



Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)



ENERGIE DER ZUKUNFT

Endbericht

KlimAdapt

Ableitung von prioritären Maßnahmen zur
Adaption des Energiesystems an den
Klimawandel



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology



Met

Universität für Bodenkultur Wien
Department Wasser-Atmosphäre-Umwelt
Institut für Meteorologie (BOKU-Met)



Universität für Bodenkultur Wien
Department für Wald- und Boden-
wissenschaften
Institut für Waldbau



Universität für Bodenkultur Wien
Department für Wasser-Atmosphäre-
Umwelt



Projektleitung:

*Technische Universität Wien,
Institut für elektrische Anlagen
und Energiewirtschaft,*

Energy Economics Group

Lukas Kranzl
Reinhard Haas
Gerald Kalt
Andreas Müller
Nebojsa Nakicenovic
Christian Redl



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN
Vienna University of Technology

Partner:

*Universität für Bodenkultur,
Institut für Meteorologie*

Herbert Formayer
Patrick Haas



Universität für Bodenkultur Wien
Department Wasser-Atmosphäre-Umwelt
Institut für Meteorologie (BOKU-Met)

*Universität für Bodenkultur Wien,
Institut für Waldbau*

Manfred-Josef Lexer
Rupert Seidl
Stefan Schörghuber



Universität für Bodenkultur Wien
Department für Wald- und Boden-
wissenschaften
Institut für Waldbau

*Universität für Bodenkultur,
Institut für Wasserwirtschaft, Hydrologie und konstruktiven
Wasserbau*

Hans-Peter Nachtnebel
Phillip Stanzel



Universität für Bodenkultur Wien
Department für Wasser-Atmosphäre-
Umwelt

Wien, November 2010

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Aufgabenstellung	1
1.2	Schwerpunkte des Projektes und Einordnung in das Programm „Energie der Zukunft“	2
1.3	Verwendete Methoden	2
1.3.1	Meteorologie	3
1.3.2	Hydrologie	3
1.3.3	Waldbau	4
1.3.4	Energiewirtschaft	4
1.3.5	Modell-Schnittstellen und -Zusammenführung	5
1.4	Aufbau der Arbeit	7
2	Klimaszenarien	8
2.1	Methodik	13
2.1.1	Fehlerkorrektur und Lokalisierung von Klimaszenarien auf Monatsbasis	14
2.1.2	Flächendeckende Szenarien der Heiz- und Kühlgradtage für Österreich	15
2.2	Datenbasis zur Analyse der Klimasensitivität des Energiesystems	20
2.2.1	Klimatologische Datenbasis für hydrologische Applikationen	20
2.2.2	Klimatologische Datenbasis für forstwirtschaftliche Applikationen	23
2.2.3	Klimatologische Datenbasis für energiewirtschaftliche Applikationen	24
3	Hydrologische Auswirkungen	30
3.1	Methodik	31
3.1.1	Wasserbilanzsimulation	31
3.1.2	Stromproduktion aus Wasserkraft	33
3.1.3	Auswirkungen auf die Kühlwassereinleitung	35
3.2	Datenbasis	37
3.3	Klimaänderung und Hydrologie	37
3.3.1	Wasserhaushalt 1961 bis 1990	37
3.3.2	Wasserhaushalt im 21. Jahrhundert	38
3.4	Klimasensitivität der Stromproduktion aus Wasserkraft	45
3.4.1	Flächenpotential und Stromproduktion 1961 bis 1990	45
3.4.2	Stromproduktion im 21. Jahrhundert	46
3.5	Diskussion der Kühlwasserverfügbarkeit	49
3.5.1	Niederwasser	49
3.5.2	Wassertemperatur	52
3.5.3	Auswirkungen des Klimawandels auf die Kühlwasserverfügbarkeit	52
3.6	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	53

3.6.1	Klimaänderung im regionalen Klimamodell.....	53
3.6.2	Auswirkungen des Klimawandels auf die Hydrologie Österreichs.....	53
3.6.3	Auswirkungen auf die Energieerzeugung aus Wasserkraft und die Kühlwassereinleitung kalorischer Anlagen.....	54
3.6.4	Unsicherheiten	55
3.6.5	Diskussion möglicher Adaptionsmaßnahmen	55
4	Forstwirtschaft.....	57
4.1	Methodik	57
4.1.1	Methodik zur Analyse forstlicher Biomasse-Potenzialen im Klimawandel	57
4.2	Forstliche Biomasse im Klimawandel	70
4.2.1	Evaluierung des Modell-Linking-Ansatzes	70
4.2.2	Der Schaftholzzuwachs im Klimawandel	71
4.2.3	Biomassebereitstellungspotentiale im Klimawandel	73
4.2.4	Erstellung klimasensitiver Kosten-Potenzial-Kurven für forstliche Biomasse in Österreich.....	74
4.2.5	Diskussion.....	75
4.3	Diskussion klimatischer Einflussfaktoren auf landwirtschaftliche Biomasse- Potenziale	77
4.3.1	Möglichkeiten der landwirtschaftlichen Bioenergieerzeugung.....	77
4.3.2	Auswirkungen auf die landwirtschaftliche Produktion und Anpassungsmaßnahmen.....	78
4.3.3	Energiepflanzenanbau im Klimawandel.....	79
5	Heizen und Kühlen	81
5.1	Methodik	81
5.1.1	Heizen.....	85
5.1.2	Kühlen.....	90
5.2	Klimasensitivität der Nachfrage nach Heizenergie.....	94
5.3	Nachfrage nach Kühlenergie	100
6	Stromversorgung.....	105
6.1	Methodik	105
6.2	Exogene Parameter – Szenarien.....	106
6.3	Auswirkungen des Klimawandels auf Stromerzeugungspotentiale in Österreich ..	108
6.3.1	Wasserkraft.....	109
6.3.2	Klimasensitivität der Bioenergie-Stromerzeugung	111
6.3.3	Kühlenergienachfrage	112
6.4	Simulationen zum Stromerzeugungsmix unter der Randbedingung des Klimawandels.....	113
6.4.1	A2-Szenario	113
6.4.2	A1B-Szenario	115
6.4.3	B1-Szenario	120

6.5	Saisonale Aspekte: Kurzfristige Versorgungssicherheit und Lastdeckung in den klimasensitiven Szenarien.....	124
6.5.1	A2-Szenario	125
6.6	Abschätzung der Klimaauswirkungen auf die Stromversorgung und die Strompreise im mitteleuropäischen Strommarkt.....	129
7	Energetische Biomassenutzung	131
7.1	Methodik – Das Modell <i>SimBioSe</i>	131
7.2	Modellannahmen, Eingangsdaten und exogene Parameter	132
7.2.1	Szenarien des Energiebedarfs	132
7.2.2	Förderinstrumente	133
7.2.3	Weitere Modellannahmen und exogene Parameter.....	134
7.3	Simulationsergebnisse	134
7.3.1	A2-Szenario	135
7.3.2	A1B-Szenario	135
7.3.3	B1-Szenario	137
7.4	Zusammenfassung und Interpretation	139
8	Schlussfolgerungen und Empfehlungen: Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel	142
8.1	Adaptionsmaßnahmen im Energiesystem: Allgemeine Überlegungen und Übersicht	142
8.2	Gebäude: Kühlen und Heizen	144
8.3	Hydrologie	151
8.4	Stromversorgung.....	152
8.5	Forstwirtschaft.....	160
8.6	Prioritätenliste	163
9	Ausblick.....	168
9.1	Meteorologische Aspekte	169
9.2	Hydrologische Aspekte.....	170
9.3	Forstwirtschaftliche Aspekte.....	171
9.4	Energiewirtschaftliche Aspekte.....	171
10	Literatur	174
11	Verzeichnisse	182
11.1	Abbildungsverzeichnis.....	182
11.2	Tabellenverzeichnis.....	188
12	Anhang.....	191
12.1	Methoden- und Modellbeschreibung, Daten: Hydrologie	192
12.2	Methoden- und Modellbeschreibung, Daten: Stromversorgung	203
12.2.1	Status quo Kraftwerkspark und Szenario ohne Berücksichtigung von Klimaauswirkungen	203

12.2.2 Simulationen zum Stromerzeugungsmix unter der Randbedingung des Klimawandels und 7%igen Erzeugungsverlusten durch die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie	204
12.2.3 Entwicklung von Sommer- und Winterspitzenlasten in ausgewählten Ländern: 206	
12.3 Bewertung und Diskussion von Adaptionsmaßnahmen	208

Dank

Folgenden Personen danken wir für die Teilnahme an Projektbeiratsitzungen, Ideen, Hinweise, Anregungen und ausführlichen Diskussionbeiträge insbesondere zur Priorisierung von Adaptionsmaßnahmen:

Maria Balas

Bettina Bergauer-Culver

Barbara Kronberger

Andreas Drack

Dietmar Hagauer

Fritz Hofer

Klaus Radunsky

Enrico Rose

Michael Sattler

Bertram Weiss

Kurzfassung

Dass rasche und effektive Maßnahmen gegen den Klimawandel von höchster Priorität sind, ist mittlerweile nicht nur in der wissenschaftlichen „Community“ eine akzeptierte Tatsache. Unabhängig davon jedoch findet Klimawandel statt. Selbst in den optimistischsten Treibhausgas-Reduktionsszenarien mit sofortiger Realisierung von Klimaschutzmaßnahmen werden uns die Auswirkungen des Klimawandels treffen. Dem tragen Bemühungen zur Entwicklung von Anpassungsstrategien zunehmend Rechnung, sowohl auf nationaler und regionaler Ebene als auch z.B. von Seiten der Europäischen Kommission.

Das zentrale Ziel dieses Forschungsprojekts war es, die möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf den Energie-Sektor in Österreich bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus zu identifizieren und prioritäre Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems abzuleiten.

Es wird von drei Bereichen ausgegangen, in denen der hauptsächliche Einfluss von Klimaänderungen auf das Energiesystem liegt, und die zentraler Inhalt dieses Projekt sind: (1) Auswirkungen auf die Energienachfrage für Heizen und Kühlen, (2) Auswirkungen auf die Stromversorgung (Wasserkraft, Kühlwasser, Verfügbarkeit von Biomasse) sowie (3) Auswirkungen auf forstliche Biomasse-Potenziale und –Bereitstellung. Auswirkungen auf landwirtschaftliche Biomasse-Potenziale sind ein wesentlicher Aspekt, der jedoch in diesem Projekt nicht detailliert behandelt werden konnte.

Der methodische Ansatz bestand aus den folgenden Schritten: (1) Aufbereitung klimatologischer Basisdaten für die allen Szenarien dieses Projekts zugrunde liegenden IPCC-Szenarien A2, B1 und A1B in 1x1 km Auflösung für Österreich. (2) Ermittlung der Auswirkungen auf Hydrologie sowie forstwirtschaftliche Biomasse-Potenziale. (3) Analyse der Auswirkungen auf relevante Teile des Energie-Systems durch Modellierung in einem Bottom-up-Ansatz. (4) Identifizierung und Beschreibung von Anpassungsmaßnahmen sowie (5) Diskussion der Priorisierung derselben mit dem Projektbeirat.

Die Analysen zur Klimasensitivität des Wasserkraftpotenzials und dessen Auswirkung im Stromsystem ergeben eine verringerte Wasserkraftproduktion bis zur Mitte des Jahrhunderts zwischen 1,1 TWh_{el} und 4,8 TWh_{el} gegenüber dem nicht-klimasensitiven Fall sowie vor allem eine saisonale Verschiebung vom Sommer in den Winter. Nur im B1-Szenario, in dem eine Voll-Versorgung mit erneuerbarer Energie im Stromsektor erreicht wird, reduziert sich die Vulnerabilität gegenüber dem Klimawandel bei gleichzeitig moderatem Klimasignal. Die Analyse zur Auswirkung des Klimawandels auf die Bereitstellung energetisch relevanter Biomasse-Fractionen aus dem österreichischen Forst ergibt regional oft gegensätzliche Tendenzen, die sich einerseits durch die Trockenheit in nieder gelegenen Regionen und andererseits durch einen erhöhten Zuwachs in höheren Regionen ergeben. Im Bereich der Raumwärme sind bis zum Jahr 2050 große Effizienzsteigerungen möglich (knapp 60% Reduktion des Energiebedarfs im Referenz-Szenario). Je nach Klimaszenario bewirkt der Klimawandel eine weitere Reduktion im Bereich von 3%-6%. Im Bereich der Raumkühlung und –klimatisierung hingegen zeigt das Maximal-Szenario (starke Diffusion von Klimageräten, A2-Klimaszenario) einen stark steigenden Strombedarf für Raumkühlung und –klimatisierung auf knapp 10 TWh_{el} bis zum Jahr 2050. Die Szenarien ergeben, dass durch entsprechende Maßnahmen die Kühlnachfrage stark reduziert werden kann.

17 Adaptionsmaßnahmen wurden identifiziert und im Detail beschrieben. Auf Basis eines Stakeholder-Prozesses wurde ein Kriterienkatalog erstellt und die Maßnahmen entsprechend bewertet. So wurden jene Maßnahmen mit gleichzeitig positiver Umweltauswirkung, hoher Relevanz und Robustheit sowie simultaner Klimaschutzwirkung herausgefiltert.

Die Analysen ergeben ein hohes Potenzial für simultane Anpassungs- und Klimaschutzwirkung im Energiesektor. Die langen Vorlaufzeiten, die aufgrund von Systemträgheiten zu berücksichtigen sind, zeigen eine hohe Dringlichkeit und erfordern rasche Maßnahmen. Aufgrund der vielfältigen offenen Fragen, vor allem hinsichtlich der Bewertung von Extremereignissen und Unsicherheiten, sind weitere Analysen in diesem Bereich dringend erforderlich.

Zusammenfassung

Dass rasche und effektive Maßnahmen gegen den Klimawandel von höchster Priorität sind, ist mittlerweile nicht nur in der wissenschaftlichen „Community“ eine akzeptierte Tatsache. Unabhängig davon jedoch findet Klimawandel statt. Selbst in den optimistischsten Treibhausgas-Reduktionsszenarien mit sofortiger Realisierung von Klimaschutzmaßnahmen werden uns die Auswirkungen des Klimawandels treffen. Dem tragen Bemühungen zur Entwicklung von Anpassungsstrategien zunehmend Rechnung, sowohl auf nationaler und regionaler Ebene als auch z.B. von Seiten der Europäischen Kommission (White paper „Adapting to climate change: Towards a European framework for action“).

Das zentrale Ziel dieses Forschungsprojekts war es, die möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf den Energie-Sektor in Österreich bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus zu identifizieren und prioritäre Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems abzuleiten.

Es wird von drei Bereichen ausgegangen, in denen der hauptsächliche Einfluss von Klimaänderungen auf das Energiesystem liegt, und die zentraler Inhalt dieses Projekt sind: (1) Auswirkungen auf die Energienachfrage für Heizen und Kühlen, (2) Auswirkungen auf die Stromversorgung (Wasserkraft, Kühlwasser, Verfügbarkeit von Biomasse¹) sowie (3) Auswirkungen auf forstliche Biomasse-Potenziale und –Bereitstellung. Auswirkungen auf landwirtschaftliche Biomasse-Potenziale sind ein wesentlicher Aspekt, der jedoch in diesem Projekt nicht detailliert behandelt werden konnte.

Der methodische Ansatz zur Erzielung dieser Projektergebnisse bestand aus den folgenden fünf Schritten: In einem ersten Schritt wurden die klimatologischen Basisdaten aufbereitet. Dazu wurden Klimaszenarien, die vom Konsortium in früheren Arbeiten erstellt wurden, entsprechend verfeinert und in einem 1x1 km Raster für Österreich aufbereitet. Alle Szenarien-Rechnungen in diesem Projekt nehmen Bezug auf die IPCC-Szenarien A2, B1 und A1B. In einem zweiten Schritt wurden aus diesen Daten die entsprechenden Auswirkungen auf Hydrologie sowie land- und forstwirtschaftliche Biomasse-Potenziale abgeleitet. Der dritte Schritt bestand in der Analyse der Auswirkungen auf das Energiesystem, wobei dafür der für die Fragestellung relevante Teil des österreichischen Energiesystems in einem Bottom-up-Ansatz modelliert wurde. Diese Modellierung basiert auf einem dynamischen Bestands-, Erneuerungs- und Ersatzmodell für Gebäude, Heiz- und Kühlsysteme sowie Kraftwerke auf Jahresbasis bis zum Jahr 2050. In einem vierten Schritt wurden für die untersuchten Bereiche Anpassungsmaßnahmen identifiziert und detailliert beschrieben. Der fünfte Schritt bestand in der Diskussion der Priorisierung anhand eines Kriterienkatalogs. In diesem fünften Schritt wurde ein partizipativer Ansatz angewandt, dessen Kern der Diskussionsprozess im Projektbeirat bildete.

Hydrologie

Die hydrologischen Auswirkungen sind erstens durch eine Abnahme des Abflusses in allen Klimaszenarien geprägt, vor allem im Westen und Süden Österreichs. Je nach Klimaszenario ergäbe sich damit eine gegenüber dem Referenzfall ohne Klimawandel verringerte Wasserkraftproduktion in der Mitte des Jahrhunderts zwischen 1,1 TWh und 4,8 TWh. Zweitens ergibt sich vor allem auch eine signifikante saisonale Verschiebung (höhere Abflüsse im Winter, geringere im Sommer). Die folgende Abbildung zeigt Szenarien zur Wasserkrafterzeugung für nicht-klimasensitive Referenzfälle sowie die Klimaszenarien A1B, A2 und B1. Die tatsächlich Entwicklung der Wasserkrafterzeugung wird neben dem Ausbau der Potenziale und der Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) auch vom Klimawandel abhängen.

¹ Die Klimasensitivität der Windkraft und Photovoltaik-Produktion wird in diesem Projekt nicht behandelt.

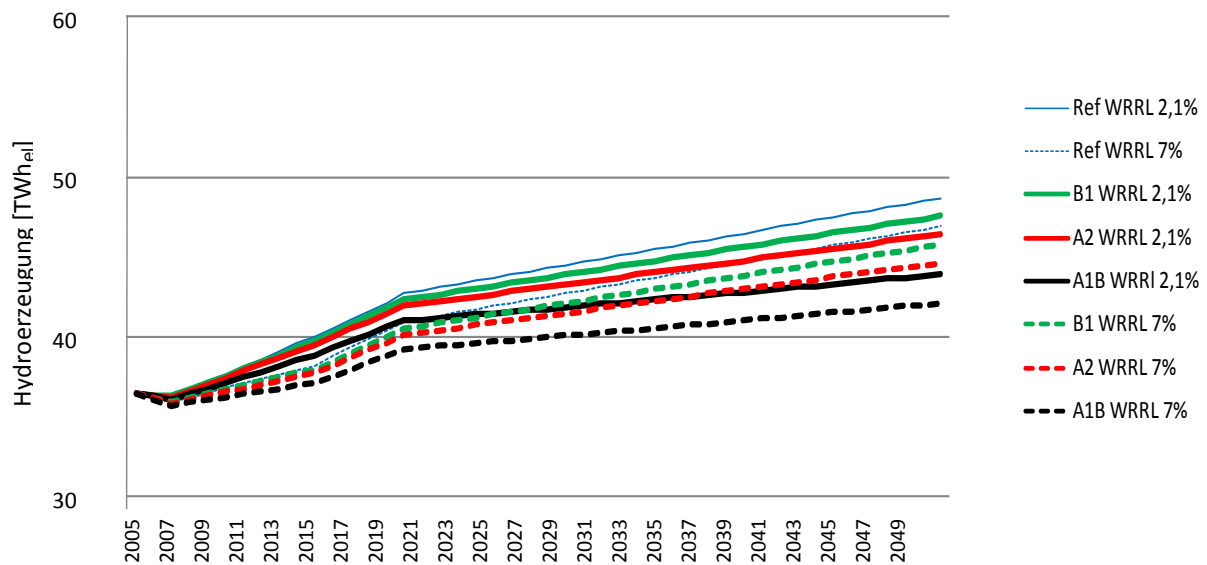


Abbildung 0-1: Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Wasserkrafterzeugung in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2) im Vergleich zum Referenzszenario (keine Klimasensitivität der Wasserkrafterzeugung). Die strichlierten Linien stellen die Entwicklung der Erzeugung bei einer „strikten“ Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie dar (7% Erzeugungsverluste).

Stromerzeugung

Abbildung 0-2 zeigt den Stromerzeugungsmix im A2- (links) und im B1-Szenario (rechts). Die schraffierten Säulen stellen die Anteil des Energieträger-Mix' ohne Klimasensitivität dar.

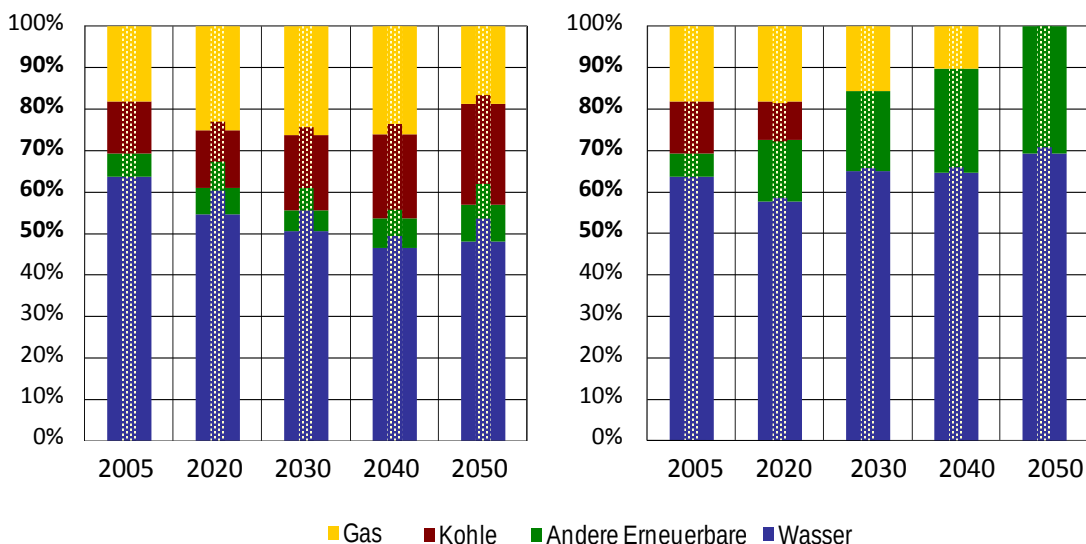


Abbildung 0-2: Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in Österreich im A2- (links) bzw. B1-Szenario (rechts). Die schattierten Säulen stellen die Anteile der Energieträger ohne Klimasensitivität (Wasserkraft und Biomassepotentiale aus dem Referenz-Szenario sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar.

Die klimasensitive Analyse des Elektrizitätssektors macht deutlich, dass in einem A2-Szenario mit fehlender Klimapolitik es zu einer sich verstärkenden Rückkopplung kommt: Der in der

Mitte des Jahrhunderts immer noch bestehende fossile Kraftwerkspark muss den Rückgang der Wasserkraftproduktion bei gleichzeitig erhöhter Nachfrage (vor allem im Sommer) kompensieren, wodurch der Klimawandel die Treibhausgasemissionen aus dem Stromsektor noch stärker erhöht. Im B1-Szenario, in dem eine Voll-Versorgung mit erneuerbarer Energie im Stromsektor erreicht wird, reduziert sich hingegen die Vulnerabilität gegenüber dem Klimawandel bei gleichzeitiger geringerer Klimawirkung (unter der Annahme, dass sich Österreich im Gleichklang mit globalen Klimaschutzanstrengungen gemäß Szenario B1 befindet). Darüber hinaus ergeben sich in dem dargestellten A2-Szenario auch eine Verringerung der Sicherheitsmargen der Lastabdeckung, insbesondere im Sommer, und damit erhöhte Spitzenlast-Strompreise.

Waldbau und Bioenergie

Die Analyse zur Auswirkung des Klimawandels auf die Bereitstellung energetisch relevanter Biomasse-Fractionen aus dem österreichischen Forst ergibt regional oft gegensätzliche Tendenzen, die sich einerseits durch die Trockenheit in nieder gelegenen Regionen und andererseits durch einen erhöhten Zuwachs in höher gelegenen Regionen ergeben, sodass sich die Effekte über das gesamte österreichische Bundesgebiet zum Teil ausgleichen. Daraus wurden klimasensitive Biomasse-Kosten-Potenzial-Kurven aus dem österreichischen Forst abgeleitet. Die als Adaptionsmaßnahme sinnvolle Überführung sekundärer Nadelwälder in Laub-(Nadel-) Mischwälder könnte dabei wiederum zu einem steigenden Anteil an Industrieholz und energetisch nutzbaren Fraktionen führen. Die Änderungen im Bioenergiesektor, die sich durch die Klimasensitivität forstlicher Biomassebereitstellung ergibt, ist sehr stark und eindeutig überlagert durch andere Rahmenbedingungen und technologische Entwicklungen, die diesen Sektor in den kommenden Jahrzehnten prägen werden. Die Auswirkungen auf potenzielle landwirtschaftliche Bioenergiebereitstellung konnte im Rahmen dieses Projekts nicht detailliert behandelt werden. Konkret sind zur Beantwortung dieser Frage eine Reihe von Aspekten relevant, insbesondere: (1) Änderungen der saisonalen Niederschlagsmuster (zunehmende Niederschläge im Winter, sinkender Niederschläge im Sommer), (2) Häufung von Extremereignissen (Hochwasser/Überflutungen im Winter, Trockenperioden im Sommer), (3) Gefahr zunehmender Bodenerosion und –versalzung, (4) Verlängerung der Vegetationsperioden durch steigend Durchschnittstemperaturen, (5) wachstumssteigernde Effekte durch „CO₂-Düngung“, (6) kulturartenspezifische Verschiebung der Anbauggebiete und (7) möglicherweise zunehmender Schädlingsdruck, verstärkter Unkrautdruck sowie verstärktes Auftreten von Pflanzenkrankheiten.

Raumwärme

Im Bereich der Raumwärmebereitstellung sind in den kommenden Jahrzehnten große Effizienzsteigerungen sowie der weit verbreitete Einsatz erneuerbarer Energie möglich bzw. zu erwarten. Durch effizienteren Neubau sowie thermische Sanierungsmaßnahmen könnte der Raumwärme- und Warmwasser bedarf im Referenz-Szenario bis zur Mitte des Jahrhunderts um knapp 60% reduziert werden. Je nach Klimaszenario bewirkt der Klimawandel eine weitere Reduktion im Bereich von 3%-6%. Abbildung 0-3 zeigt den Anteil der verschiedenen Komponenten, die zur Reduktion des Energieverbrauchs beitragen: effizienter Neubau, thermische Sanierungen sowie das Klimasignal, das je nach Klimaszenario unterschiedlich stark ausfällt.

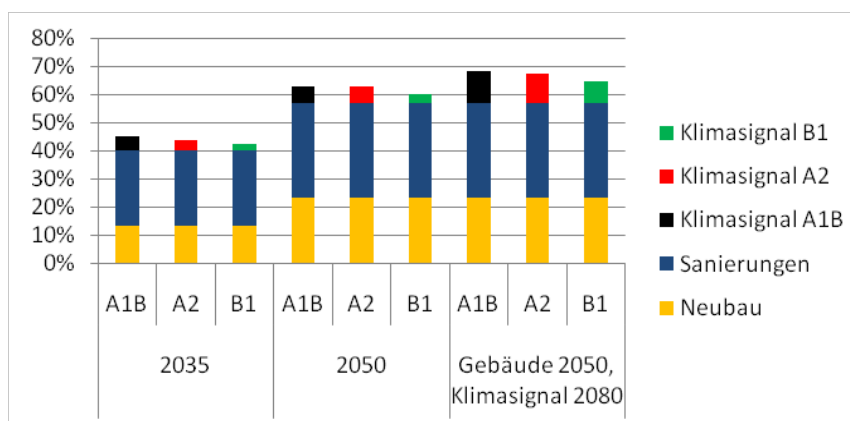


Abbildung 0-3. Reduktion von Treibhausgasemissionen im Raumwärme- und Warmwassersektor gegenüber dem Referenzbedarf im Sanierungs-Referenzszenario gegliedert nach Maßnahmen bzw. Einflussfaktoren.

Raumkühlung und -klimatisierung

Der gegenwärtige Trend im Bereich der Raumkühlung und –klimatisierung hingegen zeigt in die genau entgegengesetzte Richtung einer verstärkten Diffusion von Klimageräten und einem entsprechend wachsenden Energieverbrauch. Die Szenarien zeigen eine sehr große Bandbreite des für Raumkühlung und –klimatisierung benötigten Energiebedarfs. Im Maximal-Szenario (starke Diffusion von Klimageräten, starke Korrelation der Diffusion mit steigenden Temperaturen, A2-Klimaszenario) würde sich ein Strombedarf für Raumkühlung und –klimatisierung von knapp 10 TWh_{el} bis zum Jahr 2050 ergeben. Die Szenarien zeigen gleichzeitig, dass durch entsprechend ambitionierte Maßnahmen die Energienachfrage stark reduziert werden könnte (s. Abbildung 0-4).

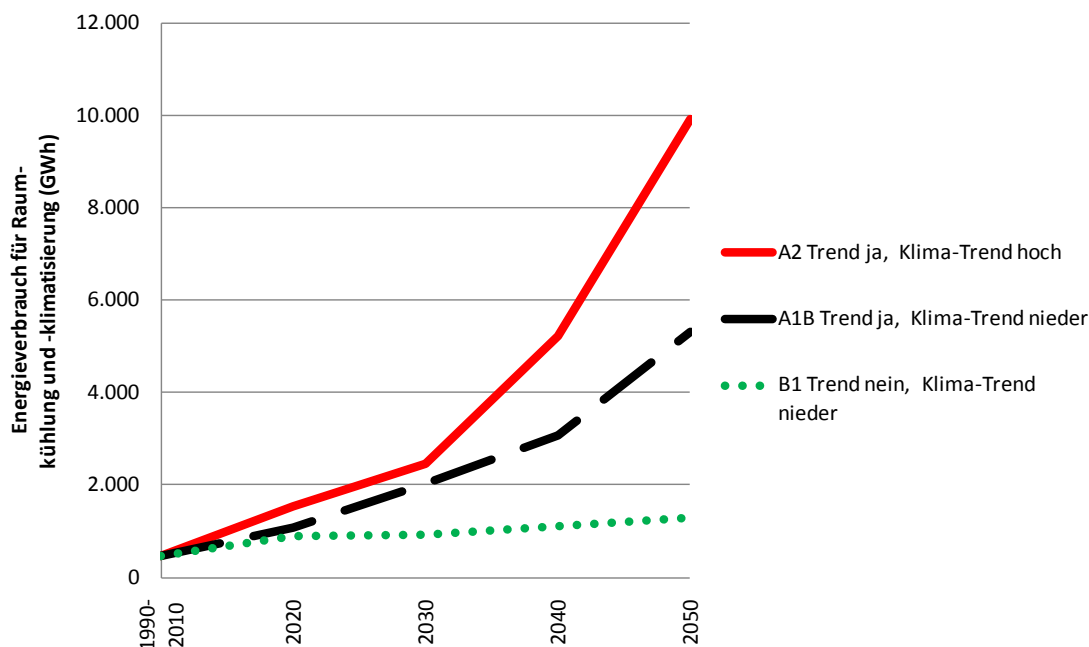


Abbildung 0-4: Szenarien des Energieverbrauchs für Raumkühlung und Klimatisierung in Österreich in den Haupt-Szenarien A1B, A2, B1

„Trend ja / nein“ steht für den nicht-klimasensitiven Trend zur Raumklimatisierung.

„Klima-Trend hoch / nieder“ steht für das Ausmaß des klimasensitiven Trends (Korrelation mit dem Indikator Temperatur-Summen-Hitzetage)

Adaptionsmaßnahmen und Schlussfolgerungen

Es wurden drei Ebenen von Adaptionsmaßnahmen identifiziert: Auf der „Meta-Ebene“ kann als Grundprinzip „Berücksichtigung des Klimawandels bei allen langfristigen Entscheidungen im Energiesystem“ festgehalten werden. Auf der zweiten Ebene wurden drei übergeordnete Maßnahmen definiert: (1) Reduktion des Energieverbrauchs und der Spitzenlast, (2) Diversifizierung des Energieträger-Mix‘, insbesondere durch erneuerbare Energieträger und (3) Dezentralisierung des Energiesystems tragen gleichzeitig erstens zu Adaption im Sinne einer Reduktion der Vulnerabilität, insbesondere durch verringerten Energieverbrauch und zweitens zum Klimaschutz bei. Auf der dritten Ebene wurden 17 Detailmaßnahmen in den Bereichen Kühlen, Heizen, Stromversorgung und Waldbau beschrieben. Auf Basis eines Stakeholder-Prozesses wurde ein Kriterienkatalog erstellt und die Maßnahmen entsprechend bewertet. Aus der Bewertung der Maßnahmen nach dem Kriterienkatalog und der (weichen) Gewichtung der Kriterien wurden jene Maßnahmen herausgefiltert, die zentralen Kriterien genügen, nämlich positive Umweltauswirkung, hohe Relevanz und Robustheit sowie simultaner Klimaschutzwirkung. Diesen Maßnahmen kommt daher besondere Bedeutung und Priorität zu:

- Kühlen
 - o Passive Maßnahmen am Gebäude zur Reduktion von Kühlenergie
 - o Passive Maßnahmen außerhalb des Gebäudes zur Reduktion von Kühlenergie
 - o Reduktion innerer Lasten
 - o Ressourcenschondene aktive Kühlmaßnahmen
- Heizen: Biomasseheizsysteme kleiner Leistung weiterentwickeln
- Stromversorgung
 - o Nachfragereduktion
 - o PV als Kapazitätsbeitrag im Sommer
- Waldbau: Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen

Die Analysen zeigen ein hohes Potenzial für simultane Anpassungs- und Klimaschutzwirkung im Energiesektor. Die langen Vorlaufzeiten, die aufgrund von Systemträgheiten zu berücksichtigen sind, zeigen eine hohe Dringlichkeit und erfordern rasche Maßnahmen.

Diskussionsprozesse um die Definition von Adaptionsmaßnahmen und deren Priorisierung kann zur Klärung, erhöhter Transparenz und einer verbesserten Gliederung der Argumente beitragen. In diesem Sinne liegt der Fokus der Ergebnisse weniger auf der tatsächlichen Priorisierung von Maßnahmen selbst, sondern auf den im Zuge dieses Prozesses vorgebrachten Argumenten und gewonnenen Einsichten.

Es liegt in der Natur dieses komplexen, stark vernetzten und relativ jungen Forschungsgebietes, dass am Ende einer derartigen Analyse eine Reihe von Fragen für weitere, folgende Studien offen bleiben. Dies betrifft unter anderem der Bezug auf Ensembles von Klimamodellen und -szenarien, die stärkere Integration von Extremereignissen in die Analyse, die systematische Einbeziehung von Unsicherheiten sowie die Einbettung in größeren geographischen Rahmen.

Abstract

Effective and timely implementation of climate change mitigation measures should be on the top of the political agenda. Meanwhile, this appears to be more and more accepted and is receiving ever broader consensus, not only within the scientific community. However, climate change is already taking place. Even the most optimistic GHG-reduction scenarios show significant climate change impacts that will adversely affect our societies, economic activities, infrastructure and technological systems. Current efforts to initiate climate adaptation strategies reflect the urgency of this issue from regional, to national, European and global scale.

The core objective of this project is to identify the possible impacts of climate change on the energy sector in Austria up to 2050 and beyond and to derive priority measures for adapting the energy system to climate change.

The project focuses on three fields of the energy system that will be most affected: (1) the impact on energy demand for heating and cooling, (2) the impact on the electricity supply (hydropower, cooling water availability, bioenergy) and (3) the impact on biomass potentials and supply from forestry. Impacts on agricultural bioenergy supply are an important issue but they could not be investigated in detail as they were not a focal area of this project.

The methodological approach of this project included the following steps: (1) Preparing basic climate change data for the IPCC scenarios A2, B1, A1B on a 1X1 km grid for Austria – all scenarios developed and discussed in this project refer to these climate scenarios; (2) investigating the impact on hydrological systems and forestry biomass potentials; (3) analyzing the impact of climate change on relevant parts of the energy systems by bottom-up models; (4) identification and description of adaptation measures; and (5) stakeholder process of prioritization of adaptation measures within the project's advisory committee.

The analysis of the climate sensitivity of the hydropower potential and its impact on the electricity sector results in a reduced hydropower generation until 2050 between 1.1 and 4.8 TWh_{el} compared to the reference scenario without any climate impacts. Moreover, hydropower generation to some extent shifts from summer to winter. Only in the B1 scenario, which results in a 100% renewable electricity supply in Austria, the vulnerability towards climate change is reduced, hand in hand with a simultaneously lower climate change signal. The analysis of climate-sensitive bioenergy potentials from forestry in different regions show contrary tendencies: in higher regions, there is an increased growth due to extended vegetation periods; in lower regions drought can lead to reduced biomass production. In the space-heating and hot-water sector, huge efficiency improvements could be achieved until the mid of this century (almost a 60% reduction of final energy demand in the reference case). Climate change results in an additional reduction between 3% and 6% (depending on the climate change scenario). In contrary, cooling and air conditioning of buildings could increase a lot: the maximum scenario (high diffusion of air conditioning, A2 climate scenario) leads to a vigorous increase of electricity demand for space cooling to about 10 TWh_{el} by 2050. However, other scenarios show that this demand could be strongly reduced by corresponding measures.

17 adaptation measures were identified and described. Based on a stakeholder discussion process we developed a catalogue of evaluation criteria and applied it to the adaptation measures. By this analysis we identified those measures with a simultaneously positive environmental impact, high relevance, robustness and climate change mitigation effect. The study shows that there is a high potential for simultaneous climate change mitigation and adaptation measures in the energy sector. The long lead times require a fast implementation of measures.

It's in the nature of this complex, highly interlinked and new research area that a lot of research questions remain open, e.g. with respect to the evaluation of extreme events and uncertainty. There is a high urgency to carry out corresponding further analyses and integrate the results in the development of adaptation strategy processes.

Summary

Effective and timely implementation of climate change mitigation measures should be on the top of the political agenda. Meanwhile, this appears to be more and more accepted and is receiving ever broader consensus, not only within the scientific community. However, climate change is already taking place. Even the most optimistic GHG-reduction scenarios show significant climate change impacts that will adversely affect our societies, economic activities, infrastructure and technological systems. Current efforts to initiate climate adaptation strategies reflect the urgency of this issue from regional, to national, European and global scale (e.g. the White Paper “Adapting to climate change: Towards a European Framework for Action” of the European Commission).

The core objective of this project is to identify the possible impacts of climate change on the energy sector in Austria up to 2050 and beyond and to derive priority measures for adapting the energy system to climate change.

The project focuses on three fields of the energy system that will be most affected: (1) the impact on energy demand for heating and cooling, (2) the impact on the electricity supply (hydropower, cooling water availability, bioenergy²) and (3) the impact on biomass potentials and supply from forestry. Impacts on agricultural bioenergy supply are an important issue which could not be investigated in detail within this project.

The methodological approach of this project included the following steps: (1) As a first step we prepared basic climate change data for the IPCC scenarios A2, B1, A1B on a 1X1 km grid for Austria. All further scenarios of this project refer to these climate scenarios. (2) The second step included the investigation of the impact on hydrological systems and forestry biomass potentials. (3) In the third step, we analyzed the impact of climate change on relevant parts of the energy systems by bottom-up approaches. This bottom-up approach is based on a dynamic modeling of the stock, renewal and replacement of buildings, heating and cooling systems as well as power plants up to 2050. (4) In the fourth step adaptation measures were identified and described in detail. (5) The fifth step comprised a stakeholder discussion process of prioritization of adaptation measures within the project’s advisory committee.

Hydrology

The hydrological impacts of climate change are dominated by a decreased outflow in all scenarios, mainly in the west and south of Austria. This results in a reduced hydropower generation until 2050 of between 1.1 and 4.8 TWh_{el} compared to the reference scenario without any climate change. Moreover, hydropower generation shows a significant seasonal shift (due to higher runoff in winter and lower runoff in summer). Figure 0-1 shows scenarios of the hydropower generation for the reference cases and the climate-change scenarios A1B, A2 and B1. The future development of hydropower generation depends primarily on the exploitation of hydropower potentials, the implementation of the water framework directive (WRRL in the figure below) and climate change.

² The impact of climate change on windpower and photovoltaics could not be investigated within the frame of this project.

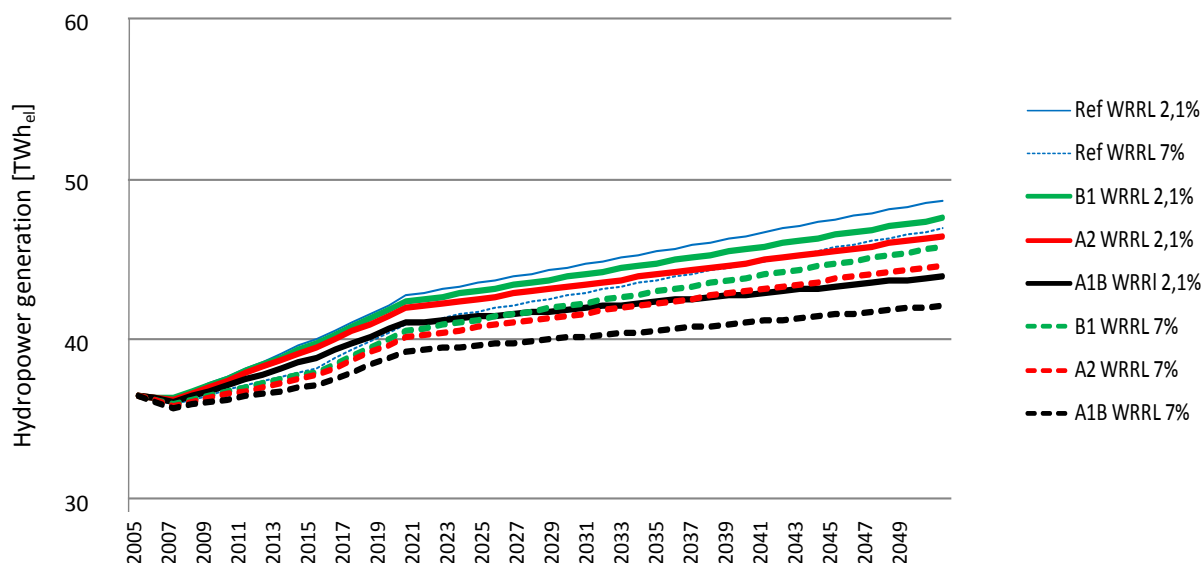


Figure 0-1: Development of the mean annual hydropower generation in the climate-change scenarios B1, A1B, A2 compared to the reference scenario (no climate impacts on hydropower generation). The dashed lines show the development of hydropower generation in case of a „strict“ implementation of the water framework directive (7% generation losses).

Electricity generation

Figure 0-2 shows the mix of primary energy carriers for electricity generation in the A2 (left hand) and the B1-scenario (right hand). The shaded columns depict the share of energy carriers without climate sensitivity.

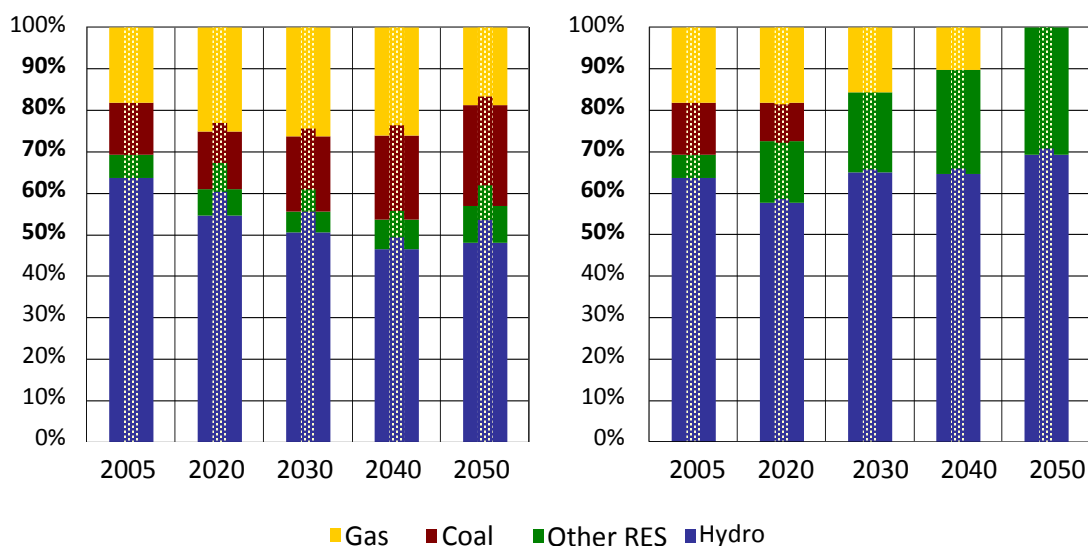


Figure 0-2: Share of primary energy carriers on electricity generation in Austria in the A2 (left hand) and the B1-scenario (right hand). The shaded columns show the share of energy carriers without climate sensitivity (hydropower and bioenergy potentials from reference scenario and no additional electricity demand due to cooling and air conditioning).

The climate sensitive analysis of the electricity sector makes clear that in the A2-scenario without any climate mitigation policy there is a feedback loop with an amplifying effect: The fossil power plants that still exist in this scenario in 2050 have to compensate the reduced

hydropower generation with simultaneously increased electricity demand (mainly in summer). Thus, climate change further increases GHG-emissions from the electricity sector. Only in the B1 scenario, which results in a 100% renewable electricity supply in Austria, the vulnerability to climate change is reduced, hand in hand with a simultaneously lower climate change signal (assuming that Austria is in line with global climate mitigation efforts consistent with the B1 scenario). Moreover, the A2 scenario of the Austrian electricity sector also would result in a decreased safety margin of load coverage, primarily in summer, and thus would clearly lead to increased peak load electricity prices.

Forestry and bioenergy

The analysis of climate-sensitive bioenergy potentials from forestry in different regions show contrary tendencies: in higher regions, there is an increased growth due to extended vegetation periods; in lower regions drought can lead to reduced biomass production. Thus, the impact is somewhat leveled for the total Austrian forestry. Based on these analyses, cost-potential curves sensitive to climate change were developed for the Austrian forestry. As an adaptation measure, the transformation of secondary coniferous forests into deciduous (and coniferous) mixed forests could strongly reduce vulnerability. This adaptation measure would lead to an increased share of those wood fractions that are suitable for industrial and energetic purposes. The changes in the bioenergy sector that are due to the climate-change sensitivity of forestry biomass supply are clearly superposed by other framework conditions and technological developments that will form the sector in the coming decades. The climate-change sensitivity of potential agricultural bioenergy supply could not be investigated in detail in the frame of this project. For dealing with this question, the following aspects have to be taken into account: (1) change of seasonal precipitation patterns (increasing precipitation in winter, decreasing in summer), (2) higher frequency of extreme events (floodwaters in winter, drought in summer), (3) increasing erosion and salinisation of soils, (4) extension of growing season due to higher mean temperatures, (5) CO₂-fertilization, (6) shift of producing areas for various crops and (7) probably increasing frequency of pest, weeds and plant diseases.

Space heating

In the space-heating and hot-water sector, huge efficiency improvements and a rapid penetration of renewable energy could be achieved until the mid of this century. More efficient new buildings and thermal renovation could reduce the final energy demand in the space heating and hot water sector in the reference case by almost 60%. Climate change results in an additional reduction between 3% and 6% (depending on the climate change scenario). Figure 0-3 shows the share of various components that contribute to the reduction of energy demand (and greenhouse-gas emissions): efficient new buildings, renovation of thermal insulation and the climate signal that shows different impact according to the three different climate change scenarios.

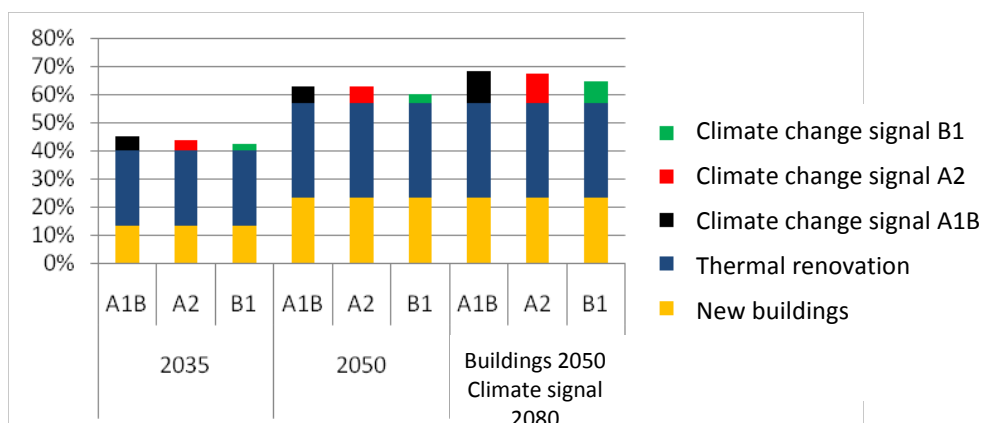


Figure 0-3. Reduction of greenhouse gas emissions in the space heating and hot water sector in the thermal renovation reference scenario in comparison to the reference demand by measures and impact factors.

Space cooling and air conditioning

In contrary to the space heating sector, the current trend of cooling and air conditioning of buildings points exactly in the other direction. The analysis results in a large range of energy demand required for space cooling and air conditioning. The maximum scenario (strong diffusion of air conditioning, strong correlation of AC diffusion with rising temperature, A2 climate change scenario) would lead to a strong increase of corresponding electricity demand to almost 10 TWh_{el} until 2050. However, the scenarios clearly illustrate that consequent, ambitious measures could strongly reduce the energy demand (see Figure 0-4).

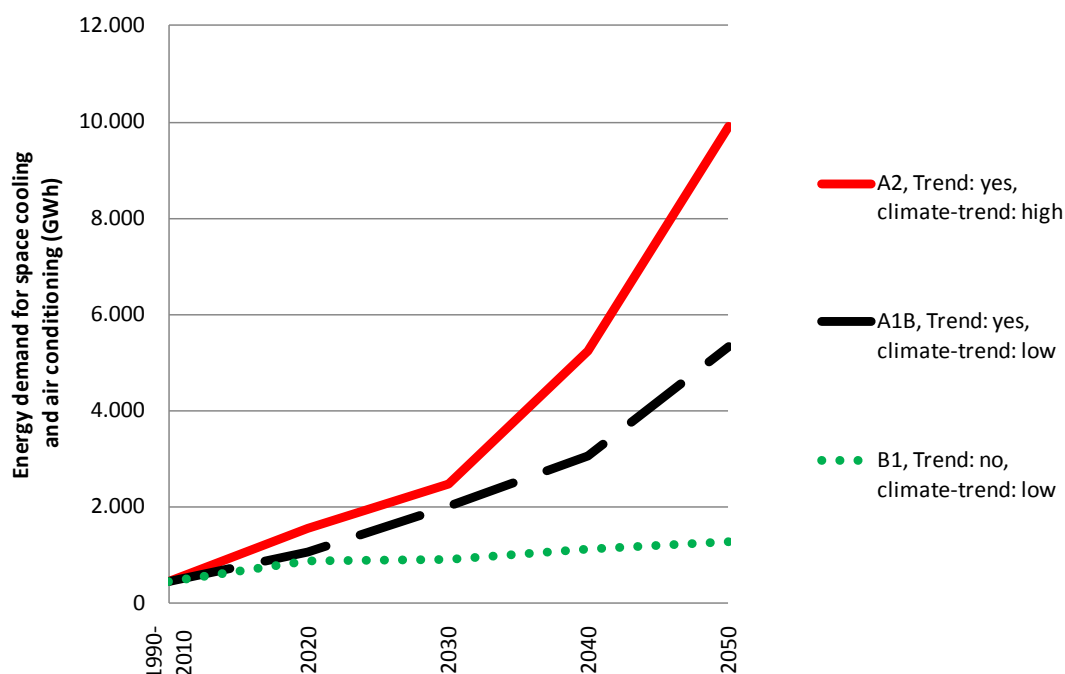


Figure 0-4: Scenarios of energy demand for space cooling and air conditioning in Austria in the three scenarios A1B, A2, B1

"Trend yes / no" refers to the non-climate sensitive trend for space cooling and air-conditioning.

"Climate-trend high / low" refers to the level of the climate sensitive trend (correlation of AC diffusion with the climate indicator temperature-sum on hot days (>30°C))

Adaptation measures and conclusions

We identified three levels of adaptation measures. A clear distinction of these levels can strongly facilitate a transparent discussion and an effective definition of measures on each of these levels. On the “meta-level” we defined the basic principle “Take into account climate change for all long-term decisions of the energy system”. The second level contains three higher-ranking measures: (1) Reduction of energy consumption and peak load, (2) diversification of energy carrier mix, in particular based on renewable energy and (3) decentralization of the energy system. These three measures reduce the vulnerability of the energy system by reduced energy consumption and simultaneously contribute to climate change mitigation. On the third level we identified and described 17 adaptation measures in the fields of heating, cooling, electricity supply and forestry. Based on a stakeholder discussion process we developed a catalogue of evaluation criteria and applied it to the adaptation measures. According to the multi-criteria evaluation of adaptation measures and the (soft) weighting of the criteria according to the discussion process we derived those adaptation measures that simultaneously met those criteria, that turned out to play a crucial role: positive environmental impact, high relevance and robustness and finally climate change mitigation effect. These measures play a key role and can be considered as priority measures:

- Cooling
 - o Passive measures on the building for reducing cooling energy demand
 - o Passive measures outside the building for reducing cooling energy demand
 - o Reduction of internal thermal gains
 - o Active cooling measures with low resource consumption by using renewable energy
- Heating: Further development of small scale biomass heating systems
- Electricity supply:
 - o Reduction of electricity demand
 - o PV as a contribution to electricity generation capacity in summer
- Forestry: Transformation of secondary coniferous forests into mixed deciduous (and coniferous) forests

The study shows that there is a high potential for simultaneous climate-change mitigation and adaptation measures in the energy sector. The long lead times that are due to the high inertia of energy systems indicate that there is a high urgency for timely action. A fast implementation of measures is required.

It's in the nature of this complex, highly interlinked and new research area that a lot of research questions remain open, e.g. with respect to the evaluation of extreme events, systematic integration of uncertainty and embedding the analysis in a broader geographic range. There is a high urgency to carry out corresponding further analyses and integrate the results in the development of adaptation strategy processes.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Dass rasche und effektive Maßnahmen gegen den Klimawandel von absoluter Notwendigkeit für die Aufrechterhaltung einer lebenswerten Welt in praktisch allen Erdteilen sind, ist mittlerweile nicht nur in der wissenschaftlichen „Community“ eine akzeptierte Tatsache.

Unabhängig davon jedoch findet Klimawandel statt. Selbst in den optimistischsten Treibhausgas-Reduktionsszenarien mit sofortiger Realisierung von Klimaschutzmaßnahmen werden uns die Auswirkungen des Klimawandels treffen.

Das zentrale Ziel dieses Forschungsprojekts ist es, die möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf den Energie-Sektor in einem dynamischen Kontext bis zum Jahr 2050 und darüber hinaus zu identifizieren und prioritäre Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems abzuleiten.

Dazu werden die folgenden drei Fragestellungen behandelt:

- 1) Was sind mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf das Österreichische Energiesystem?
In welchen Bereichen des Energiesystems, d.h. Angebots- (z.B. Biomasse, Wasserkraft), Umwandlungs- (z.B. Stromerzeugung) bzw. nachfrageseitigen Technologien (z.B. Heizen, Klimatisierung, Kühlen) sind die größten Veränderungen zu erwarten?
- 2) In welchen Maßnahmenfeldern muss prioritär gehandelt werden, um die negativen Auswirkungen möglichst zu verringern und Anpassung an den Klimawandel zu erreichen?
- 3) Welche Strategien können gewählt werden, um zur Implementierung dieses Maßnahmen- und Technologieportfolios zu gelangen?

Es wird von drei Bereichen ausgegangen, in denen der hauptsächliche Einfluss von Klimaänderungen auf das Energiesystem liegt, und die zentraler Inhalt dieses Projekt sind:

- 1) Auswirkungen auf die Energienachfrage (Heizen, Kühlen)
- 2) Auswirkungen auf die Stromversorgung (Wasserkraft, Kühlwasser, Verfügbarkeit von Biomasse)
- 3) Auswirkungen auf Biomasse-Potenziale und –Bereitstellung

Die Emissionen aus dem Energiesystem stellen einen wesentlichen Anteil an den gesamten Treibhausgasemissionen, in Österreich noch stärker als weltweit: nach Schneider et al (2010) entfallen mehr als 85% der Treibhausgasemissionen auf den Sektor Energie (incl. Verkehr, Raumwärme, Industrie). Ein wesentlicher Teil der Klimaschutzmaßnahmen konzentrieren sich daher auf das Energiesystem. Daher ergibt sich, dass es zu einer ständigen Verknüpfung der Maßnahmen im Hinblick auf ihre Klimaschutzwirkung und ihrer Adaptionswirkung haben. Es ist daher ein zentrales Ziel dieses Projekts, erstens diese beiden Wirkungen so weit als möglich klar voneinander zu trennen und gleichzeitig jene Maßnahmen besonders hervorzuheben, die eine simultane Klimaschutz und –adaptionswirkung aufweisen.

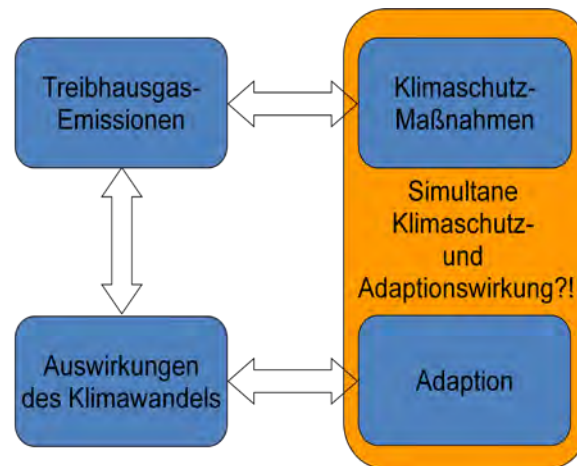


Abbildung 1-1: Maßnahmen im Energiesystem im Wechselspiel von Klimaschutz und Adaption

1.2 Schwerpunkte des Projektes und Einordnung in das Programm „Energie der Zukunft“

Das Projekt „KlimAdapt“ wurde aus dem Programm „Energie der Zukunft“ im Rahmen des Themenfelds 1 – Energiesysteme und Netze – finanziert. Das Projekt adressiert den in der Ausschreibung angeführten Punkt „2.4.1.6 Klimafolgen für Energiesysteme und Netze“. Dieser Punkt umfasst die Quantifizierung der möglichen Effekte und Entwicklung präventiver Maßnahmen zur Vermeidung oder Minderung der negativen Klimafolgen sowie die Untersuchung der Energiesysteme hinsichtlich ihrer Belastbarkeit und Anpassungsfähigkeit. Die Inhalte des Projekts decken sich somit inhaltlich direkt mit dem Ausschreibungstext und sind unmittelbar für das Themenfeld 1 relevant.

1.3 Verwendete Methoden

Der methodische Ansatz zur Erzielung dieser Projektergebnisse besteht aus den folgenden fünf Schritten: In einem ersten Schritt werden die klimatologischen Basisdaten aufbereitet. Dazu werden Klimaszenarien, die vom Konsortium in früheren Arbeiten erstellt wurden, entsprechend verfeinert und aufbereitet. In einem zweiten Schritt werden aus diesen Daten die entsprechenden Auswirkungen auf Hydrologie sowie land- und forstwirtschaftliche Biomasse-Potenziale abgeleitet. Der dritte Schritt besteht in der Analyse der Auswirkungen auf das Energie-System, wobei dafür das österreichische Energie-System in einem Bottom-up-Ansatz modelliert wird. Diese Modellierung basiert auf einem dynamischen Bestands-, Erneuerungs- und Ersatzmodell für Gebäude, Heiz- und Kühlsysteme sowie Kraftwerke auf Jahresbasis bis zum Jahr 2050. In einem vierten Schritt werden für die untersuchten Bereiche Anpassungsmaßnahmen identifiziert. Der fünfte Schritt besteht in der konkreten Beschreibung der Maßnahme und Diskussion der Priorisierung anhand eines Kriterienkatalogs. In diesem fünften Schritt wird ein partizipativer Ansatz angewandt, dessen Kern der Diskussionsprozess im Projektbeirat bildet.

1.3.1 Meteorologie

Basis für die Aufbereitung lokaler Klimaszenarien für die Anwendung in Klimafolgenmodellen in diesem Projekt sind gekoppelte Globale Klimamodelle GCMs³. Konkret werden die REMO-UBA Modellergebnisse (Jacob et al., 2008) verwendet. Diese basieren auf den Ergebnissen des GCMs ECHAM5 ((Röckner et al., 1996) angetrieben mit den Emissionsszenarien B1, A1B und A2 (Nakicenovic et al 2000).

Für die hydrologischen Applikationen erfolgte die Fehlerkorrektur der REMO-UBA Modellergebnisse durch die Verwendung der Anomalien auf Monatsbasis der Temperatur und des Niederschlages. Zu diesen Zeitreihen der Anomalien wurde für jeden Beobachtungsdatensatz mit 1x1 km Auflösung der reale beobachtete klimatologische Mittelwert von 1961-1990 dazuaddiert (Temperatur) bzw. multipliziert (Niederschlag).

Die Fehlerkorrektur für die Eingabedaten der Waldmodellierung erfolgte mit derselben Methode, nur wurden die klimatologischen Mittelwerte an rund 11 000 Waldinventurpunkten verwendet. Neben Temperatur und Niederschlag wurden zusätzlich die Strahlung und das Sättigungsdefizit aufbereitet.

Zur Berechnung von Heiz- und Kühlgradtagen hätte eine Fehlerkorrektur auf Tagesbasis erfolgen müssen, wofür zu Projektbeginn keine Beobachtungsdaten zur Verfügung standen. Daher musste hier eine andere Vorgangsweise gewählt werden. Aus qualitätsgeprüften 65 Stationen mit Messdaten von 1948 bis 2005 wurden sowohl Heiz- und Kühlgradtage als auch verschiedene saisonale Temperaturmittel bestimmt. Zwischen den Heiz- und Kühlgradtagen und den Mittelwerten wurden sodann funktionale Zusammenhänge abgeleitet (Polynome 3. und 4. Ordnung). Mithilfe dieser Funktionen konnten die zur Verfügung stehenden Heiz- und Kühlgradtage je Gemeinde in Österreich zuerst die entsprechende saisonale Mitteltemperatur berechnet werden. Von den REMO-UBA Modellergebnissen wurde für die jeweiligen Zeitperioden in der Zukunft die mittleren Klimaänderungssignale der Temperatur je Gemeinde berechnet, diese zu den klimatologischen Mitteln dazuaddiert und schließlich mithilfe der Polynome wieder in Heiz- und Kühlgradtage für die Szenarien umgerechnet.

1.3.2 Hydrologie

Für die Ableitung möglicher Auswirkungen des Klimawandels auf die Wasserkrafterzeugung und Kühlwasserverfügbarkeit wurden die Klimaszenarien aus der meteorologischen Bearbeitung als Eingangsdaten für ein hydrologisches Modell verwendet.

Das kontinuierliche hydrologische Konzept-Modell COSERO (Nachtnebel et al. 1993, Fuchs 1998, Kling 2002, Eder et al. 2005, Kling und Nachtnebel 2009, u.a.) ermöglicht die Simulation der Wasserbilanzkomponenten. Dabei werden alle wesentlichen hydrologischen Prozesse berücksichtigt: Schneeschmelze und -akkumulation, Interzeption, Evapotranspiration, Speicherung im Boden und die Aufteilung des Abflusses in einen rascheren Abflussanteil und einen langsamen Abflussanteil, der dem Basisabfluss entspricht.

Das verwendete Modell bildet ganz Österreich auf einem 1x1km-Raster ab, wobei eine Unterteilung in 188 Einzugsgebiete vorgenommen wurde. Als Berechnungszeitschritt wurde ein Monat gewählt. Die Kalibrierung erfolgte für die Simulation des Wasserhaushalts von 1961 bis 1990 (Kling 2006). Für die Anwendung mit Klimaszenarien wurde das Modell geringfügig adaptiert und um ein vereinfachtes Gletschermodell erweitert.

Für die Ableitung der Wasserkrafterzeugung wurden die Einzugsgebiete des hydrologischen Modells zu 8 Flussgebieten zusammengefasst. Aus den simulierten Abflüssen wurde das Flächenpotential für diese Flussgebiete errechnet. Die Ergebnisse für das 20. Jahrhundert

³ Global Climate Models

wurden mit Ergebnissen früherer Studien zum Wasserkraftpotential in Österreich verglichen (Schiller 1982, Schiller und Drexler 1991, Pöyry 2008), sowie einer Zeitreihe der tatsächlich erzeugten Energie aus Wasserkraft (E-Control, 2008) gegenübergestellt. Insgesamt wurde aus diesen Daten für das 20. Jahrhundert ein Zusammenhang zwischen dem errechneten Flächenpotential und der Stromproduktion aus Wasserkraft hergestellt. Unter der Annahme, dass dieser Zusammenhang gleich bleibt, wurde damit auch die Energieproduktion für die Szenarien des 21. Jahrhunderts bestimmt.

Zur Beurteilung der Auswirkungen der prognostizierten Abflussänderungen auf die Kühlwassereinleitung wurde einerseits die Niederwasserführung, andererseits die Entwicklung der Wassertemperatur analysiert. Für das Zusammenspiel dieser beiden Faktoren wurden die Auftrittszeiten der Niederwasserperioden untersucht. Diese Auswertungen wurden für Salzach, Mur und Ager durchgeführt, an denen die größten kalorischen Kraftwerke liegen.

1.3.3 Waldbau

Die Abschätzung forstlicher Biomassepotentiale im Klimawandel wurde methodisch in drei aufeinander aufbauende Schritte unterteilt.

Im ersten Schritt (1) wurden sowohl die heterogenen naturräumlichen Gegebenheiten Österreichs, als auch sich ändernde Klimabedingungen (über Klimaszenarien) und deren Auswirkung auf die Produktivität von Waldökosystemen berücksichtigt. Die potentielle Nettoprimärproduktion (NPP_{pot}) wurde auf Basis von Klima- und Bodenbedingungen, jedoch waldstruktur-invariant für sechs Hauptbaumarten auf Inventurpunkten der Österreichischen Waldinventur mit PICUS 3G, einer Variante des Waldökosystemmodells PICUS 1.4 (Seidl et al. 2005) über einen Zeitraum von 100 Jahren (2000-2100) simuliert.

Im zweiten Schritt (2) wurde anhand des Metamodells G4M – Global Forest Model (Kindermann et al. 2006, Kindermann et al. 2008) diese klimasensitive NPP_{pot} mit der aktuellen Waldstruktur verknüpft und die potentiell nutzbare Biomasse unter Annahme eines optimierten Managementregimes ermittelt. Dieser Model-Linking-Ansatz ermöglicht eine effiziente und rechenzeit-optimierte Abschätzung von Biomassepotentialen für großräumige Anwendungsfälle.

Um eine Schnittstelle des Arbeitspaketes 3 zum Gesamtprojekt zu schaffen, wurden in einem dritten Schritt (3) aus den Biomassepotentialen Kosten-Potential-Kurven abgeleitet. Mithilfe dieser Kosten-Potential-Kurven ist es möglich, abzuschätzen zu welchen Kosten welche Mengen an Holzbiomasse aus dem Ertragswald zur energetischen Verwertung potentiell bereitgestellt werden können. Dabei wurden Besitzstruktur, technische, ökologische und ökonomische Rahmenbedingungen berücksichtigt.

1.3.4 Energiewirtschaft

Die Analysen im Bereich der Energiewirtschaft setzen sich aus drei Sektoren und deren Wechselwirkungen zusammen: (1) Heizen und Kühlen von Gebäuden, (2) Stromversorgung und (3) Bioenergie.

Die Methodik im Sektor Heizen und Kühlen basiert auf einer bottom-up Beschreibung des Gebäudebestands. Dies erfolgt in einer stark disaggregierten Weise auf Gemeindeebene, wobei 11 verschiedene Gebäudetypen mit jeweils weiter untergliederten thermischen Gebäudequalitäten unterschieden werden. Es werden Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude erfasst. Auf Gemeinde-Ebene werden die Gebäude-Daten mit den regionalen Klimasezenarien hinsichtlich Heizgradtagen, Kühlgradtagen und Hitzeindikatoren zusammengeführt. Für den Sektor Raumwärme und Warmwasser wird der Bezug zum Modell Ernst/EE-Lab (siehe z.B: Müller 2010, Schriefl 2007, Kranzl et al 2006) hergestellt,

das einen myopischen, multinominal-logit mit gekoppeltem logistischen Wachstumsmodell darstellt. Für den Sektor Kühlen werden Diffusionsszenarien der Raumklimatisierung in Kopplung zu klimasensitiven Hitze-Indikatoren entwickelt.

Im Bereich der Stromwirtschaft basiert die Analyse basieren auf einem Simulationsmodell, das myopische Investitionsentscheidungen abbildet (Redl et al 2009). Im Modell erfolgt eine schrittweise dynamische Minimierung der Gesamtkosten der Bereitstellung stromspezifischer Energiedienstleistungen mittels dynamischer Kosten-Potential-Kurven unterschiedlicher Stromerzeugungstechnologien.

