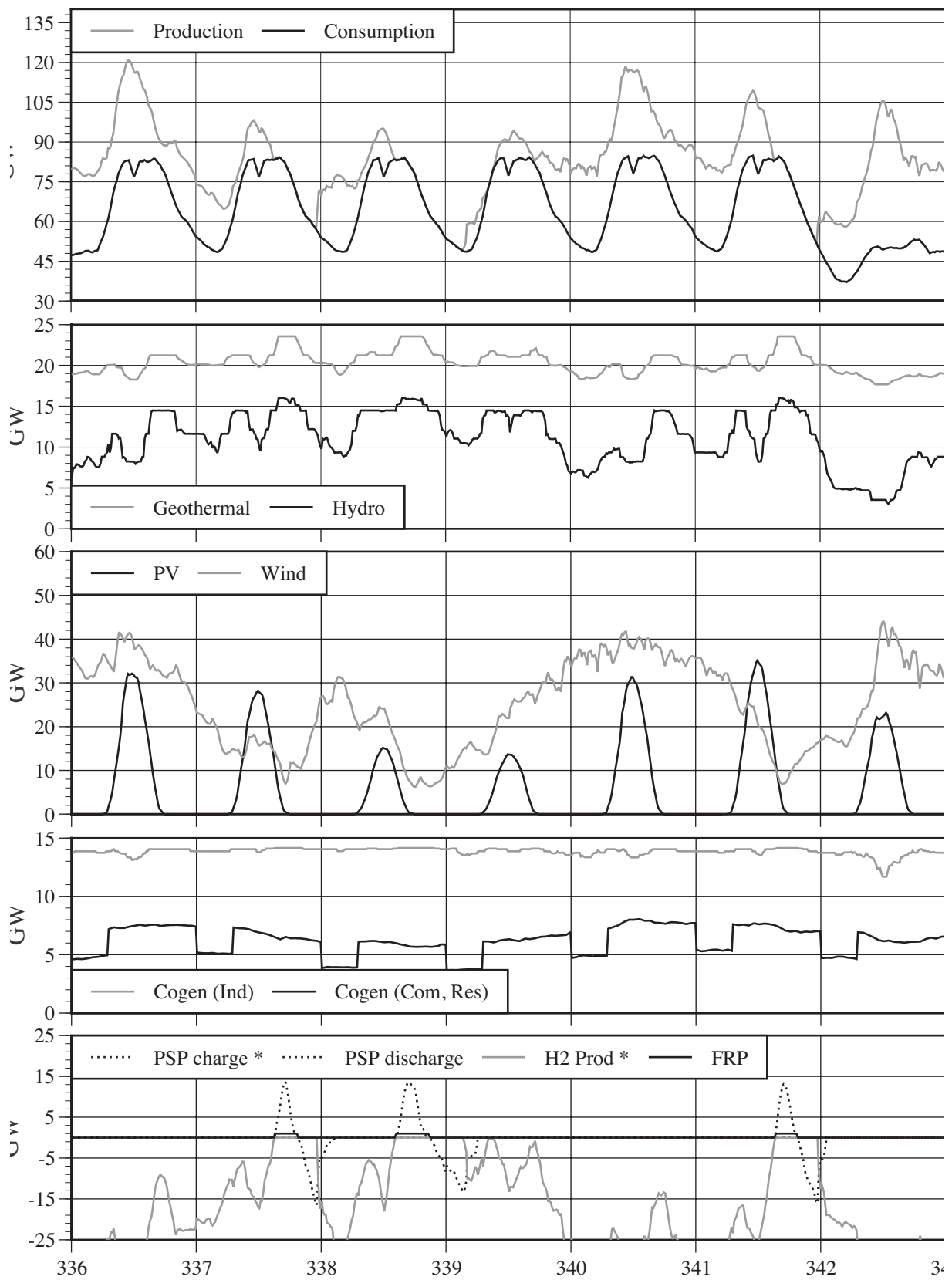


Abbildung 11-49 : Energieversorgung Japans in der 49. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

