

# **Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalysen Photo- voltaik**

Ergebnisse der Modellrechnungen

Auftraggeber  
Bundesamt für Energie

Ansprechpartner  
Dr. Almut Kirchner

Basel, 30.04.2013  
31-7303 / 7623

## Das Unternehmen im Überblick

### Geschäftsführer

Christian Böllhoff

### Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Basel-Stadt Hauptregister CH-270.3.003.262-6

### Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

### Gründungsjahr

1959

### Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

### Arbeitssprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

### Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH - 4010 Basel

Telefon +41 61 32 73-200

Telefax +41 61 32 73-300

info@prognos.com

### Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D - 10623 Berlin

Telefon +49 30 520059-200

Telefax +49 30 520059-201

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D - 40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 887-3131

Telefax +49 211 887-3141

Prognos AG

Sonnenstraße 14

D - 80331 München

Telefon +49 89 515146-170

Telefax +49 89 515146-171

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Straße 5

D - 28359 Bremen

Telefon +49 421 2015-784

Telefax +49 421 2015-789

Prognos AG

Avenue des Arts 39

B - 1040 Brüssel

Telefon +32 2 51322-27

Telefax +32 2 50277-03

Prognos AG

Werastraße 21-23

D - 70182 Stuttgart

Telefon +49 711 2194-245

Telefax +49 711 2194-219

### Internet

[www.prognos.com](http://www.prognos.com)

**Projektleitung:**

Dr. Almut Kirchner

**Mitarbeiter:**

Florian Ess, Andrea Ley (FM), Nathalie Becker

Diese Studie wurde im Rahmen der Energieperspektiven 2050 des Bundesamts für Energie BFE erstellt.

Für den Inhalt ist allein der/die Studiennehmer/-in verantwortlich.



# Inhalt

1	Hintergrund	1
2	Methodisches Vorgehen	1
2.1	Modellierung	1
	2.1.1 Funktionsweise des Strommodells	1
	2.1.2 Stundengenaue Simulation des Kraftwerkseinsatzes	2
2.2	Charakterisierung der Sensitivitäten	4
	2.2.1 Sensitivität 1	4
	2.2.2 Sensitivität 2	4
	2.2.3 Sensitivität 3	5
2.3	Rahmen	5
3	Ergebnisse Sensitivität 1	5
3.1	Stromerzeugung	5
	3.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“	5
	3.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“	11
	3.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“	17
3.2	Kosten	23
	3.2.1 Szenario „Weiter wie bisher“	23
	3.2.2 Szenario „Neue Energiepolitik“	26
	3.2.3 Szenario „Politische Massnahmen“	29
4	Ergebnisse Sensitivität 2	33
4.1	Stromerzeugung	33
	4.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“	33
	4.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“	45
	4.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“	57
4.2	Kosten	69
	4.2.1 Szenario „Weiter wie bisher“	69
	4.2.2 Szenario „Neue Energiepolitik“	74
	4.2.3 Szenario „Politische Massnahmen“	79
5	Ergebnisse Sensitivität 3	85
5.1	Stromerzeugung	85
	5.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“	85
	5.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“	91
	5.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“	97
5.2	Kosten	103

5.2.1	Szenario „Weiter wie bisher“	103
5.2.2	Szenario „Neue Energiepolitik“	106
5.2.3	Szenario „Politische Massnahmen“	108
6	Ergebnisse Stundensimulation	112
6.1	Regelfähige Stromerzeugung	112
6.1.1	Szenario „Weiter wie bisher“	112
6.1.2	Szenario „Politische Massnahmen“	113
6.1.3	Szenario „Neue Energiepolitik“	115
6.2	Stromspeicherung	115
6.2.1	Szenario „Weiter wie bisher“	115
6.2.2	Szenario „Politische Massnahmen“	116
6.2.3	Szenario „Neue Energiepolitik“	117
6.3	Interpretation	119
7	Synthese der Modellrechnungen	121
7.1	Photovoltaik-Ausbau	121
7.2	Gesamtkosten	122
7.3	Zubau an Gaskombikraftwerken	127
7.4	Stromspeicherung	130
8	Schlussfolgerungen	132

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	8
Tabelle 3-2:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	9
Tabelle 3-3:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	10
Tabelle 3-4:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	11
Tabelle 3-5:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	14
Tabelle 3-6:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	15
Tabelle 3-7:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	16
Tabelle 3-8:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	17
Tabelle 3-9:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	20
Tabelle 3-10:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	21
Tabelle 3-11:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	22
Tabelle 3-12:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	23
Tabelle 3-13:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	24
Tabelle 3-14:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	25
Tabelle 3-15:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	26
Tabelle 3-16:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	27
Tabelle 3-17:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	28

Tabelle 3-18:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	29
Tabelle 3-19:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Technologien, in Mio. CHF/a	30
Tabelle 3-20:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	31
Tabelle 3-21:	Sensitivität 1, „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	32
Tabelle 4-1:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	36
Tabelle 4-2:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	37
Tabelle 4-3:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	38
Tabelle 4-4:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	39
Tabelle 4-5:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	42
Tabelle 4-6:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	43
Tabelle 4-7:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	44
Tabelle 4-8:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	45
Tabelle 4-9:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	48
Tabelle 4-10:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	49
Tabelle 4-11:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	50
Tabelle 4-12:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	51
Tabelle 4-13:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	54



Tabelle 4-14:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	55
Tabelle 4-15:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	56
Tabelle 4-16:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	57
Tabelle 4-17:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	60
Tabelle 4-18:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	61
Tabelle 4-19:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	62
Tabelle 4-20:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	63
Tabelle 4-21:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	66
Tabelle 4-22:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	67
Tabelle 4-23:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	68
Tabelle 4-24:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	69
Tabelle 4-25:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	70
Tabelle 4-26:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	71
Tabelle 4-27:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	72
Tabelle 4-28:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	73
Tabelle 4-29:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	74
Tabelle 4-30:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	74

Tabelle 4-31:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	75
Tabelle 4-32:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	76
Tabelle 4-33:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	77
Tabelle 4-34:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	78
Tabelle 4-35:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	79
Tabelle 4-36:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	79
Tabelle 4-37:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	80
Tabelle 4-38:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	81
Tabelle 4-39:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	82
Tabelle 4-40:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	83
Tabelle 4-41:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	84
Tabelle 4-42:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	84
Tabelle 5-1:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	88
Tabelle 5-2:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	89
Tabelle 5-3:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	90
Tabelle 5-4:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	91
Tabelle 5-5:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	94

Tabelle 5-6:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	95
Tabelle 5-7:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	96
Tabelle 5-8:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	97
Tabelle 5-9:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	100
Tabelle 5-10:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	101
Tabelle 5-11:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	102
Tabelle 5-12:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	103
Tabelle 5-13:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	104
Tabelle 5-14:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	105
Tabelle 5-15:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	106
Tabelle 5-16:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	107
Tabelle 5-17:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	108
Tabelle 5-18:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	108
Tabelle 5-19:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	109
Tabelle 5-20:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	110
Tabelle 5-21:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF	111
Tabelle 7-1:	Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen nach Stromangebotsvarianten, in GWh	122

Tabelle 7-2:	Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF	123
Tabelle 7-3:	Gesamtkosten, kumuliert und diskontiert für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF	124
Tabelle 7-4:	Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. CHF	125
Tabelle 7-5:	Gesamtkosten, kumuliert und diskontiert für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. CHF	125
Tabelle 7-6:	Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF	126
Tabelle 7-7:	Gesamtkosten, kumuliert und diskontiert für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF	127
Tabelle 7-8:	Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“	128
Tabelle 7-9:	Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“	129
Tabelle 7-10:	Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF	130
Tabelle 7-11:	Negative Residuallast (bzw. Erzeugungsüberschüsse) im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 für die Sensitivität 3, in GWh	131

## Abbildungsverzeichnis

Figur 2-1:	Modellstruktur der stundengenauen Simulationsrechnungen	3
Figur 3-1:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	6
Figur 3-2:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	7
Figur 3-3:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	7
Figur 3-4:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	12
Figur 3-5:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	13
Figur 3-6:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	13
Figur 3-7:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	18
Figur 3-8:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	19
Figur 3-9:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	19
Figur 3-10:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	24
Figur 3-11:	Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	25
Figur 3-12:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	27
Figur 3-13:	Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	28
Figur 3-14:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	30
Figur 3-15:	Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	31
Figur 4-1:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	34

Figur 4-2:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	35
Figur 4-3:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	35
Figur 4-4:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	40
Figur 4-5:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	41
Figur 4-6:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	41
Figur 4-7:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	46
Figur 4-8:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	47
Figur 4-9:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	47
Figur 4-10:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	51
Figur 4-11:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	52
Figur 4-12:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	53
Figur 4-13:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	58
Figur 4-14:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	59
Figur 4-15:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	59
Figur 4-16:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	63
Figur 4-17:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	64
Figur 4-18:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	65

Figur 4-19:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	70
Figur 4-20:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	71
Figur 4-21:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	72
Figur 4-22:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	73
Figur 4-23:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	75
Figur 4-24:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	76
Figur 4-25:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	77
Figur 4-26:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	78
Figur 4-27:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	80
Figur 4-28:	Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	81
Figur 4-29:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a	82
Figur 4-30:	Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	83
Figur 5-1:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	85
Figur 5-2:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	86
Figur 5-3:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	87
Figur 5-4:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	91
Figur 5-5:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	92

Figur 5-6:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	93
Figur 5-7:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh <sub>el</sub> /a	97
Figur 5-8:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	98
Figur 5-9:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh <sub>el</sub> /a	99
Figur 5-10:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Technologien, in Mio. CHF/a	104
Figur 5-11:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	105
Figur 5-12:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Technologien, in Mio. CHF/a	106
Figur 5-13:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	107
Figur 5-14:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Technologien, in Mio. CHF/a	109
Figur 5-15:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Kostenarten, in Mio. CHF/a	110
Figur 6-1:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Bedarf und Einsatz regelfähiger Stromerzeugung, in GWh	112
Figur 6-2:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Bedarf und Einsatz regelfähiger Stromerzeugung, in GWh	114
Figur 6-3:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Bedarf und Einsatz regelfähiger Stromerzeugung, in GWh	115
Figur 6-4:	Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Bedarf und Einsatz von Stromspeicherung, in GWh	116
Figur 6-5:	Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Bedarf und Einsatz von Stromspeicherung, in GWh	117
Figur 6-6:	Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Bedarf und Einsatz von Stromspeicherung, in GWh	118
Figur 7-1:	Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen nach Stromangebotsvarianten, in GWh	122



Figur 7-2:	Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF	123
Figur 7-3:	Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. CHF	124
Figur 7-4:	Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF	126
Figur 7-5:	Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“	127
Figur 7-6:	Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“	128
Figur 7-7:	Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF	129
Figur 7-8:	Negative Residuallast (bzw. Erzeugungsüberschüsse) im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 für die Sensitivität 3, in GWh	130

## Verzeichnis der Abkürzungen, Akronyme und Symbole

%	Prozent
\$	US-Dollar
a	annum (Jahr)
abs.	absolut
ARA	Abwasserreinigungsanlage
ARE	Bundesamt für Raumentwicklung
BAFU	Bundesamt für Umwelt
bbl	barrel (entspricht 159 Liter)
BE	Brennelemente
BEV	Batterieelektrische Fahrzeuge
BFE	Bundesamt für Energie
BFS	Bundesamt für Statistik
BHKW	Blockheizkraftwerk
BIP	Bruttoinlandprodukt
BO	Betriebsoptimierung
bspw.	beispielsweise
Btkm	Bruttotonnenkilometer
BUWAL	Bundesamt für Umwelt, Wald und Landschaft (heute BAFU)
BWS	Bruttowertschöpfung
BWT	Brennwerttechnik
bzgl.	bezüglich
bzw.	beziehungsweise
ca.	circa
CCS	Carbon Capture and Storage
CEPE	Centre for Energy Policy and Economics
CHF	Schweizer Franken
CIM	(CIM-Analyse, Cross-Impact-Matrix)
CNG	Compressed Natural Gas
CO	Kohlenmonoxid
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
d.h.	das heisst
EBF	Energiebezugsflächen
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EE	erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFD	Eidgenössisches Finanzdepartemen
EICom	Eidgenössische Elektrizitätskommission
EnAW	Energieagentur der Wirtschaft
EPFL	Ecole Polytechnique Fédérale Lausanne
EPR	European Pressurised Water Reactor
etc.	et cetera (und so weiter)

ETS	Europäische Emissionshandelsystem
EU	European Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EFH	Einfamilienhaus
EFKO	Eidgenössische Fahrzeugkontrolle
EZFH	Ein-/Zweifamilienhaus
Fzkm	Fahrzeugkilometer (Fahrleistung)
g	Gramm
°C	Grad Celsius
GEAK	Gebäudeenergieausweis der Kantone
gem.	gemäss
GEST	Gesamtenergiestatistik
ggf.	gegebenenfalls
ggü.	Gegenüber
GSCHG	Gewässerschutzgesetz
GuD	Gas- und Dampfturbine(-Kraftwerk)
GW	Gigawatt
GWh <sub>el</sub>	Gigawattstunde (elektrische Arbeit)
GWK	Grosswasserkraft
GWS	Gebäude- und Wohnungsstatistik
GV	Güterverkehr
HAA	hochaktive Abfälle
HCCI	homogeneous Charge Compression Ignition
h	Stunde
HEL	Heizöl extra leicht
HI	Hektoliter
HS	Heizöl schwer
Hz	Herz
i. A.	im Allgemeinen
IEA	International Energy Agency
IFG	Infrastrukturfondsgesetz
IKT	Informations-/Kommunikationstechnik
inkl.	inklusive
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
I&K	Information- und Kommunikation(stechnologie)
i.W.	im Wesentlichen
HAA	Hochaktive Abfälle
Kap.	Kapitel
K	Kelvin (Einheit für absolute Temperatur und Temperaturdifferenzen)
KB	Kernbrennstoffe
KEG	Kernenergiegesetz
KKW	Kernkraftwerk
km	Kilometer
KMU	Klein- und Mittelständische Unternehmen

kt	Kilotonne
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KW	Kraftwerk
KWK	Kleinwasserkraft
l	Liter
LED	Lichtemissionsdioden
LMA	Langlebige mittelaktive Abfälle
LN	Leichte Nutzfahrzeuge
LRV	Luftreinhalteverordnung
LSVA	Leistungsabhängige Schwerverkehrsabgabe
LW	Lastkraftwagen
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
MINERGIE	Geschützte Marke für nachhaltiges Bauen in der Schweiz (Verein MINERGIE)
Mio.	Millionen
MIV	Motorisierter Individualverkehr
MJ	Megajoule
MR	Motorrad
Mrd.	Milliarde
MuKE n	Mustervorschriften der Kantone im Gebäudebereich (Energie)
MW	Megawatt
MwSt.	Mehrwertsteuer
Nagra	Nationale Genossenschaft für die Lagerung radioaktiver Abfälle
n.b.	nicht betrachtet
NE-Metalle	Nicht-Eisen-Metalle
NEAT	Neue Eisenbahn-Alpentransversale
NEFZ	Neuer Europäischer Fahrzyklus
NO <sub>x</sub>	Stickoxide
NT	Niedertemperatur (bei Heizkesseln und Prozesswärme)
o.ä.	oder ähnlich
OcCC	Organe consultatif pour le Changement Climatique
ÖV	öffentlicher Verkehr
ÖPNV	öffentlicher Personennahverkehr
o.g.	oben genannten
OPEC	Organization of the Petroleum Exporting Countries
ORC	Organic Rankine-Cycle
p.a.	per annum (pro Jahr)
p.c.	per capita (pro Kopf)
P&D	Pilot- und Demonstration(sprojekte)
PEMFC	Polymerelektrolytmembran-Brennstoffzelle

PHEV	Plug-In-Hybridfahrzeuge
PHH	Private Haushalte
PJ	Petajoule
Pkm	Personenkilometer
PM10	Particulate Matter kleiner 10 Mikrometern (Feinstaub)
PSI	Paul Scherrer Institut
PV	Photovoltaik
PW	Personenwagen
rel.	relativ
Rp.	Rappen
s.u.	siehe unten
SFSV	Spezialfinanzierung Strassenverkehr
SIA	Schweizerischer Verband für Ingenieure und Architekten
SMA	Schwach und mittelaktive Abfälle
SNF	schwere Nutzfahrzeuge
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Festoxidbrennstoffzelle)
sog.	Sogenannte
STEP	Strategisches Entwicklungsprogramm für die Bahninfrastruktur
SWISSIX	Schweizer Strommarkt für Stromgrosshandelspreise
Sz.	Szenario
t	Tonne
tkm	Tonnenkilometer
tsd.	tausend
TWh	Terawattstunde
u.a.	unter anderem
u.ä.	und ähnlichen
USA	United States of America
USD	US Dollar
usw.	und so weiter
u.U.	unter Umständen
UVEK	Eidgenössisches Department für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
u.a.m.	und andere mehr
v.a.	vor allem
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
vgl.	vergleiche
VGR	Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung
VOC	Volatile organic compounds (flüchtige Kohlenwasserstoffe)
vs.	versus
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
W	Watt
$W_{el}$	Watt (elektrische Leistung)
$W_{th}$	Watt (technische Leistung)

Wh	Wattstunden
WGBU	wissenschaftlicher Beirat für Globale Umweltveränderungen
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung
WO	Wohnungen
WP	Wärmepumpe
z.B.	Zum Beispiel
z. T.	zum Teil
Zugkm	Zugkilometer (Zugleistung)
ZWILAG	Zwischenlager Würenlingen AG
zzgl.	zuzüglich

## Energieeinheiten

Gemäss internationaler Wissenschaftskonventionen wird die physikalische Grösse Energie (Arbeit) im SI-Einheitensystem seit 1977 in der Einheit Joule, Abkürzung J, gemessen.

Leistung wird im SI-Einheitensystem in der Einheit Watt, Abkürzung W, gemessen.

In energiewirtschaftlichen Zusammenhängen wird gelegentlich noch die Einheit kWh (Kilowattstunde) gebraucht. Sie wird in dieser Arbeit aufgrund der Konventionen der schweizerischen Elektrizitätsstatistik für die Darstellung der Daten des Kraftwerksparks verwendet.

Zur Umrechnung der Arbeitseinheiten:

$$1 \text{ J} = 1 \text{ Ws}$$

$$1 \text{ kWh} = 3.6 \text{ MJ}$$

$$1 \text{ TWh} = 3.6 \text{ PJ}$$

$$1 \text{ J} = 2.78 \cdot 10^{-7} \text{ kWh}$$

### Vorsätze für dezimale Vielfache und Teile

Vorsatz	Kurzzeichen	Bedeutung
Hekto	h	$10^2$ (=100)
Kilo	k	$10^3$ (=1000)
Mega	M	$10^6$ (=1'000'000)
Giga	G	$10^9$ (=1'000'000'000)
Tera	T	$10^{12}$ (=1'000'000'000'000)
Peta	P	$10^{15}$ (=1'000'000'000'000'000)
Exa	E	$10^{18}$ (=1'000'000'000'000'000'000)
Dezi	d	$10^{-1}$ (=0.1)
Zenti	c	$10^{-2}$ (=0.01)
Milli	m	$10^{-3}$ (=0.001)
Mikro	$\mu$	$10^{-6}$ (=0.000 001)
Nano	n	$10^{-9}$ (=0.000 000 001)





# 1 Hintergrund

Die Diskussion der Energieperspektiven sowie der Energiestrategie 2050 führte zu Kontroversen über den Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik. Insbesondere wurde ein schneller Ausbau mit entsprechender Aufstockung der unterstützenden Förderinstrumente diskutiert.

Da sich ein entsprechender Umbau des Energiesystems im Spannungsfeld von verschiedenen Erzeugungscharakteristiken, Über- und Unterkapazitäten, fluktuierender Produktion, Regelungsfähigkeit sowie Kosten abspielt, wurden weitere Sensitivitätsrechnungen in Auftrag gegeben, um die einzelnen Aspekte bei Veränderung der Zubaugeschwindigkeit und -höhe zu untersuchen.

Die Basis der Sensitivitätsrechnungen sind die vorliegenden Szenarien mit den Kraftwerksparkvarianten C&E, d.h. einem prioritär hohen Ausbau der (inländischen) erneuerbaren Energien sowie Deckung des jeweiligen Restbedarfs mit (inländischen) Gaskombikraftwerken. Bei den Sensitivitätsrechnungen besteht z.T. eine gewisse Flexibilität bezüglich des Zubauzeitpunkts der Gaskombikraftwerke und der Kostenoptimierung durch Importe.

Insbesondere wurde eine Sensitivitätsrechnung mit schnellerem Zubau der Photovoltaik (unter Fortsetzung der beschleunigten Abarbeitung der Warteliste von 2011 / 2012) sowie einem insgesamt um über 30 % erhöhten Zubau der Photovoltaik durchgeführt. Auswertungsfragen sind vor allem die Zahl und Zubauzeitpunkte der Gaskraftwerke bzw. benötigten Rest-Importe, benötigte zusätzliche (saisonale) Speicherkapazitäten zum Ausgleich der Über- und Unterproduktionen sowie die Kosten.

Da es sich um Sensitivitätsrechnungen handelt, bleiben die Rahmenbedingungen, insbesondere die sozioökonomischen Rahmenbedingungen sowie die Nachfrageszenarien, aber auch der übrige Zubau des erneuerbaren Kraftwerksparks, unverändert.

Diese Arbeit ist eine Ergänzung der Schweizer Energieperspektiven bis 2050 und setzt auf der „Langfassung“ auf. Sie wurde mit dem gleichen Instrumentarium und in den gleichen Systemabgrenzungen gerechnet wie die o.g. Energieperspektiven. Daher werden Instrumentarium und Voraussetzungen hier nur kurz vorgestellt und ansonsten auf den Hauptbericht verwiesen.

## 2 Methodisches Vorgehen

### 2.1 Modellierung

Das verwendete Strommodell bildet den Kraftwerkspark der Schweiz bis zum Jahr 2050 ab. Es wird eingesetzt, um Optionen zur Deckung der Elektrizitätsnachfrage (Stromangebotsvarianten) für verschiedene Nachfrageszenarien zu analysieren und zu bewerten.

#### 2.1.1 Funktionsweise des Strommodells

Die zentrale exogene Grösse im Kraftwerksparkmodell stellt die Elektrizitätsnachfrage gemäss den verschiedenen Szenarien dar, die durch das verfügbare Stromangebot gedeckt werden muss. Aufgrund der besonderen Bedeutung der Wasserkraft für die schwei-

zerische Elektrizitätsversorgung ist eine jahreszeitliche Differenzierung der Kalenderjahre in Sommer- und Winterhalbjahr angezeigt. Alle Berechnungen zur Deckung der Nachfrage werden in erster Linie, wegen der höheren Nachfrage und dem geringeren Angebot der Wasserkraft, auf die jeweiligen Winterhalbjahre (1. Oktober bis zum 31. März) ausgerichtet. Als Basisjahr dient in der vorliegenden Version des Modells das hydrologische Jahr 2009/2010 bzw. das Kalenderjahr 2010.

Die im Kraftwerksparkmodell ermittelten notwendigen neuen Anlagen zur Elektrizitätserzeugung werden mit ihren direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten bewertet. Unter den direkten gesamtwirtschaftlichen Kosten werden diejenigen Kosten verstanden, die die Anlagen zur Elektrizitätserzeugung (oder auch z.B. zur CO<sub>2</sub>-Einsparung) der Gesamtwirtschaft verursachen. Dazu zählen die Ausgaben für die Investitionen in Anlagen, die Finanzierungs- und Betriebskosten sowie die Energieträgerkosten (falls solche anfallen).

Diese Berechnung wird für die Kosten von neuen Anlagen und für den bis zum Basisjahr bestehenden Park (ex-post) angewendet. Netzinvestitionen werden innerhalb der im Modell implementierten Zubauologik nicht berücksichtigt. Diese Methode der Kostenberechnung eignet sich daher insbesondere für den Vergleich (Differenzbetrachtung) der gesamtwirtschaftlichen Kosten des Stromangebots zwischen den Varianten und Szenarien. Meist wird dabei Bezug auf ein Referenzszenario genommen. Schlüsse auf Kosten oder Preise aus der Sicht von Einzelakteuren (z.B. EVU oder Stromkunden) können aus den berechneten Kosten nicht direkt gezogen werden. In einem Sub-Modul des Modells erfolgt jedoch ergänzend eine Abschätzung der KEV-Umlage und des Strompreises für exemplarische Verbraucherkategorien.

Als Ergebnisse der Kostenberechnung werden Kosten inklusive und exklusive Wärmegutschriften berechnet. Wärmegutschriften werden berücksichtigt, da aufgrund der Wärmeenergieerzeugung durch WKK-Anlagen konventionelle Wärmeenergieerzeugung ersetzt wird. Die Kosten die durch eine getrennte Erzeugung auf der Wärmeseite anfallen würden, können somit vermieden werden. Damit müssen für die Bilanzierung der Gesamtkosten die Kosten der durch WKK-Anlagen ersetzten Wärmeenergieerzeugung abgezogen werden. Im Modell erfolgt dies in Form von Wärmegutschriften [vgl. Prognos, 2007].

Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise des Strommodells ist im Hauptbericht der Energieperspektiven 2050 [Prognos, 2012] zu finden.

### **2.1.2 Stundengenaue Simulation des Kraftwerkseinsatzes**

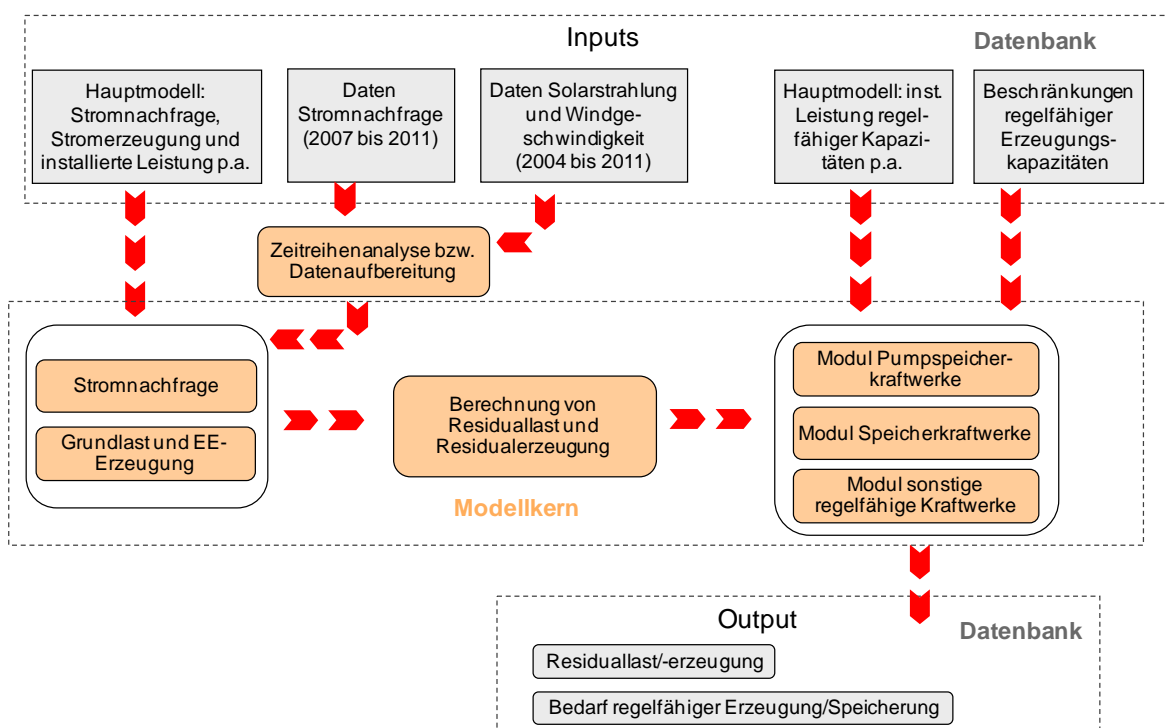
In Simulationsrechnungen wird eine stundengenaue Modellierung von Stromnachfrage und Stromangebot durchgeführt. Dabei wird im ersten Schritt eine Prognose des Standardlastprofils der Stromnachfrage für den Zeitraum 2011 bis 2050 erstellt. Die Summe der Stromnachfrage über das gesamte hydrologische Jahr entspricht dabei der im Strommodell (siehe Kapitel 2.1.1) ermittelten Stromnachfrage. Aus der Modellierung der Stromversorgung im Strommodell wird auch die Stromerzeugung nach Erzeugungstechnologien (Winter- und Sommerhalbjahr) implementiert. Die in der Stundensimulation berücksichtigte Jahreserzeugung ist somit durch diese Werte beschränkt (d.h. das Integral der Stundenerzeugung über das gesamte Jahr ist kleiner oder gleich gross wie die Stromerzeugung im Hauptmodell).

Anschliessend wird die Stromerzeugung zur Deckung der Stromnachfrage ermittelt. Dabei wird in der stundenbasierten Simulation zwischen Technologien zur Grundlastenergieerzeugung (bzw. nicht-regelfähigen Anlagen), Erneuerbaren mit Einspeisevorrang und regelfähigen

Erzeugungskapazitäten unterschieden. Die entsprechenden Eigenschaften der Stromerzeugungstechnologien werden in der Simulation berücksichtigt. Zudem werden bestehende und zukünftige Beschränkungen der regelfähigen Erzeugung (z.B. Kapazitäten von Speicherseen) mitberücksichtigt. Durch Veränderung der Eingangswerte ist neben der Modellierung eines Referenzfalls beispielsweise die Analyse von Extremereignissen oder die Durchführung weiterer Sensitivitätsanalysen möglich.

Figur 2-1 zeigt die prinzipielle Modellstruktur, die Input- und Outputgrößen des verwendeten Modells und die Simulation im Modellkern. Im Folgenden wird auf die einzelnen Elemente im Detail eingegangen.

Figur 2-1: Modellstruktur der stundengenauen Simulationsrechnungen



Quelle: Prognos 2013

In der Modellierung und für die Interpretation der Ergebnisse sind einige spezifische Annahmen zu berücksichtigen. Die Modellierung besitzt als Systemgrenze die Schweiz. Das bedeutet insbesondere, dass Importe als Option bei einem Versorgungsdefizit oder Exporte im Falle eines Versorgungsüberschusses nicht berücksichtigt oder explizit „gezogen“ und gekennzeichnet werden. Eine Ausnahme stellen die über einen bestimmten Zeitraum vertraglich gesicherten Bezugsrechte an französischen Kernkraftwerken dar, welche eine flexible Importoption darstellen. Unter Versorgungssicherheitsaspekten werden sie wie inländische Kapazitäten behandelt, aber in den Bilanzen aufgrund des Territorialprinzips der Energiebilanzen als „Importe“ verbucht. Ebenso werden regelfähige Kraftwerkskapazitäten ausschliesslich zur Versorgung der inländischen Nachfrage bzw. zur Speicherung inländischer Versorgungsüberschüsse verwendet. Eine derartige Betrachtungsweise kann selbstverständlich nicht auf das derzeit praktizierte Management von regelfähigen Kraftwerken (z.B. der Speicherung eines grossen Anteils ausländischer Grundlastenerzeugung durch schweizerische Pumpspeicherkraftwerke) umgelegt werden. Die Motivation der hier gewählten Betrachtungsweise liegt in der Überprüfung der zukünftigen inländischen Versorgungssicherheit für die Schweiz begründet. Ausgehend von diesen Ergeb-

nissen kann auch ein möglicher internationaler Beitrag der regelfähigen Erzeugungskapazitäten der Schweiz abgeschätzt werden.

Zudem handelt es sich hierbei um eine rein physikalische Modellierung. Kraftwerke werden entweder entsprechend der Verfügbarkeit der benützten Primärenergiequelle (z.B. Solarstrahlung für Photovoltaik-Anlagen) oder anderweitig festgesetzter Erzeugungsprofile (Grundlast und WKK) betrieben oder sie decken, unter Berücksichtigung möglicher Beschränkungen, die sich ergebende Residuallast. Dabei wird kein Strommarkt und insbesondere keine Merit Order der eingesetzten Stromerzeugungstechnologien unterstellt. Das Modell soll ganz im Gegenteil dazu dienen, unabhängig von einem Marktregime, unter rein physikalischen Gesichtspunkten das Stromsystem zu analysieren.

Für Pumpspeicherkraftwerke wird ausschliesslich der Zubau geplanter Projekte bis zum Jahr 2020 berücksichtigt. Mögliche neue Pumpspeicherkraftwerke nach 2020 und alternative, möglicherweise auch dezentrale, Stromspeichertechnologien werden nicht berücksichtigt. Ein wesentlicher Output der Analyse ist aber der in den Szenarien und Stromangebotsvarianten zusätzlich notwendige Bedarf an Speicherkapazitäten. Pumpspeicherkraftwerke werden zudem in diesem ersten Modellierungsansatz vereinfacht als von Speicherkraftwerken getrennte Einheiten betrachtet.

Eine detaillierte Beschreibung der stundenbasierten Modellierung ist in den Exkursen des Hauptberichts der Energieperspektiven 2050 zu finden [Prognos, 2012].

## **2.2 Charakterisierung der Sensitivitäten**

Für alle Sensitivitäten werden die Nachfrageszenarien „Weiter wie bisher“, „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ analysiert. Für eine ausführliche Diskussion der zugrundeliegenden Rahmenbedingungen und der mit den Nachfrageszenarien verbundenen energiepolitischen Implikationen wird auf den Hauptbericht [Prognos, 2012] verwiesen.

### **2.2.1 Sensitivität 1**

Grundlage von Sensitivität 1 ist das Zubaupotenzial der Technologien nach Stromangebotsvariante C&E [vgl. Prognos, 2012]. Die Ausnahme und das Unterscheidungsmerkmal zu den bisherigen Berechnungen stellt dabei der Photovoltaik-Zubau von 2011 bis 2016 dar: Dieser wird an den tatsächlichen Zubau von 2011 und 2012 und an die erwarteten Zahlen (gemäss Information des BFE) für den Zubau bis 2016 angepasst. Daran anschliessend wird ein logistischer Wachstumspfad mit einem Wert für das Maximum des Zubaus im Jahr 2050, der jenem der Variante C&E entspricht, implementiert. Die Photovoltaik-Produktion beträgt daher im Jahr 2050 ca. 11 TWh.

### **2.2.2 Sensitivität 2**

Im Rahmen von Sensitivität 2 wird eine zusätzliche kostenbezogene Optimierung des Zubaus von Gaskombikraftwerken, Stromimporten und Photovoltaik-Anlagen überprüft. Es werden Eckpunkte dieser drei Strategien analysiert und deren Kosten berechnet, um eine Abschätzung der Effekte zu ermöglichen. Dabei sind drei grundsätzlich mögliche Alternativen denkbar:

- Die Deckung der Stromnachfrage erfolgt wie bisher in Variante C&E durch den Zubau von Gaskombikraftwerken (Alternative I).
- Die Stromnachfrage wird zumindest temporär durch zusätzliche Stromimporte gedeckt (Alternative II). Dies ist vor allem für jene Jahre interessant, in welchen die in den bisherigen Varianten installierten Gaskombikraftwerke geringe Volllaststunden aufweisen. Somit kann der Zubau von Gaskombikraftwerksblöcken ggf. bis zu Zeitpunkten verschoben werden, in denen sie stärker ausgelastet und damit wirtschaftlicher sein können.
- Die Stromnachfrage wird durch einen schnelleren Zubau von Photovoltaik-Anlagen gedeckt (Alternative III) und es wird möglichst lange auf den Zubau von Gaskombikraftwerken verzichtet. Geringfügige Abweichungen von einer vollständigen Deckung der Stromnachfrage durch Photovoltaik-Anlagen sind durch Stromimporte kompensierbar. Für diese Analyse wird der Photovoltaik-Zubaupfad aus Sensitivität 3 (siehe unten) verwendet, da mit diesem Ausbaupfad die Kriterien für die Alternative III in den Szenarien „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ erfüllt werden.

Für den Zubau an Photovoltaik-Anlagen wird ein Maximum von 14 TWh Stromerzeugung im Jahr 2050 angenommen. Dieser Wert wird durch einen logistischen Wachstumspfad erreicht.

### 2.2.3 Sensitivität 3

Sensitivität 3 analysiert einen schnellen Zubaupfad für Photovoltaik-Anlagen. Der Zubau (12 TWh bis 2025, 14 TWh im Jahr 2050) orientiert sich bis 2025 an der von Swissolar veröffentlichten Photovoltaik-Erzeugung [Swissolar, 2012]. Wie in den anderen Sensitivitäten wird auch hier ein logistischer Wachstumspfad unterstellt. Der Zubaupfad in Sensitivität 3 wird auch in Alternative III der Sensitivität 2 verwendet.

## 2.3 Rahmen

In den Modellrechnungen für den Stromsektor werden dieselben Rahmendaten (sozio-ökonomische Rahmendaten, Energiepreise, Stromnachfrage, internationaler Rahmen, usw.) wie in den Rechnungen für die Energieperspektiven 2050 [Prognos, 2012].

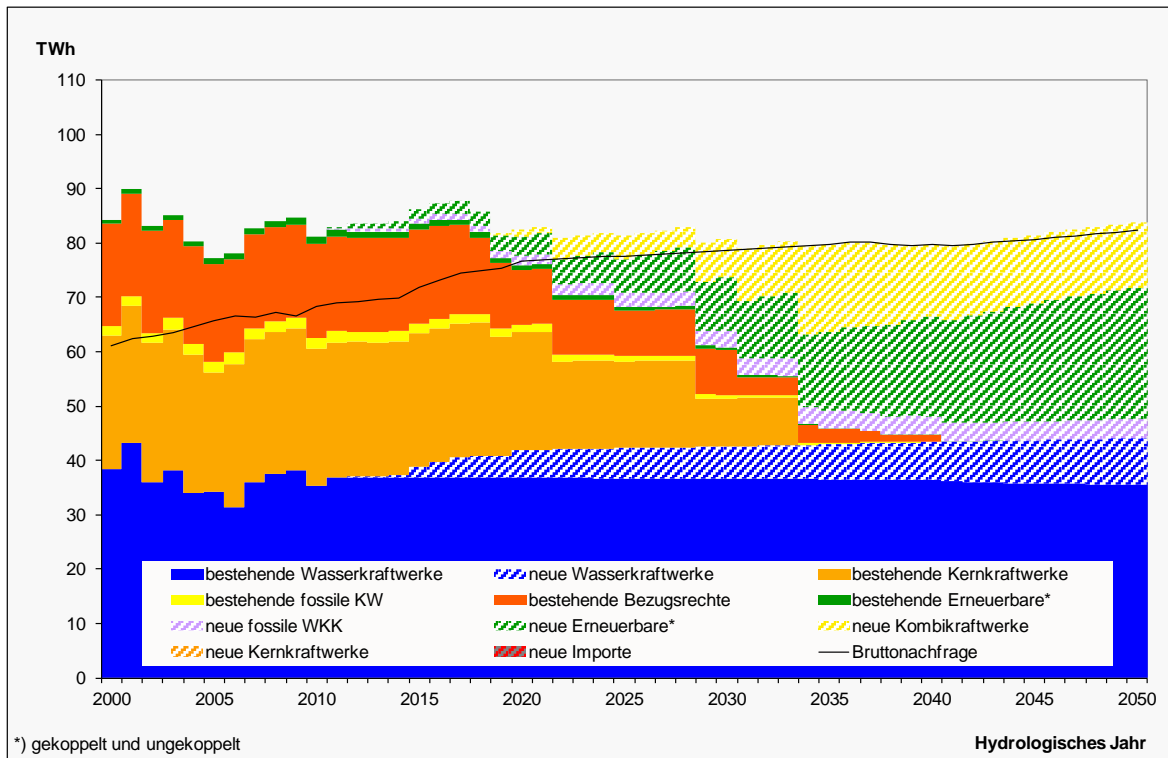
# 3 Ergebnisse Sensitivität 1

## 3.1 Stromerzeugung

### 3.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Figur 3-1 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. Im Vergleich zur Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven ist die Stromerzeugung aus Erneuerbaren, aufgrund des aktualisierten Zubaus an Photovoltaik-Anlagen im Zeitraum 2011 bis 2016, vor allem zu Beginn des Betrachtungszeitraums etwas höher. Damit werden für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 6 Gaskombikraftwerke benötigt (vgl. Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven: 7 Gaskombikraftwerke). Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2019 zugebaut werden.