Aus den Ergebnissen des Modells G4M – Global Forest Model werden klimasensitive Angebotskurven energetisch nutzbarer Biomasse abgeleitet. Diese stellen einen Input für das Simulationsmodell SimBioSe (Kalt et al 2010) dar, mit dem Szenarien des österreichischen Biomassesektors erstellt werden. Durch Gegenüberstellung von Simulationsläufen mit und ohne Berücksichtigung der Klimasensitivität der Eingangsdaten (Angebotskurven forstlicher Biomasse, Wärme- und Strombedarf, Referenzpreisszenarien) sind Aussagen über die Klimaresilienz des Bioenergie-Sektors möglich.

1.3.5 Modell-Schnittstellen und -Zusammenführung

Die Basis aller klimasensitiven Modellrechnungen stellen die meteorologischen Inputdaten (Abschnitt 2) dar. Diese fließen direkt in die hydrologische Modellierung, die Abbildung des forstlichen Biomasse-Potenzials sowie die Heiz- und Kühlenenergiebedarfsrechnung ein. Die aus der Modellierung des Biomasse-Potenzials stellen klimasensitive Kosten-Potenzial-Kurven dar, die in die Modellierung des Bioenergie-Systems und der Anwendung dieser Potenziale einfließt. Die hydrologische Analyse liefert als Output im Wesentlichen die Klimasensitivität des Wasserkraftpotenzials, in die Modellierung der österreichischen Stromversorgung einfließt. In diese fließen weiters die Klimasensitivität des Strom spezifische Outputs im Bioenergiesektors ein sowie der durch Kühlung verursachte zusätzliche Strombedarf (bzw. die daraus resultierende Spitzenlast).

Details zu den einzelnen Modellen und Modell-Schnittstellen finden sich in den jeweiligen Methoden-Kapiteln der Abschnitte 2 bis 7.

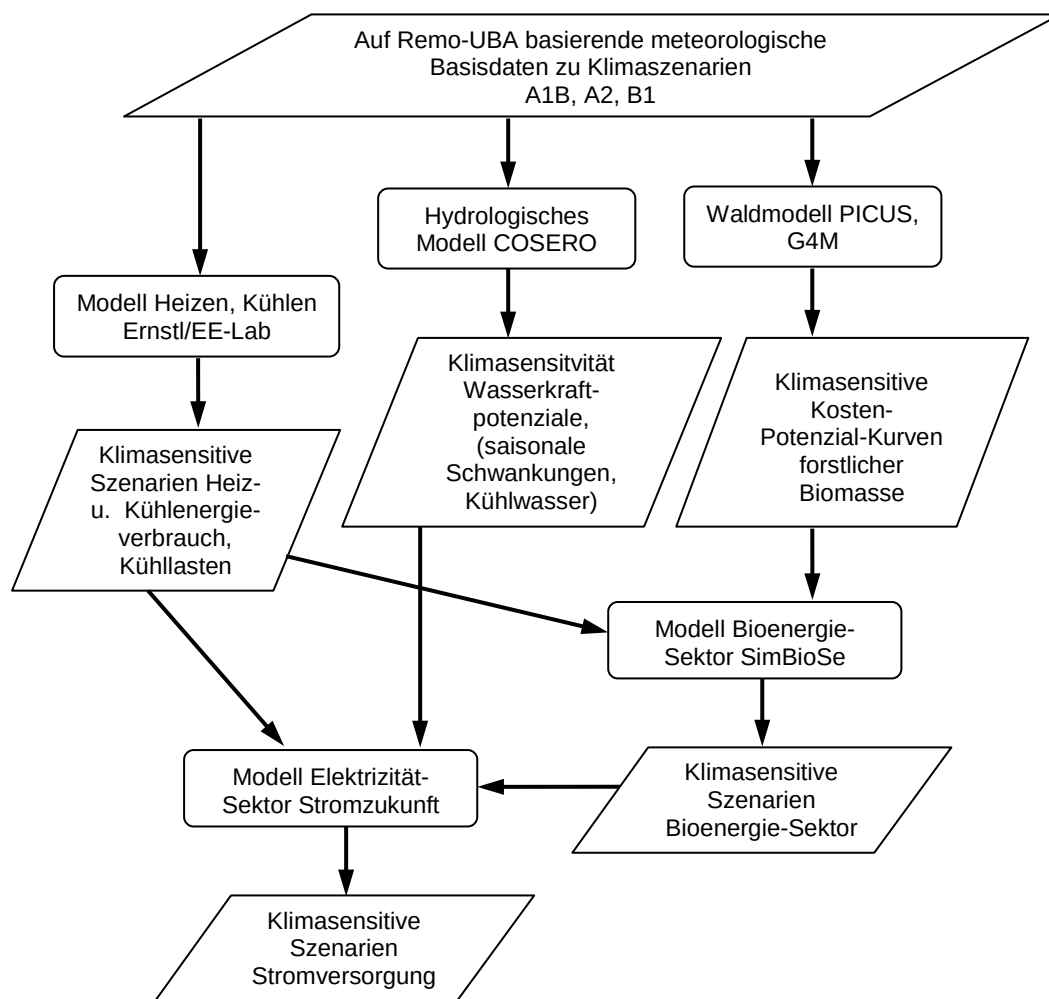


Abbildung 1-2: Modelle, Modell-Outputs und ihre Schnittstellen im Projekt KlimAdapt

Alle Szenarien-Rechnungen in diesem Projekt nehmen Bezug auf die IPCC-Szenarien A2, B1 und A1B. Es geht dabei vor allem darum, ein homogenes Bild für die Klimaszenarien durch alle Teil-Disziplinen zu erreichen. Es ist nicht das Ziel dieses Projekts, die IPCC-Szenarien in völlig konsistenter Weise für Österreich herunterzubrechen und darzustellen. Im Folgenden sind die drei betrachteten Szenarien kurz skizziert:

- A2-Szenario:** Die A2-Szenarienfamilie beschreibt eine heterogene Welt. Die einzelnen Regionen/Länder setzen einen starken Fokus auf Autarkie. Die Weltbevölkerung steigt kontinuierlich. Die wirtschaftliche Entwicklung erfolgt stark fragmentiert und separiert (Nakicenovic et al 2000). Förderpolitiken zur Unterstützung erneuerbarer Energieträger sind nicht implementiert. In diesem Szenario bleiben ungelöste Interessenskonflikte zwischen Politik, Energiewirtschaft, Unternehmen und Umweltgruppen bestehen. Innerhalb der Energiepolitik ist keine klare Linie erkennbar, was als eine halbherzige Klima- und Erneuerbarenpolitik interpretiert werden kann (dies gilt auch auf globaler bzw. europäischer Ebene). Der geringe Druck innovative Politiken zu implementieren, wird durch niedrige Preise fossiler Primärenergieträger weiter reduziert. Entsprechend gering ist die Akzeptanz der Bevölkerung in Bezug auf die Förderung erneuerbarer Energieträger. Die Ergebnisse dieses Szenarios zeigen die stark negativen Folgen dieser Rahmenbedingungen, nicht nur in ökologischer, sondern auch ökonomischer Hinsicht.

- **B1-Szenario:** Die B1-Storyline beschreibt eine konvergente Welt mit abnehmender Weltbevölkerung ab Mitte des Jahrhunderts und einem rasanten Wandel hin zu einer Dienstleistungs- und Informationsgesellschaft mit reduzierten Stoffeinsätzen und der Einführung von saubereren und ressourceneffizienten Technologien. Es wird ein starkes Gewicht auf globale Lösungen in Bezug auf ökonomische, soziale und ökologischer Nachhaltigkeit gelegt. Zusätzliche Klimainitiativen liegen allerdings nicht vor (IPCC, 2000). Die heimische Energiepolitik fokussiert auf erneuerbare Energieträger und Energieeffizienz. Weder gesellschaftliche noch politische Hemmnisse beschränken den Ausbau Erneuerbarer. Entsprechende ambitionierte Förderpolitiken sind implementiert. *Carbon Capture and Storage*-Technologien (CCS) zur CO₂-Abtrennung und Speicherung werden nicht eingesetzt. Die Effizienzfortschritte sind hauptsächlich Politik- und Lebensstil getrieben und bringen einen entsprechenden Paradigmenwechsel mit sich.
- **A1B-Szenario:** Die A1-Storyline beschreibt eine Welt mit hohem Wirtschaftswachstum und ab Mitte des Jahrhunderts abnehmender Weltbevölkerung sowie rascher Einführung von neuen und effizienten Technologien. Technologisch liegt ein Ausgleich zwischen fossilen und nicht-fossilen Ressourcennutzung vor (IPCC, 2000). Das A1B-Szenario zeichnet sich durch effizienten, ökologischen Wettbewerb aus. Der Ausbau von CCS, RES-E, Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), etc., erfolgt daher allein unter dem Aspekt der Kostengünstigkeit. Energieeffizienzmaßnahmen sind hauptsächlich preisgetrieben. Die direkte Förderung Erneuerbarer ist, im Vergleich zum B1-Szenario, geringer und wird dynamisch reduziert.

1.4 Aufbau der Arbeit

Nach der Einleitung folgt in Kapitel 2 eine Darstellung der meteorologischen Basisdaten und der Arbeiten, die zur Aufbereitung dieser Daten erforderlich waren. Kapitel 3 umfasst die Beschreibung der hydrologischen Methoden sowie der Ergebnisse, insbesondere hinsichtlich der Klimasensitivität des Wasserkraftpotenzials in Österreich. In Abschnitt 4 wird die Klimasensitivität der österreichischen Forstwirtschaft analysiert und klimasensitive Kosten-Potenzial-Kurven für forstwirtschaftliche Bioenergie erarbeitet. Kapitel 5 ist der Auswirkung des Klimawandels auf den Wärme- und Kälteverbrauch in Gebäuden gewidmet. Die Klimasensitivität der Stromversorgung in Österreich wird in Abschnitt 6 untersucht, wobei hier insbesondere auch der Stromerzeugungsmix und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit des Klimawandels dargestellt sind. Kapitel 7 präsentiert Szenarien der Biomasse-Nutzung unter Anwendung der klimasensitiven Kosten-Potenzial-Kurven forstlicher Bioenergie. Die in den einzelnen Abschnitten zusammengetragenen und ausgearbeiteten Maßnahmen zur Anpassung des Energiesystems an den Klimawandel werden als zentrale Schlussfolgerung und Empfehlung in Abschnitt 8 dargestellt und hinsichtlich eines Kriterienkatalogs bewertet. Schließlich gibt Kapitel 9 einen Ausblick auf weitere Forschungsfragen und gibt Empfehlungen zur Umsetzung der Maßnahmen. Detailliertere Ergebnisse sowie Methoden-Beschreibungen finden sich im Anhang.

2 Klimaszenarien

Basis für die Aufbereitung lokaler Klimaszenarien für die Anwendung in Klimafolgenmodellen in diesem Projekt sind gekoppelte Globale Klimamodelle GCMs. Nur diese sind in der Lage die komplexen Prozesse und Interaktionen physikalisch/mathematisch abzubilden. Dies ist aber nur möglich, wenn es sich um ein „abgeschlossenes System“ handelt und diese Bedingung erfüllt die Erde nur als Ganzes. In Abbildung 1-1 und Abbildung 1-2 sind die mittleren Ergebnisse aller Klimamodelle, welche im Rahmen des letzten IPCC Berichtes (IPCC 2007) berechnet wurden, dargestellt.

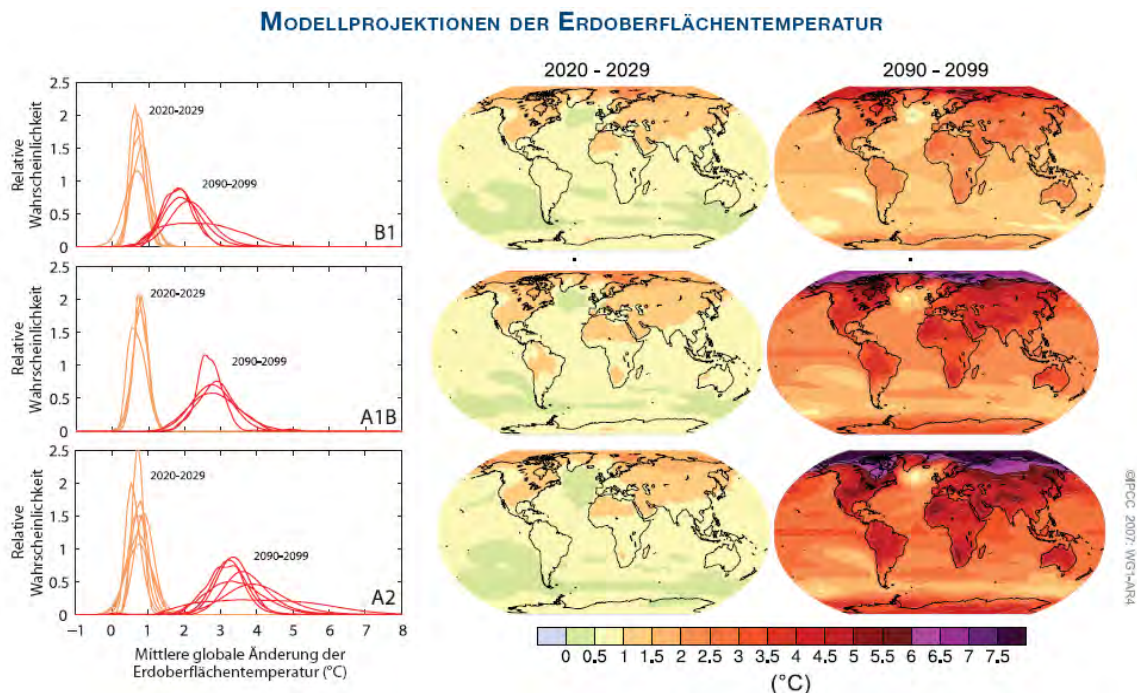


Abbildung 2-1: Änderungen der Erdoberflächentemperatur für das frühe und späte 21. Jahrhundert im Vergleich zum Zeitraum 1980-1999. (IPCC, 2007)

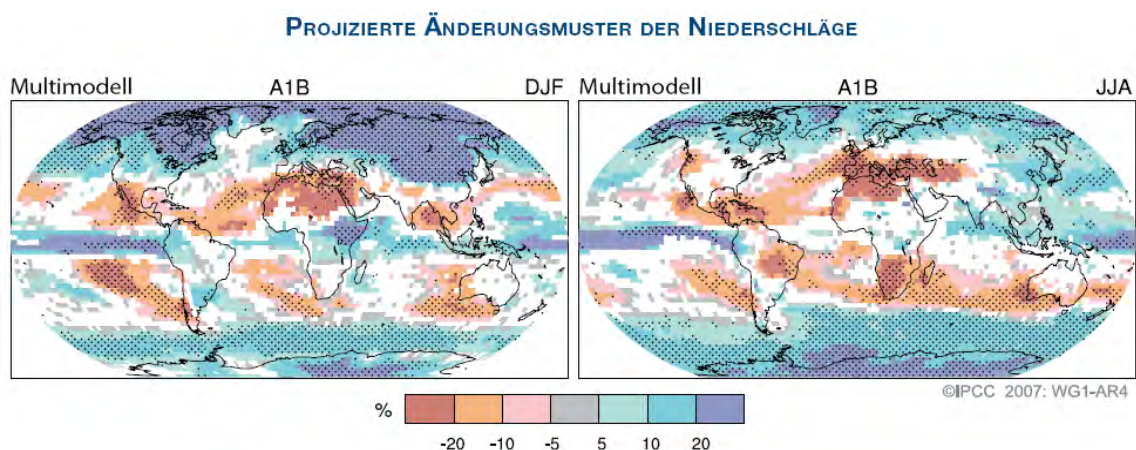


Abbildung 2-2: Relative Änderung der Niederschläge (in Prozent) für die Perioden 2090 bis 2099 im Vergleich zu 1980 bis 1999 (IPCC, 2007)

Aufgrund der groben räumlichen Auflösung, sollte man die Ergebnisse von GCM nur für größere Gebiete (etwa Kontinente) interpretieren. Selbst bei einer Mittelung für ganz

Österreich wie sie in Abbildung 2-3 und Abbildung 2-4 für das Klimamodell ECHAM 5 (Röckner et al, 1996) A1B Szenario gezeigt wird, muss man mit der Interpretation vorsichtig sein, da der Effekt der Alpen in den GCMs nur schwach abgebildet ist. Bei der Temperatur zeigt ECHAM 5 beim A1B Szenario während des gesamten 21. Jahrhunderts einen kontinuierlichen Anstieg, wobei im Jahresmittel eine Erwärmung von knapp mehr als 4 Grad erreicht wird, in der Sommer -und Wintersaison sogar knapp 5 Grad. Beim Niederschlag ergibt sich nach diesem Szenario keine Veränderung für die Jahresniederschlagssumme, jedoch eine Abnahme des Sommerniederschlages und eine Zunahme des Winterniederschlages. Signifikante Änderungen in den saisonalen Niederschlägen zeigen sich jedoch erst in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts.

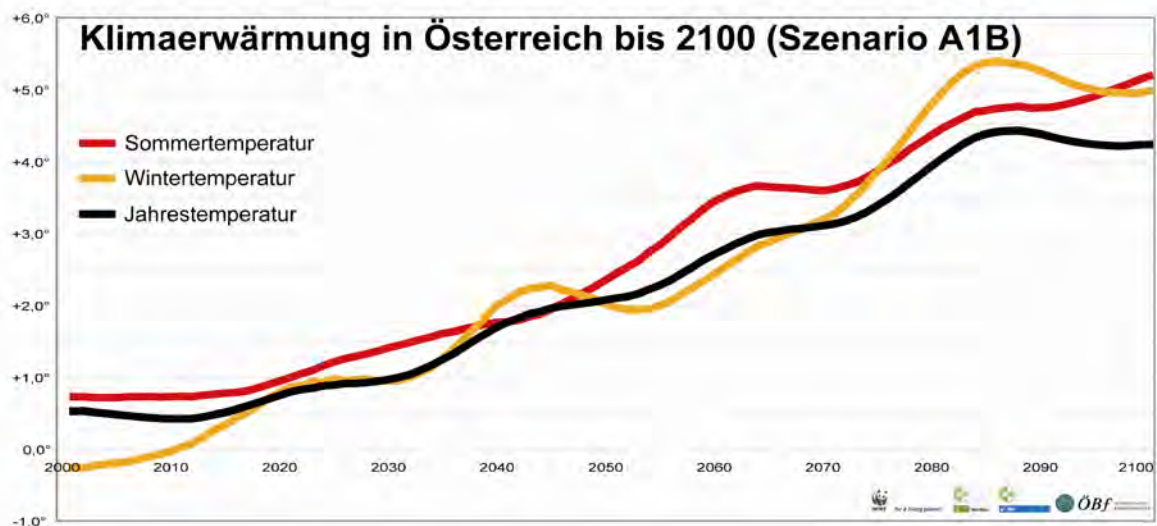


Abbildung 2-3: Entwicklung der Jahresdurchschnittstemperaturen in Österreich nach dem A1B Szenario des GCM ECHAM5 bis Ende 2100. (Niedermair et al., 2007)

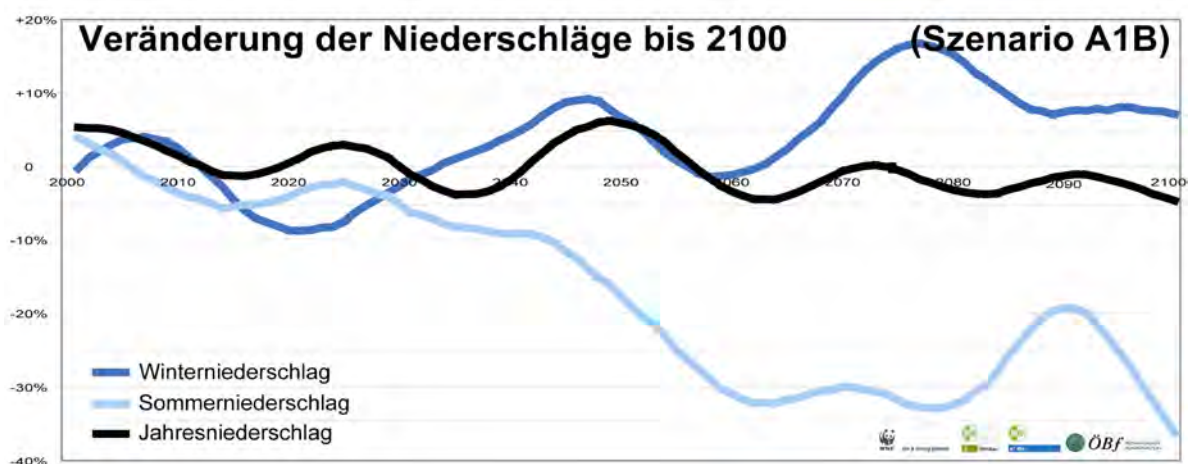


Abbildung 2-4: Entwicklung der Jahresniederschläge in Österreich nach dem A1B Szenario des GCM ECHAM5 bis Ende 2100. (Niedermair et al., 2007)

Um eine bessere räumliche Abbildung in Klimamodellen zu erreichen, verwendet man regionale Klimamodelle (RCMs). Diese betrachten nur einen Ausschnitt der Erde und können für diesen eine höhere räumliche Auflösung verwenden. In dem hier verwendeten RCM REMO-UBA (Jacob et al., 2008) wird nur die Region Deutschland, Schweiz, Österreich

gerechnet, wodurch eine räumliche Auflösung von 10 km erreicht werden konnte. RCMs benötigen jedoch an den Rändern die klimatologische Information von GCMs. Grob gesprochen fungieren RCMs wie eine Lupe mit der man für ausgesuchte Regionen feinere Informationen liefern kann. Das großräumige Klimaänderungssignal wird jedoch vom GCM übernommen.

In Abbildung 2-5 und Abbildung 2-6 sind die gemittelten Ergebnisse von REMO-UBA für das ganze 21. Jahrhundert und den drei Emissionsszenarien B1, A1B und A2 gemittelt über Österreich dargestellt. Bei den Emissionsszenarien handelt es sich um verschiedene Annahmen, wie sich die Treibhausgaskonzentration im 21. Jahrhundert entwickeln wird. B1 ist hierbei ein optimistisches, A1B ein realistisches und A2 ein fatalistisches Szenario, wo wir weitermachen wie bisher.

Bei der Temperatur zeigen alle drei Szenarien einen Anstieg, wobei das A1b und das A2 Szenario sehr ähnlich sind und bis zum Ende des Jahrhunderts einen Temperaturanstieg von mehr als 3 Grad ergeben, beim B1 Szenario beträgt der Anstieg hingegen nur knapp 2 Grad. Bei der Jahresniederschlagssumme zeigen alle drei Szenarien keinen Trend, die Modelle zeigen jedoch Schwankungen auf dekadischer Zeitskala von einigen Prozent.

Insgesamt ist der Temperaturanstieg im Regionalen Klimamodell um etwa einem Grad geringer als im treibenden GCMs. Grund könnte die realistischere Niederschlagsmodellierung im Alpenraum im RCM sein.

Aufgrund der hohen räumlichen Auflösung zeigt dieses Modell durchaus plausible räumliche Strukturen bei den Szenarien (Abbildung 2-7 und Abbildung 2-8). Der Temperaturanstieg ist ziemlich homogen, wobei die Erwärmung in Süden und Westen von Österreich etwas höher ist als im Norden und Osten. Beim Niederschlag zeigt sich eine Niederschlagszunahme am östlichen Alpenhauptkamm bis ins Wiener Becken und im Mühl- und Waldviertel. Der Westen und Süden Österreichs zeigt hingegen eher eine Niederschlagsabnahme.

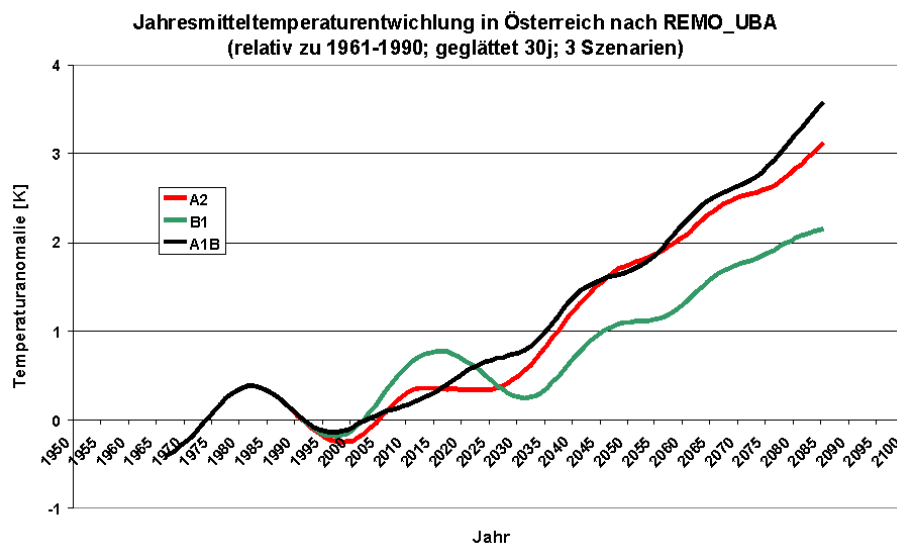


Abbildung 2-5: Entwicklung der Jahresmitteltemperatur in Österreich (relativ zu 1961-1990) nach drei verschiedenen Emissionsszenarien des RCM REMO-UBA bis Ende 2100[^]

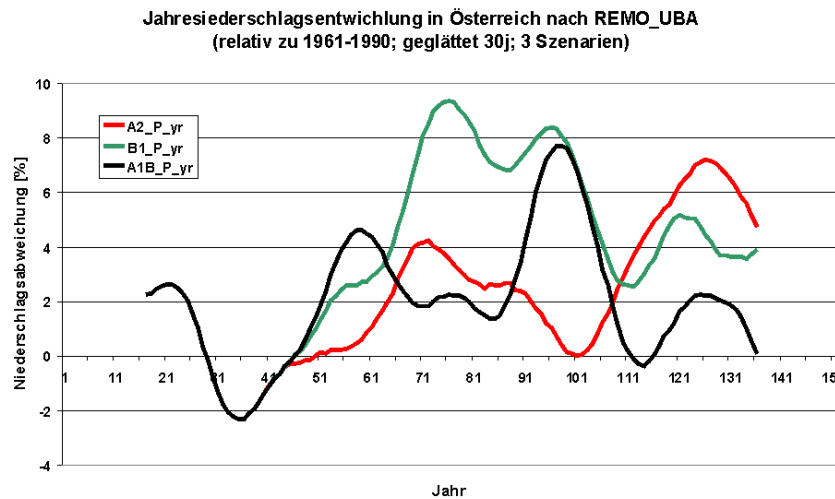


Abbildung 2-6: Entwicklung der Jahresniederschlagssumme (relativ zu 1961-1990) in Österreich nach drei verschiedenen Emissionsszenarien des RCM REMO-UBA bis Ende 2100

2085: Veränderung der durchschnittlichen Jahrestemperatur
bezogen auf die Klimanormalperiode 1961 - 1990, gemittelt über 30 Jahre, Szenario A1B

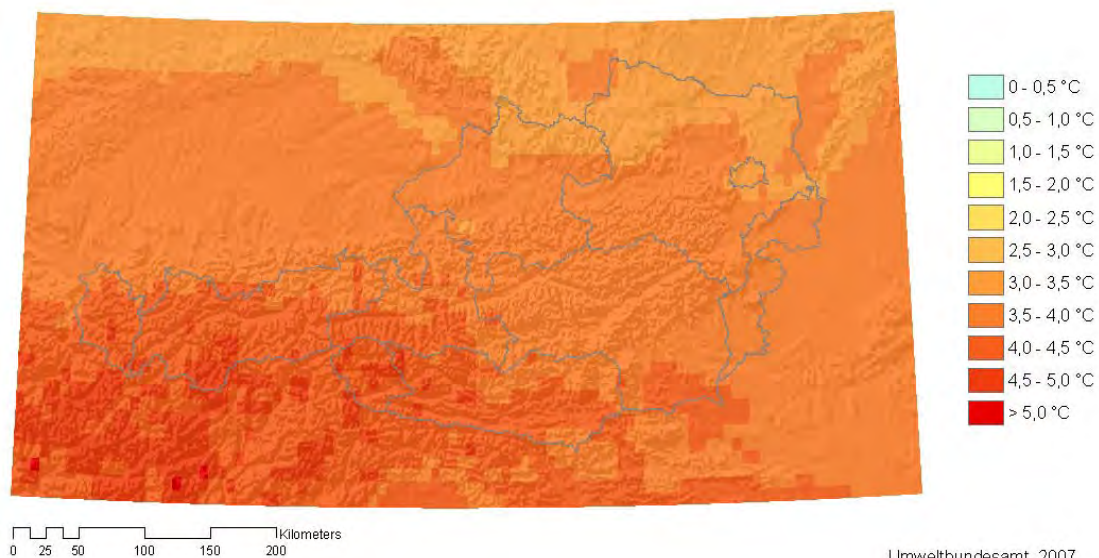


Abbildung 2-7: Änderung der Jahresmitteltemperatur in Österreich (relativ zu 1961-1990) nach dem A1B Szenario des RCM REMO-UBA für die Periode 2071-2100.

2085: Veränderung der durchschnittlichen Jahresniederschläge

bezogen auf die Klimanormalperiode 1961 - 1990, gemittelt über 30 Jahre, Szenario A1B

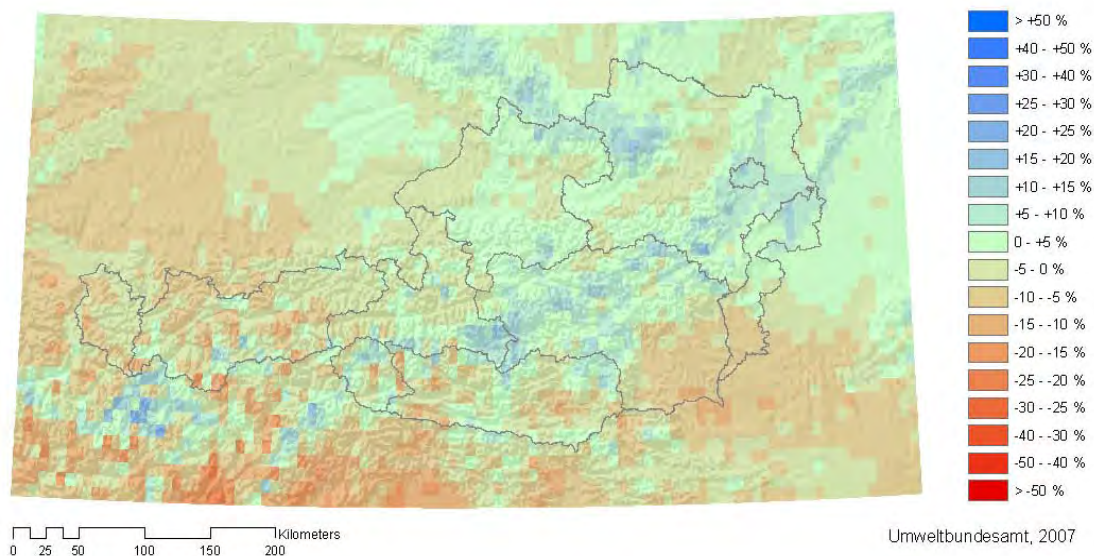


Abbildung 2-8: Änderung der Jahresniederschlagssumme in Österreich (relativ zu 1961-1990) nach dem A1B Szenario des RCM REMO-UBA für die Periode 2071-2100.

Trotz ihrer hohen räumlichen Auflösung sind die derzeitigen RCMs noch nicht so gut, dass ihre Ergebnisse (Zeitreihen) direkt in der Klimafolgenforschung verwendet werden könnten. In Abbildung 2-9 und Abbildung 2-10 sind die Evaluierungen für die Temperatur und den Niederschlag von REMO-UBA dargestellt. Bei der Temperatur zeigt sich im Flachland eine mittlere Überschätzung der Temperatur von etwa 2 bis 3 Grad. Im Hochgebirge hingegen zeigt sich eine Unterschätzung von bis zu 2 Grad.

Beim Niederschlag erkennt man bei den Differenzen klare Muster, die mit Gebirgszügen zusammenhängen. Hier ergeben sich teilweise nahe an einander liegende Gebiete mit Über- und Unterschätzungen, die in den Stauregionen von Vorarlberg und Tirol mehr als 2000 mm erreichen können. Diese Gebiete von Über- und Unterschätzungen weisen auf eine Fehleinschätzung der Luv/Lee Effekte der Gebirge hin. Diese Niederschlagsanomalien können sehr groß sein und erreichen in Teilen Vorarlberg und Tirol Werte von bis zu 2000 mm Unterschied in der Jahresniederschlagssumme.

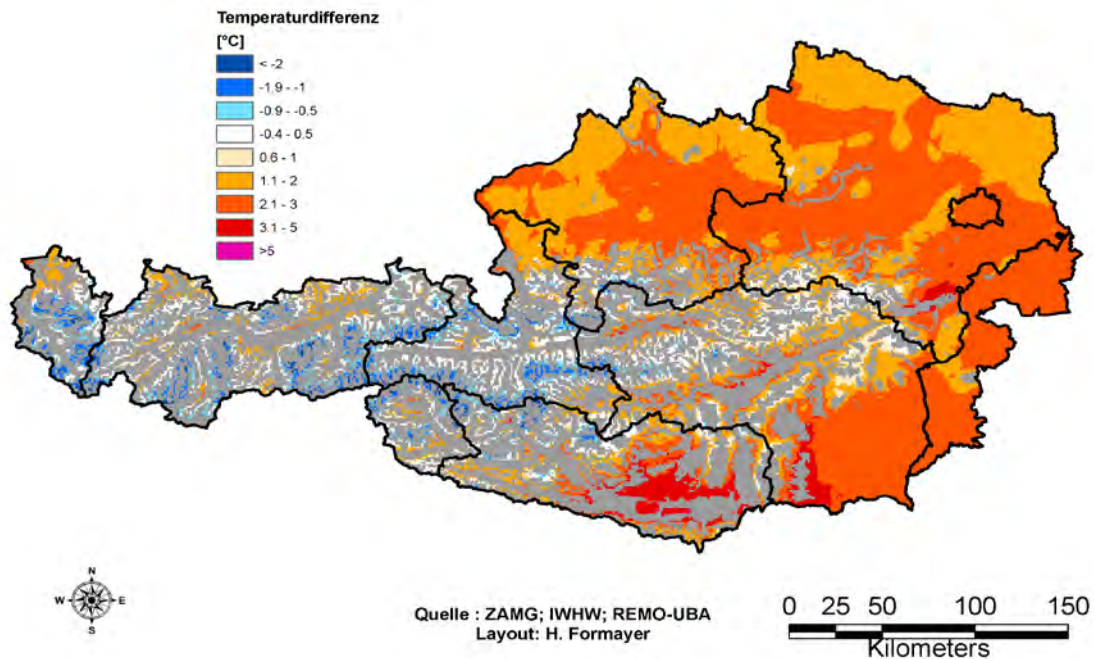


Abbildung 2-9: Differenz der Jahresmitteltemperatur 1961-1990 (REMO-UBA – Beobachtungen). Grauer Bereich kennzeichnet Gebiete mit mehr als 150 m Höhenunterschied zwischen Beobachtungsdatensatz und REMO-UBA.

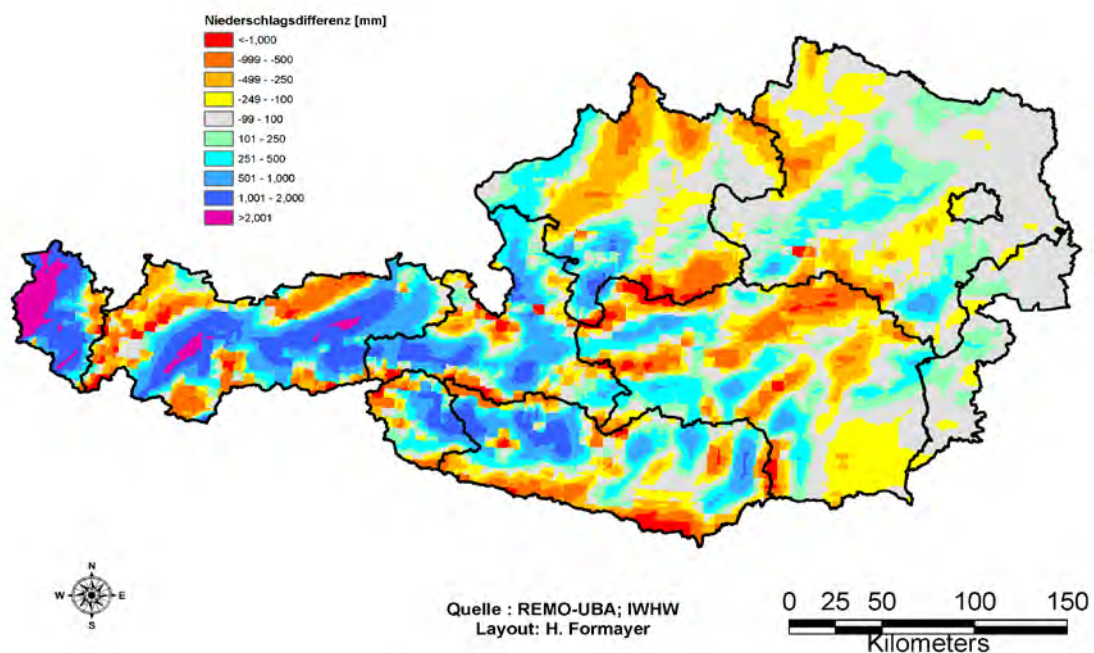


Abbildung 2-10: Differenz der Jahresmitteltemperatur 1961-1990 (REMO-UBA – Beobachtungen).

2.1 Methodik

Trotz der im vorigen Kapitel dargestellten Abweichungen von Temperatur und Niederschlägen des RCM REMO-UBA wurden die Ergebnisse dieses Modells für die Weiterbearbeitung in diesem Projekt verwendet. Dies liegt daran, dass auch alle anderen

derzeit zur Verfügung stehenden RCM Szenarien vergleichbare Probleme bei Temperatur und Niederschlag im Alpenraum zeigen. Zudem sind die REMO-UBA Szenarien die einzigen, welche für drei verschiedene Emissionsszenarien das gesamte 21. Jahrhundert abdecken. Darüber hinaus verwendete das REMO-UBA die bisher höchste räumliche Auflösung (10 km) für langfristige Klimäläufe in Österreich.

Für die Anwendung in den anderen Arbeitspaketen wurden folgende Parameter benötigt:

Auf Monatsbasis:

- Temperatur (°C)
- Niederschlag ((m)
- Globalstrahlung (MJ/m²)
- Sättigungsdefizit (hPa)

Ein Wert pro Jahr:

- Heizgradtagsumme (°C)
- Kühlgradtagsumme (°C)
- Temperatursumme von Hitzetagen (°C)

Alle diese meteorologischen Kenngrößen wurden kontinuierlich für den Zeitraum 1950 bis 2100 flächendeckend für Österreich für die drei Emissionsszenarien B1, A1B und A2 (ab dem Jahr 2000) berechnet. Temperatur und Niederschlag wurden hierbei sowohl für ein 1 km flächendeckendes Raster als auch für rund 11000 Waldinventurpunkte aufbereitet. Globalstrahlung und Sättigungsdefizit nur für die Waldinventurpunkte. Die verschiedenen Temperatursummenindices wurden flächendeckend auf Gemeindeebene aufbereitet.

2.1.1 Fehlerkorrektur und Lokalisierung von Klimaszenarien auf Monatsbasis

Zur Fehlerkorrektur und zur Lokalisierung der Ergebnisse werden zusätzliche Beobachtungsdatensätze benötigt. Uns standen hierfür einerseits monatliche Klimatologien für Temperatur und Niederschlag für den Zeitraum 1961-1990 mit 1 km Auflösung (Datenquelle IWHW-BOKU) für ganz Österreich für die hydrologischen Anwendungen zur Verfügung. Andererseits wurde von den Autoren in einem Vorprojekt ein klimatologischer Beobachtungsdatensatz an den rund 11000 österreichischen Waldinventurpunkten auf Monatsbasis für den Zeitraum 1961 bis 2000 für die Parameter Temperatur, Niederschlag, Sättigungsdefizit und Globalstrahlung erstellt (Haas, 2006)

Zur Konstruktion der kontinuierlichen fehlerkorrigierten Zeitreihen wurde als erstes für jeden Parameter und Monat des REMO_UBA Laufes die Anomalie (Differenz bzw. Quotient des aktuellen Wertes zum klimatologischen Mittel 1961-1990 des Klimamodells) bestimmt. Für die Temperatur erfolgte dies Additiv, für den Niederschlag, die relative Feuchte und die Globalstrahlung Multiplikativ. In einem zweiten Schritt wurde zu der Zeitreihe der Anomalien das klimatologische Mittel der Beobachtungsdaten dazugaddiert (multipliziert). Die Gleichungen für die Berechnung sind weiter unten dargestellt.

Diese Methode verwendet mit Ausnahme der Temperatur nur die relativen Anomalien, womit faktisch nur das Klimaänderungssignal übernommen wird. Die relativen Anomalien stellen auch sicher, dass keine übertriebenen interannualen Schwankungen oder negative Werte aufgrund eines hohen absoluten Fehlers entstehen. Bei der relativen Feuchte mussten jedoch in Einzelfällen Werte von über 100 % auf 100 reduziert werden.

$$Tscorr(i, j, m, y) = \overline{To(i, j, m)} + (Ts(i, j, m, y) - \overline{Ts(i, j, m)})$$

$$RHscorr(i, j, m, y) = \overline{RHo(i, j, m)} * \frac{RHs(i, j, m, y)}{\overline{RHs(i, j, m)}}$$

$$Pscorr(i, j, m, y) = \overline{Po(i, j, m)} * \frac{Ps(i, j, m, y)}{\overline{Ps(i, j, m)}}$$

$$Radscorr(i, j, m, y) = \overline{Rado(i, j, m)} * \frac{Rads(i, j, m, y)}{\overline{Rads(i, j, m)}}$$

T = Temperatur (°C)

i,j = Koordinaten des Gitterpunktes

RH = Relative Luftfeuchtigkeit (%)

m,y = Monat und Jahr

P = Niederschlag (mm)

corr,s,o = Korrekturergebnis, Modellergebnis und Beobachtung

Rad = Globalstrahlung (MW/d)

$\overline{}$ = Mittelwert 1961-1990

Das Sättigungsdefizit konnte nicht direkt vom REMO-UBA berechnet werden, da speziell in den Hochgebirgsregionen dieses teilweise viel zu feucht ist und selbst im klimatologischen Mittel oftmals das Sättigungsdefizit nahe Null war. Da aber beim Sättigungsdefizit wegen der Temperaturabhängigkeit nur die relative Anomalie verwendet werden kann und dabei teilweise das klimatologische Mittel deutlich kleiner als die Monatsanomalien waren, wären teilweise sehr hohe Multiplikatoren entstanden, die angewandt auf die realen Monatsklimatologien viel zu hohe Sättigungsdefizite verursacht hätten. Deswegen wurde vom REMO-UBA die relative Feuchte verwendet. Das Sättigungsdefizit wurde erst an den Waldinventurpunkten aus den fehlerkorrigierten Werten der Temperatur und des relativen Luftfeuchtigkeit mithilfe der Murraygleichung (Murray, 1966) berechnet.

$$VPD = VP(s) * (1 - RH/100)$$

$$VP(s) = 6.1078 \exp \left[\frac{a * (T - 273.16)}{(T - b)} \right]$$

VP(s)= Sättigungsdampfdruck

VPD = Sättigungsdefizit des Wasserdampfdruckes

RH =Relative Luftfeuchtigkeit (%)

T = Temperatur (K)

a = 21.8746

a = 17.2694

b = 7.66

b = 35.86

über Wasser

über Eis

2.1.2 Flächendeckende Szenarien der Heiz- und Kühlgradtage für Österreich

Für die Heizgradtage (HGT) wurde im Rahmen dieses Projekt grundsätzlich die in der ÖNORM 8135 festgehaltene Definition verwendet. Gemäß dieser sind die Heizgradtage die

durchschnittliche Temperaturdifferenz eines Tages zwischen einer konstanten Raumtemperatur von 20°C und dem Tagesmittel der Temperatur der Außenluft, die unter einer theoretischen Heizgrenztemperatur von 12°C liegt (Bittermann, 2005).

Im Gegensatz zu den Heizgradtagen gibt es zur Berechnung der Kühlgradtage (KGT) keine gängige Definition für Österreich. Daher wurden die Kühlgradtage nach der in der Literatur dominierenden amerikanischen Definition der ‚Heating and Cooling Degree Days‘ (z. B. LeComte, 1982) berechnet. Diese geht von einer sogenannten ‚Balance Point Temperature‘ von 65 Grad Fahrenheit (18,3 Grad Celsius) aus.

Diese beiden Kennzahlen sind etablierte Größen zur Bestimmung des Heiz- bzw. des Kühlbedarfs. Da in Österreich zumindest im Wohnbereich Kühleinrichtungen nicht zum Standard gehören, wurde eine zusätzliche Kenngröße definiert, welche eine besonders hohe thermische Belastung quantifiziert. Hierzu wird die Summe des täglichen Temperaturmaximums gebildet, wenn das Temperaturmaximum über 30 °C liegt. Es ist also die Jahressumme aller „Hitzetage“.

$$Hgt = \sum_{i=1}^{365} T_i - 20 \dots \forall T_i > 12^{\circ}C$$

$$Kgt = \sum_{i=1}^{365} T_i - 18.3 \dots \forall T_i > 18.3^{\circ}C$$

$$Tsum = \sum_{i=1}^{365} T_i \dots \forall T_i > 30^{\circ}C$$

Hgt = Heizgradtagsumme

Kgt = Kühlgradtagsumme

Tsum = Temperatursumme der Hitzetage

Ti = Tagesmitteltemperatur

Als Ausgangsbasis für die Berechnungen werden die „Mittlere Heizgradtage für Österreichische Gemeinden“ (Datenquelle: OIB-382-011/99) verwendet. Diese beziehen sich auf den Zeitraum 1931 bis 1978 (mündliche Information Prof. Krec). Für eine korrekte Berechnung dieser drei Kennzahlen müssten fehlerkorrigierte und auf die richtige Seehöhe adaptierte Klimaszenarien auf Tagesbasis zur Verfügung stehen. Dies war schon aus Ermangelung eines entsprechenden Beobachtungsdatensatzes nicht möglich. Um dennoch flächige Aussagen zu diesen Kennzahlen zu erhalten, wurde ein funktionaler Zusammenhang zwischen saisonalen Temperaturmitteln (Mai bis September für die Indikatoren Kühlgradtage und Temperatursumme der Hitzetage und Oktober bis April für die Heizgradtage) und den drei Indikatoren abgeleitet (siehe Abbildungen 11 bis 13).

Zur Bestimmung der Sensitivität der drei Kennzahlen gegenüber einer mittleren Temperaturänderung wurden reale Stationsbeobachtungen des qualitätsgeprüften StartClim Datensatzes (Schöner et al., 2003) verwendet. Dies sind 65 österreichische Stationen mit Daten von 1948 bis 2005 und einer Abdeckung aller Seehöhenstufen. Für jeden Klimaindikator wurde ein funktionaler Zusammenhang zwischen mittlerer Temperatur und Klimaindikator abgeleitet. Neben den realen Beobachtungswerten wurden zusätzlich künstliche Datensätze mit verwendet, welche durch die Addition von 1, 2, 3 und 4 Grad zu den realen Beobachtungen erfolgte. Dies soll sicherstellen, dass der funktionale Zusammenhang auch unter Klimaänderungsbedingungen gilt.

$$Kgt(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + a_3 \cdot T^3 + a_4 \cdot T^4$$

$$Hgt(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 \cdot T^2 + a_3 \cdot T^3$$

$$Tsum30(T) = a_0 + a_1 \cdot T + a_2 T^2 + a_3 T^3 + a_4 T^4$$

Bei der Auswertung der Beobachtungsdaten ergaben sich folgende Koeffizienten für die Polynome:

Index	A0	A1	A2	A3	A4
Kgt	-456	159	-18.6	0.83	-0.0098
Hgt	20.5	6×10^{-3}	5×10^{-7}	1.3×10^{-11}	
Tsum30	-3.5	-0.98	-0.96	0.0037	-4.2×10^{-5}

In Abbildung 2-11 bis Abbildung 2-13 sind die Ergebnisse der Ableitung der funktionalen Zusammenhänge zwischen saisonaler Mitteltemperatur und jeweiligen Index dargestellt. Links oben ist jeweils ein Streudiagramm der Werte mit der abgeleiteten Funktion dargestellt. Rechts oben die Residuen aus den mittels Funktion geschätzten Index zum real berechneten, links unten ist der mittlere Fehler je Station dargestellt und rechts unten die räumliche Verteilung der Residuen.

Bei den Kühlgradtagen liefert ein Polynom 4. Grades den besten Zusammenhang zwischen saisonaler Mitteltemperatur und der Kühlgradtagsumme. Zwar sind die relativen Residuen bei niedrigen Temperaturen ($< 20^\circ\text{C}$) recht hoch, jedoch sind sie symmetrisch um Null verteilt. Diese hohen relativen Fehler kommen bei Stationen vor, wo nur geringe oder gar keine Kühlgradtagsummen zustande kommen, wodurch schon geringe Unterschiede zu hohen relativen Fehlern führen können. Bei höheren Temperaturen werden die relativen Residuen rasch kleiner. Die symmetrische Verteilung um Null führt weiters dazu, dass der mittlere Fehler je Station sehr klein bleibt und in der Größenordnung von 20 Kühlgraden liegt. Bei der räumlichen Verteilung der Residuen zeigt sich kein ausgeprägter Effekt.

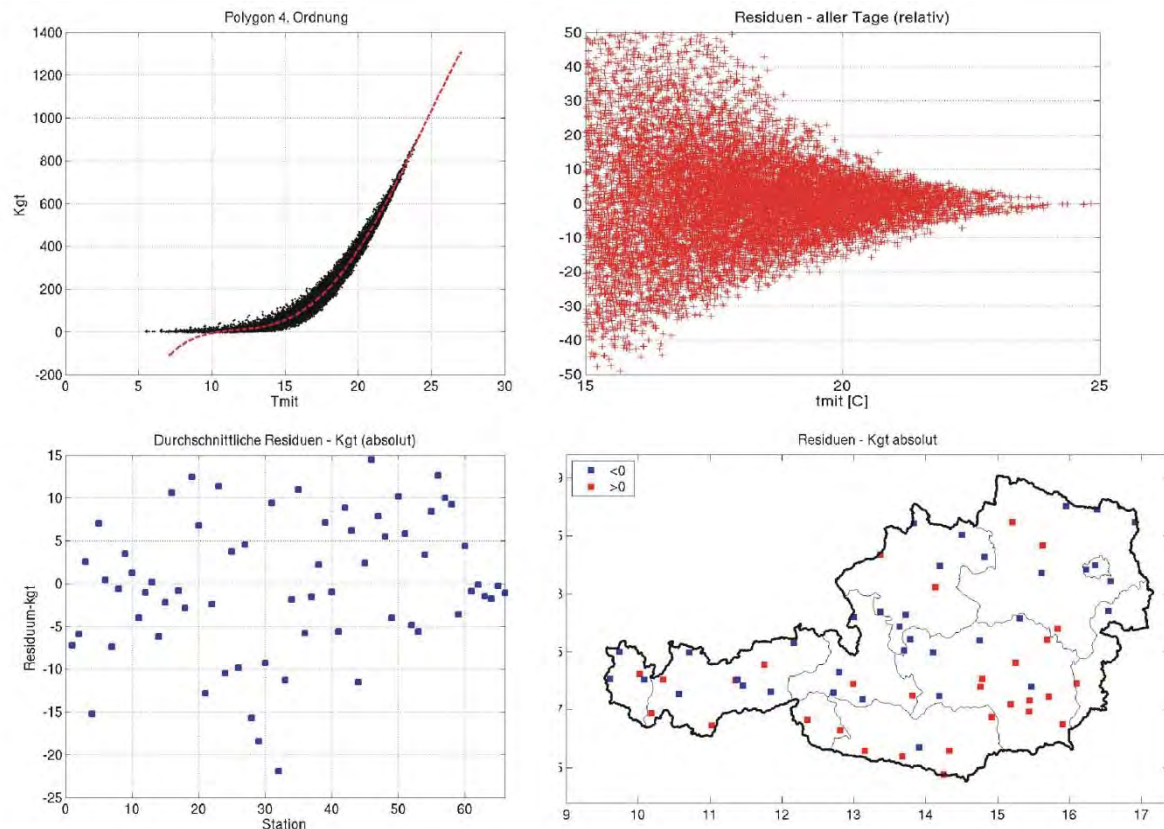


Abbildung 2-11: Zusammenhang zwischen der Kühlgradtagsumme und der Mitteltemperatur von Mai bis September (links oben), Residuen für alle Stationen und Jahre (rechts oben), mittlerer Fehler je Station (links unten) und Verteilung der Residuen in Österreich. (Datenbasis Startclim Datensatz, Schöner et al., 2003)

Bei den Heizgradtagen liefert ein Polynom 3. Grades den besten Zusammenhang zwischen saisonaler Mitteltemperatur und der Kühlgradtagsumme. Die relativen Residuen sind recht gleichmäßig über alle Temperaturbereiche verteilt und liegen größtenteils zwischen $\pm 5\%$. Die symmetrische Verteilung um Null führt wieder dazu, dass der mittlere Fehler je Station sehr klein bleibt und in der Größenordnung von 50 Heizgraden liegt. Nur bei einzelnen Stationen (alles Stationen mit Seehöhen um 2000 m) kann der mittlere Fehler bis zu 300 Grad erreichen. Der relative Fehler ist bei allen Stationen jedoch unter 5 Prozent. Bei der räumlichen Verteilung der Residuen zeigt sich kein ausgeprägter Effekt.

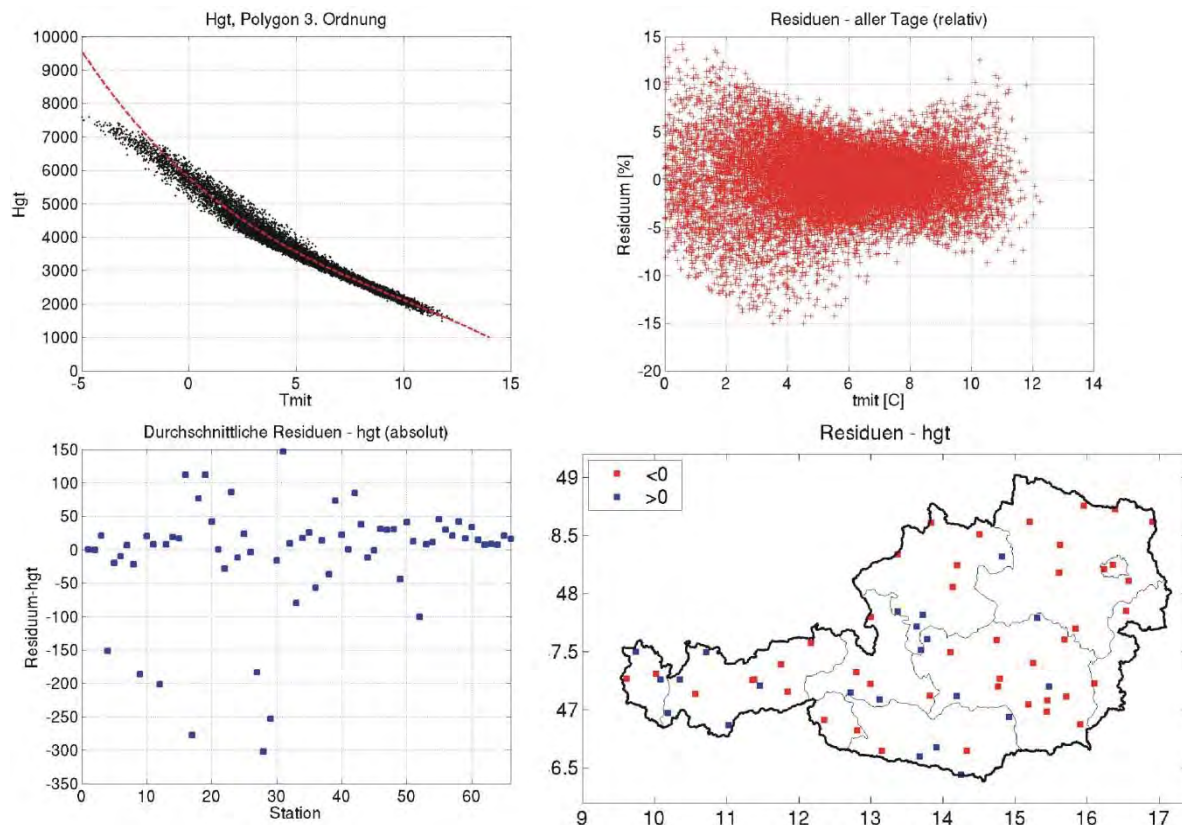


Abbildung 2-12: Zusammenhang zwischen der Kühlgradtagsumme und der Mitteltemperatur von Oktober bis April (links oben), Residuen für alle Stationen und Jahre (rechts oben), mittlerer Fehler je Station (links unten) und Verteilung der Residuen in Österreich. (Datenbasis Startclim Datensatz, Schöner et al., 2003)

Bei den Temperatursummen für Hitzetage liefert wieder ein Polynom 4. Grades den besten Zusammenhang zwischen saisonaler Mitteltemperatur und der Kühlgradtagsumme. Die relativen Residuen sind hier nicht gleichmäßig über alle Temperaturbereiche verteilt sondern nehmen bei steigender Temperatursumme stetig ab. Bei Werten über 20 °C sind die Residuen gleichmäßig um Null verteilt und liegen größtenteils unter ± 50 %. Bei niedrigeren Werten ist der relative Fehler bei der Überschätzung höher als bei der Unterschätzung. Die symmetrische Verteilung um Null führt wieder dazu, dass der mittlere Fehler je Station klein bleibt und in der Größenordnung von ± 300 Grad Temperatursumme liegt. Natürlich ist eine Schätzung der Hitzetage allein aus einer saisonalen Mitteltemperatur schwierig, speziell da sich in den Alpen hier die Tallagen anders verhalten als die Kuppenlagen.

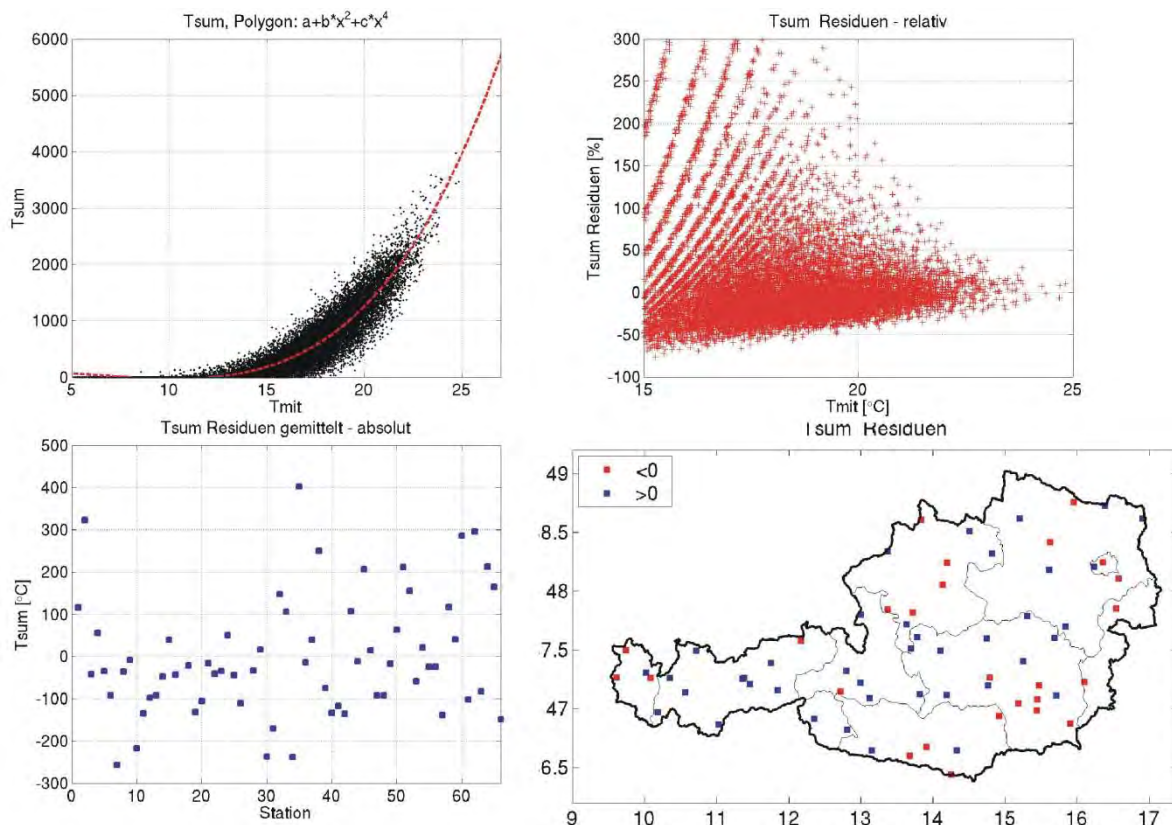


Abbildung 2-13: Zusammenhang zwischen der Temperatursumme der Hitzetage und der Mitteltemperatur von Mai bis September (links oben), Residuen für alle Stationen und Jahre (rechts oben), mittlerer Fehler je Station (links unten) und Verteilung der Residuen in Österreich. (Datenbasis Startclim Datensatz, Schöner et al., 2003)

Aus den Originaldatensatz („Mittlere Heizgradtage für Österreichische Gemeinden“ (Datenquelle: OIB-382-011/99) wurde anhand des abgeleiteten Zusammenhangs für die Heizgradtage und den angegebenen Heizgradtagssumme je Gemeinde die verwendete Seehöhe dieser Gemeinde bestimmt. Dieselbe Seehöhe konnte für die andere Indices verwendet werden.

Generell kann man mit der Qualität der abgeleiteten funktionalen Zusammenhänge zufrieden sein. Natürlich werden die relativen Fehler bei Temperaturbereichen in denen nur geringe oder Nullwerte bei den Indizes erreicht werden, recht hoch, dennoch bleibt der absolute Fehler gering. Auch zeigt sich bei den Hitzeindikatoren, dass der funktionale Zusammenhang bei höheren Temperaturen immer besser wird. Dadurch ist sichergestellt, dass in den relevanten Temperaturbereichen gute Ergebnisse geliefert werden.

2.2 Datenbasis zur Analyse der Klimasensitivität des Energiesystems

2.2.1 Klimatologische Datenbasis für hydrologische Applikationen

Bei der Analyse der Niederschlagsszenarien für Österreich zeigte sich, dass die Niederschlagsszenarien deutliche Schwankungen auf dekadischer Zeitskala aufweisen. Besonders das A1B Szenario zeigt um das Jahr 2050 eine besonders feuchte Phase bei der Jahresniederschlagssumme, was sich natürlich direkt auf den Abfluss und damit auf das Stromproduktionspotenzial auswirkt. Dies ist insofern bedeutsam, da für das Projekt ein

Vergleich von Zeitscheiben und hier unter anderem die Periode 2036-2065 verwendet werden sollte.

Bei den Szenariodaten handelt es sich um eine Überlagerung von modellinternen „natürlichen“ Schwankungen und wenn vorhanden dem anthropogen verursachten Trend. Um die Größenordnung dieser modellinternen Schwankungen zu quantifizieren, wurde das treibende GCM ECHAM5 untersucht. Da für den REMO-UBA Modellantrieb immer der selbe Ausgangsmodelllauf von ECHAM5 bis zum Jahr 2000 verwendet wurde, sind die drei REMO-UBA nicht total unabhängig. Speziell die langfristigen dekadischen Schwankungen im Modell hängen mit der Ozeanzirkulation zusammen und diese war in allen drei Realisierungen bis zum Jahr 2000 identisch.

Die regionalen Klimamodelle sind natürlich stark an die treibenden GCMs gekoppelt. In Abbildung 2-14 sind die Ergebnisse der Jahresniederschlagssumme für ganz Österreich vom REMO-UBA (rote Linie) und von ECHAM5 (blaue Linie) geglättet dargestellt. Man sieht zwar, dass die Verläufe nicht ganz gleich sind, aber die langfristig zu feuchten und zu trockenen Perioden werden reproduziert und haben eine ähnliche Amplitude. Speziell die zu feuchte Periode um 2050 tritt bei beiden Modellen auf und hat eine Größenordnung von rund 5 Prozent. Da das GCM bis 1860 zurückreicht sieht man auch, dass die Klimanormalperiode 1961-1990 eine eher trockene Phase war und der Großteil des 20. Jahrhunderts feuchter war. Auf jeden Fall sieht man bei beiden Modellen, dass kein Niederschlagstrend bei der Jahressumme festzustellen ist.

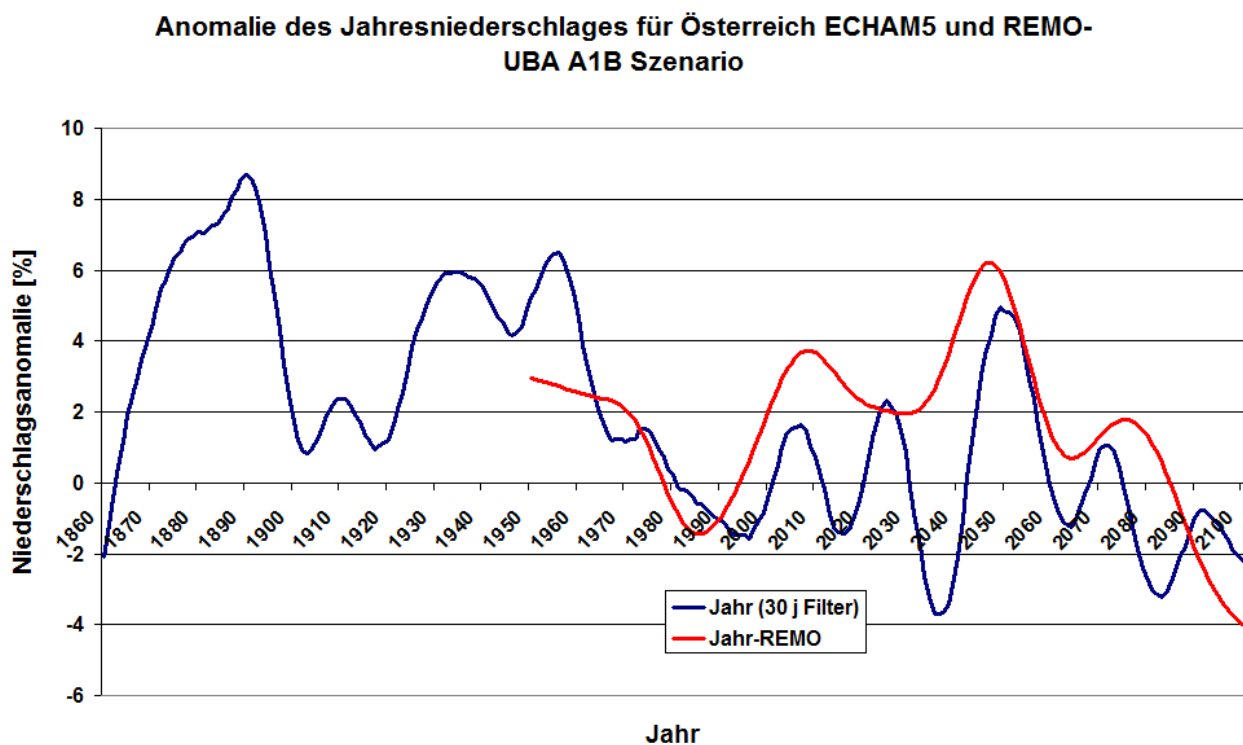


Abbildung 2-14: Mittleren Anomalie der Jahresniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100 und dem damit betriebenen REMO-UBA für den Zeitraum 1950 bis 2100.

Für das verwendete GCM ECHAM5 gibt es neben diesen für den Antrieb von REMO-UBA verwendeten Lauf noch zwei weitere vollkommen äquivalente Modellläufe. Diese wurden im Rahmen von IPCC (IPCC, 2007) durchgeführt, um Ensembleuntersuchungen zu erlauben. In Abbildung 2-15 sind die Ergebnisse für den Jahresniederschlag in Österreich von allen diesen drei ECHAM5 Läufen für das A1 B Szenario dargestellt. Der für den Betrieb von REMO_UBA verwendeten Lauf ist wieder blau eingefärbt.

Man erkennt, dass alle drei Modelle bei der Jahressumme für Österreich keinen Trend zeigen. Die modellinternen dekadischen Schwankungen zeigen beim mittleren Österreichniederschlag eine Amplitude von maximal 8 Prozent.