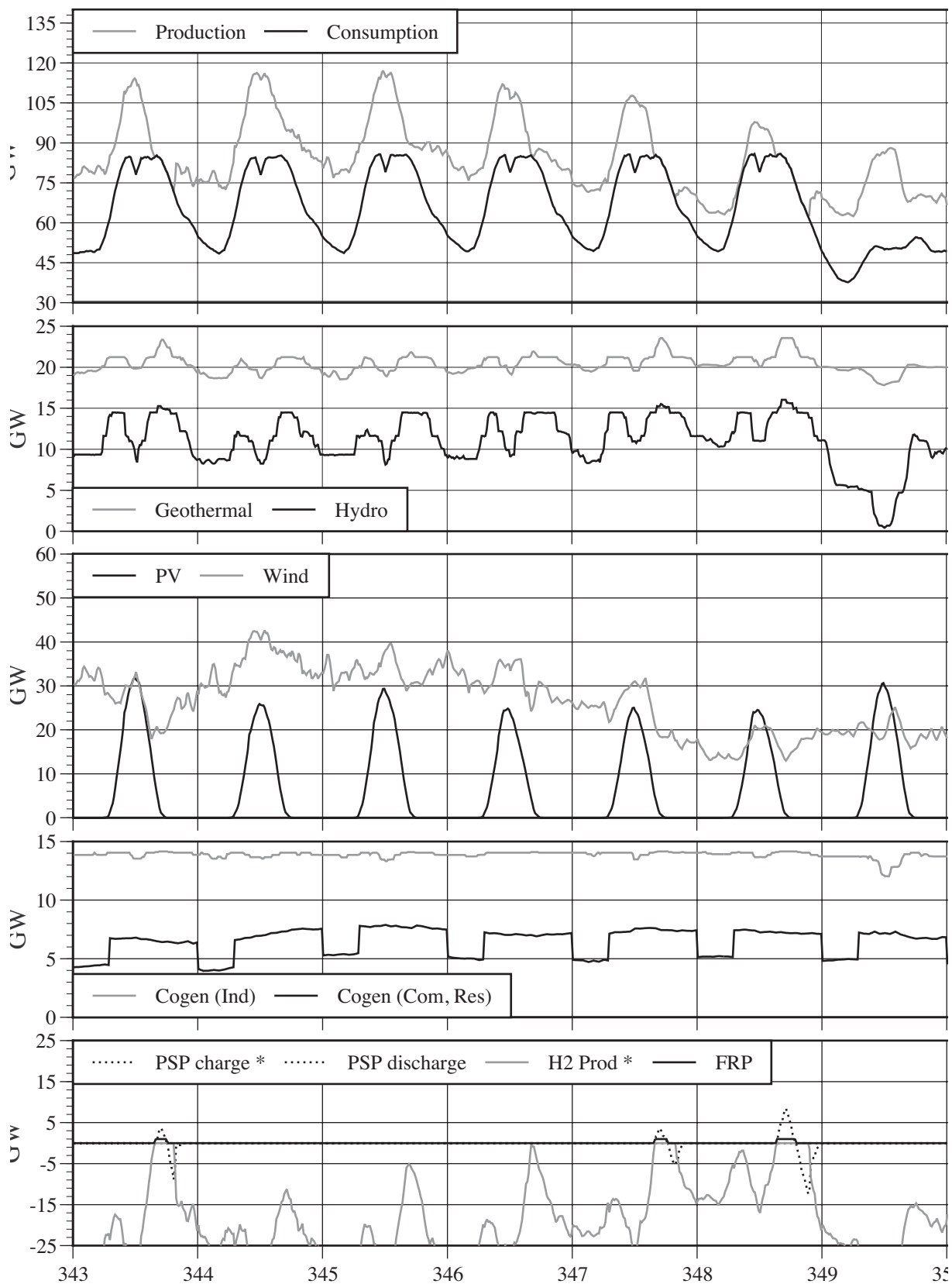


Abbildung 11-50 : Energieversorgung Japans in der 50. Kalenderwoche.
 Quelle: [ERJ Research Team 2003]