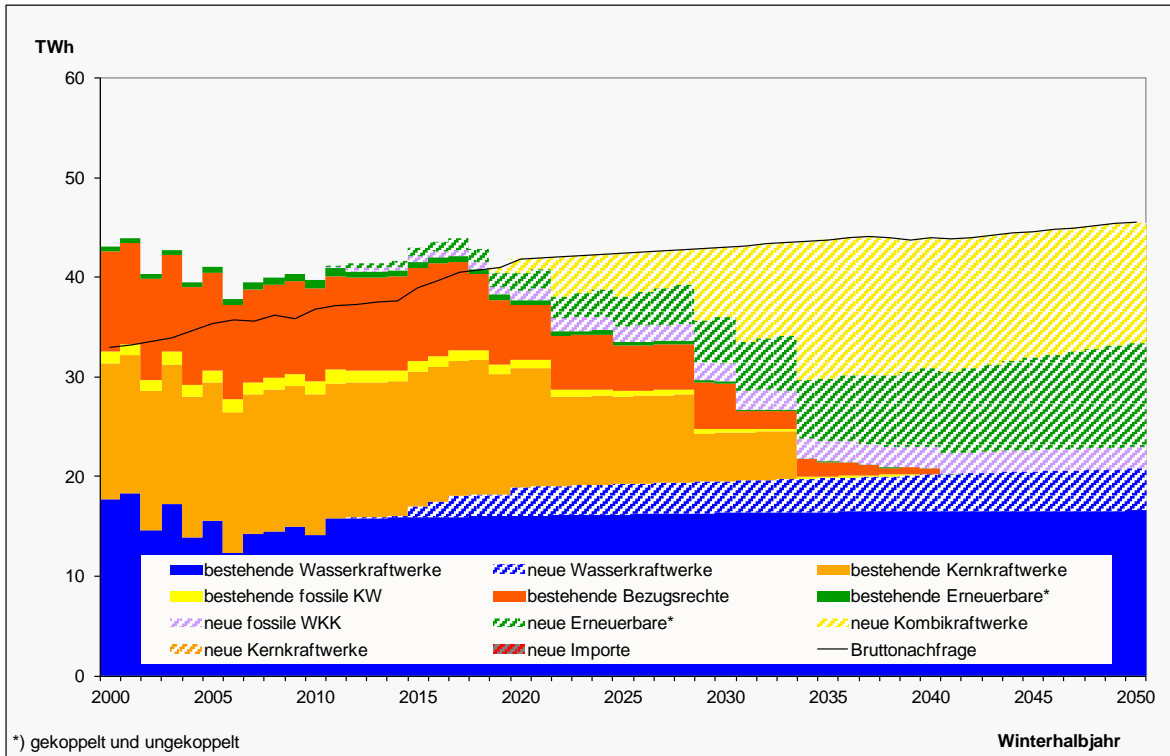
Figur 3-1: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

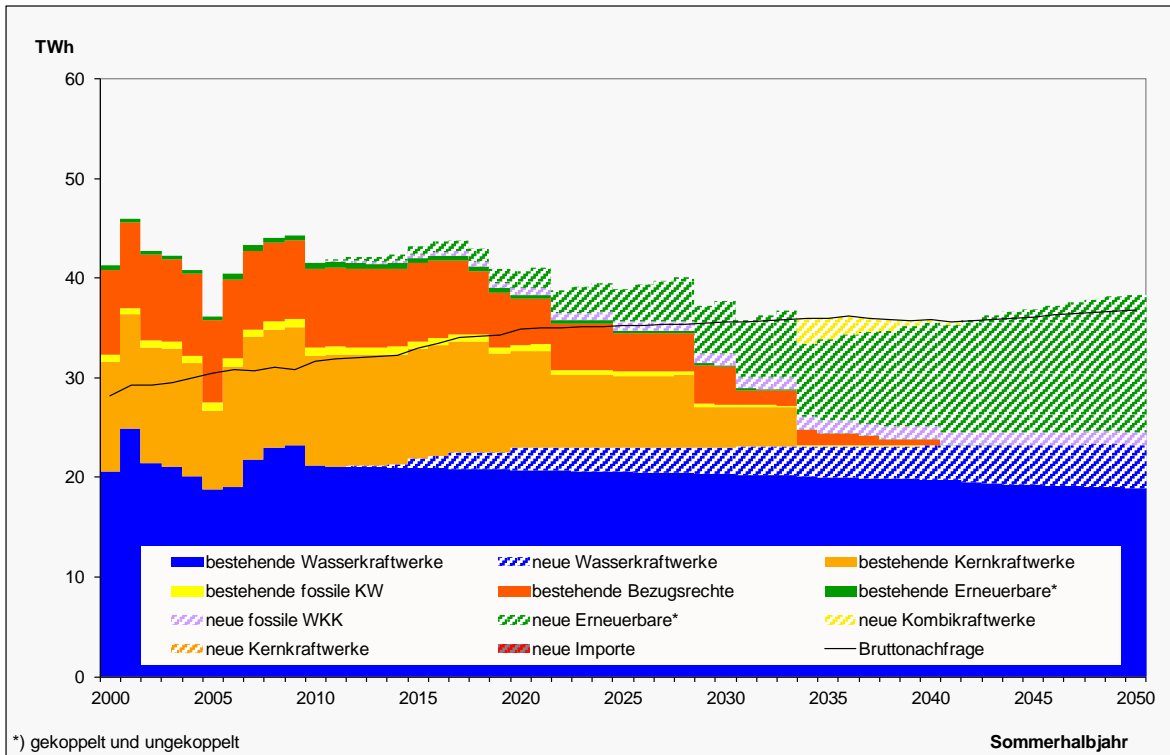
Figur 3-2 und Figur 3-3 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 3-2: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

Figur 3-3: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 3-1, 3-2 und 3-3 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 3-4 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

*Tabelle 3-1: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a*

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>4,53</b>	<b>10,58</b>	<b>19,65</b>	<b>16,67</b>	<b>15,56</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	1,40	6,96	16,07	13,23	12,10
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>4,42</b>	<b>10,36</b>	<b>14,53</b>	<b>18,34</b>	<b>24,22</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	3,51	9,96	14,43	18,33	24,22
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>72,60</b>	<b>72,42</b>	<b>77,20</b>	<b>78,45</b>	<b>83,92</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>65,05</b>	<b>64,87</b>	<b>69,65</b>	<b>70,90</b>	<b>76,38</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>8,15</b>	<b>4,49</b>	<b>2,26</b>	<b>0,66</b>	<b>1,59</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	5,89	2,23	0,00	- 0,00	1,59
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	<b>1,92</b>	<b>3,94</b>	<b>0,35</b>	<b>0,64</b>	- <b>1,59</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>66,97</b>	<b>68,81</b>	<b>70,00</b>	<b>71,55</b>	<b>74,79</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>66,97</b>	<b>68,81</b>	<b>70,00</b>	<b>71,55</b>	<b>74,79</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>76,77</b>	<b>78,61</b>	<b>79,81</b>	<b>79,75</b>	<b>82,34</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013



Tabelle 3-2: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>3,30</b>	<b>9,20</b>	<b>16,19</b>	<b>15,18</b>	<b>14,24</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	1,40	6,96	13,98	13,05	12,10
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,22</b>	<b>4,85</b>	<b>6,29</b>	<b>7,86</b>	<b>10,47</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,72	4,64	6,24	7,85	10,47
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>36,41</b>	<b>38,47</b>	<b>42,37</b>	<b>43,25</b>	<b>45,57</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>32,29</b>	<b>34,35</b>	<b>38,25</b>	<b>39,13</b>	<b>41,45</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,13</b>	<b>1,12</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	<b>0,00</b>
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,00	- 0,00	0,00	-	0,00
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,34</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	- <b>0,00</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>36,63</b>	<b>37,80</b>	<b>38,54</b>	<b>39,48</b>	<b>41,45</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>36,63</b>	<b>37,80</b>	<b>38,54</b>	<b>39,48</b>	<b>41,45</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>41,87</b>	<b>43,05</b>	<b>43,79</b>	<b>43,96</b>	<b>45,57</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-3: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>3,46</b>	<b>1,49</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	2,09	0,19	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>2,20</b>	<b>5,51</b>	<b>8,23</b>	<b>10,48</b>	<b>13,75</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,79	5,32	8,19	10,48	13,75
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>36,19</b>	<b>33,94</b>	<b>34,83</b>	<b>35,19</b>	<b>38,35</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,76</b>	<b>30,52</b>	<b>31,40</b>	<b>31,77</b>	<b>34,93</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>7,02</b>	<b>3,36</b>	<b>1,14</b>	<b>0,30</b>	<b>1,59</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	5,89	2,23	0,00	0,00	1,59
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>2,42</b>	<b>0,49</b>	<b>0,06</b>	<b>0,30</b>	- <b>1,59</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>30,34</b>	<b>31,01</b>	<b>31,46</b>	<b>32,07</b>	<b>33,34</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>30,34</b>	<b>31,01</b>	<b>31,46</b>	<b>32,07</b>	<b>33,34</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>34,90</b>	<b>35,57</b>	<b>36,02</b>	<b>35,79</b>	<b>36,76</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-4: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

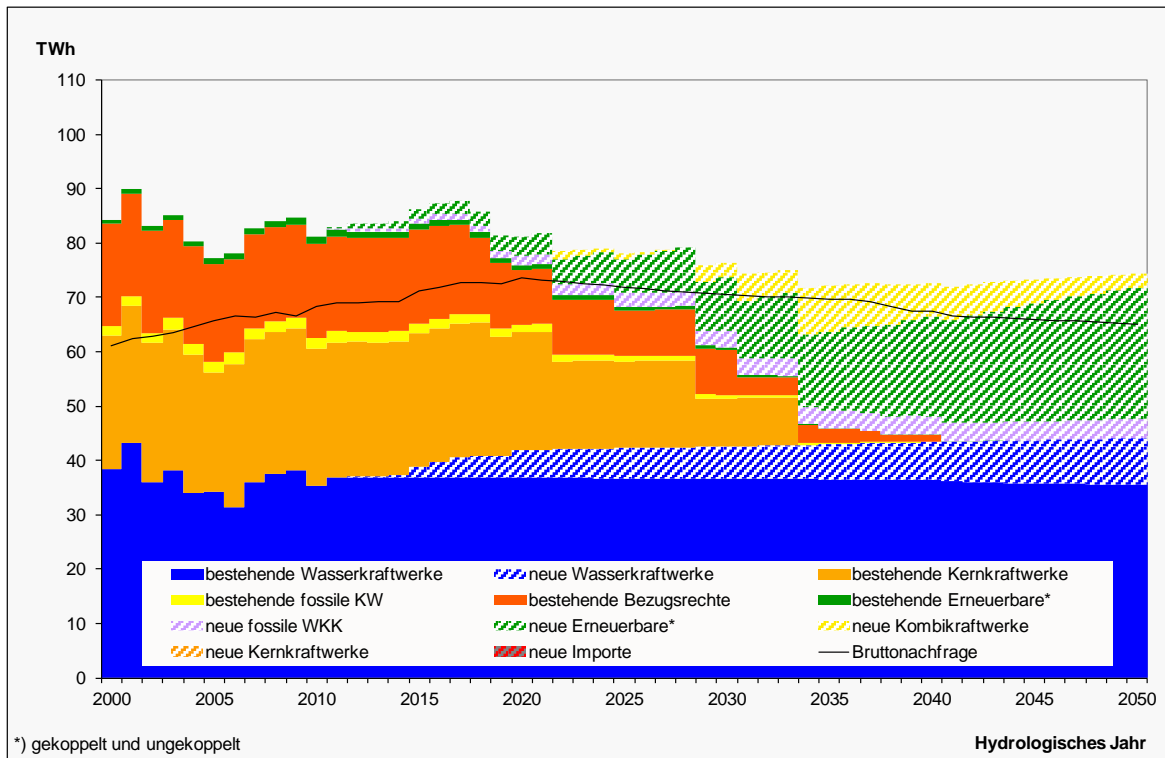
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.42</b>	<b>10.36</b>	<b>14.53</b>	<b>18.34</b>	<b>24.22</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>2.11</b>	<b>6.27</b>	<b>10.22</b>	<b>13.93</b>	<b>19.77</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	1.26	4.03	7.03	8.93	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

### 3.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 3-4 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist aufgrund des aktualisierten Zubaus an Photovoltaik-Anlagen im Zeitraum 2011 bis 2016 vor allem zu Beginn des Betrachtungszeitraums etwas höher. Damit werden für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 4 Gaskombikraftwerke benötigt (vgl. Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven: 4 Gaskombikraftwerke). Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2022 zu-gebaut werden.

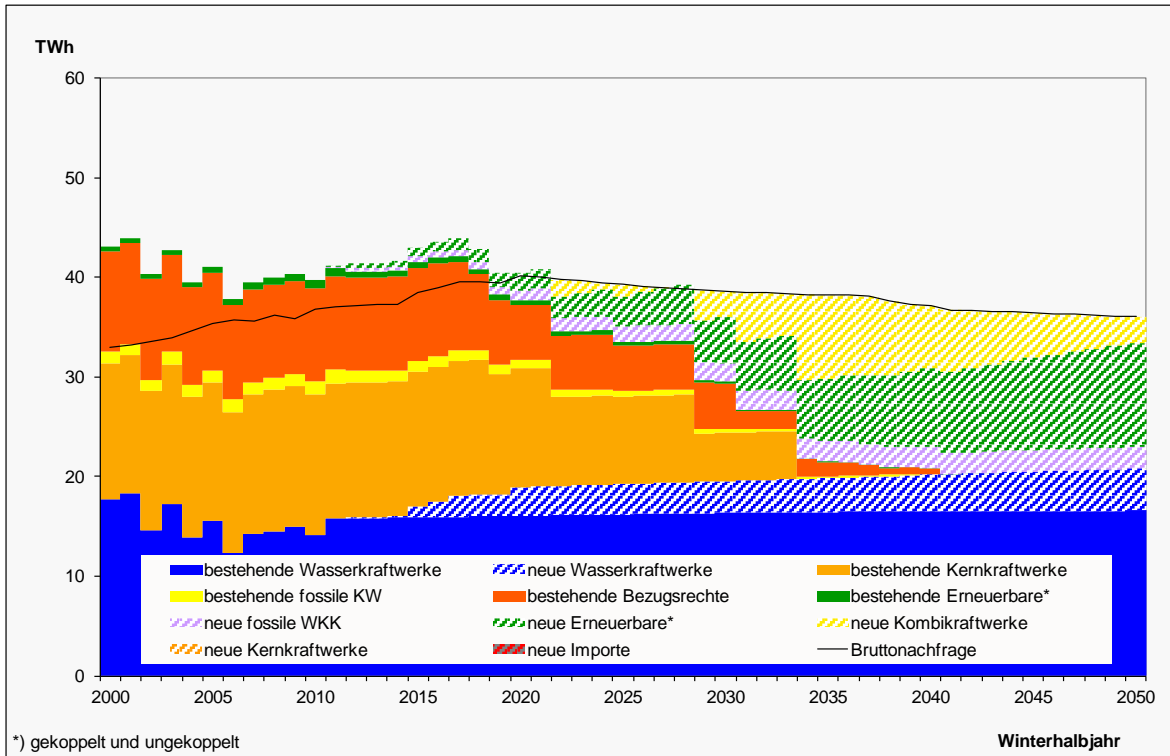
Figur 3-4: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

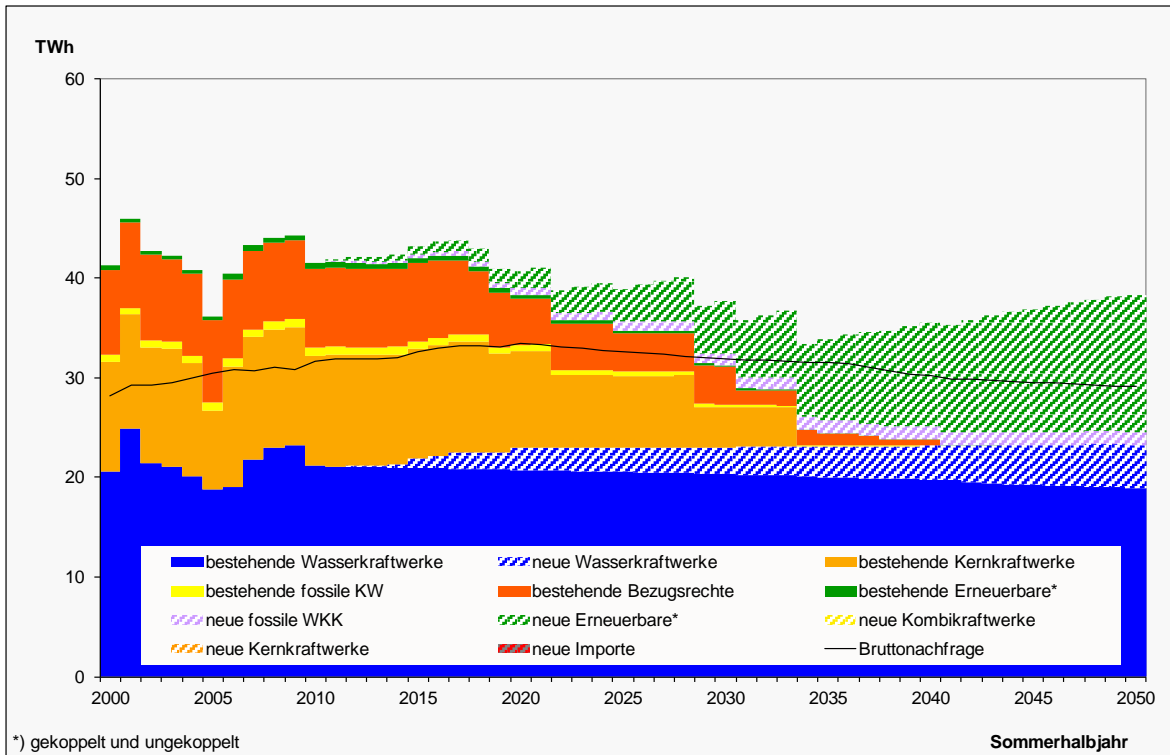
Figur 3-5 und Figur 3-6 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 3-5: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

Figur 3-6: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 3-5, 3-6 und 3-7 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 3-8 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

*Tabelle 3-5: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a*

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,13</b>	<b>6,14</b>	<b>12,00</b>	<b>9,68</b>	<b>6,00</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	2,52	8,43	6,24	2,55
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>4,42</b>	<b>10,36</b>	<b>14,53</b>	<b>18,34</b>	<b>24,22</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	3,51	9,96	14,43	18,33	24,22
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>71,20</b>	<b>67,97</b>	<b>69,55</b>	<b>71,46</b>	<b>74,37</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>63,65</b>	<b>60,43</b>	<b>62,01</b>	<b>63,91</b>	<b>66,83</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>9,91</b>	<b>8,13</b>	<b>4,71</b>	<b>6,00</b>	<b>9,27</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	7,65	5,87	2,45	5,34	9,27
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	<b>0,15</b>	<b>0,29</b>	- <b>2,10</b>	- <b>4,70</b>	- <b>9,27</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>73,61</b>	<b>70,52</b>	<b>69,71</b>	<b>67,42</b>	<b>65,10</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-6: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>4,76</b>	<b>10,63</b>	<b>8,37</b>	<b>4,69</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	2,52	8,43	6,24	2,55
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,22</b>	<b>4,85</b>	<b>6,29</b>	<b>7,86</b>	<b>10,47</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,72	4,64	6,24	7,85	10,47
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>35,01</b>	<b>34,03</b>	<b>36,81</b>	<b>36,45</b>	<b>36,02</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>30,89</b>	<b>29,91</b>	<b>32,69</b>	<b>32,33</b>	<b>31,90</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,46</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	<b>0,00</b>
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,33	-	0,00	-	0,00
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,01</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	- <b>0,00</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,14</b>	<b>38,60</b>	<b>38,23</b>	<b>37,16</b>	<b>36,02</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-7: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>2,20</b>	<b>5,51</b>	<b>8,23</b>	<b>10,48</b>	<b>13,75</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,79	5,32	8,19	10,48	13,75
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>36,19</b>	<b>33,94</b>	<b>32,74</b>	<b>35,01</b>	<b>38,35</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,76</b>	<b>30,52</b>	<b>29,32</b>	<b>31,59</b>	<b>34,93</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>8,46</b>	<b>7,01</b>	<b>3,59</b>	<b>5,64</b>	<b>9,27</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	7,32	5,87	2,45	5,34	9,27
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>3,86</b>	- <b>3,16</b>	- <b>2,39</b>	- <b>5,04</b>	- <b>9,27</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,47</b>	<b>31,92</b>	<b>31,48</b>	<b>30,26</b>	<b>29,08</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013



Tabelle 3-8: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

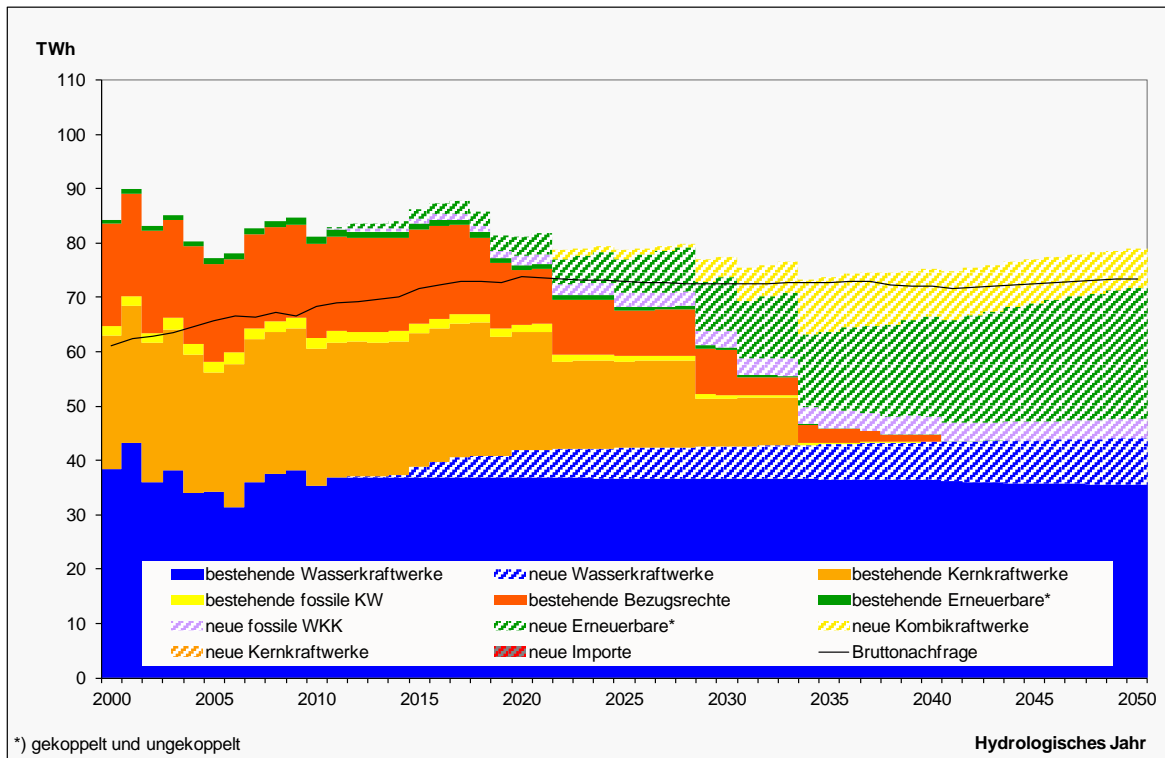
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.42</b>	<b>10.36</b>	<b>14.53</b>	<b>18.34</b>	<b>24.22</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>2.11</b>	<b>6.27</b>	<b>10.22</b>	<b>13.93</b>	<b>19.77</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	1.26	4.03	7.03	8.93	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

### 3.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“

Figur 3-7 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist aufgrund des aktualisierten Zubaus an Photovoltaik-Anlagen im Zeitraum 2011 bis 2016 vor allem zu Beginn des Betrachtungszeitraums etwas höher. Damit werden für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 5 Gaskombikraftwerke benötigt (vgl. Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven: ebenfalls 5 Gaskombikraftwerke). Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2022 zugebaut werden. Damit bleibt auch der Zubauzeitpunkt für das erste Gaskombikraftwerk der gleiche wie im Szenario „Politische Massnahmen“, Variante C&E. Wie im Szenario „Neue Energiepolitik“ zeigt sich, dass die Gaskombikraftwerke praktisch nur im Winterhalbjahr laufen.

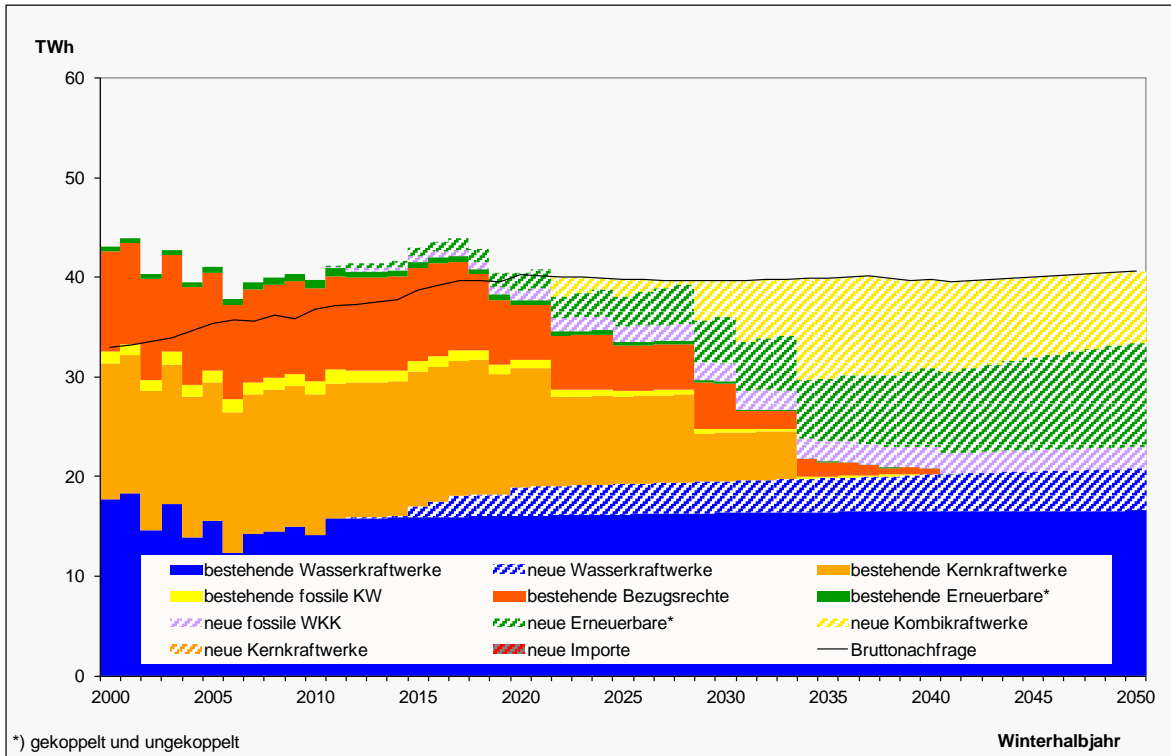
Figur 3-7: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>e</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

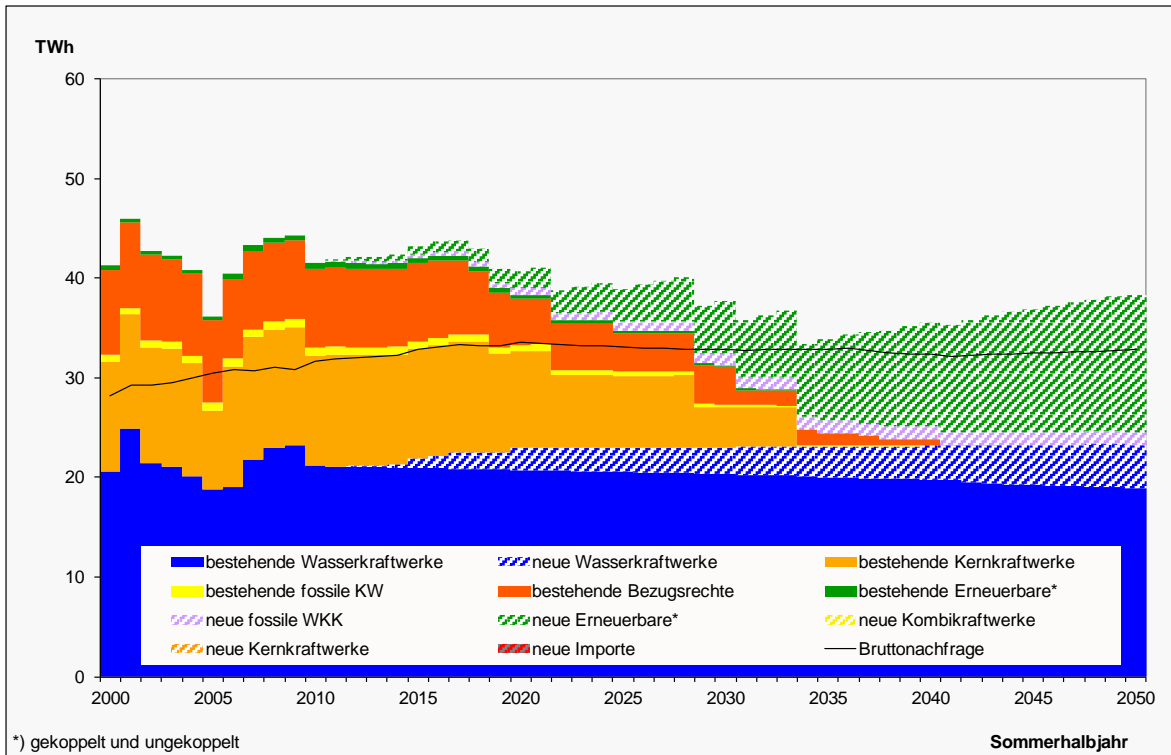
Figur 3-8 und Figur 3-9 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 3-8: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

Figur 3-9: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 3-9, 3-10 und 3-11 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 3-12 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

*Tabelle 3-9: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>e</sub>/a*

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38.38</b>	<b>35.42</b>	<b>41.96</b>	<b>42.67</b>	<b>43.02</b>	<b>43.44</b>	<b>44.15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24.73</b>	<b>25.13</b>	<b>21.68</b>	<b>8.81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1.79</b>	<b>2.18</b>	<b>3.13</b>	<b>7.21</b>	<b>13.69</b>	<b>12.28</b>	<b>10.65</b>
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3.59	10.11	8.84	7.20
neue fossile WKK	-	-	1.65	3.04	3.26	3.44	3.45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.42</b>	<b>10.36</b>	<b>14.53</b>	<b>18.34</b>	<b>24.22</b>
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	3.51	9.96	14.43	18.33	24.22
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65.70</b>	<b>64.10</b>	<b>71.20</b>	<b>69.05</b>	<b>71.24</b>	<b>74.06</b>	<b>79.02</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63.49</b>	<b>61.54</b>	<b>63.65</b>	<b>61.51</b>	<b>63.69</b>	<b>66.51</b>	<b>71.48</b>
<b>Importe</b>	<b>18.72</b>	<b>17.24</b>	<b>10.06</b>	<b>8.42</b>	<b>2.61</b>	<b>1.30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26.07</b>	<b>15.19</b>	<b>9.71</b>	<b>7.25</b>	<b>3.34</b>	<b>3.89</b>	<b>5.53</b>
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	7.45	4.99	1.08	3.23	5.53
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7.35</b>	<b>2.05</b>	<b>0.35</b>	<b>1.17</b>	- <b>0.73</b>	- <b>2.59</b>	- <b>5.53</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56.14</b>	<b>63.59</b>	<b>64.01</b>	<b>62.68</b>	<b>62.97</b>	<b>63.93</b>	<b>65.95</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56.14</b>	<b>63.59</b>	<b>64.01</b>	<b>62.68</b>	<b>62.97</b>	<b>63.93</b>	<b>65.95</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61.18</b>	<b>68.41</b>	<b>73.81</b>	<b>72.48</b>	<b>72.77</b>	<b>72.13</b>	<b>73.49</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-10: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>5,83</b>	<b>12,31</b>	<b>10,97</b>	<b>9,34</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3,59	10,11	8,84	7,20
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,22</b>	<b>4,85</b>	<b>6,29</b>	<b>7,86</b>	<b>10,47</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,72	4,64	6,24	7,85	10,47
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>35,01</b>	<b>35,11</b>	<b>38,50</b>	<b>39,05</b>	<b>40,67</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>30,89</b>	<b>30,99</b>	<b>34,38</b>	<b>34,93</b>	<b>36,55</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,35</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	<b>0,00</b>
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,22	-	0,00	-	0,00
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,12</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	- <b>0,00</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,25</b>	<b>39,68</b>	<b>39,91</b>	<b>39,76</b>	<b>40,67</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-11: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>2,20</b>	<b>5,51</b>	<b>8,23</b>	<b>10,48</b>	<b>13,75</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,79	5,32	8,19	10,48	13,75
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>36,19</b>	<b>33,94</b>	<b>32,74</b>	<b>35,01</b>	<b>38,35</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,76</b>	<b>30,52</b>	<b>29,32</b>	<b>31,59</b>	<b>34,93</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>8,36</b>	<b>6,13</b>	<b>2,21</b>	<b>3,53</b>	<b>5,53</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	7,23	4,99	1,08	3,23	5,53
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>3,76</b>	- <b>2,28</b>	- <b>1,02</b>	- <b>2,93</b>	- <b>5,53</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,56</b>	<b>32,80</b>	<b>32,86</b>	<b>32,37</b>	<b>32,82</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-12: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.42</b>	<b>10.36</b>	<b>14.53</b>	<b>18.34</b>	<b>24.22</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>2.11</b>	<b>6.27</b>	<b>10.22</b>	<b>13.93</b>	<b>19.77</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	1.26	4.03	7.03	8.93	11.12
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

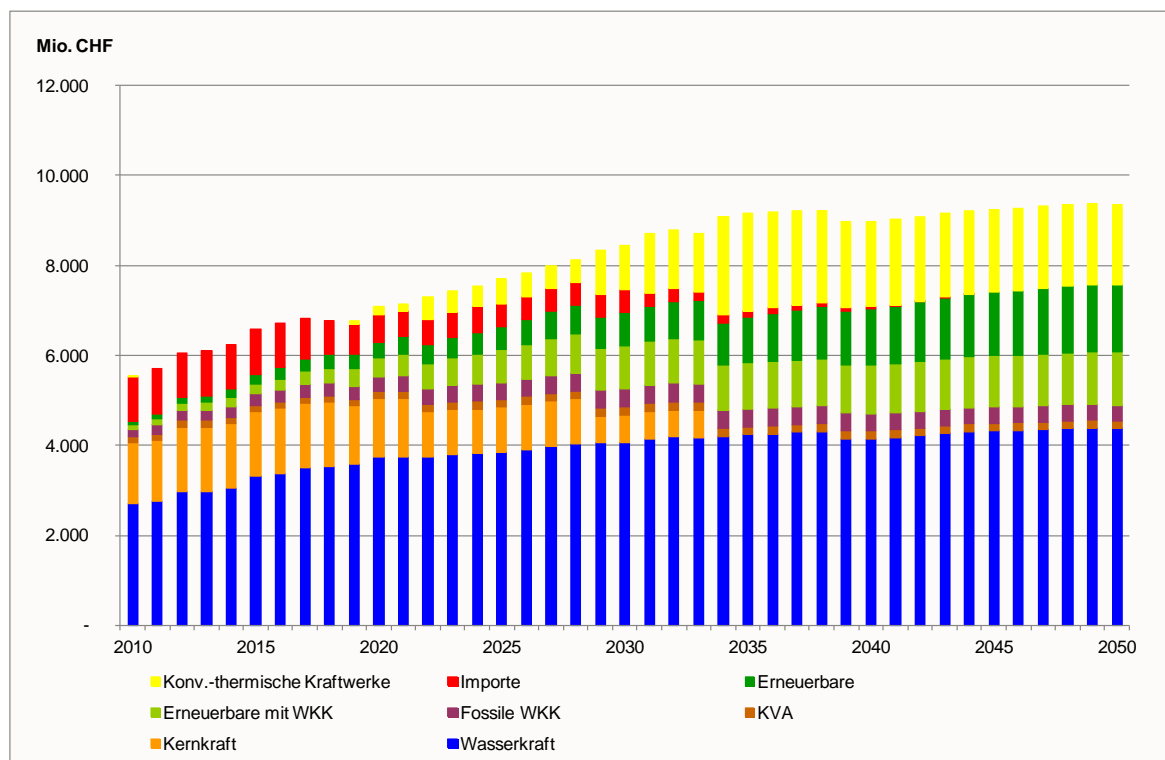
## 3.2 Kosten

Die hier dargestellten Kosten beinhalten keine Netzkosten, CO<sub>2</sub>-Kosten sind hingegen in den Kosten von Gaskombikraftwerken enthalten. Wärmegutschriften sind für die entsprechenden Technologiegruppen ebenfalls berücksichtigt.

### 3.2.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Figur 3-10 und Tabelle 3-13 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 9'350 Mio. CHF an. Ein Grossteil der Gesamtkosten wird durch Wasserkraftanlagen verursacht. Erneuerbare und Gaskombikraftwerke weisen im Zeitverlauf steigende Anteile an den Kosten auf. Im Jahr 2050 sind die durch Gaskombikraftwerke und Erneuerbare verursachten Gesamtkosten in etwa gleich hoch wie die Gesamtkosten der Wasserkraftproduktion.

Figur 3-10: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-13: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

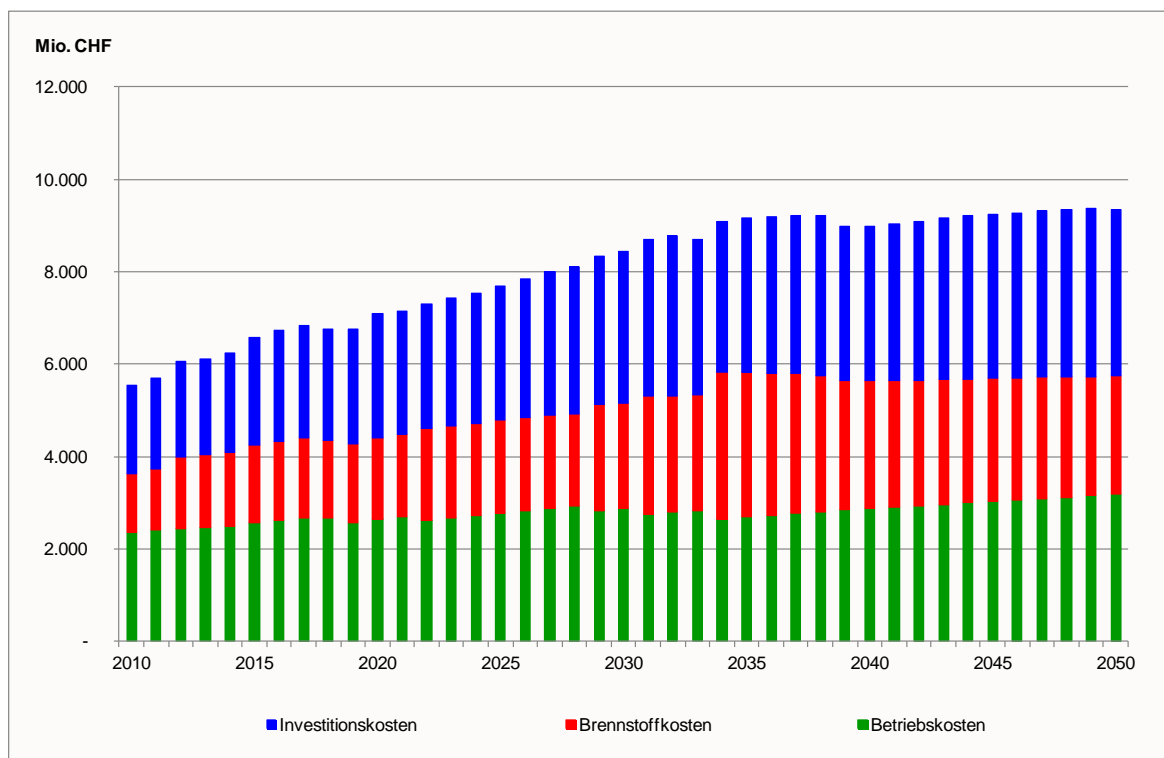
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	187	972	2.173	1.888	1.780
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	351	744	1.017	1.242	1.498
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>7.083</b>	<b>8.435</b>	<b>9.156</b>	<b>8.987</b>	<b>9.351</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.489</b>	<b>9.183</b>	<b>9.950</b>	<b>9.805</b>	<b>10.183</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 3-11 und Tabelle 3-14 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Durch den Zubau von Gaskombikraftwerken steigt der Anteil der Brennstoffkosten im Betrachtungszeitraum mittelfristig deutlich an, gleichzeitig steigen langfristig die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien.



Figur 3-11: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-14: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'669	3'275	3'324	3'346	3'601
Betriebskosten	2'142	2'361	2'650	2'871	2'689	2'875	3'178
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'764	2'289	3'143	2'766	2'573
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>7'083</b>	<b>8'435</b>	<b>9'156</b>	<b>8'987</b>	<b>9'351</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'489</b>	<b>9'183</b>	<b>9'950</b>	<b>9'805</b>	<b>10'183</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-15 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien.

Tabelle 3-15: Sensitivität 1, Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

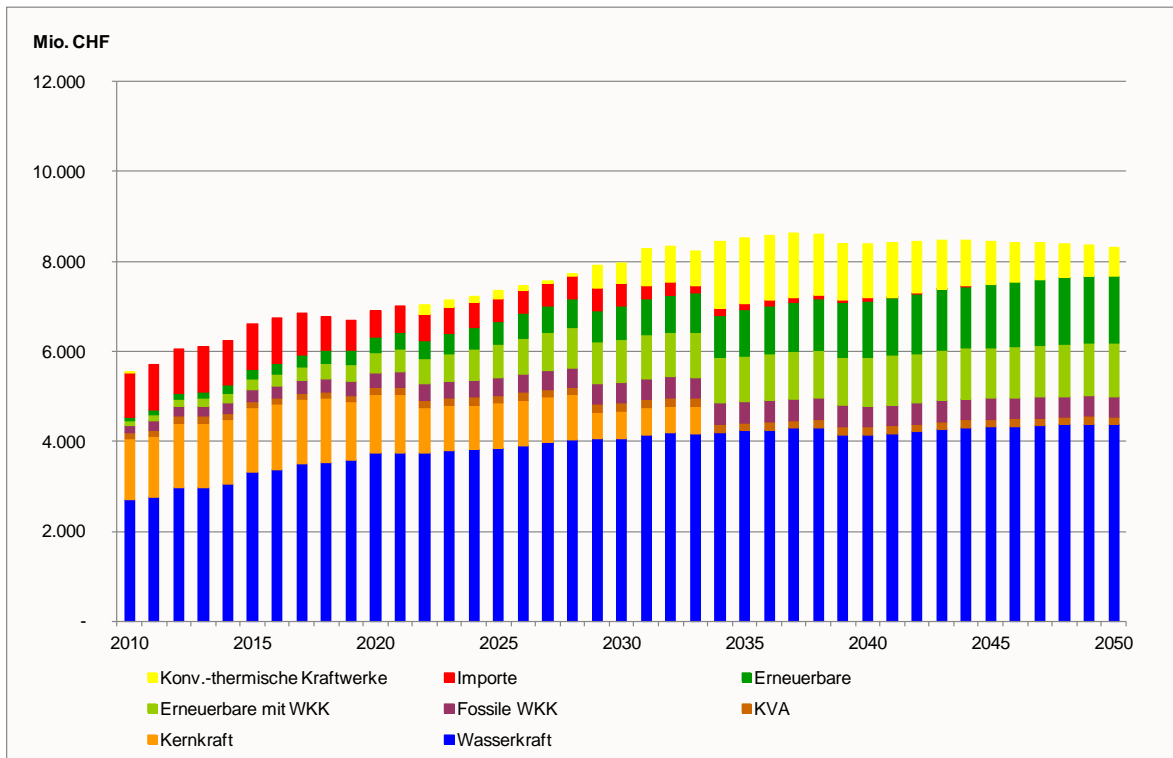
	<b>2010 bis 2050</b>
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	21.404
Fossile WKK	6.092
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	15.830
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>75.814</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>87.483</b>

Quelle: Prognos 2013

### 3.2.2 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 3-12 und Tabelle 3-16 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'300 Mio. CHF an. Ein Grossteil der Gesamtkosten wird durch Wasserkraftanlagen verursacht. Erneuerbare weisen langfristig steigende Anteile auf, Gaskombikraftwerke weisen mittelfristig steigende Anteile an den Gesamtkosten auf, die gegen Ende des Betrachtungszeitraums durch sinkende Volllaststunden der Gaskombikraftwerke wieder rückläufig sind.

Figur 3-12: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

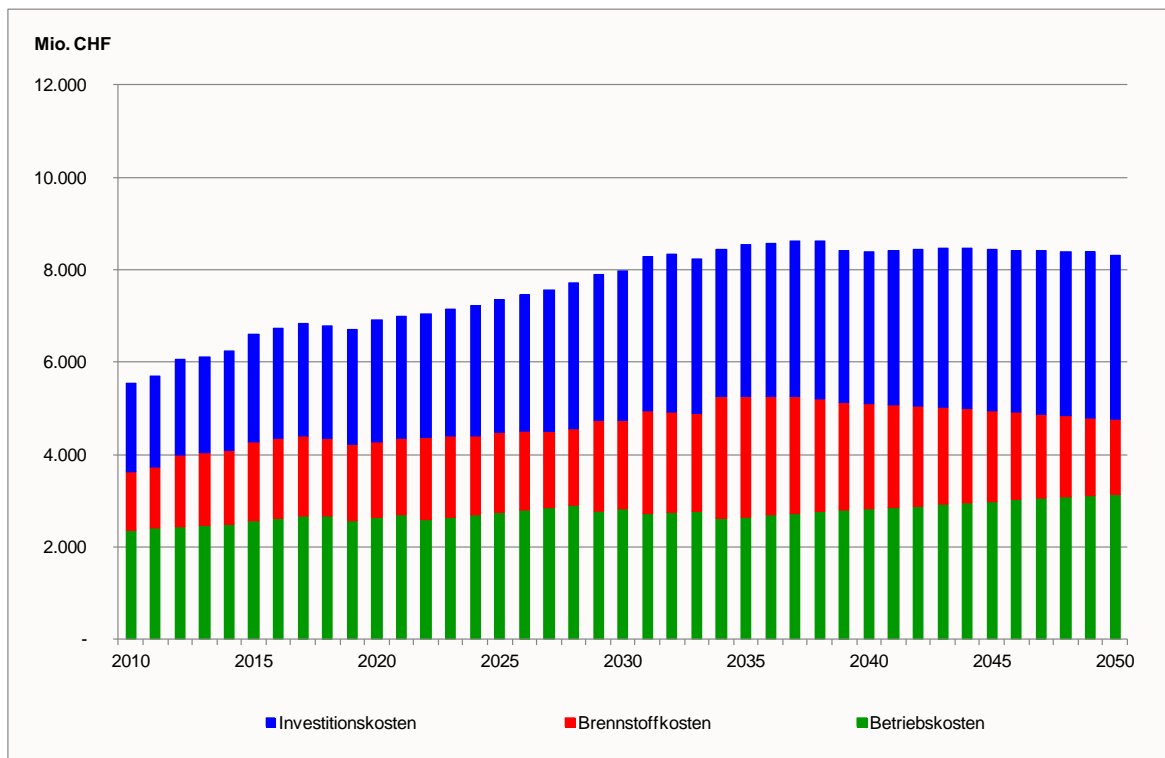
Tabelle 3-16: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		445	1.477	1.208	634
Fossile WKK	87	168	335	457	472	458	458
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	351	744	1.017	1.242	1.498
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>6.909</b>	<b>7.965</b>	<b>8.536</b>	<b>8.394</b>	<b>8.306</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.315</b>	<b>8.713</b>	<b>9.330</b>	<b>9.212</b>	<b>9.138</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 3-13 und Tabelle 3-17 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch temporär hohe Volllaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig hohe Anteile auf, die gegen Ende des Betrachtungszeitraums deutlich zurückgehen.

Figur 3-13: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-17: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'640	3'218	3'266	3'289	3'543
Betriebskosten	2'142	2'361	2'633	2'836	2'650	2'836	3'136
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'635	1'912	2'620	2'269	1'627
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>6'909</b>	<b>7'965</b>	<b>8'536</b>	<b>8'394</b>	<b>8'306</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'315</b>	<b>8'713</b>	<b>9'330</b>	<b>9'212</b>	<b>9'138</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-18 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien.

Tabelle 3-18: Sensitivität 1, Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

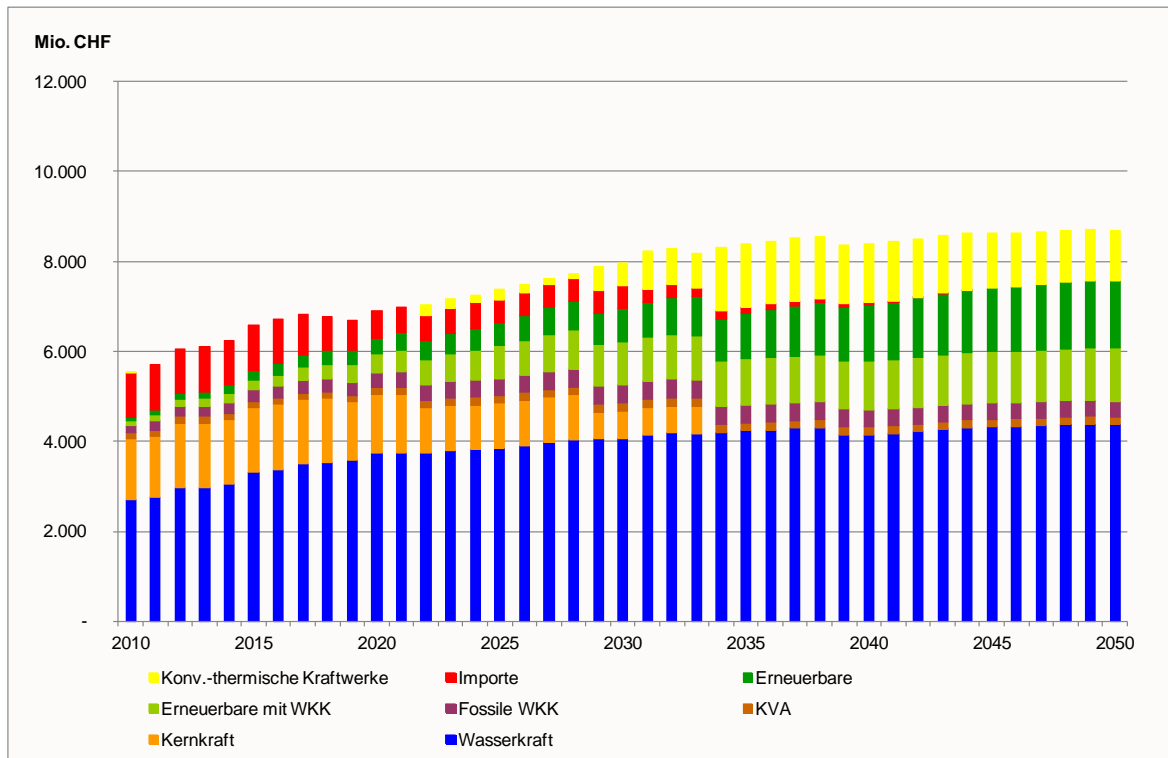
	<b>2010 bis 2050</b>
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	11.477
Fossile WKK	7.041
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	15.830
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>66.836</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>78.505</b>

Quelle: Prognos 2013

### 3.2.3 Szenario „Politische Massnahmen“

Figur 3-14 und Tabelle 3-19 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'700 Mio. CHF an. Ein Grossteil der Gesamtkosten wird durch Wasserkraftanlagen verursacht. Erneuerbare weisen langfristig steigende Anteile auf, Gaskombikraftwerke weisen mittelfristig steigende Anteile an den Gesamtkosten auf, die gegen Ende des Betrachtungszeitraums durch sinkende Volllaststunden der Gaskombikraftwerke aber wieder rückläufig sind.