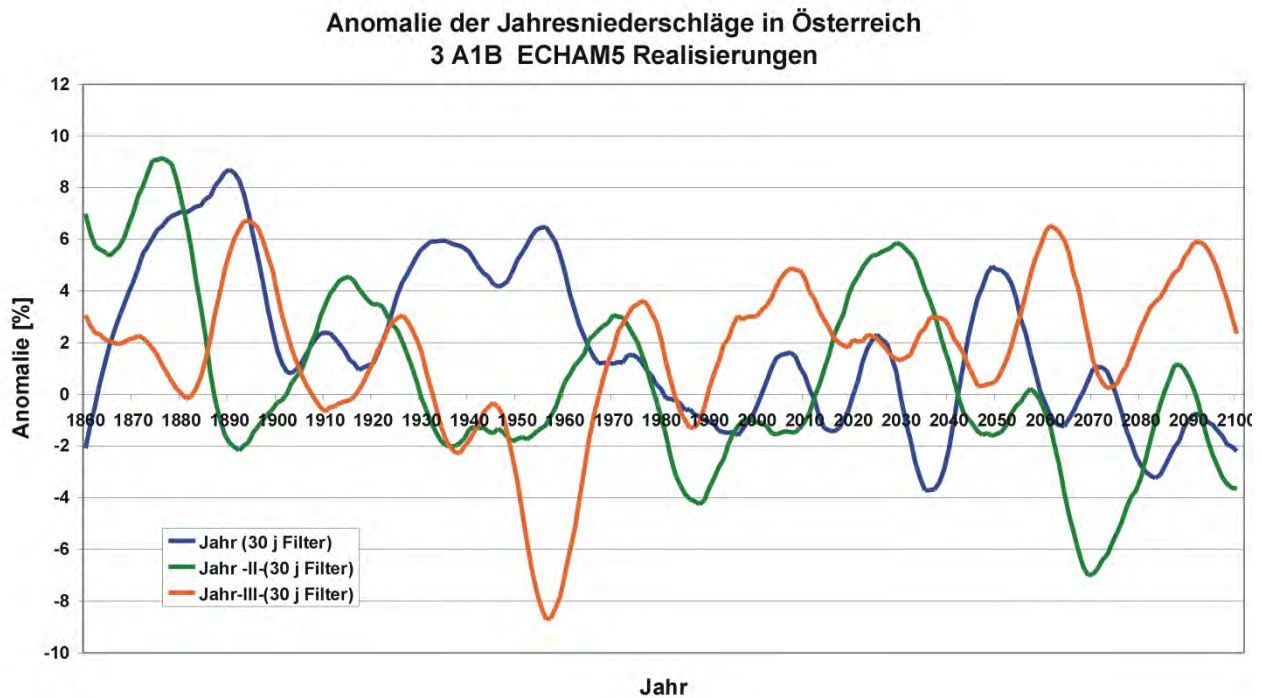


Abbildung 2-15: Drei Realisierungen der mittleren Anomalie der Jahresniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100.

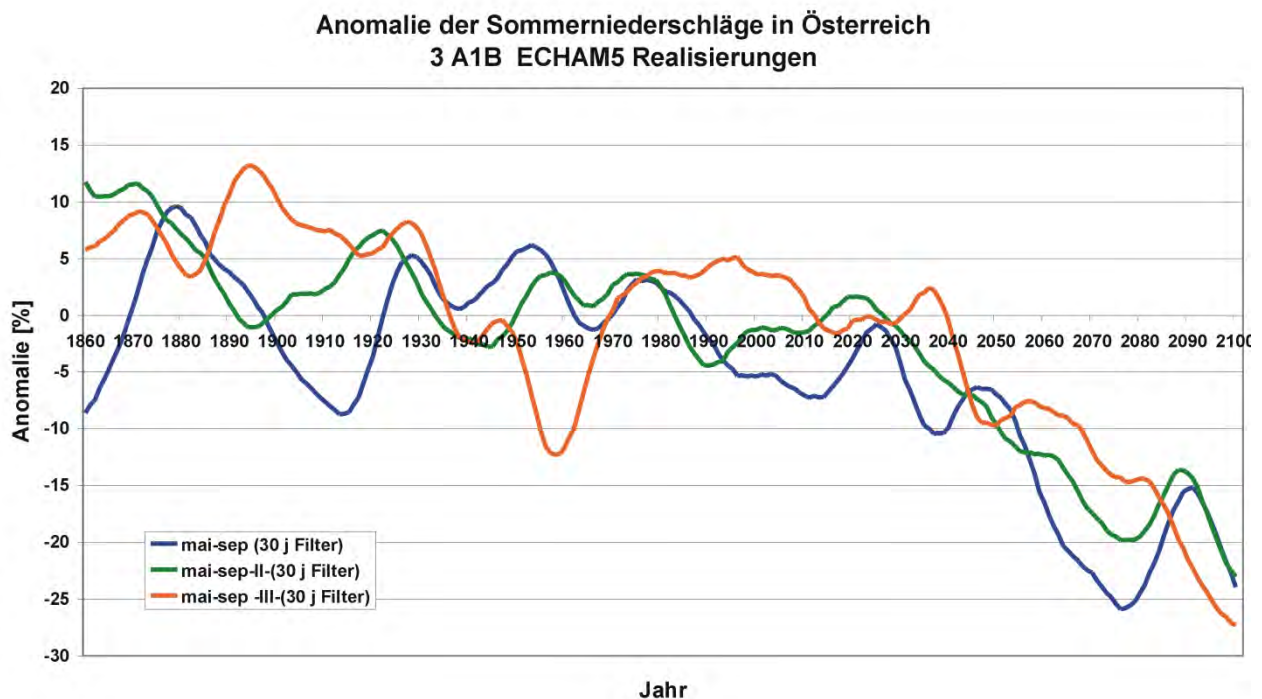


Abbildung 2-16: Drei Realisierungen der mittleren Anomalie der Sommerniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100.

Bei den Sommerniederschlägen sind ebenfalls dekadische Schwankungen von etwa $\pm 10\%$ zu beobachten, hier zeigt sich aber zusätzlich bei allen drei Modellläufen eine Abnahme der Niederschläge so um den Zeitraum 2030, wobei dieser Trend erst nach 2050 den Wertebereich von 10% übersteigt und damit signifikant wird. Bis zum Ende des Jahrhunderts werden Werte um -30% erreicht.

Bei den Winterniederschlägen zeigt sich ein ähnliches Bild. Auch hier zeigen sich bis zum Beginn des 21. Jahrhunderts Schwankungen um die 5 bis 10 Prozent und ab der Mitte des 21. Jahrhunderts einen signifikanten Anstieg, der jedoch nicht ganz so stark ausgeprägt ist wie im Sommer. Zusätzlich sind hier die Unterschiede zwischen den Modellen am Ende des Jahrhunderts etwas größer als im Sommer.

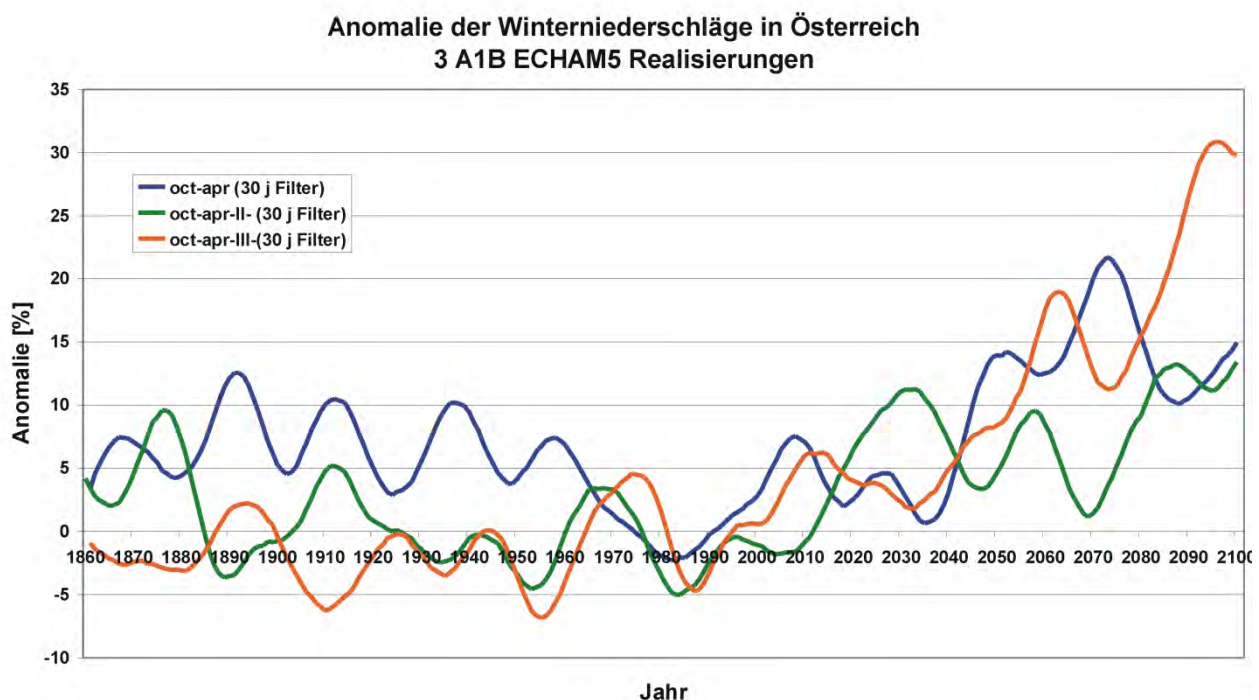


Abbildung 2-17: Drei Realisierungen der mittleren Anomalie der Winterniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100.

Für die Interpretation dieser Niederschlagsszenarien bedeutet dies, dass die Szenarien immer die Summe aus modellinternen Schwankungen plus Trend darstellen. Da die modellinternen Schwankungen auf dekadischer Zeitskala für Österreich eine Größenordnung von etwa 5 Prozent bei Jahressummen und etwa 10 Prozent bei saisonalen Summen aufweisen, können erst Entwicklungen, die über diese Größenordnung hinaus gehen und über mehrere Jahrzehnte andauern, als signifikant angesehen werden. Neben der Analyse von Zeitscheiben sollte daher immer die langfristige Entwicklung bis zum Ende des Jahrhunderts mit berücksichtigt werden, da nur diese Untersuchung die Unterscheidung erlaubt, ob es sich um eine zufällige Veränderung aufgrund der modellinternen Schwankungen handelt, oder um einen langfristigen signifikanten Trend.

2.2.2 Klimatologische Datenbasis für forstwirtschaftliche Applikationen

Für die forstwirtschaftliche Modellierung wurde neben der Temperatur und dem Niederschlag auch noch das Sättigungsdefizit und die Globalstrahlung für die 11000 Waldinventurpunkte in Österreich aufbereitet. In Abbildung 2-18 sind die Klimaänderungssignale bis zum Jahr 2050 für alle vier Parameter zusammengestellt. Das Klimaänderungssignal wird durch unsere Fehlerkorrektur und Lokalisierung nur geringfügig

verändert, daher ergeben sich für die Temperatur und den Niederschlag die selben Ergebnisse wie für die hydrologische Aufbereitung. Die Veränderungen des Sättigungsdefizits und der Globalstrahlung zeigen durchaus konsistente Ergebnisse. In jenen Gebieten mit Niederschlagszunahme kommt es zu einer leichten Abnahme des Sättigungsdefizits von maximal 0.8 hPa und in den Gebieten mit gleichbleibendem bzw. abnehmenden Niederschlag ergibt sich eine Zunahme von mehr als 1.2 hPa.

Bei der Globalstrahlung zeigt sich generell eine leichte Abnahme, wobei die maximale Abnahme bei etwa 5 Prozent liegt und in den Gebieten mit Niederschlagszunahme auftritt. Nur in Östtirol und Oberkärnten kommt es zu einer leichten Zunahme der Globalstrahlungssumme.

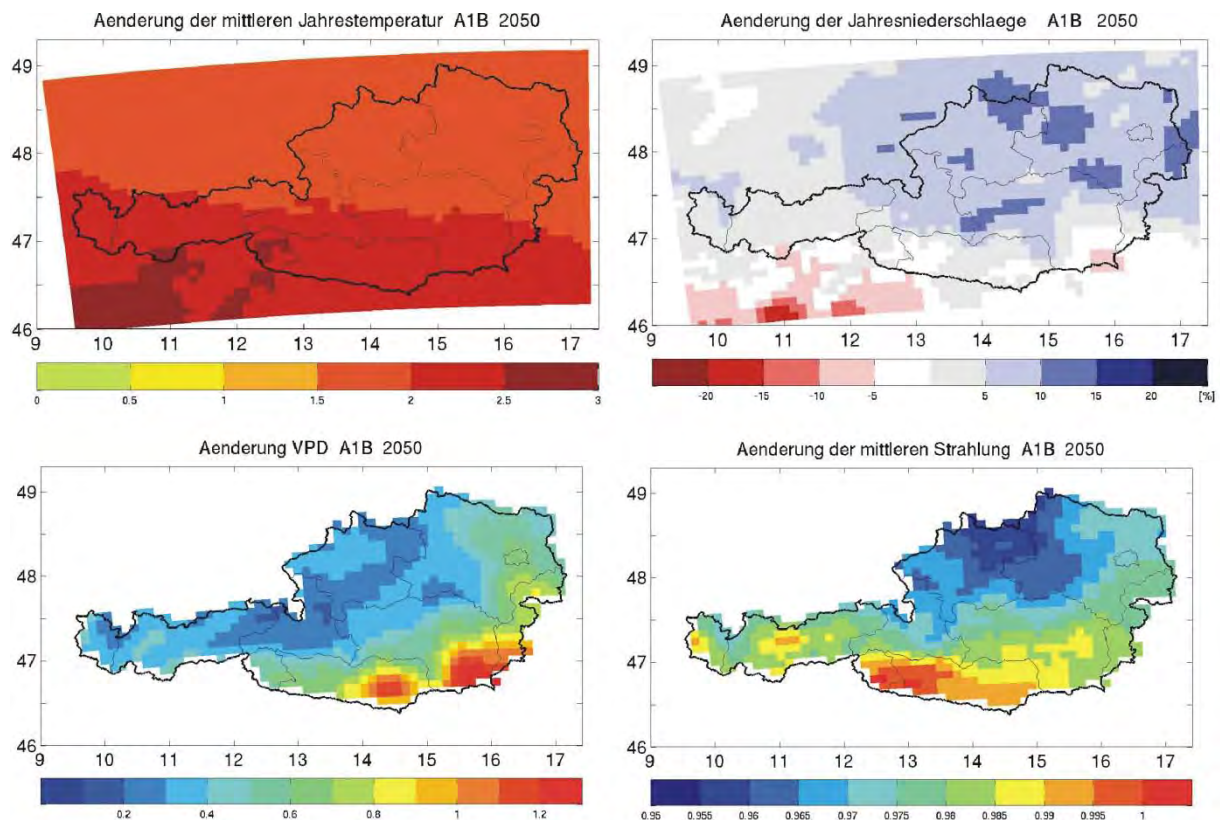


Abbildung 2-18: Klimaänderungssignale für die Temperatur (links oben), Niederschlag (rechts oben), das Sättigungsdefizit (links unten) und die Globalstrahlung (rechts unten) des REMO-UBA A1B Szenario für die Periode 2036-2065.

2.2.3 Klimatologische Datenbasis für energiewirtschaftliche Applikationen

Die Szenarien der Heizgradtage zeigen eine markante Abnahme bereits bis zur Jahrhundertmitte. In den Abbildungen 2-19 und 2-20 sind die Ergebnisse der Gemeinden für die Referenzperiode 1931-1978 und das Szenario für 2036-2065 dargestellt. Heizgradtagsummen wie sie derzeit nur in den wärmsten Regionen in Österreich um Wien und im Seewinkel auftreten dominieren dann das gesamte Flachlandgebiet Österreichs einschließlich der großen alpinen Täler wie Rhein und Inn.

Bei den Kühlgradtagen ist die Entwicklung sogar noch ausgeprägter. In den wärmsten Regionen Österreich kamen in der Klimanormalperiode Werte zwischen 200 und 250 Grad vor. Derartige Werte werden um 2050 bereits entlang des gesamten Donautals, im Grazer

Becken und auch im Rheintal erreicht. Besonders in der Großstadt Wien werden großflächig Werte über 250 Grad erreicht werden.

Bei der Temperatursumme der Hitzetage treten um 2020 großflächig Werte unter 200 Grad auf (Abbildung 2-23), nur in den heißesten Regionen kommen Werte über 300 und somit mehr als 10 Hitzetage im langjährigen Mittel vor. Für den Zeitraum um 2080 kommen in den Flachlandgebieten mindestens Werte über 600 Grad (mehr als 20 Hitzetage) und in den heißesten Regionen Werte über 1000 Grad (mehr als 30 Hitzetage). Für Wien Innere Stadt ergibt sich ein kontinuierlicher Anstieg der Temperatursumme in allen drei Emissionsszenarien, jedoch ist dieser Anstieg im A1B und A2 Szenario deutlich höher als im B1 Szenario. Erreichen die ersten beiden Szenarien Werte um 1000 Grad bis 2080, so liegen sie beim B1 nur bei rund 700 Gradsummen. Beim B1 Szenario gebe es damit in der Wiener Innenstadt um rund 10 Hitzetage im Mittel weniger als in den beiden anderen Szenarien.

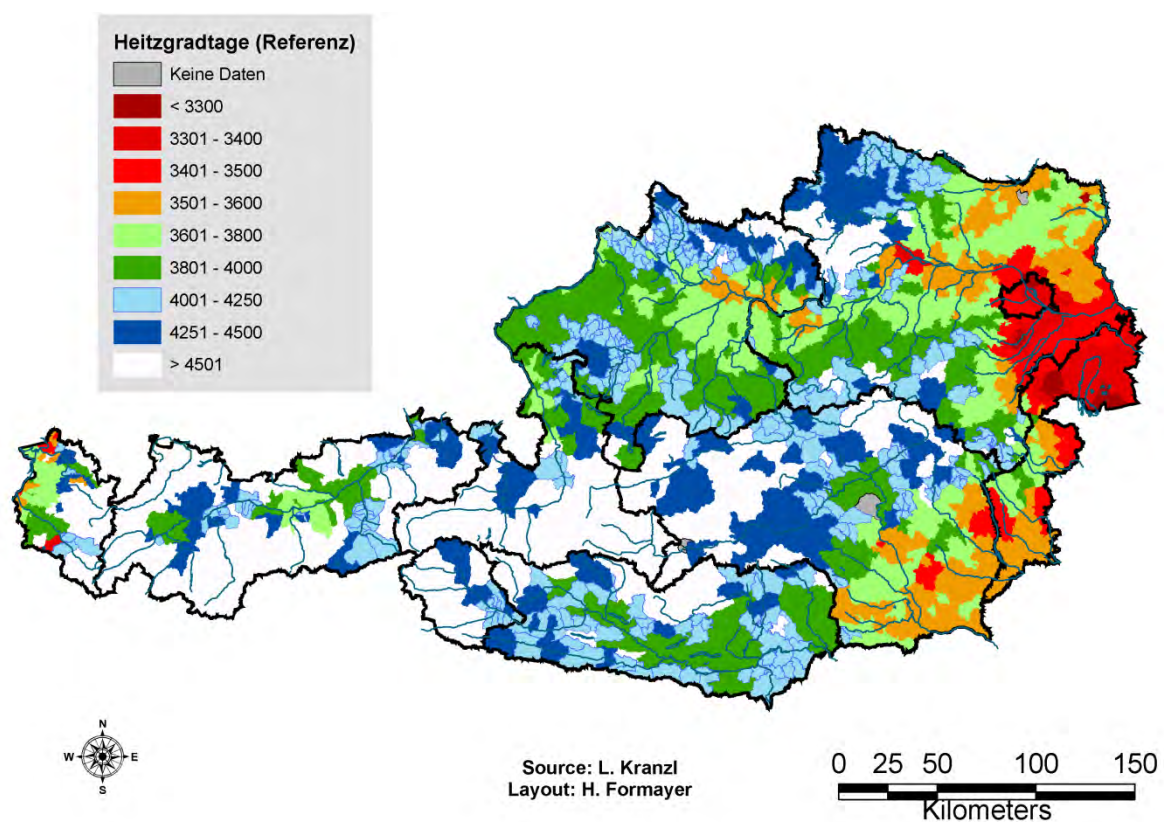


Abbildung 2-19: Mittlere Heizgradtage auf Gemeindeebene in Österreich für die Referenzperiode 1931-1978 (Datenquelle: OIB-382-011/99).

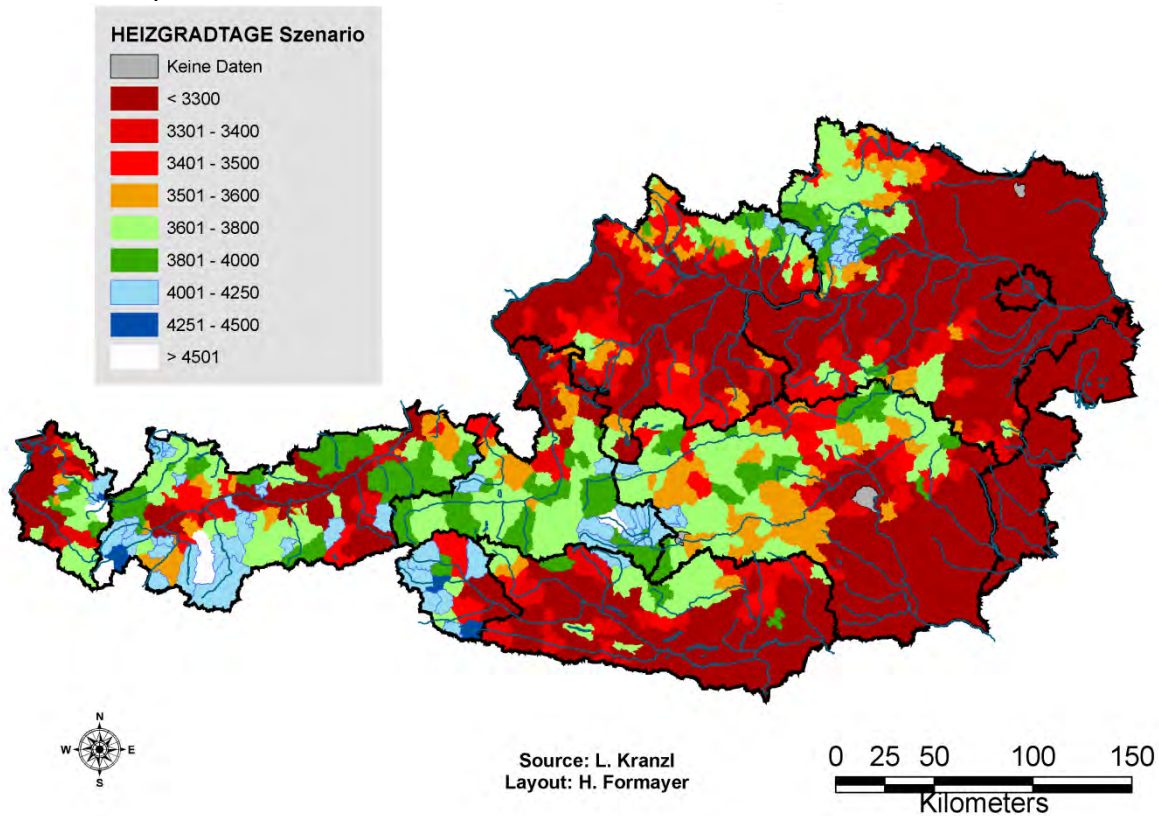


Abbildung 2-20: Szenario für mittlere Heizgradtagsumme auf Gemeindeebene in Österreich für die Periode 2036-2065 basierend auf dem Klimaänderungssignal von REMO-UBA (A1B).

Mittlere Kühlgradtage auf Gemeindeebene in Österreich Beobachtung (1961-1990)

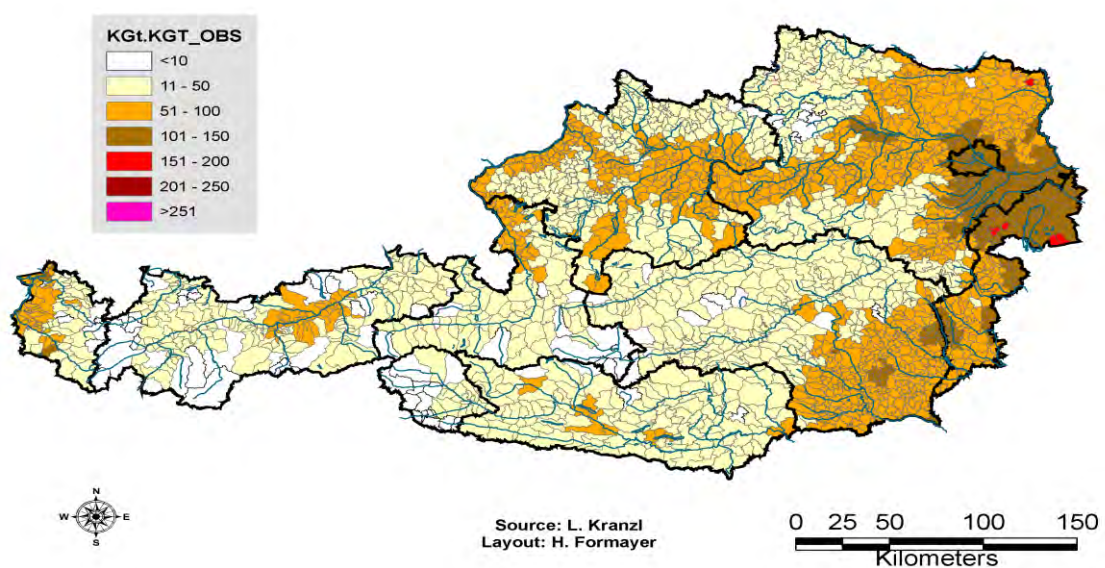


Abbildung 2-21: Mittlere beobachtete Kühlgradtage auf Gemeindeebene in Österreich für die Referenzperiode 1961-1990.

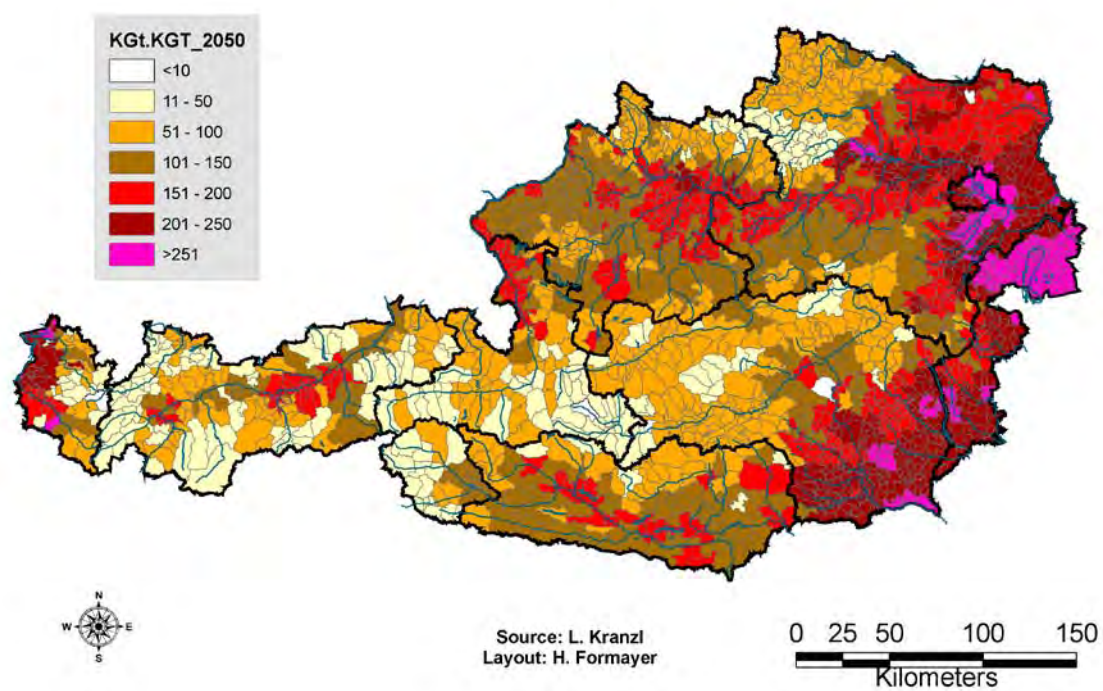


Abbildung 2-22: Szenario für mittlere Kühlgradtagsumme auf Gemeindeebene in Österreich für die Periode 2036-2065 basierend auf dem Klimaänderungssignal von REMO-UBA (A1B).

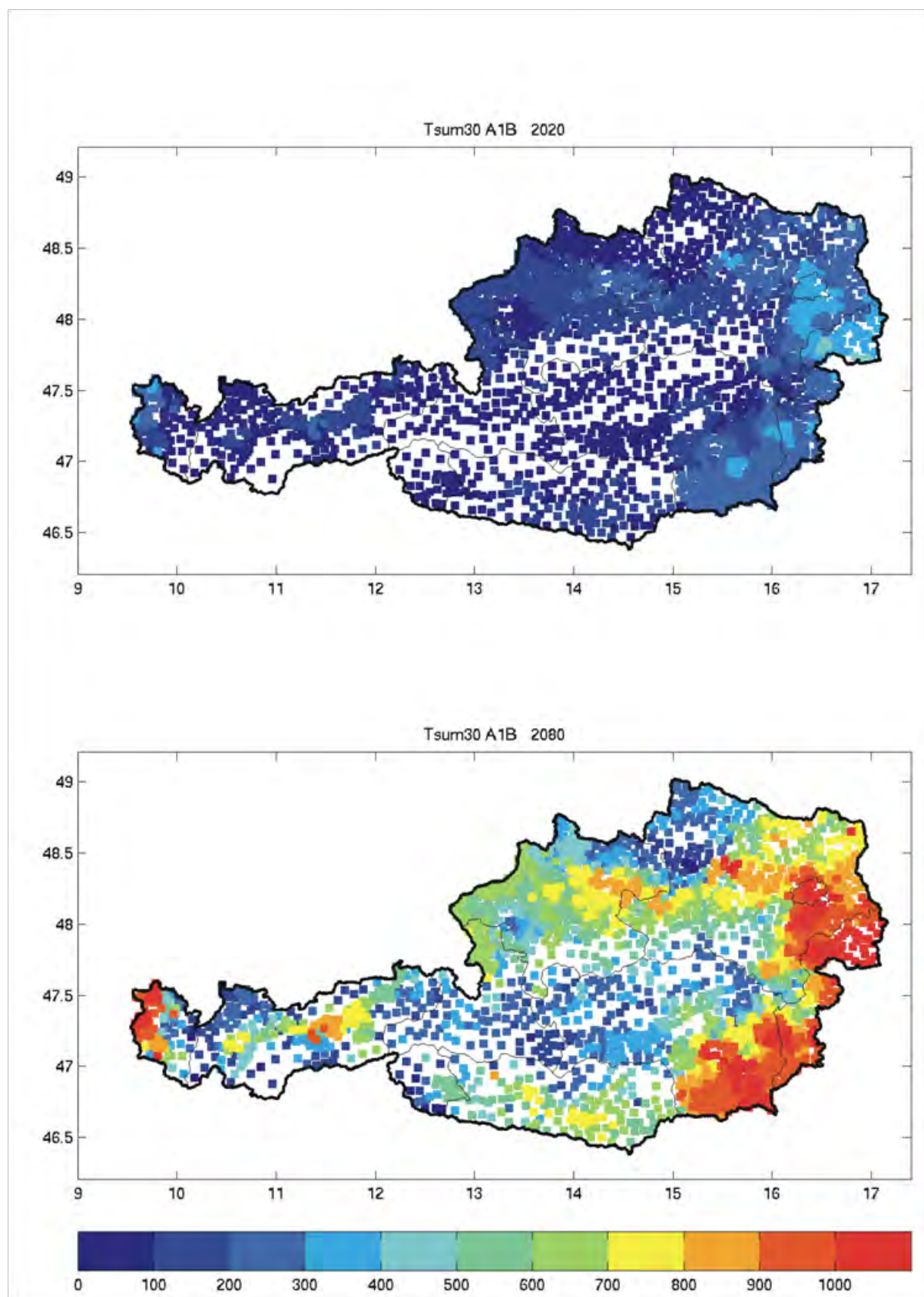


Abbildung 2-23: Szenario für die mittlere Temperatursumme der Hitzetage auf Gemeindeebene in Österreich für die Periode 2006-2035 und 2066-2095.

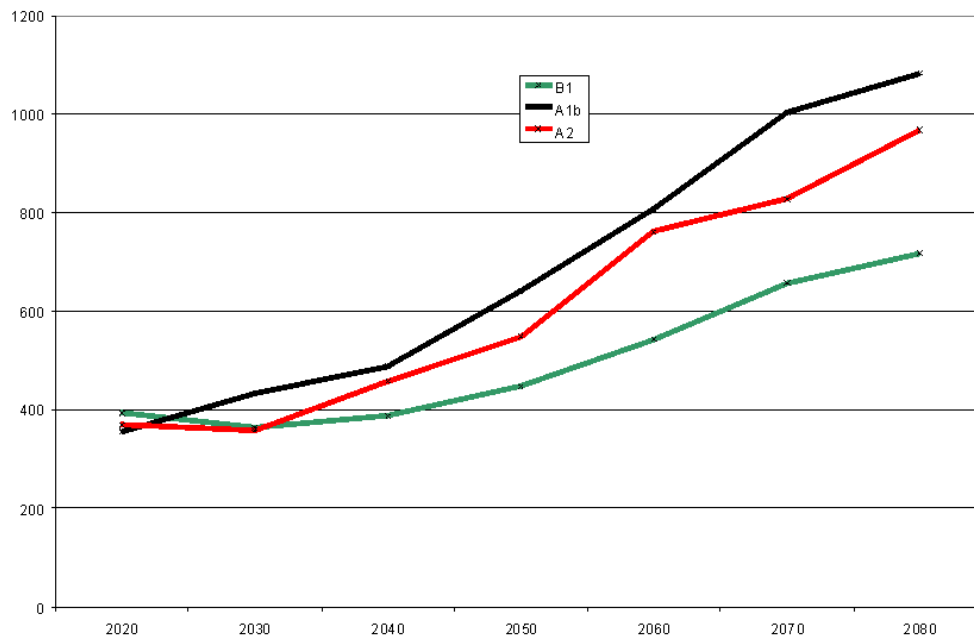


Abbildung 2-24: Szenarien für die mittlere Temperatursumme der Hitzetage auf Gemeindeebene für Wien Innere Stadt für die drei Emissionsszenarien und das 21. Jahrhundert.

3 Hydrologische Auswirkungen

Ziel des Arbeitspakets Hydrologie war es, die Auswirkungen des Klimawandels auf den Wasserhaushalt und die daraus resultierenden Effekte für die Energieerzeugung zu untersuchen. Dabei wurden Veränderungen im Wasserhaushalt und in der Abflussbildung analysiert und daraus einerseits direkte Veränderungen der potentiellen Stromproduktion aus Wasserkraft abgeleitet und andererseits Probleme bei der Kühlwasserverfügbarkeit kalorischer Anlagen durch veränderten Abflussregimes analysiert.

Zu den möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf Hydrologie und Wasserwirtschaft in Österreich gibt es bereits eine Vielzahl an Untersuchungen. Analysen von Trends in den Beobachtungen, die auf bereits stattfindenden Klimawandel hindeuten, liegen z.B. von Schädler (1987) und Fürst et al. (2008) vor. Hebenstreit (2000) erstellte meteorologische Eingangsdaten für hydrologische Modellierungen mittels stochastischem Downscaling aus Daten globaler Klimamodelle und untersuchte Auswirkungen auf alpine Einzugsgebiete im oberen Einzugsgebiet der Enns. Nachtnebel et al. (1999) leiteten aus dieser Untersuchung Auswirkungen auf die Wasserkraftnutzung in alpinen Einzugsgebieten ab. Eine ähnliche Vorgangsweise wendeten Nachtnebel und Fuchs (2001, 2004) an, um hydrologische Veränderungen in den Einzugsgebieten der Gail und der Traisen zu analysieren. Eingangsdaten aus einem regionalen Klimamodell, in Verbindung mit einem Wettergenerator, verwendeten Holzmann und Lehmann (2007) bei ihrer Studie zu Klimafolgen für die Lainsitz im Norden Österreichs. Die Interaktion zwischen Veränderungen aufgrund von Klimaänderungen und von direkten menschlichen Eingriffen in den Wasserhaushalt analysierte Nachtnebel (2009).

Aus den angeführten Studien lassen sich bereits viele Aussagen zu möglichen Veränderungen des Wasserhaushalts in Österreich aufgrund des Klimawandels treffen (vgl. Böhm et al. 2008). Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristika der untersuchten Einzugsgebiete, aber auch wegen den unterschiedlichen methodischen Vorgangsweisen und unterschiedlichen Eingangsdaten lassen sich die Ergebnisse dieser auf einzelne Einzugsgebiete bezogenen Studien nicht direkt vergleichen. Viele grundsätzliche Aussagen über die wesentlichen Klimafolgen für die Hydrologie Österreichs stimmen aber zwischen den genannten Untersuchungen und auch mit den wesentlichen Ergebnissen der vorliegenden Studie überein. Eine zusammenfassende Darstellung bisheriger Erkenntnisse zu den zu erwartenden Auswirkungen des Klimawandels auf die österreichische Wasserwirtschaft liegt als Publikation des Lebensministeriums vor (BMLFUW 2008).

In der vorliegenden Untersuchung im Rahmen von KlimAdapt wurde nun erstmals das gesamte Bundesgebiet Österreichs bei der Beurteilung von hydrologischen Klimafolgen berücksichtigt. Eingangsdaten aus dem regionalen Klimamodell REMO-UBA des Hamburger Max-Planck-Institutes für Meteorologie mit einer räumlichen Auflösung von 10x10 km lagen für ganz Österreich vor und wurden vom Institut für Meteorologie der BOKU validiert, korrigiert und für die Verwendung bei der hydrologischen Modellierung aufbereitet. Dabei wurden drei verschiedene Szenarien entsprechend den Vorgaben des IPCC berücksichtigt. Mit diesen Daten wurden hydrologische Szenarien berechnet, unter Anwendung eines konzeptionellen Wasserbilanzmodells für alle Einzugsgebiete Österreichs, das in vorangegangenen Arbeiten kalibriert und getestet wurde (z.B. Kling 2006). Als Ergebnis konnten für ganz Österreich Karten zu erwartbaren Änderungen der wesentlichen Wasserbilanzgrößen erstellt werden. Für die großen Flüsse wurden auf Pegel bezogenen Änderungen im Abflussverhalten analysiert.

Aus den Ergebnissen der Abflusssimulationen wurde das Flächenpotential für ganz Österreich ermittelt. Die Ergebnisse für das 20. Jahrhundert wurden mit früheren Studien zum Flächenpotential in Österreich (Schiller 1982, Schiller und Drexler 1991, Pöyry 2008) verglichen. Über die Veränderungen des Flächenpotentials in den hydrologischen Szenarien konnten Aussagen zu Klimafolgen für die Wasserkrafterzeugung gemacht werden. Die

Ergebnisse dieser Auswertungen wurden in weiterführenden Modellierungen des Energiesystems verwendet. Auswirkungen von Klimaänderungen auf Niederwasserperioden und Wassertemperaturen wurden in Hinblick auf ihre Folgen für Kühlwassereinleitungen qualitativ beurteilt und diskutiert. Aus den Ergebnissen wurden Empfehlungen für Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel im Bereich der Energieerzeugung aus Wasserkraft abgeleitet.

3.1 Methodik

3.1.1 Wasserbilanzsimulation

3.1.1.1 Hydrologisches Modell

Für die Berechnung der Referenzwerte der Wasserbilanzkomponenten wurde das kontinuierliche hydrologische Konzept-Modell COSERO herangezogen. COSERO ist ein in Anlehnung an das HBV-Modell (Bergström, 1992) am IWHW entwickeltes kontinuierliches, halbverteiltetes, deterministisches N/A-Modell (Nachtnebel et al 1993, Fuchs 1998, Kling 2002, Eder et al. 2005, Kling und Nachtnebel 2009, u.a.). Die berücksichtigten Prozesse umfassen Schneeschmelze und -akkumulation, Interzeption, Evapotranspiration, Speicherung im Boden und die Aufteilung des Abflusses in zwei Abflusskomponenten (einem rascheren Abflussanteil und einem langsamen Abflussanteil, der dem Basisabfluss entspricht). Abbildung 3-1 zeigt ein Schema des Modellkonzepts mit den einzelnen Modulen und Speichern. Das zu simulierende Einzugsgebiet wird in einzelne Berechnungszonen unterteilt; für jede einzelne Zone werden die dargestellten Rechenmodule ausgeführt. Gebietsabfluss und Pegelabfluss ergeben sich aus der Addition des zugehörigen Zonenabflusses.

Es wurde jenes Modell für das gesamte Staatsgebiet Österreichs angewendet, das für die Erstellung von Karten des Hydrologischen Atlas Österreich (HAÖ) erstellt und kalibriert wurde (z.B. Kling et al. 2005a). Die räumliche Auflösung beträgt 1x1km, wobei eine Unterteilung in 188 Einzugsgebiete vorgenommen wurde. Die Einzugsgebiete wurden für die Bearbeitung in 16 Flussgebiete zusammengefasst. Als Berechnungsschritt wurde ein Monat gewählt. Die mit diesem Modell ermittelten Abflusshöhen für 1961 bis 1990 sollten als Referenz für die Veränderungen in den Szenariensimulationen dienen.

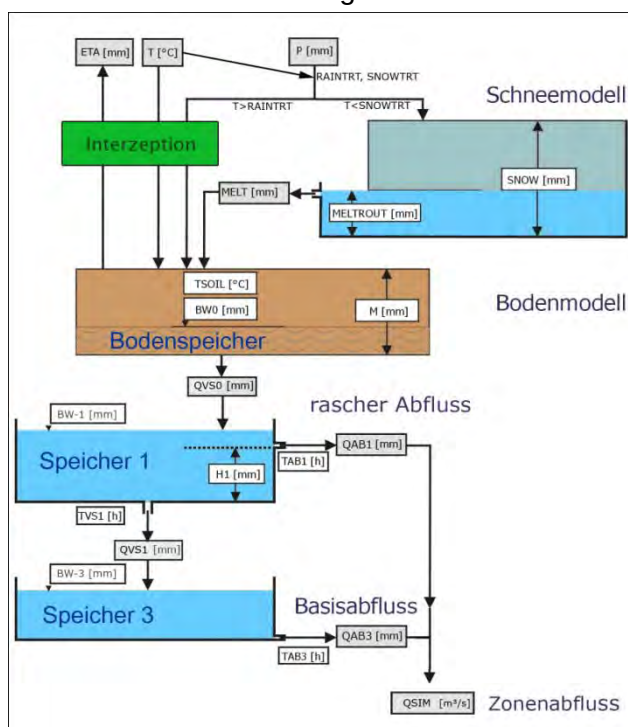


Abbildung 3-1: Schema des hydrologischen Konzept-Modells COSERO

3.1.1.2 Simulation hydrologischer Szenarien

Aus den Klimaänderungssignalen für Niederschlag und Temperatur (siehe Kapitel 2.2.1) wurden Inputdaten für hydrologische Szenarienrechnungen erstellt. Damit konnten langjährige und saisonale Mittelwerte der Wasserbilanzkomponenten der Perioden

2011-2040 (30jährige Periode um 2025), 2036-2065 (um 2050) und 2061-2090 (um 2075) ermittelt werden. Die Auswirkungen prognostizierter Klimaänderungen auf den Wasserhaushalt in Österreich konnten dann durch den Vergleich mit den Simulationsergebnissen der Referenzperiode ermittelt werden.

Da einige Eingangsdaten der historischen Periode für die Zukunftsszenarien nicht zur Verfügung stehen, musste die Methodik der Wasserbilanzsimulation adaptiert werden. Die Änderungen betrafen die Berechnung der Evapotranspiration und die Berücksichtigung der Variabilität der Temperatur innerhalb eines Monats. Die Anpassungen der Methodik führten zu geringen Verschlechterungen der Simulationsgüte (siehe Seite 37). Diesem Nachteil steht der große Vorteil gegenüber, die Berechnungen für die Referenzperiode des 20. Jahrhunderts und die hydrologischen Szenarien des 21. Jahrhunderts mit derselben Methodik simulieren zu können. Weiters wurde die Möglichkeit der Berücksichtigung des Gletscherabflusses geschaffen.

Evapotranspiration

Die Berechnung der potentiellen Evapotranspiration (ETP0) wurde auf eine Berechnung nach Thornthwaite (1957) umgestellt. Für diese Methode wird ausschließlich Temperatur als Input benötigt, die auch für die Szenarien vorliegt; die so ermittelte Verdunstung ist damit auch klimasensitiv. Bei der Anwendung der Thornthwaite-Methode bei der Berechnung der potentiellen Verdunstung werden andere Einflussfaktoren wie Sonneneinstrahlung, Luftfeuchtigkeit oder Wind vernachlässigt. Die Anwendung komplexerer Modelle hätte weitere Inputdaten aus dem Klimamodell benötigt. Da alle aus den Klimamodellen abgeleiteten Variablen korrigiert werden müssen, andererseits aber miteinander in einem direkten Zusammenhang stehen, wäre der Bearbeitungsaufwand im vorliegenden Projekt zu hoch gewesen. Darüber hinaus zeigte sich bei ersten Untersuchungen, dass einige der relevanten Variablen, wie z.B. die Wolkenbedeckung, die direkt mit Sonnenscheindauer und damit Einstrahlung zusammenhängt, im REMO-UBA-Modell sehr schlecht abgebildet werden.

Temperaturvariabilität innerhalb eines Monats

Die Berücksichtigung der Variabilität der Temperatur innerhalb eines Monats spielt eine wichtige Rolle bei der Simulation der Schneeakkumulation und der Schneeschmelze. Über die Lufttemperatur wird bestimmt, ob einerseits Niederschlag als Schnee oder Regen fällt, andererseits ob Schneeschmelze einsetzt. Innerhalb eines Monats auftretende kältere und wärmere Phasen würden bei einer Berechnung, die nur den Monatsmittelwert berücksichtigt, vernachlässigt. Schneeakkumulation und Schneeschmelze werden daher intern zeitlich diskretisiert berechnet, wobei die Temperatur für jedes Intervall unterschiedlich ist. Die Größe dieses Parameters wurde in der ursprünglich implementierten Methodik aus historischen Daten auf Tagesbasis ermittelt. Für die Szenarienrechnung wurden die langjährigen Monatsmittel dieser Parameter berechnet. Unter der Annahme, dass die mittlere Temperaturvariabilität sich nicht ändert, wurden diese langjährigen Mittelwerte aus 1961 bis 1990 auch für die Szenarienrechnung angesetzt.

Gletscher

Als Gletscherzonen wurden jene Zonen definiert, die in der Referenzrechnung 1961-90 im Mittel des Monats August zumindest zu 90% schneebedeckt waren. Diese Vorgehensweise ist konsistent mit der Referenzsimulation, in der Gletscherabfluss nicht berücksichtigt wurde: nur jene Zonen, die in der Referenzsimulation noch (fast) ständig schneebedeckt waren und erst in den Szenarien ausapern, tragen zu zusätzlichem Gletscherabfluss bei. Die resultierenden Flächen zeigen eine gute räumliche Übereinstimmung mit im HAÖ als Gletscher ausgewiesenen Flächen (Kuhn und Lambrecht 2005), sind aber etwas kleiner. Die Berechnung des Gletscherabflusses erfolgte nur für die Einzugsgebiete des Inn, der Salzach und der Drau. Die relativ kleinen Gletscherflächen in Vorarlberg und Oberösterreich wurden vernachlässigt.

Die Gletscherschmelze vereinfacht mit einem Grad-Tag-Verfahren berechnet. Als Schmelzfaktor wurde der Wert des Schneeschmelzfaktors angesetzt. Gletscherschmelze wurde berechnet, wenn der Schneebedeckungsgrad einer Zone unter dem Gletscherbedeckungsgrad liegt. Dieser Vorgehensweise liegt die Annahme zugrunde, dass bei teilweiser Ausaperung einer Zone die Gletscherflächen zuletzt schneefrei werden. Für eine teilweise Schneebedeckung, die kleiner als die Gletscherbedeckung ist, wird davon ausgegangen, dass der restliche Schnee gleichmäßig über die vergletscherten Zonen verteilt ist. Laterale Schneeverlagerung wurde in einem vereinfachten Ansatz berücksichtigt (siehe Kling 2006).

Um einen realistischeren Gletscherrückgang zu simulieren, wurde jede Gletscherzone in 5 Bereiche unterschiedlicher Eisdicke unterteilt. Dabei wurde eine Log-Normalverteilung angenommen, wobei als Parameter der Verteilung der Variationskoeffizient angegeben wurde (mit demselben Wert wie jener für die Log-Normalverteilung des Schneefalls). Zur Abschätzung der Eisdicke am Beginn des 21. Jahrhunderts wurden Daten aus Span et al. (2005) herangezogen.

3.1.2 Stromproduktion aus Wasserkraft

3.1.2.1 Ermittlung des Abflussflächenpotentials

Bei der Beurteilung des Wasserkraftpotentials können die folgenden Potentiale berücksichtigt werden (vgl. Pöyry 2008, Pirker 2009):

- Niederschlagspotential (potentielle Energie des Niederschlags, ermittelt über Topographie des Einzugsgebiets und mittlere Niederschlagsfracht)
- Abflussflächenpotential (potentielle Energie des zum Abfluss kommenden Niederschlags, ermittelt über Topographie des Einzugsgebiets und mittlere Niederschlagsfracht unter Berücksichtigung der Verdunstung)
- Abflusslinienpotential (potentielle Energie des Gerinneabflusses, ermittelt über Gefälle und mittlere Abflussfracht in Fließgewässern)

Letzteres wird weiter reduziert, um aus dem Brutto-Abflusslinienpotential das Netto-Abflusslinienpotential zu errechnen (Berücksichtigung eines pauschalen Kraftwerkwirkungsgrades, Schiller, 1982, in Pöyry 2008).

In der vorliegenden Studie wurde das jährliche Abflussflächenpotential aus den simulierten Monatsabflüssen des Wasserbilanzmodells für jedes einzelne 1x1km-Modellelement (Modellzone) errechnet:

$$W = \rho \cdot g \cdot \Delta h \cdot Q_{sim} \cdot t$$

mit	W	Jahresarbeit [Ws]
	ρ	Dichte von Wasser [1000 kg/m ³]
	g	Erdbeschleunigung [9.81 m/s ²]
	Δh	Höhendifferenz [m] zwischen mittlerer Seehöhe des Modellelements und dem Gebietsauslass
	Q_{sim}	simulierter Zonenabfluss [m ³ /s] aus dem Wasserbilanzmodell
	t	einjähriger Betrachtungszeitraum [s]

Für die Ausgabe und Darstellung wurden die Ergebnisse in GWh umgerechnet.

3.1.2.2 Ermittlung der Stromproduktion

Die hydroelektrische Energieerzeugung nutzt das Wasserdargebot bis zum Ausbaudurchfluss über eine bestimmte Fallhöhe des Gewässerabschnitts. Die im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Simulationen ergeben das Flächenpotential des Abflusses für einzelne Flussgebiete. Für die Ermittlung der Stromproduktion wurde ein Zusammenhang zwischen dem errechneten Abflussflächenpotential und dem ausgebauten

Potential nach Pöyry (2008) hergestellt. Das ausgebaute Potential unter Berücksichtigung von Anlagen mit einer Engpassleistung >10 MW wird in Pöyry (2008) für 8 Flussgebiete angegeben: Rhein, Lech, Inn, Salzach, Donau, Enns, Mur und Drau, wobei jeweils zwischen dem Fluss und den Seitenbächen unterschieden wird. Der Anteil aus Kleinwasserkraftwerken, der in Pöyry (2008) mit 5000 GWh abgeschätzt und nur nach Bundesländern aufgeschlüsselt wird, wurde den einzelnen Flussgebieten zugeordnet. Jedes Teileinzugsgebiet des Wasserbilanzmodells wurde entsprechend der Einteilung bei Pöyry (2008) einem der Potential-Flussgebiete zugeteilt (siehe Abbildung 3-2).

Die Vorgehensweise bei der Berechnung der Energieproduktion umfasste die folgenden Schritte:

- Für jedes Flussgebiet wurde ein Gebietsauslass festgelegt (bzw. für manche Gebiete, die im Wasserbilanzmodell nicht durchgehend modelliert werden mehrere). Bezogen auf diesen Gebietsauslass wurde für jedes Flussgebiet das mittlere Abflussflächenpotential der Periode 1961-1990 bestimmt.
- Die Summe des Flächenpotentials aller Flussgebiete wurde mit dem entsprechenden Wert in Schiller und Drexler (1991, in Pöyry 2008) verglichen.
- Für jedes Flussgebiet wurde das berechnete Flächenpotential dem ausgebauten Potential nach Pöyry (2008) gegenübergestellt. Daraus wurde für jedes Flussgebiet ein Faktor $F_{1,GEB}$ ermittelt, der den Zusammenhang zwischen simuliertem Flächenpotential und ausgebautem Potential angibt. Für die Donau – die als Fluss im Wasserbilanzmodell nicht existiert – wurde ein Verhältnis zwischen den Flächenpotentialen der Zubringerflüsse und dem ausgebauten Potential der Donau ermittelt.
- Die simulierte Zeitreihe des ausgebauten Potentials für 1961-2000 für ganz Österreich wurde mit diesen Faktoren aus den Zeitreihen des simulierten Flächenpotentials der Flussgebiete berechnet. Dieser Zeitreihe wurde die Zeitreihe der tatsächlich erzeugten Energie gegenübergestellt. Aus der mittleren Abweichung der beiden Zeitreihen wurde ein Faktor F_2 für die Ermittlung der Energieproduktion abgeleitet. Dieser Faktor korrigiert Abweichungen die sich durch die Vernachlässigung des Pumpspeicherbetriebs, die möglicherweise fehlerhafte Gleichsetzung der Ausbaugrade 2006 (E-Control) und 2008 (Pöyry), sowie die Berechnung über das Jahresmittelwasser, das aufgrund des tatsächlichen Verlaufs des Abflussganges und aus anderen, betrieblichen Gründen ja nicht voll genutzt werden kann, ergeben.
- Mit den beiden so ermittelten Faktoren konnte die erzeugte Jahresarbeit aus dem simulierten Flächenpotential abgeleitet werden:

$$A_{erz} = F_2 \cdot \sum F_{1,GEB} \cdot A_{FP,GEB}$$

mit	A_{erz}	erzeugte Jahresarbeit
	$A_{FP,GEB}$	Flächenpotential der Flussgebiete, simuliert
	$F_{1,GEB}$	Faktor für Zusammenhang Flächenpotential – ausgebautes Potential, für jedes Flussgebiet
	F_2	Faktor für Zusammenhang ausgebautes Potential – erzeugte Energie

Insgesamt wurde also aus den Mittelwerten der Periode 1961 bis 1990 ein Zusammenhang zwischen dem errechneten Flächenpotential und der Stromproduktion aus Wasserkraft hergestellt. Unter der Annahme, dass dieser Zusammenhang gleich bleibt, wurde damit auch die Energieproduktion für die Szenarien des 21. Jahrhunderts bestimmt. Bei dieser Annahme wird vernachlässigt, dass veränderte Abflussverteilungen (v.a. in der Höhenverteilung der Abflussbildung) unterschiedliche Veränderungen im Flächenpotential einerseits und in der Abflussführung im Gerinne und damit in der Energieproduktion andererseits auslösen. Für

die vorliegende Studie, in der schließlich über ganz Österreich aggregiert wird und die vor allem generelle Trends aufzeigen möchte, wurde diese Vorgehensweise als ausreichend genau angesehen.

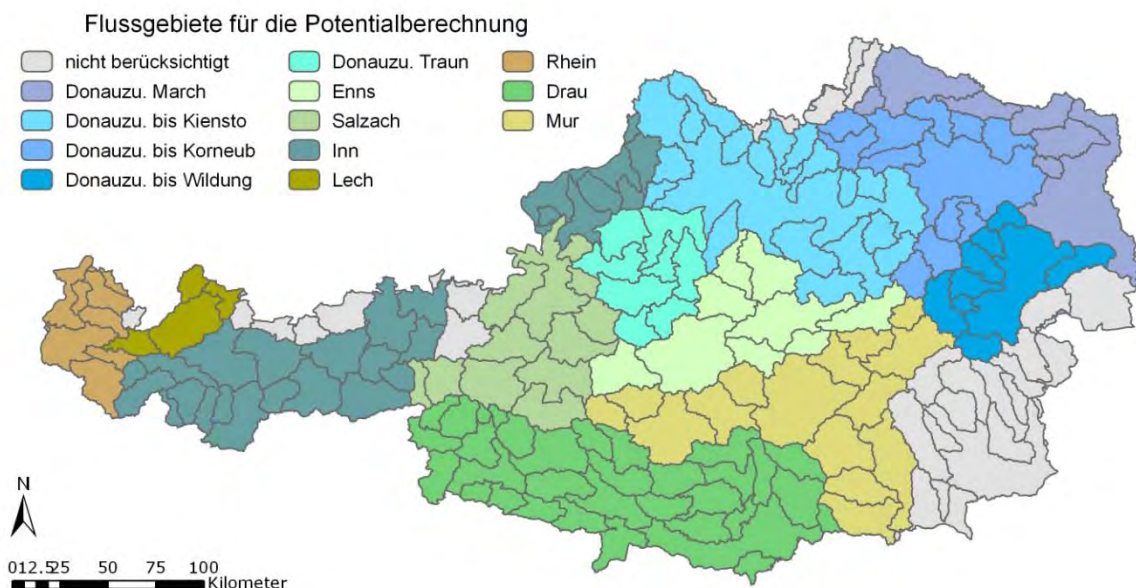


Abbildung 3-2: Einteilung der Flussgebiete für die Potentialberechnung

3.1.3 Auswirkungen auf die Kühlwassereinleitung

Für rechtliche Festlegungen in Bezug auf Kühlwassereinleitung werden Vorschriften der Immissionsverordnung für Fließgewässer aus 1992 (die allerdings nie rechtlich verbindlich wurde) sowie der Fischgewässerverordnung aus 2001 herangezogen. Für die Festlegung der Grenzwerte in Bezug auf Menge, Temperatur und Zeitpunkt der Einleitung sind demnach folgende Parameter entscheidend:

- die Abflussführung des Fließgewässers,
- die relative Erwärmung des Gewässers, die einen bestimmten Grenzwert, nicht überschreiten darf,
- die absolute Wassertemperatur, die einen bestimmten Grenzwert nicht überschreiten darf.

Für jede einzelne Einleitung wird ein bestimmter Abflusswert für die Festlegung der Grenzwerte herangezogen. Nach Immissionsverordnung wird zumeist das Q95% angesetzt, das heißt jene Wasserführung, die in 95% der Fälle (Tage) überschritten wird. Laut Fischgewässerverordnung dürfen festgelegte Grenzwerte an 2% der Tage überschritten werden, was implizit die Verwendung eines Q98% erfordern würde. Für diesen Abflusswert wird die maximale Einleitung so festgesetzt, dass die beiden Temperaturkriterien eingehalten werden. Da bei höherer Wasserführung der Einfluss einer Warmwassereinleitung geringer ist, wird damit sichergestellt, dass die Grenzwerte in 95% bzw. 98% aller Tage nicht überschritten werden.

Die Parameter der Erwärmung und Maximaltemperatur werden nach Fließgewässertyp differenziert. Derzeit ist die Unterteilung in Salmoniden- und Cyprinidengewässer üblich; die zulässige relative Erwärmung beträgt 1,5°C für erstere und 3°C für letztere. Die maximale Wassertemperatur im Winter beträgt für Salmonidengewässer 10°C (wenn winterlaichende Arten vertreten sind), im Sommer 21,5°C. Die Werte für Cyprinidengewässer betragen 10°C

und 28°C. Eine detailliertere Unterteilung der Gewässer und ihrer Grenzwerte wird derzeit erarbeitet.

Zur Beurteilung der Auswirkungen der prognostizierten Abflussänderungen auf die Kühlwassereinleitung wurde daher einerseits die Niederwasserführung, andererseits die Entwicklung der Wassertemperatur analysiert. Für das Zusammenspiel dieser beiden Faktoren wurden die Auftrittszeiten der Niederwasserperioden untersucht.

Die Auswertungen wurden für Salzach, Mur und Ager durchgeführt, an denen die größten kalorischen Kraftwerke liegen. Die Donau wurde aus dieser Untersuchung ausgenommen, da sie im Wasserbilanzmodell nicht explizit vorkommt. Außerdem wurde davon ausgegangen, dass aufgrund der hohen Wasserführung der Donau die Einleitungsproblematik dort am geringsten ist.

3.1.3.1 Niederwasser

In Bezug auf Niederwasser wurde erstens untersucht, welche Veränderungen sich im zeitlichen Auftreten der niedrigsten Monatsabflüsse ergeben. Dafür wurde berechnet, wie häufig die niedrigsten Jahresabflüsse in den einzelnen Monaten auftreten. Diese Häufigkeiten wurden jeweils für 30-jährige Perioden ermittelt, einerseits für die Referenzperiode im 20. Jahrhundert, andererseits für die 3 Perioden im 21. Jahrhundert. Durch den Vergleich der Monate mit den häufigsten Jahresabflussminima (zwischen den zukünftigen und der Referenzperiode) konnten zeitliche Verschiebungen im Auftrittszeitpunkt von Niederwasserperioden dargestellt werden.

Zweitens wurden für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung der Größe des Niederwasserabflusses Überschreitungsdauerlinien erstellt und der Q95%-Wert ermittelt. Direkt aus den Modellergebnissen konnten nur Dauerlinien der Monatsabflüsse erstellt werden (obwohl für Festlegungen der Kühlwassereinleitung natürlich Dauerlinien aus – gemessenen – Tagesabflüssen herangezogen werden). Für jene der untersuchten Fließgewässer, für die ausreichend Daten dafür vorhanden waren, wurde ein Zusammenhang zwischen Dauerlinien auf der Basis von Monatsmittel des Abflusses und auf der Basis von Tagesmittel des Abflusses hergestellt.

3.1.3.2 Wassertemperatur

Für die Abschätzung der Entwicklung der Wassertemperatur wurde für die betrachteten Fließgewässer die mittleren monatlichen Wassertemperaturen mit einem einfachen Modell nach Hostetler (1991, in Nobilis & Webb 1994) berechnet, für das die notwendigen Eingangsgrößen Lufttemperatur und Wasserführung als Wasserbilanzmodellergebnisse auch für die Zukunftsszenarien vorlagen.

Die mittlere Wassertemperatur eines Monats $T_{w,m}$ errechnet sich dabei aus:

$$T_{w,m} = B_0 + B_1 \cdot \sin\left(\frac{2\pi d}{365}\right) + B_2 \cdot \cos\left(\frac{2\pi d}{365}\right) + B_3 \cdot T_{a,m} + B_4 \cdot Q_m + B_5 \cdot T_{w,m-1}$$

mit d Anzahl der Tage vom Beginn des Jahres bis zur Mitte des Monats m

$T_{a,m}$ Lufttemperatur des Monats m

Q_m Abfluss des Monats m

$T_{w,m-1}$ Wassertemperatur des Vormonats ($m-1$)

Die Schätzung der Modellparameter B_0 , B_1 , B_2 , B_3 , B_4 , B_5 erfolgte mit beobachteten Abfluss- und Wassertemperaturwerten. Die Optimierung der Modellparameter erfolgte über die Gegenüberstellung der berechneten mittleren Wassertemperaturen mit den

beobachteten Werten. Als Zielfunktion für die Optimierung wurde die Methode der kleinsten Abweichungsquadrate herangezogen. Generell konnte eine sehr gute Übereinstimmung zwischen den berechneten und beobachteten Werten erzielt werden. Der Korrelationskoeffizient lag mit Ausnahme für die Ager ($r=0,977$), immer über 0,99.

3.2 Datenbasis

Als Dateninput für die Wasserbilanzmodellierung werden Temperatur und Niederschlag für Zukunftsszenarien benötigt. In der vorliegenden Studie wurden dafür Ergebnisse des regionalen Klimamodells REMO-UBA des Max-Planck-Institutes für Meteorologie in Hamburg verwendet. Aufgrund der bekannten systematischen Abweichungen der Ergebnisse von Klimamodellen in Bezug auf die gemessenen historischen Klimaparameter wurde ein *Delta-Change*-Ansatz gewählt, bei dem nicht Absolutwerte aus der Klimasimulation direkt in die hydrologische Simulation eingehen. Aus der Abweichung zwischen Monatsmittel des Kontrolllaufs und den jeweiligen Monatswerten der Szenarien des Klimamodells werden Klimaänderungssignale berechnet. Diese werden den langjährigen Monatsmitteln der Beobachtungen aufgeprägt. Zur Beurteilung der Abweichung des Klimamodells bei der historischen Simulation im betrachteten Gebiet wurden Niederschlag und Temperatur aus dem Kontrolllauf mit den vorliegenden Beobachtungen verglichen.

Die Beobachtungsdaten, die auch als Eingangsdaten für die Wasserbilanzsimulation 1961-1990 verwendet wurden, stammen für Niederschlag aus 6x6km-Rasterwerten von Skoda und Lorenz (2003), die einzugsgebietsbezogen korrigiert wurden (Kling et al. 2005a), und für Temperatur aus einer Stationsinterpolation mittels Höhenregression in drei Höhenschichten (Kling et al. 2005b).

Eine Darstellung zu den Veränderungen der langjährigen mittleren Jahresniederschläge für ganz Österreich zeigt Abbildung 3-4. Für eine Beschreibung der Abweichungen der Klimamodellergebnisse von den Beobachtungen und der Klimaänderungssignale siehe Kapitel 2.

3.3 Klimaänderung und Hydrologie

3.3.1 Wasserhaushalt 1961 bis 1990

3.3.1.1 Abfluss flächendeckend

Aus der Referenzsimulation wurden die mittleren Monatswerte aller Wasserbilanzgrößen für die Periode 1961-1990 ermittelt, die direkt mit den jeweiligen Größen der Szenariensimulationen verglichen werden können. Abbildung 3-3 zeigt – wie alle folgenden Karten für die 188 Einzugsgebiete des Wasserbilanzmodells – die Jahresabflusshöhen. Abbildungen der saisonalen Abflusshöhen der Periode 1961-1990 befinden sich im Anhang 12.1.

3.3.1.2 Pegelabfluss

Für alle 188 Gebietsauslässe wurden Pegel- bzw. Knotenabflüsse der Monate von 1961 bis 1990 berechnet. Der überwiegende Teil aller Einzugsgebiete wies akzeptable langjährige jährliche Abflussbilanzfehler im Bereich von +/- 10% auf. Die Güte der Abbildung des Abflussverlaufs wurde mit der Nash-Sutcliffe Mean Efficiency (NSME) beurteilt. Der Median aller Einzugsgebiete mit verlässlicher Beobachtung betrug 0,72, die schlechtesten 25% der Gebiete wiesen einen Wert kleiner oder gleich 0,6 auf, die besten 25% einen Wert größer als 0,88. Bei beiden Beurteilungen konnten schlechtere Ergebnisse für Gebiete mit niedrigen Abflüssen bzw., bei einer räumlichen Analyse, bei Einzugsgebieten in flacheren Regionen Österreichs beobachtet werden, die besten Simulationsgüten wurden in alpinen Gebieten mit hohem Niederschlag und hohem Abfluss erzielt (vgl. auch Kling 2006).

Die Güte der Modellierung kann insgesamt – für eine flächendeckende Simulation des österreichischen Wasserhaushaltes – als sehr gut beurteilt werden. Durch die veränderte Methodik gegenüber der „Wasserbilanz Donau“ (Kling et al. 2005) kam es zu keiner systematischen Verschlechterung bei den Wasserbilanzfehlern. Die Güte der kontinuierlichen Simulation, gemessen mit der NSME, verschlechterte sich insgesamt geringfügig.

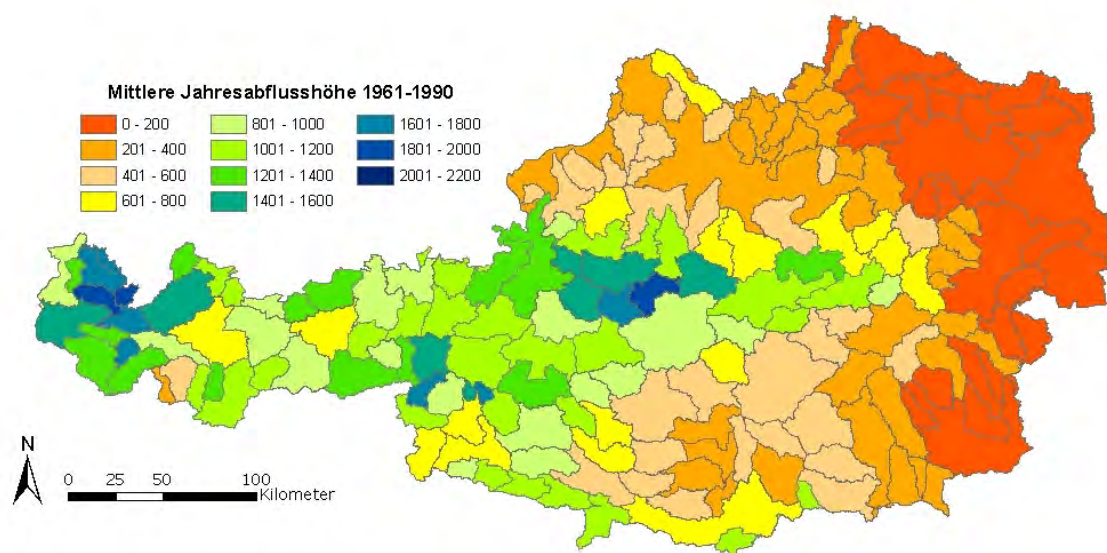


Abbildung 3-3: Mittlere Jahresabflusshöhe in mm für Referenzperiode 1961-1990

3.3.2 Wasserhaushalt im 21. Jahrhundert

Mit den beschriebenen Daten wurden Wasserbilanzsimulationen für Klimaszenarien durchgeführt. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt für die Mittelwerte von drei Perioden: 2011-2040, 2036-2065, 2061-2090. Daraus ergeben sich für jeden Szenarienlauf und jede Periode Änderungen gegenüber der Referenzsimulation 1961-1990. Aufgrund der aus den 3 Perioden und 3 Szenarien resultierenden großen Datenfülle werden in der folgenden Beschreibung der Ergebnisse teilweise nur einzelne Szenarien bzw. Einzugsgebiete beispielhaft dargestellt.