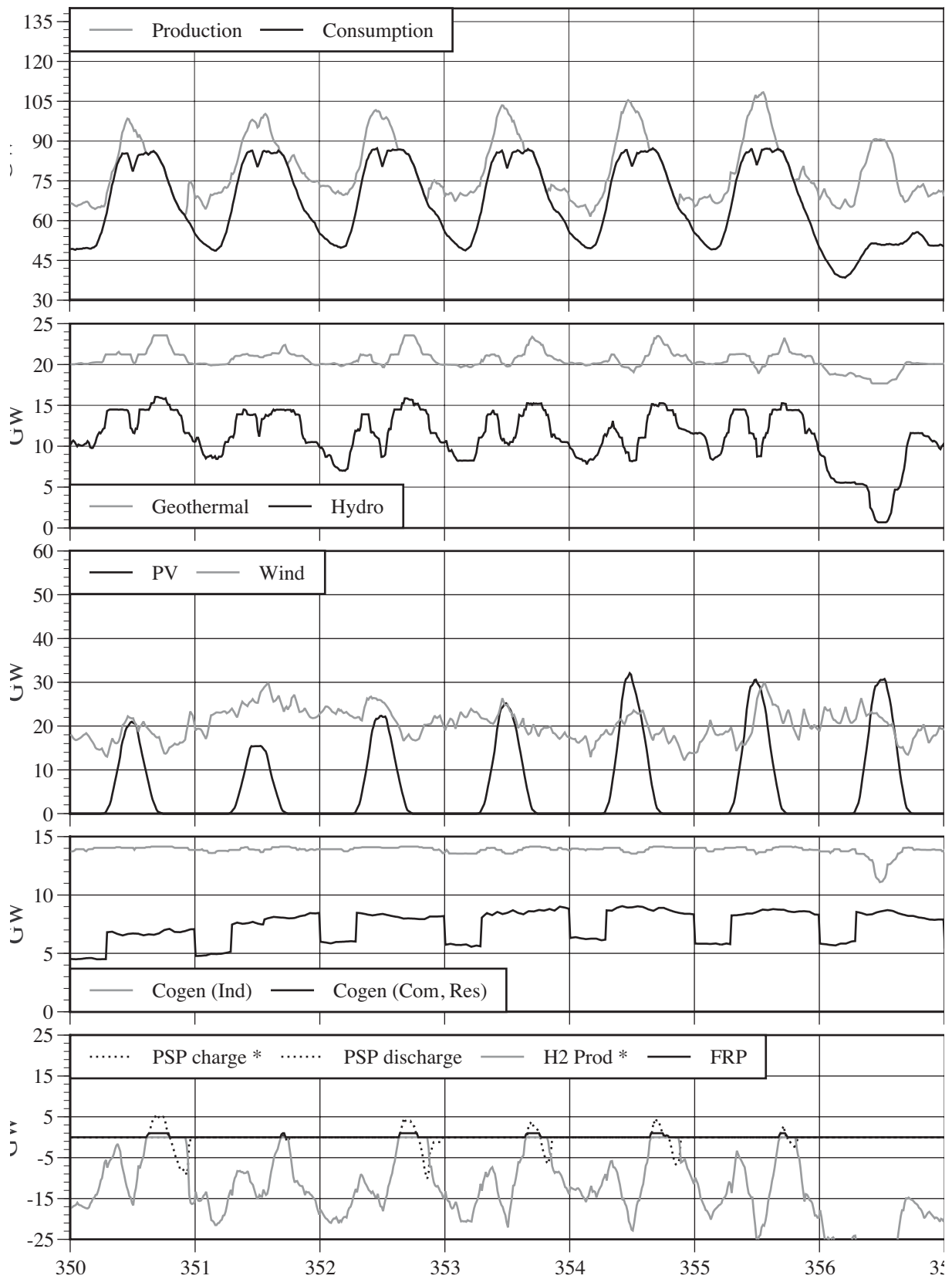


Abbildung 11-51 : Energieversorgung Japans in der 51. Kalenderwoche.
Quelle: [ERJ Research Team 2003]