Figur 3-14: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

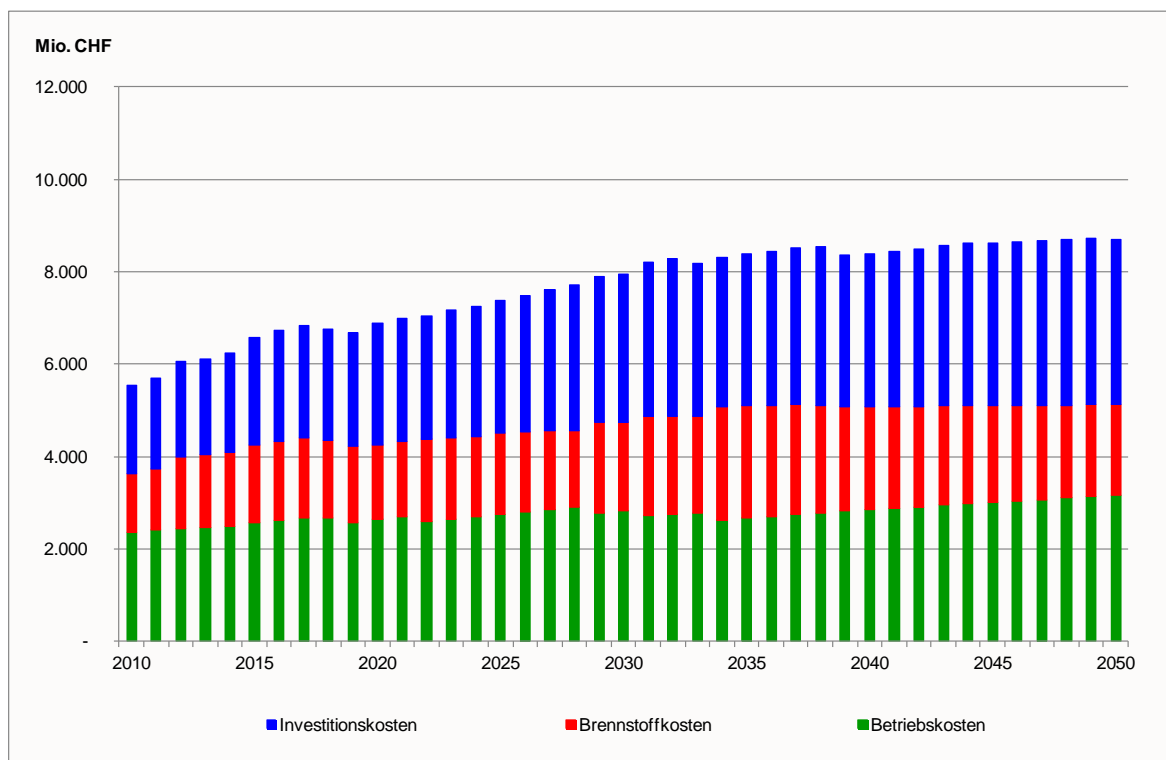
Tabelle 3-19: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		498	1.415	1.300	1.125
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	351	744	1.017	1.242	1.498
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>6.896</b>	<b>7.962</b>	<b>8.397</b>	<b>8.399</b>	<b>8.696</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.302</b>	<b>8.709</b>	<b>9.192</b>	<b>9.217</b>	<b>9.528</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 3-15 und Tabelle 3-20 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch hohe Volllaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig steigende Anteile auf, die gegen Ende des Betrachtungszeitraums wieder zurückgehen.

Figur 3-15: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-20: Sensitivität 1, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'640	3'218	3'295	3'318	3'572
Betriebskosten	2'142	2'361	2'633	2'837	2'667	2'854	3'156
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'622	1'907	2'436	2'227	1'967
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>6'896</b>	<b>7'962</b>	<b>8'397</b>	<b>8'399</b>	<b>8'696</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'302</b>	<b>8'709</b>	<b>9'192</b>	<b>9'217</b>	<b>9'528</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 3-21 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien.

Tabelle 3-21: Sensitivität 1, „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaues an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	<b>2010 bis 2050</b>
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	12.953
Fossile WKK	6.092
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	15.830
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>67.362</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>79.031</b>

Quelle: Prognos 2013



## 4 Ergebnisse Sensitivität 2

### 4.1 Stromerzeugung

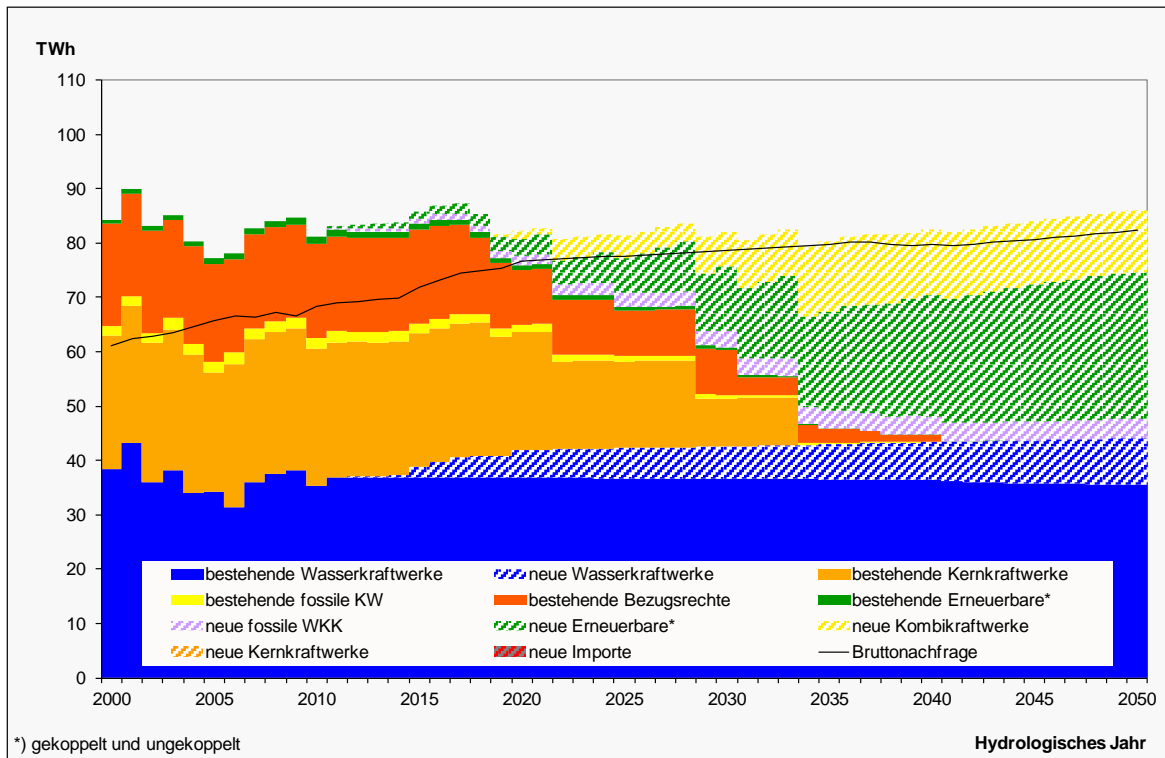
In den Modellrechnungen zur Sensitivität 2 wurden drei mögliche Wege zur Deckung der Stromnachfrage in der Schweiz analysiert:

- Die Deckung der sich ergebenden Stromlücke durch Gaskombikraftwerke
- Die (temporäre) Deckung der Stromlücke durch Stromimporte. Diese werden vor allem dann in Anspruch genommen, wenn die jährlichen Volllaststunden für Gaskombikraftwerke gering ausfallen (meist bis zum Jahr 2029)
- Die Deckung der Stromnachfrage durch einen schnelleren Zubau von Photovoltaik-Anlagen (mit einem Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050).

#### 4.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Figur 4-1 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. In Alternative I der Sensitivität 2 erfolgt die Deckung der sich ergebenden Stromlücke mit neuen Gaskombikraftwerken. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist höher als in der Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven, da für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen ein Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 implementiert ist. Damit werden für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 6 Gaskombikraftwerke benötigt (vgl. Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven: 7 Gaskombikraftwerke). Das erste Gaskombikraftwerk muss im Jahr 2019 zugebaut werden, wie im Szenario „Weiter wie bisher“, Variante C&E mit einem weniger hohen PV-Ausbaupfad. Die Gaskombikraftwerke laufen nur im Winterhalbjahr.

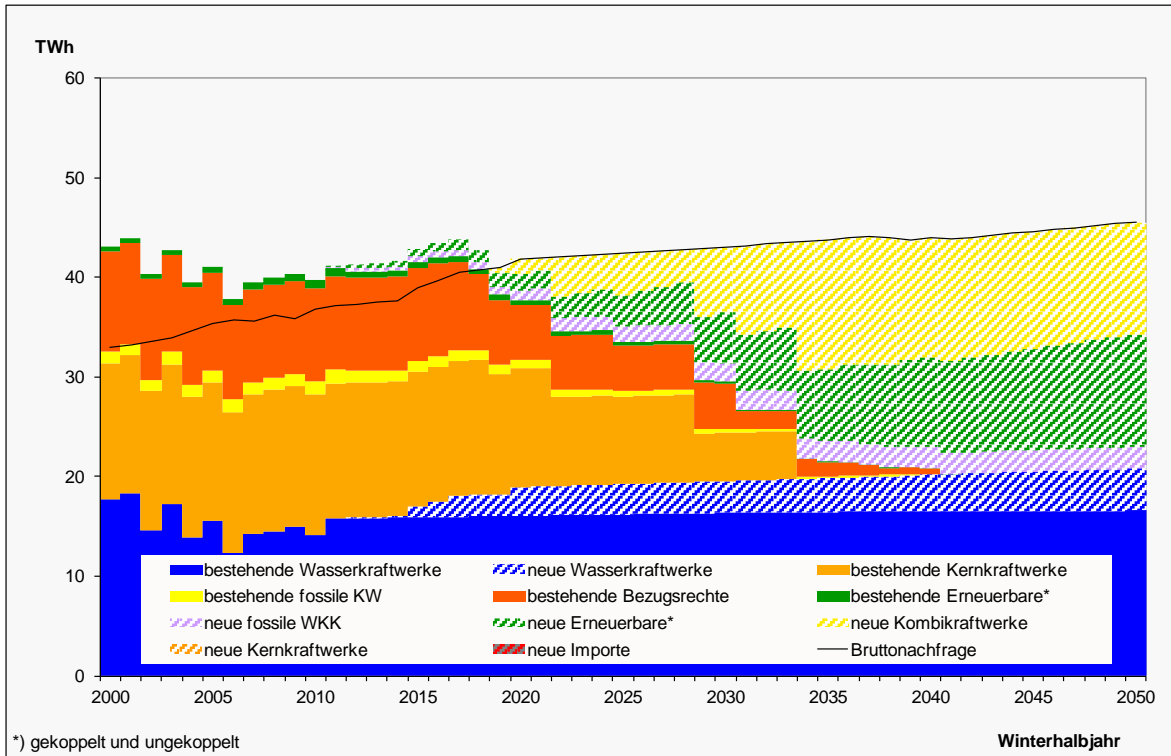
Figur 4-1: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

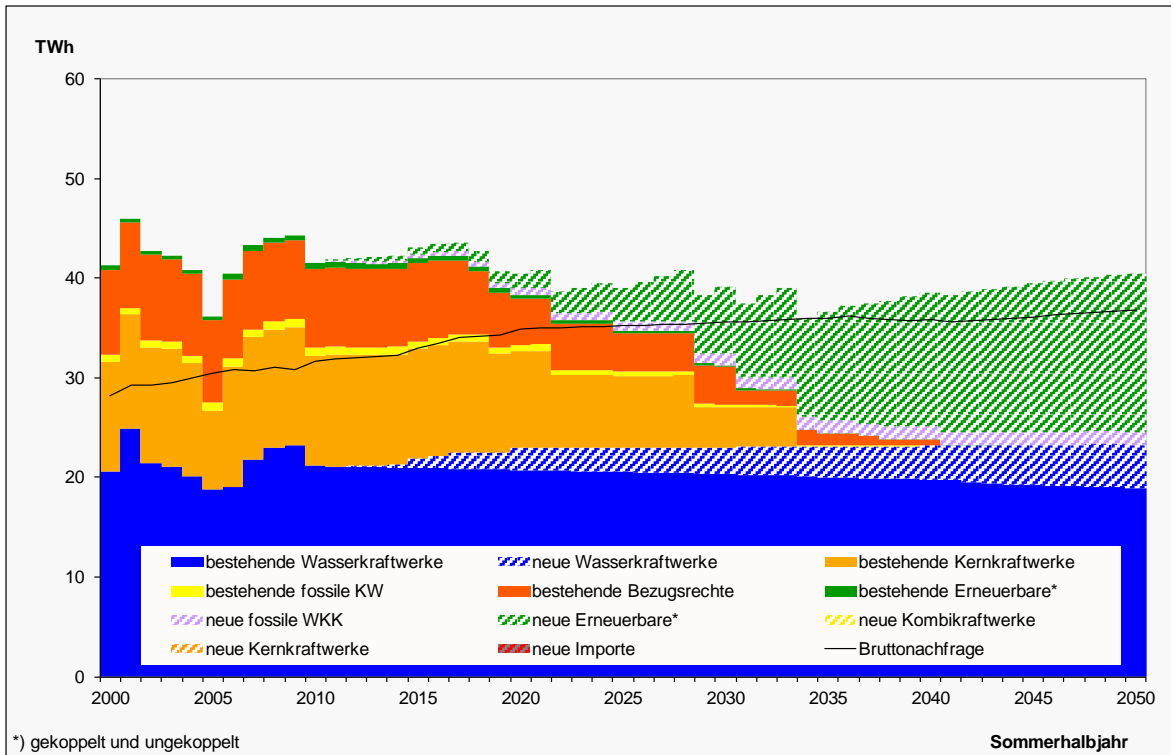
Figur 4-2 und Figur 4-3 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 4-2: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

Figur 4-3: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 4-1, 4-2 und 4-3 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 4-4 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

*Tabelle 4-1: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>e</sub>/a*

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>4,62</b>	<b>10,09</b>	<b>16,57</b>	<b>15,40</b>	<b>14,77</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	1,49	6,47	13,00	11,96	11,32
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>4,08</b>	<b>12,19</b>	<b>18,19</b>	<b>22,35</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	3,17	11,79	18,09	22,35	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>72,35</b>	<b>73,75</b>	<b>77,79</b>	<b>81,19</b>	<b>86,05</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>64,80</b>	<b>66,20</b>	<b>70,24</b>	<b>73,65</b>	<b>78,51</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>7,90</b>	<b>5,82</b>	<b>2,85</b>	<b>3,41</b>	<b>3,72</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	5,64	3,56	0,59	2,75	3,72
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	<b>2,17</b>	<b>2,61</b>	- <b>0,24</b>	- <b>2,10</b>	- <b>3,72</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>66,97</b>	<b>68,81</b>	<b>70,00</b>	<b>71,55</b>	<b>74,79</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>66,97</b>	<b>68,81</b>	<b>70,00</b>	<b>71,55</b>	<b>74,79</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>76,77</b>	<b>78,61</b>	<b>79,81</b>	<b>79,75</b>	<b>82,34</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-2: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>e</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>3,39</b>	<b>8,71</b>	<b>15,20</b>	<b>14,09</b>	<b>13,46</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	1,49	6,47	13,00	11,96	11,32
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,13</b>	<b>5,34</b>	<b>7,28</b>	<b>8,94</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,63	5,13	7,23	8,94	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>36,41</b>	<b>38,47</b>	<b>42,37</b>	<b>43,25</b>	<b>45,57</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>32,29</b>	<b>34,35</b>	<b>38,25</b>	<b>39,13</b>	<b>41,45</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,00	-	-	-	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,34</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>36,63</b>	<b>37,80</b>	<b>38,54</b>	<b>39,48</b>	<b>41,45</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>36,63</b>	<b>37,80</b>	<b>38,54</b>	<b>39,48</b>	<b>41,45</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>41,87</b>	<b>43,05</b>	<b>43,79</b>	<b>43,96</b>	<b>45,57</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-3: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>1,96</b>	<b>6,84</b>	<b>10,91</b>	<b>13,41</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,54	6,65	10,86	13,41	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>35,94</b>	<b>35,27</b>	<b>35,41</b>	<b>37,94</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,51</b>	<b>31,85</b>	<b>31,99</b>	<b>34,52</b>	<b>37,06</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>6,77</b>	<b>4,69</b>	<b>1,72</b>	<b>3,05</b>	<b>3,72</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	5,64	3,56	0,59	2,75	3,72
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>2,17</b>	- <b>0,84</b>	- <b>0,53</b>	- <b>2,45</b>	- <b>3,72</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>30,34</b>	<b>31,01</b>	<b>31,46</b>	<b>32,07</b>	<b>33,34</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>30,34</b>	<b>31,01</b>	<b>31,46</b>	<b>32,07</b>	<b>33,34</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>34,90</b>	<b>35,57</b>	<b>36,02</b>	<b>35,79</b>	<b>36,76</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

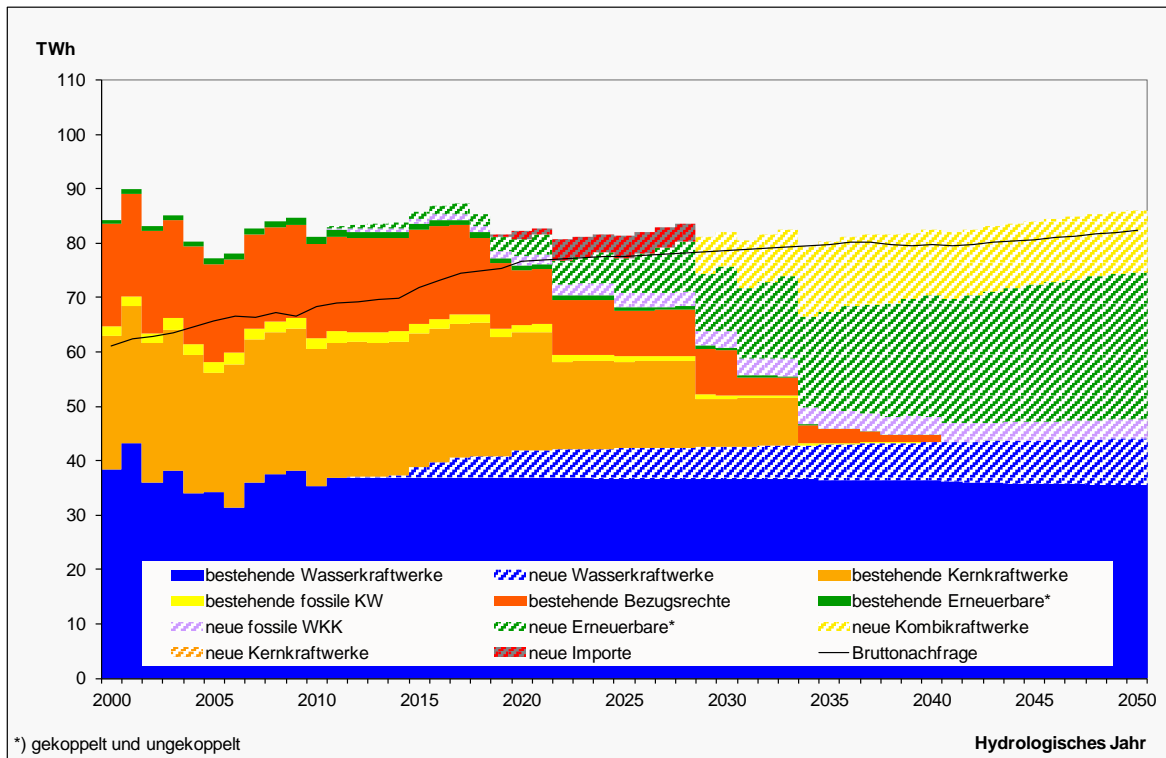
Tabelle 4-4: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.08</b>	<b>12.19</b>	<b>18.19</b>	<b>22.35</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>1.77</b>	<b>8.10</b>	<b>13.88</b>	<b>17.95</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	0.92	5.86	10.69	12.95	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-4 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. In Alternative II der Sensitivität 2 erfolgt die Deckung der sich ergebenden Stromlücke temporär bis zum Jahr 2029 durch neue Stromimporte. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist höher als in der Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven, da für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen ein Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 implementiert ist. Durch die verstärkte Nutzung von Stromimporten wird der Zubau von Gaskombikraftwerken zeitlich verschoben, wie in Alternative I ist aber ein Zubau von 6 Gaskombikraftwerken zur Deckung der Stromnachfrage bis 2050 notwendig.

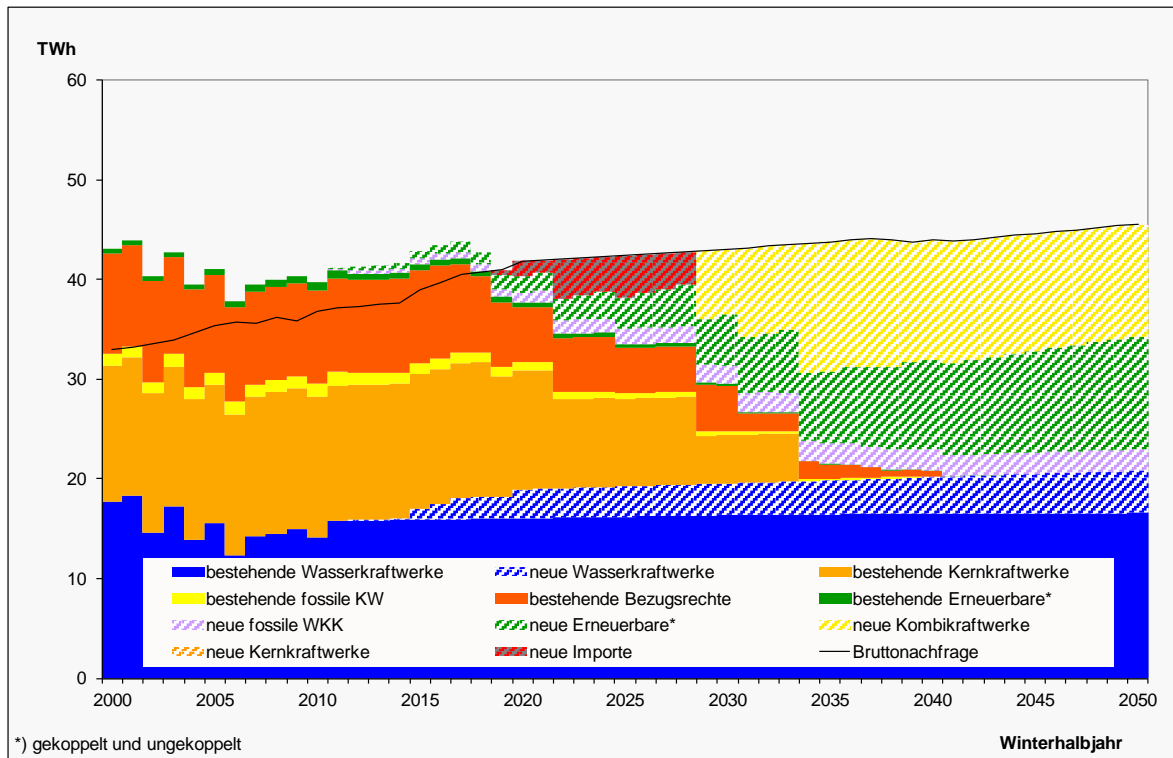
Figur 4-4: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Figur 4-5 und Figur 4-6 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

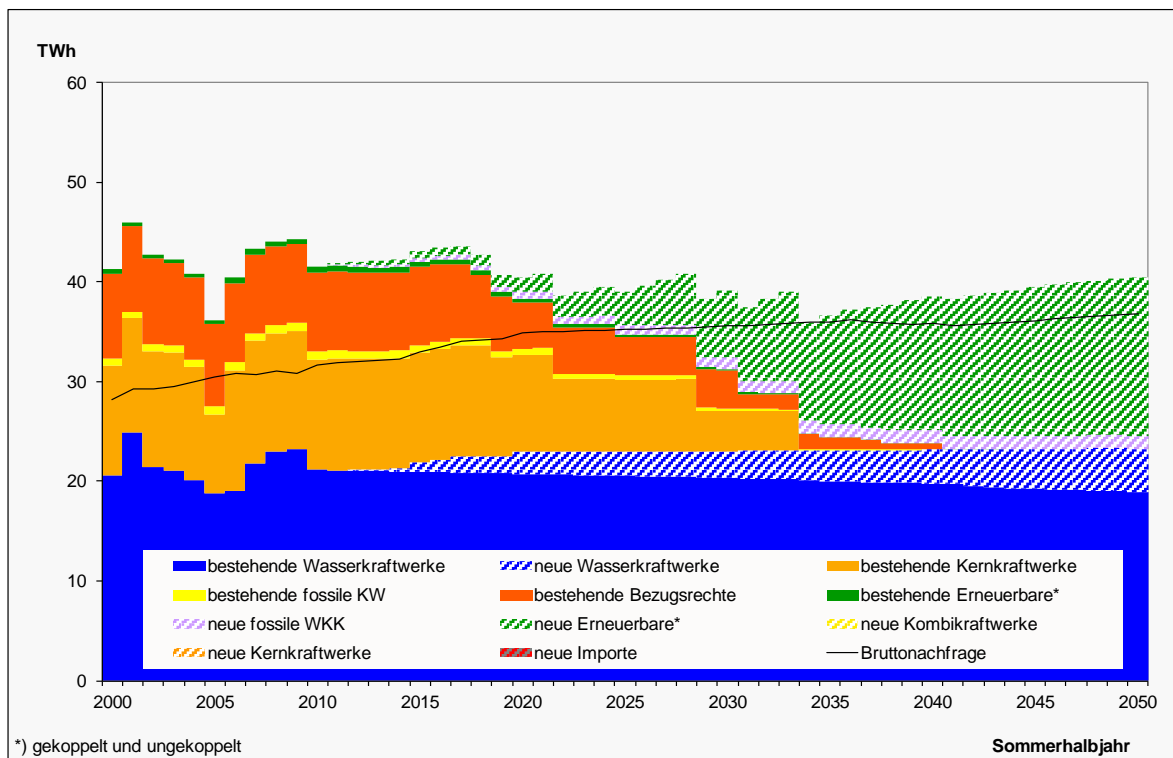


Figur 4-5: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

Figur 4-6: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 4-5, 4-6 und 4-7 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 4-8 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

*Tabelle 4-5: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>e</sub>/a*

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38.38</b>	<b>35.42</b>	<b>41.96</b>	<b>42.67</b>	<b>43.02</b>	<b>43.44</b>	<b>44.15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38.38	35.42	36.87	36.75	36.54	36.41	35.57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5.09	5.91	6.48	7.02	8.57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24.73</b>	<b>25.13</b>	<b>21.68</b>	<b>8.81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24.73	25.13	21.68	8.81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1.79</b>	<b>2.18</b>	<b>3.13</b>	<b>10.09</b>	<b>16.57</b>	<b>15.40</b>	<b>14.77</b>
bestehende fossile KW	1.79	2.18	1.48	0.58	0.32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	6.47	13.00	11.96	11.32
neue fossile WKK	-	-	1.65	3.04	3.26	3.44	3.45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.08</b>	<b>12.19</b>	<b>18.19</b>	<b>22.35</b>	<b>27.14</b>
bestehende Erneuerbare	0.81	1.38	0.92	0.40	0.10	0.01	-
neue Erneuerbare	-	-	3.17	11.79	18.09	22.35	27.14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65.70</b>	<b>64.10</b>	<b>70.86</b>	<b>73.75</b>	<b>77.79</b>	<b>81.19</b>	<b>86.05</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2.22	- 2.56	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54	- 7.54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63.49</b>	<b>61.54</b>	<b>63.31</b>	<b>66.20</b>	<b>70.24</b>	<b>73.65</b>	<b>78.51</b>
<b>Importe</b>	<b>18.72</b>	<b>17.24</b>	<b>11.56</b>	<b>8.42</b>	<b>2.61</b>	<b>1.30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18.72	17.24	10.06	8.42	2.61	1.30	-
neue Importe	-	-	1.49	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26.07</b>	<b>15.19</b>	<b>7.90</b>	<b>5.82</b>	<b>2.85</b>	<b>3.41</b>	<b>3.72</b>
Lieferverpflichtungen	2.83	2.26	2.26	2.26	2.26	0.66	-
übrige Exporte	23.24	12.93	5.64	3.56	0.59	2.75	3.72
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7.35</b>	<b>2.05</b>	<b>3.66</b>	<b>2.61</b>	- <b>0.24</b>	- <b>2.10</b>	- <b>3.72</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56.14</b>	<b>63.59</b>	<b>66.97</b>	<b>68.81</b>	<b>70.00</b>	<b>71.55</b>	<b>74.79</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56.14</b>	<b>63.59</b>	<b>66.97</b>	<b>68.81</b>	<b>70.00</b>	<b>71.55</b>	<b>74.79</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61.18</b>	<b>68.41</b>	<b>76.77</b>	<b>78.61</b>	<b>79.81</b>	<b>79.75</b>	<b>82.34</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-6: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>e</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17.71</b>	<b>14.16</b>	<b>18.98</b>	<b>19.59</b>	<b>19.89</b>	<b>20.22</b>	<b>20.86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17.71	14.16	16.09	16.39	16.47	16.59	16.63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.89	3.20	3.42	3.62	4.23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13.72</b>	<b>14.17</b>	<b>11.91</b>	<b>4.84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13.72	14.17	11.91	4.84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1.11</b>	<b>1.30</b>	<b>1.90</b>	<b>8.71</b>	<b>15.20</b>	<b>14.09</b>	<b>13.46</b>
bestehende fossile KW	1.11	1.30	0.86	0.34	0.18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	6.47	13.00	11.96	11.32
neue fossile WKK	-	-	1.04	1.90	2.03	2.13	2.14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0.45</b>	<b>0.76</b>	<b>2.13</b>	<b>5.34</b>	<b>7.28</b>	<b>8.94</b>	<b>11.26</b>
bestehende Erneuerbare	0.45	0.76	0.50	0.21	0.05	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.63	5.13	7.23	8.94	11.26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32.99</b>	<b>30.39</b>	<b>34.92</b>	<b>38.47</b>	<b>42.37</b>	<b>43.25</b>	<b>45.57</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0.89	- 1.02	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12	- 4.12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32.10</b>	<b>29.37</b>	<b>30.80</b>	<b>34.35</b>	<b>38.25</b>	<b>39.13</b>	<b>41.45</b>
<b>Importe</b>	<b>10.16</b>	<b>9.36</b>	<b>6.96</b>	<b>4.57</b>	<b>1.42</b>	<b>0.71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10.16	9.36	5.46	4.57	1.42	0.71	-
neue Importe	-	-	1.49	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11.67</b>	<b>4.10</b>	<b>1.13</b>	<b>1.13</b>	<b>1.13</b>	<b>0.36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1.47	1.13	1.13	1.13	1.13	0.36	-
übrige Exporte	10.20	2.97	0.00	-	-	-	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1.51</b>	<b>5.26</b>	<b>5.83</b>	<b>3.45</b>	<b>0.29</b>	<b>0.35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30.59</b>	<b>34.63</b>	<b>36.63</b>	<b>37.80</b>	<b>38.54</b>	<b>39.48</b>	<b>41.45</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30.59</b>	<b>34.63</b>	<b>36.63</b>	<b>37.80</b>	<b>38.54</b>	<b>39.48</b>	<b>41.45</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32.95</b>	<b>36.77</b>	<b>41.87</b>	<b>43.05</b>	<b>43.79</b>	<b>43.96</b>	<b>45.57</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-7: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20.67</b>	<b>21.26</b>	<b>22.98</b>	<b>23.08</b>	<b>23.13</b>	<b>23.22</b>	<b>23.29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20.67	21.26	20.78	20.37	20.07	19.82	18.95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2.19	2.71	3.06	3.40	4.34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11.01</b>	<b>10.96</b>	<b>9.77</b>	<b>3.97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11.01	10.96	9.77	3.97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0.67</b>	<b>0.88</b>	<b>1.23</b>	<b>1.38</b>	<b>1.37</b>	<b>1.31</b>	<b>1.31</b>
bestehende fossile KW	0.67	0.88	0.62	0.24	0.14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0.61	1.15	1.23	1.31	1.31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0.36</b>	<b>0.62</b>	<b>1.96</b>	<b>6.84</b>	<b>10.91</b>	<b>13.41</b>	<b>15.88</b>
bestehende Erneuerbare	0.36	0.62	0.42	0.19	0.04	0.00	-
neue Erneuerbare	-	-	1.54	6.65	10.86	13.41	15.88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32.72</b>	<b>33.71</b>	<b>35.94</b>	<b>35.27</b>	<b>35.41</b>	<b>37.94</b>	<b>40.48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1.33	- 1.53	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42	- 3.42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31.39</b>	<b>32.18</b>	<b>32.51</b>	<b>31.85</b>	<b>31.99</b>	<b>34.52</b>	<b>37.06</b>
<b>Importe</b>	<b>8.56</b>	<b>7.88</b>	<b>4.60</b>	<b>3.85</b>	<b>1.19</b>	<b>0.60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8.56	7.88	4.60	3.85	1.19	0.60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14.39</b>	<b>11.09</b>	<b>6.77</b>	<b>4.69</b>	<b>1.72</b>	<b>3.05</b>	<b>3.72</b>
Lieferverpflichtungen	1.35	1.14	1.14	1.14	1.14	0.30	-
übrige Exporte	13.04	9.96	5.64	3.56	0.59	2.75	3.72
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5.84</b>	- <b>3.21</b>	- <b>2.17</b>	- <b>0.84</b>	- <b>0.53</b>	- <b>2.45</b>	- <b>3.72</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25.55</b>	<b>28.97</b>	<b>30.34</b>	<b>31.01</b>	<b>31.46</b>	<b>32.07</b>	<b>33.34</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25.55</b>	<b>28.97</b>	<b>30.34</b>	<b>31.01</b>	<b>31.46</b>	<b>32.07</b>	<b>33.34</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28.23</b>	<b>31.64</b>	<b>34.90</b>	<b>35.57</b>	<b>36.02</b>	<b>35.79</b>	<b>36.76</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-8: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.08</b>	<b>12.19</b>	<b>18.19</b>	<b>22.35</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>1.77</b>	<b>8.10</b>	<b>13.88</b>	<b>17.95</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	0.92	5.86	10.69	12.95	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

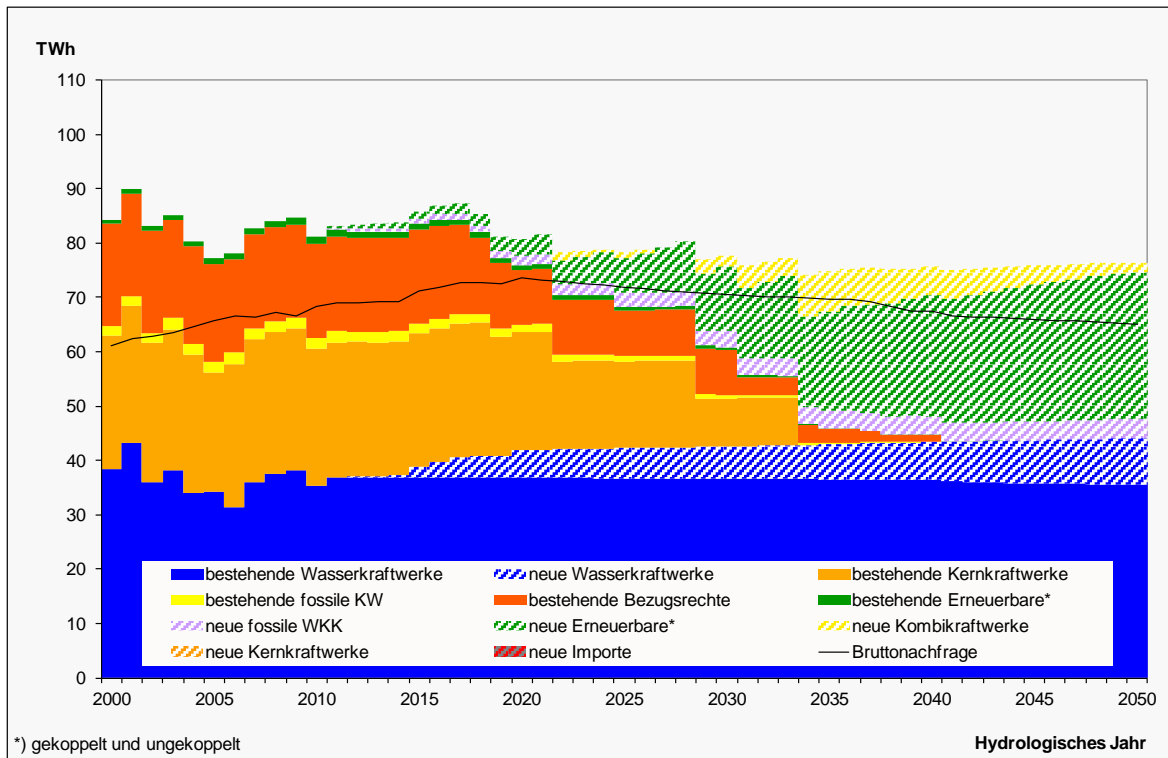
Quelle: Prognos 2013

Aufgrund der Ausgestaltung der Szenarien entsprechen die Ergebnisse der Alternative III (Sensitivität 2) den Ergebnissen der Sensitivität 3. Für eine Analyse und einen Vergleich der Sensitivität 2, Alternative III mit den Alternativen I und II wird auf die Analyse der Ergebnisse von Sensitivität 3 in Kapitel 5 verwiesen.

#### 4.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 4-7 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. In Alternative I der Sensitivität 2 erfolgt die Deckung der sich ergebenden Stromlücke mit neuen Gaskombikraftwerken. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist höher als in der Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven, da für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen ein Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 implementiert ist. Damit werden für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 4 Gaskombikraftwerke benötigt. Im Vergleich zur Variante C&E der Energieperspektiven wird daher kein Gaskombikraftwerk eingespart. Gegen Ende des Betrachtungszeitraums wird im Winterhalbjahr immer noch Strom aus Gaskombikraftwerken benötigt, um die nachgefragte Leistung und Arbeit bereit zu stellen. Allerdings sinken die Volllaststunden auf knapp 1000 Stunden pro Jahr.

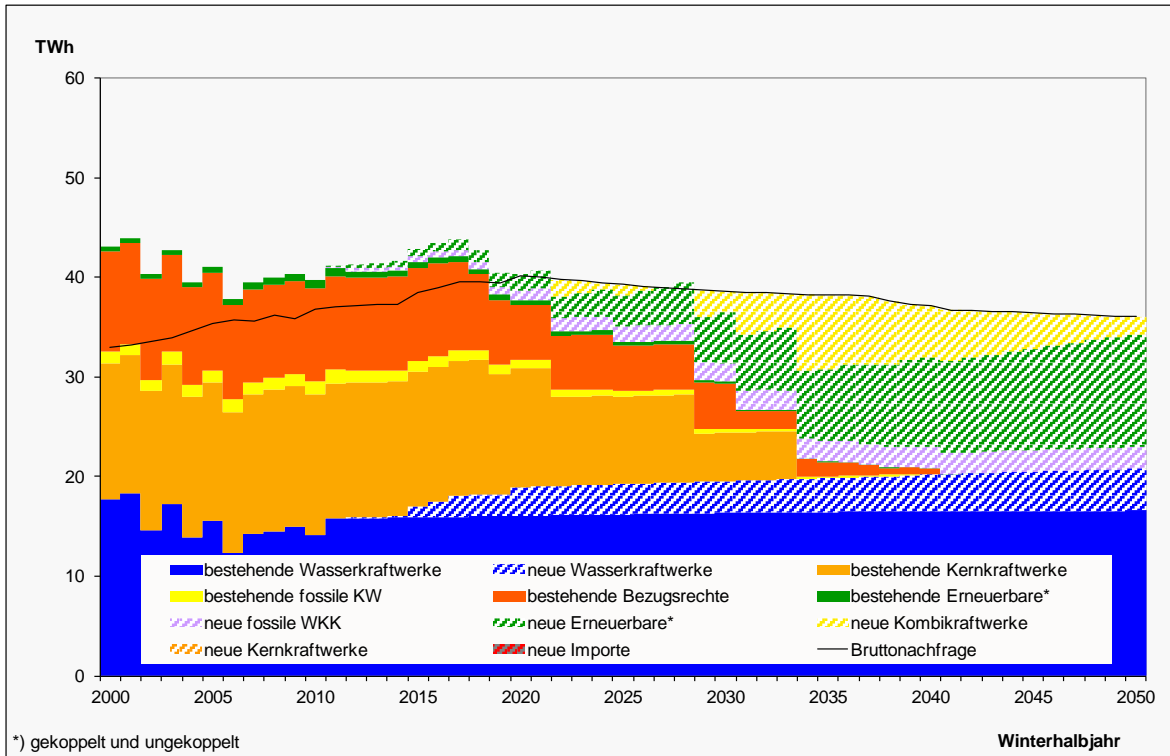
Figur 4-7: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

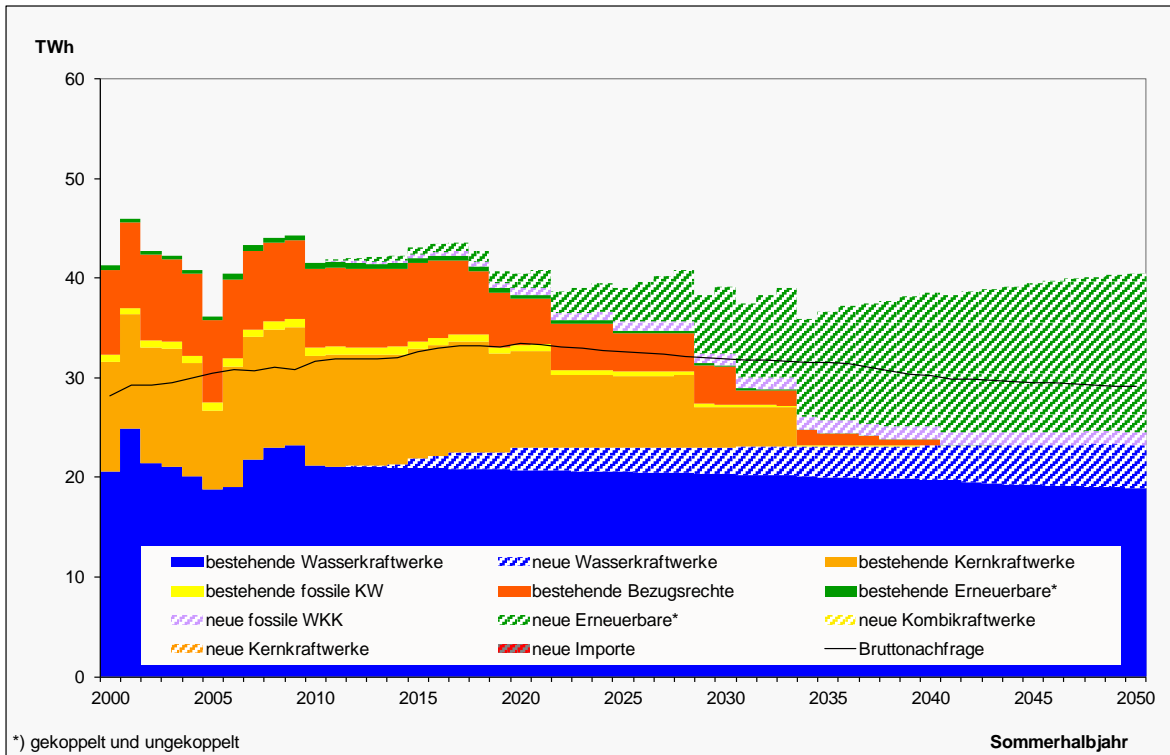
Figur 4-8 und Figur 4-9 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 4-8: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

Figur 4-9: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 4-9, 4-10 und 4-11 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 4-12 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

*Tabelle 4-9: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a*

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,13</b>	<b>5,65</b>	<b>11,01</b>	<b>8,60</b>	<b>5,22</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	2,03	7,44	5,16	1,76
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>4,08</b>	<b>12,19</b>	<b>18,19</b>	<b>22,35</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	3,17	11,79	18,09	22,35	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>70,86</b>	<b>69,30</b>	<b>72,23</b>	<b>74,39</b>	<b>76,50</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>63,31</b>	<b>61,76</b>	<b>64,68</b>	<b>66,84</b>	<b>68,96</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>9,57</b>	<b>9,46</b>	<b>7,38</b>	<b>8,93</b>	<b>11,40</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	7,31	7,20	5,12	8,27	11,40
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	<b>0,49</b>	- <b>1,04</b>	- <b>4,78</b>	- <b>7,63</b>	- <b>11,40</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>73,61</b>	<b>70,52</b>	<b>69,71</b>	<b>67,42</b>	<b>65,10</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013



Tabelle 4-10: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>eI/a</sub>

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>4,26</b>	<b>9,64</b>	<b>7,29</b>	<b>3,91</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	2,03	7,44	5,16	1,76
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,13</b>	<b>5,34</b>	<b>7,28</b>	<b>8,94</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,63	5,13	7,23	8,94	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>34,92</b>	<b>34,03</b>	<b>36,81</b>	<b>36,45</b>	<b>36,02</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>30,80</b>	<b>29,91</b>	<b>32,69</b>	<b>32,33</b>	<b>31,90</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,37</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,24	-	-	-	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,10</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,14</b>	<b>38,60</b>	<b>38,23</b>	<b>37,16</b>	<b>36,02</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-11: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>1,96</b>	<b>6,84</b>	<b>10,91</b>	<b>13,41</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,54	6,65	10,86	13,41	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>35,94</b>	<b>35,27</b>	<b>35,41</b>	<b>37,94</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,51</b>	<b>31,85</b>	<b>31,99</b>	<b>34,52</b>	<b>37,06</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>8,21</b>	<b>8,34</b>	<b>6,26</b>	<b>8,57</b>	<b>11,40</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	7,07	7,20	5,12	8,27	11,40
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>3,61</b>	- <b>4,49</b>	- <b>5,07</b>	- <b>7,98</b>	- <b>11,40</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,47</b>	<b>31,92</b>	<b>31,48</b>	<b>30,26</b>	<b>29,08</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

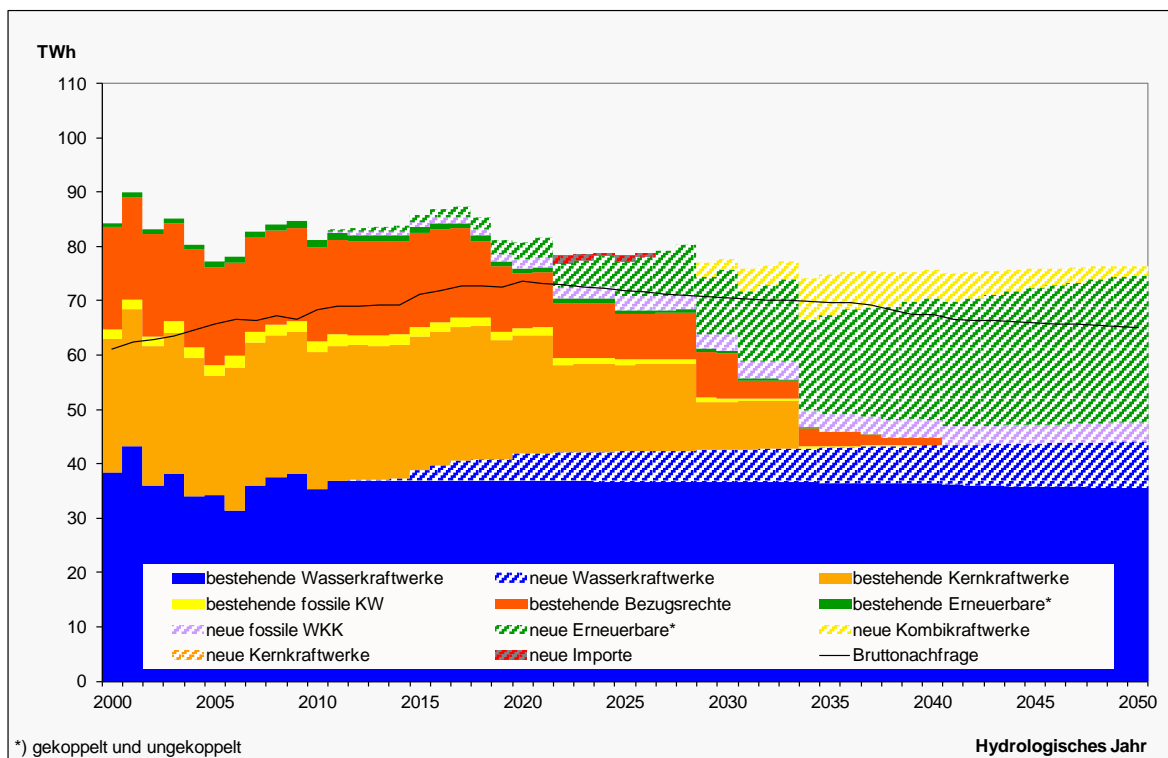
Tabelle 4-12: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.08</b>	<b>12.19</b>	<b>18.19</b>	<b>22.35</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>1.77</b>	<b>8.10</b>	<b>13.88</b>	<b>17.95</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	0.92	5.86	10.69	12.95	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-10 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. In Alternative II der Sensitivität 2 erfolgt die Deckung der sich ergebenden Stromlücke temporär bis zum Jahr 2029 durch neue Stromimporte. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist höher als in der Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven, da für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen ein Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 implementiert ist. Damit werden nach 2029 für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 4 Gaskombikraftwerke benötigt.