3.3.2.1 Wasserbilanzkomponenten im Mittel für ganz Österreich

Abbildung 3-4 zeigt die Entwicklung der Wasserbilanzkomponenten Niederschlag, Abfluss und Verdunstung – im jeweils 30-jährigen Mittel für ganz Österreich – für alle Szenarien und betrachteten Perioden und im Vergleich zu 1961-1990. Deutlich erkennbar sind die generell hohen Niederschläge aus dem REMO-UBA-Modell, sowie der abnehmende Trend im 21. Jahrhundert (oben). Im Abfluss (Mitte, ohne Eisschmelze, dazu siehe S.44) ergaben sich daher ebenfalls im Vergleich zum 20. Jahrhundert etwas höhere Werte (mit der Ausnahme des A1B-Szenarios in der letzten Periode). Der Trend zu einem Rückgang des Abflusses im Verlauf des 21. Jahrhunderts ist deutlich stärker als im Niederschlag. Dies ist auf den deutlichen Anstieg der Verdunstung (unten) zurückzuführen. Dieser Anstieg ist im Szenario mit dem geringsten Temperaturanstieg (B1) am geringsten. Bei vergleichbar großem Temperaturanstieg ergibt sich aufgrund der besseren Wasserverfügbarkeit im Szenario A2 eine höhere Verdunstung als im Szenario A1B. Eine analoge Darstellung der

Energieproduktion aus Wasserkraft zeigt Abbildung 3-10. Auswertungen der räumlichen und saisonalen Verteilungen der Veränderungen folgen in den nächsten Kapiteln.

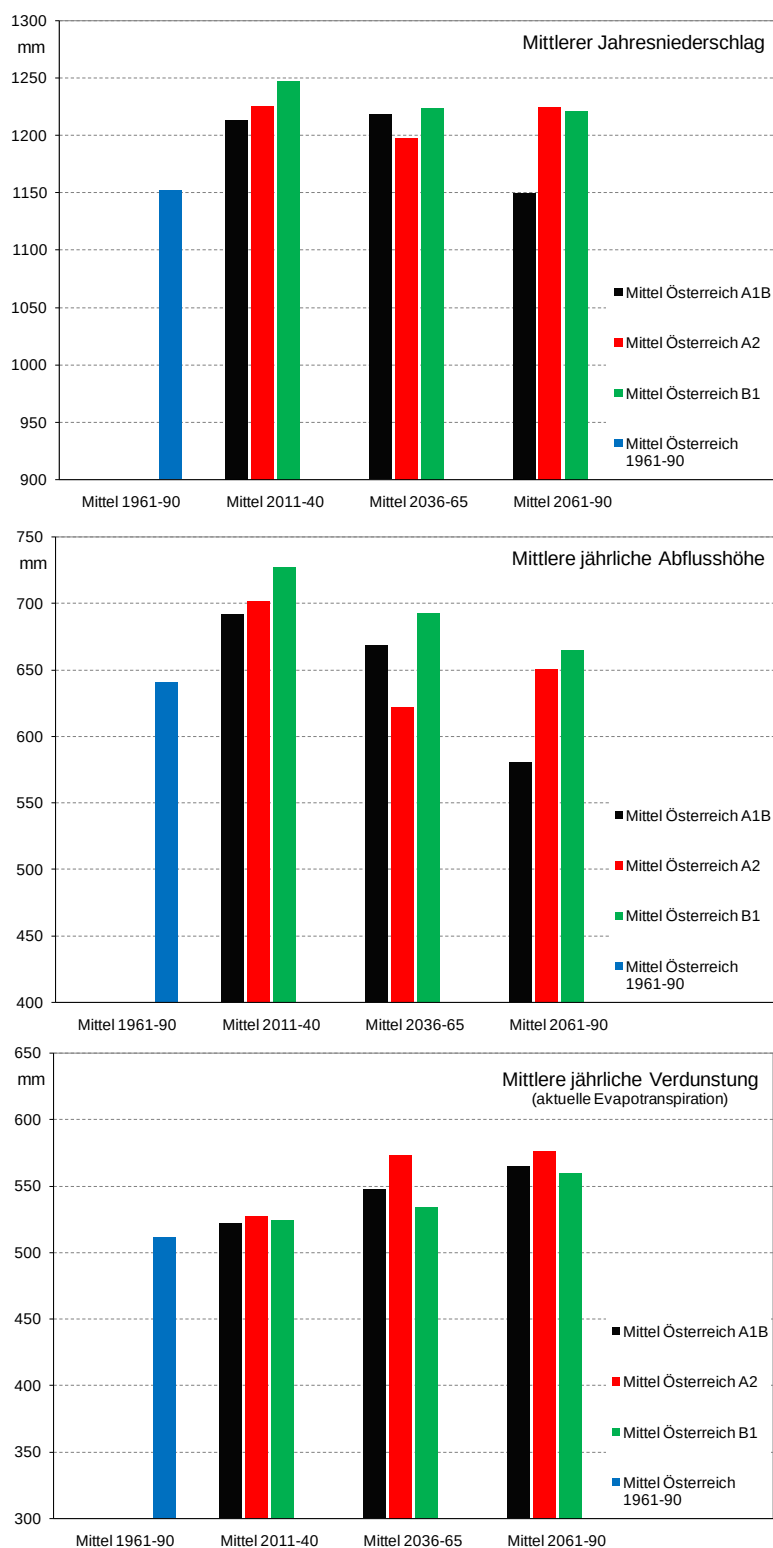


Abbildung 3-4: Langjährige Mittelwerte der Wasserbilanzkomponenten Niederschlag (Input aus dem Klimamodell) , Abfluss und Verdunstung für ganz Österreich, für alle Klimaszenarien

3.3.2.2 Abfluss flächendeckend

Die folgenden Karten zeigen die räumliche Verteilung der Ergebnisse der Szenariensimulationen für ganz Österreich. Die für die einzelnen 1x1km-Zonen des Wasserbilanzmodell ermittelten Werte wurden für die 188 Einzugsgebiete zusammengefasst. Der dargestellte mittlere Gebietsabfluss beinhaltet keinen Gletscherabfluss. Der Gletscherabfluss wurde separat ermittelt und analysiert (siehe S. 44).

In Abbildung 3-5 sind die relativen Änderungen in der mittleren Jahresabflusshöhe der Periode 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode für die drei betrachteten Szenarien dargestellt. Die relativen saisonalen Änderungen sind für das A1B-Szenario und die Periode 2061-2090 in Abbildung 3-6 abgebildet. Kartendarstellungen zum jährlichen und saisonalen Abfluss der Perioden um 2025 und um 2050 befinden sich in Anhang 12.1.

Es konnten deutliche Trends im Jahresabfluss im zeitlichen Verlauf sowie in dem räumlichen Muster der Veränderungen festgestellt werden. Am Beginn des 21. Jahrhunderts liegen die Abflüsse in weiten Teilen Österreichs über jenen der Referenzperiode. Die absolute Zunahme ist dabei im Bereich des Nordstaus am höchsten, die relative Zunahme in den relativ trockenen Gebieten des äußersten Nordostens. Lediglich für den Südosten und Osttirol wurden für diese Periode niedrigere Jahresabflüsse berechnet. In der Periode um 2050 liegen die Jahresabflüsse bereits in größeren Bereichen unter jenen zwischen 1961 und 1990, wiederum im Süden und nun auch im Westen Österreichs. Für die Zentralalpen sowie für den gesamten Norden, Osten und Nordosten wurden auch für diese Periode im Mittel noch etwas höhere Jahresabflüsse als im Referenzzeitraum simuliert. Zum Ende des 21. Jahrhunderts wird für das A1B-Szenario schließlich eine Abnahme des Abflusses für den Großteil des österreichischen Staatsgebiets prognostiziert (Abbildung 3-5). Für große Bereiche im Westen und Süden wurden dabei Abnahmen von 10-20% berechnet.

Die räumliche Verteilung der Änderungen im Abflussverhalten stimmen zwischen den drei Szenarien weitgehend überein (Abbildung 3-5). Im Westen und Süden Österreichs ist demnach mit einer Abnahme des Abflusses zu rechnen, im Norden und Nordosten mit einer Zunahme. Im Zentrum sowie im Osten ergaben die unterschiedlichen Szenarien in Bezug auf den Vergleich mit dem 20. Jahrhundert unterschiedliche Vorzeichen, innerhalb des 21. Jahrhunderts wird eine leichte Abnahme des Abflusses prognostiziert.

Die saisonalen Veränderungen – die auch im nächsten Kapitel analysiert werden – weisen insgesamt die folgende Charakteristik auf: die Abflüsse im Sommerhalbjahr gehen zurück und jene im Winterhalbjahr steigen an. Eine detaillierte Betrachtung des Szenario A1B für vier Saisons und die Periode 2061-2090 (Abbildung 3-6) zeigt, dass im Winter die Abflüsse tatsächlich für das gesamte 21. Jahrhundert und für fast ganz Österreich höher als in der Referenzperiode prognostiziert werden. In den hochalpinen Gebieten wurden dabei für die 2. Hälfte des 21. Jahrhunderts Zunahmen von über 30%, zum Teil über 50% ermittelt. Die einzige deutliche Ausnahme stellt dabei der Südosten dar. Ein ähnliches Ergebnis wurde für die Frühlingsmonate berechnet, wobei hier die Ausdehnung der Gebiete mit Abflussrückgang im Südosten größer ist als im Winter und sich zum Ende des 21. Jahrhunderts auch auf einige Bereiche im Nordstau der Alpen erstreckt. Für den Sommer werden für den Westen und Südosten bereits für den Beginn des 21. Jahrhunderts Abflussrückgänge prognostiziert, für die späteren Perioden schließlich für ganz Österreich mit der Ausnahme des äußersten Nordostens. Die größte Abnahme wurde für Westösterreich mit 30-50% berechnet. Für den Herbst wurde ein dem Sommer ähnlicher zeitlicher Verlauf und eine ähnliche räumliche Verteilung ermittelt, wobei der Abflussrückgang hier geringer ausfällt.

Die saisonalen Änderungen im Abflussverhalten werden jedenfalls nicht nur vom schwankenden Wetter- und Niederschlagsgeschehen im Klimamodell, sondern auch sehr stark von den Veränderungen bei Schneeakkumulation und Schneeschmelze aufgrund der steigenden Temperatur beeinflusst. Dies zeigt sich auch in den besonders deutlichen Auswirkungen in den alpinen Regionen, deren Abflussgeschehen stärker von diesen Prozessen bestimmt wird.

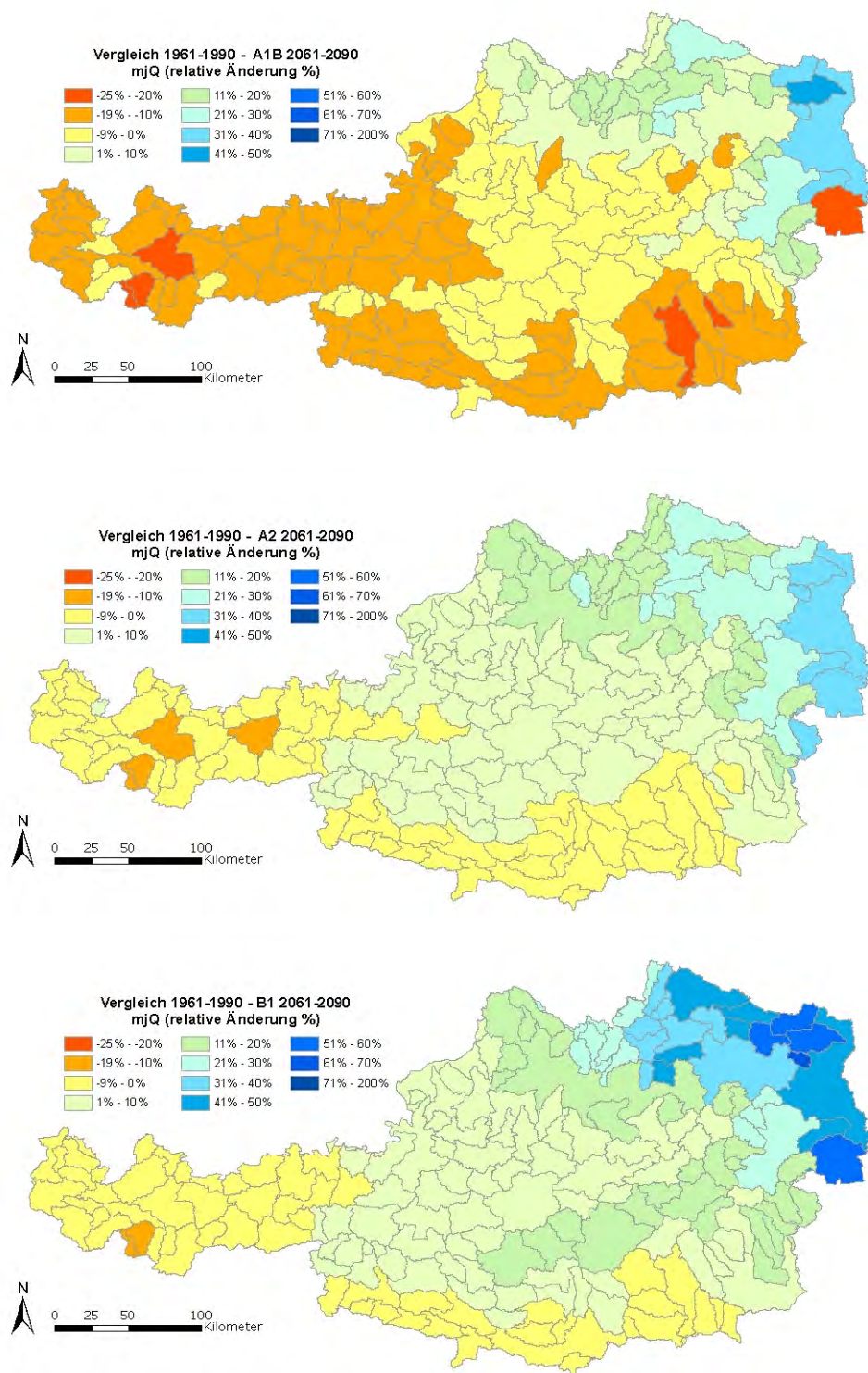


Abbildung 3-5: Relative Änderung der mittleren Jahresabflusshöhe 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B oben, A2 Mitte, B1 unten

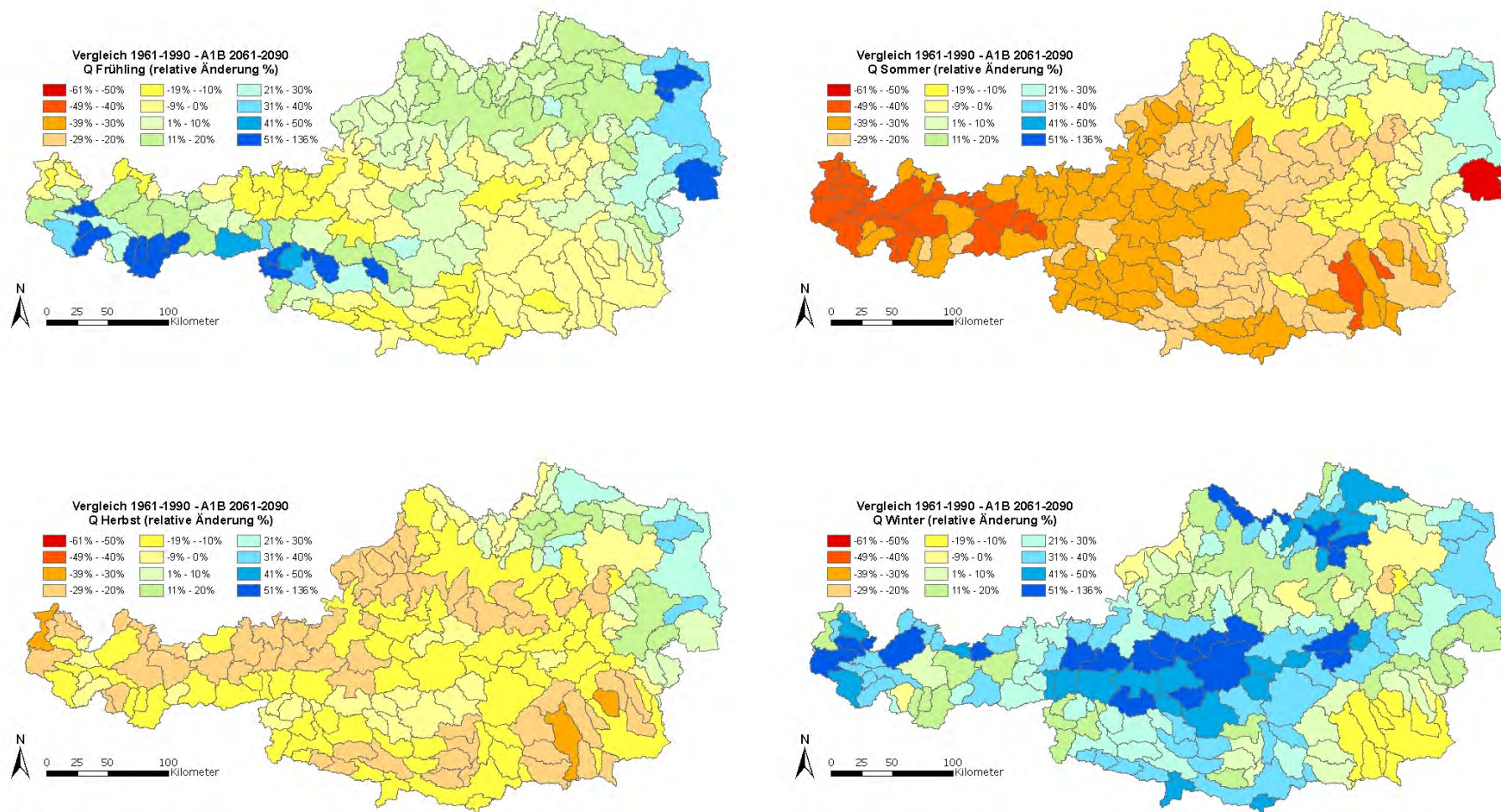


Abbildung 3-6: Änderung der mittleren saisonalen Abflusshöhe 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B

3.3.2.3 Pegelabfluss

Die folgenden Auswertungen zeigen die Ergebnisse der Szenariensimulationen für drei ausgewählte Flüsse Österreichs. Gletscherabfluss ist in diesen Auswertungen nicht enthalten; Ergebnisse der Analysen zum Gletscherabfluss folgen auf S. 44.

In Abbildung 3-7 sind mit den Monatsmittelwerten die Jahresverläufe der Abflüsse dargestellt. Die linke Grafik zeigt jeweils eine Auswertung nur für das Szenario A1B im zeitlichen Verlauf der drei betrachteten Perioden. In der rechten Abbildung werden die Ergebnisse der Periode um 2075 für alle drei Szenarien verglichen.

An den alpin geprägten Flüssen (hier exemplarisch dargestellt: Salzach) zeigt sich eine starke Veränderung in Form einer Vergleichmäßigung des Jahresganges. Die Abflussspitze im Sommer geht zurück und verschiebt sich in Richtung Frühjahr, die Winterabflüsse steigen an. Dieses Muster ist umso stärker, je stärker das Abflussregime eines Flusses alpin und damit durch Schneeprozesse geprägte ist. Der Kamp, der in einer Region höheren prognostizierten Niederschlags liegt, weist eine Verschiebung der Abflussspitze auf, hier von April zu März, und einen höheren Winterabfluss. An der Raab im Südosten Österreichs kommt es zu keiner starken Veränderung im saisonalen Verlauf, tendenziell wird eine Abnahme des Sommerabflusses prognostiziert.

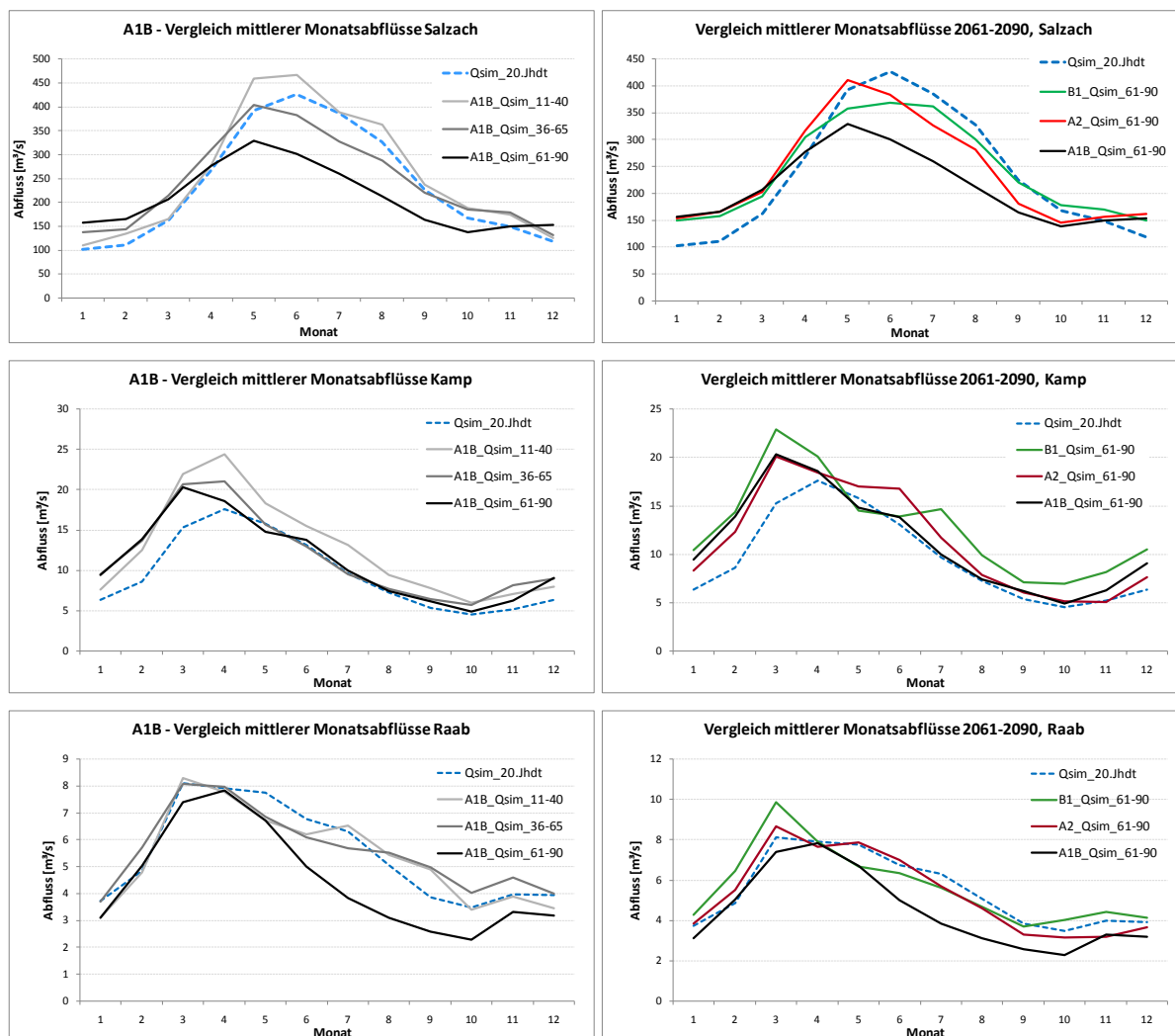


Abbildung 3-7: Monatsmittel des Abflusses an Salzach (Oberndorf), Kamp (Stiefern, natürlich) und Raab (Feldbach), jeweils für 1961-1990 („Qsim_20.Jhdt.“), links Szenario A1B für alle 3 Perioden („A1B_Qsim_Periode“), rechts 2061-2090 für alle 3 Szenarien („Szenario_Qsim_61-90“)

Auswertungen zu den Monatsmitteln weiterer Flüsse sowie Dauerlinien, die unabhängig vom Auftrittszeitpunkt zeigen, wie sich die Abflussführung verändert, befinden sich in Anhang 12.1.

3.3.2.4 Verdunstung

Mit dem ausschließlich auf Lufttemperatur basierten Modell werden Anstiege der potentiellen Evapotranspiration, d.h. der bei optimaler Wasserversorgung möglichen Verdunstung, zwischen 10 und 20% im größten Teil Österreichs errechnet. Im Westen und Südwesten, d.h. vor allem in höhergelegenen alpinen Regionen, werden noch stärkere Zunahmen von 20 bis 30%, teilweise sogar etwas höher, prognostiziert. Die Veränderung der aktuellen Verdunstung, d.h. der tatsächlichen Verdunstung unter den gegebenen hydrologischen Verhältnissen, zeigte eine ausgeprägtere räumliche Gliederung. In jenen Regionen, in denen ausreichend Wasser zur Verfügung steht, wurden starke Zunahmen zwischen 10 und 30%, teilweise sogar höher, ermittelt. In den nördlichen und östlichen Regionen, die vor allem im Sommer eine geringere Wasserverfügbarkeit aufweisen, stieg die berechnete Verdunstung gegenüber der Referenzperiode weniger an, maximal um 10%. In einigen Einzugsgebieten, vor allem im Südosten, in denen für das dargestellte Szenario starke Rückgänge des Sommerabflusses errechnet wurden, wurde sogar eine Abnahme der aktuellen Verdunstung ermittelt. Eine Darstellung zu den räumlichen Verteilungen der relativen Veränderungen der potentiellen und der aktuellen Evapotranspiration (Vergleich 2061-90 zu 1961-90 für das Szenario A1B) befindet sich in Anhang 12.1.

3.3.2.5 Gletscher

Gletscherflächen und Eisdicken

Für das gesamte Gebiet Westtirol (österreichischer Oberlauf des Inn) summierte bzw. gemittelte Werte der Gletscherfläche und der mittleren Eisdicke sind in Abbildung 3-8 zusammengefasst. Nach diesen Berechnungen nehmen Gletscherflächen und Eisdicken ab der Mitte des 21. Jahrhunderts stark ab. Nur wenige Eisflächen verbleiben bis zum Jahr 2090, vor allem aber sind die 2090 verbliebenen mittleren Eisdicken mit größtenteils unter 20 m nur mehr sehr gering. Eine Kartendarstellung dieser Entwicklung befindet sich in Anhang 12.1. Das Abschmelzen der Gletscher erfolgt entsprechend dieser Berechnungen etwas langsamer als von anderen Autoren erwartet (z.B. Kuhn 2008, Weber et al. 2009). Gründe dafür können abgesehen von verschiedenen Berechnungsmethoden in unterschiedlichen Annahmen zu Anfangszuständen liegen. Außerdem spielen die Klima-inputdaten eine Rolle: höhere Winterniederschläge führen zu längeren Schneebedeckungen und kürzeren Eisschmelzphasen.

Gletscherabflussanteil

Aus der in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts stark zunehmenden Eisschmelze ergibt sich in teilweise vergletscherten Einzugsgebieten ein Anstieg des Schmelzabflusses. Für das Szenario A1B ist der größte Abflussbeitrag aus Gletscherschmelze zwischen 2060 und 2070 zu erwarten.

Für ein stark vergletschertes Einzugsgebiet wie jenes der Pitze in Westtirol (Anteil Gletscherfläche bis zum Pegel St. Leonhard im Pitztal beträgt 18 %) erreicht der Gletscherabfluss in der Periode der höchsten Eisschmelze einen Abflussanteil von über 20%. Für das Flussgebiet Westtirol, d.h. den österreichischen Oberlauf des Inn, zeigte sich bereits ein deutlich geringerer maximaler Gletscherabflussanteil von rund 10% (wobei dieser Anteil nur auf den Abfluss aus dem österreichischen Einzugsgebiet bezogen ist). Für ganz

Österreich kann ein maximaler Gletscherabflussanteil von höchstens rund 1% erwartet werden (siehe auch Seite 46).

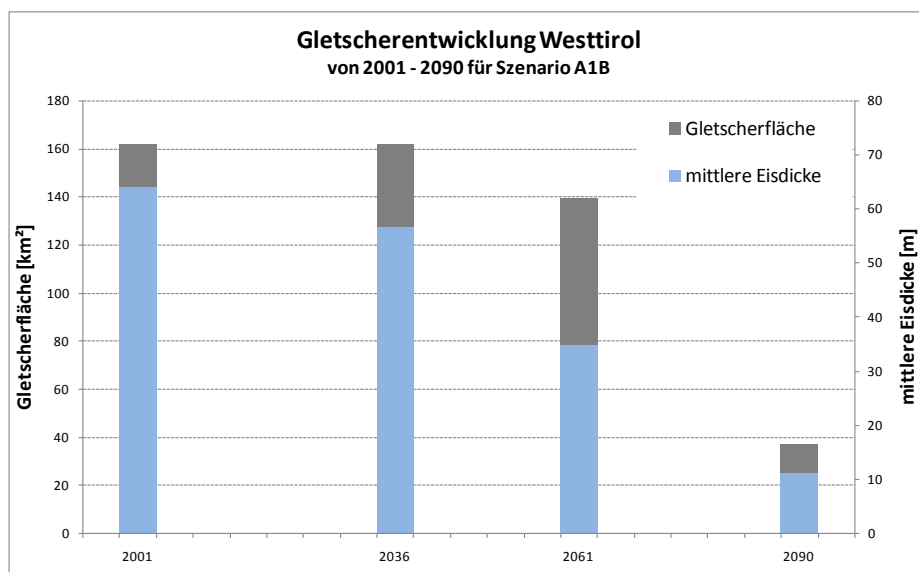


Abbildung 3-8: Rückgang der Gletschereisflächen und Eisdicken im Gebiet Westtirol (Szenario A1B)

3.4 Klimasensitivität der Stromproduktion aus Wasserkraft

3.4.1 Flächenpotential und Stromproduktion 1961 bis 1990

Die Ergebnisse der Ermittlung des Flächenpotentials mit den Abflüssen und der Topographie des Wasserbilanzmodells für die Periode 1961 bis 1990 sind in Tabelle 8 in Anhang 12.1 für die einzelnen Flussgebiete aufgelistet. Weiters sind die Ergebnisse der Pöyry-Studie (2008) und die aus diesen Daten zusammen ermittelten Faktoren $F_{1,GEB}$ zur Berechnung des ausgebauten Potentials – entsprechend der auf Seite 33 beschriebenen Methodik – angeführt.

Das über die Wasserbilanzsimulation errechnete Mittel des Flächenpotentials 1961-1990 für alle einbezogenen Flussgebiete beträgt rund 137.000 GWh. Dieser Wert ist etwas niedriger als die von Schiller und Drexler (1991, in Pöyry 2008) angegebenen 150.000 GWh. Dementsprechend ist auch das mittlere Verhältnis zwischen Flächenpotential und Linienpotential mit 0,43 etwas niedriger als 0,5, dem Wert, der sich bei Schiller und Drexler (1991) ergibt. Da die genaue Methodik der Ermittlung des Flächenpotentials bei Schiller und Drexler (1991) nicht vorliegt, ist unklar, worauf die Diskrepanz zurückzuführen ist. Mögliche Gründe für den Unterschied liegen in unterschiedlichen verwendeten Topographien, einer unterschiedlichen räumlichen Diskretisierung der Berechnung und schließlich auch in der Möglichkeit, dass – im Widerspruch zu der in Pöyry (2008) publizierte Karte – tatsächlich das Flächenpotential ganz Österreichs gemeint ist, also inklusive der hier vernachlässigten Einzugsgebiete im Norden und Südosten Österreichs (siehe Abbildung 3-2).

Über das simulierte Flächenpotential der Flussgebiete wurde unter Anwendung der Faktoren in Tabelle 1 eine Zeitreihe des ausgebauten Potentials für 1961-2000 für ganz Österreich berechnet. Der Verlauf des Ausbaugrads wurde Daten der E-Control (2008a) entnommen. Dieser Zeitreihe wurde die Zeitreihe der gemessenen Energieproduktion aus Wasserkraft gegenübergestellt (Messungen entsprechend E-Control, 2008b). Im Mittel über die gesamte betrachtete Periode lag das berechnete ausgebaut Potential ca. 4% über der gemessenen Energieproduktion. Aus dieser Gegenüberstellung wurde der Faktor F_2 von 4% ermittelt, um den das berechnete Potential verringert werden muss, um die Energieproduktion zu erhalten.

Durch die Berücksichtigung des Ausbaugrades beim berechneten Potential (der in den betrachteten Jahren stark angestiegen ist) ergeben sich grundsätzlich gleich verlaufende Zeitreihen. Die jährlichen Schwankungen sind insgesamt gut nachgebildet, die berechnete Zeitreihe weist allerdings eine etwas höhere Variabilität als die Messungen auf. Dies kann zum Teil darauf zurückgeführt werden, dass unterschiedliche lokale Niederschlags- und damit Abflussverteilungen das Flächenpotential (auf dem die Berechnung beruht) stärker beeinflussen als den Gerinneabfluss (der für die Energieproduktion entscheidend ist). Diese Tatsache sollte bei der Analyse der Szenario-Zeitserien berücksichtigt werden.

3.4.2 Stromproduktion im 21. Jahrhundert

Mit den aus der Referenzperiode ermittelten Faktoren wurden aus simulierten Flächenpotentialen Zeitreihen der Energieproduktion von 2002 bis 2090 für alle drei Klimaszenarien berechnet. In Abbildung 3-9 sind die Summen der Energieproduktion aus Wasserkraft für ganz Österreich für alle drei betrachteten Szenarien dargestellt. Die Schwankungen zwischen den einzelnen Jahren sind – wie oben beschrieben – in den Berechnungsergebnissen höher als bei der tatsächlichen Produktion. Am gleitenden Mittel über 10 Jahre kann die generelle Entwicklung im 21. Jahrhundert erkannt werden. Der Verlauf der so berechneten Stromproduktion folgt weitestgehend dem des Niederschlages. Um 2025 und 2050 entsprechen die Verläufe der Energieproduktion in ihrem Verhältnis zueinander jenen des Niederschlages. Um 2075 liegt dann die Produktion im B1-Szenario über jener im A2-Szenario, obwohl dies bei den Niederschlägen umgekehrt ist. Dies ist auf die geringere Verdunstung aufgrund des geringeren Temperaturanstiegs im Szenario B1 zurückzuführen.

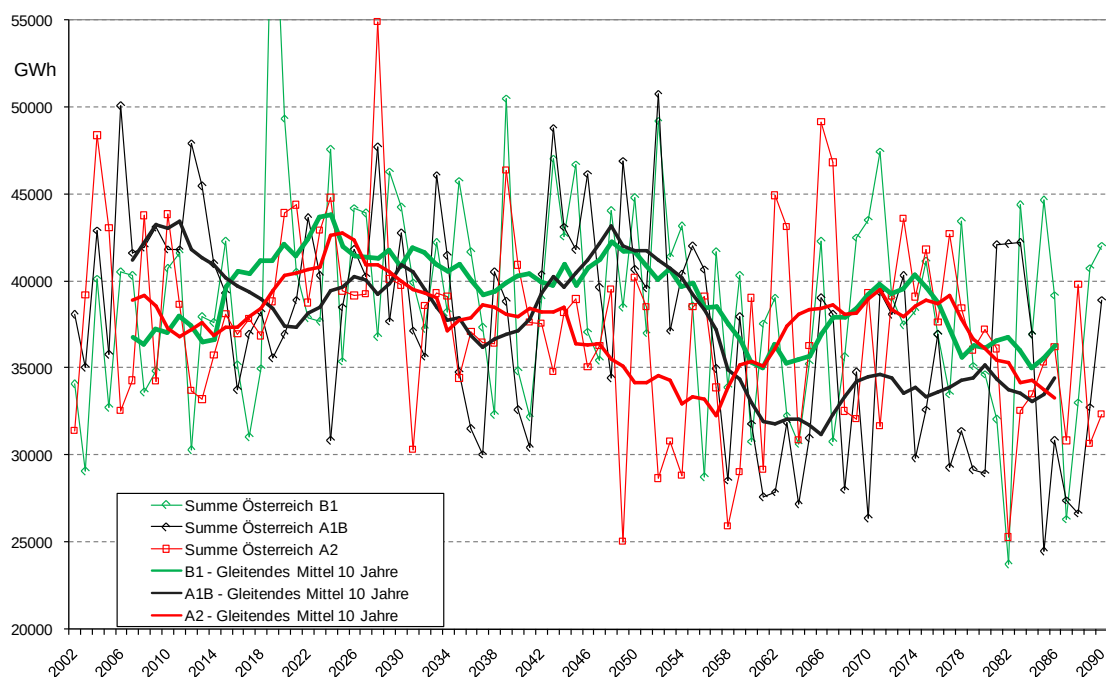


Abbildung 3-9: Stromproduktion aus Wasserkraft für ganz Österreich für alle Klimaszenarien

In der Darstellung der langjährigen Mittelwerte (Abbildung 3-10) wird im Vergleich zur berechneten Stromproduktion der Referenzperiode im 20. Jahrhundert erkennbar, dass diese für die meisten Perioden und Szenarien über der historischen Simulation liegt. Dies ist wieder durch den hohen Niederschlagsinput der Simulation erklärbar. In der letzten Periode 2061-2090 kann man vor allem beim Ergebnis für das A2-Szenario wieder deutlich den Einfluss der durch den Temperaturanstieg gestiegenen Verdunstung sehen. Obwohl der

Niederschlag fast so stark über dem Mittelwert 1961-1990 liegt wie in der Periode um 2025, ergibt sich nun keine höhere Energieproduktion mehr.

Betrachtet man nur das 21. Jahrhundert zeigt sich in allen drei Szenarien eine deutliche Abnahme der Energieproduktion aus Wasserkraft. Abbildung 3-11 zeigt diese relative Abnahme in den Mittelwerten der 30-Jahres-Perioden, wobei die Ergebnisse für die erste Periode 2011-2040 für jedes Szenario als Referenzwert mit 1 gesetzt wurden. Die Abnahme zwischen 2025 und 2075 liegt bei rund 15% im A1B-Szenario, rund 6% bei A2 und rund 8% bei B1. Besonders interessant ist der Vergleich zwischen A1B und A2, da die Temperaturentwicklung in diesen beiden Szenarien (im Mittel für ganz Österreich) ähnlich ist, die Verläufe der Niederschlagsmengen aber unterschiedlich. Die Spannweite zwischen diesen Szenarien kann dadurch die Spannweite der Auswirkungen bei unterschiedlichen Entwicklungen in Bezug auf den Niederschlag aufzeigen. Die Energieproduktion aus Wasserkraft nimmt demnach von 2025 bis 2075 bei einem mittleren Anstieg der Temperatur von knapp über 3° zwischen 15% und 6% ab.

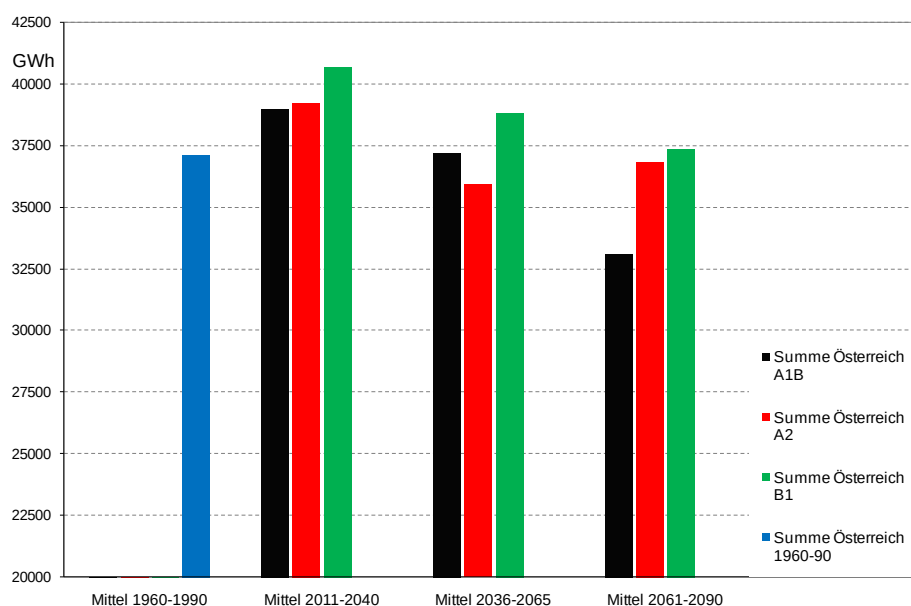


Abbildung 3-10: Langjährige Mittelwerte der Stromproduktion aus Wasserkraft für alle Klimaszenarien

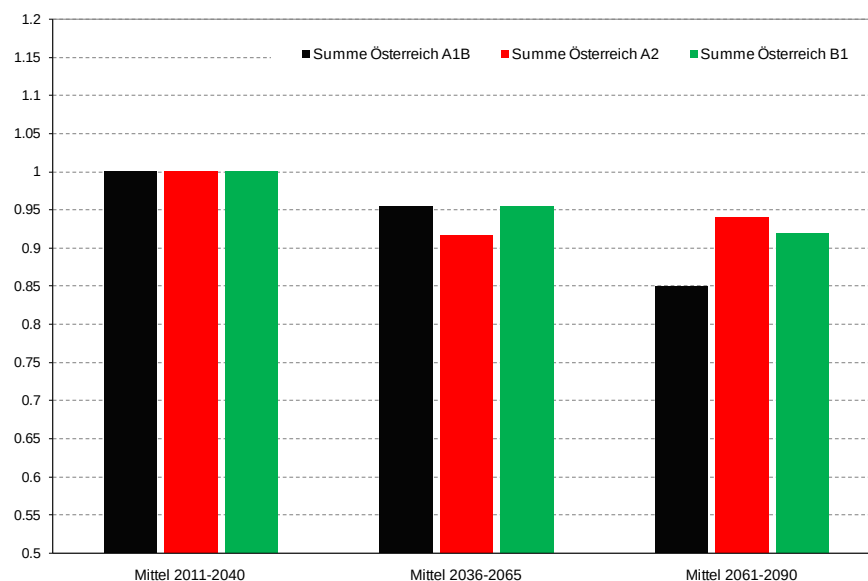


Abbildung 3-11: Relative Veränderung der langjährigen Mittelwerte der Stromproduktion aus Wasserkraft für Klimaszenarien innerhalb des 21. Jahrhunderts

Neben dieser generellen Abnahme der Produktion kommt es im Verlauf des 21. Jahrhunderts zu einer Vergleichmäßigung im Jahresgang. Aufgrund höherer Abflüsse nimmt die Produktion im Winterhalbjahr zu, im Sommerhalbjahr nimmt sie ab (siehe Abbildung 3-12). Die relative Zunahme im Winterhalbjahr liegt dabei zwischen 2025 und 2075 zwischen fast 18% bei A2 und rund 9% bei B1. Die Abnahme im Sommerhalbjahr zwischen 2025 und 2075 schwankt zwischen 24% bei A1B und 13% bei A2.

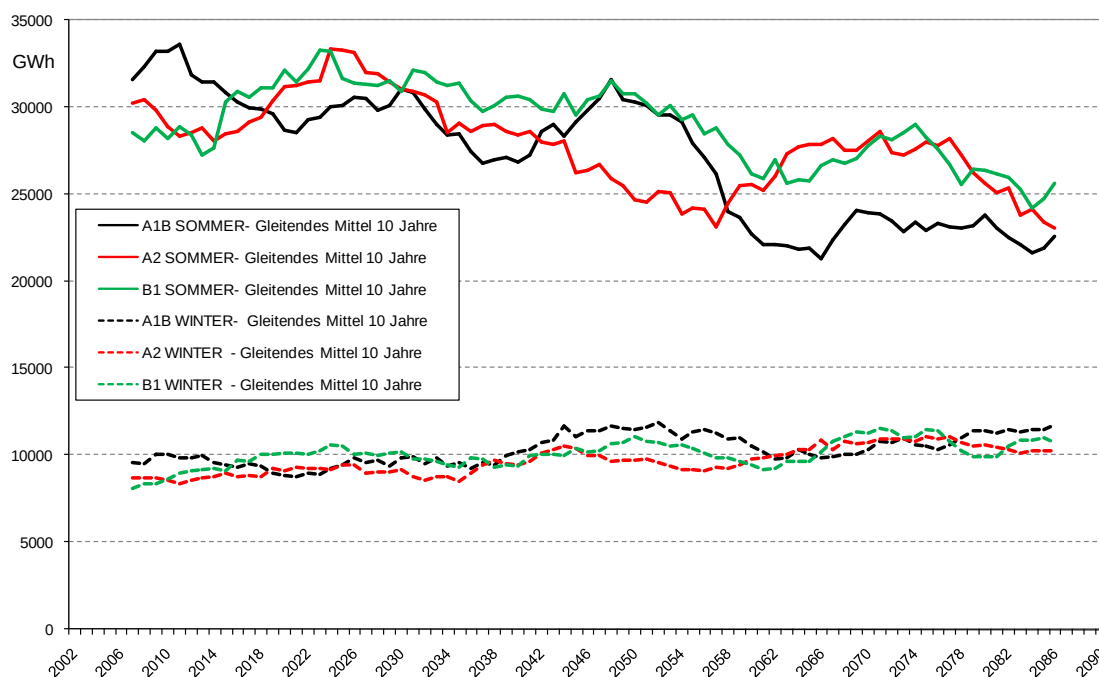


Abbildung 3-12: Mittel der Produktion für ganz Österreich im 21. Jahrhundert, Winter- und Sommerhalbjahr

Zusätzlich zu den bisher dargestellten Größen wird im 21. Jahrhundert verstärkt der Gletscherabfluss zum Abfluss und damit zur Wasserkraftproduktion beitragen. Die daraus resultierende Erhöhung durch den Anteil des Gletscherabflusses wurde, wiederum über das Flächenpotential, abgeschätzt (Abbildung 3-13).

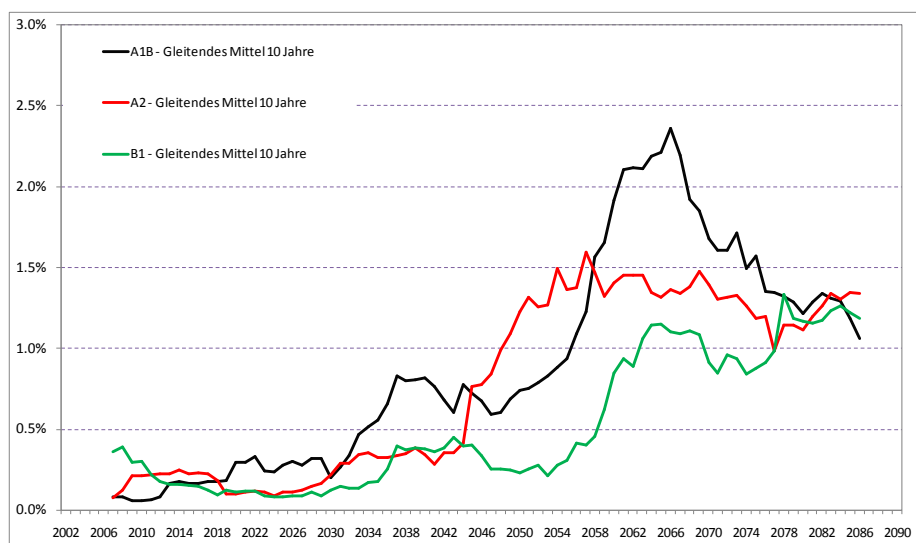


Abbildung 3-13: Beitrag des Gletscherabflusses zur Wasserkraftproduktion in ganz Österreich, Berechnung über Flächenpotential (in % der Energieproduktion des jeweiligen Jahres)

Aufgrund der großen Höhe der Gletschergebiete führt der Gletscherabfluss bei der Ermittlung der Produktion über das Flächenpotential zu einem verhältnismäßig zu hohen Beitrag. Vergleicht man den über das Flächenpotential ermittelten Gletscherbeitrag zur Energieproduktion mit dem Anteil des Gletscherabflusses beim Gebietsauslass, zeigt sich ein 2 bis 2,4-mal so hoher Beitrag. Es erschien daher sinnvoll, die über das Flächenpotential ermittelte Erhöhung der Gesamterzeugung aufgrund von Gletscherschmelze um die Hälfte zu reduzieren. Dadurch ergibt sich eine maximale Erhöhung im Szenario A1B von rund 1,1%, im Szenario A2 von rund 0,7% und im Szenario B1 von rund 0,6%.

3.5 Diskussion der Kühlwasserverfügbarkeit

3.5.1 Niederwasser

Eine wesentliche Auswertung in Bezug auf Niederwasser ist die Analyse von zeitlichen Verschiebungen im Auftreten der Niederwasserperioden. Für die näher betrachteten Flüsse Salzach, Mur und Ager wurde daher für die vier 30-jährigen Analyseperioden im 20. und 21. Jahrhundert gezählt, wie oft der geringste Jahresabfluss in den einzelnen Monaten auftrat (in den oberen beiden Grafiken in Abbildung 3-14 sind die relativen Häufigkeiten für Salzach und Ager dargestellt).

An allen drei Flüssen ist eine deutliche Verschiebung des zeitlichen Auftretens der Niederwasserperioden zu erkennen. An den stärker alpin geprägten, größeren Flüssen Salzach und Mur kommt es in den Szenariensimulationen zu deutlich häufigerem Auftreten von Niederwasser im Herbst, vor allem im letzten betrachteten Zeitraum um 2075 (siehe beispielhaft für die Salzach Abbildung 3-14 oben links). Weiterhin treten Niederwasserperioden auch im Winter auf. Insgesamt wird daher für Salzach und Mur eine Vergleichsmäßigung des zeitlichen Auftretens von Niederwasser im Jahresverlauf prognostiziert.

An der Ager traten simulierte Niederwasserphasen im 20. Jahrhundert vor allem im Herbst, seltener auch in Jänner und Februar auf. Es wird ebenfalls eine zeitliche Verschiebung hin zu einem früheren Auftreten, hier in die Sommermonate prognostiziert. Bis zum Ende des 21. Jahrhunderts wird für die Wintermonate ein starker Rückgang der Niederwasserphasen berechnet (siehe Abbildung 3-14 oben rechts).

Veränderungen in der Niederwasserführung können an den Dauerlinien im Bereich der Überschreitungswahrscheinlichkeiten zwischen 0,9 und 1 abgelesen werden (Abbildung

3-14, unten, für die Mur in Anhang 12.1). Die aus diesen Auswertungen ermittelten Werte für Q95% sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Für die Salzach wird für das 21. Jahrhundert eine leichte Erhöhung der Niederwasserführung prognostiziert, an der Mur kommt es zu einer geringfügigen Verringerung. Für die Ager hingegen muss bis zum Ende des 21. Jahrhundert mit einem deutlichen Rückgang der Niederwasserführung gerechnet werden.

Tabelle 1: Veränderung Q95% (m³/s), Szenario A1B

Periode	Salzach	Mur	Ager
1961-1990	78.9	60.0	9.9
2011-2040	80.0	57.7	9.5
2036-2065	87.3	56.1	8.0
2061-2090	90.0	59.1	6.8

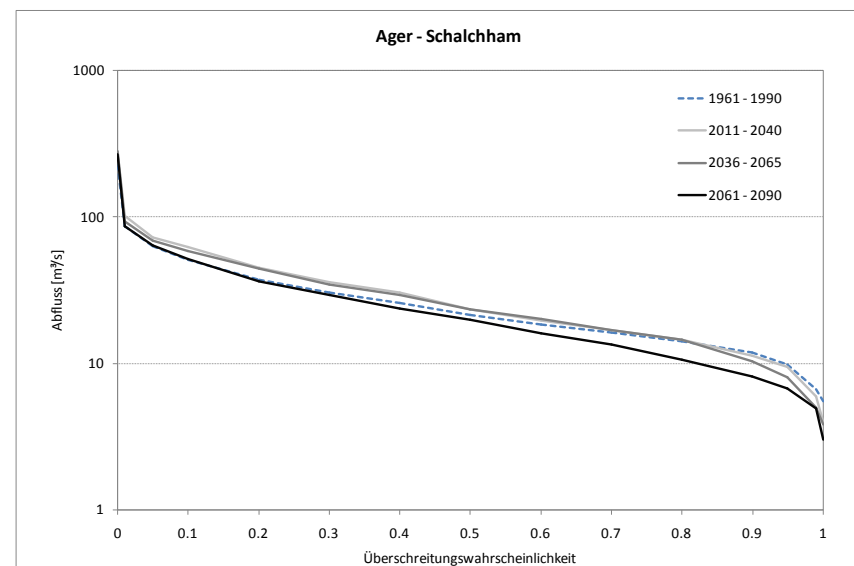
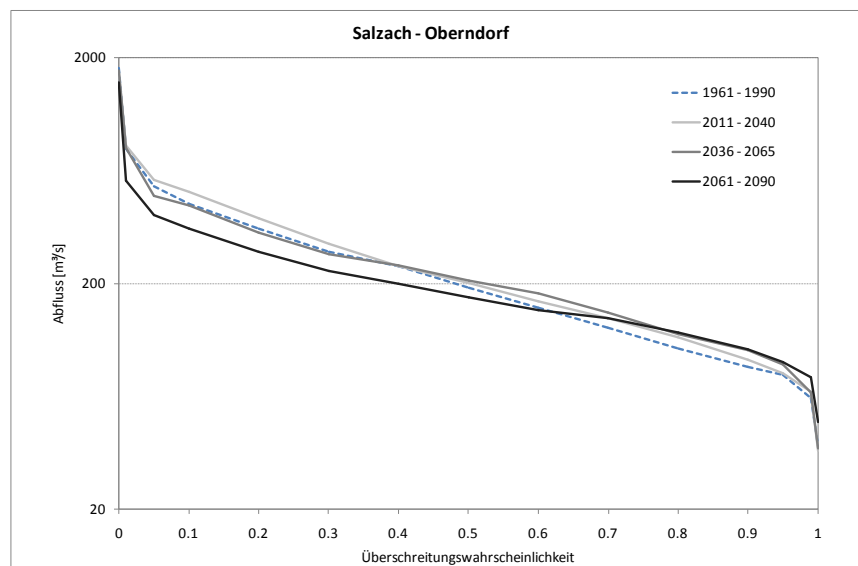
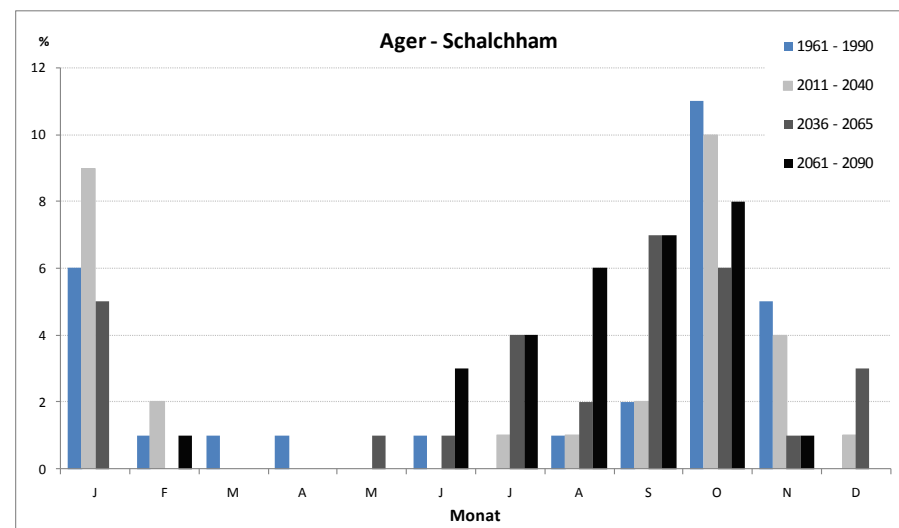
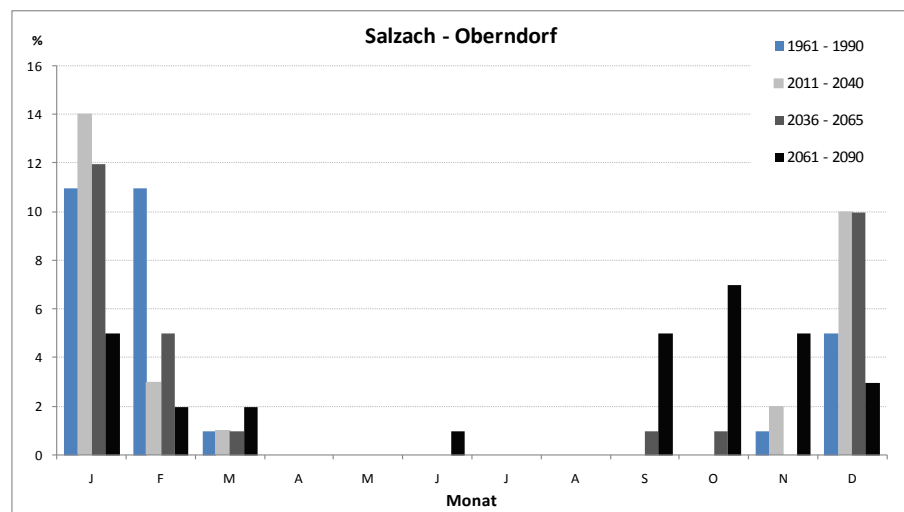


Abbildung 3-14: Relative Häufigkeiten des Auftretens des geringsten Jahresabflusses in den einzelnen Monaten, für 30-jährige Perioden im 20. und 21. Jahrhundert, Szenario A1B

3.5.2 Wassertemperatur

Da die Wassertemperatur sehr stark mit der Lufttemperatur korreliert, zeigt sich in den berechneten Zukunftsszenarien der Wassertemperatur in allen untersuchten Gewässern ein deutlicher Trend zu einem Temperaturanstieg. Im Mittel wird an den drei untersuchten Flüssen Salzach, Mur und Ager ein Anstieg der Wassertemperatur von 2 bis 3,5°C bis 2090 prognostiziert (siehe Abbildung 3-15 für die Salzach, Abbildungen für Mur und Ager in Anhang 12.1).

Durch eine generell höhere Wassertemperatur kann zukünftig die zulässige absolute Wassertemperatur des Gewässers öfter erreicht werden. Wie häufig man diesen Fall in Zukunft erwarten kann, ist für jede Einleitungsstelle und jedes Gewässer unterschiedlich. Wenn die Wassertemperaturen aktuell deutlich unter dem absoluten Grenzwert des jeweiligen Gewässers liegen (wie z.B. an der Salzach), wird auch durch einen generellen Anstieg um wenige Grad selten eine Gefahr der Überschreitung gegeben sein. Wenn, wie an der Ager, die Wassertemperatur bereits jetzt deutlich höher liegt, kann es häufiger zum Erreichen von absoluten Grenzwerten der Wassertemperatur kommen. Diese Problematik wird an der Ager noch dadurch verstärkt, dass Niederwasserphasen in Zukunft verstärkt im Sommer auftreten und eine verringerte Abflussführung aufweisen.

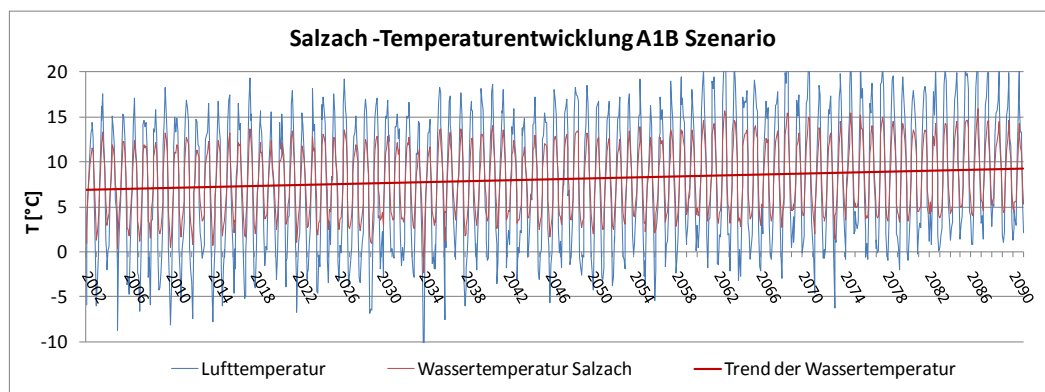


Abbildung 3-15: Trend der Wassertemperatur an Salzach, Szenario A1B

3.5.3 Auswirkungen des Klimawandels auf die Kühlwasserverfügbarkeit

In Bezug auf die Einleitung von Kühlwasser in Fließgewässer bestehen zwei Restriktionen: die Verfügbarkeit von Kühlwasser und die Temperaturänderung und das Erreichen von Grenzwerten der Temperatur im Gewässer.

An größeren, alpin beeinflussten Flüssen wie der Salzach und der Mur ist nicht mit der Notwendigkeit einer Verringerung der Wärmeeinleitung durch Kühlwasser zu rechnen. Hier kommt es zu keinen oder keinen signifikanten Rückgängen des Niederwasserabflusses. In einzelnen Fällen könnten, in Abhängigkeit von dem Verhältnis zwischen Wassertemperatur und absolutem Grenzwert der Wassertemperatur, in einigen wenigen Monaten die Temperaturgrenzwerte erreicht werden.

An kleineren und weniger stark alpin beeinflussten Gewässern wie der Ager können aber deutliche Rückgänge der Niederwasserführung erwartet werden. In Kombination mit einem Anstieg der Wassertemperatur und der zeitlichen Verschiebung des Auftretens der Niederwasserperioden in den Sommer kann dies zu häufigeren Problemen mit Kühlwassereinleitungen führen.

3.6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im Arbeitspaket Hydrologie des Projekts KlimAdapt wurden hydrologische Klimaszenarien flächendeckend für das gesamte Bundesgebiet Österreichs erstellt. Dafür wurden Simulationsergebnisse aus dem regionalen Klimamodell REMO-UBA des Hamburger Max-Planck-Institutes für Meteorologie mit einer räumlichen Auflösung von 10x10 km für ganz Österreich aufbereitet und als Eingangsdaten für ein hydrologisches Modell verwendet. Dabei wurden drei verschiedene Szenarien des IPCC, A1B, A2 und B1 für den Zeitraum von 2000 bis 2100 berücksichtigt. Die hydrologischen Simulationen wurden mit einem Wasserbilanzmodell für alle Einzugsgebiete Österreichs für monatliche Zeitintervalle durchgeführt. Als Ergebnis liegen für ganz Österreich Karten zu erwartbaren Änderungen der wesentlichen Wasserbilanzgrößen aufgrund des Klimawandels vor. Auf Pegel bezogenen Änderungen im Abflussverhalten wurden für ausgewählte Flüsse ermittelt. Die Klimaeinflüsse auf vergletscherte Teilgebiete wurden ergänzend simuliert. Aus den Zeitreihen der Abflüsse wurde für alle Flussgebiete Österreichs, ausgenommen die Gebiete der Raab und Rabnitz, die Energieerzeugung aus Wasserkraft berechnet. Für die Analyse von Auswirkungen auf den Betrieb kalorischer Anlagen wurden das Auftreten von Niederwässern und die Änderung der Wassertemperatur berechnet.

3.6.1 Klimaänderung im regionalen Klimamodell

Das regionale Klimamodell prognostiziert im Mittel für Österreich in allen Szenarien einen relativ gleichmäßigen Anstieg der Temperatur im 21. Jahrhundert. In den Szenarien A1B und A2 steigt die mittlere Jahrestemperatur bis 2100 um etwa 4,5°C an, im B1-Szenario nur um etwas mehr als 3,5°C. Im Westen und Süden Österreichs ist die Erwärmung dabei etwas höher als im Norden und Osten. Die mittleren Niederschläge aus den REMO-UBA-Szenarienläufen liegen im 21. Jahrhundert im Mittel für ganz Österreich über lange Zeiträume über jenen der Referenzperiode 1961-1990. Außerdem zeigten sich starke zyklische Schwankungen im Niederschlagsinput, die periodischen Abfolgen des „Wetters“ im Klimamodell zugeschrieben werden können. Die Abfolge der feuchten und trockenen Perioden ist zwischen den Szenarien unterschiedlich (und auch zwischen einzelnen Realisierungen desselben Szenarios). Der generelle Trend in allen Szenarien – höhere Niederschläge als im 20. Jahrhundert, die im Verlauf des 21. Jahrhunderts aber tendenziell abnehmen – hängt mit den Randbedingungen des antreibenden globalen Modells (ECHAM5) zusammen. Für die Interpretation der Ergebnisse sind die beschriebenen Eigenheiten des Wetters im Klimamodell wichtig, vor allem beim Vergleich von Mittelwerten verschiedener Perioden. Betrachtet man zum Beispiel die 30-jährige Periode um 2075 weisen die Szenarien A1B und A2 eine ähnliche mittlere Erwärmung auf, wobei A1B mit deutlich niedrigeren mittleren Niederschlägen ein eher trockenes Klimaszenario gegenüber dem eher feuchten A2-Szenario darstellt. Die räumliche Verteilung der Niederschlagsänderungen zeigt grundsätzlich das folgende Muster: für den Norden und Nordosten Österreichs werden stärkere Zunahmen des Niederschlags prognostiziert als für den Süden und Westen. Wenn Abnahmen des Niederschlags berechnet werden, dann treten diese im Südosten Österreichs auf.

3.6.2 Auswirkungen des Klimawandels auf die Hydrologie Österreichs

In allen Szenarien zeigt sich im Verlauf des 21. Jahrhunderts einen Trend zur Abnahme des mittleren Jahresabflusses für ganz Österreich. Im Szenario A1B führt diese Abnahme in der Periode um 2075 zu mittleren Jahresabflüssen, die unter jenen der Vergleichsperiode 1961-1990 liegen. Aufgrund der hohen Niederschläge im 21. Jahrhundert kommt es in den anderen beiden Szenarien aber bis 2090 nicht zu mittleren Jahresabflüssen, die unter jenen der Referenzperiode im 20. Jahrhundert liegen.

Die räumliche Verteilung der Änderungen im Abflussverhalten stimmt zwischen den drei Szenarien weitgehend überein. Im Westen und Süden Österreichs ist demnach mit einer Abnahme des Abflusses zu rechnen, im Norden und Nordosten mit einer Zunahme. Im

Zentrum sowie im Osten ergaben die unterschiedlichen Szenarien in Bezug auf den Vergleich mit dem 20. Jahrhundert unterschiedliche Vorzeichen.

Im Szenario A1B und für die Periode um 2075 wurden für die Bereiche im Westen und Süden Abnahmen von 10-20% berechnet, im Bereich der Zentralalpen und Voralpen wurden Abflussrückgänge von unter 10% ermittelt. Nur für den Nordosten Österreichs wurden Zunahmen prognostiziert. Diese in Absolutwerten relativ geringen Zunahmen (unter 70 mm) ergaben relative Erhöhungen von unter 10 bis über 30%. Im Szenario A2 wurden für dieselbe Periode Abflussrückgänge für den Süden und Westen von unter 10% berechnet, für den Nordosten Abflusszunahmen prognostiziert, die in der Größenordnung mit jenen bei A1B übereinstimmen. Für das Zentrum Österreichs wurden sehr geringe Abflusserhöhungen von unter 10% ermittelt.

Eine deutliche Übereinstimmung zwischen den einzelnen Szenarien zeigte sich auch bei saisonalen Veränderungen, die sowohl durch Veränderungen im saisonalen Niederschlagsverhalten als auch durch Änderungen der Schneeprozesse aufgrund veränderter Lufttemperaturen hervorgerufen werden. Steigende Temperaturen führen zu einem höheren Anteil flüssiger Winterniederschläge und früherer Schneeschmelze. Insgesamt kommt es dadurch zu höheren Winterabflüssen und niedrigeren Sommerabflüssen. Diese Veränderungen sind am ausgeprägtesten in den alpinen Gebieten im Südwesten und Westen. Hier wurden (im Szenario A1B) Zunahmen des Abflusses im Winter zwischen 20% und teilweise über 50% und Rückgänge des Abflusses im Sommer von 20% bis 50% ermittelt. Zunahmen des Sommerabflusses wurden nur für den äußersten Nordosten berechnet, Abnahmen des Winterabflusses für einige Gebiete vor allem im Südwesten (in denen auch die Sommerabflüsse stark zurückgehen).

Diese saisonalen Änderungen zeigen sich im Abflussverlauf an den Pegeln in einer Senkung sowie einer Verschiebung der höchsten Monatsabflüsse in frühere Monate, mit niedrigeren Sommerabflüssen. Insgesamt wurde also eine Vergleichmäßigung des Jahresganges prognostiziert. Diese Veränderung fällt umso stärker aus, je stärker ein Fluss alpin und damit durch Schneeprozesse geprägt ist. Niederwasserperioden verschoben sich im Vergleich zum 20. Jahrhundert ebenfalls in frühere Monate, von Winter und Herbst zu Herbst und Sommer.

Für die Verdunstung wurde für den überwiegenden Teil Österreichs ein Anstieg bis zu 20% ermittelt, für einige alpine Regionen sogar darüber. Für einige Regionen im Osten und Südosten wurde geringfügige Abnahmen der aktuellen Verdunstung prognostiziert, die auf geringere Wasserverfügbarkeit im Sommer zurückgeführt werden können.

Gletscherflächen und Gletschervolumen nehmen nach den vorliegenden Berechnungen in der ersten Hälfte des 21. Jahrhunderts leicht, dann aber dramatisch ab. Dadurch ist mit einer Zunahme des Gletscherabflusses zu rechnen, die um das Jahr 2060 ihren Höhepunkt erreicht und dann wieder abnimmt. Für den Zeitraum des Peaks wurde der Anteil des Gletscherabflusses am Gesamtabfluss für ganz Österreich auf rund 1% abgeschätzt.