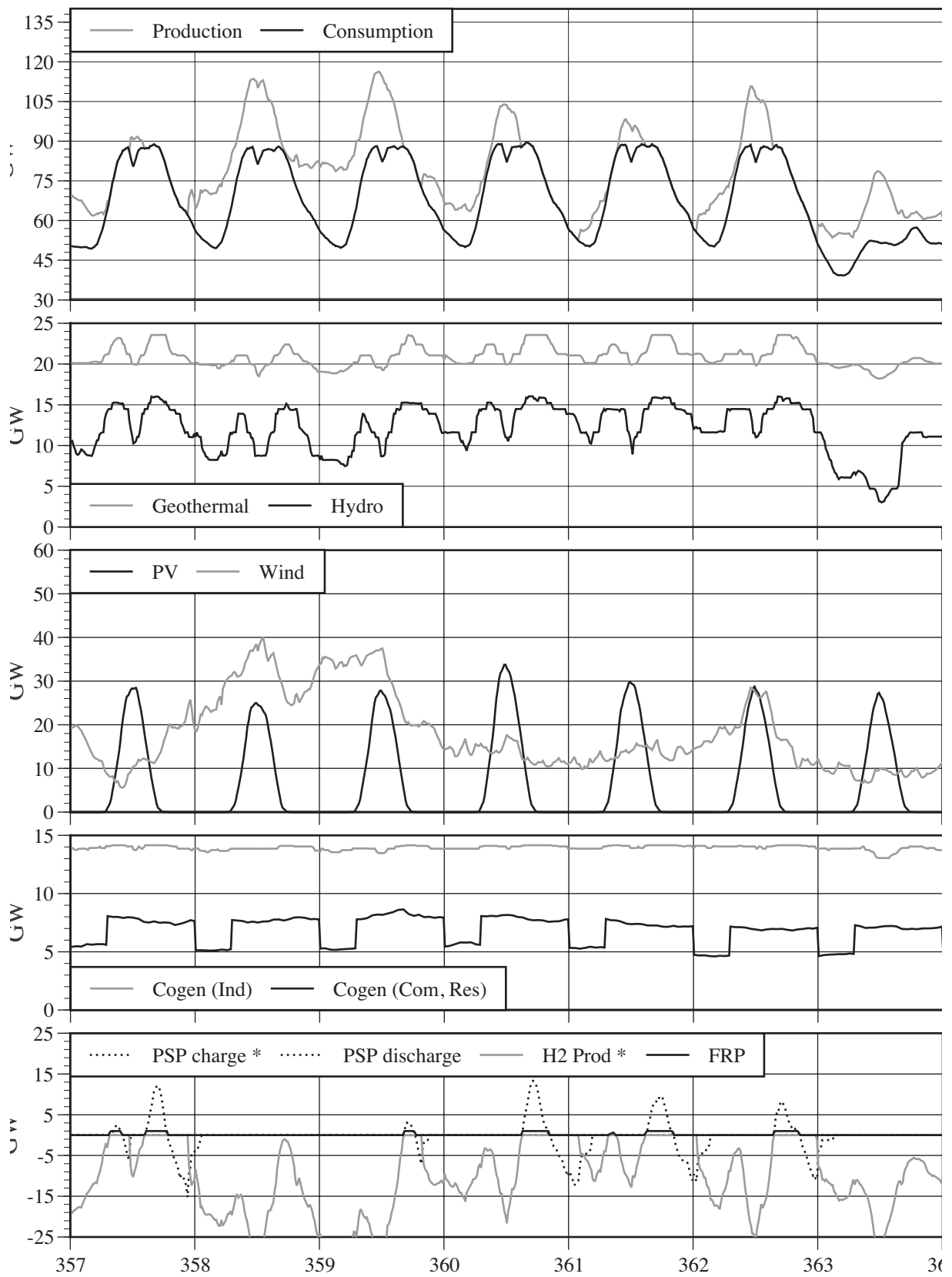


Abbildung 11-52 : Energieversorgung Japans in der 52. Kalenderwoche.
 Quelle: [ER] Research Team 2003]

12) ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 3-1 : - Entwicklung der bodennahen globalen Weltmitteltemperatur; Quelle: Third Assessment Report IPCC	25
Abbildung 3-2 : - Veränderung der mittl. Umgebungstemperatur und CO2 Konzentration in der Atmosphäre in den letzten 160 000 Jahren. Stand 1994	26
Abbildung 3-3 : - Ölförder-Szenario für die nächsten 20 Jahre; Quelle : [Schindler 2001]	33
Abbildung 4-1 : - Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Fair Market- Szenario, in Watt per Capita.	45
Abbildung 4-2 : - Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Sustainable Szenario, in Watt per Capita.	47
Abbildung 4-3 : - LTI „Sustainable“ Szenario, zeitliche Entwicklung des Szenarios.	48
Abbildung 4-4 : - Zeitliche Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Energieträger zu dem LTI „Sustainable“ Szenario.	49
Abbildung 4-5 : - Anteil der Energieträger an der Versorgung 2050 in den Szenarien. [LTI 1998]	51
Abbildung 4-6 : - Die LTI Szenarien „Sustainable“ und „Fair Market“, das sog. „Opti- Szenario mit ihrer Versorgungsstruktur, verglichen mit dem Basisjahr 1990.	52
Abbildung 4-7 : - Aufbau und Struktur des Energieversorgungssystems des „Sustainable Szenarios“ für Europa (2050). Bei den erneuerbaren Energien ist der Anteil der Potentialausnutzung in Prozent angegeben. Alle Größen sind Watt Jahr pro Kopf der Bevölkerung [LTI 1998].	54
Abbildung 4-8 : - Stromverbrauch im Jahr 2050 nach dem Sustainable Energy Szenario, in PJ	57
Abbildung 4-9 : - Importierte & exportierte Energie (links) und Überschüsse & Bedarfslücken (rechts), Variante 1	60
Abbildung 4-10 : - Erzeugte und nachgefragte Energie (Variante 1)	61

Abbildung 4-11 : - Importierte & Exportierte Energie (links) und Überschüsse & Bedarfslücken (rechts), Variante 2.	63
Abbildung 4-12 : - Erzeugte und nachgefragte Energie im gesamten Simualtionsgebiet (Variante 2)	63
Abbildung 5-1 : - Leistungabgabe mehrerer Windräder mit verschiedenen räumlichen Auflösungen berechnet. Quelle: ISuSI	71
Abbildung 5-2 : - Tageslastgänge von Haushalten in Japan im Sommer. Quelle: ISEP	76
Abbildung 5-3 : - Tageslastgänge der Industrie in Japan im Sommer. Quelle: ISEP	77
Abbildung 5-4 : - Tageslastgänge des Gewerbes, Handel und Dienstleistungssektors in Japan im Sommer. Quelle: ISEP	77
Abbildung 5-5 : - Jahreslastgangkurven verschiedener Energieverbrauchssektoren in einer absoluten und einer normierten Skala. Quelle: ISEP	78
Abbildung 5-6 : - Vergleich eines Jahreszeitenwechsels ohne Angleichung und mit Angleichung. Quelle: ISuSI	80
Abbildung 5-7 : - Auswirkungen der zufälligen Fluktuationen auf die Kurven. Quelle: ISuSI	82
Abbildung 5-8 : - Der Eingabedialog eines Verbrauchermoduls. Hier werden der Gesamtverbrauch, der Wochenendfaktor und die Variation eingegeben. Die Eingabe der Jahreslastkurve geschieht ebenfalls auf dieser Seite. Die Tageslastgänge werden der Seite „Daily envelopes“ eingegeben. Quelle: ISuSI	83
Abbildung 5-9 : - Dialog des Import-Export-Managers. Hier kann man Kabellängen und Kabelanzahl zwischen den Subregionen eingeben. Der Import-Export-Manager errechnet aus diesen Informationen eine Energieverteilungsmatrix mit den geringst möglichen Übertragungsverlusten. Quelle: ISuSI	85
Abbildung 5-10 : - Dialog eines Photovoltaikmoduls. Hier können verschiedene Flächen mit unterschiedlicher Ausrichtung eingegeben werden, die alle mit der gleichen Wetterstation verbunden werden. Außerdem braucht das Modul Informationen über die Lage des Moduls und den Wirkungsgrad. Es können mehrere Inklinations- und Deklinationswinkel (Inclination und Adjustment) mit verschieden großen Photovoltaikflächen eingestellt werden. Die Einstellung „Radiation input is diffuse/direct“ bedeutet, dass die Wetterdaten in Diffus- und Direktstrahlung unterteilt vorliegen, im Gegensatz zu „Calulacte radiation from global“, wo diese Daten aus der globalen Einstrahlung berechnet werden müssen. Die „number of the weatherstation“ identifiziert den dem Modul	