Figur 4-10: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

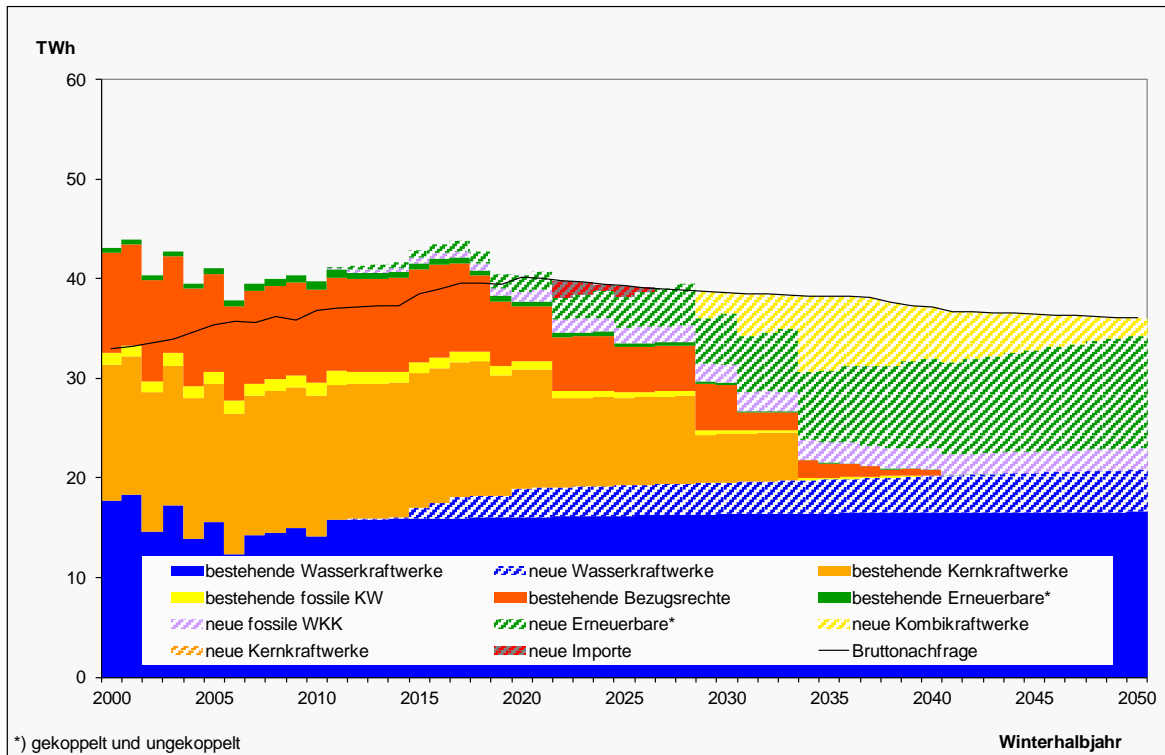


\*) gekoppelt und ungekoppelt

Quelle: Prognos 2013

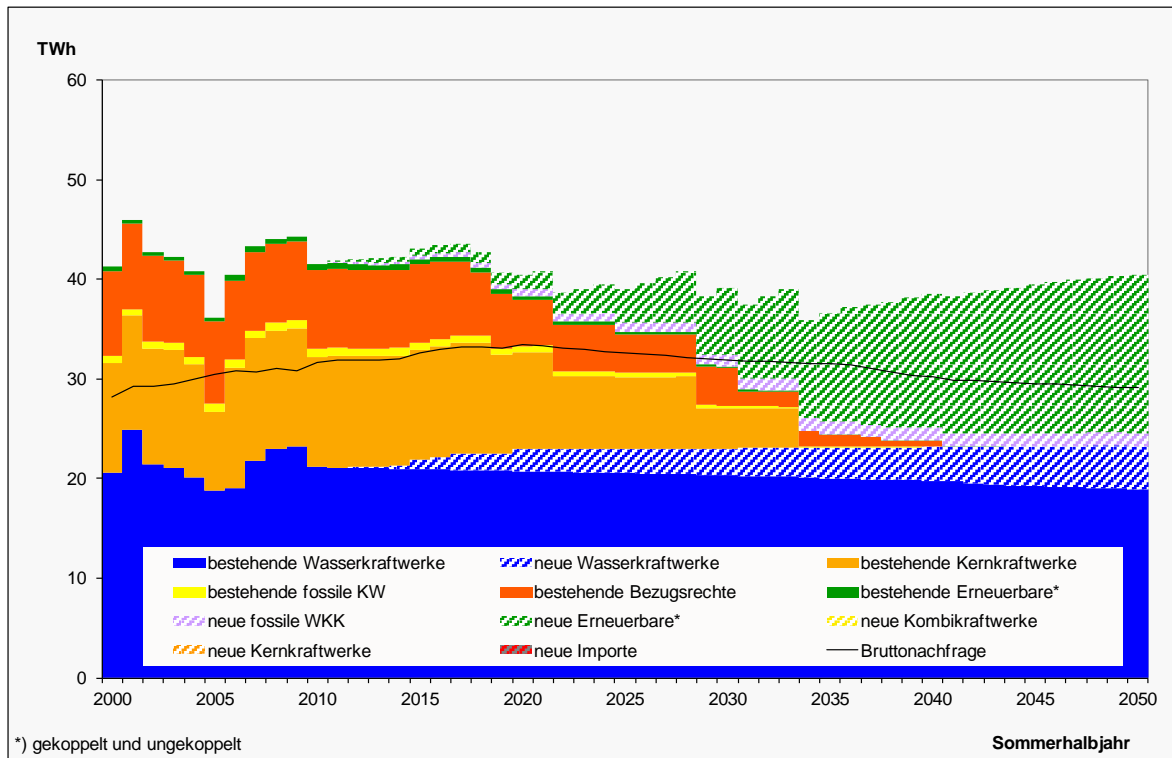
Figur 4-11 und Figur 4-12 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 4-11: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

Figur 4-12: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 4-13, 4-14 und 4-15 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 4-16 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

Tabelle 4-13: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,13</b>	<b>5,65</b>	<b>11,01</b>	<b>8,60</b>	<b>5,22</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	2,03	7,44	5,16	1,76
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>4,08</b>	<b>12,19</b>	<b>18,19</b>	<b>22,35</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	3,17	11,79	18,09	22,35	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>70,86</b>	<b>69,30</b>	<b>72,23</b>	<b>74,39</b>	<b>76,50</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>63,31</b>	<b>61,76</b>	<b>64,68</b>	<b>66,84</b>	<b>68,96</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>9,57</b>	<b>9,46</b>	<b>7,38</b>	<b>8,93</b>	<b>11,40</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	7,31	7,20	5,12	8,27	11,40
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	<b>0,49</b>	- <b>1,04</b>	- <b>4,78</b>	- <b>7,63</b>	- <b>11,40</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>73,61</b>	<b>70,52</b>	<b>69,71</b>	<b>67,42</b>	<b>65,10</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-14: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>4,26</b>	<b>9,64</b>	<b>7,29</b>	<b>3,91</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	2,03	7,44	5,16	1,76
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,13</b>	<b>5,34</b>	<b>7,28</b>	<b>8,94</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,63	5,13	7,23	8,94	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>34,92</b>	<b>34,03</b>	<b>36,81</b>	<b>36,45</b>	<b>36,02</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>30,80</b>	<b>29,91</b>	<b>32,69</b>	<b>32,33</b>	<b>31,90</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,37</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,24	-	-	-	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,10</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,14</b>	<b>38,60</b>	<b>38,23</b>	<b>37,16</b>	<b>36,02</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-15: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>1,96</b>	<b>6,84</b>	<b>10,91</b>	<b>13,41</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,54	6,65	10,86	13,41	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>35,94</b>	<b>35,27</b>	<b>35,41</b>	<b>37,94</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,51</b>	<b>31,85</b>	<b>31,99</b>	<b>34,52</b>	<b>37,06</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>8,21</b>	<b>8,34</b>	<b>6,26</b>	<b>8,57</b>	<b>11,40</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	7,07	7,20	5,12	8,27	11,40
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>3,61</b>	- <b>4,49</b>	- <b>5,07</b>	- <b>7,98</b>	- <b>11,40</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,47</b>	<b>31,92</b>	<b>31,48</b>	<b>30,26</b>	<b>29,08</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013



Tabelle 4-16: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.08</b>	<b>12.19</b>	<b>18.19</b>	<b>22.35</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>1.77</b>	<b>8.10</b>	<b>13.88</b>	<b>17.95</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	0.92	5.86	10.69	12.95	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

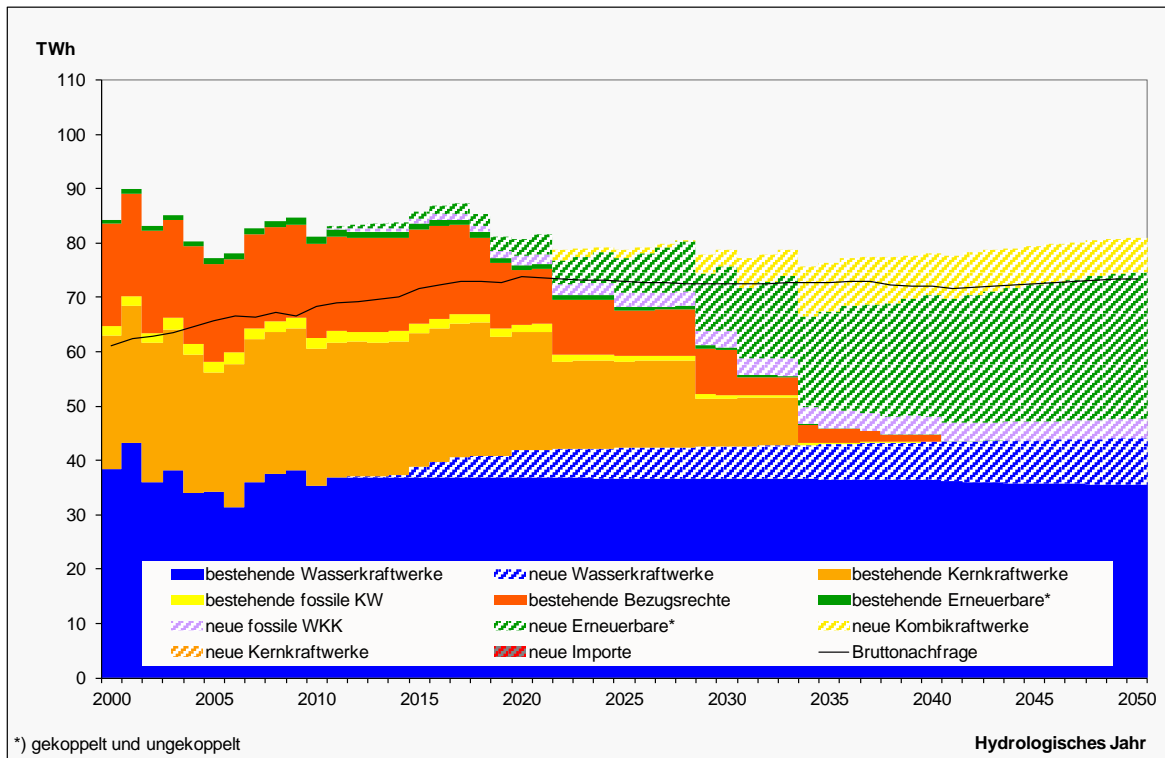
Quelle: Prognos 2013

Aufgrund der Ausgestaltung der Szenarien entsprechen die Ergebnisse der Alternative III (Sensitivität 2) den Ergebnissen der Sensitivität 3. Für eine Analyse und einen Vergleich der Sensitivität 2, Alternative III mit den Alternativen I und II wird auf die Analyse der Ergebnisse von Sensitivität 3 in Kapitel 5 verwiesen.

#### 4.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“

Figur 4-13 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. In Alternative I der Sensitivität 2 erfolgt die Deckung der sich ergebenden Stromlücke mit neuen Gaskombikraftwerken. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist höher als in der Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven, da für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen ein Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 implementiert ist. Damit werden für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 4 Gaskombikraftwerke benötigt. Im Vergleich zur Variante C&E der Energieperspektiven wird somit ein Gaskombikraftwerk eingespart.

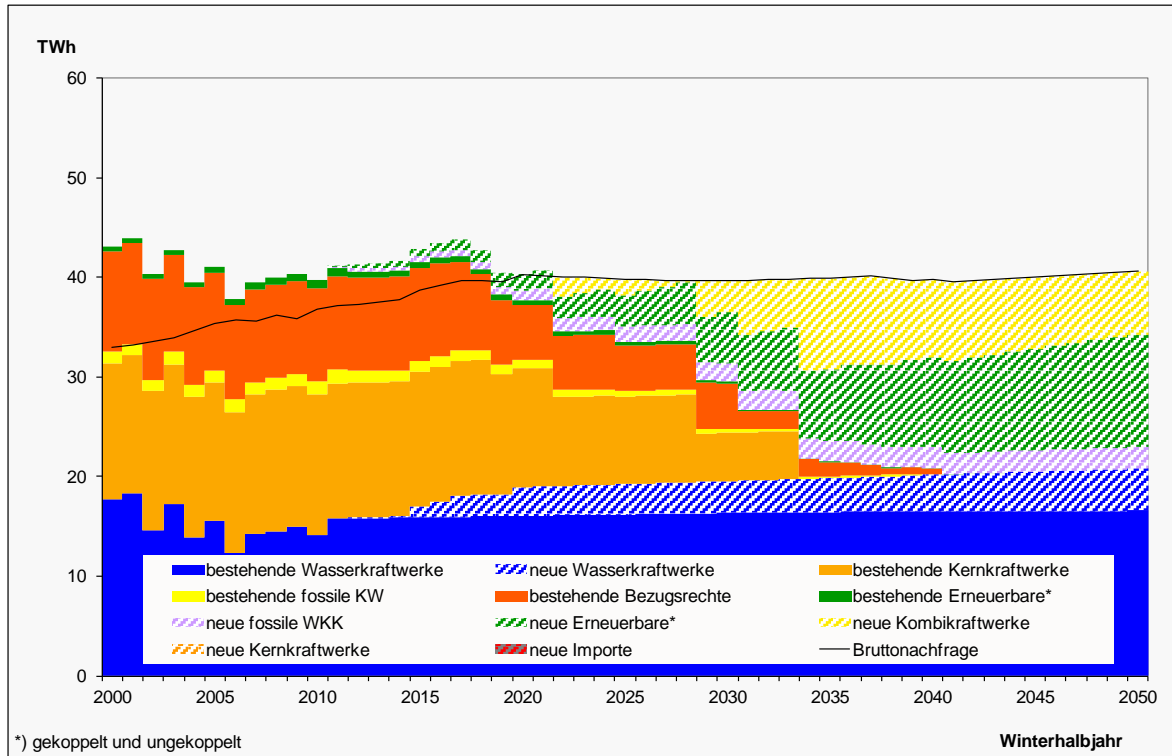
Figur 4-13: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

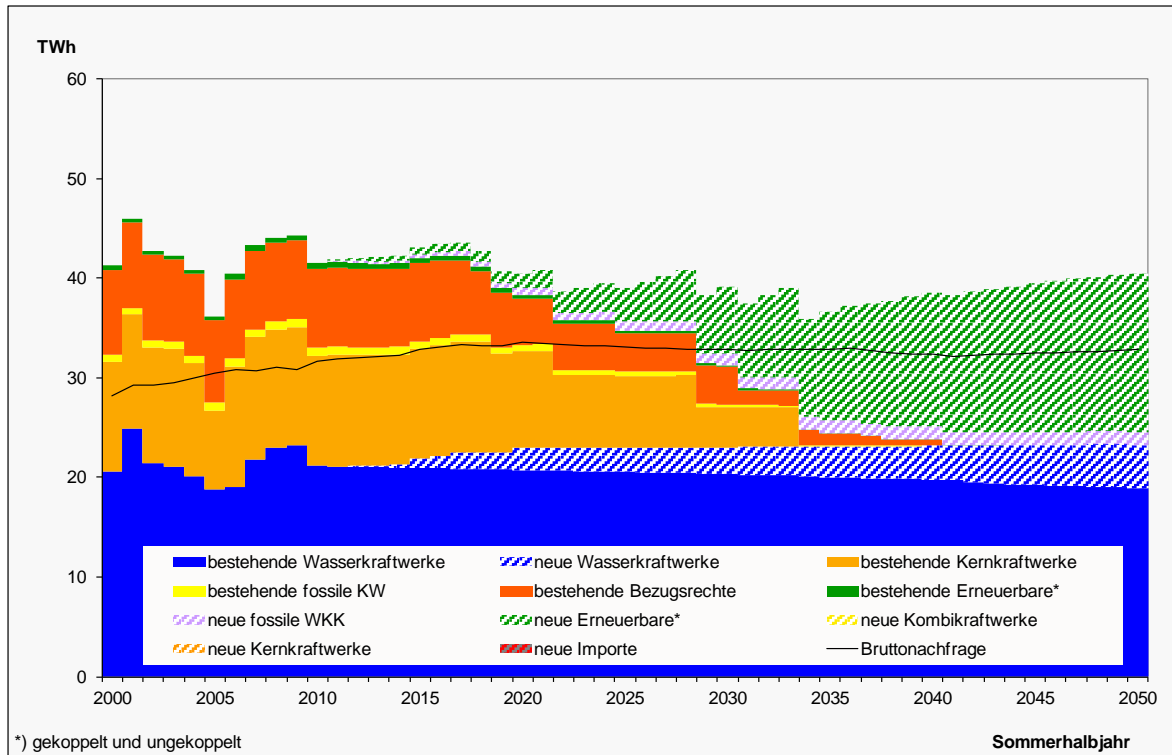
Figur 4-14 und Figur 4-15 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 4-14: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

Figur 4-15: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 4-17, 4-18 und 4-19 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 4-20 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

*Tabelle 4-17: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a*

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,13</b>	<b>6,72</b>	<b>12,70</b>	<b>11,20</b>	<b>9,87</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3,10	9,12	7,76	6,41
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>4,08</b>	<b>12,19</b>	<b>18,19</b>	<b>22,35</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	3,17	11,79	18,09	22,35	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>70,86</b>	<b>70,38</b>	<b>73,91</b>	<b>76,99</b>	<b>81,15</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>63,31</b>	<b>62,84</b>	<b>66,37</b>	<b>69,44</b>	<b>73,61</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>9,37</b>	<b>8,58</b>	<b>6,01</b>	<b>6,82</b>	<b>7,66</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	7,11	6,32	3,75	6,16	7,66
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	<b>0,69</b>	- <b>0,16</b>	- <b>3,40</b>	- <b>5,52</b>	- <b>7,66</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>64,01</b>	<b>62,68</b>	<b>62,97</b>	<b>63,93</b>	<b>65,95</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>64,01</b>	<b>62,68</b>	<b>62,97</b>	<b>63,93</b>	<b>65,95</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>73,81</b>	<b>72,48</b>	<b>72,77</b>	<b>72,13</b>	<b>73,49</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-18: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>5,34</b>	<b>11,32</b>	<b>9,89</b>	<b>8,55</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3,10	9,12	7,76	6,41
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,13</b>	<b>5,34</b>	<b>7,28</b>	<b>8,94</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,63	5,13	7,23	8,94	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>34,92</b>	<b>35,11</b>	<b>38,50</b>	<b>39,05</b>	<b>40,67</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>30,80</b>	<b>30,99</b>	<b>34,38</b>	<b>34,93</b>	<b>36,55</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,25</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,13	-	-	-	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,21</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,25</b>	<b>39,68</b>	<b>39,91</b>	<b>39,76</b>	<b>40,67</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-19: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>1,96</b>	<b>6,84</b>	<b>10,91</b>	<b>13,41</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,54	6,65	10,86	13,41	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>35,94</b>	<b>35,27</b>	<b>35,41</b>	<b>37,94</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,51</b>	<b>31,85</b>	<b>31,99</b>	<b>34,52</b>	<b>37,06</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>8,11</b>	<b>7,46</b>	<b>4,88</b>	<b>6,46</b>	<b>7,66</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	6,98	6,32	3,75	6,16	7,66
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>3,51</b>	- <b>3,61</b>	- <b>3,69</b>	- <b>5,87</b>	- <b>7,66</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,56</b>	<b>32,80</b>	<b>32,86</b>	<b>32,37</b>	<b>32,82</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

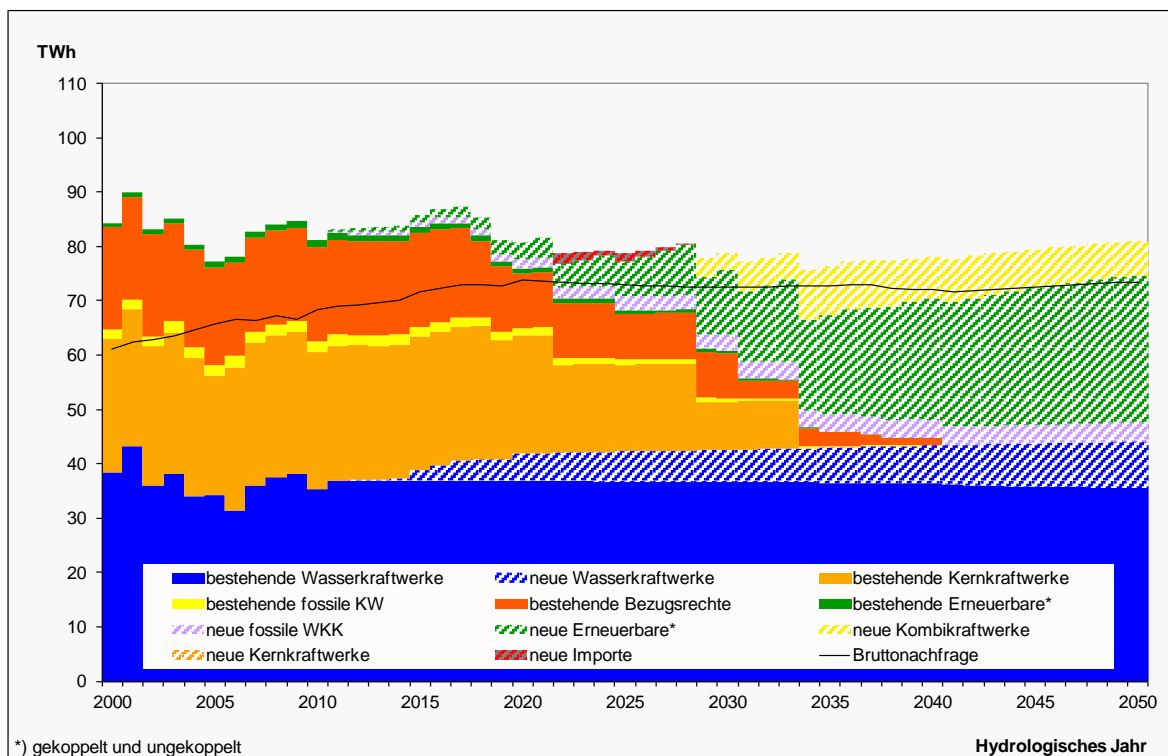
Tabelle 4-20: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.08</b>	<b>12.19</b>	<b>18.19</b>	<b>22.35</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>1.77</b>	<b>8.10</b>	<b>13.88</b>	<b>17.95</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	0.92	5.86	10.69	12.95	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-16 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. In Alternative II der Sensitivität 2 erfolgt die Deckung der sich ergebenden Stromlücke temporär bis zum Jahr 2029 durch neue Stromimporte. Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist höher als in der Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven, da für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen ein Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 implementiert ist. Damit werden nach 2029 für die Deckung der Stromnachfrage insgesamt 4 Gaskombikraftwerke benötigt.

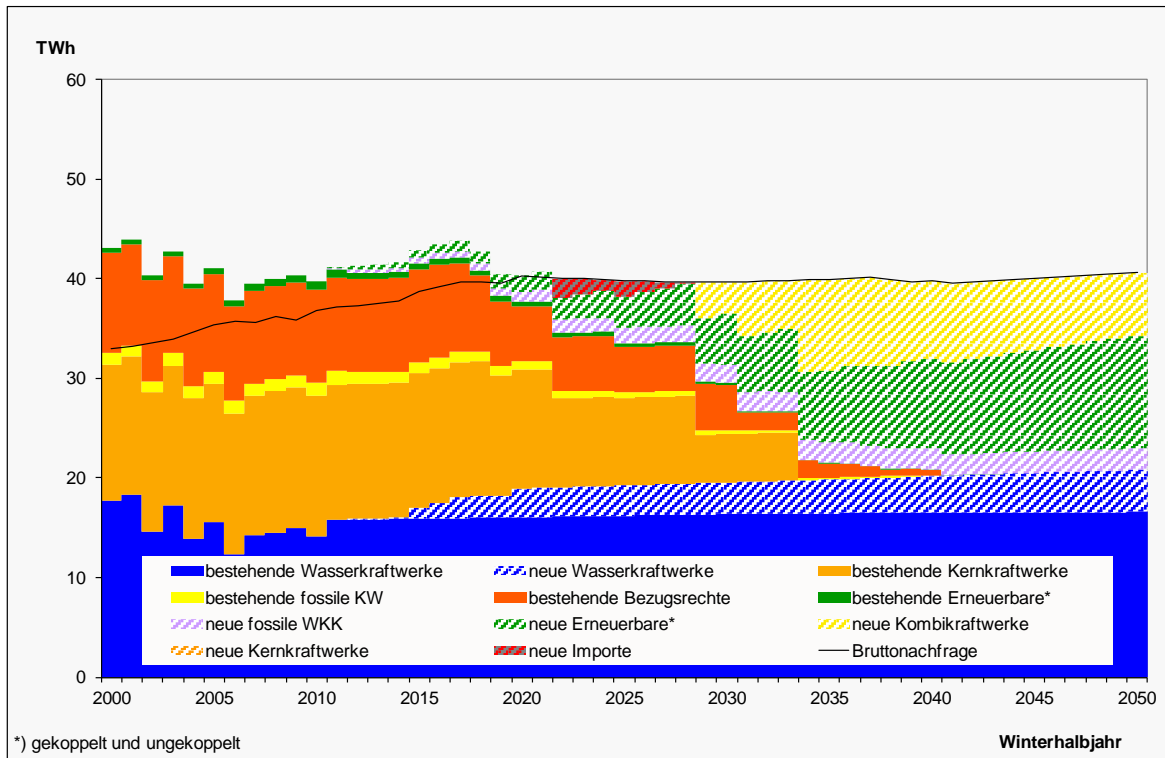
Figur 4-16: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

Figur 4-17 und Figur 4-18 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

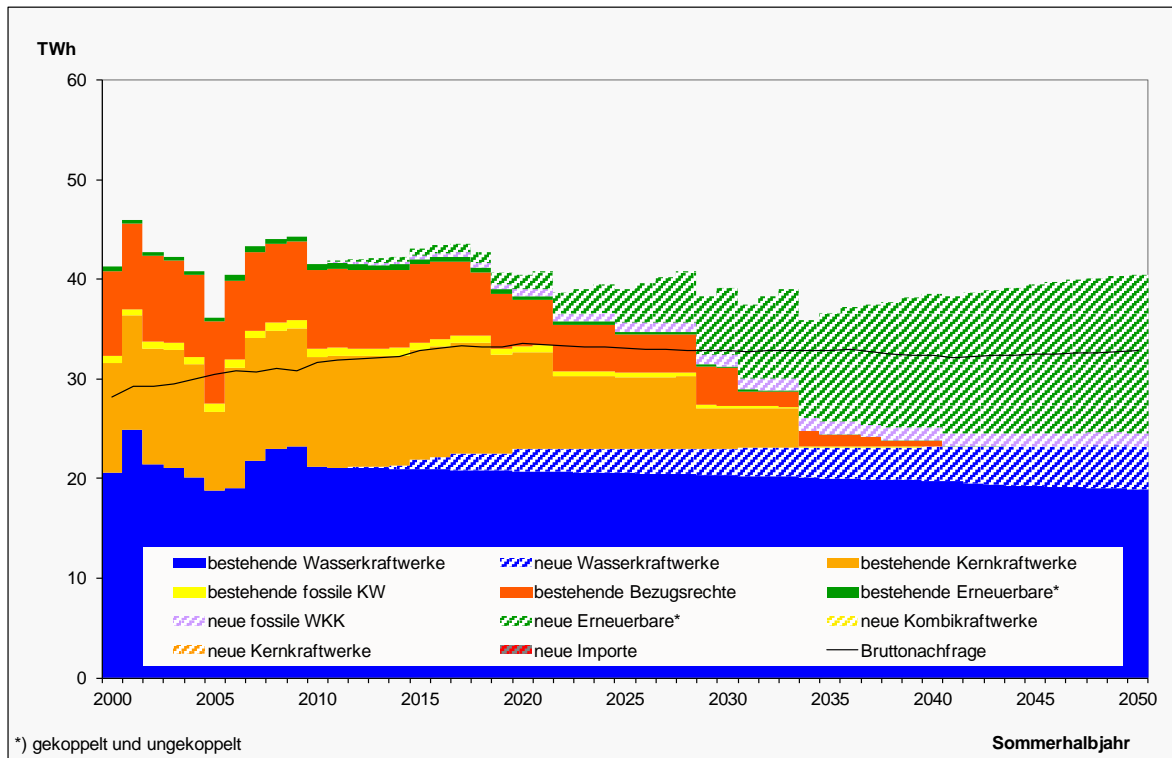
Figur 4-17: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>e</sub>/a



Quelle: Prognos 2013



Figur 4-18: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>e</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 4-21, 4-22 und 4-23 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 4-24 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

Tabelle 4-21: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,13</b>	<b>6,72</b>	<b>12,70</b>	<b>11,20</b>	<b>9,87</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3,10	9,12	7,76	6,41
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>4,08</b>	<b>12,19</b>	<b>18,19</b>	<b>22,35</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	3,17	11,79	18,09	22,35	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>70,86</b>	<b>70,38</b>	<b>73,91</b>	<b>76,99</b>	<b>81,15</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>63,31</b>	<b>62,84</b>	<b>66,37</b>	<b>69,44</b>	<b>73,61</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>9,37</b>	<b>8,58</b>	<b>6,01</b>	<b>6,82</b>	<b>7,66</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	7,11	6,32	3,75	6,16	7,66
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	<b>0,69</b>	- <b>0,16</b>	- <b>3,40</b>	- <b>5,52</b>	- <b>7,66</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>64,01</b>	<b>62,68</b>	<b>62,97</b>	<b>63,93</b>	<b>65,95</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>64,01</b>	<b>62,68</b>	<b>62,97</b>	<b>63,93</b>	<b>65,95</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>73,81</b>	<b>72,48</b>	<b>72,77</b>	<b>72,13</b>	<b>73,49</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-22: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>5,34</b>	<b>11,32</b>	<b>9,89</b>	<b>8,55</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	3,10	9,12	7,76	6,41
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>2,13</b>	<b>5,34</b>	<b>7,28</b>	<b>8,94</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,63	5,13	7,23	8,94	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>34,92</b>	<b>35,11</b>	<b>38,50</b>	<b>39,05</b>	<b>40,67</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>30,80</b>	<b>30,99</b>	<b>34,38</b>	<b>34,93</b>	<b>36,55</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,25</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,13	-	-	-	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,21</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,25</b>	<b>39,68</b>	<b>39,91</b>	<b>39,76</b>	<b>40,67</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-23: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>1,96</b>	<b>6,84</b>	<b>10,91</b>	<b>13,41</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	1,54	6,65	10,86	13,41	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>35,94</b>	<b>35,27</b>	<b>35,41</b>	<b>37,94</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>32,51</b>	<b>31,85</b>	<b>31,99</b>	<b>34,52</b>	<b>37,06</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>8,11</b>	<b>7,46</b>	<b>4,88</b>	<b>6,46</b>	<b>7,66</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	6,98	6,32	3,75	6,16	7,66
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>3,51</b>	- <b>3,61</b>	- <b>3,69</b>	- <b>5,87</b>	- <b>7,66</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,56</b>	<b>32,80</b>	<b>32,86</b>	<b>32,37</b>	<b>32,82</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-24: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>4.08</b>	<b>12.19</b>	<b>18.19</b>	<b>22.35</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>1.77</b>	<b>8.10</b>	<b>13.88</b>	<b>17.95</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	0.92	5.86	10.69	12.95	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

Aufgrund der Ausgestaltung der Szenarien entsprechen die Ergebnisse der Alternative III (Sensitivität 2) den Ergebnissen der Sensitivität 3. Für eine Analyse und einen Vergleich der Sensitivität 2, Alternative III mit den Alternativen I und II wird auf die Analyse der Ergebnisse von Sensitivität 3 in Kapitel 5 verwiesen.

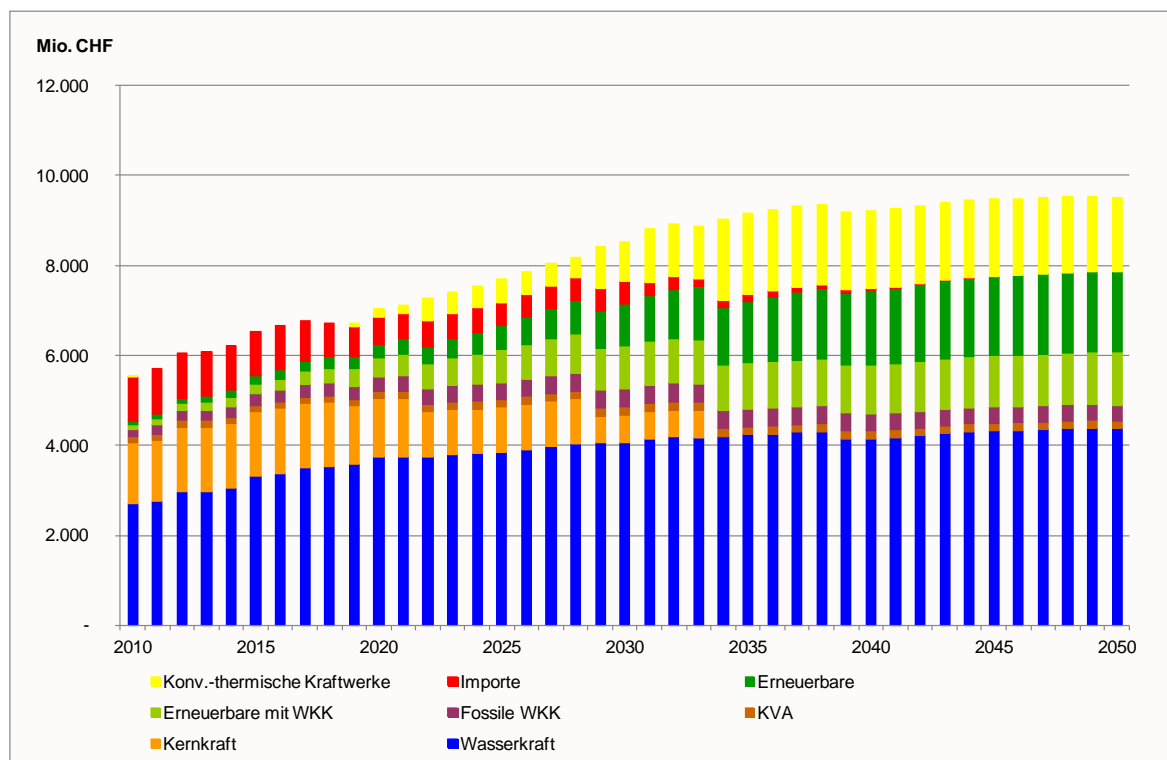
## 4.2 Kosten

Die hier dargestellten Kosten beinhalten keine Netzkosten, CO<sub>2</sub>-Kosten sind hingegen in den Kosten von Gaskombikraftwerken enthalten. Wärmegutschriften sind für die entsprechenden Technologiegruppen ebenfalls berücksichtigt.

### 4.2.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Figur 4-19 und Tabelle 4-25 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 9'500 Mio. CHF an.

Figur 4-19: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

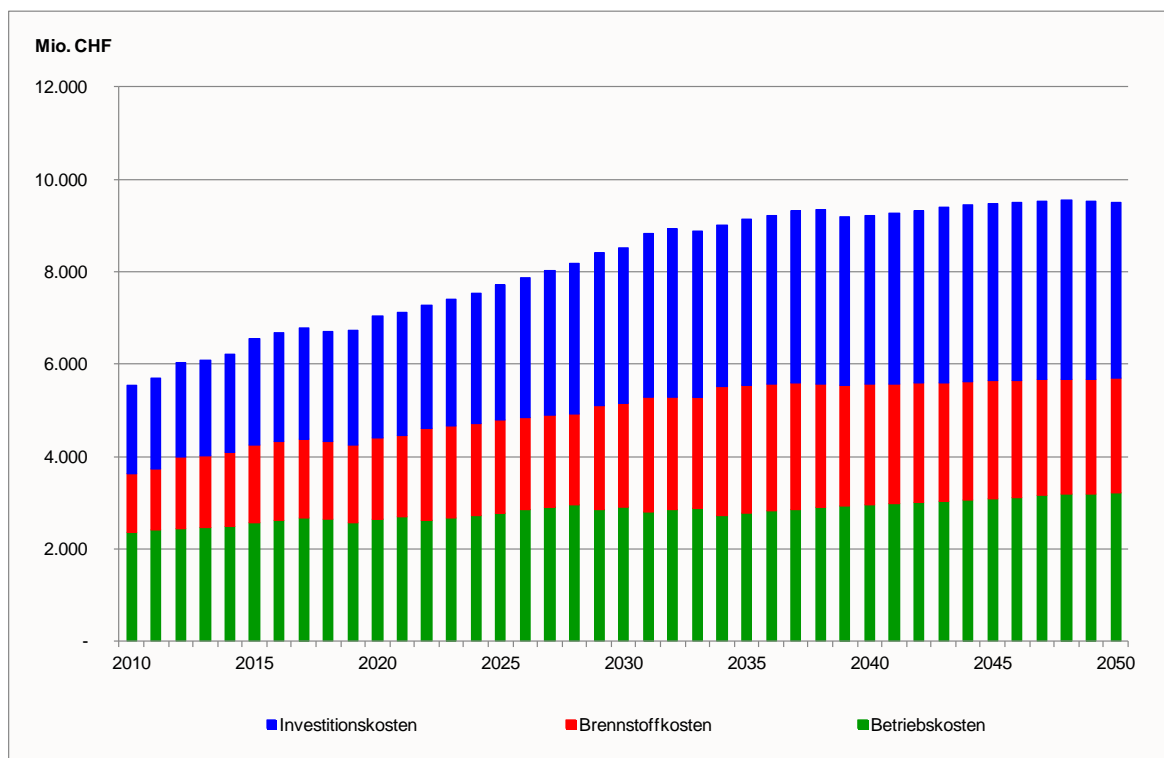
Tabelle 4-25: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	196	874	1.806	1.730	1.643
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	299	932	1.378	1.640	1.781
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>7.040</b>	<b>8.526</b>	<b>9.149</b>	<b>9.227</b>	<b>9.497</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.446</b>	<b>9.273</b>	<b>9.944</b>	<b>10.045</b>	<b>10.328</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-20 und Tabelle 4-26 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch temporär hohe Volllaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig höhere Anteile auf.

Figur 4-20: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-26: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'630	3'383	3'599	3'659	3'804
Betriebskosten	2'142	2'361	2'637	2'907	2'772	2'959	3'212
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'773	2'235	2'779	2'609	2'480
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>7'040</b>	<b>8'526</b>	<b>9'149</b>	<b>9'227</b>	<b>9'497</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'446</b>	<b>9'273</b>	<b>9'944</b>	<b>10'045</b>	<b>10'328</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-27 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien.