3.6.3 Auswirkungen auf die Energieerzeugung aus Wasserkraft und die Kühlwassereinleitung kalorischer Anlagen

Über die Berechnung des Flächenpotentials für ganz Österreich für die hydrologischen Szenarien wurden Aussagen zu Klimafolgen für die Wasserkrafterzeugung getroffen. Die Ergebnisse dieser Auswertungen dienten zur weiterführenden Modellierungen des Energiesystems.

Entsprechend der oben dargelegten Änderungen im Abflussverhalten kann für das 21. Jahrhundert mit einem abnehmenden Trend in der Wasserkrafterzeugung (bei gleich bleibendem Ausbaugrad) gerechnet werden. Von 2025 bis 2075 kommt es zu einem Produktionsrückgang zwischen 15% (A1B) und 6% (A2). Im Winter ermöglichen höhere Abflüsse eine höhere Produktion, im Sommer wird sich die Produktion verringern. Die relative Zunahme von 2025 bis 2075 im Winterhalbjahr liegt dabei zwischen fast 18% (A2) und rund 9% (B1). Die Abnahme im Sommerhalbjahr schwankt zwischen 24% (A1B) und

13% (A2). Dieser ausgeglichene Jahresgang ist grundsätzlich günstig für die Stromerzeugung aus Wasserkraft.

Die Kühlwasserverfügbarkeit wurde über Veränderungen im Zeitpunkt des Auftretens und der Abflussführung in Niederwasserperioden beurteilt. Für die größeren, alpin beeinflussten Flüsse mit größeren kalorischen Anlagen (Salzach, Mur) wurde kein signifikanter Rückgang des Niederwasserabflusses prognostiziert. An kleineren Vorlandflüssen wie der Ager können allerdings deutliche Abnahmen des Abflusses in Niederwasserperioden erwartet werden. An solchen Gewässern kann es vor allem in Kombination mit einer zeitlichen Verschiebung der Niederwasserphasen in die wärmeren Sommermonate und dem generellen Anstieg der Wassertemperatur zu Problemen mit Kühlwassereinleitungen kommen.

3.6.4 Unsicherheiten

Entscheidend für die Abschätzung der Auswirkung von Klimaänderungen auf die Hydrologie sind die antreibenden Klimadaten aus den Klimamodellen. Während Ergebnisse für die Lufttemperatur in verschiedenen Modellen und Szenarien relativ wenig abweichen, zeigen sich bei den Niederschlagsdaten hohe Unsicherheiten. In der vorliegenden Arbeit wurden Niederschlagsdaten aus drei Szenarien eines regionalen Klimamodells verwendet, bei denen sich vergleichbare langfristige Trends und räumliche Muster zeigten, die aber deutliche Unterschiede in der Abfolge feuchter und trockener Perioden und insgesamt in der Gesamthöhe des Niederschlags aufwiesen. Im Vergleich des Kontrolllaufs des Klimamodells mit Beobachtungen wurden außerdem starke lokale Abweichungen festgestellt, die darauf hindeuten, dass lokale klimatische Phänomene im Modell schlecht oder sogar falsch abgebildet sind.

In der hydrologischen Modellierung entstehen weitere Unsicherheiten. Obwohl gezeigt werden konnte, dass das angewendete Wasserbilanzmodell sehr gute Ergebnisse bei der Abbildung des historischen Abflussgeschehens erzielte, kann es nicht alle räumlichen und zeitlichen Muster der Abflussbildung erklären. Durch die Annahme, dass das zukünftige Abflussgeschehen mit demselben Modell gleich gut nachgebildet werden kann, und die Vernachlässigung anderer Veränderungen wie Landnutzungsänderungen ergeben sich weitere Unsicherheiten.

Bei der Berechnung der Energieproduktion aus Wasserkraft wurden – auch aufgrund der Zielsetzung, langfristige Trends und Mittelwerte für ganz Österreich zu ermitteln – einige Vereinfachungen vorgenommen. Die Veränderungen im Flächenpotential wurden direkt auf Änderungen der Energieproduktion umgelegt, womit sowohl der hydrologische Einfluss vereinfacht als auch andere Einflüsse vernachlässigt wurden. Der Beitrag des Gletscherabflusses wurde abgeschätzt. Es kann allerdings davon ausgegangen werden, dass die Unsicherheiten in dieser Auswertung sich eher auf Schwankungen zwischen einzelnen Jahren auswirken als auf die generellen Trends. In der weiteren Bearbeitung ergeben sich Unsicherheiten bei der Abschätzung des Ausbaus der Wasserkraft, die vermutlich größer sind als die hier beschriebenen.

Für die Analyse der Auswirkungen des Klimawandels auf Niederwasserperioden ist als problematisch zu beurteilen, dass nur monatliche Abflüsse zur Verfügung standen. Generelle Aussagen über Perioden geringer Wasserführung waren damit möglich, eine genauere Betrachtung vor allem auch des Zusammenspiels mit der Temperatur würde Tagesdaten erfordern.

3.6.5 Diskussion möglicher Adaptionsmaßnahmen

Eine detaillierte Darstellung von Adaptionsmaßnahmen erfolgt in Kapitel 8. Im Folgenden werden einige Überlegungen zur Formulierung entsprechender Maßnahmen angestellt.

Ausbau der Wasserkraft

Der prognostizierte Rückgang des mittleren Jahresabflusses in Österreich kann nicht direkt durch Adaptationsmaßnahmen kompensiert werden. Der daraus resultierende Erzeugungsrückgang ließe sich zum Teil durch Ausbaumaßnahmen kompensieren. Pöyry (2008) gehen von einem technisch-wirtschaftlichen Restpotential von rund 18.000 GWh aus (bei einem derzeit ausgebauten Potential von rund 38.000 GWh). Dabei sind allerdings keine ökologischen oder sonstigen politischen Einschränkungen berücksichtigt. Bei Berücksichtigung der sensiblen Gebiete mit der höchsten Priorität (Nationalparks und Weltkulturerbe Wachau) errechnet Pöyry ein reduziertes Restpotential von rund 13.000 GWh. Diese Größe entspricht ca. 34% des derzeit ausgebauten Potentials und stellt also ein beträchtliches Ausbaupotential dar. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass auch in sehr vielen anderen Gebieten, die bei dieser Reduktion noch nicht berücksichtigt wurden, ein Ausbau der Wasserkraft aus ökologischen Gründen nicht durchsetzbar ist. Bei der Dimensionierung von Wasserkraftanlagen ist dabei auch das zukünftige Abflussverhalten zu berücksichtigen.

Der Bau neuer Wasserkraftwerke findet grundsätzlich keine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung. Dies hängt vor allem mit den negativen Umweltauswirkungen zusammen, die bei Kraftwerksneubauten entstehen (Unterbrechung des Fließgewässerkontinuums durch Querbauwerke, Restwasserproblematik, Schwall und Sunk, Geschieberückhalt). Die Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie, die ein Verschlechterungsverbot in Bezug auf den ökologischen Zustand der Gewässer vorsieht, erschwert die Umsetzung neuer Kraftwerksprojekte.

Ein Ausbau der Stromproduktion durch Wasserkraft stellt gleichzeitig eine Maßnahme der Adaptation an den Klimawandel und eine Mitigationsmaßnahme dar, da bei der hydroelektrischen Energieerzeugung keine Treibhausgase entstehen. Ein höherer Anteil der Stromproduktion durch Wasserkraft (gegenüber fossilen Brennstoffen) würde daher die CO₂-Bilanz verbessern.

Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken

Der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken kann eine besonders vorteilhafte Variante des Wasserkraftausbaus darstellen. Bei der Nutzung von bestehenden Speicherräumen sind die negativen Auswirkungen auf die Umwelt sehr gering. Drei derartige Projekte wurden soeben bzw. werden derzeit umgesetzt: das Kopswerk II im Montafon wurde 2008 fertig gestellt, die Speicherpumpe des Kraftwerk Koralpe wird Ende 2010 den Betrieb aufnehmen, das Pumpspeicherwerk Limberg II in der Glockner-Kaprun-Gruppe soll 2012 fertig gestellt werden. In allen drei Fällen werden zusätzliche Pumpkapazitäten für bereits bestehende Speicher geschaffen. In den Pumpspeicherkraftwerken Kops II und Limberg II wird dabei ausschließlich zwischen zwei bereits bestehenden Speicherbecken gepumpt – in diesem Fall entstehen keinerlei negative Umweltauswirkungen. Auf der Koralpe wird Wasser aus der Drau entnommen und in den bestehenden Speicher Soboth gepumpt. Dabei tritt wie bei jeder Wasserentnahme aus einem Fließgewässer die Problematik eines reduzierten Abflusses auf.

Bei einem Neubau von Speicheranlagen können allerdings eine Reihe von negativen Auswirkungen auf die Umwelt entstehen (Restwasserproblematik, Veränderung des Abflussregimes, Schwall und Sunk, Geschieberückhalt, Eingriff in die Landschaft). In diesen Fällen kann auch nicht mit der Akzeptanz der Bevölkerung gerechnet werden.

Der Ausbau von Speichern bietet in mehrfacher Hinsicht Synergien mit Maßnahmen des Klimaschutzes und der Klimaanpassung. Einerseits werden bei der Stromerzeugung keine Treibhausgase emittiert. Andererseits werden zusätzliche Speichermöglichkeiten für die stark schwankende Produktion aus anderen alternativen Energieerzeugern wie Wind- und Solarkraftwerken benötigt. Schließlich ermöglicht die Erzeugung von Spitzenstrom auch den Lastausgleich, der wegen höherer Spitzenbelastungen z.B. aufgrund von stärker verbreiteten Kühlmaßnahmen im Sommer an Wichtigkeit gewinnen könnte. Die Möglichkeit der Speicherung und Erzeugung von Spitzenstrom ist auch wirtschaftlich sehr attraktiv.

4 Forstwirtschaft

In diesem Kapitel erfolgt die Analyse der Klimasensitivität forstlicher Biomasse-Potenziale sowie die Ableitung entsprechender Kosten-Potenziale-Kurven. Die Anwendung dieser Ergebnisse im Bioenergie-Modell SimBioSe erfolgt in Kapitel 7.

4.1 Methodik

4.1.1 Methodik zur Analyse forstlicher Biomasse-Potenzialen im Klimawandel

4.1.1.1 Allgemeines

Die Abschätzung forstlicher Biomassepotentiale im Klimawandel wurde methodisch in drei aufeinander aufbauende Schritte unterteilt.

Im ersten Schritt (1) wurden sowohl die heterogenen naturräumlichen Gegebenheiten Österreichs, als auch sich ändernde Klimabedingungen (über Klimaszenarien) und deren Auswirkung auf die Produktivität von Waldökosystemen berücksichtigt. Die potentielle Nettoprimärproduktion (NPP_{pot}) wurde auf Basis von Klima- und Bodenbedingungen, jedoch waldstruktur-invariant für sechs Hauptbaumarten auf Inventurpunkten der Österreichischen Waldinventur mit PICUS 3G, einer Variante des Waldökosystemmodells PICUS 1.4 (Seidl et al. 2005) über einen Zeitraum von 100 Jahren (2000-2100) simuliert.

Im zweiten Schritt (2) wurde anhand des Metamodells G4M – Global Forest Model (Kindermann et al. 2006, Kindermann et al. 2008) diese klimasensitive NPP_{pot} mit der aktuellen Waldstruktur verknüpft und die potentiell nutzbare Biomasse unter Annahme eines optimierten Managementregimes ermittelt. Dieser Model-Linking-Ansatz ermöglicht eine effiziente und rechenzeit-optimierte Abschätzung von Biomassepotentialen für großräumige Anwendungsfälle.

Um eine Schnittstelle des Arbeitspaketes 3 zum Gesamtprojekt zu schaffen, wurden in einem dritten Schritt (3) aus den Biomassepotentialen Kosten-Potential-Kurven abgeleitet. Mithilfe dieser Kosten-Potential-Kurven ist es möglich, abzuschätzen zu welchen Kosten welche Mengen an Holzbiomasse aus dem Ertragswald zur energetischen Verwertung potentiell bereitgestellt werden können. Dabei wurden Besitzstruktur, technische, ökologische und ökonomische Rahmenbedingungen berücksichtigt.

4.1.1.2 Das Waldökosystemmodell PICUS 3G

Das verwendete Modell PICUS 3G ist ein Submodul des Waldökosystemmodells PICUS 1.4 (Seidl et al. 2005). PICUS 1.4 ist ein Hybrid aus einem 3D-Patch Model (Lexer und Hönninger, 2001) und einem physiologischen Prozessmodell (Landsberg und Waring, 1997). PICUS 3G entspricht dem physiologischen Produktionsmodul des Gesamtmodells. Effekte der Bestandesstruktur sowie daraus resultierende Feedbackprozesse werden nicht berücksichtigt. Diese Vereinfachung ist möglich, da es sich bei der Zielgröße um die potentielle NPP unter bestimmten Umweltbedingungen handelt. Die physiologische Ausrichtung ist nötig, um Klimaeffekte realistisch abbilden zu können. Dies ermöglicht eine optimierte und effiziente Berechnung der potentiellen oberirdischen NPP für großräumige Anwendungsfälle.

In Übereinstimmung mit dem physiologischen Prozessmodell 3PG (Landsberg und Waring, 1997) verwendet auch PICUS 3G das Konzept einer konstanten maximalen „Quantum Use Efficiency“ pro absorbierten Strahlungseinheit. Die Bruttoprimärproduktion (GPP) errechnet sich wie in Gleichung 1 dargestellt. Wobei α_c der Quantum Use Efficiency und Φ_{pau} der absorbierten, nutzbaren photosynthetisch aktiven Strahlung entspricht.

$$GPP = \alpha_c \cdot \Phi_{pau} \quad (1)$$

Um α_c abzuleiten, wird eine theoretisch maximale Quantum Use Efficiency von 1.8 g Kohlenstoff *MJ⁻¹ durch verschiedenen Responsefaktoren von Umweltparametern reduziert. Bei diesen handelt es sich um die Bodenwasserverfügbarkeit, das Sättigungsdampfdruckdefizit, die Monatsmitteltemperatur, die Anzahl der Tage mit Frost sowie den verfügbaren Stickstoff. In einem weiteren Schritt wird ein konstanter Faktor an Respirationsverlusten r ($r=0.55$) angenommen und zur Berechnung der NPP herangezogen (Gl. 2, Waring et al. 1998)

$$NPP = GPP \cdot (1 - r) \quad (2)$$

Um die oberirdische NPP abzuleiten, werden die Ansätze von Landsberg und Waring (1997) sowie von Sands and Landsberg (2002) kombiniert, welche bei erhöhtem Stress eine vermehrte Zuteilung der NPP in die Wurzeln ermöglichen. Diese oberirdische potentielle NPP dient als Inputgröße für das Metamodell G4M.

Bodendaten

Als Input an Bodendaten sind die pflanzenverfügbare Stickstoffmenge, der pH Wert sowie die nutzbare Feldkapazität notwendig. Diese quantitative Bodeninformation wurde aus den Daten der Österreichischen Waldbodenzustandsinventur für die Trakte (n=2696) der Österreichischen Waldinventur (ÖWI) abgeleitet (Seidl et al. 2009a).

Klimadaten

Die für die Simulation notwendigen Klimadaten wurden aus Arbeitspaket 1 – Klimaszenarien zur Verfügung gestellt. Es handelt sich um Klimadaten die auf REMO-UBA (Jakob et al., 2008) basieren und für die drei Emissionsszenarien A1B, A2 und B1 zur Verfügung stehen. Die notwendigen Inputparameter sind monatliche Werte von Temperatur, Niederschlag, Sättigungsdampfdruckdefizit und Strahlung. Auf Basis des Rasters der österreichischen Waldinventur (Trakt-Ebene) wurden drei transiente Klimaänderungsszenarien sowie ein trendbereinigtes Basisklima (1961-1990) verwendet, um mögliche Effekte der Klimaänderung auf die Biomasseproduktion für den Zeitraum 2001-2100 ableiten zu können.

In Abbildung 1 sind die Änderungen von Temperatur und Niederschlag der drei Klimaänderungsszenarien im Vergleich zum Baselineszenario dargestellt. Der Temperaturanstieg in den Szenarien A1B und A2 ist deutlich stärker ausgeprägt als im B1 Szenario. Betrachtet man die Niederschlagsveränderung so sind keine solch eindeutigen Trends wie bei der Temperatur zu erkennen. Auffallend ist die starke Abnahme im A1B Szenario ab 2050.

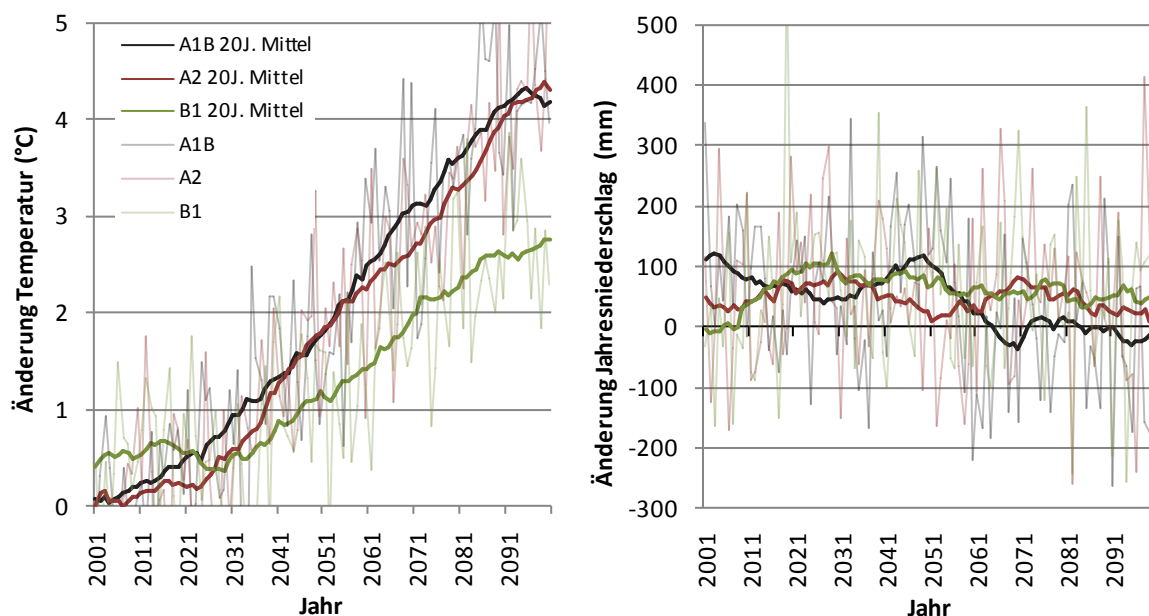


Abbildung 4-1: Änderung von Temperatur und Niederschlag in den Klimaänderungsszenarien A1B, A2 und B1 im Vergleich zum Baselineszenario. Mittelwerte über die Trakte der österreichischen Waldinventur (ÖWI).

4.1.1.3 Das Metamodell G4M (Global Forest Model)

Allgemeines

Die Entwicklung von im Wald gebundener Biomasse sowie die bereitstellbare Holzmenge in Abhängigkeit von Behandlungsszenarien zu prognostizieren ist das Hauptaufgabengebiet des globalen Waldmodells G4M. Die Szenarien können sich hinsichtlich Umtriebszeit, Bestockungsgrad, Baumart sowie neu aufgeforsteten bzw. gerodeten Flächen unterscheiden. Das Modell kann Informationen über die Altersstruktur, stehende Ausgangsbiomasse und die Baumartenzusammensetzung verarbeiten. Die zeitliche Auflösung beträgt 1 Jahr. Funktionen zur Bestimmung von Holzzuwächsen, natürlichen und zuwachsoptimalen Bestockungsgrad, BHD und Baumhöhenentwicklung wurden mit Ertragstafeldaten parametrisiert. Die Bonität kann mit Hilfe von Temperatur-, Niederschlag- und Bodentypangaben geschätzt werden oder als externe Vorgabe vorliegen.

Daten

Die Zuwachsfunktionen wurden mit Hilfe von Ertragstafeln parametrisiert. Als Minimalinformation muss in der Ertragstafel Alter, stehendes Volumen und

Gesamtwuchsleistung angegeben sein sowie A-Grad Durchforstung vorliegen um die Grundfunktionen parametrisieren zu können. Angaben über BHD und Höhe werden zur Bestimmung der Stammdimensionen genutzt welche z. B. die Erntekosten beeinflussen. Daten über die Reaktion des Volums- und BHD-Zuwachses auf unterschiedliche Bestockungsgrade können ebenfalls zur Modellparametrisierung verwendet werden.

Methoden

Es wurde ein Gleichungssystem erstellt, welches in der Lage ist Zuwächse und Mortalität auf Jahres- und Hektarbasis zu beschreiben. Als Eingangsgrößen fungieren Bonität, Alter und Bestockungsgrad. Die Zuwachsfunktionen beschreiben (1) Gesamtwuchsleistung Stammholz bei zuwachsoptimaler Bestockung, (2) zuwachsoptimale Bestandesdichte, (3) natürlicher Bestockungsgrad, (4) BHD und Höhe und (5) Einfluss des Bestockungsgrades auf Volums- und BHD-Zuwachs. Das Modell rechnet stets mit t C Schaftholz. Ertragstafeln haben üblicherweise Angaben in m³ welche sich mittels Raumdichte und Kohlenstoffgehalt des Holzes ineinander umrechnen lassen.

Gesamtwuchsleistung

Die Gesamtwuchsleistung (TCP – total carbon production) eines bestimmten Alters t wird mit Gleichung (3) beschrieben, wobei die TCP_t Gesamtwuchsleistung im Alter t , TCP_{max} die größtmögliche Gesamtwuchsleistung, welche im Alter t_{max} erreicht wird und k den Formfaktor der Zuwachskurve darstellen.

$$TCP_t = TCP_{max} \cdot e^{k \cdot \ln^2(t/t_{max})} \quad (3)$$

Aus Ertragstafelndaten können TCP_{max} , t_{max} und k bestimmt werden. Sobald k und t_{max} bekannt sind kann die zuwachsoptimale Umtriebszeit t_{opt} mit Gleichung (4) bestimmt werden.

$$t_{opt} = t_{max} \cdot e^{0.5/k} \quad (4)$$

Der Kulminationspunkt des durchschnittlichen Gesamtzuwachses (MAI – mean annual increment) kann durch Division des Gesamtzuwachses zum Zeitpunkt der zuwachsoptimalen Umtriebszeit ($TCP_{t_{opt}}$) mit t_{opt} bestimmt werden (Gleichung 5). Dieser Wert wird in weiterer Folge zur Bonitätsbeschreibung verwendet.

$$MAI = \frac{TCP_{t_{opt}}}{t_{opt}} \quad (5)$$

TCP_{max} , k und t_{max} sind nicht nur von der Baumart, sondern auch von der Bonität abhängig. Diese Bonitätsabhängigkeit wird in den folgenden Gleichungen beschrieben. Der Zusammenhang zwischen Formfaktor k und MAI wird in Gleichung (6), jener von t_{max} in Gleichung (7) und von TCP_{max} in Gleichung (8) dargestellt.

$$k = c_0 \cdot e^{c_1 \cdot MAI^{c_2}} \quad (6)$$

$$t_{\max} = c_3 + \frac{c_4}{1 + e^{(c_5 + c_6 \cdot MAI)}} \quad (7)$$

$$TCP_{\max} = MAI \cdot t_{\max} \cdot e^{0.25/k} \quad (8)$$

Natürlicher Bestockungsgrad

Das Volumen undurchforsteter Bestände liegt zumindest in höheren Altersklassen unter der Gesamtwuchsleistung im jeweiligen Alter. Das Verhältnis von maximal möglicher stehender Biomasse zu Gesamtwuchsleistung wird in Gleichung (9) beschrieben.

$$\frac{CMax_t}{TCP_t} = (c_7 + c_8 \cdot \ln(t / t_{opt})) \cdot (1 - c_9 \cdot (t / t_{opt}))^{c_{10}} \quad (9)$$

Mit dem Faktor $c_9 \cdot t_{opt}$ wird das Alter festgelegt bei welchem kein Baum des Bestandes mehr lebt. Falls das Verhältnis C_{max_t} / TCP_t kleiner als 0 wird, wird es auf 0 gesetzt (Alter ist jenseits des maximal möglichen Alters) und falls es größer als 1 ist, wird es auf 1 gesetzt (junge Bestände, bei denen die maximal mögliche Bestandesdichte nicht erreicht wird).

Ertragstafelbestockungsgrad

Ertragstafeln unterstellen laufende Durchforstungsentnahmen wodurch in der Regel ein natürlicher Bestockungsgrad kleiner eins hervorgerufen wird. Mit Gleichung (10) wird der natürliche Bestockungsgrad bestimmt welcher einem Ertragstafelbestockungsgrad von 1 entspricht.

$$\frac{CMan_t}{CMax_t} = 1 - e^{(c_{11} + c_{12} / e^{MAI} + c_{13} \cdot (t / t_{opt}) + c_{14} \cdot (t / t_{opt})^2)} \quad (10)$$

Baum Dimensionen

Die Baumdimensionen BHD und Höhe haben sowohl auf Erntekosten als auch auf Ernteverluste wesentlichen Einfluss. Die alters- und bonitätsabhängige (*age*, *mai*) Höhenentwicklung *h* wird in Gleichung (11) beschrieben.

$$h = c_{15} \cdot mai^{c_{16}} \cdot (1 - \exp(c_{17} \cdot Age))^{c_{18} \cdot mai^{c_{19}}} \quad (11)$$

Die Dauer bis der Baum eine Höhe von 1,3m erreicht ($t_{h1.3}$) wird in Gleichung (12) errechnet.

$$t_{h1.3} = \frac{\ln \left(\frac{\frac{-c_{16} mai^{-c_{19}}}{c_{18}} \left(\frac{\frac{-c_{16} mai^{-c_{19}}}{c_{18}}}{mai} - \frac{1.3 \frac{mai^{-c_{19}}}{c_{18}}}{c_{15}} \right) \right)}{c_{17}} \right)}{c_{17}} \quad (12)$$

Der BHD bei Ertragstafelbestockung wird mittels Alter und Bonität nach Gleichung (13) errechnet.

$$d_{opt} = a \cdot (Age - t_{h1.3})^b \quad (13)$$

$$a = 1 - \exp(c_{20} \cdot mai) \quad (14)$$

$$b = c_{21} + c_{22} / mai^{c_{23}} \quad (15)$$

Bestandesdichteabhängigkeit der Zuwächse

BHD und Volumszuwachs hängen vom Bestockungsgrad ab. Die BHD-Schätzung in Gleichung (13) beschreibt die BHD-Entwicklung bei Ertragstafelbestockungsgrad. Bei höherer Bestandesdichte wird der BHD kleiner, bei geringerer Bestandesdichte größer sein als jener der Ertragstafel. Mit Gleichung (16) kann das Verhältnis von derzeitigem BHD (d_{act}) und BHD bei maximaler Bestandesdichte (d_{max}) bestimmt werden wobei C_{Max} / C_{Act} den Kehrwert des natürlichen Bestockungsgrad beschreibt.

$$\frac{d_{max}}{d_{act}} = 1 - c_{24} \cdot \left(\frac{C_{Max}}{C_{Act}} \right)^{c_{25}} \quad (16)$$

Die Reaktion des Volumszuwachses auf den Bestockungsgrad wird mit Gleichung (17) beschrieben wobei TCP_{act} den Zuwachs der aktuellen Bestockung und TCP_{opt} jenen bei zuwachsoptimaler Bestockung beschreibt. C_{Act} / C_{Opt} entspricht dem Ertragstafelbestockungsgrad.

$$\frac{TCP_{act}}{TCP_{opt}} = 1 - \left(1 - \frac{C_{Act}}{C_{Opt}} \right)^{c_{26}} \quad (17)$$

Modell Struktur

Aufbauend auf den Gleichungen, welche im Abschnitt Methoden beschrieben sind, wurde ein Modell entwickelt, welches Altersstrukturen und stehende Biomasse fortschreibt sowie Durchforstungen und Endnutzungen durchführt. Dafür wurde ein Datenvektor gebildet, welcher die folgenden Informationen je Altersklasse beinhaltet:

- Alter
- stehendes Volumen

- Waldfläche
- BHD
- Höhe
- Baumart

In jedem Simulationsjahr wird das Alter um ein Jahr erhöht solange der zu simulierende Wald eine Biomasse besitzt. Stehendes Volumen, BHD und Höhe wird mit den Zuwachsfunktionen und den Behandlungsmaßnahmen (Durchforstung, Endnutzung) angepasst. Die Waldfläche bleibt konstant solange es keine Rodungen, Endnutzungen oder flächige Waldschädigungen gibt. Wenn Aufforstungen zugelassen werden, werden Endnutzungsflächen sofort nach der Nutzung aufgeforstet. Der Anwender hat folgende Möglichkeiten auf die Simulation Einfluss zu nehmen:

- Festlegung der Umtriebszeit
- Festlegung des Bestockungsgrades
- Vorgabe welche Baumarten zur Verjüngung verwendet werden
- Durchführung von Neuaufforstungen oder Rodungen

Die Umtriebszeit kann fix vorgegeben werden (z. B. $u=100$ Jahre). Das Modell kann aber auch eine Umtriebszeit errechnen, welche den durchschnittlichen Gesamtzuwachs oder die durchschnittliche stehende Biomasse maximiert. Im vorliegenden Anwendungsfall KlimAdapt wurde die Umtriebszeit so gewählt, dass der durchschnittliche Gesamtzuwachs maximiert wird. Die intern errechneten Umtriebszeiten werden über die Wüchsigkeit bestimmt und bei einer Veränderung dieser automatisch angepasst. Die jährliche Erntefläche wird aus dem Verhältnis Gesamtfläche zu Umtriebszeit bestimmt. Um Nutzungen in jungen Beständen zu vermeiden wurde im vorliegenden Fall ein Hiebsreifealter von mindestens 75% der Umtriebszeit vorgegeben. Die Entnahmen werden bei den ältesten Altersklassen begonnen, und die Ernteflächen werden nach der Nutzung aufgeforstet.

Der Bestockungsgrad kann entweder als natürlicher Bestockungsgrad oder als Ertragstafelbestockungsgrad angegeben werden und beeinflusst die Vornutzungserntemenge. Bei einem natürlichen Bestockungsgrad von 1 wird keine Durchforstung durchgeführt. Der natürliche Abgang durch Mortalität kann dennoch genutzt werden. Der Bestockungsgrad kann in einzelnen Simulationsjahren beliebig verändert werden, wobei Änderungen nach unten im Rahmen von Durchforstungen sofort durchgeführt werden. Bei einer Anhebung des Bestockungsgrades werden so lange keine Durchforstungen durchgeführt bis der Zielbestockungsgrad erreicht ist. Der Bestockungsgrad wird nicht wie üblich mittels der Grundfläche sondern mit dem Bestandesvolumen berechnet. Das Referenzvolumen zur Bestimmung des Bestockungsgrades ist von Bestandesalter und Bonität abhängig. Damit ändert sich der Bestockungsgrad bei einer fluktuierenden Bonität, was eine sofortige Reaktion zur Erreichung des Zielbestockungsgrades durch das Modell hervorruft. Aufforstungen werden üblicherweise mit jener Baumart durchgeführt, welche zuvor geerntet wurde. Es kann aber durch den Anwender eine andere Baumart vorgegeben werden. Neuaufforstungen werden genauso durchgeführt wie Wiederaufforstungen, mit dem einzigen Unterschied, dass hier immer eine Baumart angegeben werden muss. Bei Rodungen kann angegeben werden ob diese so wie Endnutzungen bei den ältesten Altersklassen beginnend durchgeführt werden, oder ob unabhängig von der Altersklasse die Waldfläche reduziert werden soll. Degradationen können über einen niederen Bestockungsgrad nachgebildet werden.

4.1.1.4 Modell Linking

In Phase (1) wurde mit PICUS 3G für jeden ÖWI Trakt die NPP_{pot} für sechs Hauptbaumarten über 100 Jahre (2001-2100) berechnet. Bei den Baumarten handelt es sich um alle, die gemäß ÖWI (2002) einen Baumartenanteil von >1% aufweisen: Fichte (*Picea abies*), Tanne (*Abies alba*), Lärche (*Larix decidua*), Weiskiefer (*Pinus sylvestris*), Buche (*Fagus sylvatica*), Stieleiche (*Quercus robur*). Als statische Vegetationsstruktur für die Potentialabschätzung wurden 50-jährige, voll bestockte, gleichaltrige Reinbestände der oben genannten Baumarten angenommen. Als Ergebnis der Phase (1) erhält man jährliche NPP_{pot} – Werte für ein Basisklima, drei Klimaänderungsszenarien sowie für die sechs Baumarten. Die Schnittstelle zum Metamodell G4M in Phase (2) basiert auf dem Zusammenhang von NPP_{pot} mit laufenden Schaftholzzuwächsen. Mithilfe der Vollversion des hybriden Waldökosystemmodells PICUS 1.4 (Seidl et al. 2005) wurde der Zusammenhang zwischen NPP_{pot} im Alter 50 (NPP_{50}) und dem laufenden Schaftholzzuwachs im Alter 50 (lfz_{50}) für die sechs oben genannten Baumarten ermittelt. Die Simulation erfolgte für 40 ausgewählte ÖWI-Plots welche die Vegetationshöhenstufen „kollin“ bis „tiefsubalpin“ abdecken. Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, korreliert die NPP_{50} sehr gut mit dem laufenden Zuwachs im Alter 50.

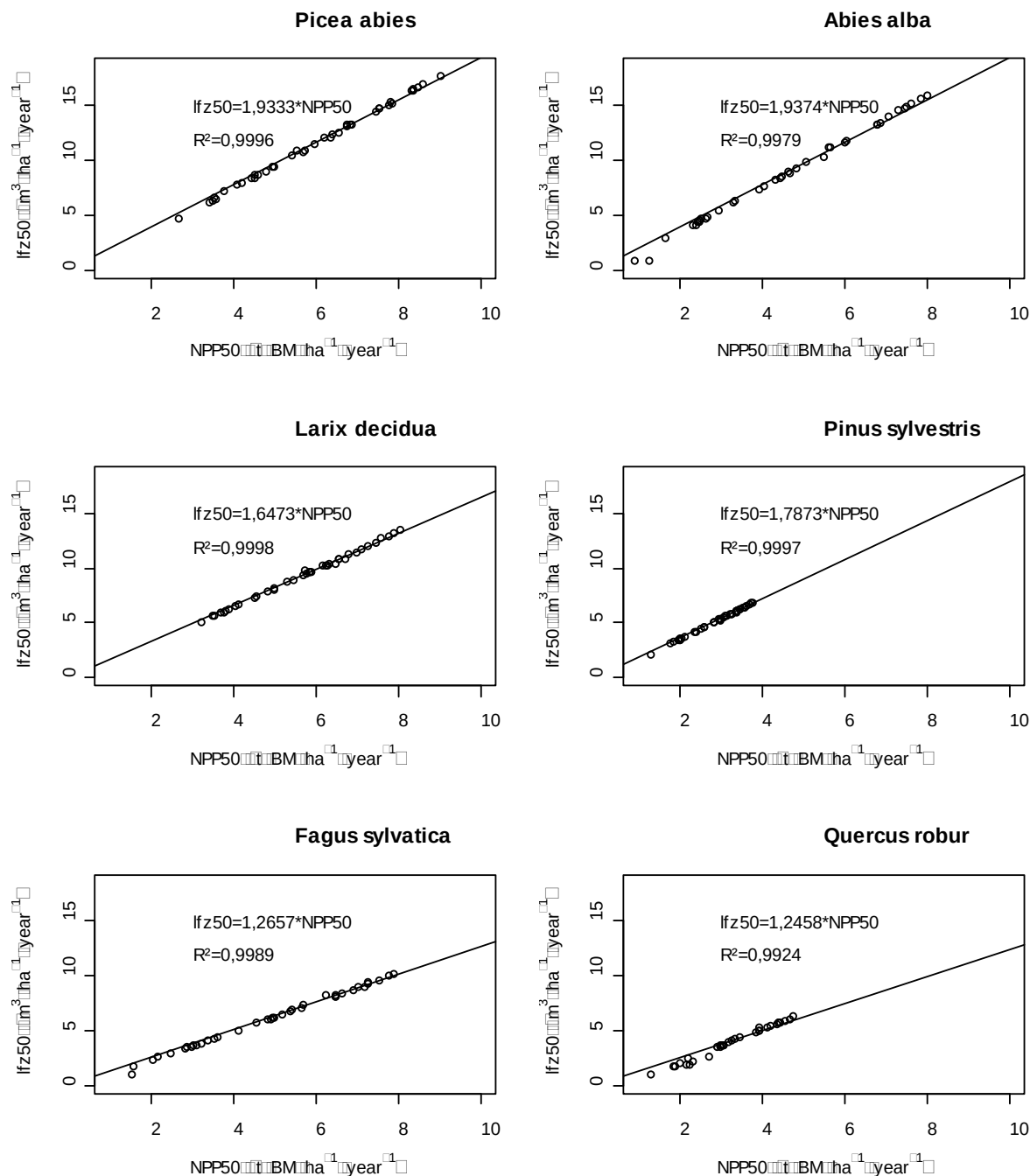


Abbildung 4-2: Der laufende Schafholzzuwachs der sechs Hauptbaumarten im Alter 50 (Ifz50) als Funktion der NPPpot im Alter 50 (NPPpot 50) für 40 exemplarische Plots der österreichischen Waldinventur (ÖWI).

Aus der mit PICUS 3G simulierten NPP50 kann somit eine als Input für G4M dienende Zuwachsgröße berechnet werden. Aus dem Ifz50 wird mit Hilfe des in Abbildung 3 schematisch dargestellten Zusammenhangs der Mean Annual Increment (MAI) identifiziert. Die Zuwachsgröße MAI ist der zentrale Treiber in G4M. In weiterer Folge wurde mithilfe des Metamodells G4M unter Berücksichtigung der tatsächlichen Baumarten- und Altersklassenverteilung (ÖWI, 1990) ein biologisches Produktionspotential im Ertragswald errechnet. Dieses Produktionspotential wurde in Schafholz-, Ast-, Nadel/Blatt- und Stockbiomasse aufgeschlüsselt. Zur Ableitung der Ast- und Nadel/Blattbiomasse wurden die Allometrien aus PICUS 1.4 (Seidl et al. 2005) verwendet. In G4M wurde ein

Managementszenario unterstellt, welches die Umtriebszeit so wählt, dass der Zuwachs maximiert wird.

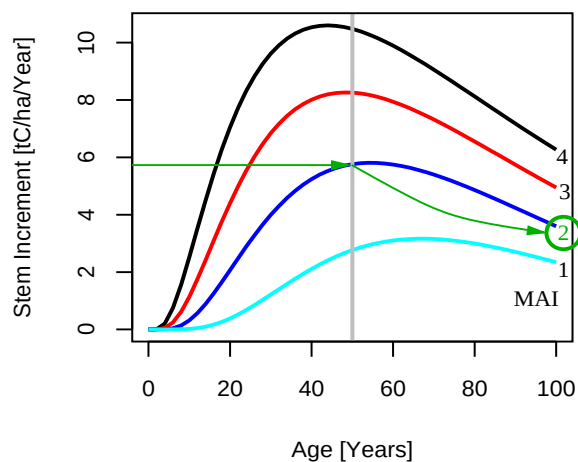


Abbildung 4-3: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen Ifz50 (stem increment) und Mean Annual Increment (MAI).

4.1.1.5 Modell Evaluierung

Um diesen Model-Linking-Ansatz zu evaluieren, wurden die simulierten Schaftholzzuwächse mit den beobachteten Schaftholzzuwächsen der ÖWI (2002) auf Bezirksebene verglichen. Als Vergleichszeitraum dienten die Jahre 1992 bis 2002. Für die Simulation wurde das reale Vergangenheitsklima der betreffenden ÖWI-Erhebungsperioden verwendet. Alle anderen verwendeten Daten wie Boden- und Altersklasseninformation entsprachen den zuvor beschriebenen Modell-Settings, wie sie auch bei der Simulation der biologischen Biomassepotentiale zur Anwendung kommen. Der Vergleich von simulierten Schaftholzzuwächsen mit denen der ÖWI erfolgte auf Ebene von Bezirksforstinspektionen (BFI), welche in etwa den politischen Bezirken entsprechen, sowie auf Bundesländerebene.

4.1.1.6 Ableitung der Kosten-Potential Kurven

Unter Berücksichtigung von technischen, ökonomischen und ökologischen Nutzungseinschränkungen wurden die biologischen Produktionspotentiale zuerst auf ein nutzbares Potential reduziert. Zur Herleitung von Kosten-Potential-Kurven wurden in einem zweiten Schritt die auf BFI-Ebene aggregierten Produktionspotentiale typischen Holzerntesystemen und den damit verbundenen Kosten zugeteilt. Somit können aus den Potentialanteilen der jeweiligen Holzerntesysteme Kosten-Potential-Beziehungen abgeleitet werden.

Ausgangspunkt zur Ableitung der Kosten-Potential-Kurven waren die biologischen Produktionspotentiale aus G4M für den österreichischen Ertragswald. Es wurde die Annahme getroffen, dass es im Ertragswald keine technischen Einschränkungen durch mangelnde Erschließung gibt und somit jeder Bestand im Ertrag auch genutzt werden kann.

Wie in Abbildung 4 ersichtlich, wurde das biologische Produktionspotential für verschiedene Biomassesortimente dargestellt. Die grünen Kompartimente sind für eine stoffliche Verwendung bestimmt, bei den orange eingefärbten Blöcken handelt es sich um Biomassepotential zur energetischen Verwertung.

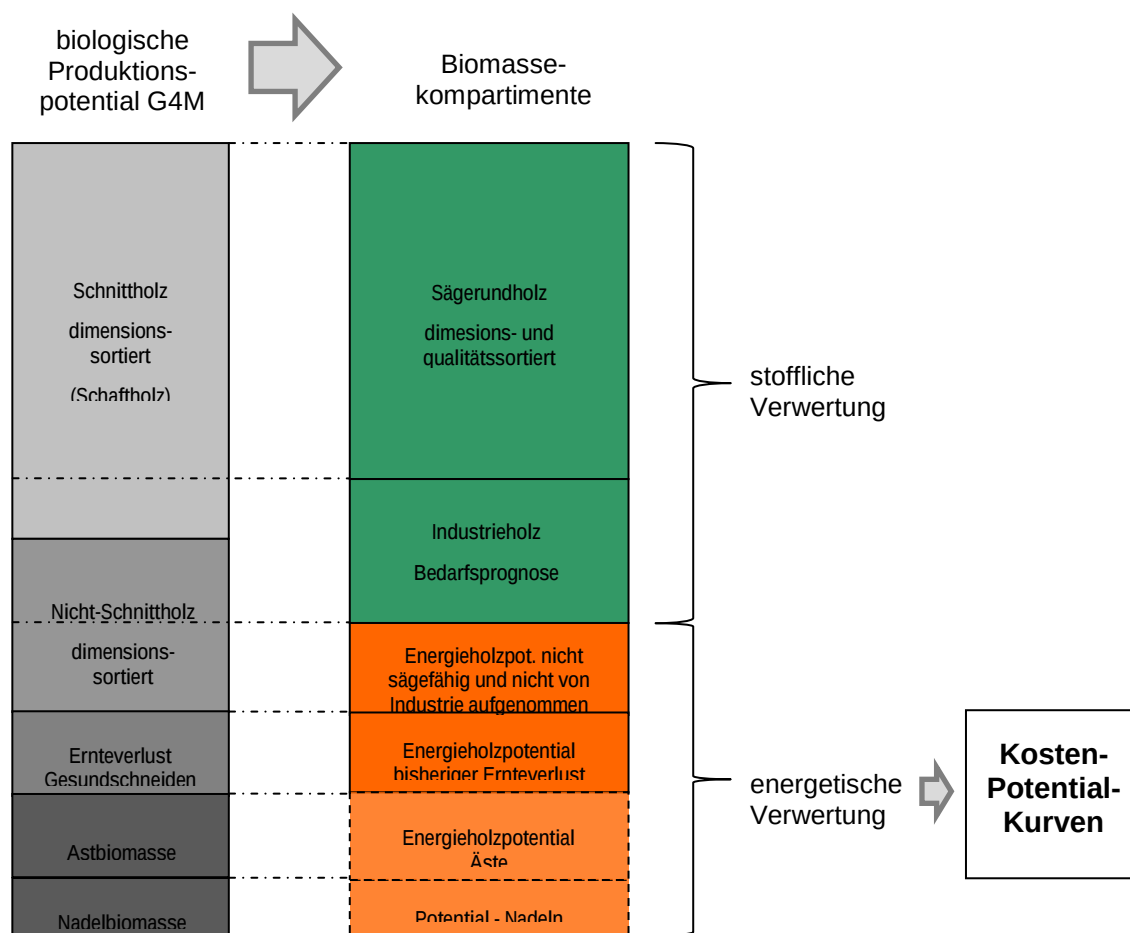


Abbildung 4-4: Schematische Darstellung der Gliederung des biologischen Produktionspotentials im Analysesystem.

Der Teil des rein nach Dimensionskriterien ausgeschiedenen Schnittholzes, der auch qualitativ dem Sägerundholz entspricht, wurde diesem zugeordnet. Diese Zuordnung erfolgte über einen langjährigen bundesländerspezifischen durchschnittlichen Anteil von Sägerundholz am Nutzholzeinschlag (Holzeinschlagsmeldungen (HEM) 2005 – 2008). Das Sägerundholz wurde in Folge als potentielle Biomasse zur energetischen Verwertung nicht mehr berücksichtigt. Begründen lässt sich das mit der Tatsache, dass der Sägerundholzpreis in der Regel bedeutend höher ist als der Energieholzpreis und es ökonomisch keinen Sinn machen würde, Sägeholz in die Biomasseberechnung mit einzubeziehen. Des Weiteren ist es technologisch unzweckmäßig qualitativ hochwertiges Rohholz als Brennstoff zu verwenden.

Vom restlichen Biomassepool, bestehend aus dem Teil des Schnittholzes, der qualitätsmäßig nicht dem Sägerundholz entspricht und dem Teil des Schaffholzes, welches nicht Schnittholz ist, wurde der Industrieholzbedarf abgezogen. Dies geschah anhand einer Bedarfsprognose der Energy Economics Group der TU Wien, die auf Vergangenheitsdaten basiert. Es handelt sich um aggregierte Werte für Österreich. Die Dissaggregation für jede BFI erfolgte anhand des Anteils der jeweiligen BFI am Gesamteinschlag. Mit dieser Annahme sollen implizit charakteristische Merkmale der BFI wie Waldfläche, Produktivität, Erreichbarkeit und Besitzstruktur berücksichtigt werden. Dabei wurde auf die Daten von drei Österreichischen Waldinventurperioden (ÖWI 2002, ÖWI 1996, ÖWI 1990) zurückgegriffen. Durch die Einbeziehung von drei Erhebungsperioden können Störungs- und Markteffekte, wie beispielsweise durch Windwürfe hervorgerufen, einigermaßen abgepuffert werden.

Bei den Ernteverlusten, die energetisch verwertet werden können, handelt es sich um Schaftholz, das durch sogenanntes Gesundschneiden und durch die Ausformung bei der Holzernte anfällt.

Die Ast- sowie die Nadelbiomasse kann ebenfalls zum energetischen Biomassepotential gezählt werden. In Anlehnung an Englisch und Reiter (2009) wurde so vorgegangen, dass Blattbiomasse gar nicht (Ernte außerhalb der Vegetationszeit), sowie nur 70% der Nadel- und Astbiomasse entnommen wurde (Ernteverluste). Außerdem gelten für diese Kompartimente aufgrund der zu beachtenden standörtlichen Nährstoff-Nachhaltigkeit ökologische Einschränkungen. Da mit der Entnahme von Schaftholz nur ein geringer Nährstoffentzug verbunden ist, bezogen sich diese Einschränkungen nur auf Ast- und Nadelbiomasse (vgl. Krapfenbauer 1981, Rademacher 2005). Die Reduktion der Ast- und Nadelbiomasseentnahme folgte Nutzungsempfehlungen für das Vollbaumverfahren von Englisch und Reiter (2009) (Abbildung 5). Es wurden drei Nutzungsszenarien gerechnet:

- es wird gar keine Ast- und Nadelbiomasse entnommen,
- es werden die als „möglich“ angeführten Anteile entnommen
- es werden die „möglichen“ plus die „problematischen“ Anteile genutzt.

Konkret wurde so vorgegangen, dass beispielsweise auf Rankerstandorten das Potential an Ast- und Blattbiomasse im Szenario „möglich“ auf 27% reduziert wurde.

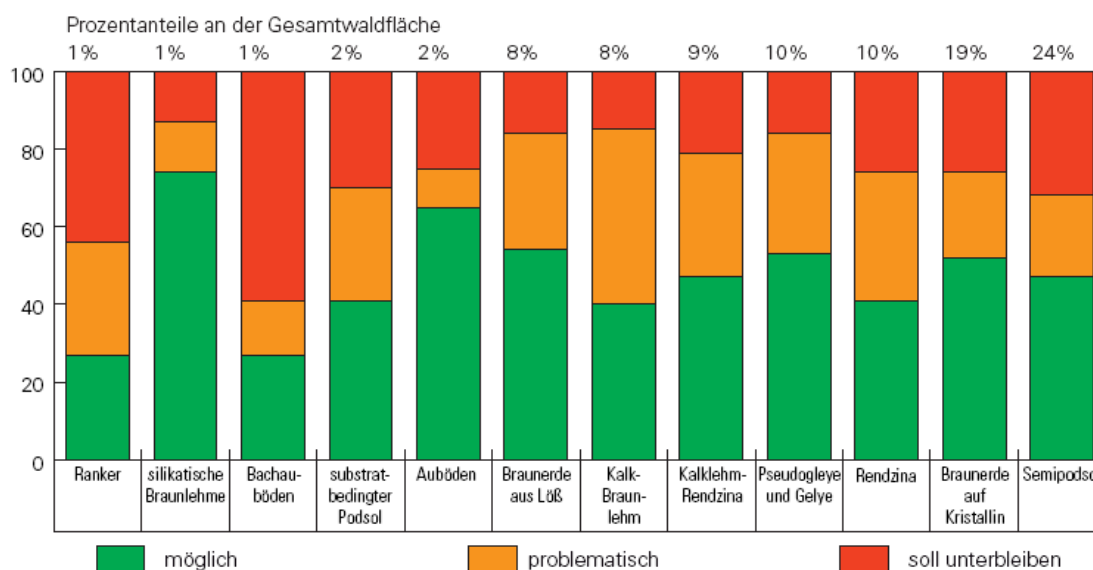


Abbildung 4-5: Prozentanteile der Probeflächen der Österreichischen Waldinventur (Wirtschaftswald), auf denen Vollbaumnutzung (Ernte von Holz, Ästen, Zweigen, Rinde und Nadeln) „möglich“, „problematisch“ ist oder „unterbleiben soll“, stratifiziert nach Bodentypen (Englisch und Reiter, 2009)

Da sich die Angaben von Englisch und Reiter (2009) auf den Wirtschaftswald beziehen, die Biomassepotentiale allerdings den Ertragswald betreffen, wurde die Annahme getroffen, dass der Schutzwald im Ertrag genau so wie der Wirtschaftswald behandelt wird.

Nach der erfolgten Aufteilung und Reduzierung wurden die auf BFI-Ebene aggregierten Produktionspotentiale unterschiedlichen Stufen von Biomasse – Mobilisierbarkeit zugeteilt.

Diese Stufen sind über die Holzerntekosten typischer Ernteverfahren definiert. Die Aufteilung erfolgte spezifisch für jede BFI.

Die Holzernteverfahren auf welche das Biomassepotential des jeweiligen Bezirks aufgeteilt wurde, sind in Abbildung 6 dargestellt. Es handelt sich um typische Holzernteverfahren wie sie in Österreich zur Anwendung kommen.

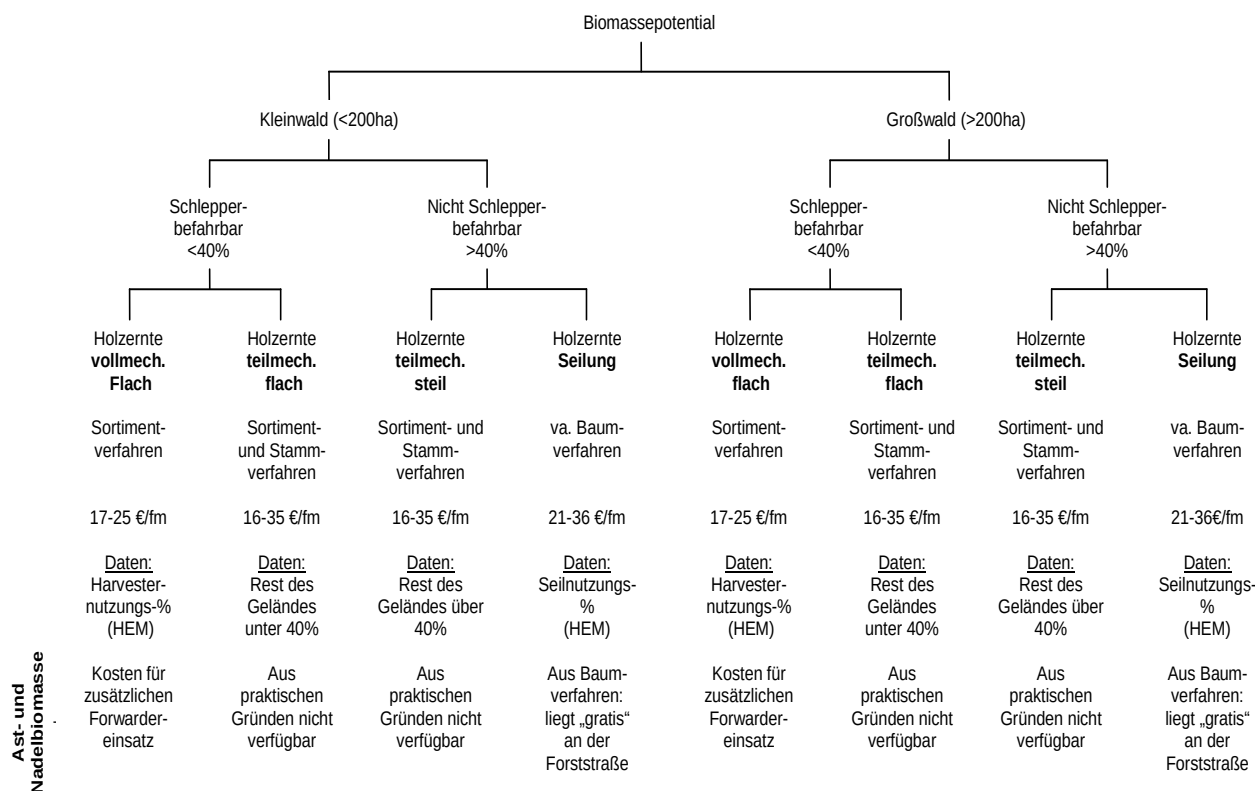


Abbildung 4-6: Die Holzernteverfahren getrennt für die Besitzkategorien Klein- und Großwald, die zur Ableitung der Kosten-Potential-Kurven herangezogen werden.

Die Holzerntekosten für die einzelnen Verfahren setzen sich aus zwei Teilen zusammen. Für den Biomasseanteil „Schaftholz“ wurden die Holzerntekosten des jeweiligen Ernteverfahrens herangezogen (Zwettler, 2007). Der zweite Teil welcher addiert wird, bezieht sich auf die Ast- und Nadelbiomasse, die genutzt werden soll. Hierbei handelt es sich um zusätzliche Kosten, die nur bei der vollmechanisierten Holzernte im Schleppergelände anfallen. Bei den anderen Verfahren ist das Ast- und Nadelmaterial aus nutzungstechnischen Gründen nicht verfügbar oder es fällt aufgrund des Nutzungsverfahrens (Seilnutzung im Baumverfahren) ohne Zusatzkosten an. Bei den angegebenen Kosten in Abbildung 4 handelt es sich um Holzerntekosten (Fixkosten für den Einsatz sowie variable Kosten) für das Schaftholz. Für die Ernte des Ast- und Nadelmaterials im vollmechanisierten Verfahren wurde auf Basis von Produktivitätsdaten von Nurmi (2007) Kosten für einen zusätzlichen Forwardereinsatz von 9,9 €/m³ unterstellt.

Die Daten zu Besitzstruktur und Hangneigungen wurde aus den Daten der ÖWI (2002) entnommen. Die Hangneigungsgrenze für die Schlepperbefahrbarkeit wurde in Anlehnung an die Holz- und Biomassestudie des Bundesamts für Wald (BFW) (Gschwantner, 2009) mit 40% angenommen. Die Informationen zu Besitzstruktur und Hangneigung sind auf Ebene der Waldinventurtrakte vorhanden und können miteinander verschnitten werden. Somit ist eine Aufschlüsselung des Geländes in >40% und <40% je BFI und Besitzkategorie möglich.

Die Daten zur Seil- und Harvesternutzung entstammen den Holzeinschlagsmeldungen (HEM).

Zusätzlich zu den Holzerntekosten wurden Kosten für die Hackguterzeugung sowie eine Fixkostenpauschale berechnet. Die Hackkosten wurden aufgrund der stark abweichenden Produktivitäten für Schaftholz und Ast- und Nadelmaterial für diese Kompartimente getrennt berechnet. Die Daten dazu stammen aus der Projektstudie „Wertschöpfungskette Waldhackgut“ (Kühmaier et al., 2007). Für Schaftholz wurden Hackkosten von 1,81 €/srm und für Ast- und Nadelmaterial 4,81 €/srm unterstellt.

Da bei der Betrachtung der Holzerntekosten noch keine Fixkosten berücksichtigt werden, diese aber langfristig gesehen ebenfalls gedeckt werden müssen, wurde eine Fixkostenpauschale berechnet. Die Fixkostenpauschale errechnet sich aus Testbetriebsnetz - Durchschnittswerten getrennt für den Groß- und Kleinwald (BMLFUW, 2008a). Konkret wurden die mittleren Fixkosten pro Festmeter mit dem durchschnittlichen Energieholzanteil am Gesamteinschlag multipliziert. Somit erhält man einen Wert der dem Fixkostenanteil, der vom Energieholz gedeckt werden soll entspricht. Die Daten dazu stammen einerseits aus dem Waldbericht 2008 (BMLFUW, 2008a) sowie aus den Holzeinschlagsmeldungen (BMLFUW, 2001- 2009). Die Annahme hinter diesem Ansatz ist, dass ein Waldbesitzer oder Forstbetrieb dann Energieholz nutzt, wenn zumindest die Einsatzkosten und die anteiligen Fixkosten gedeckt sind. Ein Schwachpunkt dieser Methode ist die Proportionalisierung der Fixkosten und die damit verbundene undurchführbare Darstellung einer Fixkostendegression. Da aber auch der mit der Mehrnutzung an Energieholz verbundene steigende Fixkostenanteil nicht berücksichtigt wird, wirken diese beiden Sachverhalte entgegengesetzt. Somit ist davon auszugehen, dass eine Fixkostenpauschale durchaus zulässig ist. Die Fixkostenpauschale beträgt für den Großwald 2,38 €/Efm Energieholz und für den Kleinwald 1,68 €/Efm Energieholz.

Die Kosten-Potential Kurven wurden in weiterer Folge als Inputdaten für das Arbeitspaket 5 - Stromversorgung verwendet.

4.2 Forstliche Biomasse im Klimawandel

4.2.1 Evaluierung des Modell-Linking-Ansatzes

Um den Modell-Linking-Ansatz zu evaluieren wurden die simulierten Schaftholzzuwächse den beobachteten Werten der ÖWI gegenübergestellt. Die lineare Regressionsanalyse in Abbildung 7 wurde für die in Österreich verbreitetste Baumart Fichte als auch für alle sechs simulierten Baumarten durchgeführt. Die geringen Abweichungen der linearen Regression von der 1:1 Linie zeigen, dass die simulierten Zuwächse sehr gut den laut ÖWI beobachteten Zuwächsen der Jahre 1992-2002 entsprechen. Bei der Interpretation der hohen Korrelationskoeffizienten von 0,95 muss man berücksichtigen, dass auch die Waldfläche einer BFI den strengen Zusammenhang mitbestimmt. In einer walddreichen BFI wird auch ein hoher Zuwachs zu beobachten sein.

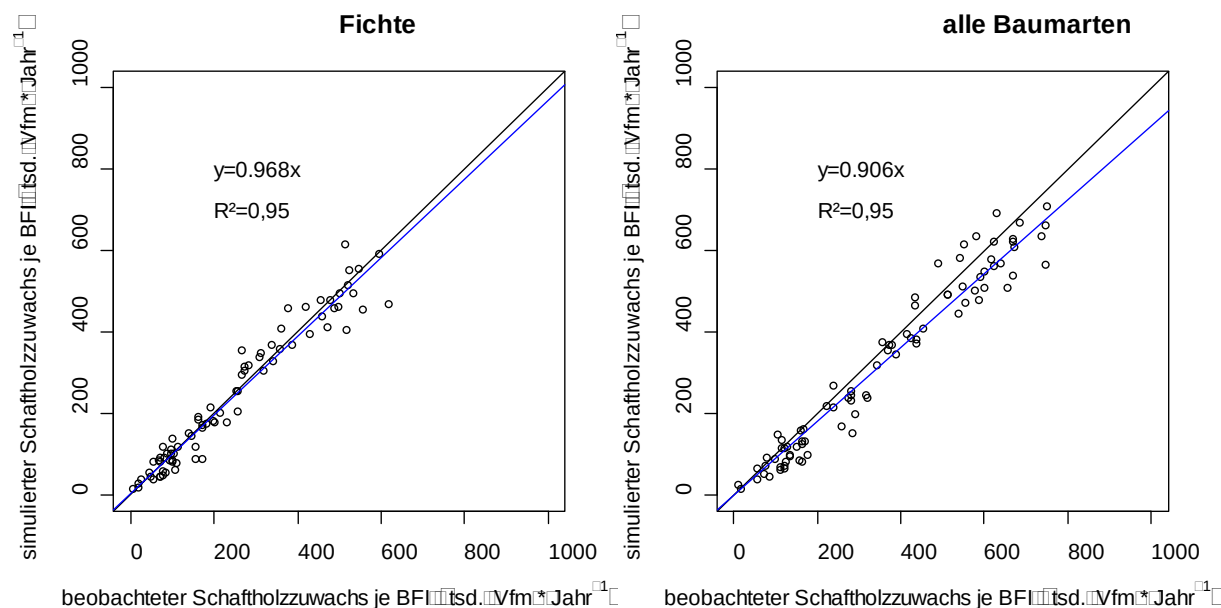


Abbildung 4-7: Der simulierte Schaftholzzuwachs je BFI als Funktion des laut ÖWI beobachteten Schaftholzzuwachses je BFI. Schwarze Linie... Linie mit dem Verhältnis 1:1; Blaue Linie... Lineare Regression durch die Zuwachswerte der BFIs.

4.2.2 Der Schaftholzzuwachs im Klimawandel

Betrachtet man die Veränderung des Zuwachses im Klimawandel, so ergibt sich ein heterogenes Bild. Wie aus Abbildung 8 ersichtlich, verändern sich die Schaftholzzuwächse in den einzelnen Bundesländern sehr unterschiedlich. Generell ist der Trend zu beobachten, dass in höher gelegenen, beziehungsweise stark alpin geprägten Bundesländern der Zuwachs mit fortschreitendem Klimawandel im Vergleich zum Baselineszenario ansteigt. Ein umgekehrtes Bild zeigt sich in den niedriger gelegenen östlichen Bundesländern. Während in der ersten 30-Jahresperiode (2011-2040) die Zuwachsänderungen nicht sehr ausgeprägt sind, ist in der Periode 2 (2041-2070) und besonders in der Periode 3 (2071-2100) eine deutlichere Zu- bzw. Abnahme der Schaftholzzuwächse zu beobachten.

Vergleicht man die drei Klimaänderungsszenarien miteinander, so werden unterschiedliche Ausmaße der Zuwachsveränderungen deutlich. Die Zuwachsabnahmen sind im Klimaänderungsszenario A1B am ausgeprägtesten. Die besonders deutliche Abnahme in der Periode 3 des Szenarios A1B ist auf die starke Abnahme der Niederschlagsmengen im letzten Abschnitt des Simulationszeitraumes zurückzuführen (vgl. Abbildung 1). Bei den Zuwachszunahmen sind keine so deutlichen Differenzen zwischen den Klimaszenarien zu beobachten.

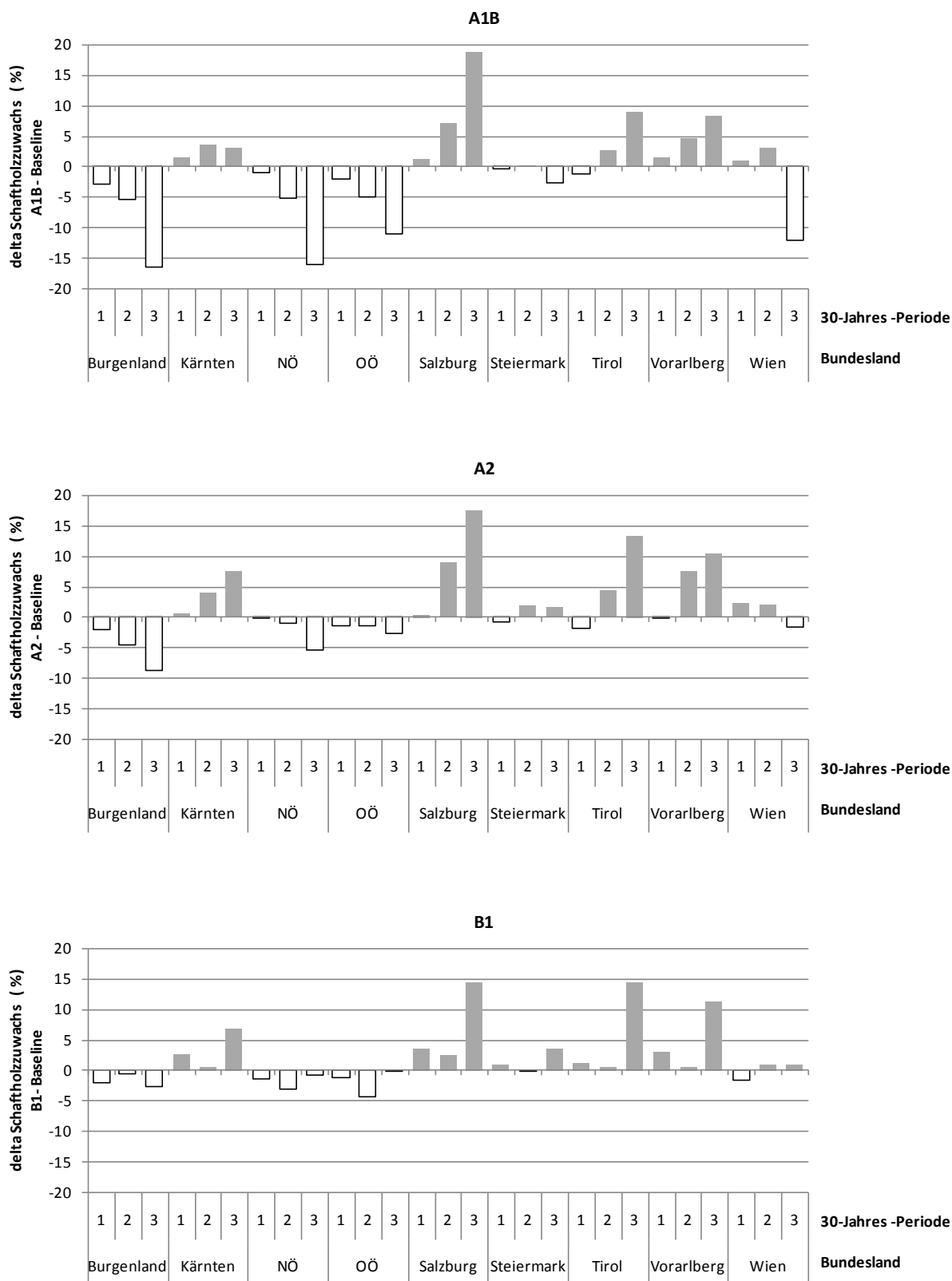


Abbildung 4-8: Simulierte Änderung (delta) der mittleren jährlichen Schaftholzzuwächse (jeweiliges Klimaänderungsszenario minus Baselineszenario) über alle sechs Baumarten für 30-Jahres-Perioden. Periode 1: 2011-2040, Periode2: 2041-2070, Periode 3: 2071

4.2.3 Biomassebereitstellungspotentiale im Klimawandel

Aus den biologischen Biomassepotentialen wurden unter Berücksichtigung von technischen, ökonomischen und ökologischen Nutzungseinschränkungen Bereitstellungspotentiale für Holzbiomasse zur energetischen Nutzung aus dem österreichischen Ertragswald abgeleitet.

Im Szenario ohne Klimawandel (Baselineszenario) ergibt sich im Mittel über 100 Jahre ein simuliertes Bereitstellungspotential an Schaftholz zur energetischen Verwertung von 4,79 mio Tonnen Biomasse/Jahr (atro). Zählt man zum Schaftholz das Ast- und Nadelmaterial dazu, welches bei Englisch und Reiter (2009) als „möglich“ eingestuft wird, so ergeben sich 5,17 mio Tonnen Biomasse/Jahr. Berücksichtigt man auch die „problematischen“ Standorte, so erhöht sich das Potential auf 5,38 mio Tonnen Biomasse/Jahr.