- zugehörigen Wetterdatensatz. Quelle: ISuSI
88
- Abbildung 5-11 : - Beispielhafte Leistungskurven von Windrädern. Quelle: ISuSI
89
- Abbildung 5-12 : - Typischer Dialog einer Gruppe von Windkraftanlagen. Man kann die Anzahl der Windräder, die Nabenhöhe und die Rauigkeit der Umgebung eingeben („Number of wind energy plants“, „Height of hub“, „Roughness of surroundings“). Außerdem werden einige Informationen der anliegenden Wetterstation benötigt. Jeder Windkraftanlage kann also ein eigener Wetterdatensatz zugeordnet werden, der in dem Feld „Number of the weatherstation“ benannt wird. Quelle: ISuSI
90
- Abbildung 5-13 : - Dialog einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage im Haushalts- und Industriebereich. Hier können zum Beispiel die Uhrzeiten und Zieltemperaturen für Tag- und Nachtheizung eingegeben werden („Day heating begins ... and ends ..“, „Starting temperature“, „Target temperature“) und der thermische und elektrische Wirkungsgrad („electrical efficiency“ und „thermal efficiency“). In „thermal power rating per qm“ wird angegeben, wieviel Nennleistung pro Quadratmeter installiert sind. Dieser Wert multipliziert mit den „Covered qm“ ergibt die gesamte Nennleistung des BHKW-Moduls. Im Feld „Minimum minutes of operation“ kann angegeben werden, wie lange die Anlagen nach dem Einschalten mindestens laufen, um dauerndes Ein- und Ausschalten zu umgehen. Dieser Block benötigt keine Information über den Wetterdatensatz, da die Temperaturen aus einem separaten Wetterdatenmodul an das BHKW-Modul weitergegeben werden. Quelle: ISuSI
93
- Abbildung 5-14 : - Im Dialog der KWK Anlagen in der Industrie kann man die Nennleistung und die thermischen und elektrischen Wirkungsgrade angeben. Mehr wird zur Berechnung der Produktion nicht benötigt. Dialog einer Kraft-Wärme-Kopplungsanlage in der Industrie
94
- Abbildung 5-15 : - Dialog eines Wasserkraftwerkes. Man kann man außer der Nennleistung noch die Hüllkurve der maximalen Energieproduktion angeben. Quelle: ISuSI
95
- Abbildung 5-16 : - Dialog eines Geothermischen Kraftwerks. Eingabe der Nennleistung und des thermischen und elektrischen Wirkungsgrads. Quelle: ISuSI
96
- Abbildung 5-17 : - Dialog eines Pumpspeicherkraftwerks. Eingabewerte sind der maximale Fülllevel, die Füllung zu Beginn des Simulationslaufs und der Wirkungsgrad. Außerdem können maximale Befüll- und Entladeleistung angegeben werden. Der momentane Fülllevel ist ein Ausgabewert. Quelle: ISuSI
96

Abbildung 5-18 : - Darstellung einer Auswahl der Ergebnisse von SimRen innerhalb der Simulationsumgebung. Quelle: ISuSI	98
Abbildung 5-19 : - Test des Photovoltaikmoduls. Vergleich von simulierten mit gemessenen Werten. [Spangardt, 1999]	100
Abbildung 5-20 : - Energieversorgung einer Modellregion unter Einbeziehung von Kohle- und Gaskraftwerken. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]. Quelle: ISuSI	104
Abbildung 5-21 : - Energieversorgung einer Modellregion unter Einbeziehung von Kohle- und Gaskraftwerken. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]. Quelle: ISuSI	105
Abbildung 6-1 : - Endenergiebedarf der verschiedenen Verbrauchersektoren (Japan 1999 / ERJ-Energie-Nachfrage-Modell); Quelle : [ERJ Research Team 2003].	110
Abbildung 6-2 : - Vereinfachte Struktur eines voll solaren Versorgungsmodells.	118
Abbildung 6-3 : - Die Verwendung von Kraft-Wärme-gekoppelten Anlagen im ERJ-Versorgungsmodell.	122
Abbildung 6-4 : - ERJ-Projekt - Importabhängigkeit verschiedener Szenarien der solaren Vollversorgung Japans.	130
Abbildung 6-5 : - Die zwölf Regionen des ERJ-Modells. Quelle: [ERJ Research Team 2003]	132
Abbildung 6-6 : - Berechnung der Energienachfrage in Tohoku Ost Quelle: [ERJ Research Team 2003].	133
Abbildung 6-7 : - Beispiele stündlicher Nachfragekurven von Elektrizität. Quelle: [ERJ Research Team 2003]	134
Abbildung 6-8 : - Maximale Leistungsabgabe der Wasserkraftwerke in der Provinz Kanto. Quelle: [ERJ Research Team 2003]	135
Abbildung 6-9 : - Dauer, Verteilung und Höhe der Überproduktion in Japan beim ERJ-Modell. Quelle: [ERJ Research Team 2003].	143