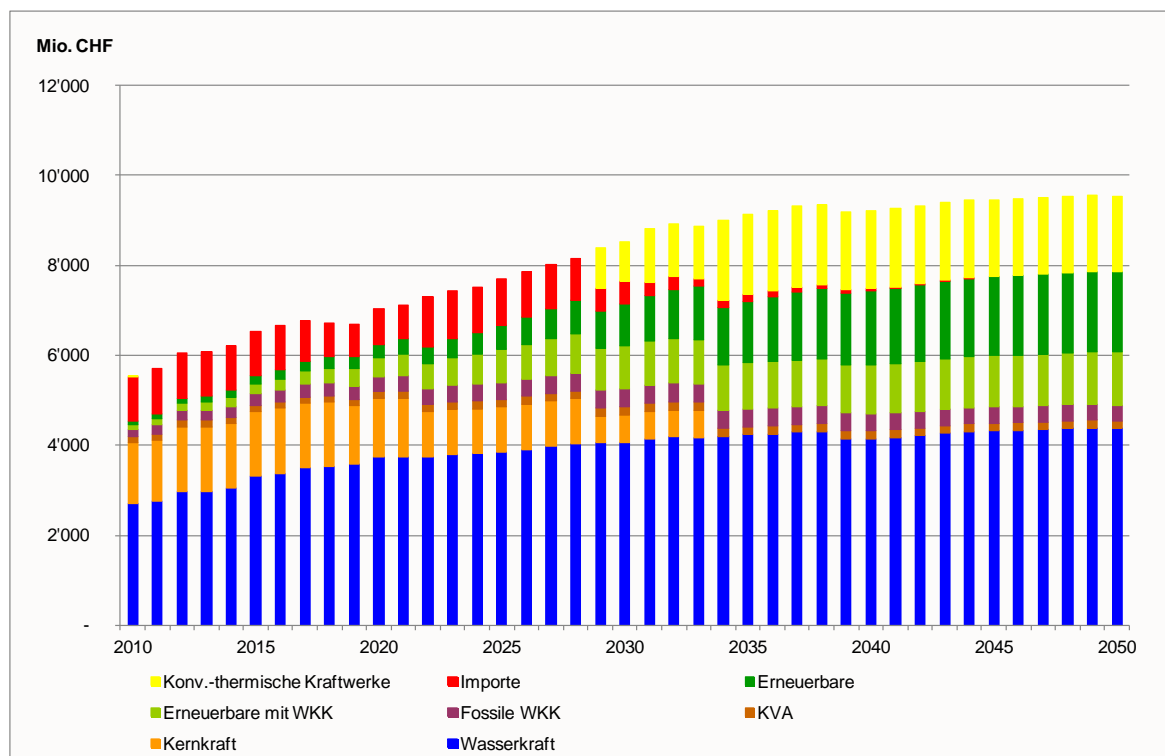
Tabelle 4-27: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	19.476
Fossile WKK	6.092
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	19.026
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>77.081</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>88.750</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-21 und Tabelle 4-28 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 9'500 Mio. CHF an.

Figur 4-21: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparkes nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013



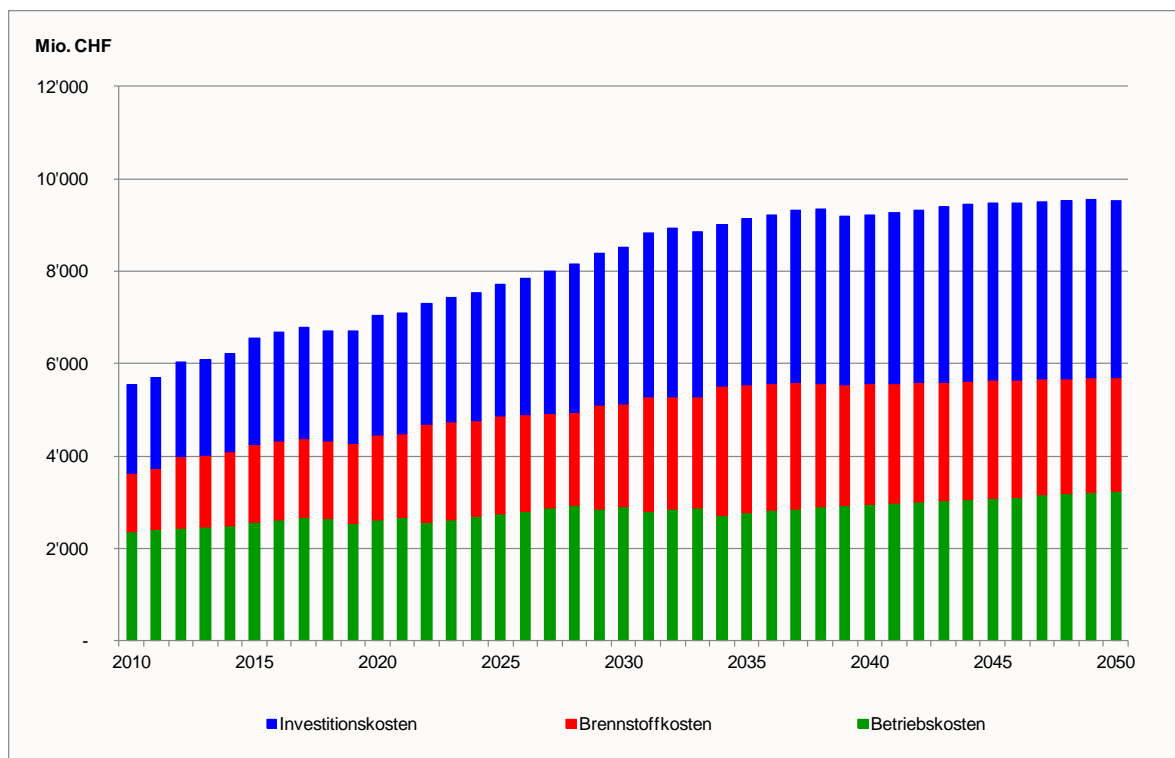
Tabelle 4-28: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		867	1'798	1'723	1'684
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1'020	1'086	1'175
Erneuerbare	18	77	299	932	1'378	1'640	1'781
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	793	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>7'045</b>	<b>8'518</b>	<b>9'141</b>	<b>9'219</b>	<b>9'538</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'451</b>	<b>9'266</b>	<b>9'936</b>	<b>10'038</b>	<b>10'370</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-22 und Tabelle 4-29 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch neue Stromimporte bzw. hohe Vollaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig steigende Anteile auf.

Figur 4-22: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-29: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparcs nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'601	3'383	3'599	3'659	3'833
Betriebskosten	2'142	2'361	2'620	2'907	2'772	2'959	3'227
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'824	2'228	2'771	2'602	2'478
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>7'045</b>	<b>8'518</b>	<b>9'141</b>	<b>9'219</b>	<b>9'538</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'451</b>	<b>9'266</b>	<b>9'936</b>	<b>10'038</b>	<b>10'370</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-30 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien. Die Gesamtkosten des Zubaus sind dabei in der Alternative II nur geringfügig niedriger als in der Alternative I.

Tabelle 4-30: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	13'789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	16'681
Fossile WKK	6'092
Erneuerbare mit WKK	15'772
Erneuerbare	19'026
KVA	2'926
Import	2'703
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>76'990</b>
Wärmegutschriften	11'669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>88'659</b>

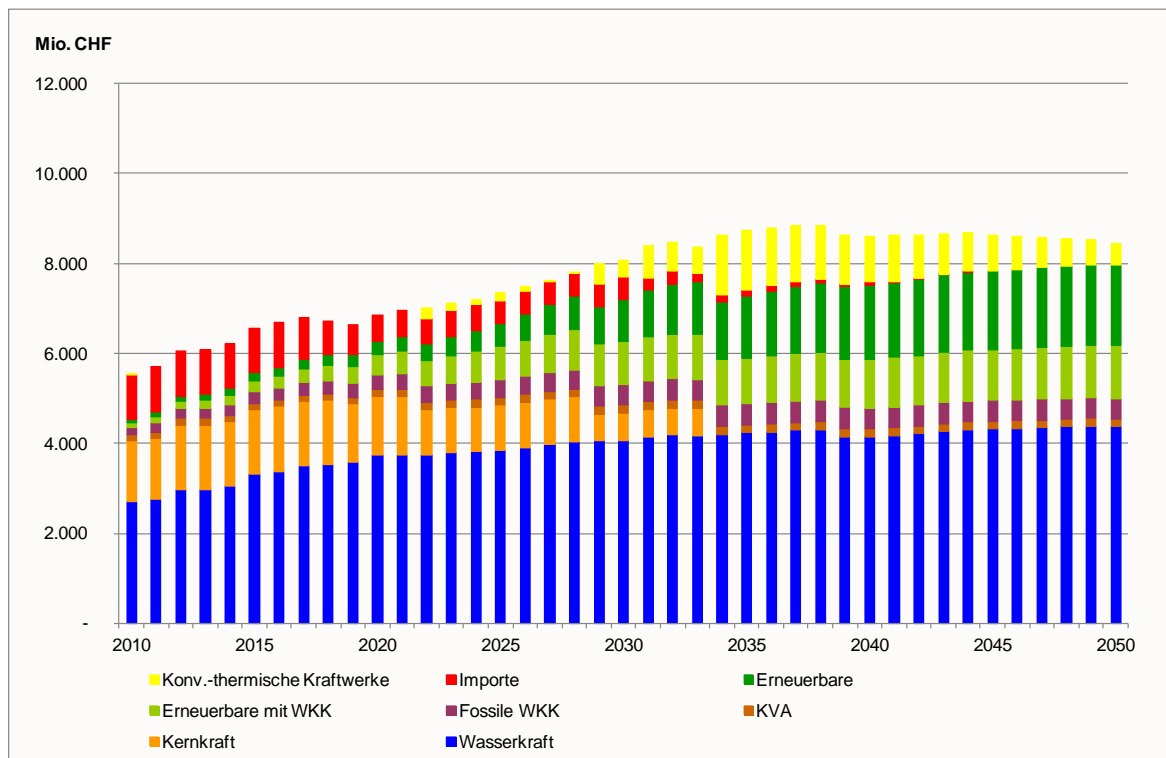
Quelle: Prognos 2013

Aufgrund der Ausgestaltung der Szenarien entsprechen die Ergebnisse der Alternative III (Sensitivität 2) den Ergebnissen der Sensitivität 3. Für eine Analyse und einen Vergleich der Sensitivität 2, Alternative III mit den Alternativen I und II wird auf die Analyse der Ergebnisse von Sensitivität 3 in Kapitel 5 verwiesen.

#### 4.2.2 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 4-23 und Tabelle 4-31 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'400 Mio. CHF an.

Figur 4-23: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

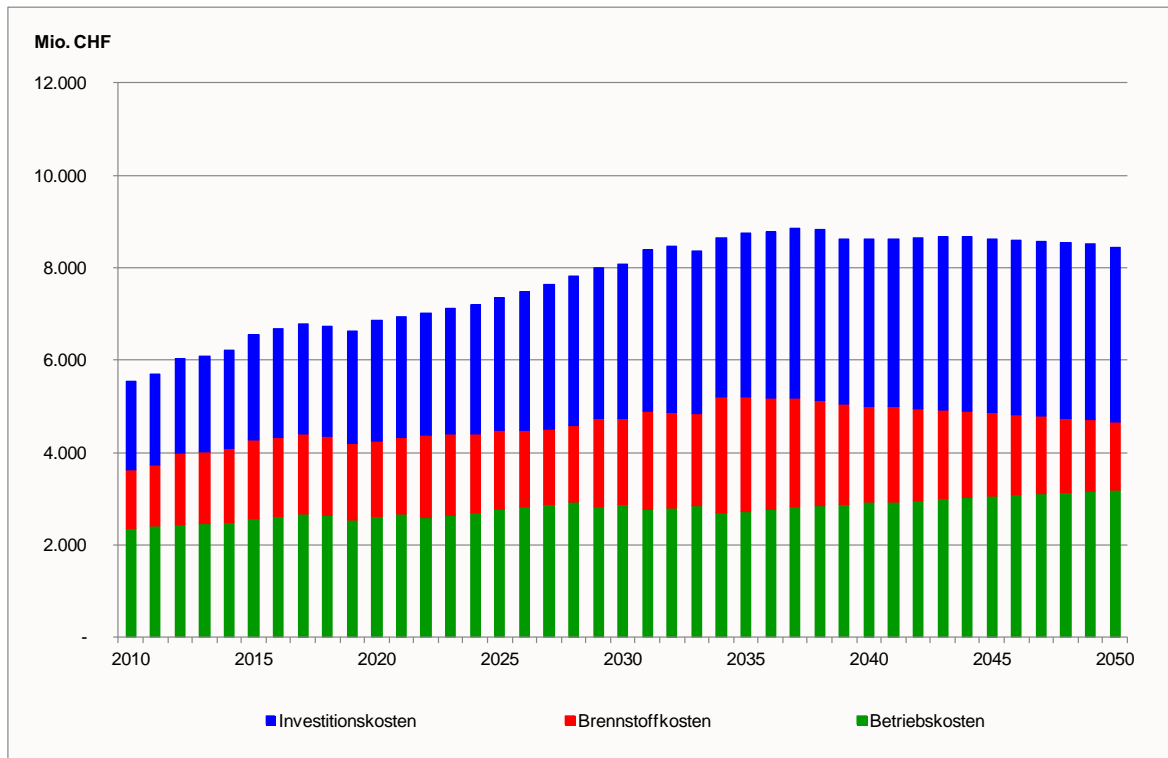
Tabelle 4-31: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		375	1.323	1.028	492
Fossile WKK	87	168	335	457	472	458	458
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	299	932	1.378	1.640	1.781
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>6.856</b>	<b>8.084</b>	<b>8.743</b>	<b>8.611</b>	<b>8.447</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.262</b>	<b>8.831</b>	<b>9.538</b>	<b>9.429</b>	<b>9.279</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-24 und Tabelle 4-32 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch hohe Volllaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig steigende Anteile auf.

Figur 4-24: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-32: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'601	3'355	3'542	3'601	3'776
Betriebskosten	2'142	2'361	2'620	2'887	2'735	2'920	3'185
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'635	1'843	2'467	2'089	1'486
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>6'856</b>	<b>8'084</b>	<b>8'743</b>	<b>8'611</b>	<b>8'447</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'262</b>	<b>8'831</b>	<b>9'538</b>	<b>9'429</b>	<b>9'279</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-33 zeigt die kumulierten und diskontieren Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien.

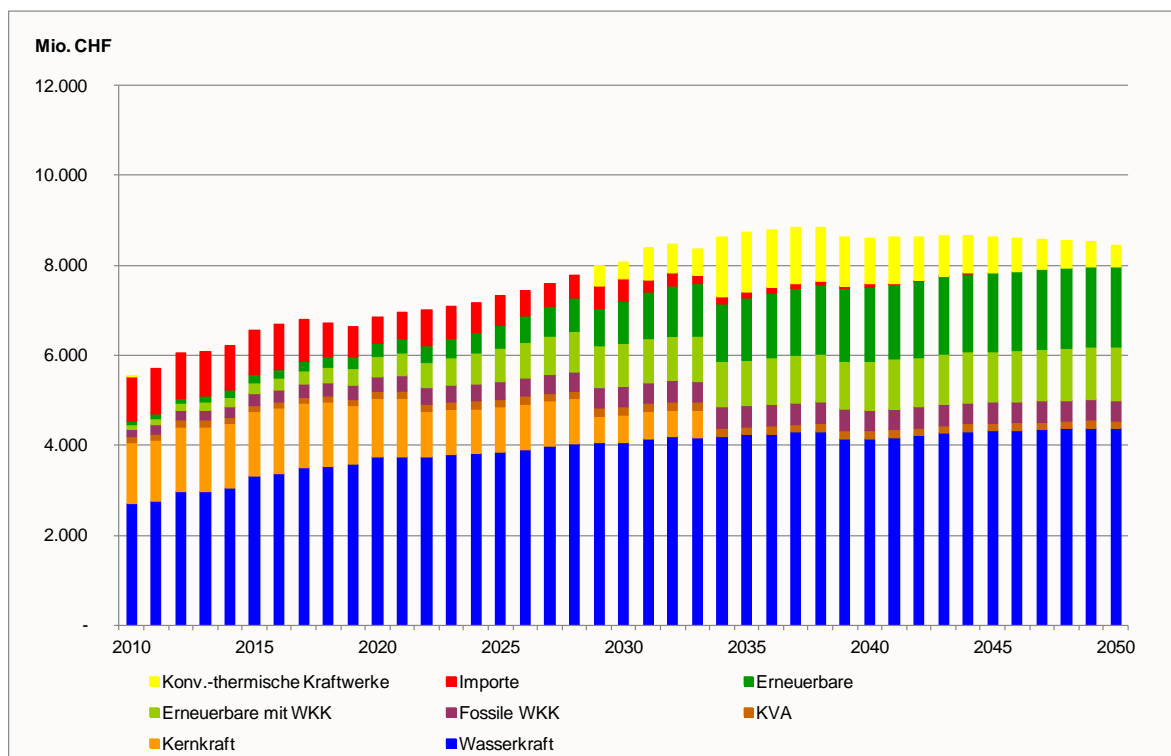
Tabelle 4-33: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	9.863
Fossile WKK	7.041
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	19.026
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>68.418</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>80.087</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-25 und Tabelle 4-34 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'400 Mio. CHF an.

Figur 4-25: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerksparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

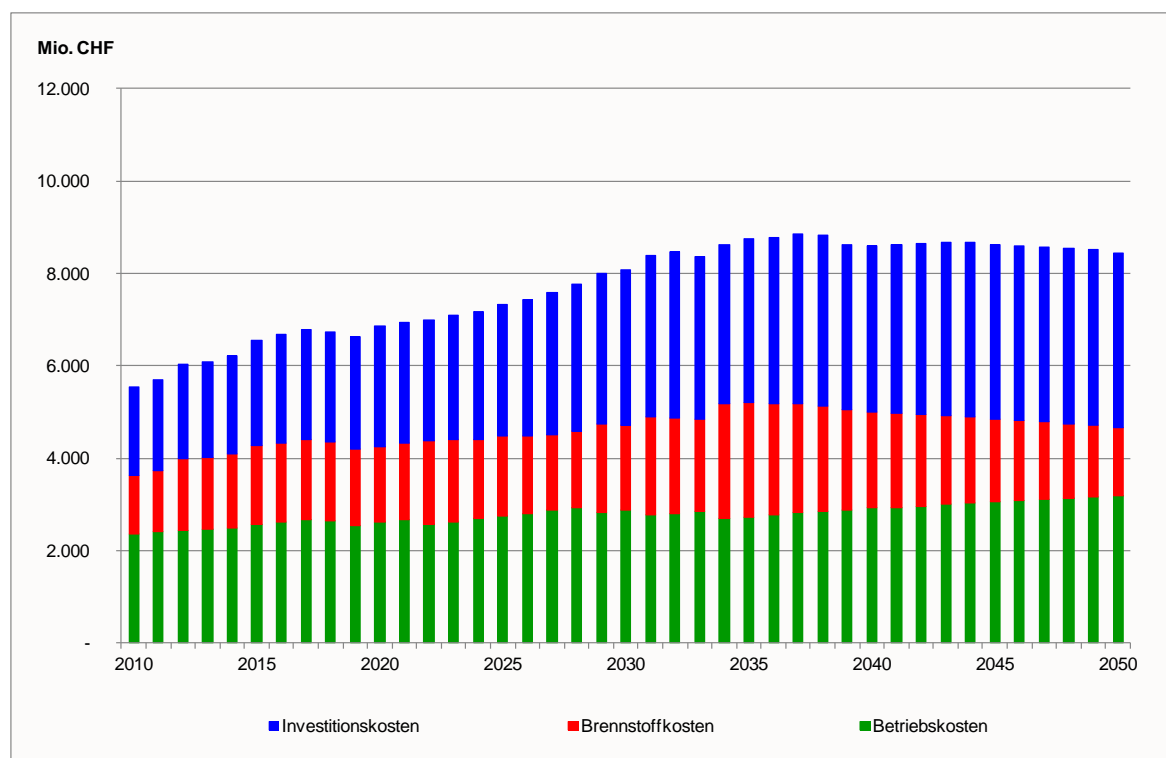
Tabelle 4-34: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		373	1.320	1.025	491
Fossile WKK	87	168	335	457	472	458	458
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	299	932	1.378	1.640	1.781
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>6.856</b>	<b>8.082</b>	<b>8.740</b>	<b>8.609</b>	<b>8.446</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.262</b>	<b>8.830</b>	<b>9.534</b>	<b>9.427</b>	<b>9.278</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-26 und Tabelle 4-35 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch neue Stromimporte bzw. hohe Volllaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig steigende Anteile auf.

Figur 4-26: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-35: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'601	3'355	3'542	3'601	3'776
Betriebskosten	2'142	2'361	2'620	2'887	2'735	2'920	3'185
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'635	1'841	2'463	2'087	1'485
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>6'856</b>	<b>8'082</b>	<b>8'740</b>	<b>8'609</b>	<b>8'446</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'262</b>	<b>8'830</b>	<b>9'534</b>	<b>9'427</b>	<b>9'278</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-36 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien. Die Gesamtkosten des Zubaus sind dabei in der Alternative II etwas niedriger als in der Alternative I. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Bau von Gaskombikraftwerken in der Schweiz teurer ist als der Stromimport aus dem benachbarten Ausland. Der Unterschied in den kumulierten Gesamtkosten ist allerdings relativ gering.

Tabelle 4-36: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	9.201
Fossile WKK	7.041
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	19.026
KVA	2.926
Import	481
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>68.237</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>79.905</b>

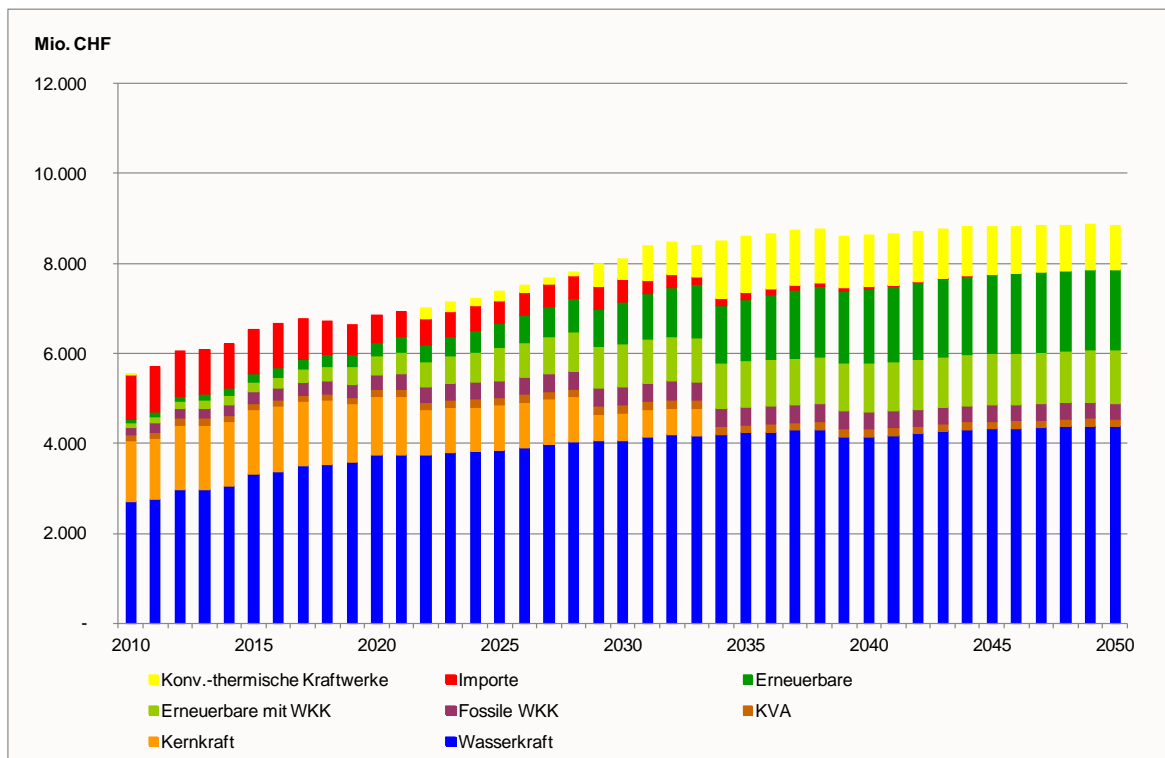
Quelle: Prognos 2013

Aufgrund der Ausgestaltung der Szenarien entsprechen die Ergebnisse der Alternative III (Sensitivität 2) den Ergebnissen der Sensitivität 3. Für eine Analyse und einen Vergleich der Sensitivität 2, Alternative III mit den Alternativen I und II wird auf die Analyse der Ergebnisse von Sensitivität 3 in Kapitel 5 verwiesen.

#### 4.2.3 Szenario „Politische Massnahmen“

Figur 4-27 und Tabelle 4-37 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'800 Mio. CHF an.

Figur 4-27: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-37: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

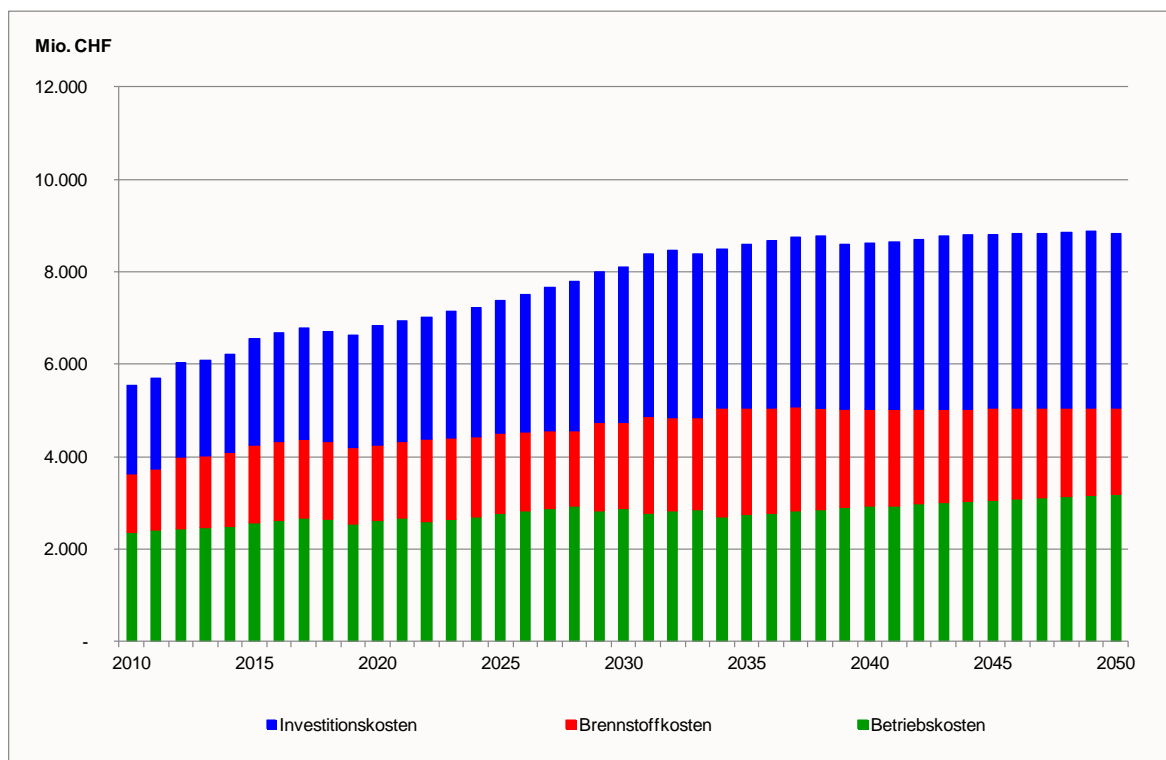
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		442	1.256	1.125	983
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	299	932	1.378	1.640	1.781
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>6.843</b>	<b>8.094</b>	<b>8.600</b>	<b>8.622</b>	<b>8.837</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.249</b>	<b>8.841</b>	<b>9.394</b>	<b>9.440</b>	<b>9.669</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-28 und Tabelle 4-38 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch hohe Volllaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig steigende Anteile auf.



Figur 4-28: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-38: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'601	3'355	3'542	3'601	3'776
Betriebskosten	2'142	2'361	2'620	2'888	2'737	2'923	3'191
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'622	1'851	2'321	2'097	1'871
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>6'843</b>	<b>8'094</b>	<b>8'600</b>	<b>8'622</b>	<b>8'837</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'249</b>	<b>8'841</b>	<b>9'394</b>	<b>9'440</b>	<b>9'669</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-39 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien.

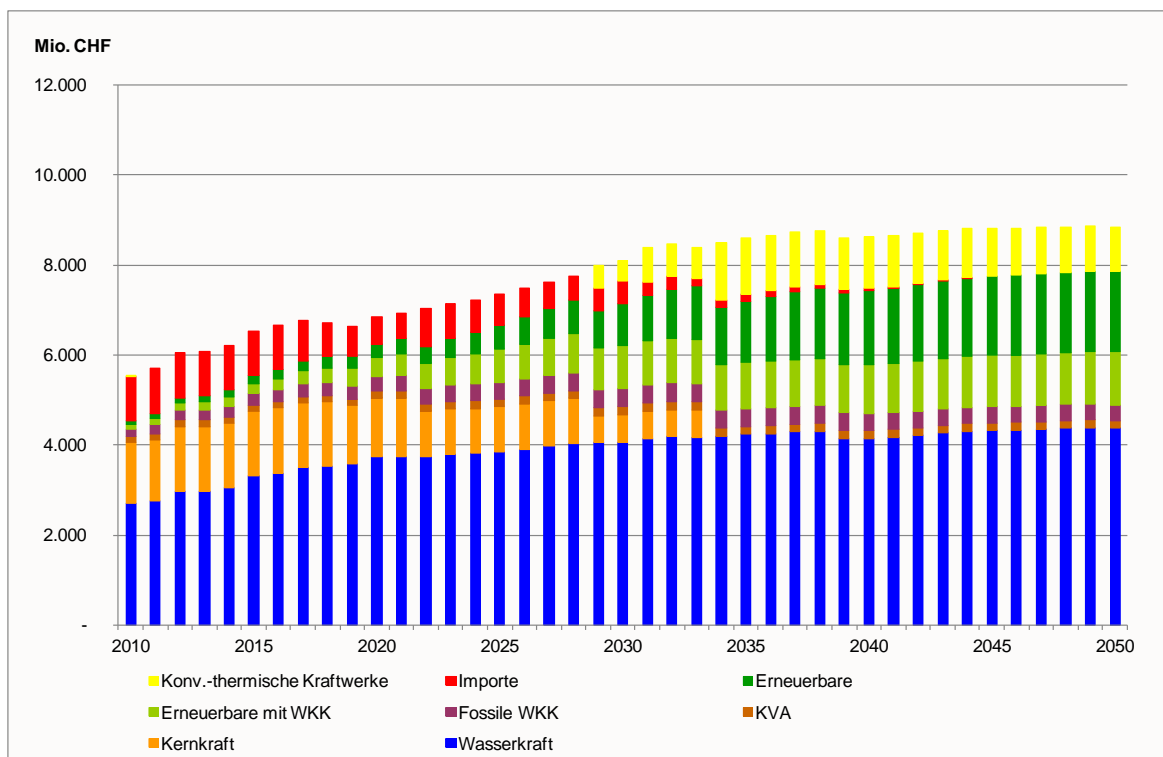
Tabelle 4-39: Sensitivität 2 (Alternative I), Szenario „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	11.453
Fossile WKK	6.092
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	19.026
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>69.059</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>80.728</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-29 und Tabelle 4-40 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'800 CHF an.

Figur 4-29: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

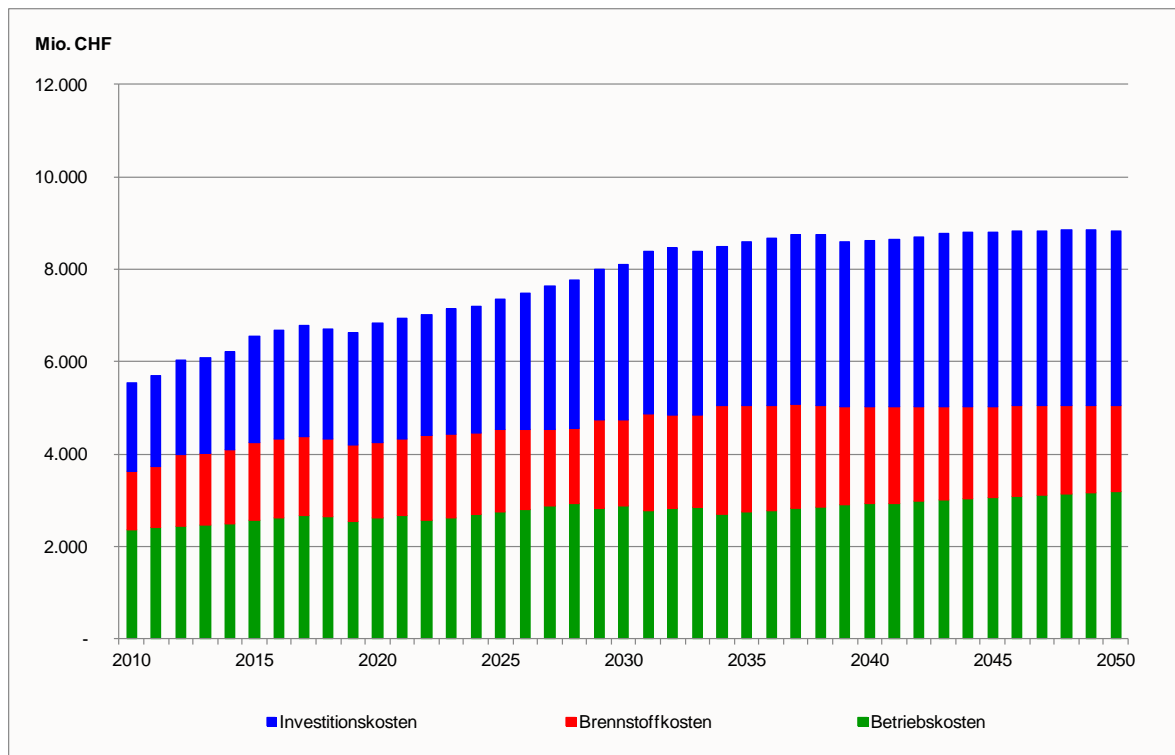
Tabelle 4-40: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2'791	2'702	3'743	4'071	4'236	4'153	4'370
Kernkraft	1'345	1'349	1'297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		440	1'253	1'122	981
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1'020	1'086	1'175
Erneuerbare	18	77	299	932	1'378	1'640	1'781
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1'070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>6'843</b>	<b>8'092</b>	<b>8'597</b>	<b>8'619</b>	<b>8'835</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'249</b>	<b>8'839</b>	<b>9'391</b>	<b>9'437</b>	<b>9'667</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 4-30 und Tabelle 4-41 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Brennstoffkosten weisen durch neue Stromimporte bzw. hohe Vollaststunden von Gaskombikraftwerke vor allem mittelfristig steigende Anteile auf.

Figur 4-30: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-41: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	2'601	3'355	3'542	3'601	3'776
Betriebskosten	2'142	2'361	2'620	2'888	2'737	2'923	3'191
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'622	1'849	2'318	2'094	1'868
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>6'843</b>	<b>8'092</b>	<b>8'597</b>	<b>8'619</b>	<b>8'835</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'249</b>	<b>8'839</b>	<b>9'391</b>	<b>9'437</b>	<b>9'667</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 4-42 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien. Die Gesamtkosten des Zubaus sind dabei in der Alternative II etwas niedriger als in der Alternative I. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Bau von Gaskombikraftwerken in der Schweiz teurer ist als der Stromimport aus dem benachbarten Ausland. Der Unterschied in den kumulierten Gesamtkosten ist allerdings relativ gering.

Tabelle 4-42: Sensitivität 2 (Alternative II), Szenario „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	2010 bis 2050
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	10.602
Fossile WKK	6.092
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	19.026
KVA	2.926
Import	750
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>68.958</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>80.627</b>

Quelle: Prognos 2013

Aufgrund der Ausgestaltung der Szenarien entsprechen die Ergebnisse der Alternative III (Sensitivität 2) den Ergebnissen der Sensitivität 3. Für eine Analyse und einen Vergleich der Sensitivität 2, Alternative III mit den Alternativen I und II wird auf die Analyse der Ergebnisse von Sensitivität 3 in Kapitel 5 verwiesen.

# 5 Ergebnisse Sensitivität 3

## 5.1 Stromerzeugung

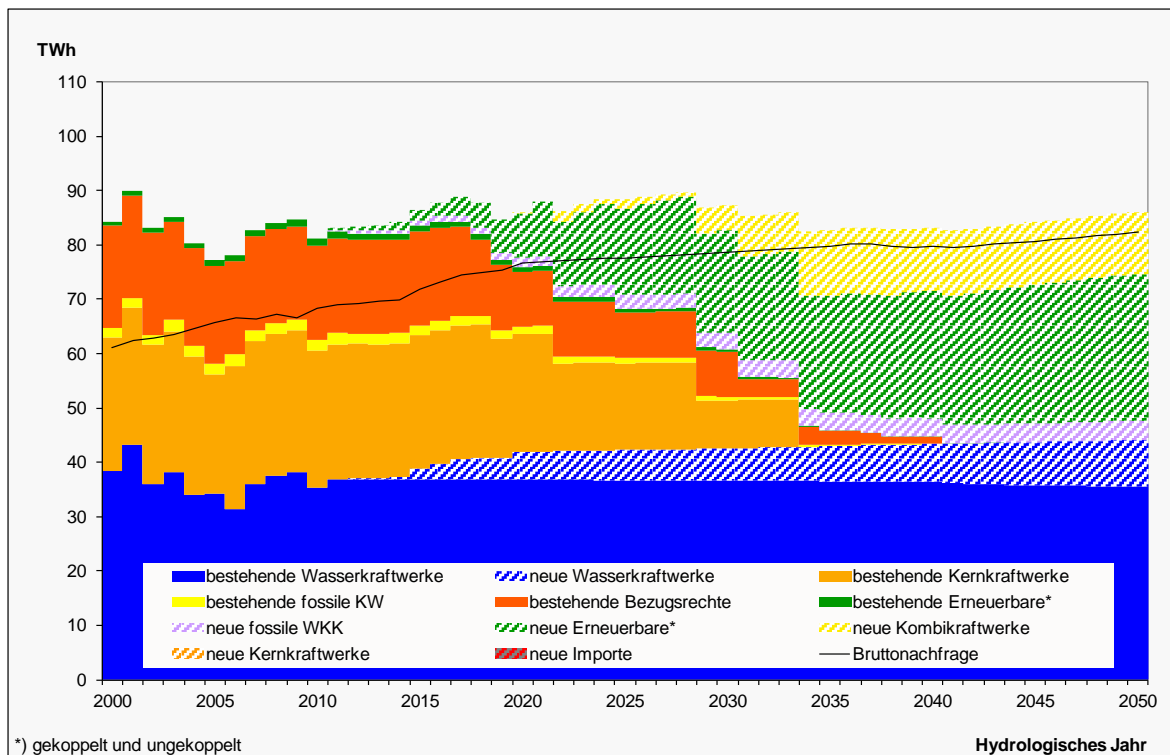
Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren ist in allen Szenarien der Sensitivität 3 höher als in der Stromangebotsvariante C&E der Energieperspektiven. Für den Zubau von Photovoltaik-Anlagen sind ein Maximum der Photovoltaik-Erzeugung von 14 TWh im Jahr 2050 und eine Erzeugung von 12 TWh im Jahr 2025 implementiert.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen (Stromerzeugung und Gesamtkosten) entsprechen den Ergebnissen für die Alternative III in der Sensitivität 2.

### 5.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Figur 5-1 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. In Sensitivität 3 erfolgt die Deckung der verbleibenden Stromlücke durch Gaskombikraftwerke. Für die Deckung der Stromnachfrage werden insgesamt 6 Gaskombikraftwerke benötigt. Im Vergleich zur Variante C&E der Energieperspektiven kann somit ein Gaskombikraftwerk eingespart werden. Das erste Gaskombikraftwerk wird im Jahr 2022 zugebaut, drei Jahre später als in der Basisvariante. Die Gaskombikraftwerke laufen während des gesamten Betrachtungszeitraums nur im Winterhalbjahr. Im Sommerhalbjahr werden deutliche Überschüsse produziert, insbesondere am Anfang des Betrachtungszeitraums, in dem ein starker Zubau von PV-Kapazitäten erfolgt.

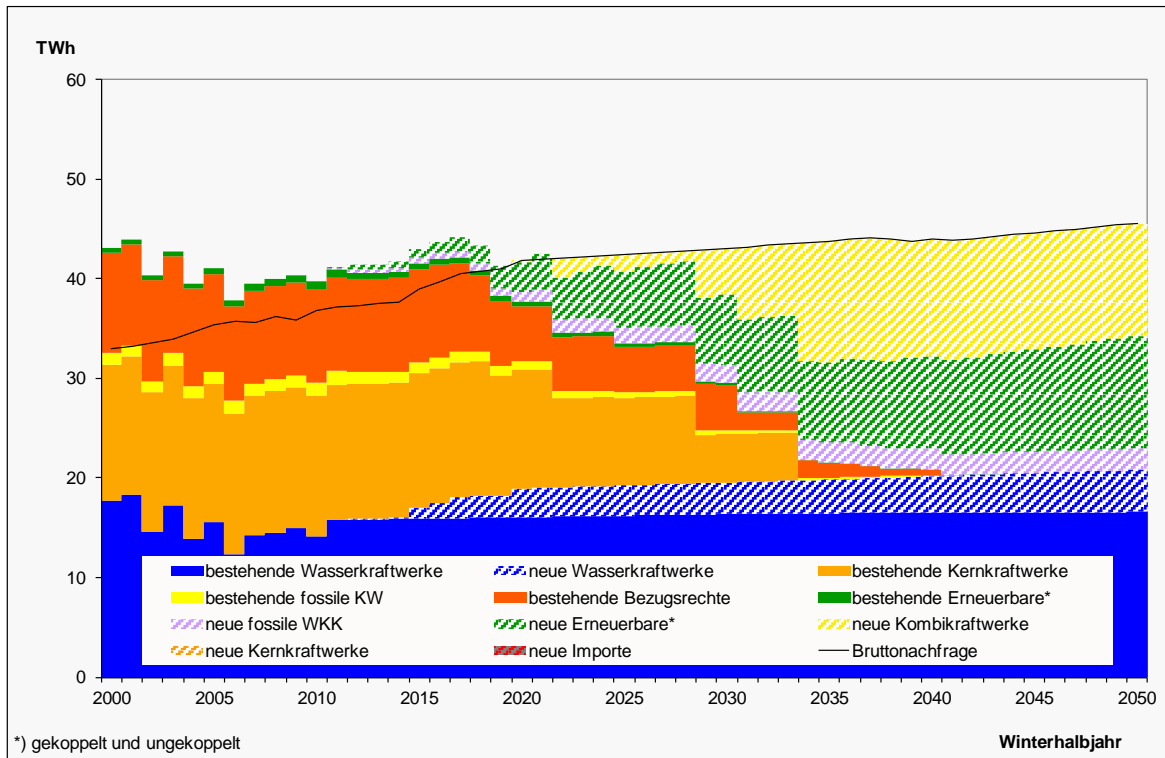
Figur 5-1: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

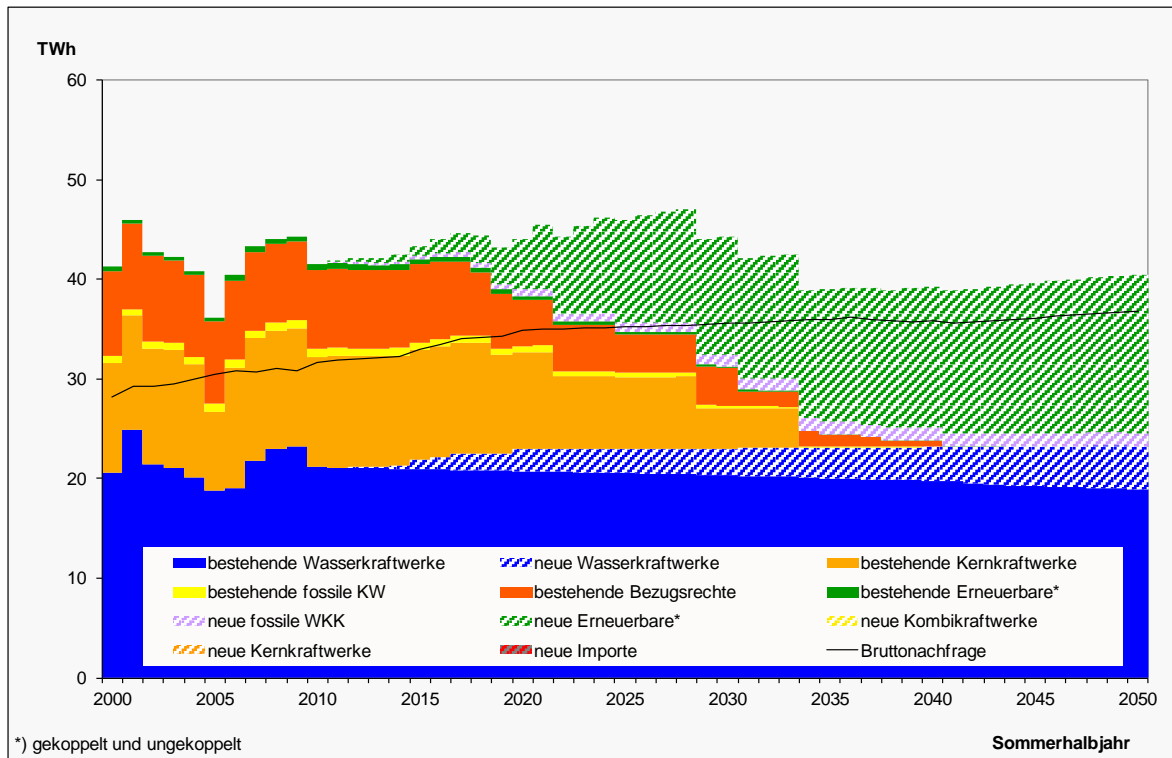
Figur 5-2 und Figur 5-3 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr.