In Abbildung 9 sind die simulierten Änderungen der Bereitstellungspotentiale zum Baseline-szenario dargestellt. Hierbei handelt es sich um Schaftholz sowie um Ast- und Nadelmaterial der Kategorie „möglich“. Es ist zu erkennen, dass die Änderungen in den einzelnen Klimaänderungsszenarien durchaus unterschiedlich ausfallen. Im A1B Szenario ist besonders der negative Wert in der dritten Periode auffällig. Dies ist vor allem auf eine starke Niederschlagsabnahme im letzten Drittel des simulierten Jahrhunderts zurückzuführen (Abbildung 1). Insgesamt zeigt das Szenario mit dem geringsten Temperaturanstieg (B1) auch die geringsten Veränderungen bei den Bereitstellungspotentialen.

Für die gesamte Periode 2011-2100 ergeben sich mittlere jährliche Bereitstellungspotentialänderungen von +164.000 t Biomasse/Jahr (+3,14%) im A1B-Szenario, +279.000 t Biomasse/Jahr (+5,33%) im A2-Szenario, sowie von +97.000 t Biomasse (+1,85%) im B1 Szenario.

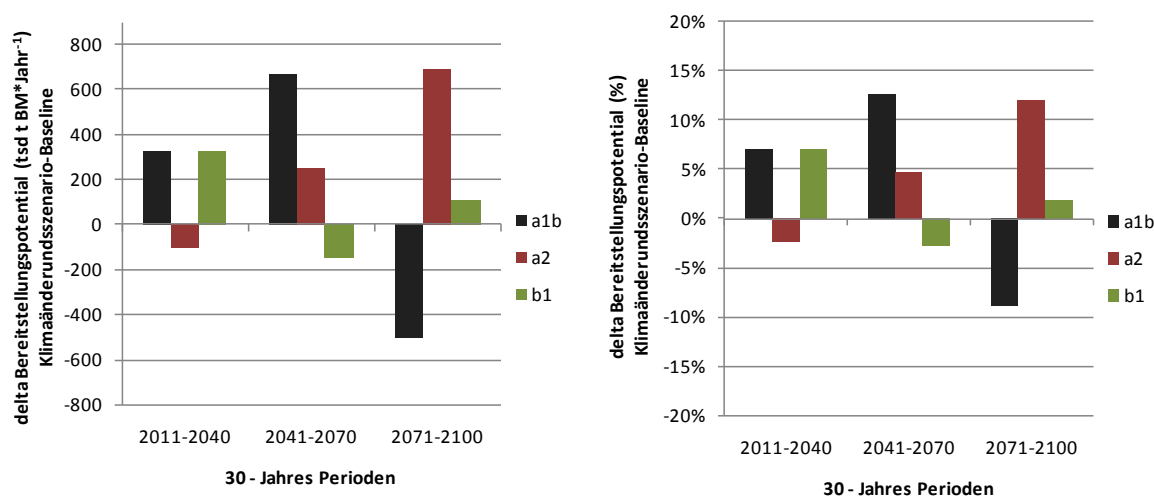


Abbildung 4-9: Simulierte Änderungen der mittleren jährlichen Bereitstellungspotentiale an Holzbiomasse (BM) aus dem österreichischen Ertragswald im Klimawandel. Mittelwerte für 30 - Jahres Perioden.

Neben den Energieholzpotentialen ist auch die Entwicklung der Gesamtpotentiale im Klimawandel von Interesse. In Tabelle 2 sind neben den Bereitstellungspotentialen zur energetischen Verwertung auch die zur stofflichen Verwertung angeführt. Der Industrieholzanteil entspricht der Bedarfsprognose und wurde über alle Szenarien hinweg konstant gehalten. Der größte Anstieg im Vergleich zur Baseline mit durchschnittlich einer Million Erntefestmeter ist im Klimaänderungsszenario A2 zu beobachten. Zusätzlich zum reinen Schaftholz sind in Tabelle 2 die Potentiale an Ast- und Nadelmaterial angeführt. Da die Umrechnung von diesen Sortimenten in Erntefestmeter nicht ganz unproblematisch ist, beziehen sich die Zahlen auf Millionen Tonne Biomasse (atro).

Tabelle 2: Simulierte jährliche Bereitstellungspotentiale an Holzbiomasse aus dem österreichischen Ertragswald. Mittelwerte über den Zeitraum 2001-2100.

	Baseline	A1B	A2	B1
Sägerundholz ¹⁾	15.92	16.26	16.40	16.23
Industrieholz ¹⁾	3.09	3.09	3.09	3.09
Energieholz (Schaft) ¹⁾	10.88	11.28	11.39	11.08
Summe¹⁾	29.89	30.62	30.88	30.41
Ast-, Nadelmaterial "möglich" ²⁾	0.38	0.39	0.39	0.38
Ast-, Nadelmaterial "problematisch" ²⁾	0.59	0.61	0.62	0.60

1) in Millionen Erntefestmeter (Efm)

2) in Millionen Tonnen Biomasse (atro); Überschlagsmäßig kann mit der Faustformel Efm=Tonne Biomasse * 2,28 auf Erntefestmeter umgerechnet werden

4.2.4 Erstellung klimasensitiver Kosten-Potenzial-Kurven für forstliche Biomasse in Österreich

Um eine Schnittstelle zur Modellierung des Biomassesektors (Kapitel 7) zu schaffen, wurden aus den Bereitstellungspotenzialen an energetisch nutzbarer Holzbiomasse in weiterer Folge stetige Kosten-Potenzial-Kurven (bzw. Angebotskurven) abgeleitet. Damit wurde ein eindeutiger Zusammenhang zwischen einem Preisniveau und einer bei diesem Niveau erschließbaren Menge forstlicher Biomasse hergestellt.

Bei der Erstellung der Angebotskurven wurde folgendermaßen vorgegangen:

- Ausgangspunkt waren die nach BFI, Ernteverfahren und Holzfraktionen (Schaftholz, Ast- und Nadelmaterial „möglich“ und „problematisch“) disaggregierten jährlichen Bereitstellungspotenziale.
- Abhängig von Baumartenverteilung, Ernteverfahren und Holzfraktion kann jedem „Teilpotenzial“ eine Bandbreite an Bereitstellungskosten (ab Waldstraße) zugeordnet werden. Für jedes Teilpotenzial wurde unterstellt, dass die Gesamtmenge innerhalb der Bandbreite gleichverteilt ist.
- Für die Umrechnung in Energieeinheiten wurde von einem durchschnittlichen Heizwert von 5,2 MWh/t atro ausgegangen.
- Auf die Bereitstellungskosten ab Waldstraße wurden die Kosten für eine repräsentative Transportentfernung zu einem zentralen Lagerplatz per LKW aufgeschlagen. Diese Entfernung wurde mit 10 km, die durchschnittlichen Kosten mit 1,2 €/GJ angenommen (vgl. z.B. Kanzian et al., 2006).
- Anschließend wurde das Gesamtpotenzial jedes Jahres (und für jedes Klimaszenario) aus knapp 700 Teilpotenzialen aufsummiert, und durch Interpolation in eine stetige Angebotskurve übergeführt.

In Abbildung 4-10 sind exemplarisch drei Kosten-Potential-Kurven für die drei Kategorien der Nutzungsintensität dargestellt (nur Schaftholz, Schaftholz + Ast-/Nadelmaterial „möglich“, Schaftholz + Ast-/Nadelmaterial „möglich/problematisch“). Aus den Kurven ist ersichtlich, zu

welchen Kosten welche Mengen an Holzbiomasse aus dem Ertragswald potentiell bereitgestellt werden können.

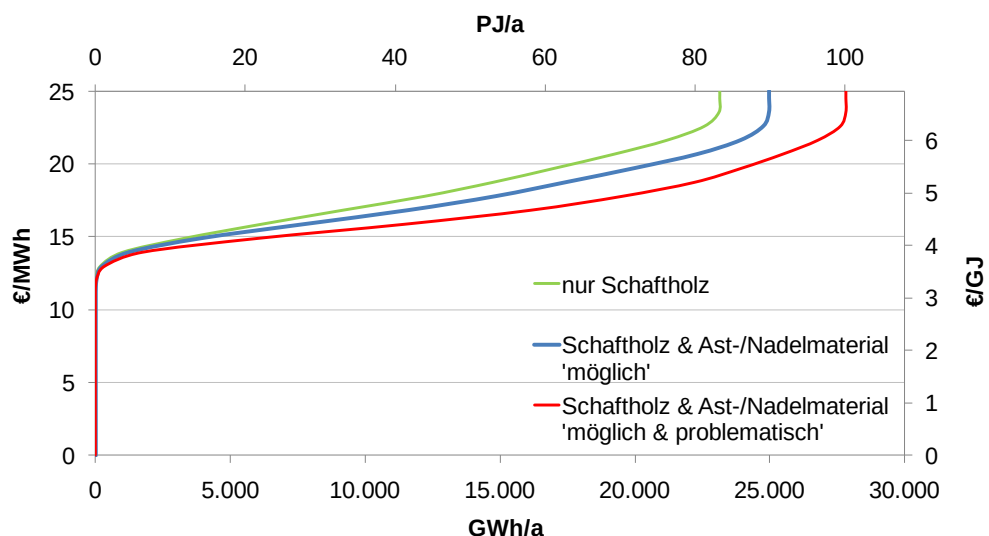


Abbildung 4-10: Angebotskurven für Energieholz aus dem Ertragswald im Baseline-Szenario (Mittelwerte der Jahre 2010-2050, Kosten inklusive Hacken und 10 km Transport)

Für die Simulationen des Biomassesektors wird generell davon ausgegangen, dass im Sinne der Nachhaltigkeit nur Ast- und Nadelmaterial der Kategorie „möglich“ genutzt wird. Abbildung 4-11 zeigt Angebotskurven für diese Nutzungsintensität in den drei Klimaszenarien und dem *Baseline*-Szenario (Mittelwerte über 25-Jahres-Perioden).

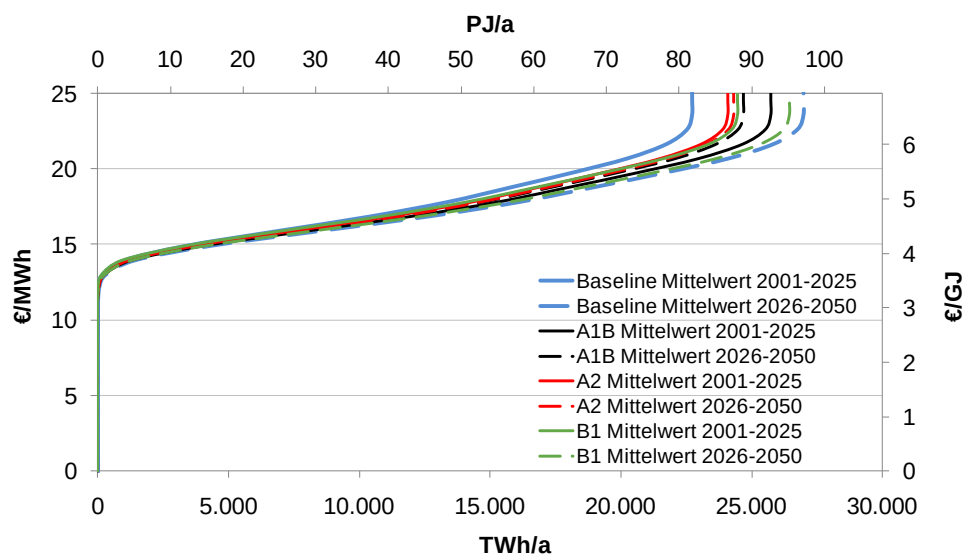


Abbildung 4-11: Angebotskurven für Energieholz aus dem Ertragswald (Schaftholz und Ast-/Nadelmaterial „möglich“) in den Klimaszenarien und dem Baseline-Szenario (Mittelwerte über 25-Jahres-Perioden, Kosten inklusive Hacken und 10 km Transport)

4.2.5 Diskussion

Die Ergebnisse der mit Inventurdaten durchgeführten Evaluierung zeigen, dass die simulierten Zuwächse den beobachteten Zuwächsen gut entsprechen. Regionale Unterschiede können durch die Simulation sowohl auf Bundesländer- als auch auf BFI -

Ebene wirklichkeitsnah abgebildet werden. Dies unterstreicht das plausible Modellverhalten sowie die Fähigkeit des Model-Linking Ansatzes entlang von ökologischen Gradienten unterschiedliche Standortsbedingungen realistisch darzustellen. Die Ergebnisse zeigen die Wichtigkeit einer regional differenzierten Betrachtungsweise von möglichen Klimaänderungsfolgen auf. Dies gilt vor allem für ein Land mit stark unterschiedlichen naturräumlichen Gegebenheiten wie Österreich. Während in höher gelegenen Regionen mit einem erhöhten Zuwachs zu rechnen ist, stellt sich die Situation in niedriger gelegenen Regionen genau umgekehrt dar.

Die Ergebnisse weisen darauf hin, dass vor allem dem Niederschlag eine bedeutende Rolle als zuwachslimitierender Faktor zukommt. Begründen lässt sich das mit der Tatsache, dass der Zuwachs in den beiden Klimaänderungsszenarien A1B und A2 ein ähnlicher Temperaturanstieg aber ein abweichender Niederschlagverlauf zu stark unterschiedlichen Zuwächsen führt. Laut Bréda et al. (2006) ist das verfügbare Wasser eine bedeutende Ressource für das Wachstumspotential in Wäldern der gemäßigten Zonen. Da neben der Niederschlagssumme auch andere Faktoren wie die Niederschlagsverteilung den Zuwachs beeinflussen können, sind für detaillierte Aussagen umfassendere Analysen nötig.

Bei der Interpretation der Biomassebereitstellungspotentiale muss berücksichtigt werden, dass diese nur dann verfügbar sind, wenn es keine ökonomischen Einschränkungen gäbe. In den Kosten-Potential-Kurven werden diese Biomassenutzungspotentiale den Kosten gegenübergestellt und somit ein funktionaler Zusammenhang hergestellt. Das bedeutet, dass die theoretisch bereitstellbaren Mengen an Holzbiomasse schon alleine aufgrund von wirtschaftlichen Überlegungen nicht voll ausgeschöpft werden. Bei betriebswirtschaftlicher Betrachtung könnte man sagen, dass nur dann genutzt wird, wenn die unmittelbar aus der Nutzung anfallenden Kosten gedeckt sind. Werden die Kosten für die Biomassebereitstellung zu hoch, dann wird auch nicht genutzt.

Bei einer gesamtösterreichischen Betrachtungsweise muss der Umstand, dass sich die Bereitstellungspotentiale im Klimawandel in unterschiedlichen Regionen verschieden bzw. entgegengesetzt entwickeln, berücksichtigt werden. Diese regional oft gegensätzlichen Tendenzen führen zu insgesamt gedämpften Änderungen für den gesamten österreichischen Ertragswald. Neben den regionalen Differenzen sind auch in bezug auf die zeitliche Abfolge starke Unterschiede in den Klimafolgen zu beobachten. Im Szenario A1B kommt es durch eine Niederschlagsabnahme nach vorhergehendem Anstieg der Bereitstellungspotentiale zu einer deutlichen Abnahme in den letzten 30 Jahren der Simulationsperiode.

Für Österreich wurden bereits in der Studie „Holz- und Biomasseaufkommen für Österreich“ (BFW, 2009) Biomassepotentialabschätzungen vorgenommen. Dabei wurde der Zeitraum bis 2020 untersucht. Obwohl die Ergebnisse aufgrund der unterschiedlichen methodischen Herangehensweise nicht direkt vergleichbar sind, so liegen die geschätzten Potentiale doch im selben Größenordnungsbereich.

Bei einem derart umfassenden Ansatz Biomassebereitstellungspotentiale im Klimawandel für den gesamten österreichischen Ertragswald zu simulieren, müssen eine Reihe von Vereinfachungen vorgenommen und Annahmen getroffen werden. Dies ist unter anderem dadurch bedingt, dass benötigte Daten und Informationen nicht bzw. nur mangelhaft vorhanden sind.

Beispielsweise muss eine Art der Nutzung und Bewirtschaftung unterstellt werden. Diese im Methodik – Kapitel beschriebenen Annahmen repräsentieren dabei nur bedingt das tatsächliche Nutzungsverhalten der Waldeigentümer. Die Berücksichtigung solcher Aspekte würde den Rahmen der vorliegenden Untersuchung bei weitem sprengen. Des Weiteren

müssen bei der Zuordnung von Holzernteverfahren und den damit verbunden Kosten Annahmen getroffen werden. Für Holzerntekosten werden Bandbreiten angegeben.

Ein wichtiger Faktor der in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt wurde, sind Störungen. Störungen hervorgerufen durch Stürme, Borkenkäfer, Waldbrand, etc. spielen in der Dynamik von Wäldern eine bedeutende Rolle (Christiansen und Bakke, 1988; Webb, 1999; Schumacher und Bugmann 2006; Johnson und Miyanishi, 2007; Seidl et al. 2008, Seidl et al., 2009b; Lindner et al., 2010). Dies hat in weiterer Folge Auswirkungen auf Bereitstellungspotentiale sowie die zu erwartenden realisierten Anteile der Potentiale an Holzbiomasse aus dem Wald. Es wäre auf jeden Fall anzustreben, in einer möglichen Folgestudie Störungen durch Stürme und Schadinsekten (e.g. Borkenkäfer) in die Analysen explizit miteinzubeziehen.

Im Jahr 2009 betrug die Schadholzmenge insgesamt 7.124 mill. m³. Dies entspricht ca. 42% des Jahresgesamteinschlags. Bezogen auf den 5-jährigen Schnitt liegt das Jahr 2009 um 16% darunter, bezogen auf den 10-jährigen Mittelwert um 9% darüber. Über die vergangenen 2-3 Jahrzehnte ist generell ein ansteigender Trend in bezug auf Schadholzmengen festzustellen. Insbesondere Sturm und Borkenkäfer sind für die sehr hohen Schadholz-Anteile verantwortlich. Die Diskussion, ob die Häufigkeit von Stürmen zunimmt, ist vielschichtiger als in der Öffentlichkeit dargestellt, müssen doch die verschiedenen Arten von Stürmen unterschieden werden. Neben den Atlantikfronten sind in Österreich insbesondere Föhnstürme und auch lokale Gewitterstürme massgeblich für die Sturmschäden im Wald. Letztere Arten sind in globalen Klimamodellen derzeit nicht abgebildet. Geht man jedoch davon aus, dass die Temperaturen in Zukunft weiter ansteigen werden, ist davon auszugehen, dass der Anteil und die absolute Höhe der Schäden durch Borkenkäfer mit hoher Wahrscheinlichkeit zunehmen wird. Dies ist insbesondere angesichts der Fichtendominierten österreichischen Bergwälder ein sehr hohes Risikopotential, das weit über die Holznutzung hinausgreift. Für einzelne Forstbetriebe und auch -regionen bedeutet dies, dass die bisherigen Nachhaltigkeitsätze nicht aufrecht erhalten werden können.

4.3 Diskussion klimatischer Einflussfaktoren auf landwirtschaftliche Biomasse-Potentiale

Die Auswirkungen des Klimawandels auf die landwirtschaftliche Produktion, und damit auch auf die Möglichkeiten der landwirtschaftlichen Biomasse- bzw. Bioenergieerzeugung sind vielfältig und aus heutiger Sicht nur grob abschätzbar. Im Rahmen dieses Projekts ist keine tiefgehende Analyse dieser Frage vorgesehen. In diesem Kapitel werden zunächst kurz die Möglichkeiten der landwirtschaftlichen Bioenergieerzeugung erläutert (Abschnitt 4.3.1) und mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf Basis von Angaben in der Literatur diskutiert (Abschnitt 4.3.2). Anschließend wird auf konkrete Aspekte des Energiepflanzenanbaus im Klimawandel eingegangen (Abschnitt 4.3.3).

4.3.1 Möglichkeiten der landwirtschaftlichen Bioenergieerzeugung

Landwirtschaftliche Bioenergieerzeugung beinhaltet sowohl die Nutzung von eigens angebauten Energiepflanzen, als auch die energetische Verwertung landwirtschaftlicher Rest- und Abfallstoffe wie Gülle oder Pflanzenreste. Bei Energiepflanzen kann des Weiteren zwischen

- konventionellen Ackerfrüchten (Ölsaaten, Getreide, Hackfrüchte etc.),
- Biogaspflanzen (Maissilage, Getreide-Ganzpflanzensilage etc.) und
- mehrjährigen Energiepflanzen (Miscanthus, Kurzumtriebspflanzen wie Weide oder Pappel etc.)

unterschieden werden.

Wenn davon ausgegangen wird, dass die Nahrungsmittelversorgung gegenüber der landwirtschaftlichen Energieerzeugung als vorrangig zu betrachten ist, und lediglich „ungenutzte“ bzw. nicht für die Nahrungsmittelproduktion benötigte Flächen zum Energiepflanzenanbau herangezogen werden, wirken sich (klimabedingte) Störungen der Nahrungsmittelproduktion unmittelbar auf die Potenziale der landwirtschaftlichen Bioenergieerzeugung aus. Des Weiteren hängt das Aufkommen von energetisch nutzbaren Reststoffen und Abfällen von der gesamten landwirtschaftlichen Produktion ab (z.B. die Potenziale von Gülle und Grünlandüberschüssen von Entwicklungen bei der Tierhaltung, oder das Strohaufkommen von der Getreideproduktion). Folglich beschränkt sich die Frage der Klimasensitivität landwirtschaftlicher Bioenergieerzeugung nicht darauf, wie verschiedene Energiepflanzen auf veränderte klimatische Bedingungen reagieren. Vielmehr ist diese Fragestellung im Kontext sämtlicher Auswirkungen des Klimawandels auf den Agrarsektor zu betrachten. Wie im folgenden Abschnitt im Detail erläutert wird, ist nach dem heutigen Wissensstand von einigen robusten Trends auszugehen. Über deren quantitative Folgen bzw. die „Nettoauswirkungen“ können jedoch auf Basis der existierenden Literatur noch kaum fundierte Aussagen getroffen werden.

4.3.2 Auswirkungen auf die landwirtschaftliche Produktion und Anpassungsmaßnahmen

Die Klimaänderung wird den Agrarsektor auf vielfältige Weise beeinflussen (EC 2009a). Hinsichtlich der komplexen biophysikalischen Prozessen werden regional unterschiedliche, sowohl positive als auch negative Auswirkungen erwartet. Konkret wird von folgenden für die österreichische Landwirtschaft relevanten Trends ausgegangen (basierend auf EC 2009a, EC 2009b, Iglesias et al. 2007, Eitzinger et al. 2009, EEA 2008):

- Änderungen der saisonalen Niederschlagsmuster (zunehmende Niederschläge im Winter, sinkender Niederschläge im Sommer)
- Häufung von Extremereignissen (Hochwasser/Überflutungen im Winter, Trockenperioden im Sommer)
- Gefahr zunehmender Bodenerosion und -versalzung
- Verlängerung der Vegetationsperioden durch steigend Durchschnittstemperaturen
- Wachstumssteigernde Effekte durch „CO₂-Düngung“
- Kulturartenspezifische Verschiebung der Anbauggebiete
- Möglicherweise zunehmender Schädlingsdruck, verstärkter Unkrautdruck sowie verstärktes Auftreten von Pflanzenkrankheiten

Die positiven Effekte des Klimawandels auf die Produktivität der landwirtschaftliche Produktion sind also in erster Linie in den verlängerten Vegetationsperioden, der CO₂-Düngung und der Ausdehnung potenzieller Anbauggebiete diverser Kulturarten zu sehen. Diesen Effekten stehen die Gefahren zunehmender Trockenperioden und Wasserknappheit im Sommer sowie Bodenerosion und Überschwemmungen im Winter gegenüber. Des Weiteren spielen die klimatischen Bedingungen eine wesentliche Rolle für die Verbreitung von Schädlingen und Krankheitserregern, sowie die Konkurrenz zwischen Nutzpflanzen und Unkräutern.

Wenn auch keine konkreten Aussagen zu den Auswirkungen der Störfaktoren möglich sind, ist zumindest davon auszugehen, dass eine Anpassung an wechselnde Rahmenbedingungen erforderlich sein wird. Konkret werden als Anpassungsmaßnahmen Änderungen der Fruchtfolgen mit dem Ziel einer bestmöglichen Wassernutzung sowie Änderungen der Zeitpunkte der Aussaat an die Temperatur und die Niederschlagsmuster empfohlen. Weitere Maßnahmen beinhalten die Wahl von Pflanzensorten, die besser an die geänderten Witterungsbedingungen angepasst sind und eine hohe Resistenz gegen Hitze und Trockenheit aufweisen, verbesserte Schädlingsbekämpfung und effizientere

Wassernutzung durch verbesserte Bewässerungspraktiken und Wiederverwertung oder Speicherung von Wasser (nach EC, 2009a und EC, 2009b).

4.3.3 Energiepflanzenanbau im Klimawandel

Neben den oben beschriebenen allgemeinen Auswirkungen des Klimawandels auf die landwirtschaftliche Produktion ergeben sich für den Energiepflanzenanbau einige konkretere Implikationen.

- Von höheren Temperaturen und CO₂-Konzentrationen können Energiepflanzen einerseits direkt profitieren, andererseits können im Fall steigender Erträge bei der Nahrungs- und Futtermittelproduktion Flächen frei werden, und damit die potenziellen Anbauflächen für Energiepflanzen erhöhen. Die oben beschriebenen Faktoren, die in Richtung sinkender Erträge wirken, hätten gegenteiligen Effekt.
- Wie in Abschnitt 7 erwähnt, können aufgrund der vielfältigen energetischen Nutzungspfade von Energiepflanzen verschiedenste Kulturen angebaut, bzw. unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt werden. Dieser Freiheitsgrad ermöglicht es, die Verwundbarkeit durch den Klimawandel (insbesondere Extremereignisse wie Starkniederschläge, Dürreperioden u.ä.) die sich bei einer Konzentration auf einige wenige Kulturarten ergibt, mit einer hohen Pflanzendiversität zu reduzieren (vgl. Eitzinger et al., 2009).
- Die Biogas-Technologie weist gegenüber anderen Nutzungspfaden den Vorteil auf, dass verschiedenste Kulturarten, Grünabfälle etc. verwertet werden können. (Zur Biodiesel- oder Ethanolproduktion und zur thermischen Verwertung kommen bei den derzeit verfügbaren Technologien verhältnismäßig wenige Kulturarten in Frage.) Daher bietet insbesondere die Biogas-Technologie die Möglichkeit, Kulturarten an regionale Gegebenheiten anzupassen, durch unterschiedliche Pflanzen die Verwundbarkeit gegenüber Extremwetterlagen zu reduzieren und regional angepasste Züchtungen oder auch Sortenmischungen energetisch zu verwerten. Der Anbau von Mischungen stellt außerdem eine Maßnahme gegen die Ausbreitung von durch Wind übertragene Krankheitserreger dar (Scheffer 2003).
- Die energetische Nutzung von Gras stellt zukünftig eine wichtige Zusatzoption der Grünlandwirtschaft im Alpenraum dar. Das Ertragspotential des Grünlands im Alpenraum wird durch den Temperaturanstieg und der Verlängerung der Vegetationsperiode durch den Klimawandel deutlich zunehmen. Zudem ist der Niederschlag im Alpenraum so hoch, dass Trockenperioden für die Ertragsbildung kaum eine Rolle spielen.
- Ein weiterer Aspekt, der für den Einsatz der Biogas-Technologie (gegenüber anderen energetischen Nutzungspfaden) spricht, ist die Möglichkeit der Gärrestrückführung. Laut Eitzinger et al. (2009) ist der Humusbildung zur Abschwächung möglicher negativer Klimafolgewirkungen eine hohe Bedeutung beizumessen. Durch die Rückführung von Gärresten von Biogasanlagen kann die Humusreproduktion gefördert werden.
- Eine Möglichkeit der Energiepflanzenproduktion, die einerseits stark von verlängerten Vegetationsperioden profitieren, und andererseits Humusabbau und Schutz von Wind- und Wassererosion bieten könnte, stellt der Anbau von Zwischenfrüchten (bzw. Zweikulturnutzungssysteme) dar, die in Biogasanlagen verwertet werden können. Allerdings weisen die Zwischenfrüchterträge eine starke Abhängigkeit von den Niederschlagsmengen im Zeitraum weniger Wochen auf, sodass im Fall von Dürreperioden ein verhältnismäßig hohes Risiko von Ernteaussfällen besteht.

- Der Anbau von Dauerkulturen wie Kurzumtriebsholz oder Miscanthus weist verschiedene Vorteile bzw. Stärken auf, die hinsichtlich der potenzielle Gefahren des Klimawandels an Bedeutung gewinnen könnten, wie beispielsweise der Schutz vor Erosion oder (im Vergleich zu anderen Energiepflanzen) relativ geringer Wasserbedarf.

5 Heizen und Kühlen

Ziel dieses Arbeitspaktes ist es, die Auswirkungen der klimatischen Veränderungen auf den Energiebedarf für Heiz- und Klimatisierungszwecke zu analysieren. Betrachtet wird hierbei ausschließlich die Bereiche Raumkontitionierung (Raumwärme und Raumkühlung) sowie die Warmwasserbereitstellung. Industrielle oder gewerbliche Wärme- und Kältenachfrage werden bei dieser Betrachtung außen vor gelassen.

Zur Beantwortung der Fragestellung für den Bereich der Wärmebereitstellung wurde das am EEG entwickelte ERNSTL/EE-Lab Modell herangezogen. Die von diesem Modell adressierten Themen sind der Energiebedarf und –verbrauch von Gebäuden zur Heiz- und Warmwasserbereitstellung einerseits, andererseits wird im Modell ein Entscheidungsverhalten von Investoren abgebildet. Damit kann das Modell durch die Auswahl von Heizungssystemen und Gebäudesanierungen in Abhängigkeit von exogen gewählten Rahmenbedingungen die Auswirkungen auf den zukünftigen Energieverbrauch für die hier betrachteten Energiedienstleistungen abbilden. Der grundsätzliche methodische Ansatz ist ein techno-ökonomischer Bottom-up Ansatz der zwischen unterschiedlichen Kohorten differenziert. Der Energieeinsatz wird über Gebäudekenngrößen wie der thermischen Qualität der Außenhülle und den klimatischen Bedingungen berechnet. Querschnittsdaten (im Gegensatz zu Zeitreihendaten) stellen den überwiegenden Dateninput für das Modell dar. Bei der Berechnung der Investitionsentscheidungen wird ein multinominaler Logit Ansatz verwendet.

Um die Entwicklungen hinsichtlich des Wärmebedarfes abzuschätzen werden zwei Szenarien unter der Annahme konstanter klimatischer Bedingungen gezeichnet. Darauf aufbauend, werden die regional aufgelösten Temperaturänderungen berücksichtigt. Die Differenz zeigt den möglichen Einfluss des Klimawandels auf den Betrachtungsgegenstand auf.

Die zukünftige Entwicklung der Raumklimatisierung – auch unter unveränderten klimatischen Rahmenbedingungen – ist mit wesentlich höheren Unsicherheiten behaftet. Derzeit noch auf geringem Niveau, könnte unter schlecht gesetzten energiepolitischen Rahmenbedingungen der Energiebedarf hierfür um eine Zehnerpotenz oder mehr ansteigen. Daher werden für diesen Bereich mehrere Referenzszenarien gezeichnet. Die übergeordneten Rahmenbedingungen, welche in weiterer Folge auch die Marktdurchdringung von Klimageräten beeinflussen, werden den Storylines der zugrunde liegenden Klimaszenarien A1B, A2 und B1 entnommen.

5.1 Methodik

Gebäudebestand

Als Datenbasis für den aggregierten, bestehenden Gebäude- und Heizungsbestand und den damit einhergehenden nationalen Energieverbrauch werden die vorhandenen Publikationen der Statistik Austria herangezogen. Im Bereich disaggregierter Daten werden Datenbanken der Autoren verwendet (Biermayr, 1998; Schriefl, 2007), wobei der Abgleich aller verwendeten Daten mittels nationaler Statistiken erfolgt. Zusammenfassend können folgende wesentlichen Quellen angegeben werden:

- Gebäudedaten: Statistik Austria, 2004, "Gebäude- und Wohnungszählung 2001"; Statistik Austria, 2006, Schriftenserie "Wohnungen 2002" bis „Wohnen 2009“; Statistik Austria, 2003-2010, "Arbeitsstättenzählung 2001", Statistik Austria: „Blick auf die Gemeinde: 4.27 Fertiggestellte Gebäude mit Wohnungen“ und „Merkmale: Gebäude und Wohnungen“; Statistik Austria, 2009, „Errichtung von Gebäuden und

Wohnungen: Baubewilligungen und Fertigstellungen 2002-2009“, Statistik Austria, 2009, „Heizungen 2003/2004, 2005/2006 und 2007/2008“.

- Energieverbrauch und Energieverbrauchsstrukturen: Statistik Austria, 2005, „Nutzenergieanalyse 2008“; Statistik Austria, 1997, „Energieverbrauch der Haushalte 1996/1997“, Mikrozensususerhebungen der Statistik Austria; Statistik Austria, 2009, „Energieeinsatz der Haushalte 2003/2004, 2005/2006 und 2007/2008“

Tabelle 3 zeigt die aktuelle Anzahl der Gebäude und Wohneinheiten, aufgeschlüsselt nach 3 Bauperioden sowie deren Sanierungszustand in der verwendeten Modellkalibrierung.

Tabelle 3. Anzahl an Gebäuden und Wohneinheiten von 2000 – 2008.

	2000	2002	2004	2006	2008		2000	2002	2004	2006	2008
	(1000 Gebäude)						(1000 Wohneinheiten)				
WG, vor 1945, unrenoviert	255	247	239	231	226		557	539	522	504	496
WG, vor 1945, renoviert	116	120	125	129	130		281	291	302	313	312
WG, 1945-1980, unrenoviert	611	592	572	553	535		1291	1250	1210	1169	1130
WG, 1945-1980, renoviert	99	109	119	129	146		232	255	277	300	337
WG, 1981-2000, unrenoviert	479	479	479	479	479		914	914	914	914	914
WG, 2001-2020, unrenoviert	0	49	106	146	173		0	97	213	292	351
NWG, vor 2010	186	190	195	199	201						

Zur Abschätzung der Entwicklung des zukünftigen Wohngebäudebestandes wurde auf die österreichische Raumordnungskonferenz (ÖROK, 2005): „ÖROK-Prognosen 2001-2031, Teil 2: Haushalte und Wohnungsbedarf nach Regionen und Bezirken Österreichs“ zurückgegriffen. Diese Publikation beschreibt die Entwicklungen des gesamten Wohnungs- und Haushaltsbestandes wie auch den Rückgang an Wohnungen in Gebäuden der Altersklasse „vor 1918“ und „1918-1944“.

Die in diesem Projekt unterstellte Entwicklung der Bruttogeschoßflächen zeigt die Abbildung 5-1. Bei Wohngebäuden wird, ausgehend von etwa 380 Mio. m² in 2000, von einem Anstieg auf 476 Mio. m² ausgegangen. Für die Nicht-Wohngebäude werden beheizungsrelevante Flächen von 176 Mio. m² im Jahr 2000 unterstellt. Diese steigen im dargestellten Szenario auf 232 Mio. m². Der Zeitraum bis 2020 orientiert sich an der Wertschöpfung des Dienstleistungs- bzw. Industriesektors (Müller et al., 2009), ab 2020 wurden die Flächen der Nicht-Wohngebäude direkt an die Flächenentwicklung des Gebäudebestandes gekoppelt.

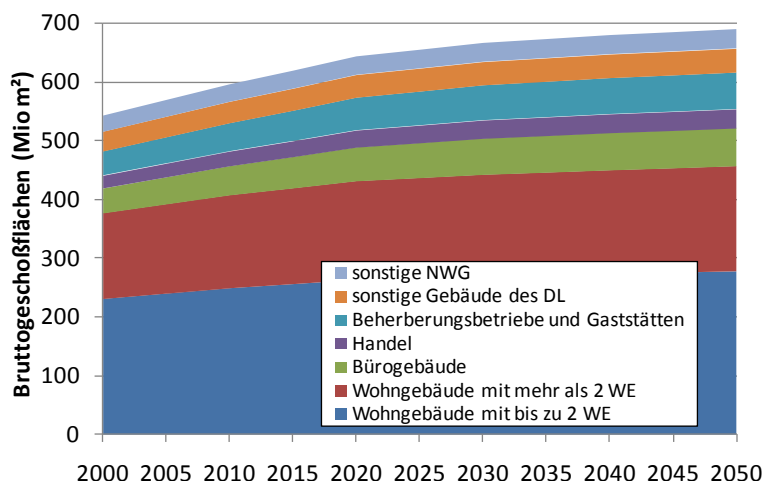


Abbildung 5-1. Entwicklung der Bruttogeschossflächen von 2000 – 2050

Referenzszenario

Zukünftige Sanierungsaktivitäten werden vom verwendeten Modell ERNSTL/EE-LAB primär anhand des Alters der zu sanierenden Bauteile errechnet. Den verschiedenen Bauteilen liegen Lebensdauern zugrunde, die sich entsprechend einer Weibullverteilung verhalten. Als Grundlage dafür dienen Meyer et al. (1994): „Alterungsverhalten von Bauteilen und Unterhaltskosten: Grundlagendaten für den Unterhalt und die Erneuerung von Wohnbauten“ sowie Hansen (2009): „Entwicklung eines energetischen Sanierungsmodells für den europäischen Wohngebäudesektor unter dem Aspekt der Erstellung von Szenarien für Energie- und CO₂-Einsparpotenziale bis 2030“. Den Zusammenhang zwischen den Anteilen an (gesamt-)sanierter Gebäuden und deren Alter stellt Abbildung 5-2 dar.

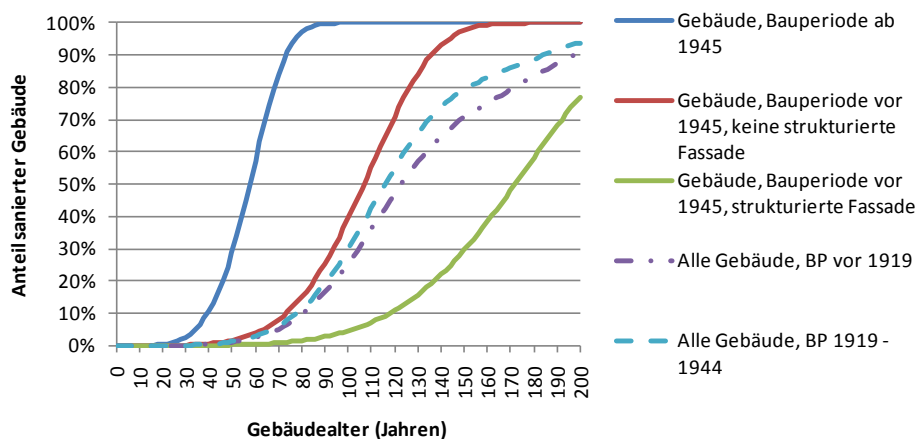


Abbildung 5-2. Anteil sanierter Gebäude in Abhängigkeit vom Gebäudealter

Unter diesen Prämissen kommt es zu dem in Abbildung 5-3 dargestellten Gebäudebestandsszenario. Dabei geht der Anteil der Wohngebäude, die vor 1945 errichtet wurden, im Zeitraum zwischen 2000 und 2050 um 35% zurück. Der Anteil der sanierten Gebäude liegt bei etwa 50%. Die Anzahl der Wohngebäude, welche zwischen 1945 und 1980 erbaut wurden, reduziert sich um etwa 25%. Der verbleibende Bestand aus dieser Bauperiode wird in diesem Szenario bis 2030-2035 nahezu vollständig saniert. Ab diesem Zeitraum werden zunehmend Gebäude der Bauperiode zwischen 1980 und 2000 saniert. Deren Sanierung ist im 2050 zu großen Teilen abgeschlossen. Der Wohngebäudebestand in 2050 wird in diesem Szenario zu mehr als 70% von Gebäuden gestellt, die vor 2008 errichtet

wurden. Ähnlich sieht es im Nicht-Wohngebäudebestand aus. Unter der Prämisse, dass weniger schwer sanierbare, schützenswerte Gebäude vorhanden sind, wird dessen Sanierung bis 2050 nahezu vollständig abgeschlossen sein.

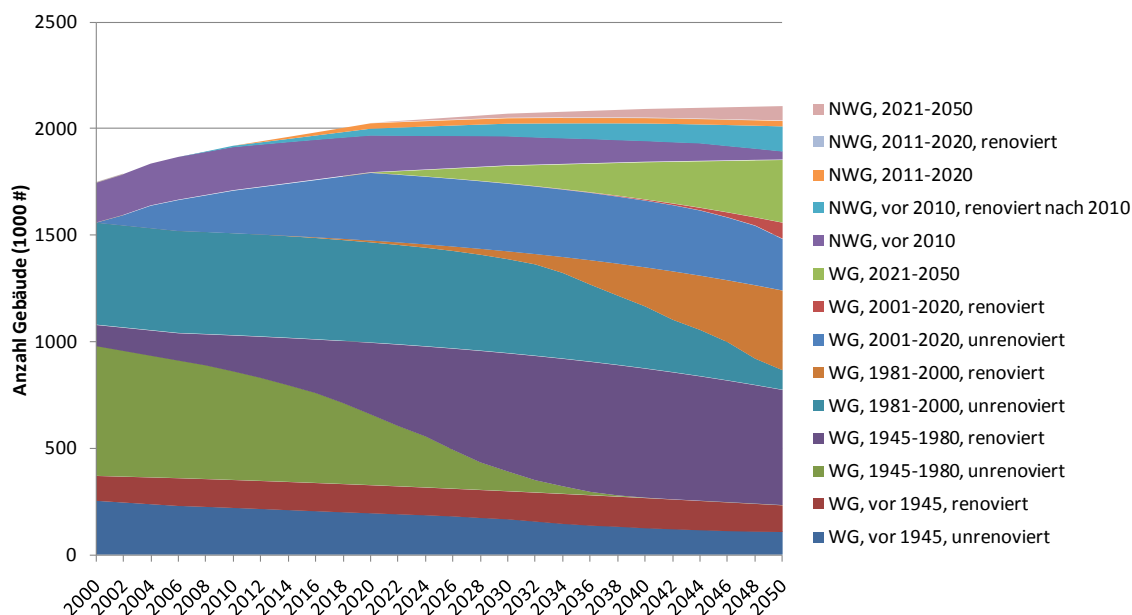


Abbildung 5-3. Entwicklung von Gebäuden: 2000 – 2050

Der Energiebedarf von neuen bzw. sanierten Gebäuden ändert sich dynamisch über die Zeit. Dessen Bandbreite wird in diesem Projekt dem Modell als Inputvariable zur Verfügung gestellt. Dabei wird unterstellt, dass der durchschnittliche Heizwärmebedarf HWB von neuen Gebäuden für den Zeitraum bis 2020 im Bereich von 35-40 kWh/m²a liegt, ab 2020 bei 20-25 kWh/m²a und reduziert sich bis 2040 auf 10 kWh/m². Gebäude der Bauperiode nach 1945 werden in den Szenarien bis 2020 auf 55-80 kWh/m²a saniert, danach wird die Sanierungsqualität sukzessive auf 10-15 kWh/m²a im Jahr 2050 angehoben. Gebäude der Bauperiode vor 1945 gelten als schwieriger zu sanieren. Die zugrundeliegende Annahme unterstellt, dass eine mittlere Sanierungsqualität von 90-125 kWh/m²a im Zeitraum bis 2020 vor liegt und diese auf 50-55 kWh/m²a bis 2050 angehoben wird.

Ambitioniertes Sanierungsszenario

Das oben skizzierte Szenario legt bereits höherwertige Sanierungen als diese in der Vergangenheit beobachtet wurden zu Grunde und erfordert daher zur Realisierung bereits umfassende energiepolitische Rahmenbedingungen. Zusätzlich zu dem oben dargestellten Referenzszenario wird ein noch ambitioniertes Szenario berechnet. Dieses, alternativ gezeigte Ambitionierte Sanierungsszenario zeigt ein, aus unserer heutigen Sicht, mögliches „realisierbares Maximalszenario“ auf. Es unterstellt höhere durchschnittliche Sanierungsqualitäten (20-30 kWh/m²a für Gebäude der Bauperiode nach 1945 bis 2020, ab 2030: 10 kWh/m²a; 60-85 kWh/m²a für Gebäude der Bauperiode vor 1945 bis 2020, kontinuierliche Verbesserung auf 30 kWh/m²a bis 2050) sowie forcierte Sanierungszyklen (45 anstatt 55 Jahre).

5.1.1 Heizen

Die Auswirkungen des Klimawandels auf den Heizendenergieeinsatz werden in einem 2-stufigem Verfahren ermittelt. In der ersten Stufe wird für den betrachteten Zeithorizont 2000-2050 der Endenergieeinsatz unter konstantem Klima ermittelt. Bei einer räumlichen Auflösung von 3 Hauptregionen: Wien, verbleibenden städtisch geprägten Räume und ländlich geprägten Räume) sowie mehrere Subregionen die sich hinsichtlich der Energieträgerverfügbarkeit unterscheiden, werden im Modell ERNSTL/EE-LAB die Veränderungen des betrachteten Energieverbrauches aufgrund der Änderungen des Gebäudebestandes (Abriss, Neubau, Sanierungen) sowie der eingesetzten Gebäudetechnik (Tausch von Heizungssystemen) abgebildet.

In einer nachfolgenden Stufe erfolgt unter der Annahme konstanter Entscheidungen – sowohl im Bezug auf Sanierungen, Wahl des Heizungssystems als auch Gebäudeabriss – eine Berechnung des Energieeinsatzes mit einer räumlichen Auflösung auf Gemeindeebene. Dazu werden die Daten der GWZ 2001 auf Gemeindebasis (Statistik Austria, Blick auf die Gemeinde), Entwicklung der Gebäudebestandsdaten auf Bezirksebene (ÖROK, 2005) sowie die Entwicklung der Klimadaten auf Gemeindeebene aus Arbeitspaket 1 herangezogen.

Die Berechnung des Heizwärmebedarfes erfolgt entsprechend der für den Energieausweis relevanten ÖNORM B 8110-5, die Verluste des Wärmebereitstellungs- und Wärmeverteilungssystem werden auf Basis der ÖNORM H 8055 ermittelt. Diese Vorgehensweise wurde sowohl für Wohn- wie auch Nicht-Wohngebäude gewählt. Die Methode ist damit mit der Methode zur Berechnung der Kenngrößen für den Energieausweis von Wohngebäuden konsistent. Der Endenergiebedarf EEB_{Norm} bei dieser Vorgehensweise entspricht einem theoretischen Energiebedarf der sich durch eine Normbeheizung des Gebäudes ergeben würde. Dieser stimmt aber in der Regel nicht mit den real gemessenen Energieverbräuchen von Gebäuden überein. Um eine Konsistenz mit dem tatsächlichen kumulierten Energieeinsatz EEB_{EB} , wie er in den Energiebilanzen ausgewiesen wird, herbeizuführen, wird für Wohngebäude zusätzlich ein Servicefaktor definiert. Diese Variable, methodisch basierend auf Loga et al. (2003), Born et al. (2003) sowie Biermayr (1998), definiert die Gebäude- und Wärmebereitstellungsabhängige Differenz zwischen Norm- und Realbeheizung.

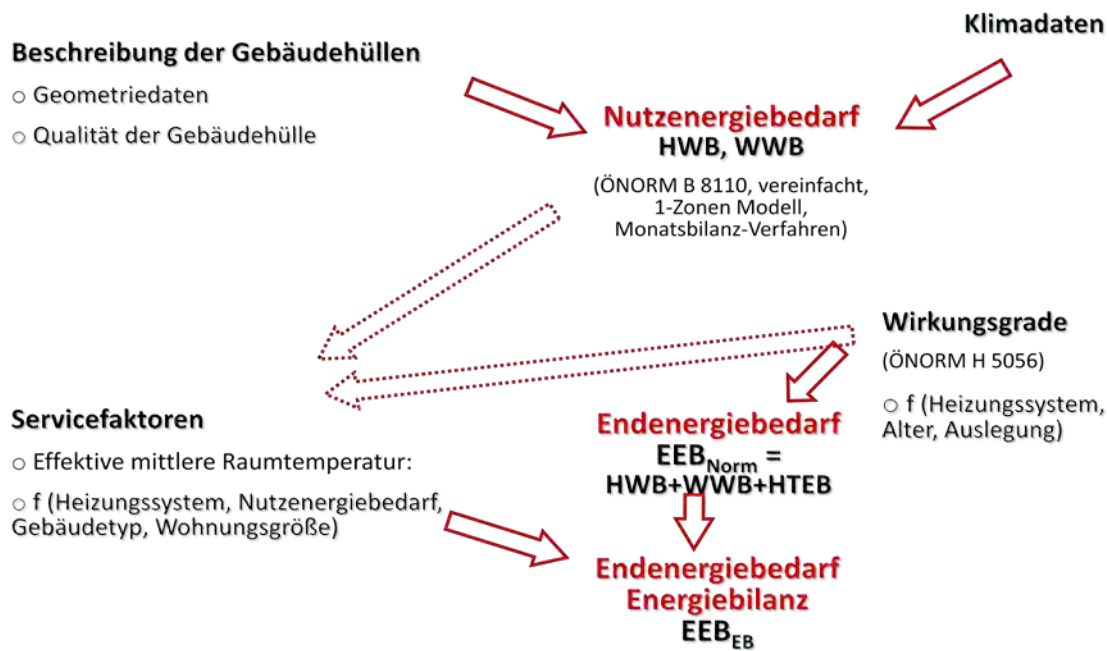


Abbildung 5-4. Darstellung der prinzipiellen Methode zur Berechnung des Endenergiebedarfes im Modell ERNSTL/EE-LAB.

Der normierte, spezifische Endenergiebedarf EEB_{Norm} pro m^2 Bruttogeschossfläche(BGF) errechnet sich dabei aus:

$$EEB_{Norm} = HWB + WWB + HTEB \left[\frac{kWh}{m^2a} \right]$$

mit EEB_{Norm} spez. Endenergiebedarf nach ÖNORM H 5056

HWB spez. Heizwärmebedarf nach ÖNORM B 8110

WWB spez. Warmwasserwärmebedarf

$HTEB$ spez. Heiztechnik-Energiebedarf

Im Gegensatz zur Normberechnung, bei welcher der Endenergieeinsatz EEB_{Norm} die Energieeinträge aktiver solarthermischer Bauteile sowie den Umgebungswärmeanteil der durch Wärmepumpen aktiviert wird, nicht enthält, werden diese in den nachfolgenden Darstellungen sehr wohl ausgewiesen. Dies gilt nicht für Energieeinträge passiver Bauteile (solarthermische Einträge über transparente Bauteile und innere Lasten).

$$EEB_{ERNSTL/EE-LAB} = EEB + \frac{Q_{Sol} + Q_{Umgebung, Wärmepumpen}}{BGF}$$

$$Q_{Sol} \dots \text{jährlicher solarthermischer Energieeintrag} \left[\frac{kWh}{a} \right]$$

$$Q_{Umgebung, Wärmepumpen} \dots \text{jährlicher Energieeintrag aus Umgebungswärme} \left[\frac{kWh}{a} \right]$$

Berechnung des Heizwärmebedarfes HWB

Bei der Berechnung des Heizwärmebedarfes von Gebäuden können drei Methoden unterschieden:

- Dynamische Verfahren (Gebäudesimulation)

- Quasi-stationäre Verfahren (Monats-Bilanzverfahren)
- Stationäre Verfahren (Heizperioden-Bilanzverfahren)

Der größte Aufwand – bezogen auf Daten wie auch CPU-Rechenzeit – entsteht bei dynamischen Verfahren; so werden für diese Methode neben einer detaillierten Abbildung des Gebäudes unter anderem auch Klimadaten auf stündlicher Basis benötigt. Dieses Verfahren spiegelt naturgemäß das thermische Verhalten eines bestimmten Gebäudes am besten wider. Allerdings verhindern die hohen Datenanforderungen, dass die bei der Berechnung gewonnene zusätzliche Genauigkeit bei einem größeren Gebäudebestand, bei dem üblicherweise nur noch durchschnittliche Kenngrößen bekannt sind, auf die Ergebnisse zu übertragen. Sollte, wie dies in dieser Arbeit der Fall ist, das thermische Verhalten des gesamten Gebäudebestandes abgebildet werden, täuschen solche dynamische Verfahren gegenüber quasi-stationären Verfahren eine höhere Ergebnisqualität vor, die sich schlussendlich als nicht kaum nachweisbar darstellt.

Stationäre Verfahren verwenden zur Berechnung des Heizwärmebedarfes die Kenngröße der Heizgradtage. Heizgradtage stellen die Summe der täglichen Temperaturdifferenz zwischen Innenraum-Solltemperatur und mittlerer Tagesaußentemperatur, bei Unterschreiten der Heizgrenze dar. In Österreich wird diese Kenngröße üblicherweise für eine Raumtemperatur von 20°C bei einer Heizgrenze von 12°C angegeben (HGT 12/20 [Kd]). Der Nachteil dieses Verfahrens liegt in dem Umstand, dass die Heizgrenze von der thermischen Qualität und Geometrie der Gebäudehülle abhängig ist. Daher müssten für unterschiedliche Gebäudetypen unterschiedliche Heizgradtage herangezogen werden. Loga (2004) zeigt für unterschiedliche Standort in Deutschland, dass dieses Verfahren, bei hinreichend genauer Berechnung der Heizgrenze sowie bei Kenntnis der Heizgradsummen für drei unterschiedliche Heizgrenzen 10°C, 12°C und 15°C und der daraus abgeleiteten Heizperiode, geringe Unterschiede gegenüber den quasi-stationären Monatsbilanzverfahren produziert. Der zusätzlich benötigte Aufwand zur Berechnung der Heizgrenze sowie die Kenntnis um die – in Regel nicht vorhandenen – HGT 10/20 und HGT 15/20 reduzieren den Mehraufwand der quasistationären Verfahren auf ein Minimum.

Quasistationäre Verfahren verwenden die monatlichen Durchschnittstemperaturen als wesentliche klimatologische Eingangsgröße. Damit wird der Nachteil der stationären Heizperiodenbilanzverfahren, nämlich die Länge der Heizperiode, methodeninhärent adressiert und damit eliminiert. Der zusätzliche Aufwand des Verfahrens ist überschaubar. Deshalb hat man sich in Österreich darauf geeinigt, als Mindestanforderung für den Energieausweis das Monatsbilanzverfahren zu fordern. Das quasistationäre Verfahren ist das Verfahren, dass im ERNSTL/EE-LAB Modell und damit auch in der vorliegenden Arbeit zu Anwendung kommt. Gebäude sind im Modell als 1-Zonen Gebäudemodelle abgebildet. Für die Innenraumtemperaturen, die monatlichen Nutzungsdauern und Luftwechselraten der Gebäude wurden die Normvorgaben gemäß ÖNORM B 8110-5 herangezogen.

Berechnung des Warmwasserwärmebedarfes WWWB

Zur Berechnung des erforderlichen Warmwasserbedarfs von Gebäuden wurden die Kenngrößen gemäß ÖNORM B 8110-5 verwendet. Diese beziehen sich auf die beheizte Geschoßfläche und liegen für Wohngebäude, Kindergarten, Schulen sowie Hotels und Pensionen bei 35 Wh/m²d, bei Verkaufsstätten und Bürogebäude wird ein Kennzahl von 17,5 Wh/m²d herangezogen, für Sportstätten, Krankenhäuser und Pflanzgewert liegt diese bei 70 Wh/m²d.

Servicefaktor

Wie eingangs erwähnt entspricht der Endenergieeinsatz, wie er sich bei einer Berechnung nach Norm ergibt, nicht dem real gemessenen Energieeinsatz. Das ist durchaus im Sinne der dem Gebäudeausweis hinterlegten Idee, das Gebäude nicht aber das Nutzerverhalten abzubilden und damit zu bewerten. Naturgemäß können die exakten Verhalten aller Nutzer nicht abgebildet werden. Sofern es zu keiner durchschnittlichen statistischen Abweichung kommen würde, hätte dies für die hier betrachtete Fragestellung auch keine Relevanz.

Tatsächlich lässt sich aber eine systematische Abweichung zwischen dem berechneten und dem real gemessenen Endenergieeinsatz bestimmen. Für das Nutzerverhalten lässt sich eine Abhängigkeit von den folgenden Eigenschaften erkennen:

- Thermische Qualität der Gebäudehülle
- Größe der Wohneinheit
- Zentralisierungsgrad des Heizungssystems
- Standortklima

Der Einfluss der thermischen Qualität der Gebäudehülle auf den Servicefaktor lässt sich durch höhere spezifische Heizkosten und einen damit einhergehenden bewussteren Umgang mit dem Thema Heizen erklären. Das bedeutet wiederum, dass Energiepreise wie auch das Standortklima einen ähnlichen Effekt zeigen sollten. Biermayr (1998) zeigt auf Basis einer ökonometrischen Analyse auf, dass es sich beim Einfluss der Energiepreise auf den Energieverbrauch nicht um eine kontinuierliche sondern um eine Variable mit Schwellwertcharakter handelt. Eine Kalibrierung des Modells hinsichtlich dieser Größe kann im Rahmen von diesem Projekt nicht durchgeführt werden, steht aber auch nicht im Focus der Analysen. Der Einfluss dieser Variable auf den Servicefaktor wird daher vernachlässigt. Einen ähnlichen Einfluss sollte das Standortklima auf den Servicefaktor haben. Höhere Jahrestemperaturen führen zu einem niedrigeren Heizenergiebedarf und damit ceteris paribus zu niedrigeren Heizkosten. Da die Änderung des Standortklimas den wesentlichen Untersuchungsgegenstand darstellt, wird diese Variable – mit ähnlicher Wirkung wie die Qualität der thermischen Gebäudehülle – den Servicegrad mit aufgenommen.

Der Einfluss des Servicegrades spiegelt sich in einer geänderten mittleren Innenraumtemperatur wider. Dazu wird von Loga et al. (2003) eine Berechnungsgrundlage zur Verfügung gestellt mit welcher der Einfluss des Nutzerverhaltens durch ein Nutzermodell abgebildet werden kann. Demnach weicht die durchschnittliche Innenraumtemperatur von der Raumsolltemperatur von 21°C („... empfundene (operative) Temperatur von 21°C (Schwerpunkt des „Behaglichkeitsfeldes“)...)“ durch folgenden Faktoren ab:

- zeitlich eingeschränkte Beheizung
- räumlich eingeschränkte Beheizung
- „Nutzungsfaktor“ per se

Berechnung der Innenraumtemperatur nach Loga et al. (2003)

$$\bar{\vartheta}_{i,Loga} = \bar{\vartheta}_e + f_{ze,Loga} f_{re} f_{n,Loga} (\bar{\vartheta}_{i,Soll} - \bar{\vartheta}_e)$$

mit $\bar{\vartheta}_e$ mittlere Außentemperatur (°C)

$\bar{\vartheta}_{i,Loga}$ mittlere Innentemperatur (°C)

$\bar{\vartheta}_{i,Soll}$ Soll-Innentemperatur (°C)

$f_{ze,Loga}$ Reduktionsfaktor zeitlich eingeschränkte Beheizung

f_{re} Reduktionsfaktor räumlich eingeschränkte Beheizung

$f_{n,Loga}$ "Nutzungsfaktor"

Die Auswirkung der zeitlich eingeschränkten Beheizung (Nachtabenkung) wurde auf Basis von Loga et al. (1999) mittels dynamischer Simulation in Abhängigkeit des Transmissions- und Lüftungsleitwertes $L = L_T$ und L_V wie folgt ermittelt.

$$l = \frac{L}{A_{BF}}$$

mit A_{BF} beheizte Gebäudefläche (0,7 - 0,8 BGF) [m²]

$$f_{ze, Loga} = 0,9 + \frac{0,1}{1+l}$$

Die räumlich eingeschränkte Beheizung bestimmt sich auf Basis von Loga et al. (1999) und Loga et al. (2001) wie folgt.

$$f_{re} = \frac{1}{0,5\sqrt{l} \cdot n_{re}^2 + 1}$$

mit n_{re} nicht direkt beheizter Raumanteil

$$n_{re} = 0,25 + 0,2 \arctan \frac{A_{WE} - 100}{50}$$

$$A_{WE} = \frac{A_{BF}}{n_{WE}}$$

mit n_{WE} Anzahl der Wohneinheiten pro Gebäude

Der Nutzerfaktor wird bei Loga et al. (2003) wie folgt definiert:

$$f_{n, Loga} = 0,5 + \frac{1}{1 + 0,5 \cdot l}$$

Erweiterungen bzw. Änderung des oben dargestellten Nutzermodells von Loga et al. (2003)

$$\bar{\mathcal{G}}_i = \bar{\mathcal{G}}_e + f_{ze} f_{re} f_n (\bar{\mathcal{G}}_{i, Soll} - \bar{\mathcal{G}}_e)$$

mit $\bar{\mathcal{G}}_i$ mittlere Innentemperatur entsprechend ERNSTL/EE-LAB (°C)

f_n "Nutzungsfaktor" Implementierung entsprechend ERNSTL/EE-LAB

f_{ze} Reduktionsfaktor zeitlich eingeschränkte Beheizung ERNSTL/EE-LAB

Einfluss des Standortklimas

Wie bereits diskutiert, kann auf Basis von Plausibilitätsannahmen unterstellt werden, dass das Standortklima auf den Benutzerfaktor einen ähnlichen Einfluss wie die thermische Qualität der Gebäudehülle, ausgedrückt im Leitwert, hat. Damit dies im Modell repräsentiert werden kann, wird für die Berechnung des Servicefaktors ein klimakorrigierter spezifischer Leitwert verwendet.

$$l_{HGTkorr} = \frac{HGT_{Standort}}{3240} l$$

mit $HGT_{Standort}$ Orts- und zeitspezifische Heizgradtage

3240 mittlere HGT Deutschland 1980-2004

Nutzerfaktor f_n

Ein Vergleich der Ergebnisse mit Schrieffl, 2007 (auf Basis von Biermayr, 1998) zeigt, dass der Einfluss des Nutzerfaktors $f_{n, Loga}$ eventuell überschätzt wird und die Kalibrierung des Nutzerfaktors nach Born et al. (2003) besser übereinstimmt. Daher wird im hier eingesetzten Modell der Nutzerfaktor mit

$$f_n = 0,5 + \frac{2}{3 + 0,6 \cdot l_{HGTkor}}^2$$

abgebildet.

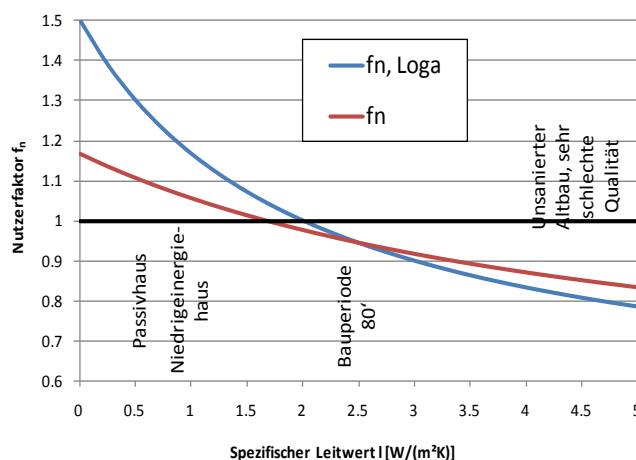


Abbildung 5-5. Vergleich des Nutzerfaktors $f_{n,Loga}$ nach Loga et al. (2003) und sowie den in ERNSTL/EE-LAB abgebildeten Nutzerfaktors f_n .

Einfluss des Heizungssystems

Biermayr (1998) zeigt auf, dass der Zentralisierungsgrad des Heizungssystems einen wesentlichen Einfluss auf den Endenergieeinsatz für Heizen und Warmwasser hat. Aus den Daten abgeleitet, wird der Korrekturfaktor für den Fall eines Einzelheizungssystems auf 0,75, für alle anderen Systeme auf 1 gesetzt.

$$f_{HS} = \begin{cases} 0,75 & \text{(HS: Einzelofen)} \\ 1 & \text{(Gebäude-/Wohnungszentralheizung)} \end{cases}$$

$$EEB_{HS,korr} = f_{HS} \cdot EEB$$

mit EEB Endenergieeinsatz

f_{HS} Korrekturfaktor für Heizungssystem

Für Nicht-Wohngebäude wird der Servicefaktor auf 1 gesetzt, d.h. die Energieverbräuche werden anhand der Norm-Innenraumtemperatur berechnet.

5.1.2 Kühlen

Dieser Abschnitt befasst sich mit der Frage, welche Auswirkungen der Klimawandel auf den Kühlenergiebedarf und die Kühllasten in Österreich in verschiedenen Szenarien haben könnte. Die aus diesen Analysen abgeleiteten Adaptionsmaßnahmen werden in Abschnitt 8.2 dargestellt.

Zur Analyse möglicher Klimaauswirkungen auf den Kühlenergieverbrauch wurden die folgenden Schritte durchgeführt:

- Mittlere spezifische Nutzflächen je Gebäude wurden aus der Literatur und bisherigen Analysen (Haas et al 2009) ermittelt und bis zum Jahr 2050 konstant gehalten.

- Der Anteil klimatisierter Flächen wurde nach Gebäudekategorien und Gemeinden auf Basis eines klimasensitiven sowie nicht-klimasensitiven Trends für vier verschiedene Diffusions-Szenarien ermittelt. Diese Vorgangsweise ist weiter unten detaillierter dargestellt.
- Typische Referenz-Energieverbräuche für Kühlung nach unterschiedlichen Gebäudetypen wurden ermittelt (Haas et al 2009, Zoll 2010) und in Abhängigkeit der thermischen Sanierungsraten die Effekte durch Wärmeschutzmaßnahmen in Abzug gebracht.
- Auf Basis dieser Daten wurde der Kühlenergiebedarf unter Berücksichtigung des Anstiegs der Kühlgradtage (KGT) für jede Gemeinde i, jede Gebäudekategorie j, für Voll- und Teilklimatisierung (k) und jede Dekade bis zum Jahr 2050 (t) ermittelt und schließlich auf aggregiert:

$$Q_{Cool,t} = \sum_i \sum_j \sum_k n_{i,j,t} \cdot A_{j,t} \cdot \alpha_{i,j,k,t} \cdot e_{ref,k} \cdot \frac{KGT_{i,t}}{KGT_{ref}}$$

Q	Energienachfrage Kühlung (kWh) für Dekade t		
i	Gemeinden		
j	Gebäudekategorie		
k	Voll-/Teilklimatisierung		
n	Anzahl Gebäude		
A	Nutzfläche je Gebäude (m²/Geb)		
a	Diffusion Teil- bzw. Vollklimatisierung		
e _{ref}	spezifischer Energieverbrauch für Teil- bzw. Vollklimatisierung (kWh/m²/a) (Haas et al 2009, Zoll 2010)	für	Referenz-Klima
KGT	Kühlgradtage		

Es wird damit in diesem Teil des Projekts keine ökonomische Modellierung des Energiesystems durchgeführt, da die Entscheidung über ein Kühlsystem aus heutiger Sicht weniger aus energiewirtschaftlichen Entscheidungen (d.h. beeinflusst von Energiepreisen etc.) stattfindet als durch Komfortansprüche oder auch aktuell gegebene Erfordernisse z.B. des Büro-Marktes getrieben ist.

Einige Arbeiten befassten sich in der Vergangenheit bereits mit möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf den Kühlenergiesektor. Insbesondere sei hier auf Pretenthaler, Gobiet 2008 verwiesen.

Die folgenden Aspekte beeinflussen die Entwicklung des künftigen Kühlenergiebedarfs: (1) Anstieg von Kühlgradtagen, (2) Diffusion von Klimageräten, (3) Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergiebedarfs an Gebäuden, (4) Wechselwirkungen von Wärmeschutzmaßnahmen (die zur Reduktion des Heizenergiebedarfs getätigt werden) und dem Kühlenergieverbrauch. Der methodische Ansatz zur Berücksichtigung dieser Aspekte wird im Folgenden jeweils kurz beschrieben:

1. Anstieg von Kühlgradtagen (KGT)

Kühlgradtage sind der wesentliche klimatologische Einflussparameter auf den Kühlenergiebedarf klimatisierter Gebäude. Das Niveau der KGT variiert naturgemäß stark mit der Seehöhe. Auch die Klima bedingte Änderung ist regional stark unterschiedlich. Die Analysen werden daher auf Gemeindeebene disaggregiert durchgeführt.

In Arbeitspakt 1 dieses Projekts (siehe Abschnitt 2) wurde die Entwicklung von

Kühlgradtagen auf Gemeindeebene auf Basis des REMO-UBA-Modells für die drei Szenarien A1B, A2, B1 aufbereitet.

2. Diffusion von Klimatisierung

Während bei der Analyse des Heizenergieverbrauchs davon ausgegangen werden kann, dass prinzipiell in jedem Gebäude ein Art von Heizsystem installiert ist, ist das für die Kühlung nicht der Fall. Vielmehr ist die Entwicklung des Kühlenergieverbrauchs stark von der Diffusion von Klimatisierung abhängig. Wir unterscheiden dabei zwischen einem klimasensitiven und einem nicht-klimasensitiven Trend. Bei ersterem kann davon ausgegangen werden, dass er vor allem von der Entwicklung von Temperatur-Maxima sowie dem Ausmaß von Hitzeperioden abhängig ist. In Arbeitspakt 1 dieses Projekts (siehe Abschnitt 2) wurde dafür ein Indikator definiert, der vergleichbar zu den Heiz- bzw. Kühlgradtagen die Temperatur an Hitzetagen (d.h. an Tagen mit einer Temperatur über 30°C) aufsummiert (s. Kapitel 2).

Der zweite, nicht klimasensitive Faktor ist im Wesentlichen durch steigende Komfortansprüche, Lebensstil und strukturelle Verhaltensmuster verschiedener Akteure geprägt.