Abbildung 6-10 : - Energieversorgung Japans in der 3. Kalenderwoche (Tag 14 bis Tag 21). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

145

Abbildung 6-11 : - Energieversorgung der Region Hokkaido West in der 3. Kalenderwoche. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

146

Abbildung 6-12 : - Energieversorgung der Region Kanto in der 3. Kalenderwoche. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

147

Abbildung 6-13 : - Energieversorgung der Region Chugoku in der 3. Kalenderwoche. * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

148

Abbildung 6-14 : - Energieversorgung Japans in der 17. Kalenderwoche (Tag 112 bis 119). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

149

Abbildung 6-15 : - Energieversorgung Japans in der 27. Kalenderwoche (Tag 182 bis 189). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

150

Abbildung 6-16 : - Energieversorgung Japans in der 35. Kalenderwoche (Tag 238 bis 245). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

151

Abbildung 6-17 : - Energieversorgung Japans in der 45. Kalenderwoche (Tag 308 bis 315). * PSP Charge, H2 Prod. ist Stromverbrauch - daher hohe H2 Produktion hoher negativer Ausschlag. Quelle: [ERJ Research Team 2003]

152

Abbildung 7-1 : - Anfangswerte des Pro-Kopf-Endenergieverbrauchs in den Studien. Zur besseren Vergleichbarkeit wurden die Anfangswerte der LTI-Szenarien, die ursprünglich für das Jahr 1990 angegeben waren, für das Jahr 2000 mittels linearer Interpolation errechnet.

154

Abbildung 7-2 : - Anfänglicher Endenergieverbrauch der Studien, bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt

155

Abbildung 7-3 : - Anfänglicher Pro-Kopf-Stromverbrauch der Szenarien	161
Abbildung 7-4 : - Anfänglicher Stromverbrauch der Szenarien bezogen auf das BIP	162
Abbildung 7-5 : - Stromverbrauch per capita der Studien laut jeweiligem Effizienzmodell	162
Abbildung 7-6 : - Stromverbrauch per BIP der Studien laut jeweiligem Effizienzmodell	163
Abbildung 7-7 : - Stromanteil am Endenergieverbrauch zu Anfang und nach Effizienzmodell der Studien.	164
Abbildung 7-8 : - Kraftwerkskapazitäten bei LTI, Enquete-BT, ERJ	170
Abbildung 7-9 : - Anteil fluktuierender Stromerzeuger in den Versorgungssystemen der Szenarien.	171
Abbildung 7-10 : - Installierte Leistung der verwendeten Technologien, bezogen auf die Stromnachfrage.	176
Abbildung 10-1 : - Absoluter Endenergieverbrauch in den Szenarien im Jahr 2050 in PJ	200
Abbildung 10-2 : - Nettostrombereitstellung im Jahr 2050	200
Abbildung 10-3 : - Zusammensetzung des Kraftwerksparks im Jahr 2050	201
Abbildung 10-4 : - Anteil der Erneuerbaren Energiequellen am Gesamtprimärenergieverbrauch; Anmerkung des Autors: Beim Szenario „solare Vollversorgung“ zeigt die Analyse der verbleibenden Anteile, dass diese auch mit erneuerbaren Ressourcen abdeckbar sind.	204
Abbildung 10-5 : - Referenz Szenario (REF -IER) der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“	208
Abbildung 10-6 : - Reg/Ren Offensive (RRO-WI) Szenario der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“	208
Abbildung 10-7 : - Reg/Ren Offensive (RRO-IER) Szenario der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“	209

Abbildung 10-8 : - Reg/Ren Offensive (RRO-IER-V1) Szenario der Enquete
Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“
Alternativer Datensatz

209

Abbildung 10-9 : - Reg/Ren Offensive 100% (RRO-IER-V2) Szenario der Enquete
Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“ -
Solare Vollversorgung
Anmerkung des Autors: Beim Szenario „solare Vollversorgung“ zeigt die
Analyse der verbleibenden Anteile, dass diese auch mit erneuerbaren
Ressourcen abdeckbar sind.