Figur 5-2: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

Figur 5-3: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 5-1, 5-2 und 5-3 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 5-4 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

Tabelle 5-1: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,30</b>	<b>8,17</b>	<b>15,67</b>	<b>15,11</b>	<b>14,77</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0,17	4,55	12,09	11,67	11,32
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>8,97</b>	<b>19,29</b>	<b>21,53</b>	<b>23,44</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	8,05	18,89	21,43	23,43	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>75,91</b>	<b>78,94</b>	<b>80,22</b>	<b>81,98</b>	<b>86,05</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>68,37</b>	<b>71,39</b>	<b>72,68</b>	<b>74,44</b>	<b>78,51</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>11,46</b>	<b>11,01</b>	<b>5,28</b>	<b>4,20</b>	<b>3,72</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	9,20	8,75	3,02	3,54	3,72
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	- <b>1,40</b>	- <b>2,58</b>	- <b>2,67</b>	- <b>2,89</b>	- <b>3,72</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>66,97</b>	<b>68,81</b>	<b>70,00</b>	<b>71,55</b>	<b>74,79</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>66,97</b>	<b>68,81</b>	<b>70,00</b>	<b>71,55</b>	<b>74,79</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>76,77</b>	<b>78,61</b>	<b>79,81</b>	<b>79,75</b>	<b>82,34</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013



Tabelle 5-2: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>2,07</b>	<b>6,79</b>	<b>14,30</b>	<b>13,80</b>	<b>13,46</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	0,17	4,55	12,09	11,67	11,32
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>3,45</b>	<b>7,26</b>	<b>8,18</b>	<b>9,23</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	2,95	7,05	8,13	9,23	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>36,41</b>	<b>38,47</b>	<b>42,37</b>	<b>43,25</b>	<b>45,57</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>32,29</b>	<b>34,35</b>	<b>38,25</b>	<b>39,13</b>	<b>41,45</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	0,00	-	0,00	0,00	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>4,34</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>36,63</b>	<b>37,80</b>	<b>38,54</b>	<b>39,48</b>	<b>41,45</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>36,63</b>	<b>37,80</b>	<b>38,54</b>	<b>39,48</b>	<b>41,45</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>41,87</b>	<b>43,05</b>	<b>43,79</b>	<b>43,96</b>	<b>45,57</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-3: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>5,52</b>	<b>12,03</b>	<b>13,34</b>	<b>14,20</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	5,10	11,84	13,30	14,20	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>39,50</b>	<b>40,46</b>	<b>37,85</b>	<b>38,73</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>36,08</b>	<b>37,04</b>	<b>34,43</b>	<b>35,31</b>	<b>37,05</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>10,34</b>	<b>9,88</b>	<b>4,16</b>	<b>3,84</b>	<b>3,72</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	9,20	8,75	3,02	3,54	3,72
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>5,74</b>	- <b>6,03</b>	- <b>2,97</b>	- <b>3,24</b>	- <b>3,72</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>30,34</b>	<b>31,01</b>	<b>31,46</b>	<b>32,07</b>	<b>33,34</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>30,34</b>	<b>31,01</b>	<b>31,46</b>	<b>32,07</b>	<b>33,34</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>34,90</b>	<b>35,57</b>	<b>36,02</b>	<b>35,79</b>	<b>36,76</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-4: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

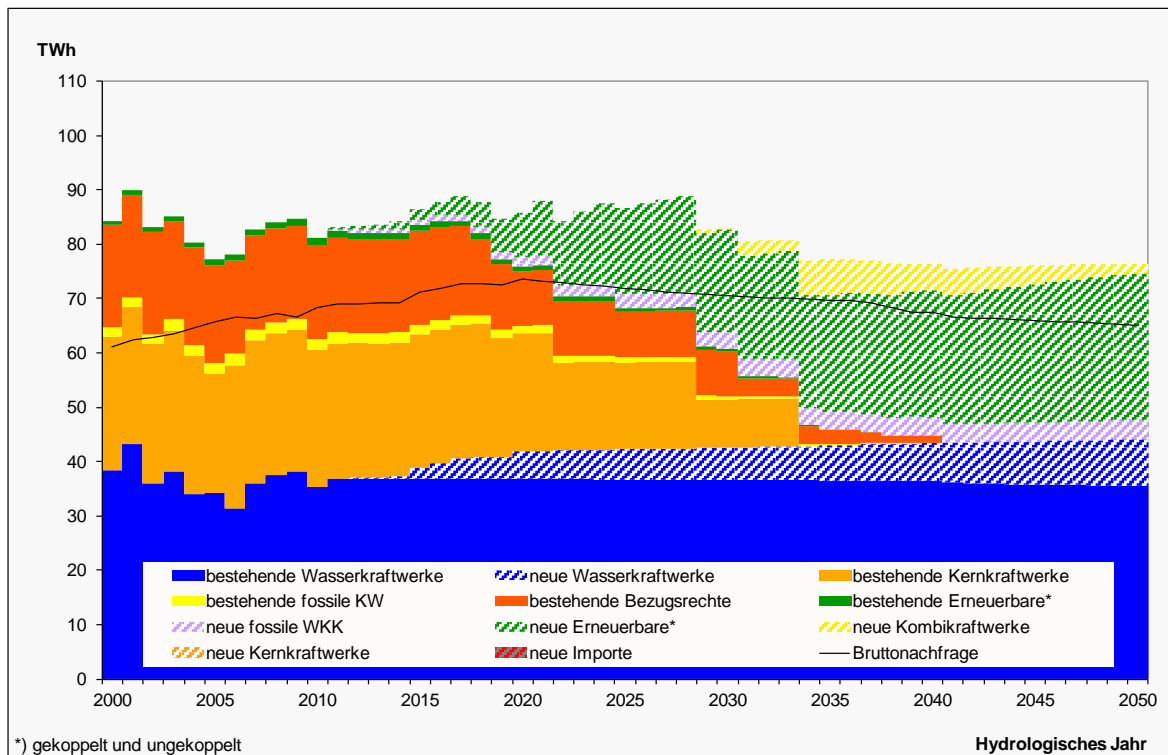
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>8.97</b>	<b>19.29</b>	<b>21.53</b>	<b>23.44</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>6.66</b>	<b>15.20</b>	<b>17.22</b>	<b>19.03</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	5.80	12.96	14.03	14.04	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

### 5.1.2 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 5-4 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. Bis zum Jahr 2029 kann so die gesamte Stromnachfrage gedeckt werden. Nach 2029 werden für die Deckung der Stromnachfrage (im Winterhalbjahr) aber insgesamt 3 Gaskombikraftwerke benötigt, damit wird gegenüber der Variante C&E der Energieperspektiven ein Gaskombikraftwerk eingespart. Das erste dieser Anlagen wird im Jahr 2029 zugebaut, sieben Jahre später als in der Variante C&E.

Figur 5-4: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

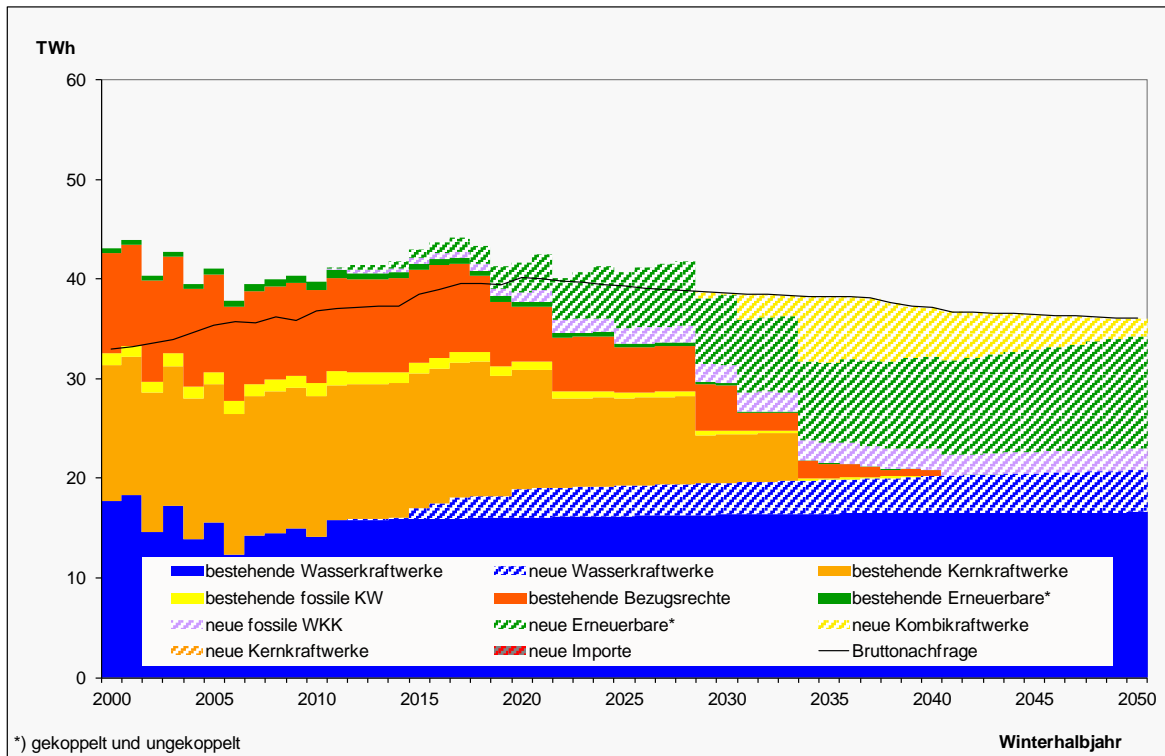


\*) gekoppelt und ungekoppelt

Quelle: Prognos 2013

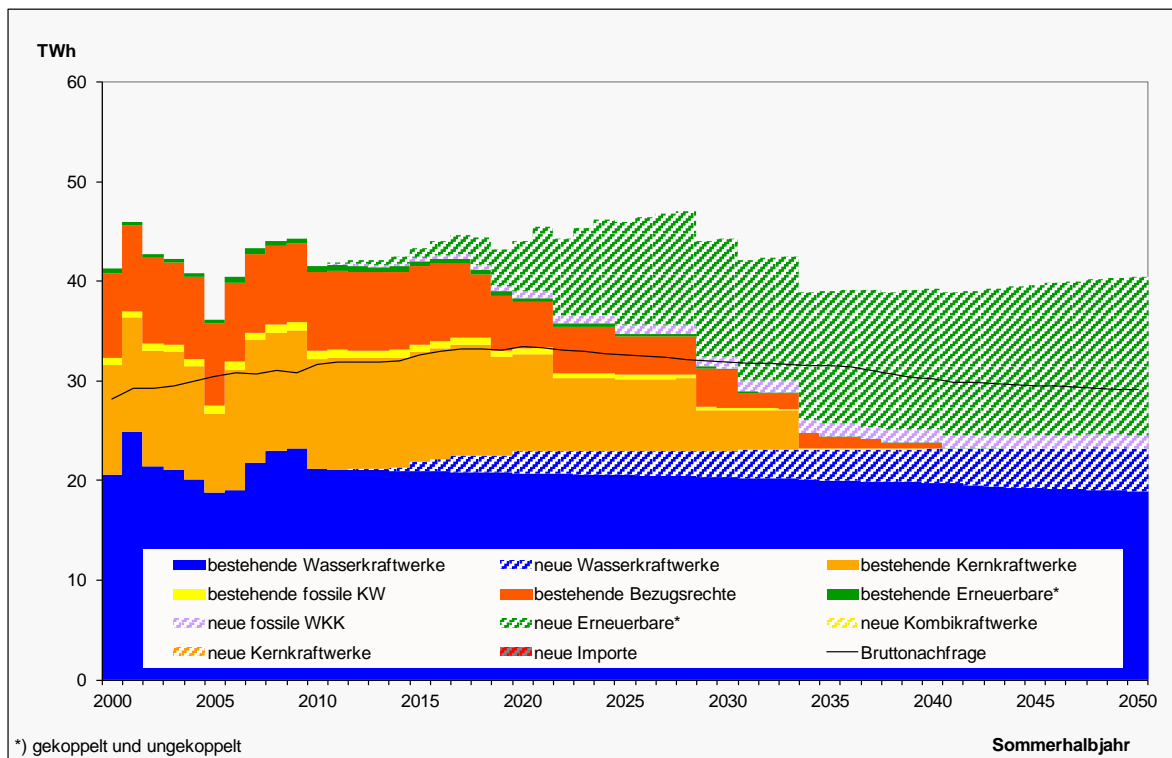
Figur 5-5 und Figur 5-6 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr. Die Gaskombikraftwerke laufen nur im Winterhalbjahr. Im Sommerhalbjahr werden durchwegs Überschüsse aus PV-Produktion produziert, insbesondere am Anfang des Betrachtungszeitraums, wenn Überkapazitäten aufgebaut werden, während die bestehenden Kraftwerke noch laufen. Aufgrund der geringeren Nachfrage im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ entstehen bis 2029 auch im Winter Überproduktionen.

Figur 5-5: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>e</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

Figur 5-6: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 5-5, 5-6 und 5-7 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 5-8 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

Tabelle 5-5: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,13</b>	<b>3,73</b>	<b>10,11</b>	<b>8,31</b>	<b>5,22</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	0,11	6,54	4,86	1,77
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>8,97</b>	<b>19,29</b>	<b>21,53</b>	<b>23,44</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	8,05	18,89	21,43	23,43	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>75,74</b>	<b>74,49</b>	<b>74,66</b>	<b>75,18</b>	<b>76,50</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>68,20</b>	<b>66,95</b>	<b>67,12</b>	<b>67,64</b>	<b>68,96</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>14,46</b>	<b>14,65</b>	<b>9,82</b>	<b>9,73</b>	<b>11,40</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	12,20	12,39	7,56	9,07	11,40
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	- <b>4,39</b>	- <b>6,23</b>	- <b>7,21</b>	- <b>8,42</b>	- <b>11,40</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>63,80</b>	<b>60,72</b>	<b>59,91</b>	<b>59,22</b>	<b>57,56</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>73,61</b>	<b>70,52</b>	<b>69,71</b>	<b>67,42</b>	<b>65,10</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-6: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>2,35</b>	<b>8,74</b>	<b>7,00</b>	<b>3,91</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	0,11	6,54	4,86	1,77
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>3,45</b>	<b>7,26</b>	<b>8,18</b>	<b>9,23</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	2,95	7,05	8,13	9,23	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>36,24</b>	<b>34,03</b>	<b>36,81</b>	<b>36,45</b>	<b>36,02</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>32,12</b>	<b>29,91</b>	<b>32,69</b>	<b>32,33</b>	<b>31,90</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>2,68</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	1,56	-	0,00	0,00	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>2,78</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>34,90</b>	<b>33,36</b>	<b>32,98</b>	<b>32,68</b>	<b>31,90</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,14</b>	<b>38,60</b>	<b>38,23</b>	<b>37,16</b>	<b>36,02</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-7: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>5,52</b>	<b>12,03</b>	<b>13,34</b>	<b>14,20</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	5,10	11,84	13,30	14,20	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>39,50</b>	<b>40,46</b>	<b>37,85</b>	<b>38,73</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>36,08</b>	<b>37,04</b>	<b>34,43</b>	<b>35,31</b>	<b>37,05</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>11,77</b>	<b>13,53</b>	<b>8,70</b>	<b>9,37</b>	<b>11,40</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	10,64	12,39	7,56	9,07	11,40
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>7,17</b>	- <b>9,68</b>	- <b>7,50</b>	- <b>8,77</b>	- <b>11,40</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>28,91</b>	<b>27,36</b>	<b>26,92</b>	<b>26,54</b>	<b>25,66</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,47</b>	<b>31,92</b>	<b>31,48</b>	<b>30,26</b>	<b>29,08</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013



Tabelle 5-8: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

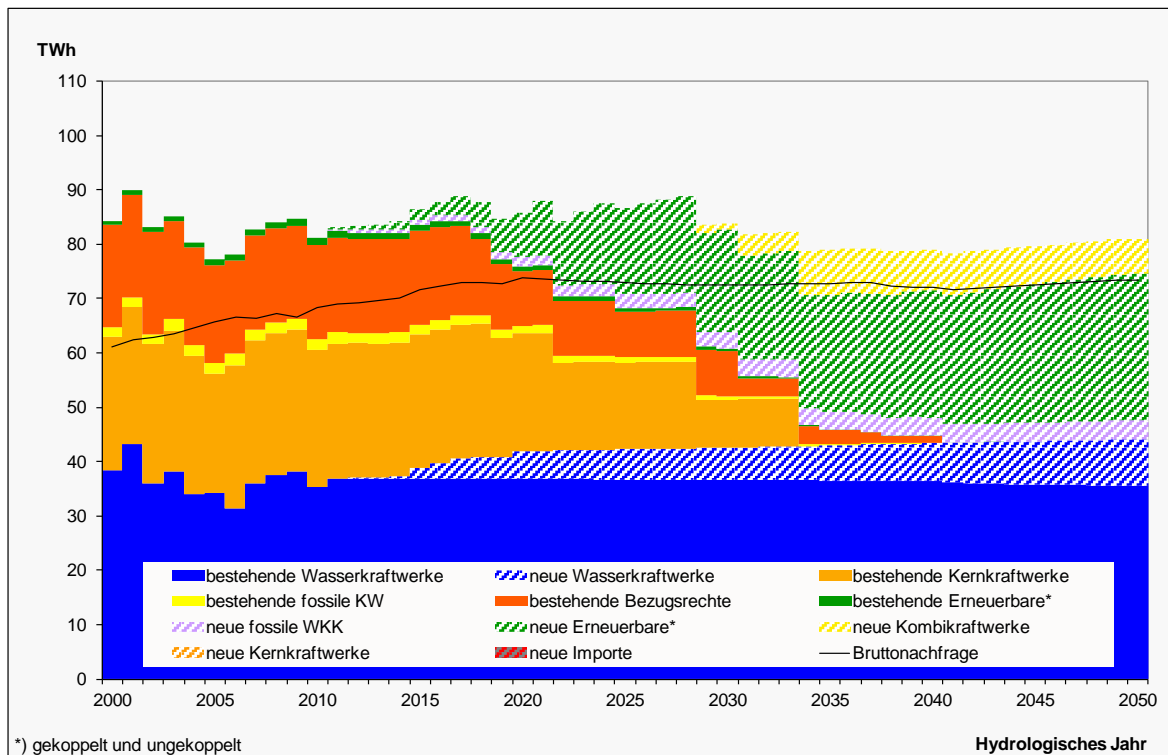
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>8.97</b>	<b>19.29</b>	<b>21.53</b>	<b>23.44</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>6.66</b>	<b>15.20</b>	<b>17.22</b>	<b>19.03</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	5.80	12.96	14.03	14.04	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

### 5.1.3 Szenario „Politische Massnahmen“

Figur 5-7 zeigt die Stromerzeugung über den gesamten Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050. Bis zum Jahr 2029 kann so die gesamte Stromnachfrage gedeckt werden. Nach 2029 werden für die Deckung der Stromnachfrage (im Winterhalbjahr) aber insgesamt 4 Gaskombikraftwerke benötigt. Im Vergleich zur Variante C&E der Energieperspektiven wird somit ein Gaskombikraftwerk eingespart. Die erste dieser Anlagen wird im Jahr 2029 installiert, sieben Jahre später als in der Variante C&E.

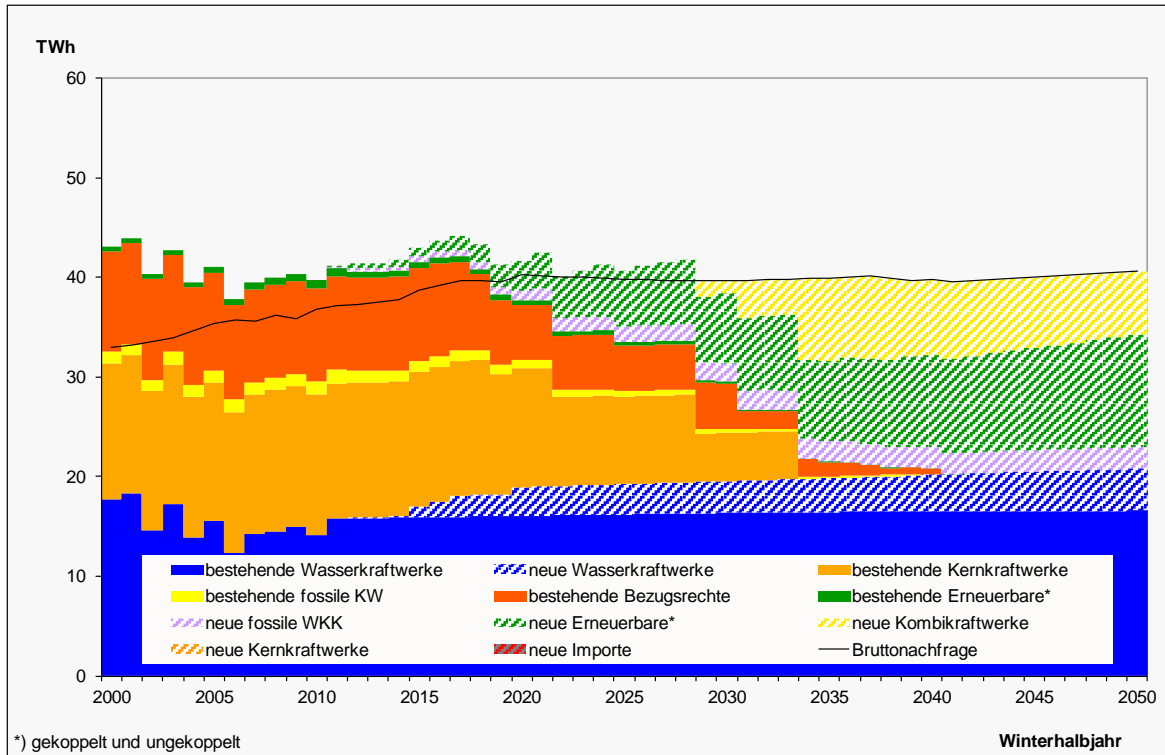
Figur 5-7: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a



Quelle: Prognos 2013

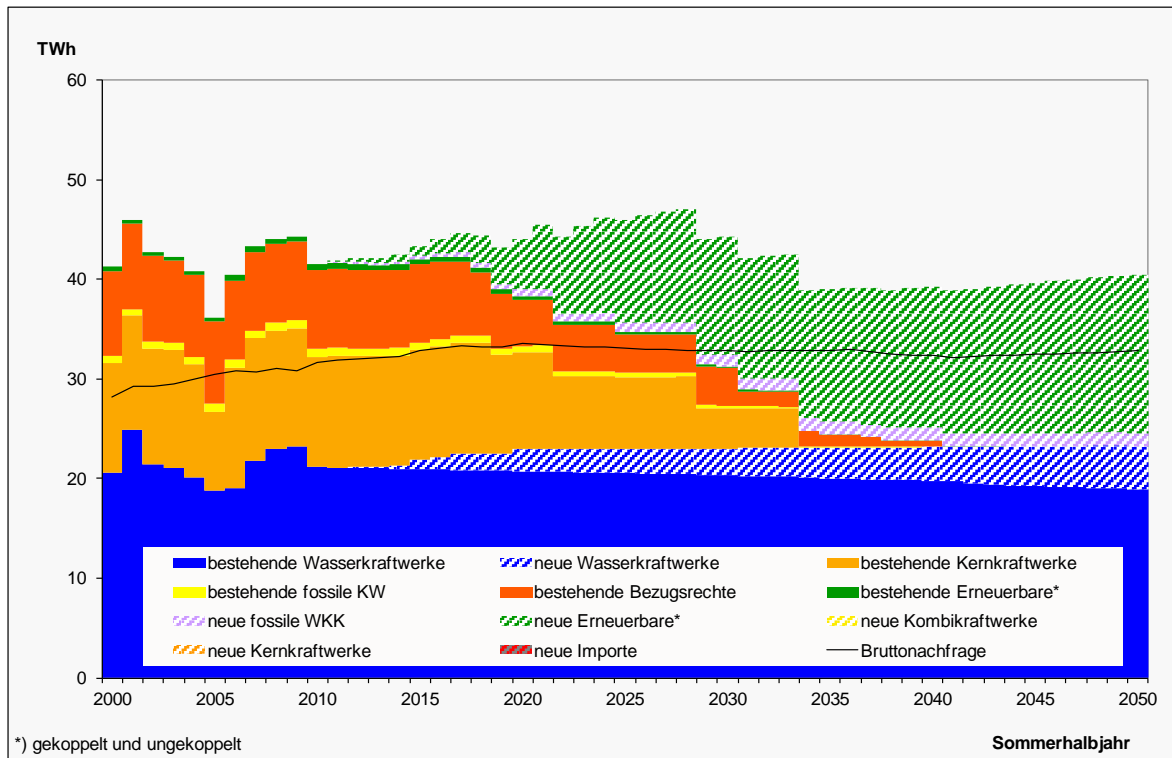
Figur 5-8 und Figur 5-9 zeigen die Stromerzeugung im Winter- bzw. Sommerhalbjahr. Wie in den beiden anderen Szenarien laufen die Gaskombikraftwerke nur im Winterhalbjahr: Im Sommerhalbjahr entstehen deutliche Produktionsüberschüsse, besonders am Anfang des Betrachtungszeitraums, wenn Überkapazitäten aufgebaut werden, während die alten Kraftwerke noch in Betrieb sind. Bis 2029 entstehen auch Überschüsse im Winterhalbjahr.

Figur 5-8: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

Figur 5-9: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>el/a</sub>



Quelle: Prognos 2013

In den Tabellen 5-9, 5-10 und 5-11 wird die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr sowie im Sommer- und Winterhalbjahr dargestellt. Tabelle 5-12 zeigt zusätzlich die Stromerzeugung im hydrologischen Jahr durch erneuerbare Stromerzeugungstechnologien.

Tabelle 5-9: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>e</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>38,38</b>	<b>35,42</b>	<b>41,96</b>	<b>42,67</b>	<b>43,02</b>	<b>43,44</b>	<b>44,15</b>
bestehende Wasserkraftwerke	38,38	35,42	36,87	36,75	36,54	36,41	35,57
neue Wasserkraftwerke	-	-	5,09	5,91	6,48	7,02	8,57
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>24,73</b>	<b>25,13</b>	<b>21,68</b>	<b>8,81</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	24,73	25,13	21,68	8,81	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,79</b>	<b>2,18</b>	<b>3,13</b>	<b>4,80</b>	<b>11,80</b>	<b>10,90</b>	<b>9,87</b>
bestehende fossile KW	1,79	2,18	1,48	0,58	0,32	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	1,18	8,22	7,46	6,41
neue fossile WKK	-	-	1,65	3,04	3,26	3,44	3,45
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,81</b>	<b>1,38</b>	<b>8,97</b>	<b>19,29</b>	<b>21,53</b>	<b>23,44</b>	<b>27,14</b>
bestehende Erneuerbare	0,81	1,38	0,92	0,40	0,10	0,01	-
neue Erneuerbare	-	-	8,05	18,89	21,43	23,43	27,14
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>65,70</b>	<b>64,10</b>	<b>75,74</b>	<b>75,57</b>	<b>76,35</b>	<b>77,78</b>	<b>81,15</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 2,22	- 2,56	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54	- 7,54
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>63,49</b>	<b>61,54</b>	<b>68,20</b>	<b>68,02</b>	<b>68,80</b>	<b>70,24</b>	<b>73,61</b>
<b>Importe</b>	<b>18,72</b>	<b>17,24</b>	<b>10,06</b>	<b>8,42</b>	<b>2,61</b>	<b>1,30</b>	-
bestehende Bezugsrechte	18,72	17,24	10,06	8,42	2,61	1,30	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>26,07</b>	<b>15,19</b>	<b>14,25</b>	<b>13,77</b>	<b>8,45</b>	<b>7,61</b>	<b>7,66</b>
Lieferverpflichtungen	2,83	2,26	2,26	2,26	2,26	0,66	-
übrige Exporte	23,24	12,93	11,99	11,51	6,19	6,95	7,66
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>7,35</b>	<b>2,05</b>	- <b>4,19</b>	- <b>5,34</b>	- <b>5,84</b>	- <b>6,31</b>	- <b>7,66</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>64,01</b>	<b>62,68</b>	<b>62,97</b>	<b>63,93</b>	<b>65,95</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>56,14</b>	<b>63,59</b>	<b>64,01</b>	<b>62,68</b>	<b>62,97</b>	<b>63,93</b>	<b>65,95</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>61,18</b>	<b>68,41</b>	<b>73,81</b>	<b>72,48</b>	<b>72,77</b>	<b>72,13</b>	<b>73,49</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-10: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Winterhalbjahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>17,71</b>	<b>14,16</b>	<b>18,98</b>	<b>19,59</b>	<b>19,89</b>	<b>20,22</b>	<b>20,86</b>
bestehende Wasserkraftwerke	17,71	14,16	16,09	16,39	16,47	16,59	16,63
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,89	3,20	3,42	3,62	4,23
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>13,72</b>	<b>14,17</b>	<b>11,91</b>	<b>4,84</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	13,72	14,17	11,91	4,84	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>1,11</b>	<b>1,30</b>	<b>1,90</b>	<b>3,42</b>	<b>10,42</b>	<b>9,60</b>	<b>8,55</b>
bestehende fossile KW	1,11	1,30	0,86	0,34	0,18	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	1,18	8,22	7,46	6,41
neue fossile WKK	-	-	1,04	1,90	2,03	2,13	2,14
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,45</b>	<b>0,76</b>	<b>3,45</b>	<b>7,26</b>	<b>8,18</b>	<b>9,23</b>	<b>11,26</b>
bestehende Erneuerbare	0,45	0,76	0,50	0,21	0,05	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	2,95	7,05	8,13	9,23	11,26
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,99</b>	<b>30,39</b>	<b>36,24</b>	<b>35,11</b>	<b>38,50</b>	<b>39,05</b>	<b>40,67</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 0,89	- 1,02	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12	- 4,12
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>32,10</b>	<b>29,37</b>	<b>32,12</b>	<b>30,99</b>	<b>34,38</b>	<b>34,93</b>	<b>36,55</b>
<b>Importe</b>	<b>10,16</b>	<b>9,36</b>	<b>5,46</b>	<b>4,57</b>	<b>1,42</b>	<b>0,71</b>	-
bestehende Bezugsrechte	10,16	9,36	5,46	4,57	1,42	0,71	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>11,67</b>	<b>4,10</b>	<b>2,57</b>	<b>1,13</b>	<b>1,13</b>	<b>0,36</b>	-
Lieferverpflichtungen	1,47	1,13	1,13	1,13	1,13	0,36	-
übrige Exporte	10,20	2,97	1,45	-	0,00	0,00	-
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>1,51</b>	<b>5,26</b>	<b>2,89</b>	<b>3,45</b>	<b>0,29</b>	<b>0,35</b>	-
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>30,59</b>	<b>34,63</b>	<b>35,01</b>	<b>34,43</b>	<b>34,67</b>	<b>35,27</b>	<b>36,55</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>32,95</b>	<b>36,77</b>	<b>40,25</b>	<b>39,68</b>	<b>39,91</b>	<b>39,76</b>	<b>40,67</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-11: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Perspektiven der Elektrizitätsversorgung, Sommerhalbjahr, in TWh<sub>e</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Wasserkraftwerke</b>	<b>20,67</b>	<b>21,26</b>	<b>22,98</b>	<b>23,08</b>	<b>23,13</b>	<b>23,22</b>	<b>23,29</b>
bestehende Wasserkraftwerke	20,67	21,26	20,78	20,37	20,07	19,82	18,95
neue Wasserkraftwerke	-	-	2,19	2,71	3,06	3,40	4,34
<b>Kernkraftwerke</b>	<b>11,01</b>	<b>10,96</b>	<b>9,77</b>	<b>3,97</b>	-	-	-
bestehende Kernkraftwerke	11,01	10,96	9,77	3,97	-	-	-
neue Kernkraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
<b>Fossile KW *</b>	<b>0,67</b>	<b>0,88</b>	<b>1,23</b>	<b>1,38</b>	<b>1,37</b>	<b>1,31</b>	<b>1,31</b>
bestehende fossile KW	0,67	0,88	0,62	0,24	0,14	-	-
neue Kombikraftwerke	-	-	-	-	-	-	-
neue fossile WKK	-	-	0,61	1,15	1,23	1,31	1,31
<b>Erneuerbare *</b>	<b>0,36</b>	<b>0,62</b>	<b>5,52</b>	<b>12,03</b>	<b>13,34</b>	<b>14,20</b>	<b>15,88</b>
bestehende Erneuerbare	0,36	0,62	0,42	0,19	0,04	0,00	-
neue Erneuerbare	-	-	5,10	11,84	13,30	14,20	15,88
<b>Mittlere Bruttoerzeugung</b>	<b>32,72</b>	<b>33,71</b>	<b>39,50</b>	<b>40,46</b>	<b>37,85</b>	<b>38,73</b>	<b>40,48</b>
Verbrauch der Speicherpumpen	- 1,33	- 1,53	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42	- 3,42
<b>Mittlere Nettoerzeugung</b>	<b>31,39</b>	<b>32,18</b>	<b>36,08</b>	<b>37,04</b>	<b>34,43</b>	<b>35,31</b>	<b>37,05</b>
<b>Importe</b>	<b>8,56</b>	<b>7,88</b>	<b>4,60</b>	<b>3,85</b>	<b>1,19</b>	<b>0,60</b>	-
bestehende Bezugsrechte	8,56	7,88	4,60	3,85	1,19	0,60	-
neue Importe	-	-	-	-	-	-	-
<b>Exporte</b>	<b>14,39</b>	<b>11,09</b>	<b>11,68</b>	<b>12,64</b>	<b>7,32</b>	<b>7,25</b>	<b>7,66</b>
Lieferverpflichtungen	1,35	1,14	1,14	1,14	1,14	0,30	-
übrige Exporte	13,04	9,96	10,55	11,51	6,19	6,95	7,66
<b>Mittlerer Saldo</b>	- <b>5,84</b>	- <b>3,21</b>	- <b>7,08</b>	- <b>8,79</b>	- <b>6,13</b>	- <b>6,66</b>	- <b>7,66</b>
<b>Mittlere Beschaffung</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Landesverbrauch</b>	<b>25,55</b>	<b>28,97</b>	<b>29,00</b>	<b>28,25</b>	<b>28,30</b>	<b>28,65</b>	<b>29,40</b>
<b>Bruttonachfrage</b>	<b>28,23</b>	<b>31,64</b>	<b>33,56</b>	<b>32,80</b>	<b>32,86</b>	<b>32,37</b>	<b>32,82</b>

\* gekoppelt und ungekoppelt  
Landesverbrauch = Endverbrauch + Netzverluste

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-12: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Erneuerbare Stromerzeugung, hydrologisches Jahr, in TWh<sub>el</sub>/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
<b>Erneuerbare gesamt</b>	<b>0.81</b>	<b>1.38</b>	<b>8.97</b>	<b>19.29</b>	<b>21.53</b>	<b>23.44</b>	<b>27.14</b>
<b>ungekoppelt</b>	<b>0.01</b>	<b>0.12</b>	<b>6.66</b>	<b>15.20</b>	<b>17.22</b>	<b>19.03</b>	<b>22.68</b>
Photovoltaik	0.01	0.08	5.80	12.96	14.03	14.04	14.04
Windenergie	0.00	0.04	0.66	1.46	1.76	2.59	4.26
Biomasse (Holzgas)	-	-	-	-	-	-	-
Geothermie	-	-	0.20	0.78	1.43	2.41	4.39
<b>gekoppelt</b>	<b>0.80</b>	<b>1.26</b>	<b>2.31</b>	<b>4.09</b>	<b>4.31</b>	<b>4.41</b>	<b>4.46</b>
Biomasse (Holz)	0.01	0.14	0.60	1.21	1.21	1.23	1.24
Biogas	0.01	0.08	0.46	1.29	1.48	1.55	1.58
ARA	0.09	0.12	0.16	0.27	0.29	0.29	0.30
KVA (50 % EE-Anteil)	0.63	0.92	1.10	1.32	1.32	1.33	1.33
Deponiegas	0.04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Quelle: Prognos 2013

## 5.2 Kosten

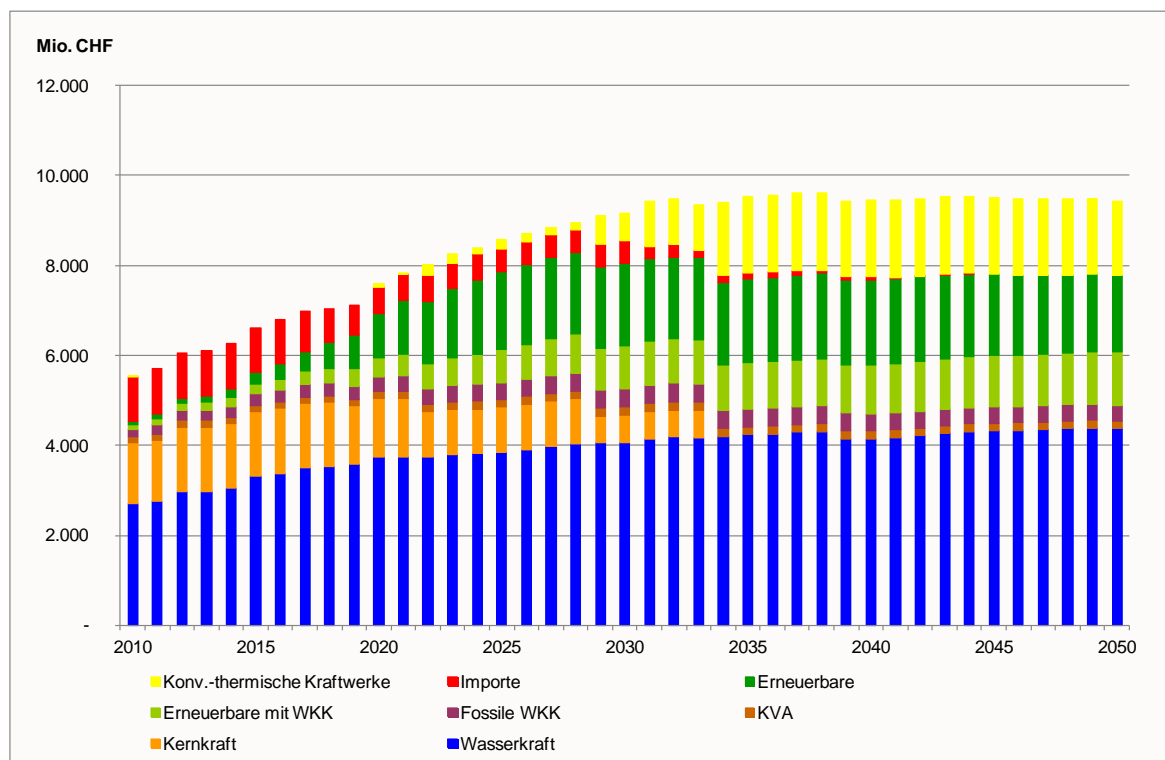
Die hier dargestellten Kosten beinhalten keine Netzkosten, CO<sub>2</sub>-Kosten sind hingegen in den Kosten von Gaskombikraftwerken enthalten. Wärmegutschriften sind für die entsprechenden Technologiegruppen ebenfalls berücksichtigt.

### 5.2.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Aufgrund der Ausgestaltung der Sensitivitäten sind die Ergebnisse für die Sensitivität 3 vergleichbar mit der Alternative III in Sensitivität 2.

Figur 5-10 und Tabelle 5-13 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 9'400 Mio. CHF an.

Figur 5-10: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-13: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

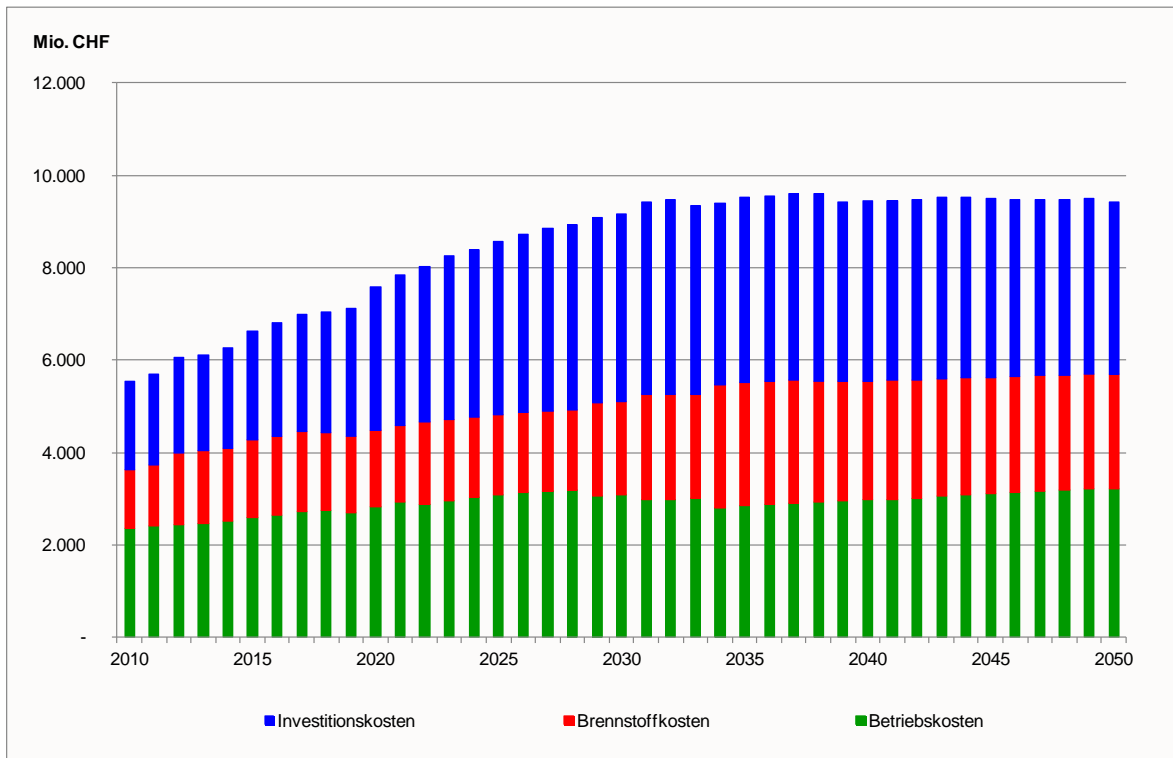
	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9	61	609	1.694	1.689	1.638
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	975	1.827	1.868	1.894	1.704
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>7.581</b>	<b>9.155</b>	<b>9.527</b>	<b>9.440</b>	<b>9.415</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.987</b>	<b>9.902</b>	<b>10.322</b>	<b>10.258</b>	<b>10.246</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 5-11 und Tabelle 5-14 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Die Investitionskosten sind dabei durch den schnelleren Zubau von Photovoltaik-Anlagen höher als in Alternative II der Sensitivität 2.



Figur 5-11: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-14: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	3'107	4'049	4'010	3'890	3'727
Betriebskosten	2'142	2'361	2'834	3'090	2'849	2'982	3'212
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'640	2'016	2'668	2'569	2'476
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>7'581</b>	<b>9'155</b>	<b>9'527</b>	<b>9'440</b>	<b>9'415</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'987</b>	<b>9'902</b>	<b>10'322</b>	<b>10'258</b>	<b>10'246</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-15 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien. Die kumulierten Gesamtkosten sind für die Sensitivität 3 (bzw. Alternative III der Sensitivität 2) deutlich höher als für die Alternativen I und II der Sensitivität 2. Dies ist vor allem auf den schnellen Zubau von Photovoltaik-Anlagen und die hohe installierte Leistung dieser Anlagen zurückzuführen. Die Gestehungskosten der Photovoltaik-Anlagen liegen zu diesem Zeitpunkt hingegen im Bereich der Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken oder Stromimporten.

Tabelle 5-15: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

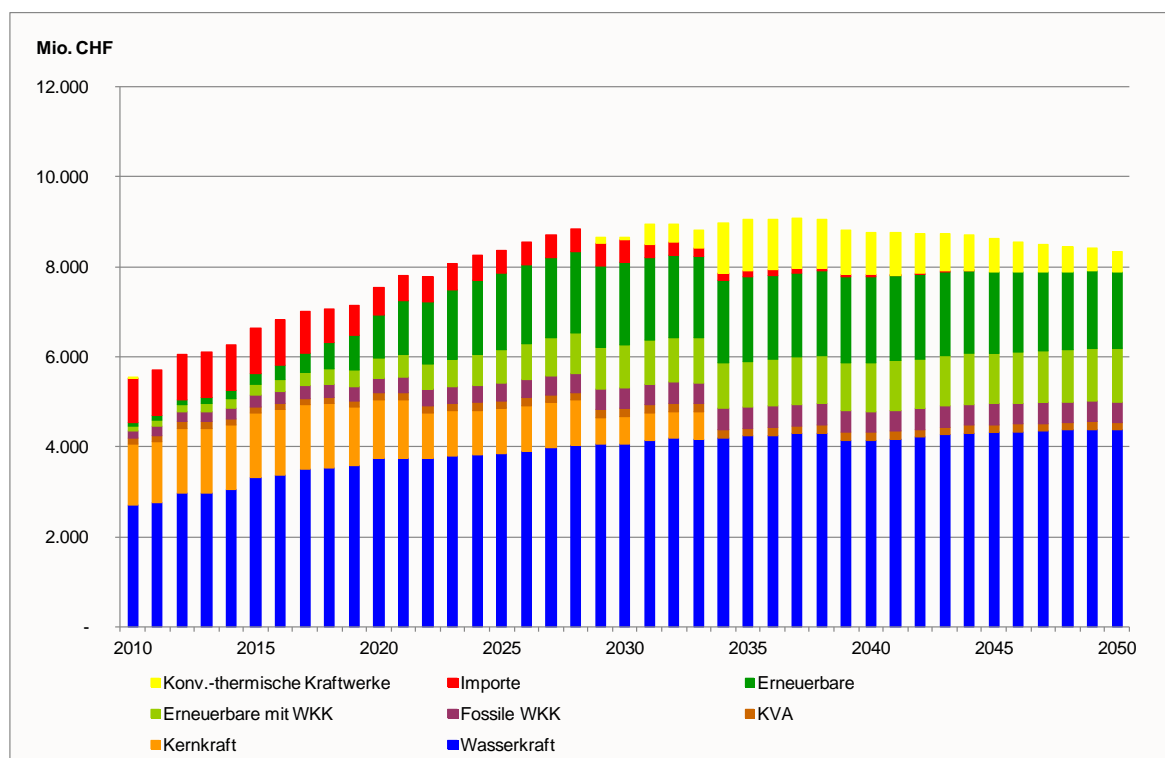
	2010 bis 2050
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	16.723
Fossile WKK	6.092
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	30.816
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>86.119</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>97.788</b>

Quelle: Prognos 2013

## 5.2.2 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 5-12 und Tabelle 5-16 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'300 Mio. CHF an.