Daraus ergibt sich die Diffusion (α) von Teil- bzw. Vollklimatisierung (k) in einer bestimmten Gemeinde (i) und Gebäudekategorie (j) im Jahr t . Die Referenz-Diffusion α^* stellt dabei den nicht-klimasensitiven Trend dar. Dieser wird aus der Literatur (Haas et al 2009) bis zum Jahr 2020 übernommen und extrapoliert. Als Sensitivität wird außerdem der Fall untersucht, der sich mit konstanten Diffusionsraten ergibt (d.h. Anteil klimatisierter Flächen in jeder Gebäudekategorie bleibt auf dem Niveau von 2007). Das Verhältnis des Indikators Temperatursumme-Hitzetage (THT) im Jahr t und einer bestimmten Gemeinde i zu einem Referenz-Wert dieses Indikators dient zur Bestimmung des klimasensitiven Trends. Da keine empirischen Daten zur genauen zeitlich-ursächlichen Wirkung dieses Indikators auf die Klimatisierung vorliegen, werden zwei Szenarien mit verschiedenen Exponenten a gerechnet. Für die Szenarien mit „hohem“ klimasensitiven Trend wurde $a=1$ gesetzt, für jene mit „niedrigem“ klimasensitiven Trend wurde $a=0.3$ gesetzt. Die Bandbreite soll dabei den Handlungsspielraum aufzeigen, der durch Adaptionsmaßnahmen zur Verringerung des Kühlenergieverbrauchs und der Diffusion von Klimatisierung besteht. Bei der Interpretation sowohl des Indikators als auch des Exponenten ist auch zu berücksichtigen, dass der Indikator keine Extremjahre beinhaltet, die sich aber auch die Diffusion von Klimageräten stark auswirken können.

$$\alpha_{i,j,k,t} = \alpha_{i,k,t}^* \cdot \left(\frac{THT_{i,t}}{THT_{ref}} \right)^a$$

α	Diffusion der Teil- bzw. Vollklimatisierung (k) im Jahr t in Gemeinde i und Gebäudekategorie j
i	Gemeinden
j	Gebäudekategorie
k	Voll-/Teilklimatisierung
α^*	Referenz-Diffusion Teil- bzw. Vollklimatisierung (Szenarien aus Literatur ohne Klimasensitivität)
THT	Temperatursumme Hitzetage
a	Parameter zur Kalibrierung der Diffusionskurve (nicht klimasensitiv): Szenarien für Verhalten bzw. politische Maßnahmen (z.B. Standards für Bauvorschriften)

Somit ergeben sich vier Szenarien zur Diffusion von Klimageräten, die für jedes der drei Klimaszenarien dargestellt werden. Außerdem erfolgt eine Auswahl von 3 „Hauptszenarien“. Diese ergeben sich aus der Logik der drei IPCC –Szenarien: im A2-Szenario liegt der höchste Klimatisierungsanteil vor, im A1B ein geringerer und im B1-Szenario der geringste:

Tabelle 4: Übersicht der Szenarien zur Diffusion der Klimatisierung von Gebäuden

		Trend zur Klimatisierung (nicht klimasensitiv) (α^*)	
		ja	nein
Klimasensitiver Trend (α)	hoch ($\alpha=1$)	max (A2)	
	Nieder ($\alpha=0.3$)	(A1B)	min (B1)

3. Maßnahmen zur Reduktion des Kühlbedarfs an Gebäuden

Zahlreiche Maßnahmen können sowohl im und am Gebäude sowie auch außerhalb des Gebäudes gesetzt werden, um den Kühlbedarf von Gebäuden zu verringern (Reduktion interner Lasten, Abschattung, Speichermassen, Nachtkühlung, Vermeidung von Wärmeinseln in urbanen Räumen etc; siehe dazu auch die in Kapitel 8.2 beschriebenen Adaptionsmaßnahmen⁴. Es war im Rahmen dieses Projekts nicht möglich, die Wirkungsweise jede dieser vielfältigen Maßnahmen im Detail zu modellieren und zu quantifizieren. Im Wesentlichen haben diese Maßnahmen zwei Wirkungen: Zum einen die Reduktion des Kühlenergiebedarfs in jenen Gebäuden, die klimatisiert sind. Zum anderen aber auch die Reduktion der Diffusion klimatisierter Flächen, da in vielen Fällen eine Klimatisierung dann von den Nutzern nicht mehr als notwendig erachtet wird. Da sich diese beiden Effekte überlagern und nur schwer zu trennen sind, wurden beide in die Diffusion klimatisierter Gebäudeflächen zusammengefasst (siehe oben). Das heißt, es geht uns dabei darum, die Bandbreite des Gestaltungsspielraums aufzuzeigen, der sich durch diese Maßnahmen ergibt und weniger um den quantitativen Effekt einzelner Maßnahmen.

4. Wechselwirkungen von Wärmeschutzmaßnahmen und dem Kühlenergieverbrauch

Zur Reduktion des Heizenergieverbrauchs werden Wärmeschutzmaßnahmen (im Wesentlichen Wärmedämmung und Fenstertausch) an Gebäuden gesetzt. In Kapitel 5.2 sind die Modellergebnisse aus dem Modell Ernstl/EE-Lab zu den diesbezüglichen Szenarien und Wirkungen im österreichischen Gebäudebestand auch dokumentiert. Diese Maßnahmen wirken sich auch auf den Kühlenergiebedarf von Gebäuden aus. Modell-basierte Analysen (z.B. Zoll 2010) zeigen, dass für die wichtigsten Gebäudetypen dieser Effekt zwischen 5% und 20% des Kühlenergieverbrauchs liegt. Das bedeutet, dass der überwiegende Teil der möglichen Einsparungen nicht durch Wärmeschutzmaßnahmen, sondern durch spezifische (passive)

⁴ Darüber hinaus sei auch auf die Maßnahmen verwiesen, die im Rahmen der Workshops zur Erarbeitung einer österreichischen Anpassungsstrategie im Aktivitätsfeld „Bauen und Wohnen“ erarbeitet wurden.

Kühlmaßnahmen, wie z.B. Abschattung erzielt werden kann. Basierend auf diesen Ergebnissen wurde je nach Gebäudekategorie eine Reduktion des Kühlenergieverbrauchs aufgrund von Wärmeschutzmaßnahmen in der Sanierung und im Neubau von 8% bis 15% angenommen. Mit den Sanierungs- bzw. Neubauraten folgt daraus die entsprechende mittlere effektive Reduktion des spezifischen Kühlenergieverbrauchs für verschiedene Gebäudetypen zwischen 2% und 5% im Jahr 2020 und 4% und 13% im Jahr 2050, wobei der untere Wert jeweils für Glasfassaden anzusetzen ist.

Dabei erfolgte keine Differenzierung nach den drei Klimaszenarien. Dies hätte zusätzliche Analyse dieser Effekte erfordert, die im Rahmen dieses Projekts nicht möglich waren.

5.2 Klimasensitivität der Nachfrage nach Heizenergie

Für den Zeitraum 2000 – 2008, der als Kontroll- bzw. Kalibrierungszeitraum dient, liefert das Modell einen Nutzenergiebedarf, zusammengesetzt aus Heizwärmebedarf HWB und Warmwasserwärmebedarf WWWB, der von 100 TWh auf 98 THW sinkt. Davon entfallen 30 TWh auf Nicht-Wohngebäude, die verbleibenden 70 TWh bzw. 68 TWh sind dem Wohngebäudebereich zuzuordnen. Dieser Wärmebedarf stellt eine theoretische Größe dar, kann aggregiert jedoch nicht direkt beobachtet werden. Aggregate lassen sich der Energiebilanz entnehmen. Diese stellen den Endenergieeinsatz dar, der bereits das Nutzerverhalten wie auch die Verluste der Wärmebereitstellung und -verteilung inkludiert, sofern sie innerhalb der betrachteten Gebäude entstehen. Der Endenergieeinsatz wird vom Modell auf 102 TWh in 2000 bzw. auf 98 TWh im Jahr 2008 berechnet. Sowohl der Verlauf als auch die absoluten Größen vergleicht sich gut mit den Daten, die sich aus Energiebilanz errechnen lassen (Abbildung 5-6).

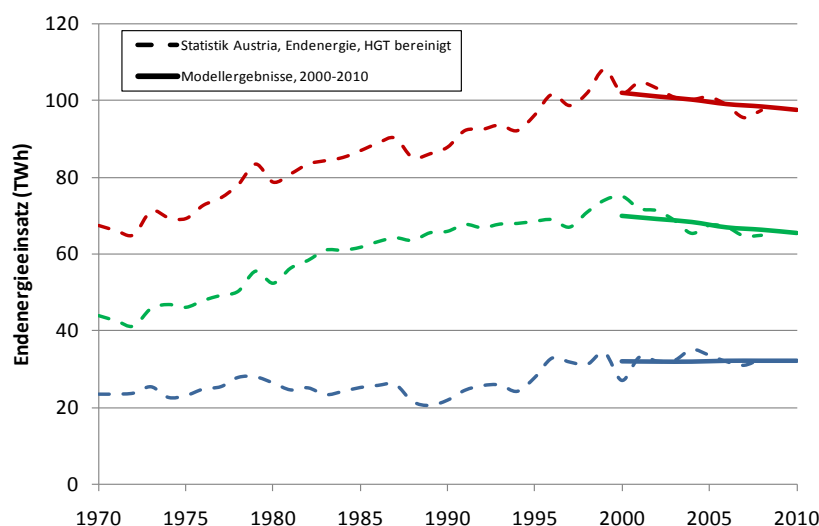


Abbildung 5-6. Entwicklung des Endenergieeinsatzes zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung: Gegenüberstellung der Modellrechnungen mit den HGT bereinigten Energiebilanzwerten.

Die Entwicklung des Energiebedarfes (HWB + WWWB) bis 2050 im Referenzszenario unter konstanten klimatischen Bedingungen zeigt Abbildung 5-7. In diesem Szenario sinkt diese Kennzahl von 102 TWh in 2000 auf 50 TWh in 2050.

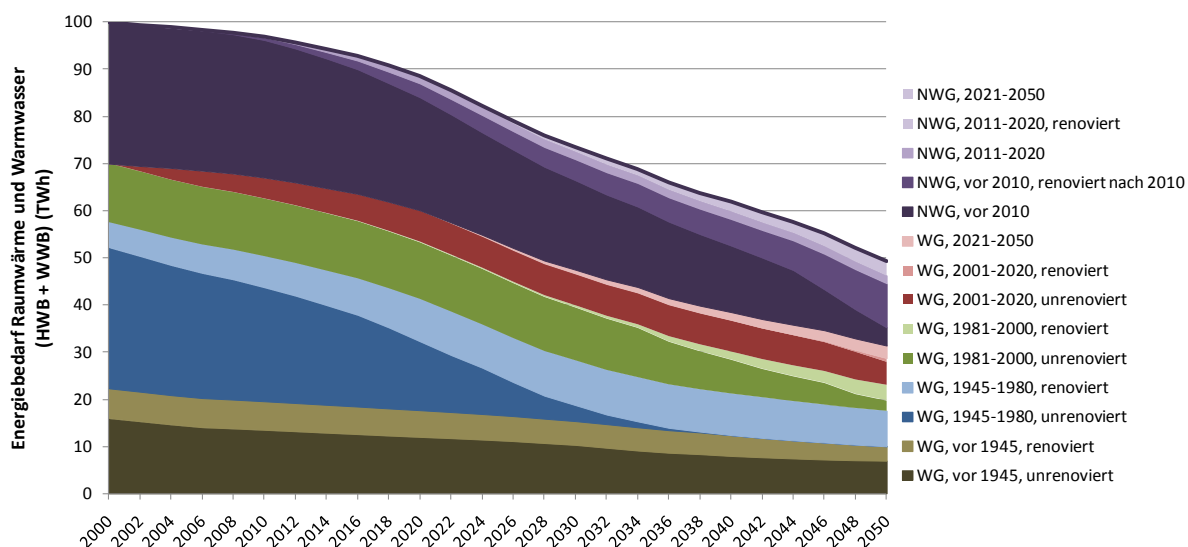


Abbildung 5-7. Entwicklung des Energiebedarfes (HWB + WWWB) im Referenzszenario bis 2050.

Ein ähnliches Bild ergibt sich für Endenergieeinsatz im Referenzszenario bis 2050. Auch hier kommt es zu einer Reduktion um 50%. In dieser Stelle gilt es nochmals zu betonen, dass hier jegliche Wärmeenergie, die von aktiven Wärmebereitstellungssystemen ins Gebäude eintragen wird, als Endenergie gewertet wird. Somit werden auch solarthermische Einträge durch Solarkollektoren und die Umweltwärmeeinträge wie sie durch Wärmepumpen geerntet werden in dieser und allen nachfolgenden Grafiken ausgewiesen.

Die einzelnen Beiträge die diese Hüllkurve formulieren zeigt Abbildung 5-8, sowohl für den gesamten Gebäudebestand (rote Kurven) wie auch den Wohngebäudebestand (grüne Kurven). Die punktierten (jeweils obersten) Linien zeigen den hypothetischen Verlauf des Endenergieeinsatzes für den Fall an, dass A) der derzeit bestehende Gebäudebestand unverändert bleibt (kein Gebäudeabriss, keine Sanierungen oder Heizungssystemtausche) und B) der erforderliche Neubau mit einer thermischen Qualität errichtet wird, wie dies in 70iger Jahren des 20. Jahrhunderts der Fall war. Die Differenz gegenüber dem Ist-Verbrauch (2008) ergibt sich durch den Anstieg der beheizten Flächen. Diese Entwicklung wird im Nachfolgenden auch als Referenzentwicklung bezeichnet und stellt die Referenz für alle anderen energieverbrauchsreduzierenden Faktoren dar.

Die darunter liegenden strichlierten Kurven unterstellen eine Qualität des Neubaus anno 1995 und zeigen bereits eine signifikante Reduktion (-5% gegenüber Referenz) des Endenergieeinsatzes. Die strichpunktlierten Linien stellen den Unterschied dar, wie er sich durch die Annahmen hinsichtlich des Neubaus im Referenzszenario (siehe oben) ergibt. Dieses Szenario führt in 2050 zu einer Reduktion des Energiebedarfes gegenüber dem Referenzverlauf um 8%. Die doppelt strichpunktlierten Linien stellen erstmals einen Eingriff in den bestehenden Gebäudebestand dar, indem nun der Szenario-inhärente Gebäudeabriss berücksichtigt wird. Durch diesen Gebäudeabriss ergeben sich zusätzliche Fehlmengen hinsichtlich benötigter Wohneinheiten bzw. beheizten Flächen, die nun durch effiziente Neubauten aufzufüllen sind. Daraus ergibt sich eine Reduktion des Energieeinsatzes um 24% gegenüber Referenz. Schlussendlich zeigen die durchgezogenen Linien den zusätzlichen Effekt der Gebäudesanierungen, der den Gesamtenergieeinsatz auf 43% gegenüber Referenz reduziert. Damit sind in diesem Szenario Gebäudesanierungen zu etwa 60% der Gesamteinsparungen verantwortlich.

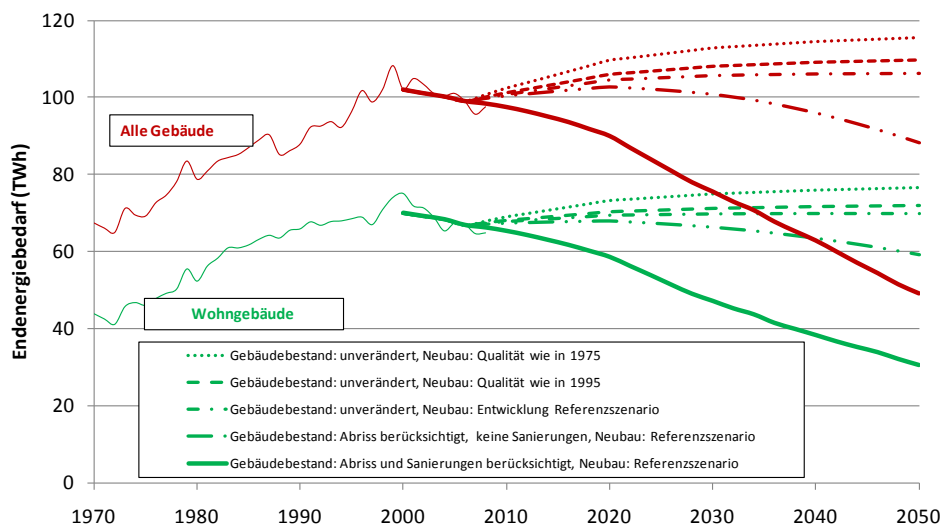


Abbildung 5-8. Beiträge der unterschiedlichen Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieeinsatzes im Referenzszenario bis 2050.

Betrachtet man den Endenergieeinsatz nach Gemeindegrößen, so zeigt sich, dass dieser in Gemeinden bis 15000 Einwohner (Einwohneranzahl 2006) um etwa 52%-53% (gegenüber 2000) sinkt. Ein Unterschied zwischen den beiden Größenclustern „Gemeinden mit weniger als 5000 Einwohner“, und „Gemeinden mit 5000-15000 Einwohner“ ist nicht zu erkennen. In Städten, dargestellt als Gemeinden mit mehr als 15000 Einwohnern sinkt der Energieeinsatz mit 48% (gegenüber 2000) signifikant langsamer. Dafür gibt es im Wesentlichen drei Gründe. Zum einen tragen – im Gegensatz zu kleineren Gemeinden – große Mehrfamilienwohngebäude einen erheblichen, zum Teil den überwiegenden, Anteil an beheizten Gebäudeflächen bei. Dieser Gebäudetypus weist durch sein kompaktes A/V Verhältnis bereits in der Vergangenheit einen geringeren spezifischen Energiebedarf auf, weshalb durch Sanierungen nicht die gleiche energetische Einsparung erreicht werden können. Zweitens befinden sich in urbanen Räumen mehr alte, schwer sanierbare und aus Denkmalschutzaspekten erhaltenswerte Gebäude, was wiederum die Effektivität von Gebäudesanierungen reduziert. Zu Letzt stellen aber auch die Städte – neben deren Einzugsgebiete - die wesentlichen Wachstumsräume dar. Deshalb steigt die Bevölkerung und mit ihr die beheizten Gebäudeflächen, in diesem Größencluster überproportional an.

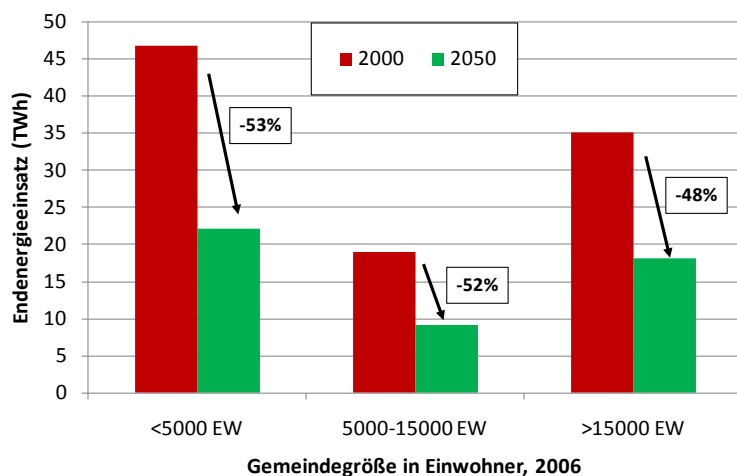


Abbildung 5-9. Entwicklung des Endenergieeinsatzes nach Gemeindegrößen

Ambitioniertes Szenario

Alle oben dargestellten Ergebnisse gelten für das Referenzszenario. Das alternativ gerechnete Ambitionierte Szenario – ein maximales EnergieeffizienzszENARIO – erreicht durch ambitionierte Sanierungsaktivitäten niedrigere Endenergieeinsätze. Dieses Szenario unterstellt vor allem zu Beginn der Simulationsperiode im Vergleich mit dem Referenzszenario höhere Anforderungen, weshalb sich hier gerade um 2020 bis 2025 die größten Unterschiede ergeben. Insgesamt kommt dieses Szenario auf einen Endenergieeinsatz von 44 TWh in 2050.

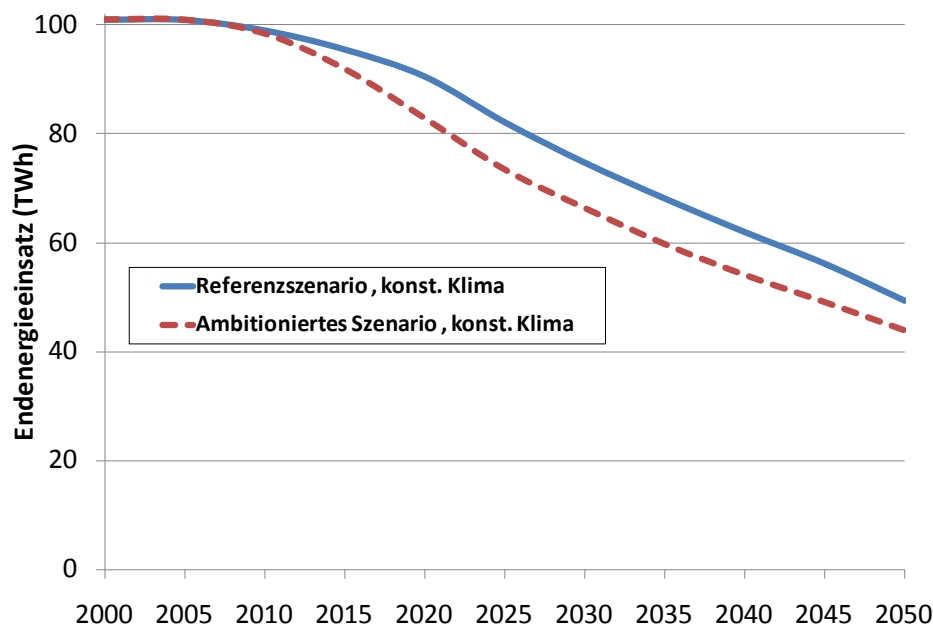


Abbildung 5-10. Endenergieeinsatz im Referenzszenario sowie dem Ambitioniertem Szenario bis 2050.

Einfluss des geänderten Klimasignals

Um den Einfluss eines zukünftigen Klimawandels abzubilden, wurden Energiebedarf und -einsatz der unterschiedlichen Gebäudetypen (Geometrie, solare Einstrahlungsflächen, thermische Qualität der Gebäudehülle, Gebäudebauweise) unter geänderten mittleren monatlichen Außentemperaturen berechnet. Prinzipiell setzt sich der hier betrachtete Endenergieeinsatz eines Gebäudes aus mehreren Komponenten zusammen, die jeweils in einem unterschiedlichen Maße vom Standortklima abhängig sind. Exemplarisch wird dies in Abbildung 5-11 für 3 Einfamilien-Wohngebäude dargestellt. Das Balkendiagramm links stellt ein Gebäude mit einem Heizwärmebedarf von 240 kWh/m²a dar und repräsentiert damit ein Gebäude mit besonders schlechter Gebäudequalität. Das Balkendiagramm in der Mitte zeigt einen Repräsentanten für Niedrigenergiehäuser, rechts wird ein Gebäude mit Passivhaus ähnlichen Eigenschaften abgebildet. Für alle drei Gebäude zeigt die Abbildung den Energiebedarf und -einsatz bei einem Referenzklima HGT12/20 von 3300 Kd und einem Rückgang der Heizgradtage um 20% bzw. 40%, jeweils unter Berücksichtigung des Servicefaktors (linke Balken) bzw. dessen Vernachlässigung (rechte Balken).

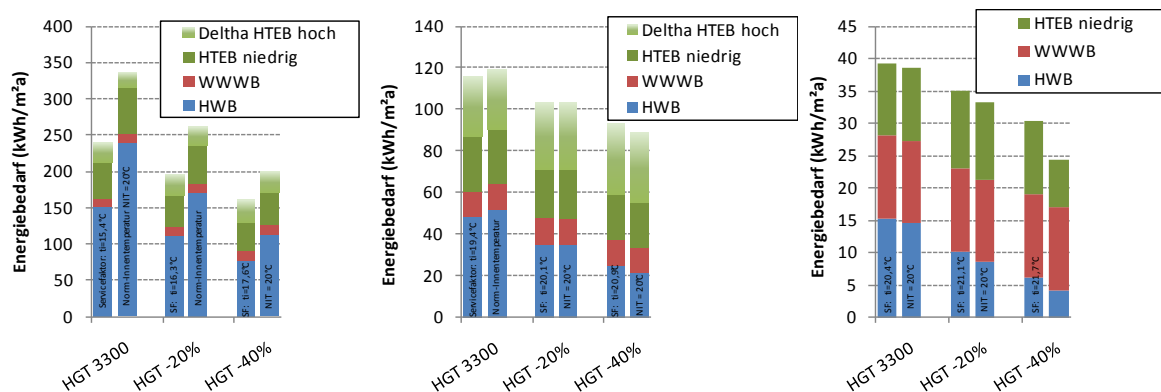


Abbildung 5-11. Einfluss der Heizgradtage auf den Energiebedarf und –einsatz in Gebäuden.

Der Heizwärmebedarf HWB, in den Diagrammen durch die blauen Flächen dargestellt, stellt eine Normgröße dar. Daher kann dieser sinnvollerweise nur an den Balken unter Berücksichtigung der Norminnenraum-Temperatur von 20°C abgelesen werden. Dieser ändert sich gegenüber dem Rückgang der Heizgradtage überproportional. Eine Reduktion der HGT um 20% reduziert den HWB um mehr als 20%. Zusätzlich fällt dieser Effekt umso stärker aus, je höher die Qualität der Gebäudehülle ist. Grund dafür liegt vor allem in der Verschiebung der Heizgrenze der Gebäude. Je höhere die Gebäudequalität und damit die Heizgrenze liegt, desto stärker geht der Energiebedarf in den Übergangsperioden zurück. Durch die Verschiebung der durchschnittlichen Außentemperaturen unter wärmeren klimatischen Bedingungen verlängert sich diese Übergangsperiode, wodurch es zum stärkeren Rückgang beim Heizwärmebedarf kommt.

Im Gegensatz dazu repräsentiert der Endenergieeinsatz eine Größe, die mit tatsächlich gemessenen Werten von Objekten – zumindest im Mittel über eine größere Anzahl an vergleichbaren Gebäuden – übereinstimmen sollten. Dies erfordert aber die Berücksichtigung des Servicefaktors, eine Bedingung die der Endenergiebedarf EEB_{EB} nach Normberechnung nicht erfüllen kann.

Der Endenergiebedarf EEB unter Berücksichtigung des Servicefaktors skaliert nun im Gegensatz zum HWB unterproportional gegenüber der Änderung der Heizgradtage. Ein Rückgang der Heizgradtage um 20% reduziert den Endenergiebedarf um weniger als 20%. Dieser Effekt fällt wiederum umso stärker aus, je besser die thermische Qualität der Gebäudehülle ist. Das ergibt sich dadurch, dass der EEB Komponenten enthält, die nicht direkt von den Heizgradtagen abhängig sind (Warmwasserwärmebedarf WWWWB) bzw. unterproportional skalieren wie die Verluste der Wärmebereitstellung und –verteilung (sofern der Teillastbetrieb berücksichtigt wird). Der HGT unabhängige durch Warmwasserbereitstellung bedingte Energieeinsatz nimmt in Gebäuden mit besseren Wärmeschutzstandards einen größeren Anteil am gesamten EEB ein. Das führt dazu, dass solche Gebäude nicht im selben Ausmaß von einem Rückgang der Heizgradtage profitieren, wie dies bei schlecht gedämmten Gebäuden der Fall ist. Der zweite Grund für die Unterproportionalität des EEB, insbesondere bei Gebäuden mit schlechtem Wärmeschutz, liegt im Nutzungsverhalten der Gebäudebewohner. Bei Gebäuden mit schlechter Wärmedämmung wird eine Reduktion des Wärmebedarfes zu signifikanten Anteilen durch die Erhöhung des Komfortniveaus (höhere Innenraum-Temperaturen) aufgezehrt. Mit zunehmend besseren thermischen Qualitäten nähert sich die Innenraum-Temperatur seinem Sättigungsniveau an, wodurch sich dieser Rebound Effekt reduziert.

Tabelle 5. Einfluss der Änderung der Heizgradtage auf Energiebedarf und -einsatz zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung von typischen Wohngebäuden.

	Gebäude 1	Gebäude 2	Gebäude 3
HWB bei 3300 Kd	(240 kWh/m ² a)	(50 kWh/m ² a)	(15 kWh/m ² a)
Rückgang der HGT um 20%			
Änderung des HWB	29%	32%	41%
Änderung des EEB _{EB}	18%-21%	11%-18%	11%
Rückgang der HGT um 40%			
Änderung des HWB	53%	59%	71%
Änderung des EEB _{EB}	33%-39%	20%-32%	23%

Klimaszenarien

Um die Auswirkungen auf den betrachteten Endenergiebedarf zu analysieren, werden die Gebäude, wie sie sich aus der oben dargestellten Simulation ergeben, auf Basis der GWZ 2001 nach Gemeinden disaggregiert und dem jeweils gemeindespezifischen Verlauf der klimatischen Änderungen in den drei Szenarien A1B, A2 und B1 ausgesetzt. In den zwei wärmeren Szenarien A1B und A2 entspricht das Ausmaß des Klimaeinflusses in 2050 in etwa dem Unterschied zwischen Referenzszenario und dem Ambitioniertem Szenario. Ausgehend von 49 TWh Referenzszenario bzw. 44 TWh im Ambitionierten Szenario unter konstantem Klimasignal in 2050, sinken diese Werte auf 43 TWh (38 TWh) in den Szenarien A1B und A2, bzw. 46 TWh (41 TWh) im B1 Szenario.

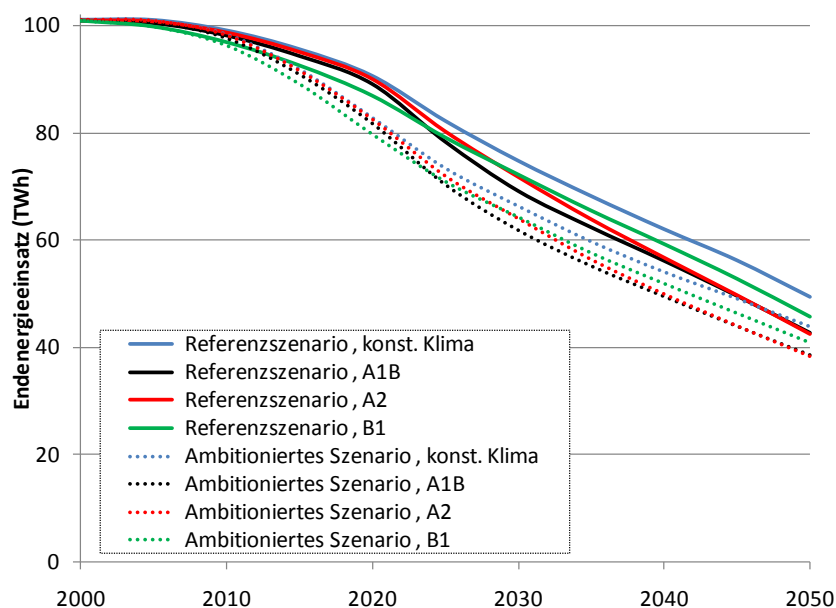


Abbildung 5-12. Einfluss der klimatischen Änderung in Szenarien A1B, A2 und B1 auf den österreichischen Endenergieeinsatz für Heizen und Warmwasser.

Damit setzt sich die Reduktion im Referenzszenario des hier betrachteten Energieeinsatzes gegenüber der Referenzentwicklung bis 2050 (siehe Abbildung 5-8, Bestand bleibt unverändert, Neubau entspricht durchschnittlichem Bestand) wie folgt zusammen: 23,6% des Energieeinsatzes werden durch effiziente Neubauten (inkl. Abriss bestehender Gebäude und deren Ersatz) erzielt. Die Sanierung von bestehenden Gebäuden reduziert den Einsatz bis 2050 um 33,6%. Der Einfluss der Energieverbrauchsreduktion durch die klimatischen Änderungen liegt je nach Klimaszenario im Bereich von 3%-6% (Klimasignal 2050) bzw. 7%-11% sofern das Klimasignal 2080 auf den simulierten Gebäudebestand von 2050 angewendet wird. 38%-40% des Referenzenergieeinsatzes verbleibt 2050 unter den dargestellten Bedingungen im Referenzszenario und muss aktiv durch Energieträger (z.B.: Solarthermie) gedeckt werden.

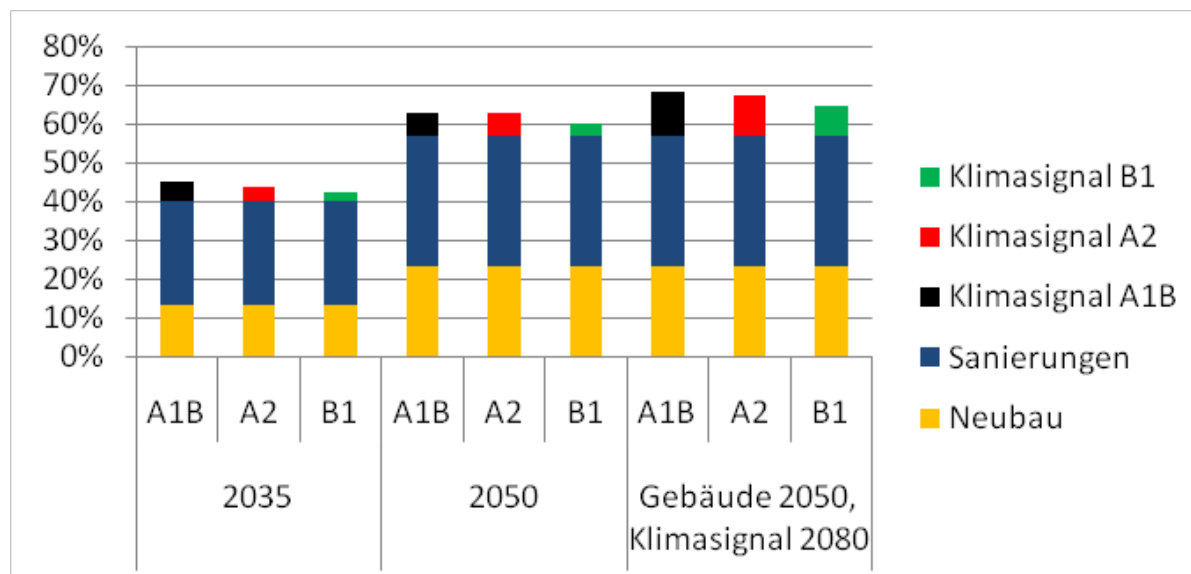


Abbildung 5-13. Emissionsreduktion gegenüber Referenzbedarf im Referenzszenario nach Maßnahmen.

Zusätzlich zu hohen Effizienzsteigerungen ist im Bereich der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung auch mit einer zunehmenden Marktdurchdringung von Solarthermie und anderen Erneuerbaren zu rechnen (vgl. z.B. Kranzl et al 2010), was insgesamt einen signifikanten Wandel des gesamten Sektors in den kommenden Jahrzehnten möglich und sogar wahrscheinlich erscheinen lässt.

5.3 Nachfrage nach Kühlenergie

In diesem Abschnitt werden Szenarien des Energieverbrauchs für Raumkühlung und – klimatisierung dargestellt. Gemäß der in Kapitel 5.1.2 beschriebenen Methodik werden für jedes der drei Klimaszenarien (A1B, A2, B1) vier Diffusionsszenarien zur Klimatisierung von Gebäuden erstellt. Diese werden danach unterschieden, ob ein nicht-klimasensitiver Trend zur Raumklimatisierung vorliegt (Kürzel in den folgenden Abbildungen „Trend ja“ oder „Trend nein“) bzw. ob die Korrelation der Diffusion an den Indikator Temperatur-Summen-Hitzetage hoch oder nieder ist (Kürzel in den folgenden Abbildungen: „Klima-Trend hoch“ oder „Klima-Trend nieder“).

Abbildung 5-14 zeigt eine große Bandbreite zwischen den verschiedenen Szenarien. Durchgezogene Linien repräsentieren dabei die in jedem Klimaszenario die Maximal-Szenarien (hoher nicht-klimasensitiver und klimasensitiver Trend zur Klimatisierung, d.h. geringe Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergieverbrauchs); punktierte Linien stellen die Minimal-Szenarien dar (kein nicht-klimasensitiver Trend und niedriger klimasensitiver Trend zur Klimatisierung, d.h. umfangreiche und effektive Maßnahmen zur Minimierung des Kühlenergieverbrauchs werden gesetzt); die strichpunktieren und strichlierten Linien stehen für die „mittleren“ Kombinationen. Je nach Klimaszenario sowie je nach Diffusion der Raumklimatisierung und der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen zur Reduktion des Kühlenergiebedarfs ergibt sich ein gesamter End-Energieverbrauch

Die Wirkung des Handlungsspielraums, der sich durch Adaptionsmaßnahmen ergibt, ist umso größer, je heißer das jeweilige Klimaszenario. Das bedeutet, dass im A1B-Szenario der Handlungsspielraum, der sich zwischen dem Minimal- und dem Maximal-Szenario aufspannt, einen Energieverbrauch von knapp 10 TWh im Jahr 2050 ausmacht. Die Wirkung des Klimawandels ist natürlich in den Maximal-Szenarien (keine Adaptionsmaßnahmen) am

stärksten ausgeprägt: Der Unterschied zwischen A1B und B1 Szenario beträgt in diesen Fällen über 6 TWh. In den Minimal-Szenarien (starke Wirkung von Adaptionsmaßnahmen zur Reduktion des Kühlenergieverbrauchs) ist der Unterschied zwischen A1B und B1 Szenario weniger als 1 TWh.

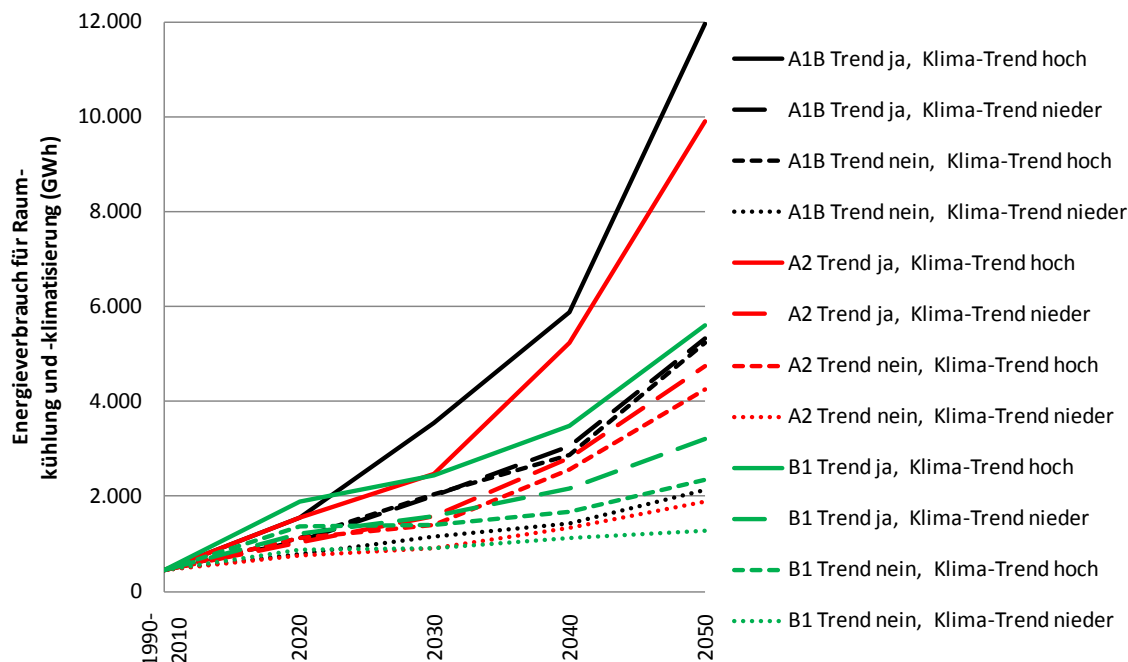


Abbildung 5-14: Szenarien des Energieverbrauchs für Raumkühlung und Klimatisierung in Österreich

Trend ja / Trend nein steht für den nicht-klimasensitiven Trend zur Raumklimatisierung.

Klima-Trend hoch / Klima-Trend nieder steht für das Ausmaß des klimasensitiven Trends (Korrelation mit dem Indikator Temperatur-Summen-Hitzetage)

Um die Schnittstelle mit Abschnitt 6 (Stromversorgung) eindeutig herzustellen, werden im Folgenden für jedes Klima-Szenario „Hauptszenarien“ definiert. Nach der Logik der IPCC-Storylines A1B, A2, B1 (siehe Kapitel 1.3.5) interpretierten wir das A2 Szenario als jenes mit dem maximalen Anteil klimatisierter Flächen in Österreich. Das entspricht der Annahme, dass in der heterogenen Welt des A2-Szenarios Österreich weiterhin zu den reicheren Regionen zählen dürfte, in der Klimatisierung gemäß einem nicht-nachhaltigen Trend stark im Vormarsch ist. In der stärker Technologie-getriebenen Welt des A1B-Szenarios können sich intelligente Technologien zur Reduktion des Kühlenergiebedarfs durchsetzen, wobei allerdings der Trend zur Klimatisierung trotzdem prinzipiell weiterhin vorhanden ist. Das B1 Szenario zeigt im Gegensatz zu den beiden anderen Entwicklungen eine Welt, in der vielfältigste Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergieverbrauchs gesetzt werden (minimal-Szenarien). Dies besteht einerseits in technologischen Maßnahmen im und am Gebäude sowie außerhalb des Gebäudes. Andererseits entwickeln die Menschen in diesem Szenario auch Lebensstile und Verhalten, in denen ein geringer Bedarf an Klimatisierungsdienstleistungen nachgefragt werden (z.B. Arbeitszeitmodelle).

Die folgende Abbildung zeigt die Entwicklung des End-Energieverbrauchs für Raumkühlung und –klimatisierung in diesen Haupt-Szenarien, wobei wir davon ausgehen, dass dieser jeweilige Energieverbrauch durch Elektrizität gedeckt wird (d.h. im B1 bzw. A1B Szenario gäbe es neben Effizienz-Maßnahmen auch einen entsprechend höheren Anteil an Erd- und Solarkühlung etc.).

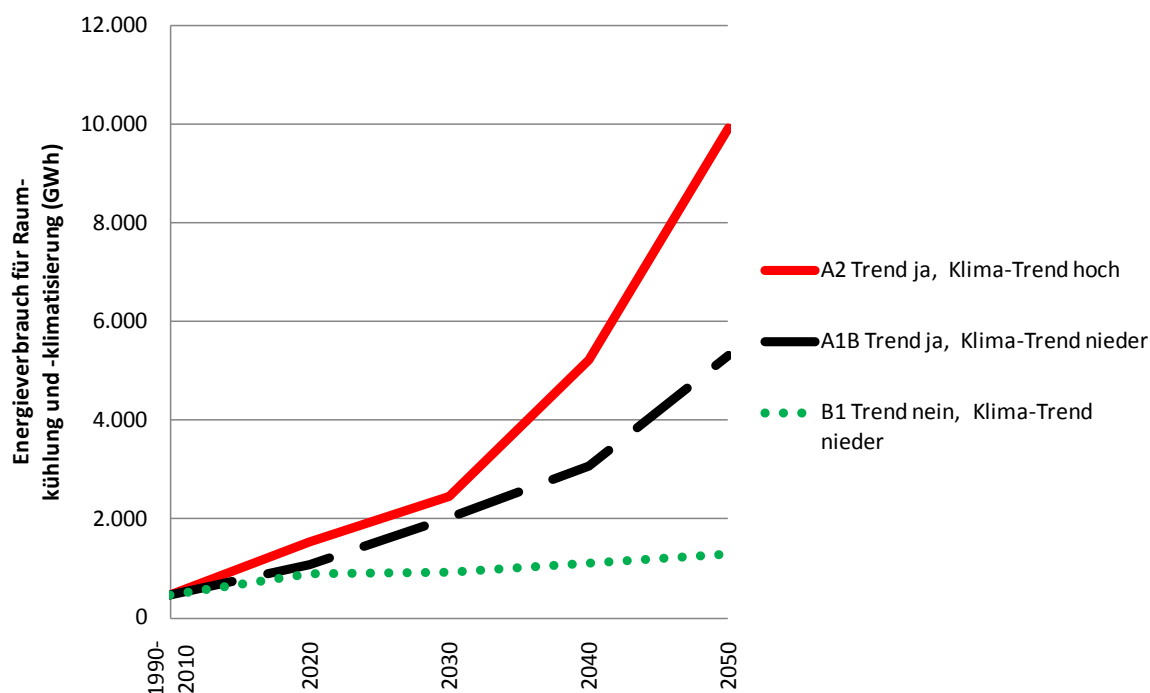


Abbildung 5-15: Szenarien des Energieverbrauchs für Raumkühlung und Klimatisierung in Österreich in den Haupt-Szenarien A1B, A2, B1

Trend ja / Trend nein steht für den nicht-klimasensitiven Trend zur Raumklimatisierung.

Klima-Trend hoch / Klima-Trend nieder steht für das Ausmaß des klimasensitiven Trends (Korrelation mit dem Indikator Temperatur-Summen-Hitzetage)

Zur Abschätzung der Spitzenlasten wurden die mittleren, nach Gebäudekategorie gewichteten Volllaststunden von Klimageräten abgeschätzt. Mit den sich daraus ergebenden Werten von ca. 1030 h/a ergibt sich im Maximal-Szenario A2 bis zum Jahr 2030 ein durch Kühlung induzierter Spitzenlastwert von etwa 2,4TWh, der bis 2050 auf 9,7 TWh ansteigen würde. Die derzeitige (2009) gesamte Stromspitzenlast beträgt in Österreich etwa 9 TWh (und liegt im Winterhalbjahr). Daraus ist zu erkennen, dass die durch Kühlung induzierte Spitzenlast in diesem Szenario eine substantielle zusätzliche Belastung und Verschiebung der Last darstellen würde. Es ist daher zu vermuten, dass in diesem Fall rechtzeitig Maßnahmen gesetzt würden, um dieses Szenario abzuwenden. Die Darstellung des Szenarios zeigt aus unserer Sicht auf, dass es eben notwendig ist, eine derartige Entwicklung abzuwenden.

Im Anhang (Kapitel 12.2.3) findet sich ein internationaler Vergleich von Spitzenlast-Daten in ausgewählten Ländern unter dem Gesichtspunkt der saisonalen Unterschiede zwischen Winter und Sommer. Dabei sind sowohl kulturelle Aspekte als auch ökonomische Unterschiede zu betrachten. Unter Beachtung dieser Unterschiede können die hier dargestellten Ergebnisse auch hinsichtlich der Stromspitzenlasten als durchaus plausibel erachtet werden.

Im Folgenden werden die Anteile der klimatisierten Flächen nach Gebäudekategorien in den verschiedenen Haupt-Szenarien aufgezeigt, um eine Einordnung und Interpretation der Diffusions-Szenarien zu erleichtern. Während die Anteile klimatisierter Flächen in Gebäuden des Groß- und Einzelhandels, Bürogebäuden sowie Hotels im A2-max Szenario bis zum Jahr 2050 auf etwa 90% ansteigen, beträgt dieser Wert im A1B-Szenario nur etwa 60% bis knapp 75%. Der Anteil klimatisierter Wohnflächen steigt im A2-max Szenario bis zum Jahr 2050 auf 20% bis 30%, im A1B-Szenario auf 14% bis 20%. Im B1 Szenario steigen die Anteile klimatisierter Flächen nach 2010 nur geringfügig an.

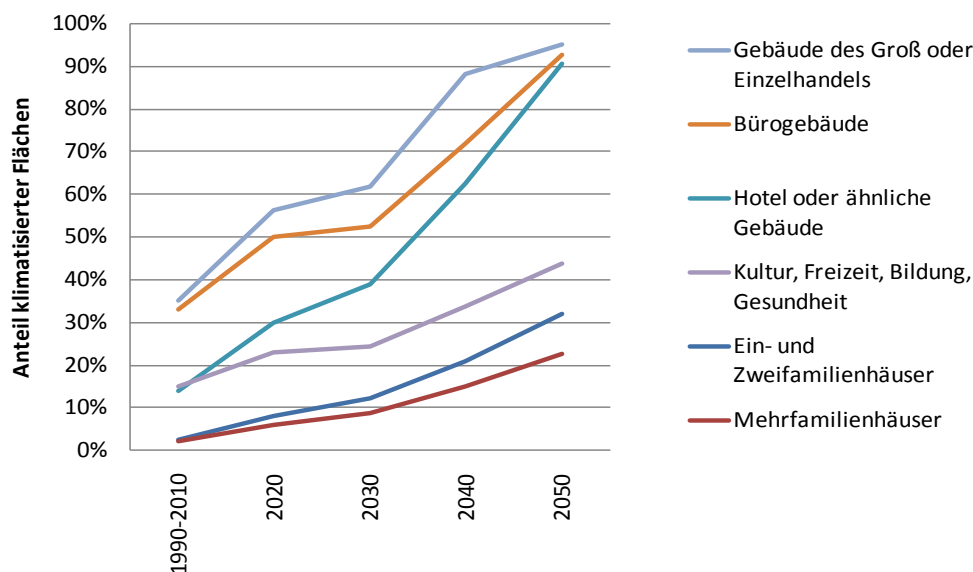


Abbildung 5-16: Szenarien des Anteils klimatisierter Flächen nach Gebäudekategorien im A2 Haupt-Szenario

Das A2-Haupt-Szenario stellt ein Szenario hohen Kühlenergieverbrauchs dar (nicht-klimasensitiver Trend zur Klimatisierung, hohe Kopplung des klimasensitiven Trends mit dem Indikator Temperatursumme-Hitzetage).

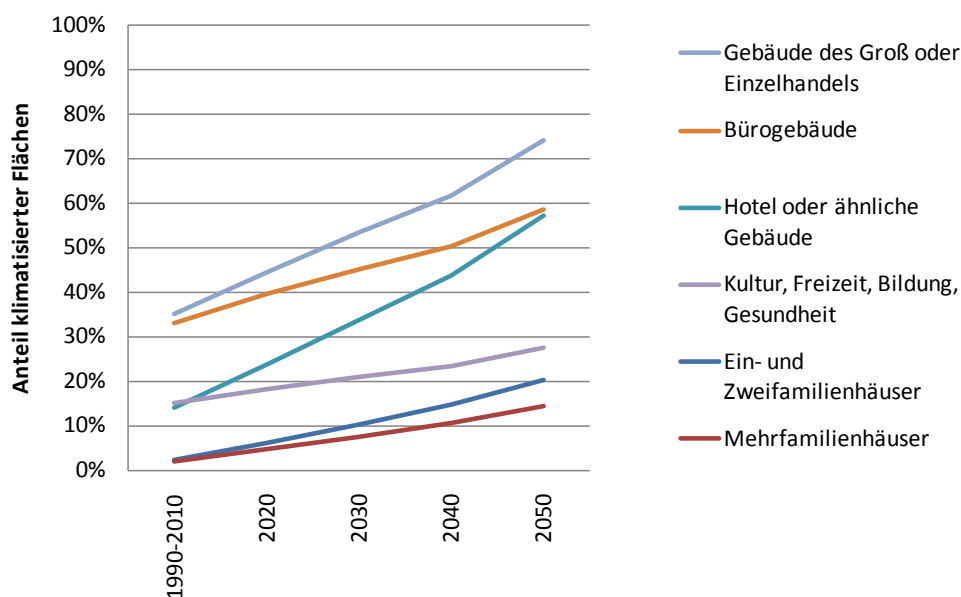


Abbildung 5-17: Szenarien des Anteils klimatisierter Flächen nach Gebäudekategorien im A1B Haupt-Szenario

Das A1B-Haupt-Szenario stellt ein Szenario mittleren Kühlenergieverbrauchs dar (nicht-klimasensitiver Trend zur Klimatisierung, niedere Kopplung des klimasensitiven Trends mit dem Indikator Temperatursumme-Hitzetage).

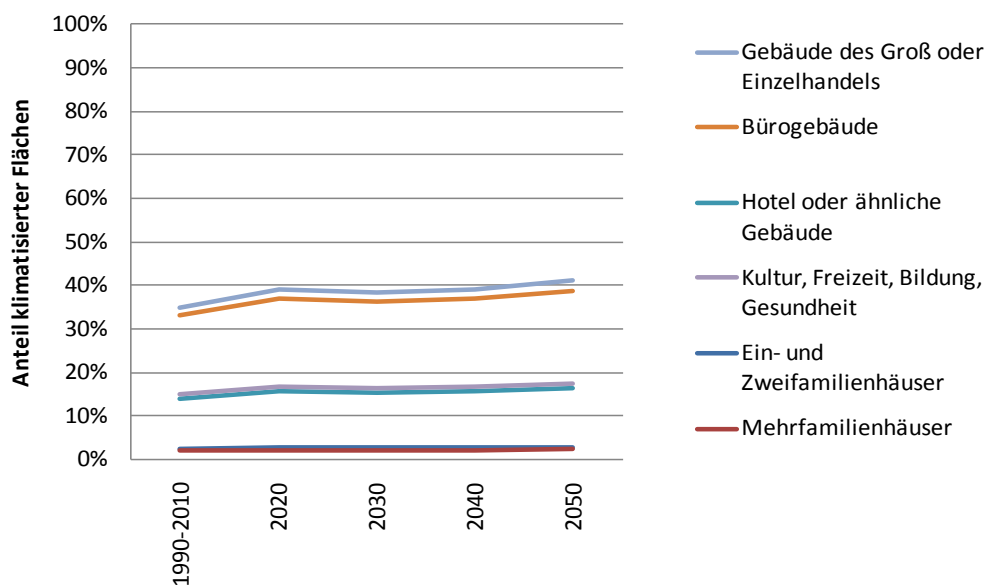


Abbildung 5-18: Szenarien des Anteils klimatisierter Flächen nach Gebäudekategorien im B1 Haupt-Szenario

Das B1-Haupt-Szenario stellt ein Szenario niedrigen Kühlenergieverbrauchs dar (kein nicht-klimasensitiver Trend zur Klimatisierung, niedere Kopplung des klimasensitiven Trends mit dem Indikator Temperatursumme-Hitzetage).

6 Stromversorgung

Das Ziel dieses Arbeitspakets ist es, auf Basis der klimatologischen Daten für verschiedene Klimaszenarien (AP1), der abgeleiteten hydrologischen Auswirkungen (AP2) sowie der Verfügbarkeit von Biomasse-Ressourcen (AP3) und geänderter Kühlenergienachfrage (AP4) die Effekte auf die Stromversorgung zu identifizieren. Darauf aufbauend werden mögliche Maßnahmen zur Anpassung analysiert. Zur Analyse der Auswirkungen des Klimawandels auf die österreichische Stromversorgung wurden die Ergebnisse der vorgelagerten Arbeitspakete in ein existierendes Modell zur Simulation verschiedener Entwicklungspfade des österreichischen Stromversorgungssystems (Modell „Stromzukunft“) integriert. Anschließend wurden die Effekte dieser geänderten Angebotspotenziale mit Hilfe des Simulationsmodells untersucht. Dieses Modell wurde in dem Projekt „Langfristige Szenarien der gesellschaftlich optimalen Stromversorgung der Zukunft (Stromzukunft)“ erstellt, das im Rahmen der Programmlinie „Energiesysteme der Zukunft“ durchgeführt wurde.

6.1 Methodik

Die in diesem Abschnitt durchgeführten Analysen basieren auf einem Simulationsmodell, das myopische Investitionsentscheidungen abbildet. Im Modell erfolgt eine schrittweise Minimierung der Gesamtkosten der Bereitstellung von Elektrizität mittels dynamischer Kosten-Potenzial-Kurven unterschiedlicher Technologien unter Berücksichtigung wirtschaftlicher nachfrageseitiger Endenergieeffizienzmaßnahmen. Neben den direkten monetären werden auch die externen Kosten mittels eines Preises für CO₂-Emissionen in die Optimierung miteinbezogen. Die Investitionsentscheidungen basieren auf einem Vergleich der langfristigen Grenzkosten der unterschiedlichen Technologieoptionen mit dem exogenen Referenzpreis. Die langfristigen Grenzkosten setzen sich aus den Kapitalkosten, Wartungs- und Betriebskosten, Brennstoffkosten sowie je nach Szenario gewählten externen Kosten zusammen. Der Referenzpreis entspricht dem Großhandelspreis im relevanten (mittel-)europäischen Strommarkt. Im Rahmen der Dynamisierung wird sowohl auf den Ansatz des technischen Lernens als auch auf das Konzept der beschränkten Marktdiffusion von neuen Technologien zurückgegriffen. Im Modell werden beide Faktoren mit Hilfe von Kosten-Potenzial-Kurven dargestellt. Kosten-Potenzial-Kurven kombinieren Informationen über die Potenziale einer bestimmten Technologie mit den zugehörigen Kosten des jeweiligen Potenzials. Abbildung 6-1 veranschaulicht die implementierte Methodik anhand des Ausbaus zweier beispielhafter Technologien i und j.

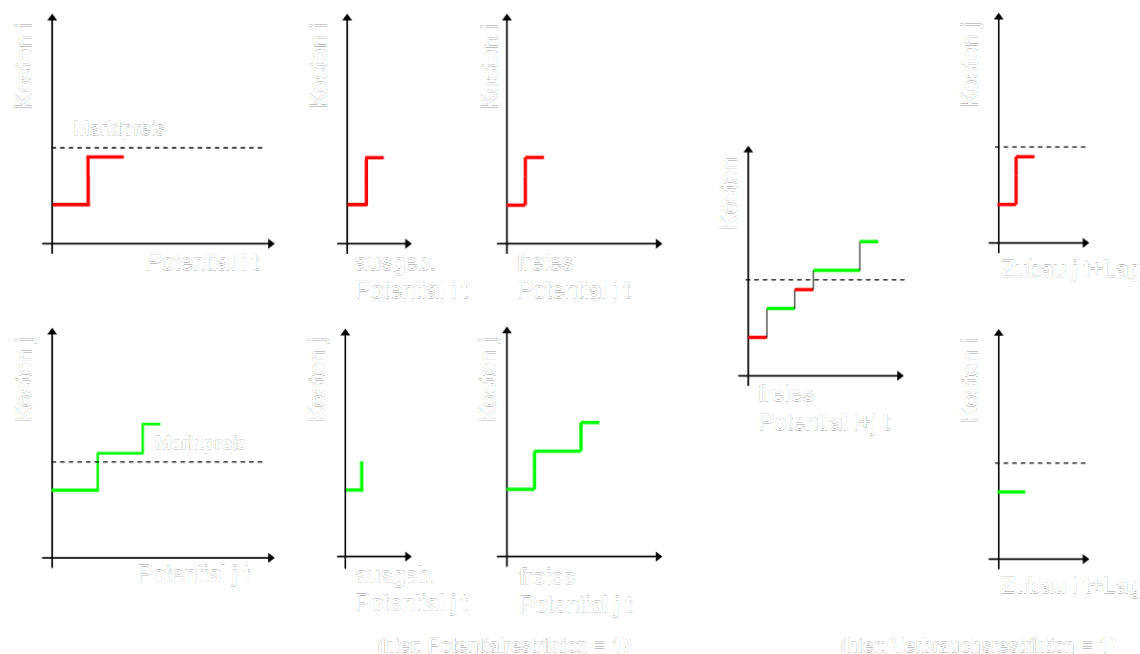


Abbildung 6-1: Ausbau der Technologien i und j im Jahr t im Modell „Stromzukunft“.

Die im Modell abgebildeten angebotsseitigen Technologieoptionen umfassen:

- Erdgasbefeuerte Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke (GuD), Steinkohle-Kondensationskraftwerke (SK), Steinkohle-Integrated Gasification Combined Cycle Coal-Kraftwerke (IGCC-SK), Steinkohle-Carbon Capture and Storage-Kraftwerke (CCS); Erzeugungspotenziale: Anzahl Kraftwerksstandorte, Volllaststunden
- Windkraft (7 Potenzialklassen)
- Fotovoltaik (5kW: Dach- und fassadenintegrierte netzgekoppelte Systeme)
- Biomasse- und Biogastechnologien: Exogener Ausbau aus Arbeitspaket 3
- Wasserkraft (exogener Ausbau)

6.2 Exogene Parameter – Szenarien

Im Rahmen des „KlimAdapt“-Projekts werden drei Szenarien ausführlich untersucht:

- A2-Szenario
- A1B-Szenario
- B1-Szenario

Die oben erwähnten Szenarien widerspiegeln mögliche Entwicklungspfade des österreichischen Stromversorgungssystems. Dieses ist Bestandteil des (mittel-)europäischen Systems. Daher werden, sofern benötigt, entsprechende Entwicklungen auf europäischer Ebene in der Parameterdefinition berücksichtigt.

Da diese drei Klimaszenarien sich durch sämtliche Modellrechnungen dieses Projekts ziehen, wurden diese bereits in Kapitel 1.3 beschrieben.

Um die erwähnten Szenarien zur Entwicklung des Stromversorgungssystems zu charakterisieren, werden im Folgenden entscheidende exogene Parameter identifiziert und vergleichend dargestellt. Investitionsentscheidungen in Stromerzeugungstechnologien stellen die entscheidende, im Modell bestimmte, endogene Variablen dar. Die Entwicklung der Nachfrage nach Energiedienstleistungen, und damit einhergehend die Stromnachfrage, beschränkt den Umfang der Entwicklung der Stromversorgung. Erneuerbarenpolitiken, Primärenergiepreise, CO₂-Zertifikatspreise sowie weitere Energiepolitiken (z.B. Energieeffizienz) und Stromgroßhandelspreise (die wiederum eine Funktion der oben genannten Parameter sind) beeinflussen weiters die Investitionsentscheidungen innerhalb des Modells.

Folgende Parameter müssen identifiziert und quantifiziert werden:

- Nachfrage (und Energieeffizienzpolitiken)
- Förderung Erneuerbarer
- Primärenergiepreise
- CO₂-Zertifikatspreise
- Kosten unterschiedlicher Kraftwerke und die Rolle von Zinssätzen und Diskontraten
- Stromgroßhandelspreise
- Politiken im Bereich der Versorgungssicherheit

Tabelle 6 fasst qualitativ und quantitativ Basisdaten und Szenarioparameter zusammen.

Tabelle 6. Basisdaten sowie qualitative und quantitative Entwicklung der Preisszenarioparameter im Modell „Stromzukunft“ und in den „KlimAdapt“-Szenarien. Quelle: Riahi et al. (2007), eigene Berechnungen

Basisdaten		Planungshorizont: 2050 (1. Simulationsjahr 2007) Diskontrate: Einheitliche Rate für Kraftwerksinvestitionen; Methode zur Kalkulation: WACC Währung: €2005		
Szenarien		A2	B1	A1B
Nachfrage		+	--	O
RES-E Förderung		O	++	+
Energiepreise				
Kohle		+	O	O
Gas/Öl		O	+	O
CO ₂		O	++	+
Strom		O	++	+
(Großhandel)				
CCS		Nein	Nein	Ja

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
Stromnachfrage [GWh]						
B1	62,217	73,179	72,830	72,313	71,885	71,608
A1B	62,217	73,995	79,272	82,739	82,204	84,690
A2	62,217	74,812	86,021	92,485	98,168	104,343
Energiepreise [€/05/MWh]						
Kohle						
B1	8.0	9.2	10.2	9.9	10.9	10.7
A1B	8.0	8.9	10.8	10.2	11.5	11.5
A2	8.0	8.5	11.5	10.4	12.2	12.3
Gas						
B1	16.0	13.6	18.1	21.0	23.4	24.1
A1B	16.0	13.1	17.4	19.9	21.8	23.2
A2	16.0	12.5	16.8	18.8	20.2	22.2
CO2 [€/tCO2]						
B1	15.0	19.3	28.0	35.0	40.0	43.0
A1B	12.5	14.7	19.0	22.5	25.0	26.5
A2	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Strom						
B1	49.9	55.4	62.9	66.3	70.7	71.2
A1B	48.0	51.1	57.8	57.9	61.5	61.6
A2	46.1	46.8	52.6	49.6	52.4	52.0

Zusätzlich zu den drei Klimaszenarien werden jeweils Adaptionen der Hauptszenarien ohne Klimasensitivität untersucht. Dies bedeutet, dass die Preisparameter jeweils unverändert beibehalten werden. Im Unterschied zu den Hauptszenarien werden allerdings für Wasserkraft und Bioenergie keine Potentialänderungen aufgrund des Klimawandels (siehe AP 2 und AP3) vorgenommen. Außerdem wird eine zusätzliche Stromnachfrage durch Kühlung und Klimatisierung (AP 4) nicht berücksichtigt. Mit dieser Variation der Hauptszenarien kann die Wirkung des Klimawandels auf das Energiesystem und den Stromerzeugungsmix gezeigt werden.

Der zusätzliche Strombedarf im Verkehrssektor durch Elektromobilität wird, mangels konsistenter Szenarien in der Literatur, nicht explizit modelliert und ausgewiesen. Die unterstellten Stromverbrauchsszenarien sind allerdings mit dem möglichen zusätzlichen Verkehrsstrombedarf unter der Annahme erhöhter Effizienzanstrengungen in den anderen Sektoren konsistent.

6.3 Auswirkungen des Klimawandels auf Stromerzeugungspotentiale in Österreich

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus den bisherigen Arbeitspaketen (Klimatologische Basisdaten, Hydrologie, Biomasse) in die Angebotspotenziale verschiedener (sowohl bestehender als eventuell künftig zu errichtender) Stromerzeugungstechnologien in Österreich übertragen. Dazu werden die im Modell „Stromzukunft“ implementierten Angebotspotenziale entsprechend der Auswirkungen auf den Klimawandel adaptiert. Konkret betrifft dies die folgenden Technologien:

- Wasserkraft
- Thermische Kraftwerke (Kühlwasser – detaillierte Diskussion erfolgt im Kapitel zur Versorgungssicherheit und Lastaspekten)
- Biomasse und Biogas (Heiz-)Kraftwerke

Für Wasserkraft und thermische Kraftwerke werden die Ergebnisse aus Arbeitspaket 2 (Hydrologische Auswirkungen) herangezogen, für Biomasse (Heiz-)Kraftwerke jene aus Arbeitspaket 3 (Biomasse-Bereitstellung). Weiters werden die Änderungen der Stromnachfrage, bedingt durch zusätzlichen Kühlbedarf ermittelt in Arbeitspaket 4, übernommen.

6.3.1 Wasserkraft

Aufbauend auf die Berechnungen in AP 2 erfolgt zunächst eine Ermittlung des langfristigen Trends der Wasserkraftproduktion in den klimasensitiven Szenarien. Es wird ein konstanter, exponentieller Trend hinterlegt, der sich aus der gesamten Zeitreihe bis 2090 berechnet (Im Strommodell erfolgt die Simulation bis 2050), um dadurch die vorhandene Langfristinformation nach 2050 nicht zu verlieren.

Aufgrund der Technologie-, und Standort- und Kostenvielfalt, und der damit verbundenen Konsequenzen für die wirtschaftliche Bewertung, wird im Modell „Stromzukunft“ keine Wasserkraft-Referenztechnologie abgebildet. Stattdessen werden der Ausbau und die Erzeugung der Wasserkraft gemäß dem „Masterplan Wasserkraft“⁵ exogen vorgegeben. Konkret stehen zum Ausbau noch 12,8 TWh zur Verfügung (Pöyry Energy, 2008).⁶

Pöyry Energy (2008) berücksichtigt für den Ausbau bereits die erwarteten Auswirkungen der Wasserrahmenrichtlinie auf die Stromerzeugung nach Stigler et al. (2005). Die letztgenannten Autoren geben in ihrer Untersuchung mögliche Verluste im Bereich von 2,1% bis 7% der jährlichen Stromerzeugung an. Diese Spanne wird im vorliegenden Projekt für den Bestand übernommen.

Abbildung 6-2 zeigt die Klimasensitivität der Wasserkrafterzeugung in den Klimaszenarien. Im Mittel reduziert sich die Stromproduktion im B1-Szenario um 0,07% p.a., im A2-Szenario um 0,14% p.a. sowie im A1B-Szenario um 0,31% p.a. im Vergleich zum „Stromzukunft“-Referenzszenario (bei gleichen Ausbaugraden). Im Jahr 2050 nimmt die Stromproduktion um 1,1 TWh (B1), 2,3 TWh (A2) sowie 4,8 TWh (A1B) im Vergleich zum Referenzfall (keine Klimasensitivität) ab.

Die genannten Zahlenwerte gelten für eine „moderate“ Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie, bei der sich die jährliche Erzeugung aus Wasserkraftwerken um 2,1% reduziert. Stigler (2005) gibt als Obergrenze der möglichen Verluste 7% an. In diesem Fall sinkt die Erzeugung im Jahr 2050 in den Szenarien um ca. 2 TWh im Vergleich zum 2,1% WRRL-Szenario.

⁵ Siehe VEÖ (2008).

⁶ Laut VEÖ (2008) sollen bis 2020 zusätzlich 7 TWh an Wasserkrafterzeugung ausgebaut werden.