210

13) TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 4-1 : - Erzeugungsbeitrag der verschiedenen Energieträger [in Watt Jahr pro Kopf der Bevölkerung] und der konventionellen Energieträger einschließlich Atomenergie [LTI 1998]	46
Tabelle 4-2 : - Zeitliche Entwicklung des Beitrags der verschiedenen Energieträger zu dem LTI „Sustainable“ Szenario.	50
Tabelle 4-3 : - Installierte Leistung bzw. Jahresenergieproduktion der Regenerativen im LTI Sustainable Szenario für die BRD. [LTI 1998]	56
Tabelle 4-4 : - Installierte Anlagen in den Regionen Deutschlands - Variante 1 - „gleichmäßige“ Installation nach dem Sustainable Energy Szenario	59
Tabelle 4-5 : - Installierte Anlagen nach dem Sustainable Energy-Szenario in der zweiten Modellvariante [Lehmann et al. 1998]	62
Tabelle 6-1 : - Der Endenergie-Bedarf 1999 und das ERJ-Energie-Nachfrage-Modell; Quelle : [ERJ Research Team 2003].	110
Tabelle 6-2 : - Überblick über das elektrische System des ERJ-Versorgungsmodells.	123
Tabelle 6-3 : - Überblick über die Wärmeversorgung des ERJ- Versorgungsmodells	125
Tabelle 6-4 : - Überblick über den Brennstoffbedarf und die Brennstoffproduktion.	126
Tabelle 6-5 : - Szenario 1 bis Szenario 3 der ERJ-Versorgungsmodells.	128
Tabelle 6-6 : - Szenario 4 bis Szenario 6 des ERJ-Versorgungsmodells.	129
Tabelle 6-7 : - Vergleich des Wetters des Jahres 1999 mit dem langfristigen Mittel. Quelle : [Japan Meteorological Agency 2001]	131
Tabelle 6-8 : - Zusammenfassung der Strukturdaten des elektrischen Systems; Quelle : [ERJ Research Team 2003]	142
Tabelle 7-1 : - Bruttoinlandsprodukt der verschiedenen Szenarien	153
Tabelle 7-2 : - Anfänglicher Endenergieverbrauch der Studien, bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt.	156

Tabelle 7-3 : - In den Szenarien erwartete Minderung des Flottenverbrauchs bei neuen PKW	159
Tabelle 7-4 : - Einsparpotenziale beim absoluten Endenergieverbrauch innerhalb der verschiedenen Sektoren verglichen mit den Anfangsverbräuchen.	160
Tabelle 7-5 : - Endenergieverbrauch ohne Strom und Wärmebedarf in den Szenarien. Wert für Wärme mit dem Mittelwert der Szenarien von LTI und ERJ berechnet.	165
Tabelle 7-6 : - Endenergieverbrauch ohne Strom und Wärmebedarf in den Szenarien nach Anwendung des Effizienzmodells. Wärmeanteil mit den Mittelwerten aus LTI Sustainable und ERJ berechnet	166
Tabelle 7-7 : - Endenergieverbrauch ohne Strom und Wärmebedarf in den Szenarien nach Anwendung des Effizienzmodells. Wärmeanteil mit den Mittelwerten aus LTI Sustainable und ERJ berechnet	166
Tabelle 7-8 : - Vergleich der Einsparpotenziale bei der Endenergie (ohne Strom) und dem Wärmebedarf	167
Tabelle 7-9 : - Kraftwerkskapazitäten bei LTI, Enquete-BT, ERJ	169
Tabelle 7-10 : - Verhältnis fluktuierender zu nicht fluktuierenden Stromerzeugern in den Versorgungssystemen der Szenarien.	170
Tabelle 7-11 : - Mittlere Auslastung des gesamten Kraftwerksparks	173
Tabelle 7-12 : - Äquivalente Volllaststunden der verwendeten Technologien.	174
Tabelle 10-1 : - Ergebnisse der Szenarien der Enquete Kommission des Deutschen Bundestages „Nachhaltige Energieversorgung“ im Überblick	207