Figur 5-12: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerksparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

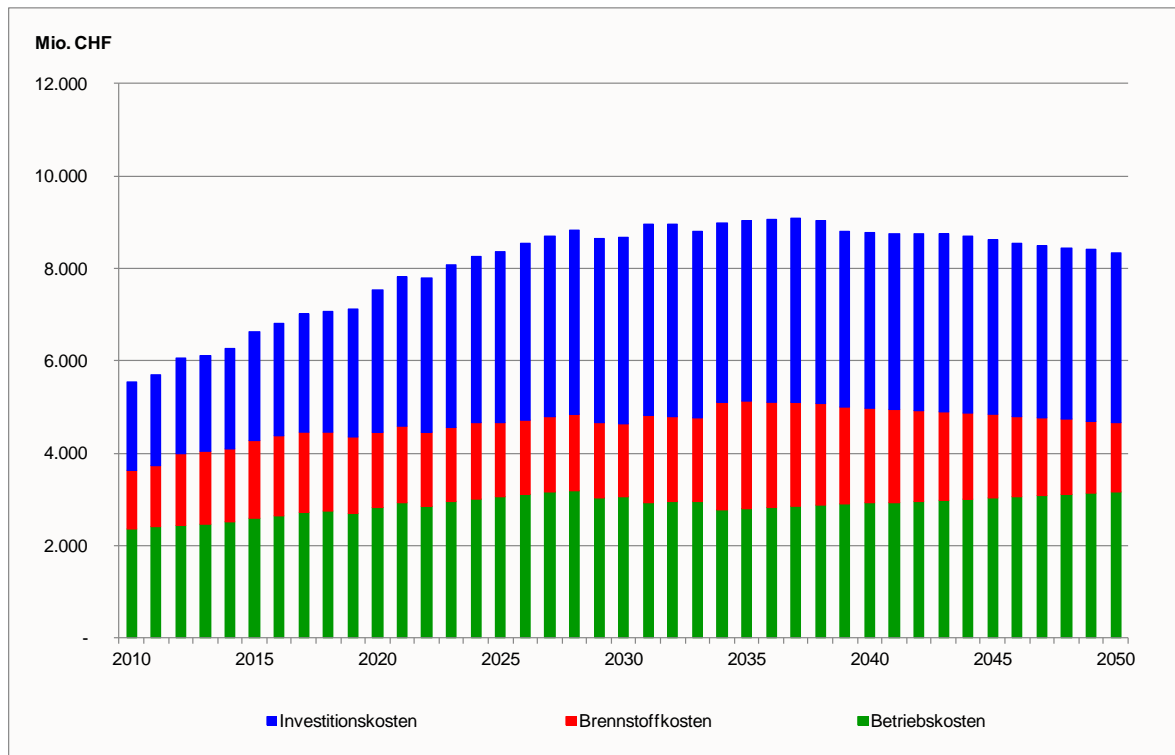
Tabelle 5-16: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		59	1.138	933	447
Fossile WKK	87	168	335	457	472	458	458
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	975	1.827	1.868	1.894	1.704
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>7.532</b>	<b>8.662</b>	<b>9.047</b>	<b>8.771</b>	<b>8.325</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.938</b>	<b>9.410</b>	<b>9.842</b>	<b>9.589</b>	<b>9.157</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 5-13 und Tabelle 5-17 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Die Investitionskosten sind dabei durch den schnelleren Zubau von Photovoltaik-Anlagen höher als in Alternative II der Sensitivität 2.

Figur 5-13: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

**Tabelle 5-17:** Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	3'079	4'020	3'924	3'804	3'670
Betriebskosten	2'142	2'361	2'819	3'070	2'797	2'928	3'170
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'635	1'573	2'326	2'039	1'485
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>7'532</b>	<b>8'662</b>	<b>9'047</b>	<b>8'771</b>	<b>8'325</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'938</b>	<b>9'410</b>	<b>9'842</b>	<b>9'589</b>	<b>9'157</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-18 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien. Die kumulierten Gesamtkosten sind für die Sensitivität 3 (bzw. Alternative III der Sensitivität 2) deutlich höher als für die Alternativen I und II der Sensitivität 2. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Stromnachfrage im Winterhalbjahr bis 2029 ohne neue Stromimporte oder Gaskombikraftwerke nur gedeckt werden kann, wenn die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen sehr hoch ist, da der Winteranteil dieser Anlagen relativ klein ist. Das bedeutet, dass bereits bis 2025 hohe Kapazitäten von Photovoltaik-Anlagen aufgebaut werden, was zu vergleichsweise hohen Gesamtkosten führt. Die Gestehungskosten der Photovoltaik-Anlagen liegen zu diesem Zeitpunkt hingegen im Bereich der Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken oder Stromimporten und sind nicht für den Unterschied in den Gesamtkosten verantwortlich.

**Tabelle 5-18:** Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

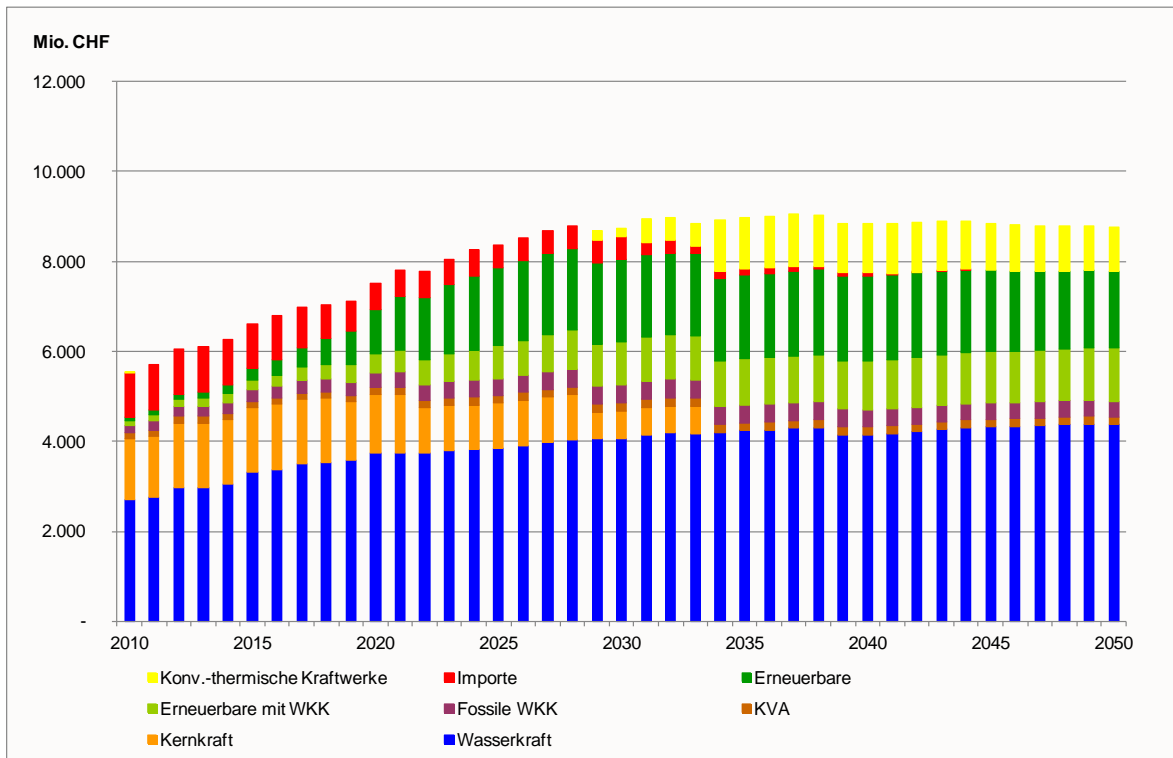
	2010 bis 2050
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	7.654
Fossile WKK	7.041
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	30.816
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>77.999</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>89.668</b>

Quelle: Prognos 2013

### 5.2.3 Szenario „Politische Massnahmen“

Figur 5-14 und Tabelle 5-19 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Technologiegruppen. Bis zum Jahr 2050 steigen die jährlichen Gesamtkosten auf ca. 8'800 Mio. CHF an.

Figur 5-14: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

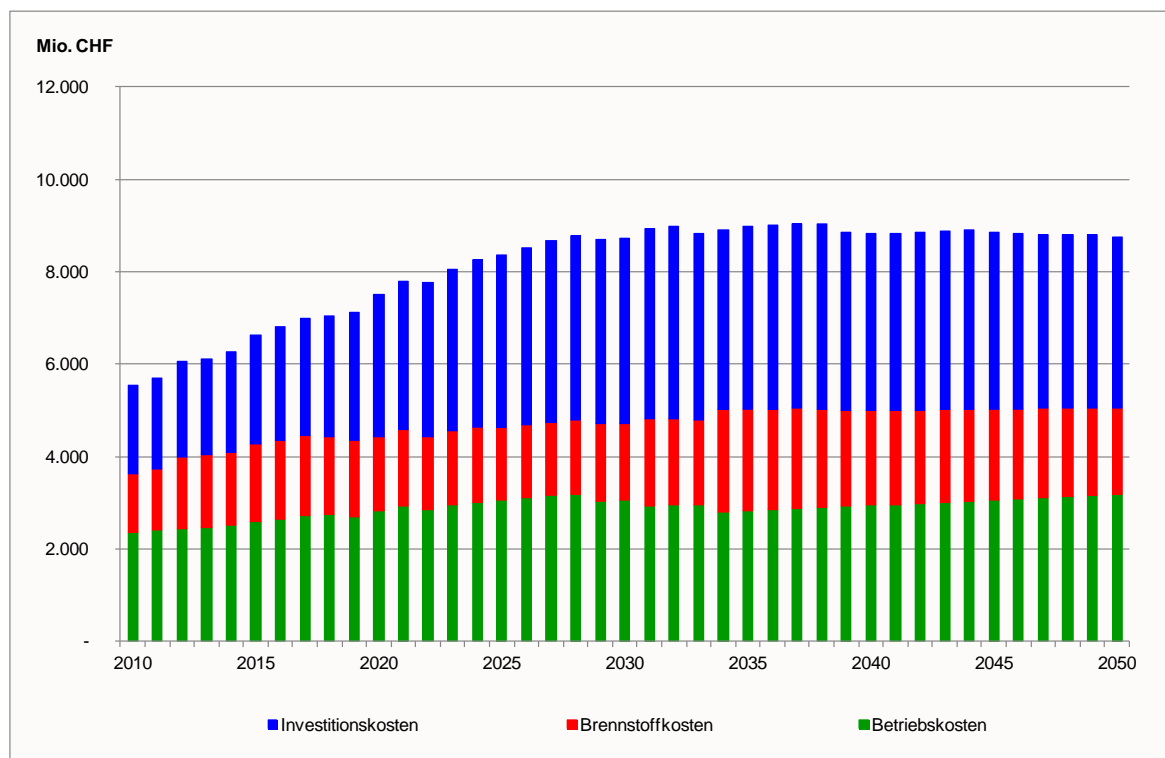
Tabelle 5-19: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Technologien, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Wasserkraft	2.791	2.702	3.743	4.071	4.236	4.153	4.370
Kernkraft	1.345	1.349	1.297	606			
Konv.-thermische Kraftwerke	11	9		178	1.145	1.085	980
Fossile WKK	87	168	322	400	396	371	356
Erneuerbare mit WKK	26	94	436	960	1.020	1.086	1.175
Erneuerbare	18	77	975	1.827	1.868	1.894	1.704
KVA	110	138	156	179	178	177	172
Import	1.070	998	591	504	137	69	
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5.457</b>	<b>5.534</b>	<b>7.519</b>	<b>8.725</b>	<b>8.978</b>	<b>8.836</b>	<b>8.756</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5.576</b>	<b>5.684</b>	<b>7.925</b>	<b>9.472</b>	<b>9.773</b>	<b>9.654</b>	<b>9.588</b>

Quelle: Prognos 2013

Figur 5-15 und Tabelle 5-20 zeigen die jährlichen Kosten von Zubau und Bestand ab 2010 nach Kostenarten. Im Betrachtungszeitraum steigen langfristig vor allem die Investitionskosten durch den Zubau von erneuerbaren Technologien. Die Investitionskosten sind dabei durch den schnelleren Zubau von Photovoltaik-Anlagen höher als in Alternative II.

Figur 5-15: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-20: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Jahreskosten des Kraftwerkparks nach Kostenarten, in Mio. CHF/a

	2000	2010	2020	2030	2035	2040	2050
Investitionskosten	2'012	1'897	3'107	4'049	4'010	3'890	3'727
Betriebskosten	2'142	2'361	2'834	3'090	2'849	2'982	3'212
Brennstoffkosten	1'303	1'277	1'640	2'016	2'668	2'569	2'476
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>5'457</b>	<b>5'534</b>	<b>7'581</b>	<b>9'155</b>	<b>9'527</b>	<b>9'440</b>	<b>9'415</b>
Wärmegutschriften	119	149	406	747	795	818	832
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>5'576</b>	<b>5'684</b>	<b>7'987</b>	<b>9'902</b>	<b>10'322</b>	<b>10'258</b>	<b>10'246</b>

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 5-21 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus für den gesamten Betrachtungszeitraum nach Technologien. Die kumulierten Gesamtkosten sind für die Sensitivität 3 (bzw. Alternative III der Sensitivität 2) deutlich höher als für die Alternativen I und II der Sensitivität 2. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Stromnachfrage im Winterhalbjahr bis 2029 ohne neue Stromimporte oder Gaskombikraftwerke nur gedeckt werden kann, wenn die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen sehr hoch ist, da der Winteranteil dieser Anlagen relativ klein ist. Das bedeutet, dass bereits bis 2025 hohe Kapazitäten von Photovoltaik-Anlagen aufgebaut werden, was zu vergleichsweise hohen Gesamtkosten führt. Die Gestehungskosten der Photovoltaik-Anlagen liegen zu diesem Zeitpunkt hingegen im Bereich der Gestehungskosten von Gaskombikraftwerken oder Stromimporten und sind nicht für den Unterschied in den Gesamtkosten verantwortlich.

Tabelle 5-21: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken, kumuliert und diskontiert, in Mio. CHF

	<b>2010 bis 2050</b>
Wasserkraft	13.789
Kernkraft	0
Konv.-thermische Kraftwerke	9.552
Fossile WKK	6.092
Erneuerbare mit WKK	15.772
Erneuerbare	30.816
KVA	2.926
Import	0
<b>Netto-Gesamtkosten</b>	<b>78.948</b>
Wärmegutschriften	11.669
<b>Brutto-Gesamtkosten</b>	<b>90.617</b>

Quelle: Prognos 2013

## 6 Ergebnisse Stundensimulation

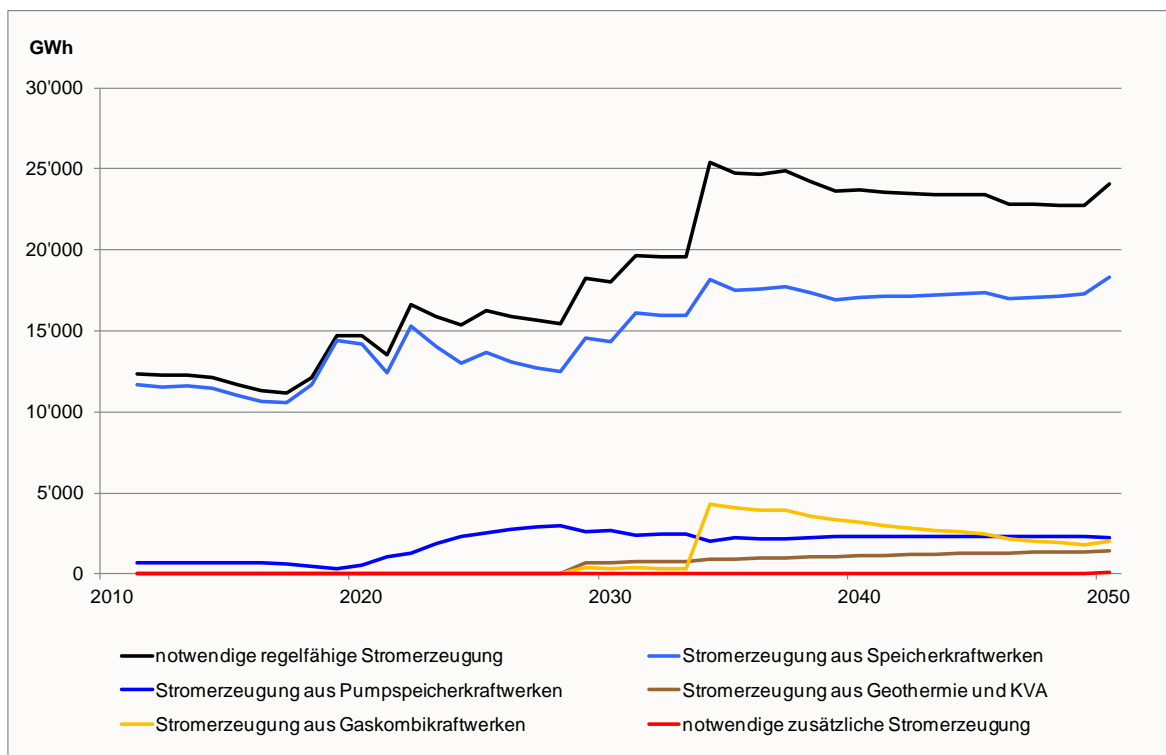
Im Folgenden werden die Ergebnisse der stundenbasierten Modellierung analysiert. Diese Modellrechnungen wurden nur für Sensitivität 3 und die Szenarien „Weiter wie bisher“, „Politische Massnahmen“ und „Neue Energiepolitik“ durchgeführt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die im Rahmen dieser Modellierung ausgewiesene Stromerzeugung nicht mit den in den Jahres- und Halbjahresbilanzen in Kapitel 5 ausgewiesenen Werten übereinstimmen muss. Dies ist vor allem auf die unterschiedliche Logik des Kraftwerkeinsatzes für regelfähige Kapazitäten zurückzuführen. Beispielsweise können Pumpspeicherkraftwerke in der stundenbasierten Betrachtung sowohl pumpen (d.h. Überschusserzeugung speichern) als auch produzieren. Speicherkraftwerke werden ebenfalls nicht gemäss der langjährigen Wasserkrafterzeugung eingesetzt, sondern zur Deckung der inländischen Residuallast.

### 6.1 Regelfähige Stromerzeugung

#### 6.1.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Figur 6-1 zeigt den Bedarf an regelfähiger Stromerzeugung und den tatsächlichen Einsatz dieser Kapazitäten im Jahresverlauf für den gesamten Betrachtungszeitraum im Szenario „Weiter wie bisher“.

Figur 6-1: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Bedarf und Einsatz regelfähiger Stromerzeugung, in GWh



Quelle: Prognos 2013

Als regelfähige Stromerzeugungskapazitäten werden einerseits Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt. Andererseits werden auch thermische Kraftwerke, wie



Gaskombikraftwerke, sowie teilweise Kehrichtverbrennungsanlagen und Geothermiekraftwerke, als regelfähige Kraftwerke berücksichtigt. Gaskombikraftwerke haben beim Kraftwerkseinsatz die letzte Priorität, d.h. der Einsatz aller anderen regelfähigen Anlagen (mit geringer CO<sub>2</sub>-Intensität) wird priorisiert.

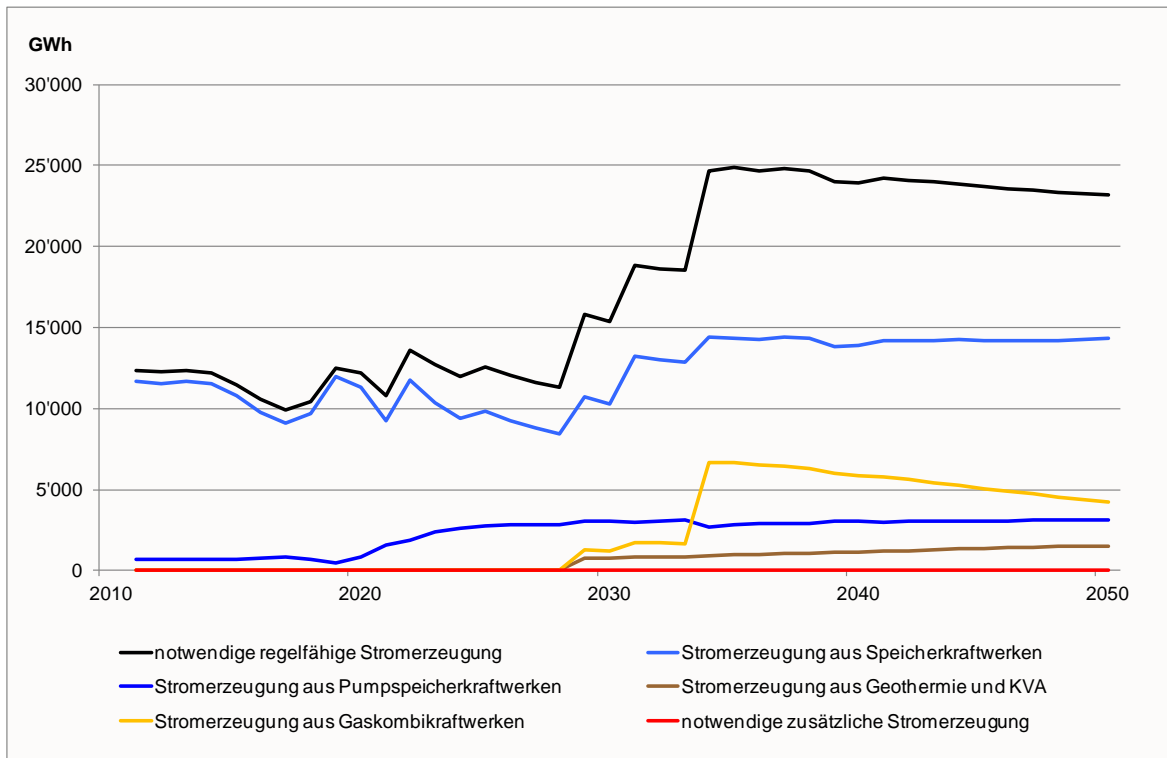
In Figur 6-1 wird ersichtlich, dass die Notwendigkeit des inländischen Einsatzes regelfähiger Anlagen vor allem nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke ansteigt. Dies ist vor allem auf den hohen Ausbau erneuerbarer Technologien zurückzuführen. Deren Erzeugung schwankt und ist insgesamt im Winter niedriger als im Sommer. Somit steigt der Bedarf an regelfähiger Stromerzeugung. Gleichzeitig steigt auch die notwendige Stromerzeugung im Winter. Aufgrund des hohen Anteils der Wasserkraft, welche ebenfalls einen geringen Winteranteil aufweist, liegt die Herausforderung der zukünftigen Stromversorgung somit verstärkt in der Deckung der Winternachfrage.

Die Analyse zeigt, dass die Stromnachfrage in der Schweiz unter Berücksichtigung der verfügbaren Kapazitäten zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann. Ein grosser Teil der notwendigen Stromerzeugung wird durch Wasserkraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) bereitgestellt. Allerdings sind diese Kraftwerke im Winter durch ihre Speicherkapazitäten beschränkt. Daher muss die Residuallast auch durch neue Gaskombikraftwerke gedeckt werden. Diese werden im Winter teilweise in Grundlast gefahren, so dass die Speicherkraftwerke entlastet werden können. Im Sommer werden Gaskombikraftwerke hingegen ausschliesslich als Kraftwerke zur Bereitstellung flexibler Erzeugung betrieben. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in Figur 6-1 ausschliesslich die regelfähige Stromerzeugung veranschaulicht wird, die Stromerzeugung aus Gaskombikraftwerken mit Grundlastcharakter wird nicht dargestellt.

### **6.1.2 Szenario „Politische Massnahmen“**

Figur 6-2 zeigt den Bedarf an regelfähiger Stromerzeugung und den tatsächlichen Einsatz dieser Kapazitäten im Jahresverlauf für den gesamten Betrachtungszeitraum im Szenario „Politische Massnahmen“.

Figur 6-2: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Bedarf und Einsatz regelfähiger Stromerzeugung, in GWh



Quelle: Prognos 2013

Als regelfähige Stromerzeugungskapazitäten werden einerseits Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke und andererseits thermische Kraftwerke, wie Gaskombikraftwerke, Kehrichtverbrennungsanlagen und Geothermie-Kraftwerke, berücksichtigt. Gaskombikraftwerke haben beim Kraftwerkeinsatz die letzte Priorität, d.h. der Einsatz aller anderen regelfähigen Anlagen wird priorisiert.

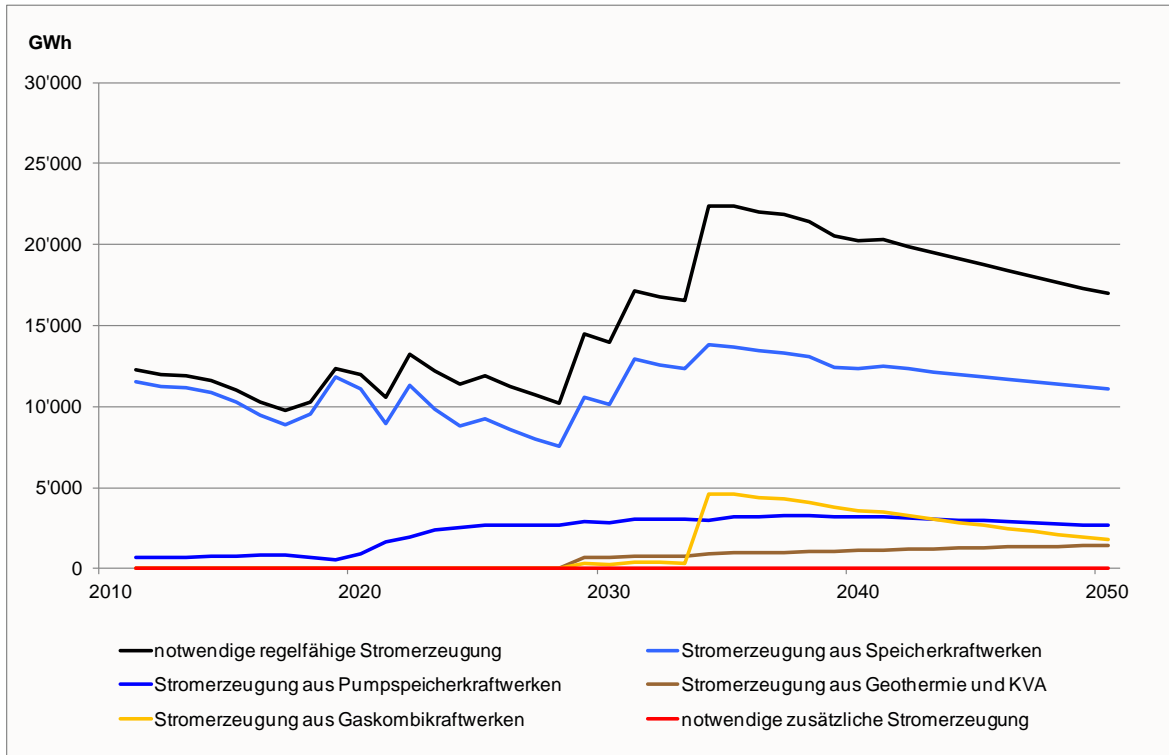
Figur 6-2 zeigt, dass die Notwendigkeit des inländischen Einsatzes regelfähiger Anlagen vor allem nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke ansteigt. Prinzipiell ist festzustellen, dass die Stromnachfrage in der Schweiz unter Berücksichtigung der verfügbaren Kraftwerkskapazitäten zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden kann. Vor allem im Winterhalbjahr sind, u.a. durch den hohen Sommeranteil der Photovoltaik-Erzeugung, grosse Mengen an regelfähiger Stromerzeugung notwendig. Ein grosser Teil der notwendigen Stromerzeugung kann durch Wasserkraftwerke (Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke) bereitgestellt werden.

Speicherkraftwerke sind jedoch im Winterhalbjahr durch ihre Speicherkapazität limitiert. Daher ist ab dem Jahr 2029 auch der Einsatz von Gaskombikraftwerken für die Deckung der Stromnachfrage notwendig. Im Jahr 2034, nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt, erreicht die Stromerzeugung aus Gaskombikraftwerken das Maximum von ca. 7'000 GWh. Anschliessend sinkt die Stromerzeugung aus Gaskombikraftwerken, vor allem aufgrund des weiteren Zubaus von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen, bis 2050 auf ca. 4'000 GWh. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in der gewählten Stromangebotsvariante zukünftig neue Stromimporte ausgeschlossen wurden.

### 6.1.3 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 6-3 zeigt den Bedarf an regelfähiger Stromerzeugung und den tatsächlichen Einsatz dieser Kapazitäten im Jahresverlauf für den gesamten Betrachtungszeitraum im Szenario „Neue Energiepolitik“.

Figur 6-3: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Bedarf und Einsatz regelfähiger Stromerzeugung, in GWh



Quelle: Prognos 2013

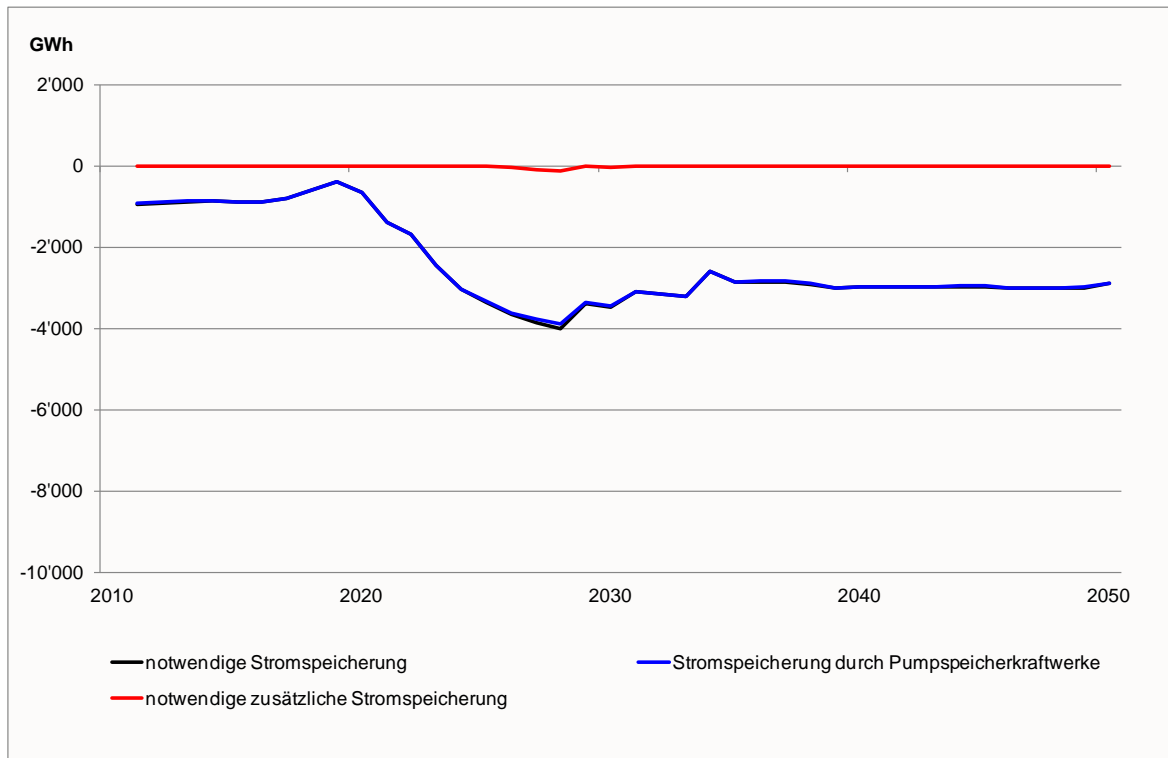
Im Vergleich zu Figur 6-2 ist der Bedarf an regelfähigen Erzeugungskapazitäten in Figur 6-3 niedriger. Dies ist auf die stärker sinkende Nachfrage im Szenario „Neue Energiepolitik“ zurückzuführen. Auch in diesem Szenario kann die Stromnachfrage zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden. Trotz des hohen Zubaus an Photovoltaik-Anlagen und sonstigen erneuerbaren Kraftwerken ist aber weiterhin ab 2029 ein Bedarf für die Notwendigkeit der Stromerzeugung aus Gaskombikraftwerken gegeben (alternativ wären auch zusätzliche Stromimporte denkbar). Der Einsatz von Gaskombikraftwerken erreicht nach der Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Leibstadt im Jahr 2034 ein Maximum von 4'800 GWh und sinkt anschliessend auf ca. 1'200 GWh bis zum Jahr 2050.

## 6.2 Stromspeicherung

### 6.2.1 Szenario „Weiter wie bisher“

Figur 6-4 zeigt den Bedarf und Einsatz an Stromspeicherung im Jahresverlauf für den gesamten Betrachtungszeitraum im Szenario „Weiter wie bisher“.

Figur 6-4: Sensitivität 3, Szenario „Weiter wie bisher“, Bedarf und Einsatz von Stromspeicherung, in GWh



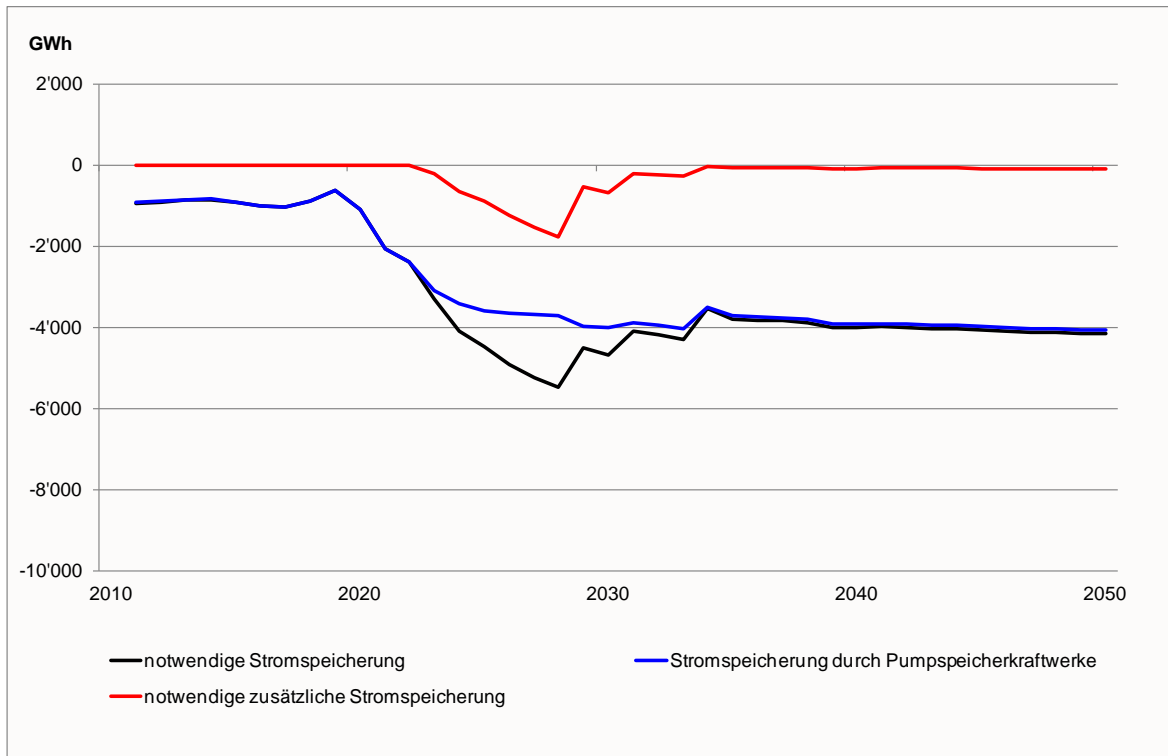
Quelle: Prognos 2013

In der Modellierung werden als wesentliche Option zur Stromspeicherung die vorhandenen und geplanten Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigt. Figur 6-4 zeigt, dass diese Kapazitäten nur in wenigen Jahren nicht mehr ausreichen, um die gesamten Erzeugungsoberschüsse zu speichern. Die nicht-speicherbare Energiemenge beläuft sich dabei auf ca. 100 GWh.

### 6.2.2 Szenario „Politische Massnahmen“

Figur 6-5 zeigt den Bedarf und Einsatz an Stromspeicherung im Jahresverlauf für den gesamten Betrachtungszeitraum im Szenario „Politische Massnahmen“.

Figur 6-5: Sensitivität 3, Szenario „Politische Massnahmen“, Bedarf und Einsatz von Stromspeicherung, in GWh



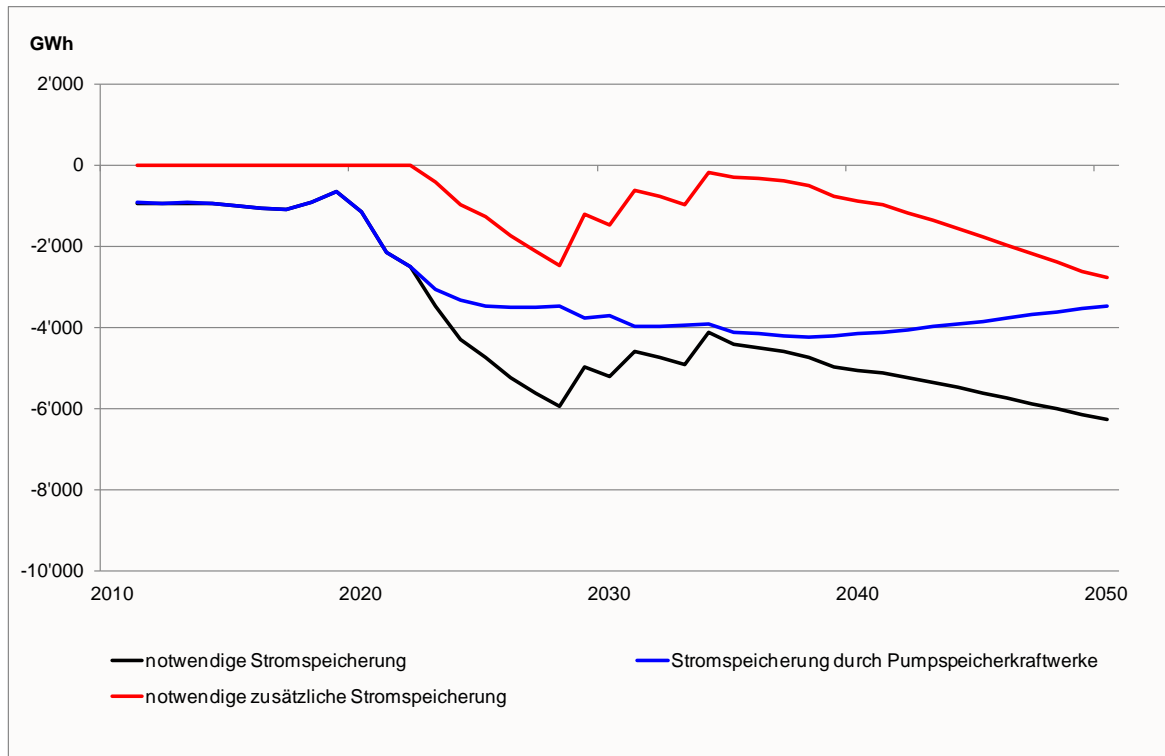
Quelle: Prognos 2013

Figur 6-5 zeigt, dass die Kapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke ab 2023 nicht mehr ausreichen, um die gesamten Erzeugungsüberschüsse zu speichern. Dies ist vor allem auf den schnellen Zubau von Photovoltaik-Anlagen, den niedrigen Stromnachfragepfad und das gleichzeitige Vorhandensein von nur beschränkt regelfähigen Grundlastkraftwerken, vor allem Kernkraftwerken, zurückzuführen. Die nicht-speicherbare Energiemenge steigt im Jahresverlauf auf 1'900 GWh im Jahr 2028. Nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sinkt die nicht-speicherbare Energiemenge gegen Null und steigt bis zum Jahr 2050, vor allem aufgrund der vergleichsweise hohen Stromnachfrage, nur noch geringfügig an.

### 6.2.3 Szenario „Neue Energiepolitik“

Figur 6-6 zeigt den Bedarf und Einsatz an Stromspeicherung im Jahresverlauf für den gesamten Betrachtungszeitraum im Szenario „Neue Energiepolitik“.

Figur 6-6: Sensitivität 3, Szenario „Neue Energiepolitik“, Bedarf und Einsatz von Stromspeicherung, in GWh



Quelle: Prognos 2013

Im Gegensatz zum Szenario „Politische Massnahmen“ ist die Stromnachfrage im Szenario „Neue Energiepolitik“ vor allem zum Ende des Betrachtungszeitraums niedriger. Dadurch steigt, bei gleich hohem Zubau von dargebotsabhängigen erneuerbaren Anlagen, der Bedarf an Speicherkapazitäten. Auch im Szenario „Neue Energiepolitik“ reichen die Speicherkapazitäten ab 2023 nicht mehr aus, um die gesamten Erzeugungsüberschüsse zu speichern. Die nicht-speicherbare Energiemenge steigt anschliessend auf 2'300 GWh im Jahr 2028. Nach der Ausserbetriebnahme der Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt sinkt die nicht-speicherbare Energiemenge kurzfristig, steigt bis zum Jahr 2050 aber aufgrund des Ausbaus von dargebotsabhängigen erneuerbaren Kraftwerken wieder auf 2'700 GWh.

## 6.3 Interpretation

Die Simulationsrechnungen zeigen deutlich, dass eine Umstellung des Stromsystems von einem hohen Erzeugungsanteil aus Kernkraftwerken auf einen hohen Anteil von Photovoltaik aus verschiedenen Gründen mit Herausforderungen verbunden ist:

- Kernkraftwerken und Photovoltaikanlagen ist eine hohe Investitionsintensität gemeinsam. Die Gestehungskosten sind zu einem hohen Anteil von den Investitionskosten dominiert. Beide Kraftwerksarten benötigen möglichst hohe Volllaststunden für die Wirtschaftlichkeit (sowohl aus Sicht des Betreibers als auch volkswirtschaftlich).
- Kernkraftwerke sind sowohl aus ökonomischen als auch aus technischen Gründen nur wenig regelungsfähig. Der theoretisch und technisch denkbare Fall, ein Kernkraftwerk z.B. im Sommer in Teillast zu betreiben, hätte hohe Kostenfolgen.
- Grosse Mengen Photovoltaik-Kapazitäten können nicht wie grosse Kraftwerksblöcke auf einmal zugebaut werden, sondern der Zubau wird – schon aufgrund der benötigten Flächen, Fragen der Baubewilligungen, der Finanzierung, der Verfügbarkeit, der Kostenentwicklung (Lernkurven müssen durchlaufen werden) sowie der Installationskapazitäten und der Kapitalverfügbarkeit – kontinuierlich zugebaut werden. D.h. um einen KKW-Block zu ersetzen, muss vor dem Abschaltzeitpunkt allmählich die entsprechend benötigte (etwa die zehnfache) Leistung zugebaut werden.
- Da der Investor, wie oben erläutert, ein Interesse an möglichst hohen Benutzungsstunden hat, gibt es notwendigerweise eine Zeit (vor allem bis 2029), die durch eine hohe Stromerzeugung aus Kernkraftwerken und aus Photovoltaik-Anlagen gekennzeichnet ist. Dies führt zu sommerlichen Überproduktionen (mit Netzüberlastungen, falls die Überproduktionen nicht abgeführt und exportiert werden können), während die Winternachfrage durch die KKW-Kapazitäten und Bezugsrechte noch gedeckt ist. Solche Überkapazitätssituationen jeweils vor der Ausserbetriebnahme eines Kernkraftwerk-Blocks wären unvermeidbar, falls nicht andere Refinanzierungswege für die „früh“ installierten PV-Kapazitäten gefunden werden.
- Bei den grossen KKW-Blöcken zeigt sich dann, dass selbst die zehnfache installierte Leistung an Photovoltaik-Anlagen nicht hinreichend ist, um die Winterlücken vollständig zu decken, so dass unmittelbar nach der Ausserbetriebnahme eines KKW-Blocks noch Ersatzkapazitäten in Form von GuD-Blöcken oder gesicherten Importen benötigt werden. Selbst gegen Ende des Betrachtungszeitraums mit hohen installierten PV-Leistungen und hohen nicht speicherbaren Sommerüberschüssen werden im Winter immer noch Backup-Kapazitäten (mit ca. 1000 Volllaststunden) benötigt.

Die Simulation des Stromsystems der Schweiz in Stundenauflösung zeigt, dass die Deckung der Stromnachfrage sowohl bezogen auf eine längere Periode, als auch bei Betrachtung jeder einzelnen Stunde in allen Szenarien und Sensitivitäten unter Berücksichtigung des jeweiligen Kraftwerkparks gewährleistet ist. Dies trifft auch im Falle eines hohen und schnellen Ausbaus von Photovoltaik-Anlagen zu. Allerdings ist in diesem Fall die Bedingung dafür, wie bereits angesprochen, der Zubau von Gaskombikraftwerken und/oder die Nutzung neuer Stromimporte. Dies gilt insbesondere für den Zeitraum nach der Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerkes im Jahr 2034. Die fehlende Erzeugung aus Kernkraftwerken kann bei den hier betrachteten PV-Zubaupfaden vor allem im Winterhalbjahr nicht vollständig durch erneuerbare Erzeugung ersetzt werden.

Bei einem schnellen Zubau von Photovoltaik-Anlagen treten ausserdem bereits ab dem Jahr 2023 Erzeugungsüberschüsse auf, die innerschweizerisch (d.h. mit den vorhandenen und bis 2019 geplanten Kapazitäten der Pumpspeicherkraftwerke) nicht vollständig gespeichert werden können. Dies betrifft insbesondere die saisonale Speicherung, also die Verlagerung der sommerlichen Überproduktion zur Nutzung in den Winter.

Grundsätzlich bestehen die folgenden Lösungsoptionen für das Management dieser Erzeugungsüberschüsse:

- Ausbau weiterer (alternativer) Stromspeichertechnologien. Dies ist allerdings mit höheren Kosten für das Gesamtsystem verbunden.
- Mittelfristige Erzeugungsüberschüsse könnten auch durch eine optimierte innerschweizerische Planung des Stromsystems vermindert werden. Mögliche Lösungsansätze sind die Implementierung eines mengenmässig sinnvollen Zubaus erneuerbarer Energien und ein vorausschauendes Management der Stromerzeugung aus den verbleibenden Grundlastkapazitäten.
- Zudem besteht die Möglichkeit, über einen mit den Nachbarländern koordinierten Ausbau von Kraftwerkskapazitäten und den Stromimport und -export, Erzeugungsüberschüsse zu vermeiden. Ein direkter Export der Überschüsse ist aufgrund des geplanten Photovoltaik-Ausbaus in den Nachbarstaaten (Deutschland, Italien, evt. auch Frankreich) langfristig eher keine realistische Option. Falls exportiert werden kann, ist es unwahrscheinlich, dass damit mindestens die Gestehungskosten erlöst werden. Ein internationaler Austausch und internationale Koordination wären aus physikalischer wie aus ökonomischer Sicht vor allem dann interessant, wenn international auch der Zubau alternativer (und saisonaler) Speicherkapazitäten koordiniert würde.
- Schliesslich bleibt als Option die Abregelung von Photovoltaik-Erzeugung. Diese Option sollte aber die Lösung der letzten Wahl darstellen, da so unter Umständen Überkapazitäten aufgebaut werden, was sich auch auf die Gestehungskosten der Photovoltaik und somit auf deren Wirtschaftlichkeit auswirkt. Sie kann allerdings - auch aus ökonomischen Gründen - interessant sein, wenn die PV-Kosten sich langfristig tatsächlich gemäss (optimistischer) Annahmen entwickeln. Dann könnte über lange Zeit die Reduktion der Volllaststunden, verbunden mit dem Zubau günstiger Gasturbinen-Kapazitäten für wenige backup-Stunden im Jahr günstiger sein als der Zubau neuer Speicherkapazitäten.



## 7 Synthese der Modellrechnungen

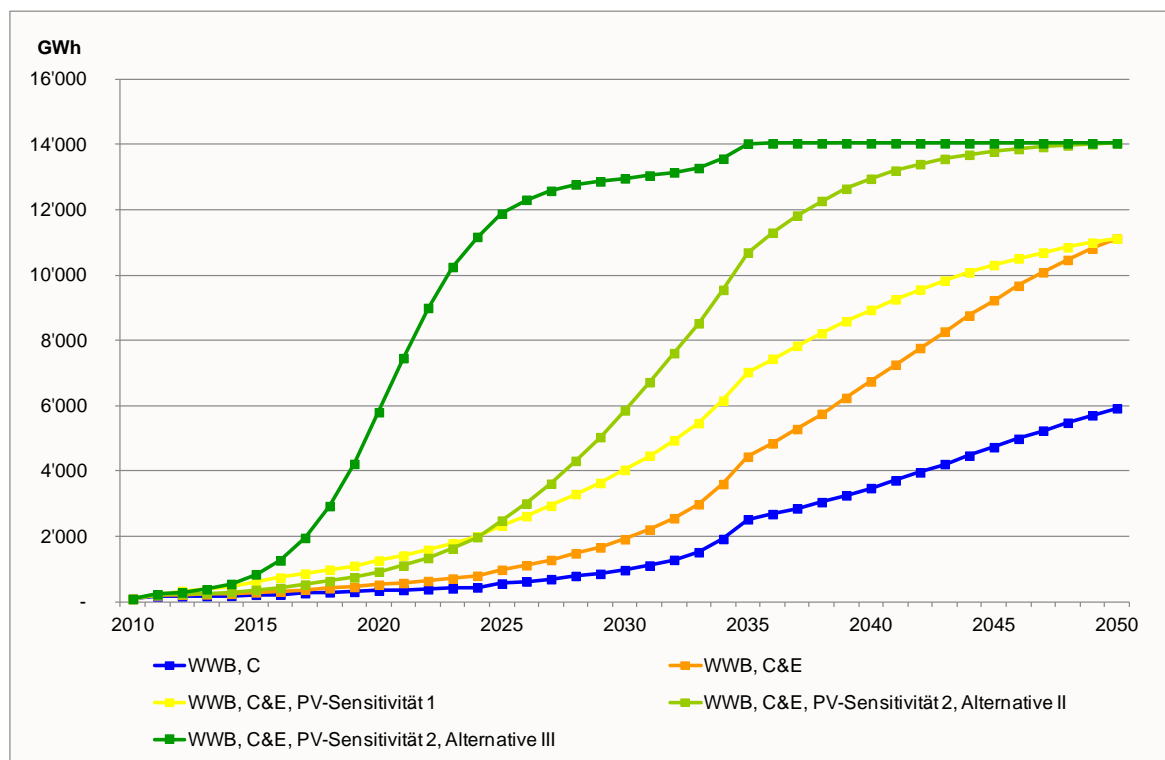
Im folgenden Kapitel werden die wesentlichen Ergebnisse der Modellrechnungen analysiert und mit den Stromangebotsvarianten aus den Energieperspektiven 2050 [Prognos, 2012] verglichen.

### 7.1 Photovoltaik-Ausbau

In Figur 7-1 und Tabelle 7-1 ist die in den Modellrechnungen berücksichtigte Erzeugung aus Photovoltaik-Anlagen dargestellt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Pfade in den Alternativen I und II der Sensitivität 2, sowie die Sensitivität 3 und die Alternative III der Sensitivität 2 jeweils den gleichen Ausbau an Photovoltaik-Anlagen aufweisen. Daher sind hier nur die Alternativen II und III der Sensitivität 2 dargestellt. Die jeweiligen Pfade stimmen für alle Nachfrageszenarien überein, daher sind sie hier für das Szenario WWB dargestellt.

Der höchste Photovoltaik-Ausbau wird in der Sensitivität 3 bzw. der Alternative III der Sensitivität 2 mit einem Maximum von 14 TWh Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2050 erreicht. In den Alternativen I und II erreicht die Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen zwar ebenfalls 14 TWh im Jahr 2050, liegt im Zeitverlauf aber deutlich unter dem hohen Pfad der Sensitivität 3. In der Sensitivität 1 wird im Jahr 2050 dieselbe Photovoltaik-Erzeugung wie in der Stromangebotsvariante C&E erreicht, wobei der bekannte Ausbau bis 2012 und der erwartete Zubau bis 2016 berücksichtigt wird, wodurch der Pfad insgesamt deutlich über dem Zubaupfad in der Variante C&E liegt. Die Variante C weist schliesslich mit einem Maximum von ca. 6 TWh im Jahr 2050 den geringsten Photovoltaik-Ausbau auf.

Figur 7-1: Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen nach Stromangebotsvarianten, in GWh



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 7-1: Stromerzeugung aus Photovoltaik-Anlagen nach Stromangebotsvarianten, in GWh

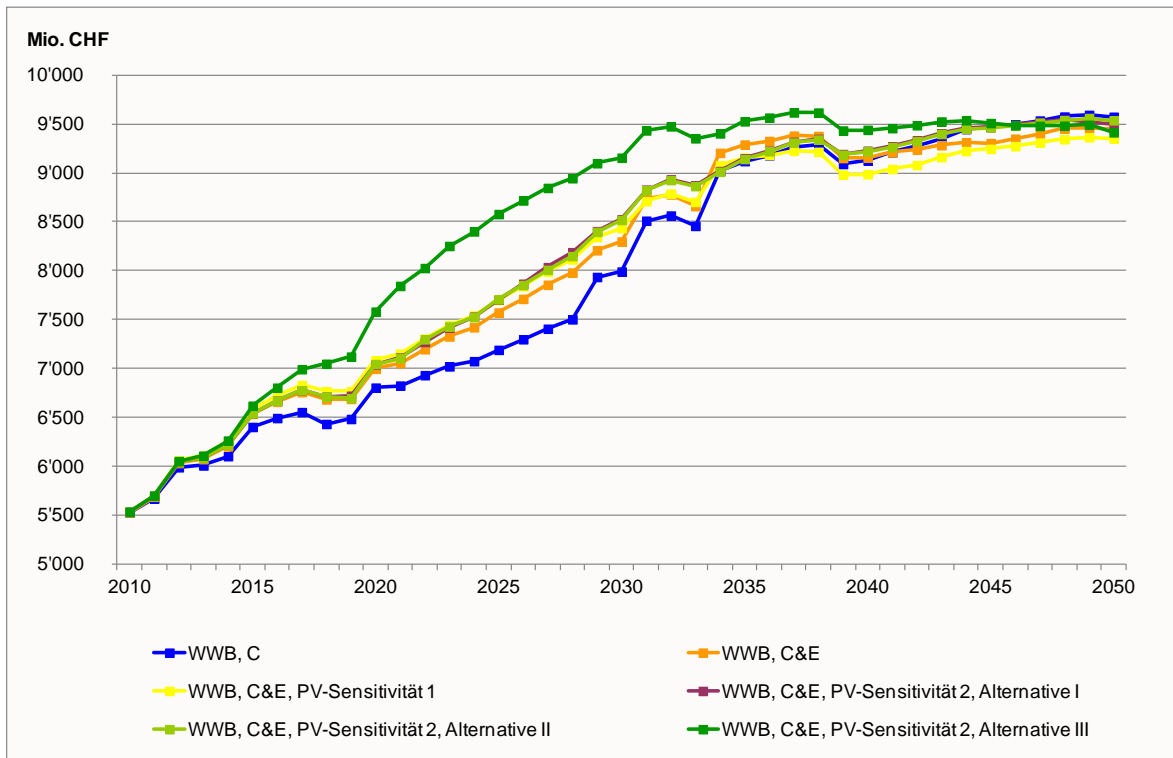
Variante	Alternative	2010	2020	2030	2040	2050
C		83.0	338.6	964.4	3'477.2	5'922.2
C&E		83.0	516.8	1'910.4	6'742.9	11'118.8
PV-Sensitivität 1		83.0	1'257.2	4'034.3	8'933.0	11'118.8
PV-Sensitivität 2	Alternative I	83.0	916.6	5'856.5	12'950.3	14'036.3
	Alternative II	83.0	916.6	5'856.5	12'950.3	14'036.3
	Alternative III	83.0	5'801.3	12'962.1	14'035.0	14'035.4
PV-Sensitivität 3		83.0	5'801.3	12'962.1	14'035.0	14'035.4

Quelle: Prognos 2013

## 7.2 Gesamtkosten

Figur 7-2 und Tabelle 7-2 zeigen die Gesamtkosten des Kraftwerkparcs in den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Weiter wie bisher“. Die wesentlichen Unterschiede der Gesamtkosten bestehen im Vergleich der verschiedenen Varianten im Zeitraum 2020 bis 2035. Dies ist vor allem auf die unterschiedliche Ausbaugeschwindigkeit bei der Photovoltaik zurückzuführen. In diesem Zeitraum ist die Sensitivität 3 (bzw. Alternative III der Sensitivität 2) die teuerste Variante, während die Variante C die tiefsten Kosten aufweist.

Figur 7-2: Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 7-2: Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF

Szenario	Variante	2010	2020	2030	2040	2050
WWB	C	5'527.9	6'803.7	7'991.3	9'126.6	9'574.0
	C&E	5'527.9	6'996.9	8'298.5	9'155.8	9'449.4
	PV-Sensitivität 1	5'534.4	7'082.6	8'435.5	8'986.7	9'350.7
	PV-Sensitivität 2	5'534.4	7'039.6	8'525.7	9'226.7	9'496.6
	PV-Sensitivität 3	5'534.4	7'580.9	9'155.0	9'440.3	9'414.6
	PV-Sensitivität 3	5'534.4	7'580.9	9'155.0	9'440.3	9'414.6

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 7-3 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken in den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Weiter wie bisher“. Die teuerste Variante ist die Sensitivität 3 bzw. Alternative III der Sensitivität 2 mit ca. 86.1 Mia. CHF.

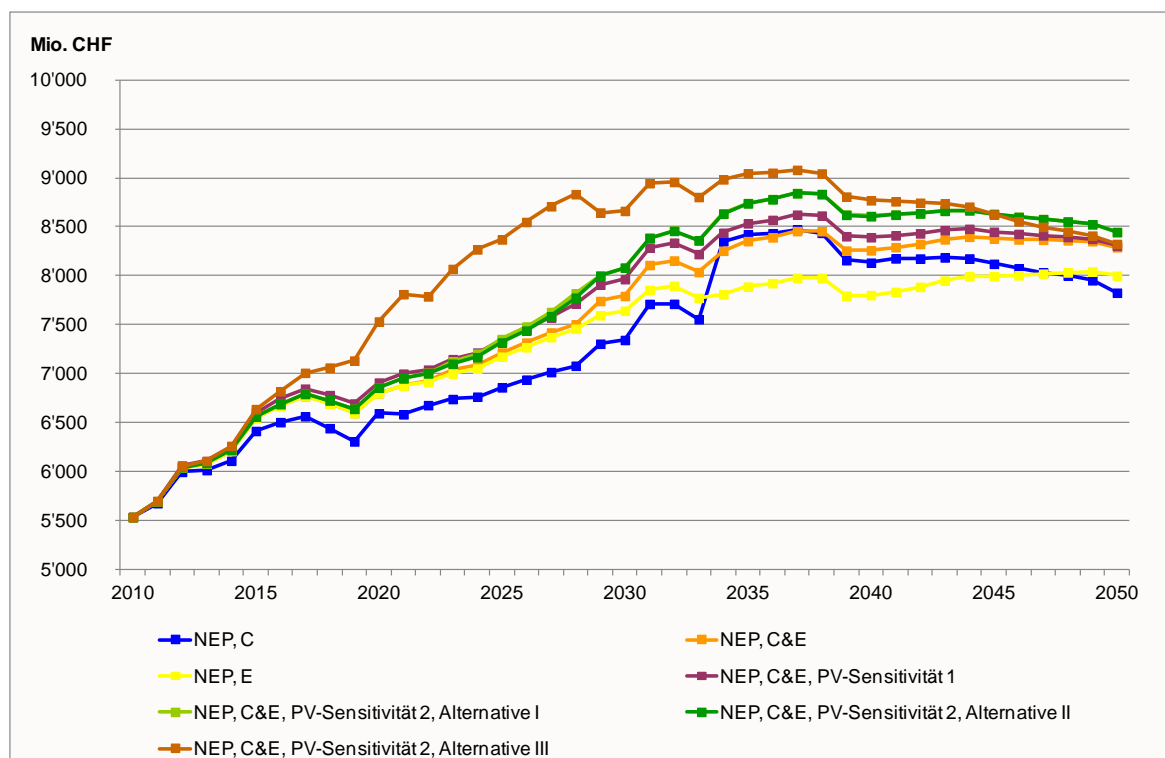
Tabelle 7-3: Gesamtkosten, kumuliert und diskontiert für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“, in Mio. CHF

Szenario	Variante	2010 - 2050
WWB	C	71'582.2
	C&E	75'448.9
	PV-Sensitivität 1	75'814.2
	PV-Sensitivität 2	77'081.3
	PV-Sensitivität 3	86'119.5
	PV-Sensitivität 3	86'119.5

Quelle: Prognos 2013

Figur 7-3 und Tabelle 7-4 zeigen die Gesamtkosten des Kraftwerkparks in den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Neue Energiepolitik“. Die Varianten NEP/C bzw. NEP/E sind im Betrachtungszeitraum jene mit den geringsten jährlichen Gesamtkosten. Generell ist bei einem höheren Photovoltaik-Ausbau ein Anstieg der jährlichen Gesamtkosten zu erkennen. Sensitivität 3 (bzw. Alternative III der Sensitivität 2), bei der durch den hohen Zubau an Photovoltaik-Anlagen bis 2029 keine neuen Gaskombikraftwerke zugebaut werden müssen, ist im Betrachtungszeitraum die Variante mit den höchsten Gesamtkosten.

Figur 7-3: Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. CHF



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 7-4: Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. CHF

Variante	Alternative	2010	2020	2030	2040	2050
C		5'534.3	6'594.9	7'343.7	8'133.4	7'826.5
C&E		5'534.3	6'799.8	7'792.9	8'259.5	8'290.7
E		5'534.3	6'799.8	7'641.9	7'802.2	7'999.9
PV-Sensitivität 1		5'534.3	6'908.7	7'965.2	8'393.7	8'305.8
PV-Sensitivität 2	Alternative I	5'534.3	6'856.2	8'083.9	8'611.1	8'447.1
	Alternative II	5'534.3	6'856.2	8'082.3	8'608.7	8'446.2
PV-Sensitivität 3	Alternative III	5'534.3	7'532.5	8'662.5	8'771.2	8'325.1
		5'534.3	7'532.5	8'662.5	8'771.2	8'325.1

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 7-5 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken in den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Neue Energiepolitik“. Die teuerste Variante ist wiederum die Sensitivität 3 bzw. Alternative III der Sensitivität 2 mit ca. 80 Mia. CHF.

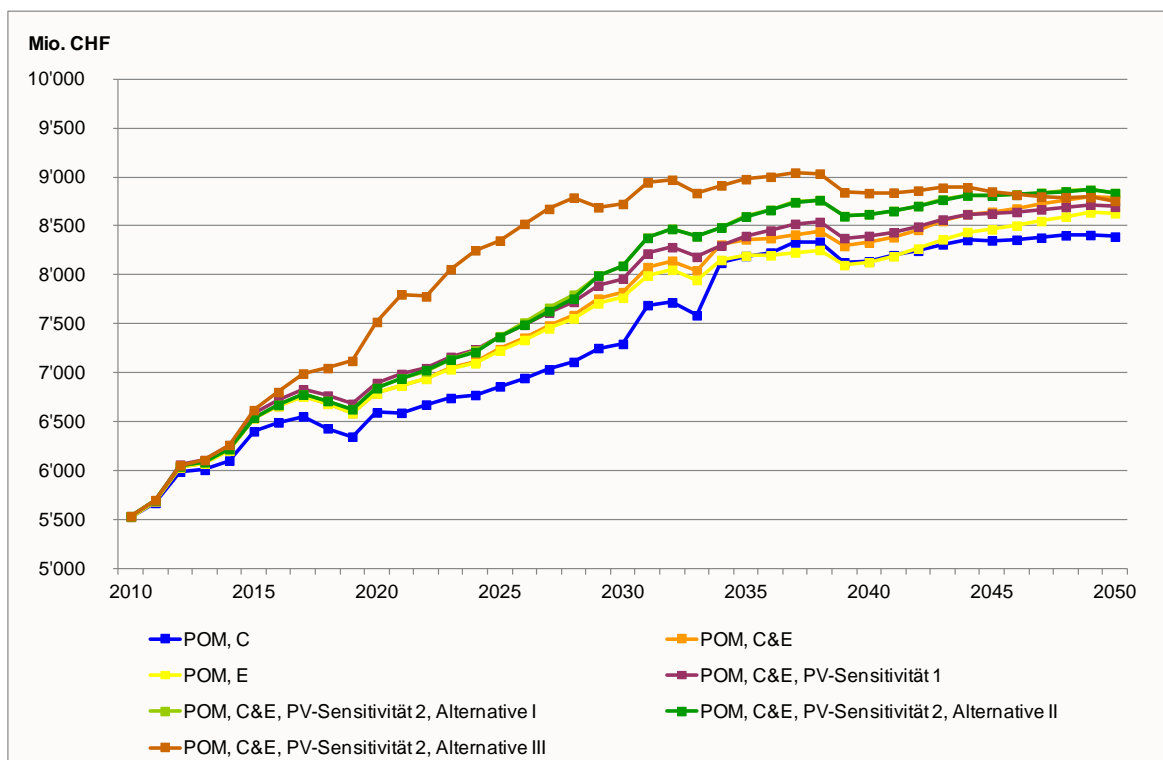
Tabelle 7-5: Gesamtkosten, kumuliert und diskontiert für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“, in Mio. CHF

Variante	Alternative	2010 - 2050
C		58'601.0
C&E		64'178.5
E		60'103.9
PV-Sensitivität 1		66'835.7
PV-Sensitivität 2	Alternative I	68'417.7
	Alternative II	68'236.6
PV-Sensitivität 3	Alternative III	77'999.1
		77'999.1

Quelle: Prognos 2013

Figur 7-4 und Tabelle 7-6 zeigen die Gesamtkosten des Kraftwerksparks in den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Politische Massnahmen“. Die Entwicklung der Gesamtkosten ist dabei ähnlich wie im Szenario „Neue Energiepolitik“.

Figur 7-4: Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 7-6: Gesamtkosten p.a. für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF

Variante	Alternative	2010	2020	2030	2040	2050
C		5'527.9	6'594.6	7'294.9	8'138.9	8'391.6
C&E		5'527.9	6'789.5	7'824.5	8'330.1	8'788.5
E		5'527.9	6'789.5	7'766.5	8'129.3	8'629.7
PV-Sensitivität 1		5'534.4	6'895.7	7'961.5	8'398.6	8'695.9
PV-Sensitivität 2	Alternative I	5'534.4	6'843.2	8'093.8	8'621.6	8'837.4
	Alternative II	5'534.4	6'843.2	8'091.8	8'619.0	8'835.2
	Alternative III	5'534.4	7'519.4	8'724.7	8'835.8	8'756.1
PV-Sensitivität 3		5'534.4	7'519.4	8'724.7	8'835.8	8'756.1

Quelle: Prognos 2013

Tabelle 6-7 zeigt die kumulierten und diskontierten Gesamtkosten des Zubaus an Kraftwerken in den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Politische Massnahmen“. Die teuerste Variante ist die Sensitivität 3 bzw. Alternative III der Sensitivität 2 mit ca. 79 Mia. CHF.

Tabelle 7-7: Gesamtkosten, kumuliert und diskontiert für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF

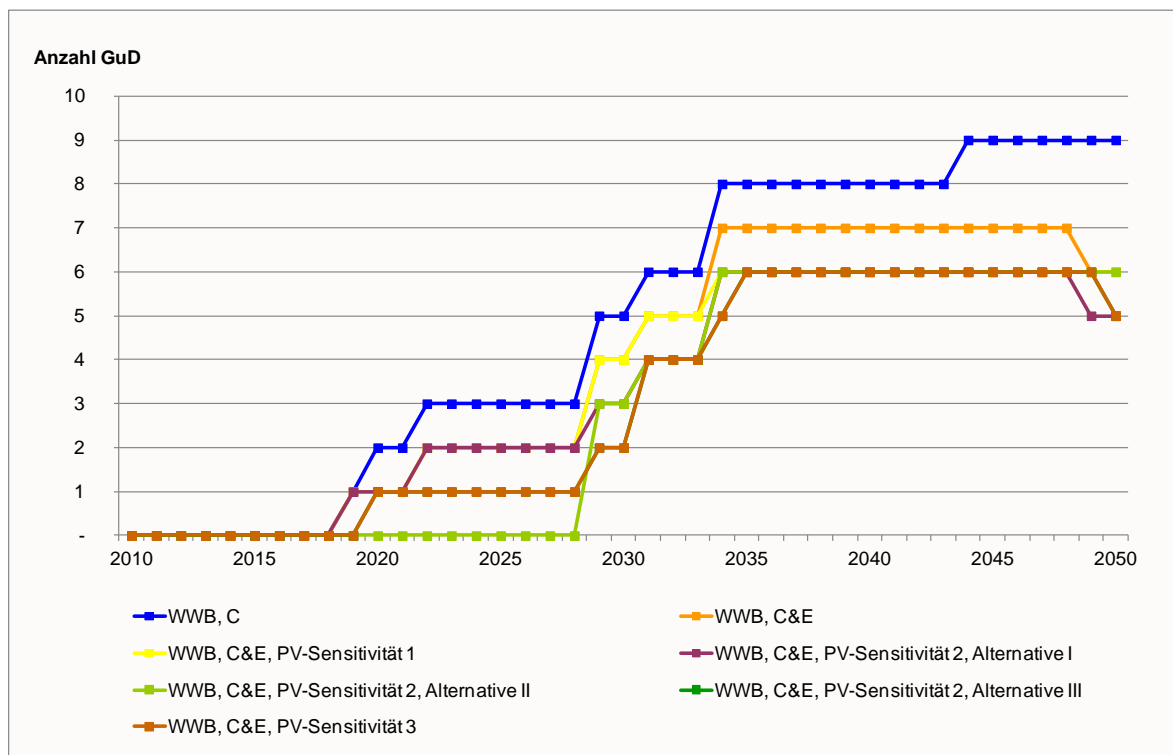
Variante	Alternative	2010 - 2050
C		59'231.9
C&E		65'590.1
E		63'879.4
PV-Sensitivität 1		67'362.5
PV-Sensitivität 2	Alternative I	69'058.7
	Alternative II	68'957.7
	Alternative III	78'948.1
PV-Sensitivität 3		78'948.1

Quelle: Prognos 2013

### 7.3 Zubau an Gaskombikraftwerken

Figur 7-5 und Tabelle 7-8 zeigen die Anzahl an zugebauten Gaskombikraftwerken im den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Weiter wie bisher“. Es zeigt sich, dass durch den schnelleren Ausbau von Photovoltaik-Anlagen bzw. sonstigen Erneuerbaren gegenüber der Variante C bis zu 4 Gaskombikraftwerke eingespart werden können. Gegenüber der Basisvariante C&E wird maximal 1 Gaskombikraftwerk eingespart. Allerdings ist auch in der Sensitivität 3, d.h. beim höchsten Ausbau von Photovoltaik-Anlagen und sonstigen Erneuerbaren, der Bau von 6 Gaskombikraftwerken notwendig.

Figur 7-5: Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“



Quelle: Prognos 2013

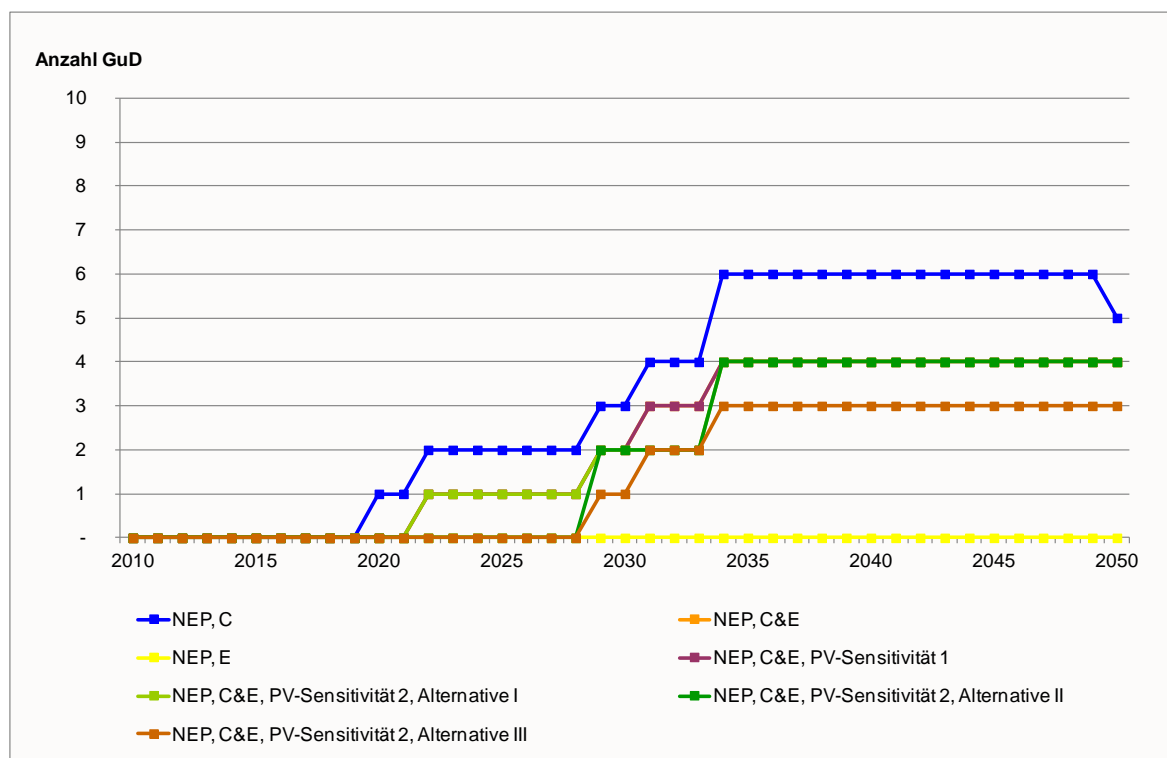
Tabelle 7-8: Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Weiter wie bisher“

Szenario	Variante	2010	2020	2030	2040	2050
WWB	C	-	2	5	8	9
	C&E	-	1	4	7	6
	PV-Sensitivität 1	-	1	4	6	6
	PV-Sensitivität 2	-	1	3	6	5
	PV-Sensitivität 2	-	-	3	6	6
	PV-Sensitivität 3	-	1	2	6	5
PV-Sensitivität 3	-	1	2	6	6	5

Quelle: Prognos 2013

Figur 7-6 und Tabelle 7-9 zeigen die Anzahl an zugebauten Gaskombikraftwerken in den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Neue Energiepolitik“. Durch den schnelleren Ausbau von Photovoltaik-Anlagen bzw. sonstigen Erneuerbaren können bis zu 3 Gaskombikraftwerke gegenüber der Variante C eingespart werden. Im Vergleich zu Variante C&E wird maximal 1 Gaskombikraftwerk eingespart. Auch in der Sensitivität 3, d.h. beim höchsten Ausbau von Photovoltaik-Anlagen und sonstigen Erneuerbaren, ist aber der Bau von 3 Gaskombikraftwerken notwendig. Die sinkende Stromnachfrage ermöglicht also im Vergleich zum Szenario „Weiter wie bisher“ den Verzicht auf 2 Gaskombikraftwerke.

Figur 7-6: Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“



Quelle: Prognos 2013



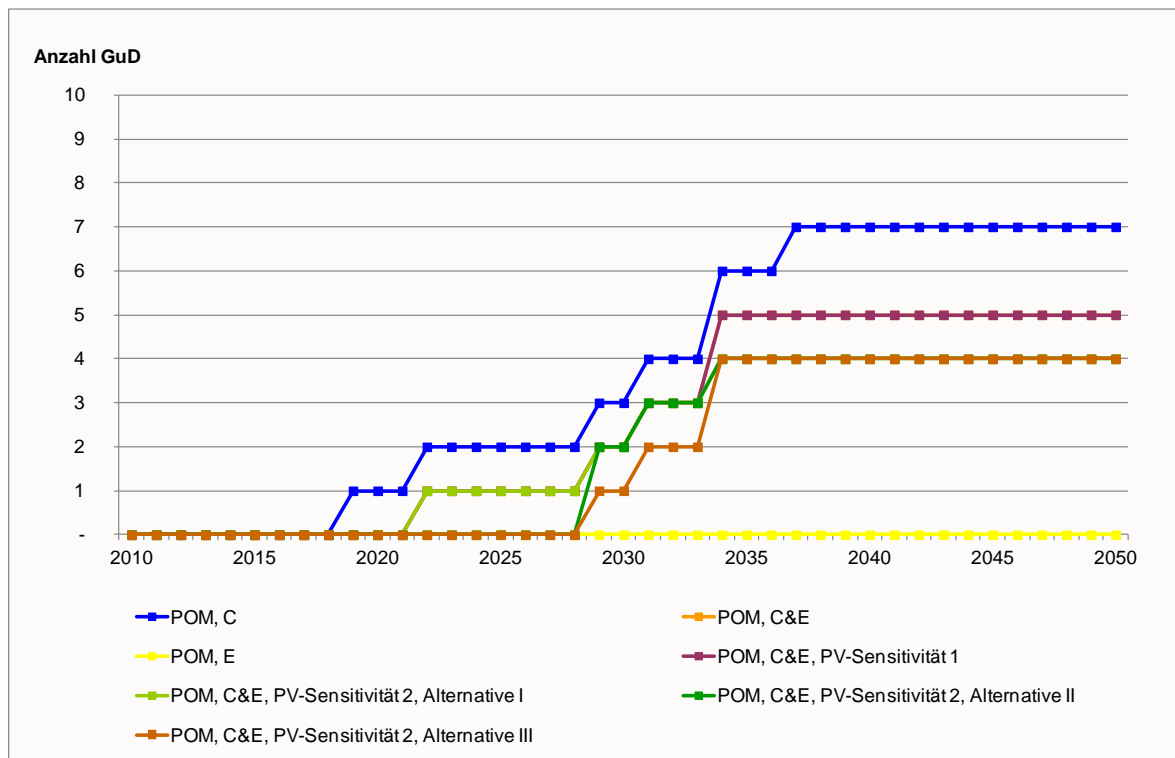
Tabelle 7-9: Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Neue Energiepolitik“

Variante	Alternative	2010	2020	2030	2040	2050
C		-	1	3	6	5
C&E		-	-	2	4	4
E		-	-	-	-	-
PV-Sensitivität 1		-	-	2	4	4
PV-Sensitivität 2	Alternative I	-	-	2	4	4
	Alternative II	-	-	2	4	4
PV-Sensitivität 3	Alternative III	-	-	1	3	3
		-	-	1	3	3

Quelle: Prognos 2013

Figur 7-7 und Tabelle 7-10 zeigen die Anzahl an zugebauten Gaskombikraftwerken im den verschiedenen Stromangebotsvarianten des Szenarios „Politische Massnahmen“. Durch den schnelleren Ausbau von Photovoltaik-Anlagen bzw. sonstigen Erneuerbaren können bis zu 3 Gaskombikraftwerke gegenüber der Variante C eingespart werden. Im Vergleich zu Variante C&E wird maximal 1 Gaskombikraftwerk eingespart. In der Sensitivität 3 ist aber der Bau von 4 Gaskombikraftwerken notwendig.

Figur 7-7: Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF



Quelle: Prognos 2013

Tabelle 7-10: Anzahl an Gaskombikraftwerken für den Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 im Szenario „Politische Massnahmen“, in Mio. CHF

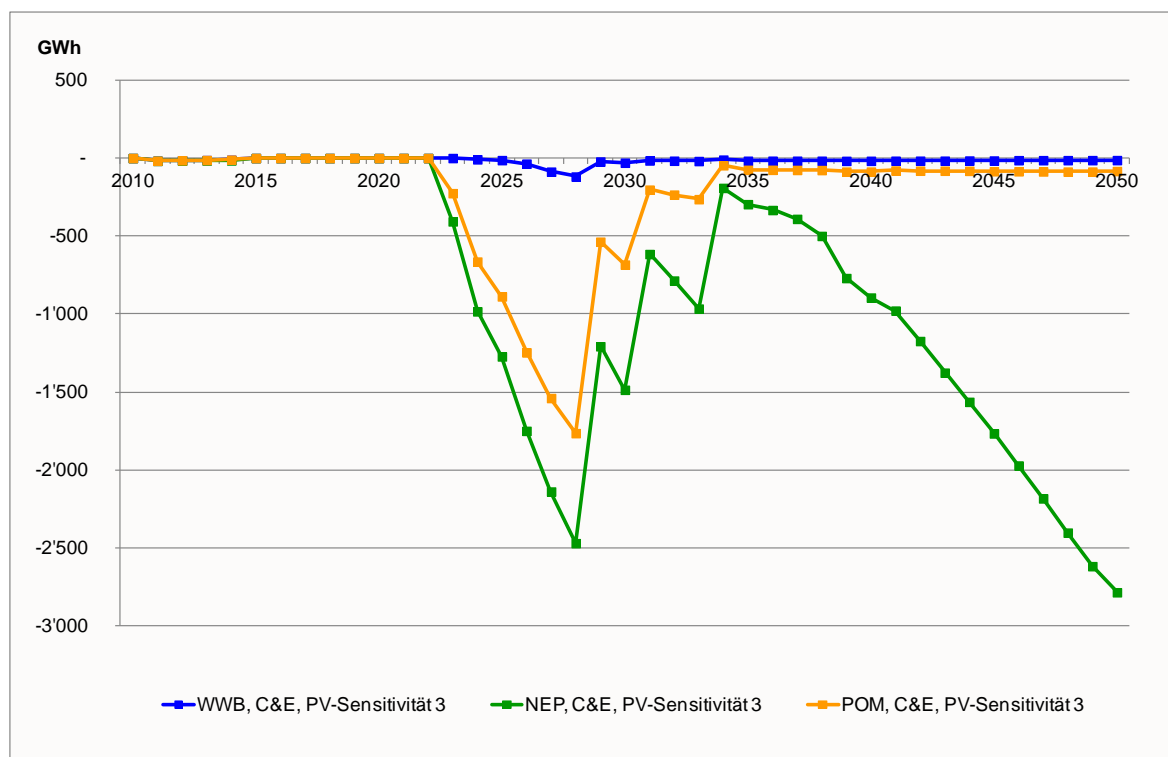
Variante	Alternative	2010	2020	2030	2040	2050
C		-	1	3	7	7
C&E		-	-	2	5	5
E		-	-	-	-	-
PV-Sensitivität 1		-	-	2	5	5
PV-Sensitivität 2	Alternative I	-	-	2	4	4
	Alternative II	-	-	2	4	4
	Alternative III	-	-	1	4	4
PV-Sensitivität 3		-	-	1	4	4

Quelle: Prognos 2013

## 7.4 Stromspeicherung

In Figur 7-8 werden die negative Residuallast, bzw. die nicht-speicherbaren Erzeugungsüberschüsse im Vergleich der Szenarien „Weiter wie bisher“, „Neue Energiepolitik“ und „Politische Massnahmen“ dargestellt.

Figur 7-8: Negative Residuallast (bzw. Erzeugungsüberschüsse) im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 für die Sensitivität 3, in GWh



Quelle: Prognos 2013

Figur 7-8 und Tabelle 7-11 zeigen, dass die nicht-speicherbaren Erzeugungsüberschüsse bis zum Jahr 2030 vor allem in den Szenarien „Neue Energiepolitik“ und „Politische Massnahmen“ auf bis zu 2 TWh ansteigen. Im Szenario „Neue Energiepolitik“ steigen Erzeugungsüberschüsse auch bis 2050 durch die sinkende Stromnachfrage wieder deut-

lich an. Im Szenario „Weiter wie bisher“ treten im Jahresverlauf hingegen nur geringfügige Erzeugungsüberschüsse in der Höhe von maximal ca. 100 GWh auf.

*Tabelle 7-11: Negative Residuallast (bzw. Erzeugungsüberschüsse) im Betrachtungszeitraum 2010 bis 2050 für die Sensitivität 3, in GWh*

<b>Szenario</b>	<b>Variante</b>	<b>2010</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
WWB	PV-Sensitivität 3	-	-	- 30.0	- 17.8	- 13.1
NEP	PV-Sensitivität 3	-	-	- 1'485.4	- 894.2	- 2'783.0
POM	PV-Sensitivität 3	-	-	- 683.0	- 87.0	- 83.3

*Quelle: Prognos 2013*

## 8 Schlussfolgerungen

Im Folgenden werden die erzielten Ergebnisse aus den Modellrechnungen diskutiert und es werden die wesentlichen Aussagen zusammengefasst.

- Die Deckung der Stromnachfrage ohne Zubau von Gaskombikraftwerken oder eine signifikant höhere Importabhängigkeit ist bei einem hohen Photovoltaik-Ausbau nur maximal bis zum Jahr 2029 möglich. Danach, und vor allem ab der Ausserbetriebnahme des letzten Kernkraftwerkes im Jahr 2034, werden zusätzlich Gaskombikraftwerke und/oder neue Stromimporte zur Deckung der Stromnachfrage benötigt. Insgesamt sinken aber bei einem hohen Ausbau der Photovoltaik die Anzahl benötigter Gaskombikraftwerke (Einsparung von maximal einem GuD-Block gegenüber dem hohen Ausbaupfad der Erneuerbaren in der Variante C&E) sowie die Erzeugung aus Gaskombikraftwerken (bzw. die Menge neuer Stromimporte) und Gaskombikraftwerke können später zugebaut werden (2029 statt 2022).
- Ein hoher Ausbau von Photovoltaik-Anlagen reicht alleine für die Deckung der innerschweizerischen Stromnachfrage also nicht aus. Grund dafür ist die geringe Erzeugung durch Photovoltaik-Anlagen im Winterhalbjahr und die Beschränkung der Wasserkraft-Anlagen der Schweiz durch Wasserzuflüsse und Speicherkapazitäten. Da diese Technologien in der Schweiz nahezu ausgeschöpft sind, können sie die fehlende Erzeugung aus Kernkraftwerken im Winterhalbjahr nicht zur Gänze ersetzen.
- Ein hoher und schneller PV-Ausbau weist höhere Gesamtkosten auf als die bisherige C&E-Variante (in den Energieperspektiven 2050) und ist auch teurer als die Alternativen neuer Stromimporte oder der Zubau von Gaskombikraftwerken bei mässigem Zubau von Photovoltaik-Anlagen. Der Grund hierfür ist die geringe Erzeugung von Photovoltaik-Anlagen im Winterhalbjahr (bei gleichzeitig hoher Stromnachfrage). Somit ist eine hohe installierte Photovoltaik-Leistung notwendig, um die Winter-Nachfrage zu decken. Dasselbe Ziel kann mit Gaskombikraftwerken mit einer deutlich geringeren installierten Leistung erreicht werden. Hauptgrund für die Unterschiede in den Gesamtkosten sind also nicht hohe Gestehungskosten der Photovoltaik (diese sind nach 2020 vergleichbar mit Gaskombikraftwerken oder Stromimporten).
- Für die Optionen des Zubaus von Gaskombikraftwerken oder der Inanspruchnahme neuer Stromimporte sind die Gesamtkosten praktisch gleich hoch. Stromimporte sind nur geringfügig billiger. Ausschlaggebend für die Entscheidung für oder gegen Gaskombikraftwerke bzw. Stromimporte sollten somit andere Faktoren sein (z.B. Versorgungssicherheit, internationale Zusammenarbeit, gesellschaftliche Akzeptanz, CO<sub>2</sub>-Gesetzgebung, usw.)
- Die Option eines schnellen Ausbaus von Photovoltaik-Anlagen und damit eine frühe Integration grosser Mengen erneuerbarer Stromerzeugung ist bereits vor 2030 mit zusätzlichen Herausforderungen für das schweizerische Stromsystem verbunden. Überschüsse aus der Photovoltaik-Erzeugung (die innerschweizerisch nicht genutzt werden können) sind bei einem hohen Photovoltaik-Pfad ab dem Jahr 2023 vorhanden und steigen bis 2029 an (auf ca. 2 TWh). Bei einem tiefen Nachfragepfad (Szenario „Neue Energiepolitik“) treten diese Erzeugungsüberschüsse auch nach 2034 in ähnlicher Grössenordnung auf.
- Gründe für diese bereits mittelfristig auftretenden Erzeugungsüberschüsse sind, dass die Photovoltaik-Erzeugung vor allem im Sommer, bei gleichzeitig niedriger Stromnachfrage, anfällt. Zudem sind Kernkraftwerke und grosse Mengen fluktuierender Erneuerbarer nicht direkt kompatibel, da Kernkraftwerke nur beschränkt regelfähig sind.

- Ausserdem ist zu berücksichtigen, dass im benachbarten Ausland (Deutschland, Italien, evt. auch Frankreich) möglicherweise eine ähnliche Situation besteht. Möglichkeiten für den direkten Export der Überschusserzeugung aus Photovoltaik-Anlagen sind daher fraglich oder begrenzt und möglicherweise nicht kostendeckend.
- Die Integration umfangreicher Mengen von Photovoltaik-Erzeugung kann umso besser gelingen, wenn entweder der Verzicht auf einen Teil der Photovoltaik-Erzeugung (wobei höhere Gestehungskosten akzeptiert werden müssen) zugelassen wird oder der Ausbau von (dezentralen) Speicherkapazitäten vorangetrieben wird (was die Gestehungskosten bzw. die Gesamtkosten für das Stromsystem erhöht).

Die genannten Herausforderungen sind technisch wie wirtschaftlich unter verschiedenen Bedingungen zu meistern, vollständig vermeiden lassen sie sich nicht. Zusätzlich zu einer ökonomischen Optimierung (die, wie die Ergebnisse zeigen, zu einem deutlich geringeren PV-Zubau führen würde) ist eine Güterabwägung weiterer gesellschaftlicher Ziele notwendig.

## Literaturverzeichnis

Prognos (2007). *Die Energieperspektiven 2035 – Band 5 – Analyse und Bewertung des Elektrizitätsangebotes*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Prognos (2012). *Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 – Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000 - 2050*. Im Auftrag des Bundesamts für Energie, Bern.

Swissolar (2012), *Umstieg aus der Atomenergie zu den Erneuerbaren und zur Energieeffizienz*, Medienmitteilung vom 22.3.2012, Swissolar (Schweizerischer Fachverband für Sonnenenergie), Zürich

Für die im Rahmen der Energieperspektiven allgemein verwendete und in diesem Bericht nicht direkt zitierte Literatur wird auf das Literaturverzeichnis des Hauptberichts der Energieperspektiven [Prognos, 2012] verwiesen.