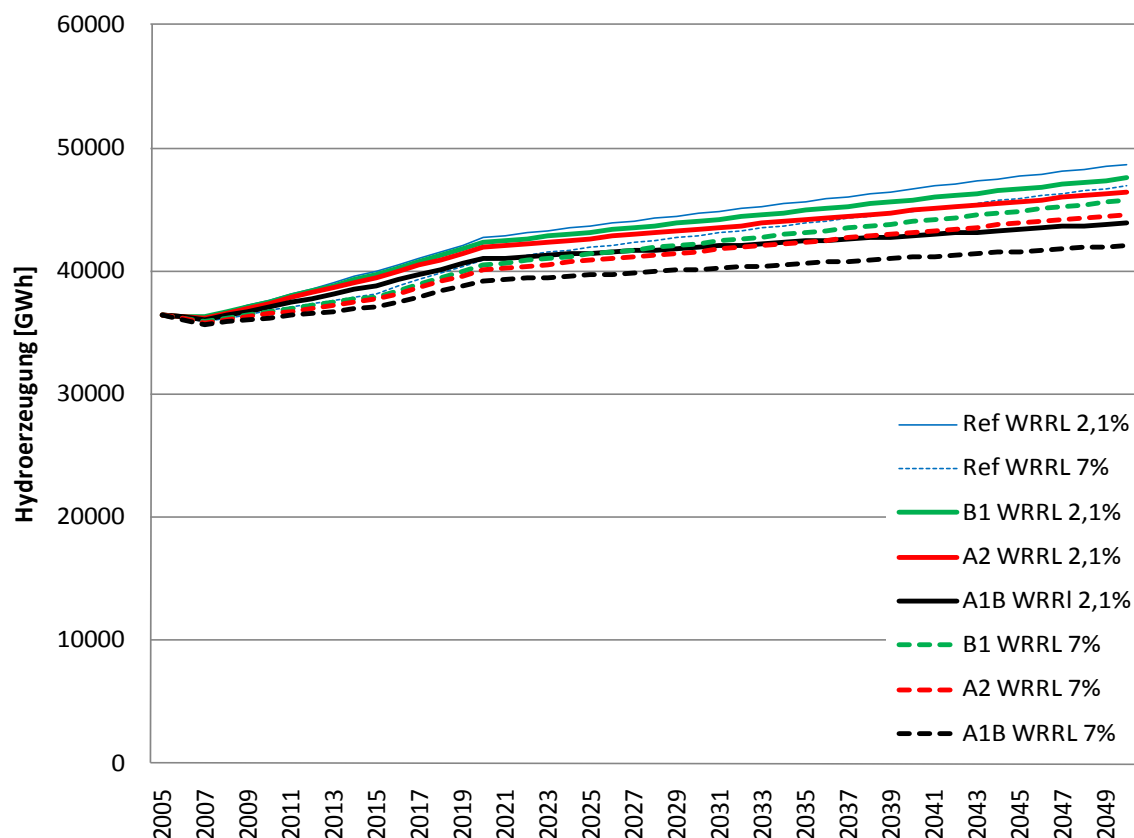


Abbildung 6-2. Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Wasserkrafterzeugung in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2) im Vergleich zum Referenzszenario (keine Klimasensitivität der Wasserkrafterzeugung). Die strichlierten Linien stellen die Entwicklung der Erzeugung bei einer „strikten“ Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie dar (7% Erzeugungsverluste).

Im Jahresgang ergibt sich in allen drei Klimaszenarien eine leichte Verflachung der Produktion (siehe Abbildung 6-3), da der Anteil der Wintererzeugung steigt und der Anteil der Sommererzeugung fällt. Für die Angebotskurve im Elektrizitätsmarkt bedeutet dies eine Reduktion der saisonalen Unterschiede. Ceteris paribus verflacht sich somit auch die unterjährige Preiskurve am Strommarkt. Im Winterhalbjahr (Oktober bis März) erhöht sich die durchschnittliche Erzeugung in den Szenarien von 2005 auf 2050 um ca. 5 TWh.

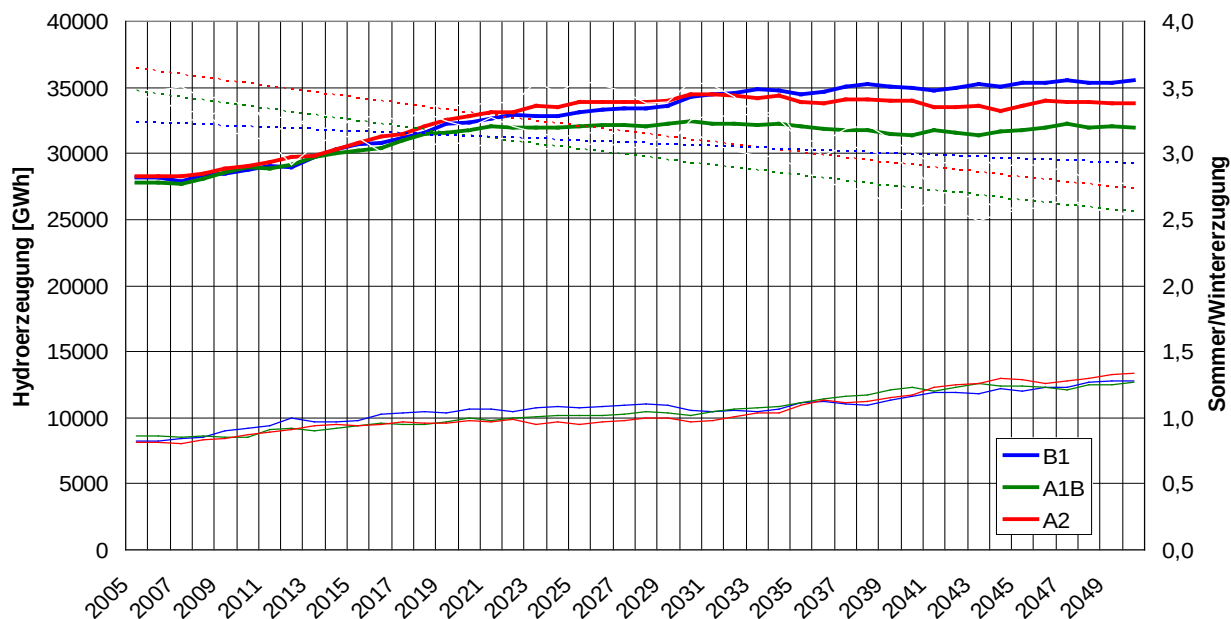


Abbildung 6-3. Entwicklung der durchschnittlichen Wasserkrafterzeugung im Sommer (dicke Linien) und im Winter (dünne Linien) in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2). Die strichlierten Linien stellen die Entwicklung des Verhältnisses von Sommer- zu Winterproduktion dar (rechte Skala).

6.3.2 Klimasensitivität der Bioenergie-Stromerzeugung

Aufbauend auf den Berechnungen in AP 3 zeigt die folgende Abbildung die Entwicklung der Stromerzeugung aus Bioenergieanlagen in den drei Szenarien. Es wird jeweils ein klimasensitiver und eine nicht-klimasensitiver Verlauf unterschieden.

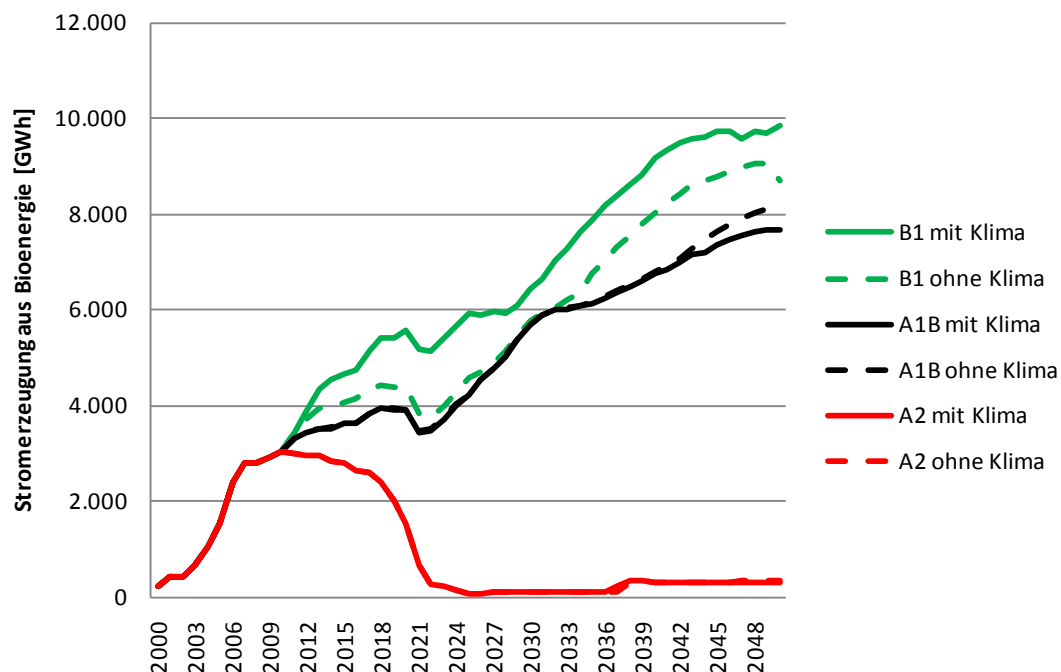


Abbildung 6-4. Entwicklung der Stromerzeugung aus Bioenergieanlagen in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2). Die strichlierten Linien stellen die entsprechende Erzeugung ohne Berücksichtigung des Klimawandels dar. Quelle: Arbeitspaket 3

6.3.3 Kühlenergienachfrage

Aufbauend auf die Berechnungen in AP 4 zeigt die folgende Abbildung die Entwicklung der Stromnachfrage in den drei Szenarien, wobei jeweils ein klimasensitiver (inkl. zusätzlicher Kühlenergiebedarf) und eine nicht-klimasensitiver Verlauf unterschieden wird.

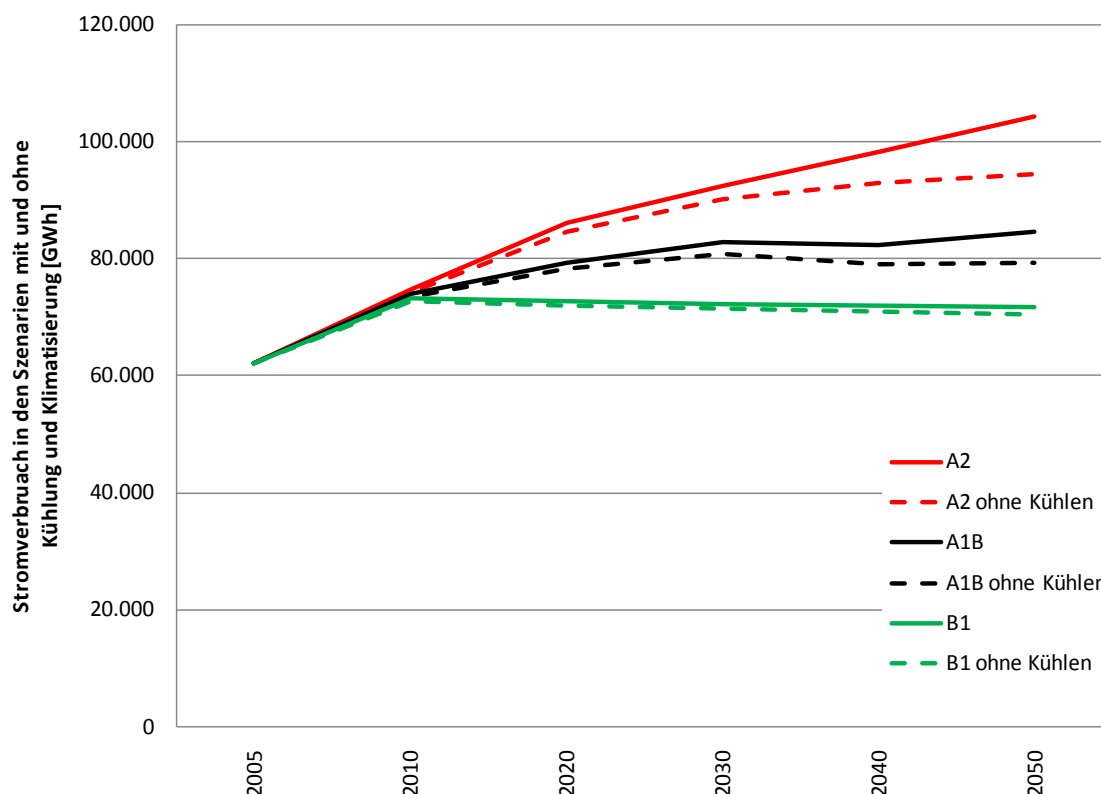


Abbildung 6-5. Entwicklung des Stromverbrauches in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2). Die strichlierten Linien stellen die entsprechende Verbrauchsentwicklung ohne Berücksichtigung des zusätzlichen klimasensitiven Stromverbrauches für Kühlung und Klimatisierung. Quelle: EC (2008), Arbeitspaket 4

6.4 Simulationen zum Stromerzeugungsmix unter der Randbedingung des Klimawandels⁷

6.4.1 A2-Szenario

Abbildung 26 fasst die Entwicklung der exogenen Parameter im A2-Szenario graphisch zusammen. Dieses Szenario wird durch positive Verbrauchswachstumsraten sowie niedrige Primärenergiepreise charakterisiert. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf 12 EUR/MWh, Gaspreise auf 22 EUR/MWh im Jahr 2050 an. Ein konstanter CO₂-Zertifikatspreis von 10 EUR/tCO₂ wird angesetzt. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise leicht auf 52 EUR/MWh an. Die Stromnachfrage weist über den gesamten Simulationszeitraum positive Wachstumsraten auf und erhöht sich auf ca. 104 TWh im Jahr 2050.

⁷ In diesem Bericht wird in allen Szenarien davon ausgegangen, dass die Erzeugung in Wasserkraftwerken durch die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie um 2,1% sinkt. Die Reduktion wird bis 2015 erreicht. Die Effekte einer Reduktion um 7% finden sich im Anhang. Für Details zur WRRL sei auf Stigler et al. (2005) verwiesen.

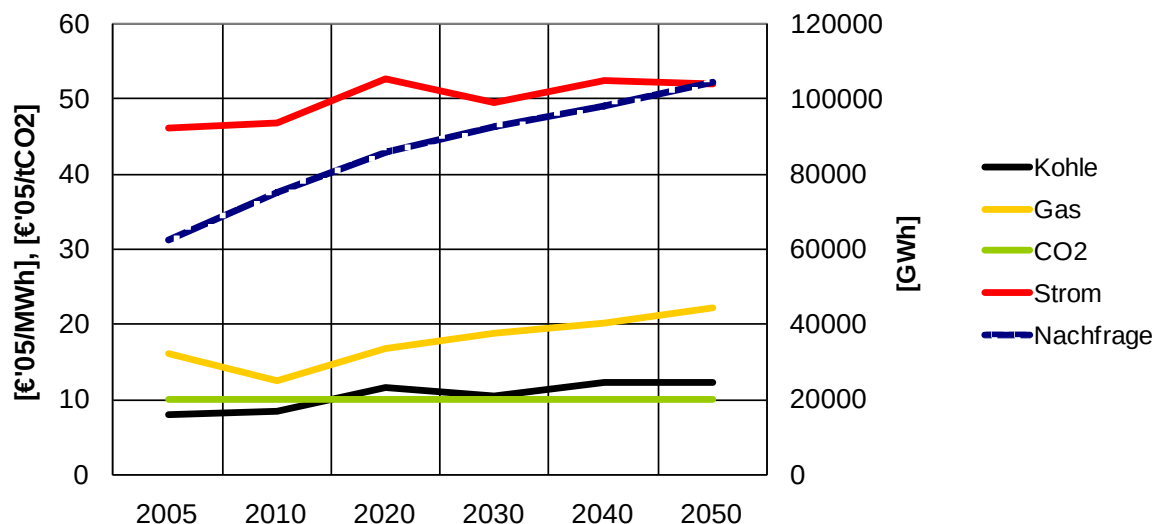


Abbildung 6-6. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO₂- und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im A2-Szenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), Riahi (2007), eigene Berechnungen

Abbildung 6-7 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung im A2-Szenario.

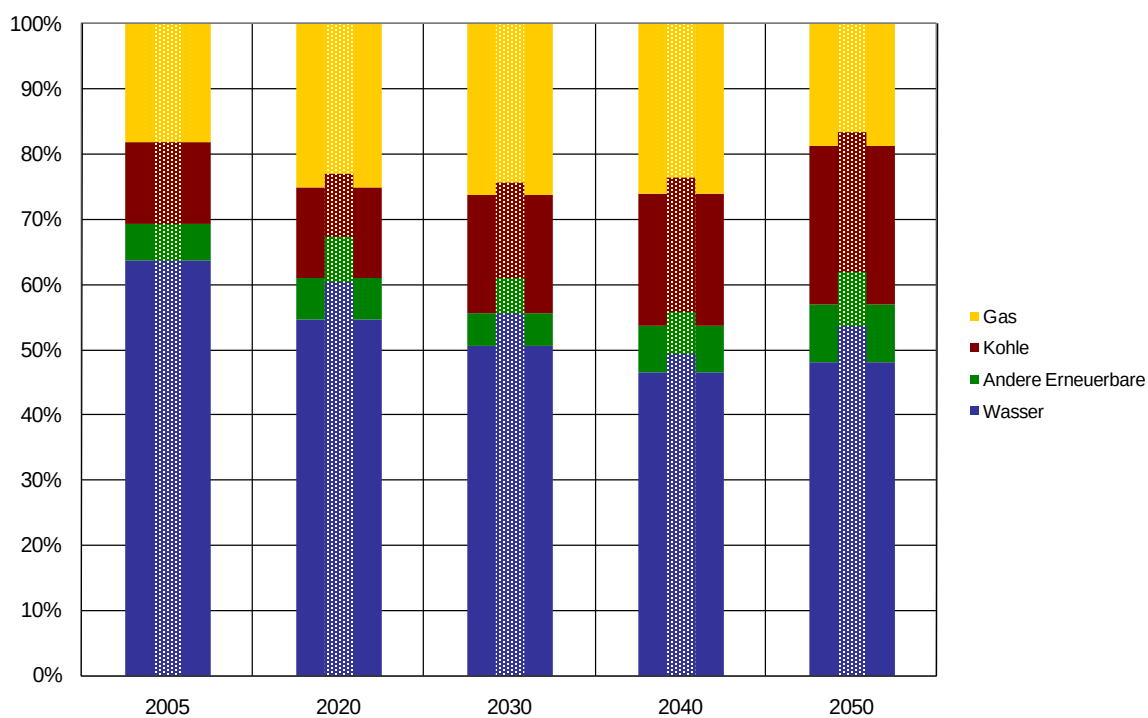


Abbildung 6-7. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A2-Szenario. Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A2-Szenario ohne Klimasensitivität (unveränderte Wasserkraft und Biomassepotentiale sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar.

Der Anteil der CO₂-freien Erzeugung sinkt im A2-Szenario kontinuierlich von einem Ausgangswert im Jahr 2005 von 67% ab und erreicht im Jahr 2050 einen Anteil von 57%. Bis 2050 werden zur Deckung der Nachfrage sowohl erdgasbefeuerte GuD-, als auch steinkohlebefeuerte Kondensationskraftwerke errichtet. Letztere erreichen im Jahr 2050 einen Anteil von ca. 24% an der Stromerzeugung. Dies ist mit entsprechenden Konsequenzen für die Entwicklung der CO₂-Emissionen des Kraftwerkssektors verbunden; Sie steigen bis 2040 im Vergleich zu 2005 um 80% (siehe Abbildung 6-8). Innerhalb der „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) erlangt lediglich Windkraft. Die Stromerzeugung aus Windkraft steigt bis 2050 auf 8 TWh.

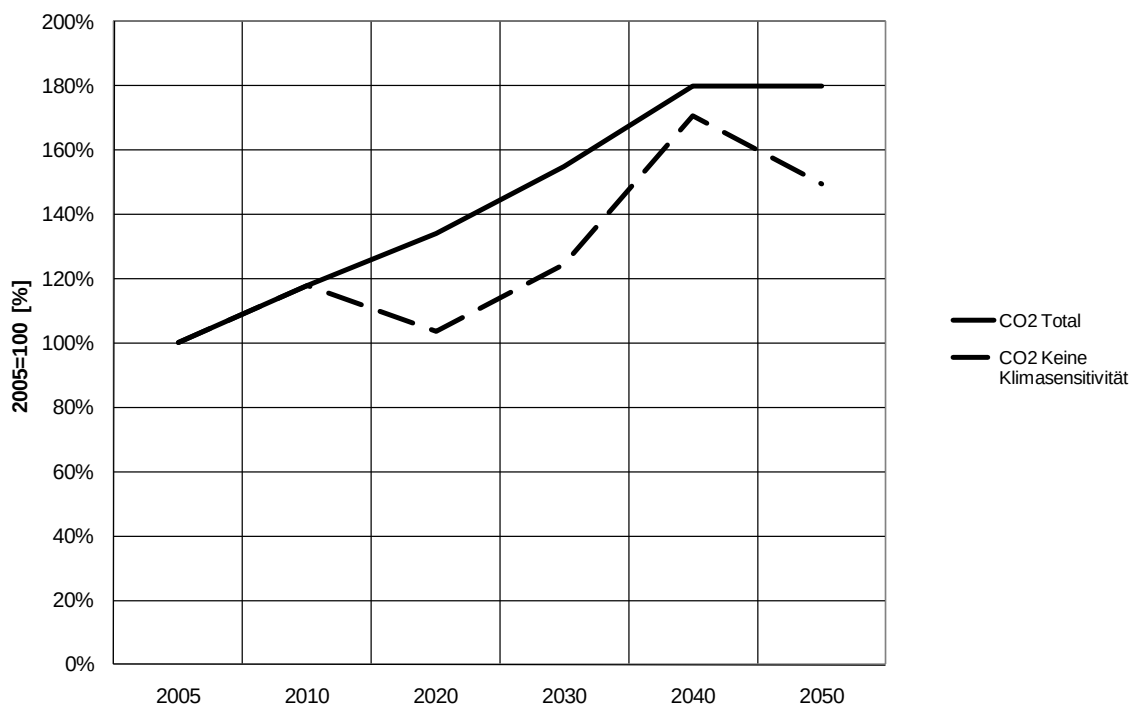


Abbildung 6-8. Entwicklung der CO₂-Emissionen des Kraftwerkssektors im A2-Szenario. Die strichlierte Linie stellt die Emissionen im A2-Szenario ohne Klimasensitivität (Wasserkraft, Biomasse, Strombedarf durch zusätzliche Kühl- und Klimatisierungsnachfrage) dar.

Um die Klimasensitivität des Kraftwerksparks zu ermitteln erfolgt eine Simulation ohne veränderter Wasserkraft- und Biomassepotentiale sowie ohne zusätzlichen Stromverbrauch durch Kühlen. Abbildung 6-7 zeigt die entsprechende Entwicklung des Stromversorgungssystems in den schraffiert dargestellten Säulen. Vor allem aufgrund der erhöhten Wasserkraftproduktion sowie der reduzierten Nachfrage verläuft die CO₂-Emissionstrajektorie auf niedrigerem Niveau (siehe Abbildung 6-8). Der Klimawandel führt in diesem Szenario als zu einer positiven Rückkopplung: Erhöhte globale CO₂-Emissionen führen zu erhöhten Temperaturen. Das österreichische Stromerzeugungssystem reagiert aufgrund der damit einhergehenden Potential- und Nachfragekonsequenzen wiederum mit erhöhten CO₂-Emissionen.

6.4.2 A1B-Szenario

Abbildung 6-9 fasst die Entwicklung der exogenen Parameter im A1B-Szenario graphisch zusammen. Dieses Szenario zeichnet sich durch abnehmende Verbrauchswachstumsraten und leicht steigende Primärenergie- und CO₂-Preise aus. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 12 EUR/MWh, Gaspreise auf knapp 23 EUR/MWh bis zum Jahr 2050

an. Der CO₂-Zertifikatspreis steigt von 8 EUR/tCO₂ im Jahr 2005 auf 27 EUR/tCO₂ im Jahr 2050 an. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise bis 2050 auf ca. 62 EUR/MWh. Die Stromnachfrage steigt auf ca. 85 TWh bis zum Jahr 2050.

Für „neue“ Erneuerbare (in diesem Fall Windkraft und Fotovoltaik) werden in diesem Szenario pro Jahr ca. 20 Mio. € für neue Anlagen zur Verfügung gestellt. Über den Simulationszeitraum erfolgt eine Reduktion des zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumens. Die jährliche Fördersumme dient zur Deckung der Differenz von Erzeugungskosten und Marktpreisen über die gesamte Förderdauer. Da es sich um ein marktgetriebenes Szenario handelt, erfolgt keine Beschränkung des fossilen Technologieportfolios. Kohlebefeuerte Steinkohlekraftwerke mit *Carbon Capture and Storage-Technologien* (CCS) stehen somit zur Verfügung.

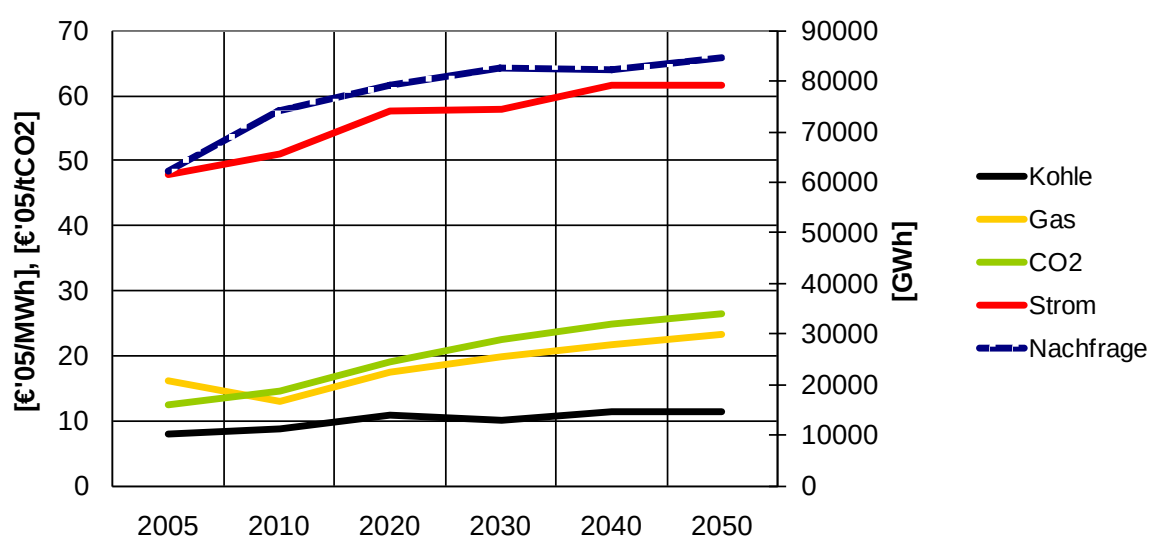


Abbildung 6-9. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO₂- und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im A1B-Szenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen

Abbildung 6-10 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung im A1B-Szenario.

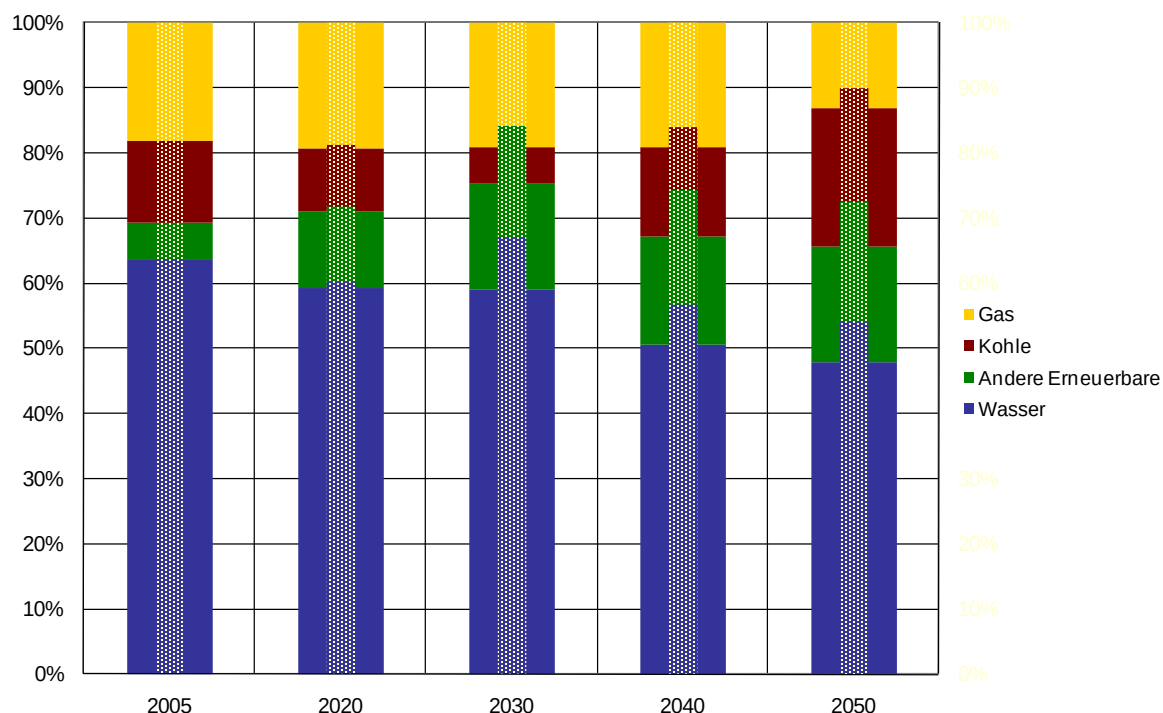


Abbildung 6-10. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A1B-Szenario. Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A1B-Szenario ohne Klimasensitivität (unveränderte Wasserkraft und Biomassepotentiale sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar.

Trotz des hohen Preisniveaus am Stromgroßhandelsmarkt steigt der Anteil der Erneuerbaren an der Stromerzeugung langfristig nicht. Fossile Großkraftwerkstechnologien bleiben im A1B-Szenario signifikant vertreten. Die kohlebefeuelten Neubauten im Simulationszeitraum stellen konventionelle Kondensationsanlagen sowie Kraftwerke mit CCS dar. Im Zeitraum zwischen 2040 und 2050 geht eine CCS-Anlage in Betrieb. Über die Lebensdauer dieser Anlagen müssen in Summe 79 Megatonnen CO₂ abgetrennt und gespeichert werden. Die CO₂-Emissionen des Kraftwerkssektors liegen im Jahr 2050 um 20% über den Emissionen des Jahres 2005 (siehe Abbildung 6-16).⁸ Laut VEÖ (2008b) liegt das theoretische Maximalpotenzial für unterirdische CO₂-Speicherung in Österreich bei ca. 500 Megatonnen. Bei konservativer Annahme (50% des theoretischen Potenzials nutzbar) ergibt dies eine wirtschaftlich/technisch nutzbare Speicherkapazität von 250 Megatonnen. Das im A1B-Szenario installierte CCS-Kraftwerk würde dieses Speicherpotenzial zu 31% ausschöpfen.

⁸ Von den Gesamtemissionen werden 79 Megatonnen CO₂ unterirdisch gespeichert. Dies entspricht dem 6fachen Emissionsvolumen des fossilen Kraftwerksparks des Jahres 2005.

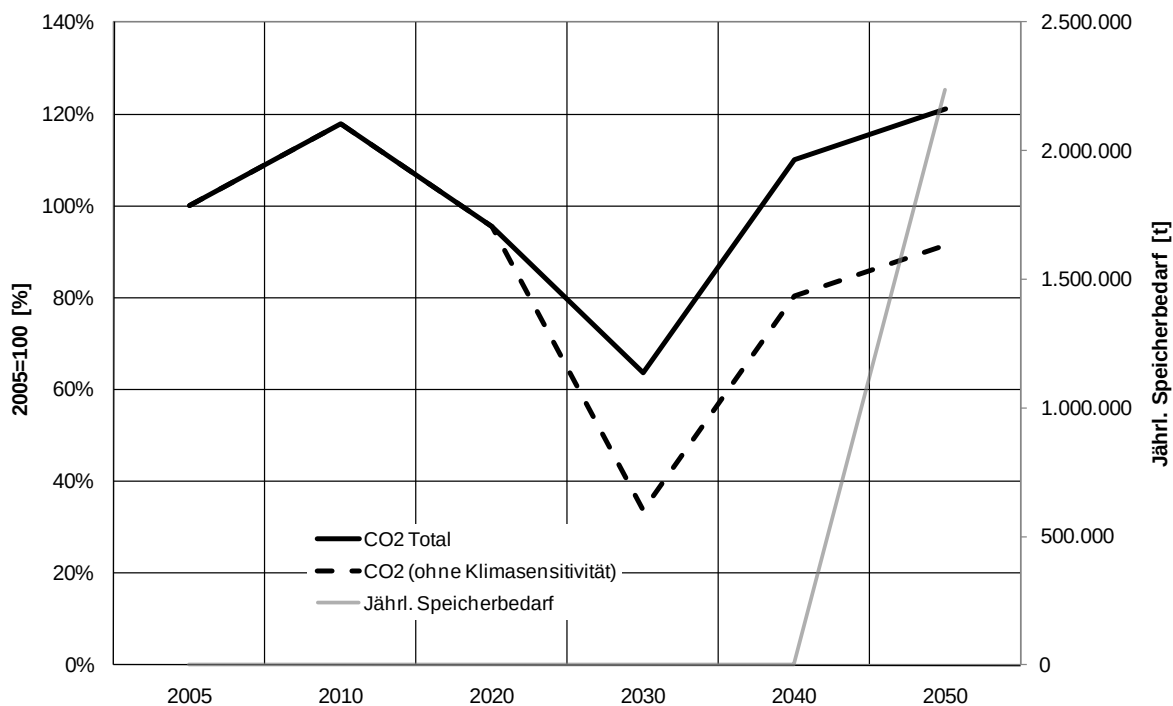


Abbildung 6-11. Entwicklung der CO₂-Emissionen des Kraftwerkssektors im A1B-Szenario (schwarze Linie). Die strichlierte Linie stellt die Emissionen im A1B-Szenario ohne Klimasensitivität (keine Auswirkung des Klimawandels auf Wasserkraft, Biomasse und Kühlbedarf) dar.

Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) erhöhen im A1B-Szenario ihren Anteil an der Stromerzeugung von 6% im Jahr 2005 auf 18% im Jahr 2050 (siehe Abbildung 6-12). Bis 2020 steigt der Anteil der Windkraft und Bioenergie stark an. Ab 2030 verzeichnet die fotovoltaische Stromerzeugung, aufgrund zunehmender Wirtschaftlichkeit, positive Wachstumsraten. Im Jahr 2050 liefert die Wasserkrafterzeugung 44 TWh, Windkraft ca. 8 TWh, Fotovoltaik 0,5 TWh, Biomasse 7 TWh und Biogas 0,6 TWh.

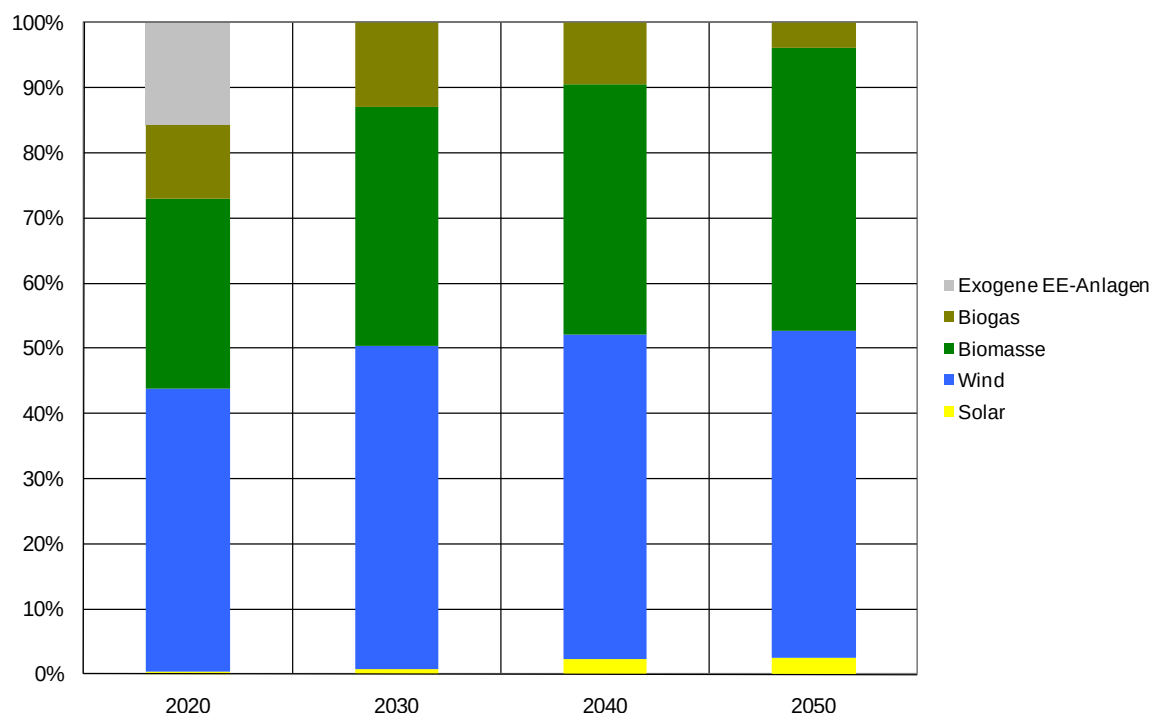


Abbildung 6-12. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im A1B-Szenario.

Abbildung 6-13 zeigt den resultierenden jährlichen Unterstützungsbedarf für Windkraftanlagen, und Fotovoltaikanlagen bis 2050.⁹ Die Unterstützungsvolumina dienen zur Abdeckung der Differenz von (langfristigen) Erzeugungskosten und den herrschenden Marktpreisen. Bis 2040 steigen die Unterstützungen für PV-Anlagen auf ca. 16 Mio. EUR/Jahr an, stagnieren bis 2045 und sinken bis 2050 auf ca. 12,5 Mio. EUR/Jahr. Die Entwicklung der Erzeugungskosten fossiler Referenztechnologien (und damit entsprechend der Marktpreise) sowie die zu erwartenden Kostendegressionen führen zu diesem Verlauf der jährlichen Förderungen. Aufgrund der hohen Stromgroßhandelspreise benötigt die Windenergie keine zusätzlichen Förderungen.

⁹ Für Förderkosten zu Bioenergie siehe Berichtsteil zu Arbeitspaket 3.



Abbildung 6-13. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im A1B-Szenario.

Um die Klimasensitivität des Kraftwerksparks zu ermitteln erfolgt eine Simulation ohne veränderter Wasserkraft- und Biomassepotentiale sowie ohne zusätzlichen Stromverbrauch durch Kühlen. Abbildung 6-10 zeigt die entsprechende Entwicklung des Stromversorgungssystems in den schraffiert dargestellten Säulen. Vor allem aufgrund der erhöhten Wasserkraft- und Bioenergieproduktion sowie der reduzierten Nachfrage verläuft die CO₂-Emissionstrajektorie im nicht klimasensitiven Fall auf niedrigerem Niveau (siehe Abbildung 6-11). Der Klimawandel führt in diesem Szenario als zu einer positiven Rückkopplung: Erhöhte globale CO₂-Emissionen führen in einem ersten Schritt zu erhöhten (globalen) Temperaturen. Das österreichische Stromsystem reagiert aufgrund der damit einhergehenden Potential- und Nachfragekonsequenzen wiederum mit erhöhten CO₂-Emissionen.

6.4.3 B1-Szenario

Abbildung 6-14 fasst die Entwicklung der exogenen Parameter im B1-Szenario graphisch zusammen. Dieses Szenario zeichnet sich durch (ab 2010) negative Verbrauchswachstumsraten und stärker steigende Primärenergie- und CO₂-Preise aus. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 11 EUR/MWh, Gaspreise auf knapp 24 EUR/MWh bis zum Jahr 2050 an. Der CO₂-Zertifikatspreis steigt von 15 EUR/tCO₂ im Jahr 2005 auf 43 EUR/tCO₂ im Jahr 2050 an. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise bis 2050 auf ca. 71 EUR/MWh. Die Stromnachfrage weist bis 2010 positive Wachstumsraten auf und sinkt danach auf ca. 72 TWh bis zum Jahr 2050.

Für „neue“ Erneuerbare werden in diesem Szenario pro Jahr ca. 200 Mio. € für neue Anlagen zur Verfügung gestellt. Diese Summe dient zur Deckung der Differenz von Erzeugungskosten und Marktpreisen über die gesamte Förderdauer.

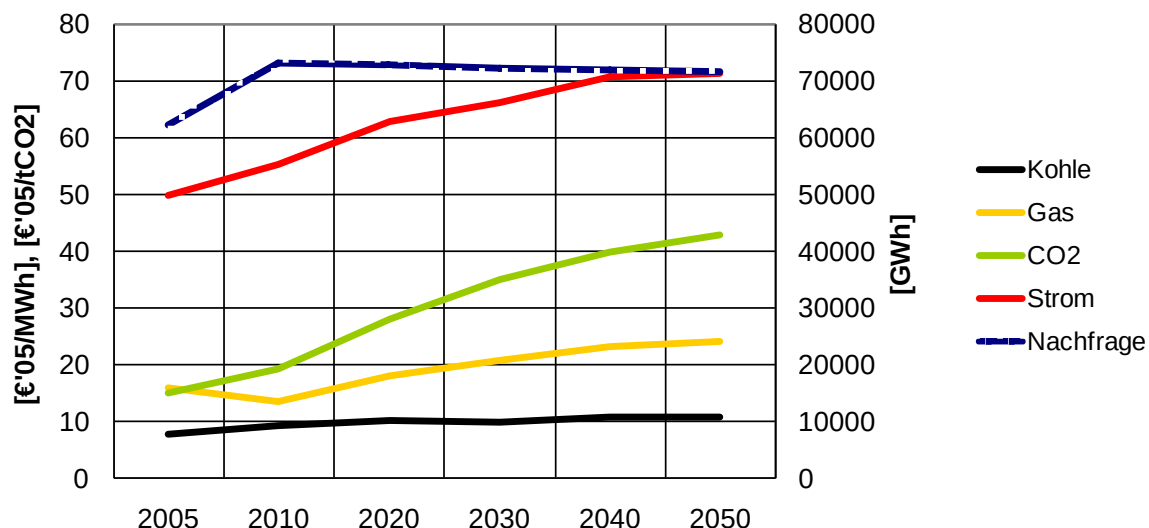


Abbildung 6-14. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO₂- und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im B1-Szenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), Riahi et al. (2007), eigene Berechnungen

Abbildung 6-15 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung im B1-Szenario.

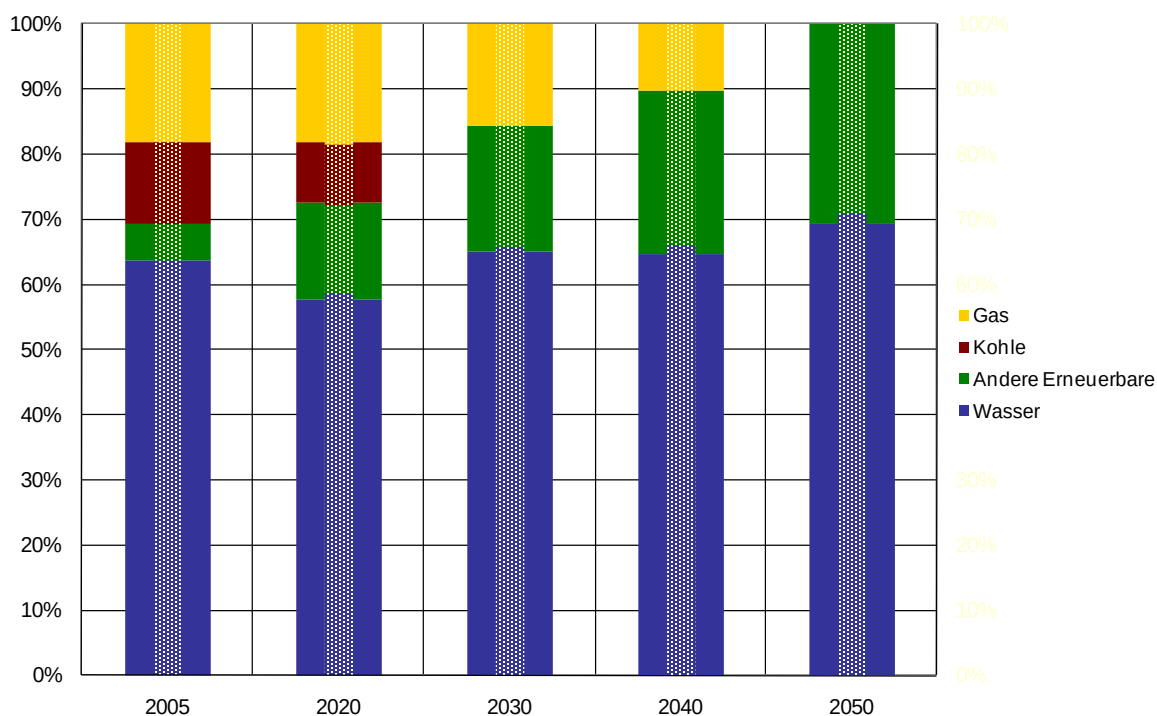


Abbildung 6-15. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im B1-Szenario. Die schattierten Säulen stellen die Anteile im B1-Szenario ohne Klimasensitivität (unveränderte Wasserkraft und Biomassepotentiale sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar.

Der Anteil der CO₂-freien Erzeugung steigt im B1-Szenario kontinuierlich von einem Ausgangswert im Jahr 2005 von 68% an und erreicht ab dem Jahr 2045 einen Anteil von 100%. Die CO₂-Emissionen des Kraftwerkssektors sinken somit kontinuierlich auf 0.

Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) erhöhen unter zusätzlichen Förderungen ihren Anteil an der Stromerzeugung von 6% im Jahr 2005 auf 31% im Jahr 2050 (siehe Abbildung 6-16). Bis 2020 steigt der Anteil der Windkraft und Bioenergie stark an. Ab 2030 verzeichnet vor allem die fotovoltaische Stromerzeugung, aufgrund entsprechender Förderungen, sowie zunehmender Wirtschaftlichkeit ab 2040 positive Wachstumsraten. Im Jahr 2050 liefert die Wasserkrafterzeugung 48 TWh, Windkraft 8,4 TWh, Fotovoltaik 2,9 TWh. Die Stromerzeugung aus Bioenergieanlagen (feste und flüssige Biomasse sowie Biogas) beläuft sich auf 9,8 TWh.

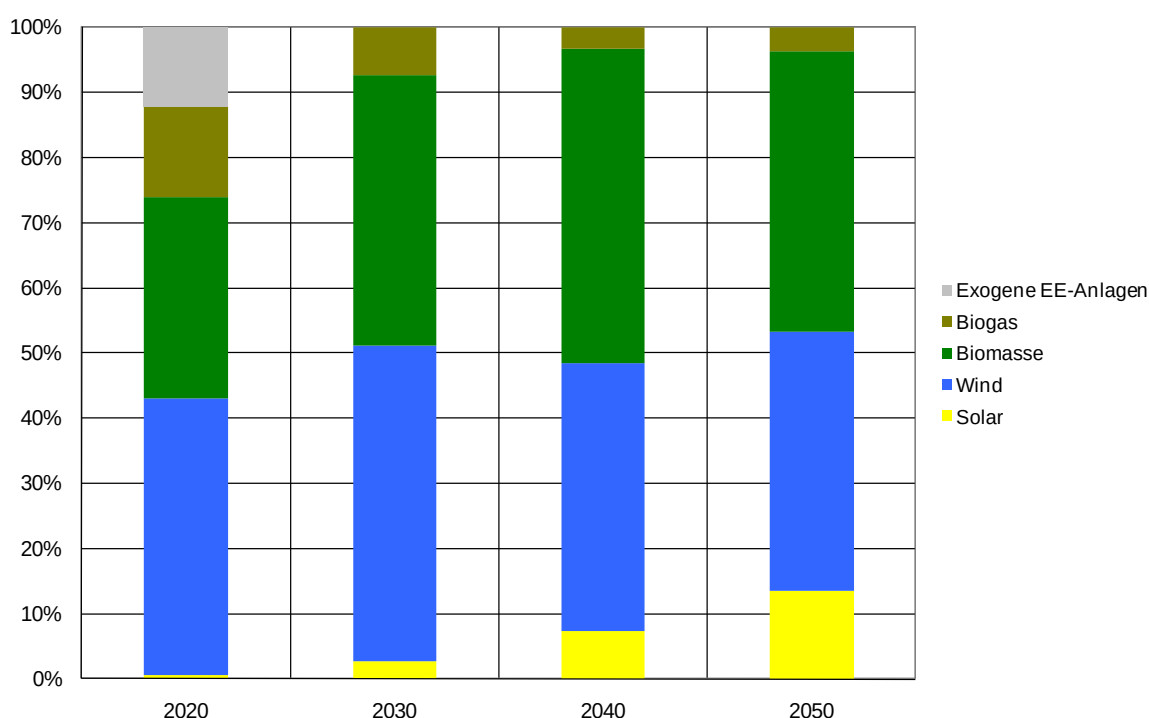


Abbildung 6-16. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im B1-Szenario.

Abbildung 6-17 zeigt den resultierenden jährlichen Unterstützungsbedarf für im Modell ab 2007 installierte Windkraftanlagen und Fotovoltaikanlagen bis 2050.¹⁰ Die Unterstützungsvolumina dienen zur Abdeckung der Differenz von (langfristigen) Erzeugungskosten und den herrschenden Marktpreisen. Bis 2050 steigen die Unterstützungen auf ca. 70 Mio. EUR/Jahr an. Zum Vergleich belief sich der Unterstützungsbedarf für „sonstigen“ Ökostrom (Windkraft, Bioenergie und PV) für existierende Anlagen im Jahr 2008 auf 259 Mio. EUR (E-Control, 2009). Aufgrund der hohen Stromgroßhandelspreise benötigen neu installierte Windenergieanlagen ab 2023 keine zusätzlichen Förderungen.

¹⁰ Für Förderkosten zu Bioenergie siehe Berichtsteil zu Arbeitspaket 3.

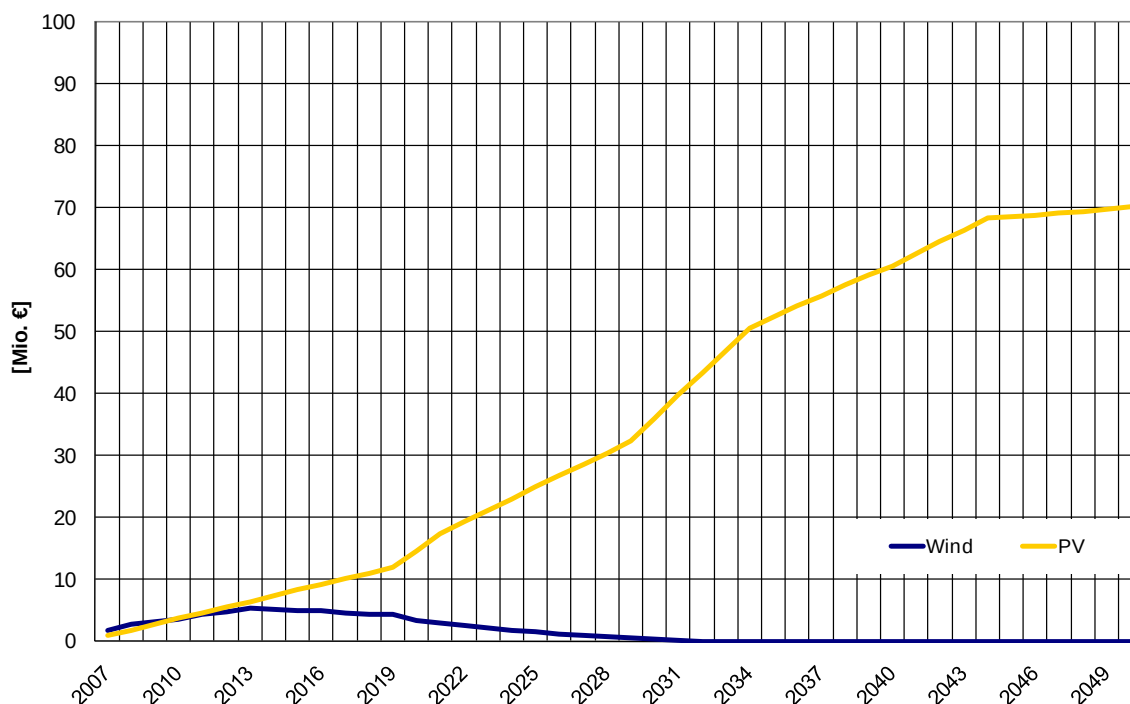


Abbildung 6-17. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für ab 2007 neu installierte „neue“ Erneuerbare im B1-Szenario.

Im Jahr 2050 beträgt die installierte Leistung von Windkraftanlagen 3,7 GW, die von netzgekoppelten PV-Anlagen 2,8 GW. In Summe sind somit 6,5 GW an „volatiler“ Erzeugung an das Stromnetz angeschlossen. Aufgrund des hohen Anteils an Pumpspeicherkraftwerken lässt diese Größenordnung allerdings keine Probleme in Hinblick auf die Systemstabilität erwarten. In der jüngsten Lastprognose der UCTE (2009) steigt die Spitzenlast in Österreich bis 2020 auf 10 GW. Dieser Wert kann für das B1-Szenario aber als Überschätzung der tatsächlichen Spitzenlast interpretiert werden, da die implementierten Effizienzmaßnahmen den Stromverbrauch im Jahr 2050 unter das Niveau des Jahres 2010 rückführen. Entsprechend reduziert sich durch diese Effizienzmaßnahmen auch die Spitzenlast.

Im vorgestellten Szenario unterscheidet sich die Struktur des Stromversorgungssystems im Jahr 2050 fundamental vom Status quo im Jahr 2005 (bzw. 2007). Dieser Systemwechsel kann nur unter entsprechenden energiepolitischen Begleitmaßnahmen stattfinden. Neben den erwähnten Förder- und Energieeffizienzpolitiken muss eine entsprechende Regulierung im Netzbereich etabliert sein, um Investitionsanreize sowohl im Übertragungsnetz (hohe Windeinspeisung, hohe Pumpspeicherkapazitäten) als auch im Verteilnetz (signifikanter Anteil verteilter Einspeisung in PV- und Bioenergieanlagen) zu gewährleisten. Für aktive Verteilnetze sind entsprechende Netzmanagementmethoden Voraussetzung. Ein wesentliches Resultat des B1-Szenarios in Bezug auf die Energieinfrastruktur ist, dass auch im Jahr 2050 Übertragungs- und Verteilnetze wesentliche Systembestandteile darstellen. Eine Entwicklung hin zum „No-Grid“ ist nicht abzusehen.

Um die Klimasensitivität des Kraftwerksparks zu ermitteln erfolgt eine Simulation ohne veränderter Wasserkraft- und Biomassepotentiale sowie ohne zusätzlichen Stromverbrauch durch Kühlen. Abbildung 6-15 zeigt die entsprechende Entwicklung des Stromversorgungssystems in den schraffiert dargestellten Säulen. Aufgrund der leicht erhöhten Wasserkraftproduktion reduziert sich der Anteil der anderen Erneuerbaren leicht.

6.5 Saisonale Aspekte: Kurzfristige Versorgungssicherheit und Lastdeckung in den klimasensitiven Szenarien

Im folgenden Kapitel werden die Auswirkungen klimatischer Randbedingungen auf die (kurzfristige) Versorgungssicherheit analysiert. Unter der kurzfristigen Versorgungssicherheit wird in diesem Kontext die Möglichkeit der Lastdeckung durch ausreichend verfügbare Erzeugungskapazitäten verstanden. Diese Analyse setzt eine Verfügbarkeit des Übertragungs- und Verteilnetzes voraus.

In der Theorie ergibt sich die optimale Erzeugungskapazitätsmenge über die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager für eine ununterbrochene Stromlieferung (VOLL... Value of Lost Load). Volkswirtschaftlich sinnvoll sind somit Investitionen bis zu einem Kostenniveau, die dem VOLL entsprechen, wobei sich die praktische Berechnung des VOLL sehr schwierig gestaltet. Vereinfacht werden daher oft als Versorgungssicherheitsmaß Sicherheitsmargen ermittelt, die das Verhältnis von installierter Kapazität zu Spitzenlast widerspiegeln (IEA, 2002).

Die folgende Analyse stützt sich in der Methodik auf UCTE (2009). Abbildung 6-18 veranschaulicht diese Methodik graphisch. Der Grad der Versorgungssicherheit, wird über Leistungsbilanzberechnungen zu Spitzenlastzeitpunkten bestimmt. Ausgangspunkt ist die gesamte installierte Netto-Kraftwerkserzeugungskapazität¹¹. Von dieser werden Kapazitäten zur Reservevorhaltung, nicht nutzbare Kapazitäten (z.B. verursacht durch Primärenergieversorgungsengpässe etc.), unerwartete Kraftwerksausfälle und Wartungsausfälle abgezogen. Als Ergebnis ergibt sich erzeugungsseitig die zuverlässig verfügbare Kapazität. Diese wird der Spitzenlast im Netz gegenübergestellt. Die Differenz (bzw. das Verhältnis) stellt die verbleibende Sicherheitsmarge im Stromsystem dar (UCTE, 2009).

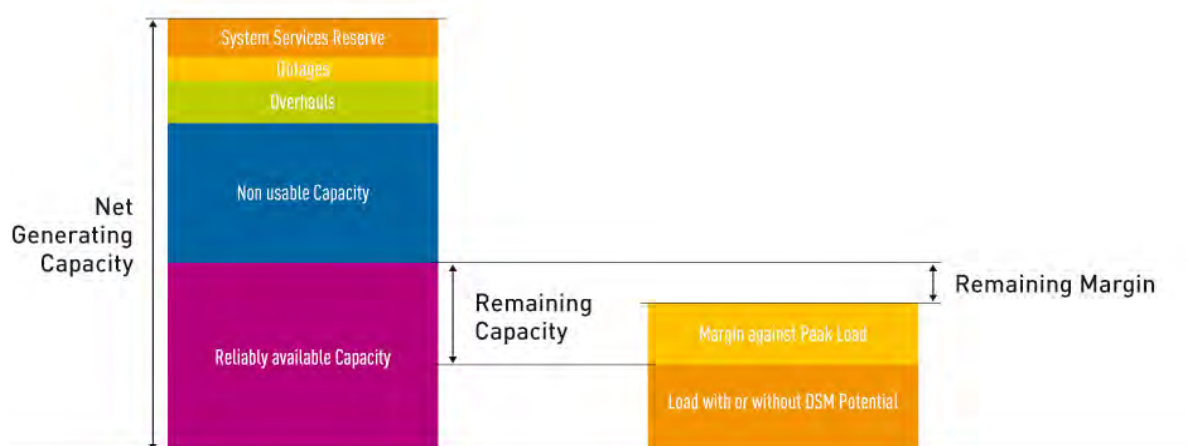


Abbildung 6-18. Methodik zur Bestimmung der kurzfristigen Versorgungssicherheit im Stromsystem. Quelle: UCTE (2009)

¹¹ Die Nettokapazität ist die installierte Bruttokapazität abzüglich des Eigenverbrauchs der Erzeugungsanlage.

Für Österreich gibt UCTE (2009) ein Verhältnis von zuverlässig verfügbarer Kapazität zur installierten Nettokapazität von 75-80%, je nach Lastzeitpunkt (Sommer vs. Winter, 2009 vs. 2020) an. Unter der Annahme eines konstant beliebenden Gesamtverhältnisses erfolgt in diesem Kapitel eine erste qualitative Einschätzung der Entwicklung der Versorgungssicherheit in den untersuchten Szenarien für Österreich. Es muss allerdings daraufhingewiesen werden, dass der gewählte Ansatz – konstant bleibende Verhältnisse von verfügbarer zu installierter Kapazität für alle Kraftwerkstypen – eine starke Vereinfachung ist. Zur Analyse extremer klimatischer Effekte muss von der Annahme konstant bleibender Verfügbarkeitsgrade (hier: 75%) abgewichen werden. Sensitivitätsanalysen können in diesem Zusammenhang Aussagen über mögliche Fehlerbandbreiten ermöglichen. Da die Stromnachfrage im A2-Szenario am stärksten steigt und somit Lastentwicklungen auf der Nachfrageseite am entscheidendsten sind, erfolgt im Folgenden eine Fokussierung auf das A2-Szenario.

6.5.1 A2-Szenario

Im A2-Szenario ergibt sich aus dem Modell „Stromzukunft“ die in Abbildung 6-19 gezeigte Entwicklung der Erzeugungskapazitäten. Zusätzlich wird ein Spitzenlastszenario, aufbauend auf UCTE (2009), dargestellt. In diesem Spitzenlastszenario gibt UCTE (2009) ein Wachstum der österreichischen (Winter-)Spitzenlast auf 10,5 GW an.¹² Nach 2020 wird in diesem Szenario die jährliche Wachstumsrate für die Winterspitzenlast von 1,4% fortgeschrieben. Die aus der zusätzlichen Kühlenergienachfrage entstehenden Sommerkühllasten werden auf die Winterspitzenlast aufgesetzt. Abbildung 19 zeigt die entsprechende Lastentwicklung graphisch und vergleicht sie mit der Entwicklung der installierten Bruttoerzeugungskapazitäten.¹³

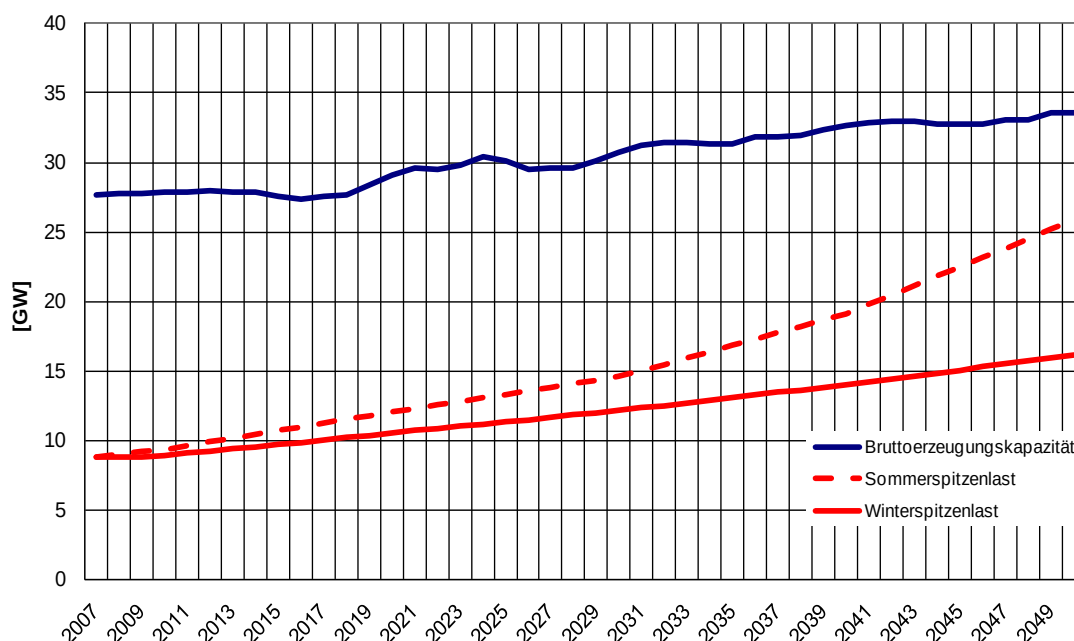


Abbildung 6-19. Installierte Bruttoerzeugungskapazitäten vs. Sommer- und Winterspitzenlast im A2-Szenario. Quelle: UCTE (2009), eigene Berechnungen

¹² Dies entspricht einer jährlichen Wachstumsrate von ca. 1,4%.

¹³ Zum Vergleich erfolgt im Anhang eine Gegenüberstellung der historischen Entwicklung von Sommer- und Winterspitzenlasten für Österreich, Italien, Spanien, Griechenland und Japan.

Obwohl die Entwicklung des Stromsystems im Szenario eine energetische Deckung der österreichischen Stromnachfrage erlaubt, reduziert sich bis 2050 der Anteil der Überkapazitäten, da ein stärkeres Wachstum der Spitzenlast im Vergleich zum durchschnittlichen Stromverbrauchswachstum vorliegt (im Szenario erhöhen sich einzelne Lasten – z.B. Kühllasten – die, im Vergleich zur Lastentwicklung, eine unterproportionale Erhöhung des Stromverbrauches zur Folge haben). Für eine Abschätzung der Auswirkung auf die Versorgungssicherheit müssen daher im nächsten Schritt, in Anlehnung an die in Abbildung 6-18 dargestellte Methodik, die zuverlässig verfügbaren Erzeugungskapazitäten ermittelt werden.

Unter der Annahme eines konstant bleibenden Verhältnisses von verfügbarer zu installierter Kapazität für alle Erzeugungstechnologien, ergibt sich der in Abbildung 6-20 dargestellte indizierte Verlauf der Sicherheitsmarge. Im Vergleich zum Sicherheitsniveau im Jahr 2007 reduziert sich diese Marge bis 2050 um ca. 60%.

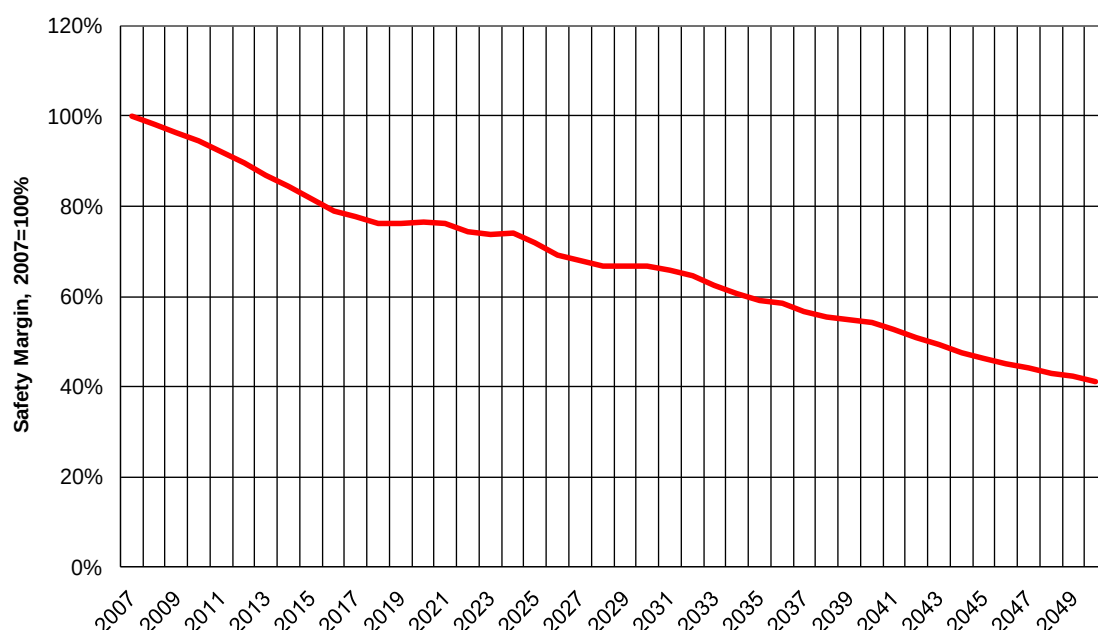


Abbildung 6-20. Relative Entwicklung der indizierten Sicherheitsmarge im A2-Szenario (im Verhältnis zum Status quo im Jahr 2007).

Für durchschnittliche Verfügbarkeitsgrade der Erzeugungskapazitäten sowie durchschnittliche Spitzenlastwachstumsraten nimmt im A2-Szenario die Sicherheitsmarge zwar deutlich ab, unter der Annahme eines störungsfreien Betriebs des Übertragungs- und Verteilnetzes sind jedoch keine signifikanten Zuwächse von systemweiten Stromausfällen zu erwarten. Zur Analyse extremer klimatischer Effekte muss allerdings von der Annahme konstant bleibender Verfügbarkeitsgrade (hier: 75%) abgewichen werden.

Bei Spitzenlastzeitpunkten an heißen Sommertagen im Jahr 2050 reduziert sich aufgrund der beschränkten Kühlwasserverfügbarkeit der gesicherte Kapazitätsbeitrag fossiler Kraftwerkskapazitäten drastisch. Dies wird durch die Zusammensetzung des Strommixes noch verstärkt, da 43% der Stromerzeugung im A2-Szenario im Jahr 2050 aus fossil befeuerten Kraftwerken stammen. Im Extremfall wird in dieser Untersuchung angenommen, dass sich der gesicherte Kapazitätsbeitrag thermischer Kraftwerke auf 50% der installierten Kapazität reduziert. Weitere Annahmen sind, dass in Hitzeperioden die Verfügbarkeit von Wasserkraftwerken auf 50% und die Verfügbarkeit von volatiler Windkraft (diese stellt den

Großteil der erneuerbaren Kapazität im A2-Szenario) auf 25% fällt, da ein geringerer Windeintrag vorliegt.

Die historische Wasserkraftproduktion unterliegt ausgeprägten Schwankungen. Abbildung 6-21 zeigt, dass das Minimum der Erzeugung in Laufkraftwerken der letzten 20 Jahre bei ca. 61% des Regelarbeitsvermögens beträgt (historisch auftretend im August). Für die Analyse der Extremereignisse wird daher ein konservativer Wert von 50% Laufwasserverfügbarkeit angesetzt. Ein ähnliches Bild zeichnet Abbildung 6-22 für die Inhalte der Großspeicher. Das historische Speicherminimum beträgt für die Sommermonate 75%. Unter der Annahme geringerer Zu- und höherer Abflüsse in Hitzeperioden wird auch für die Speicherwasserverfügbarkeit ein konservativer Wert von 50% angesetzt. Für die Analyse der Extremereignisse wird daher ein Wert von 50% für die gesamte Wasserkraftverfügbarkeit angesetzt.¹⁴

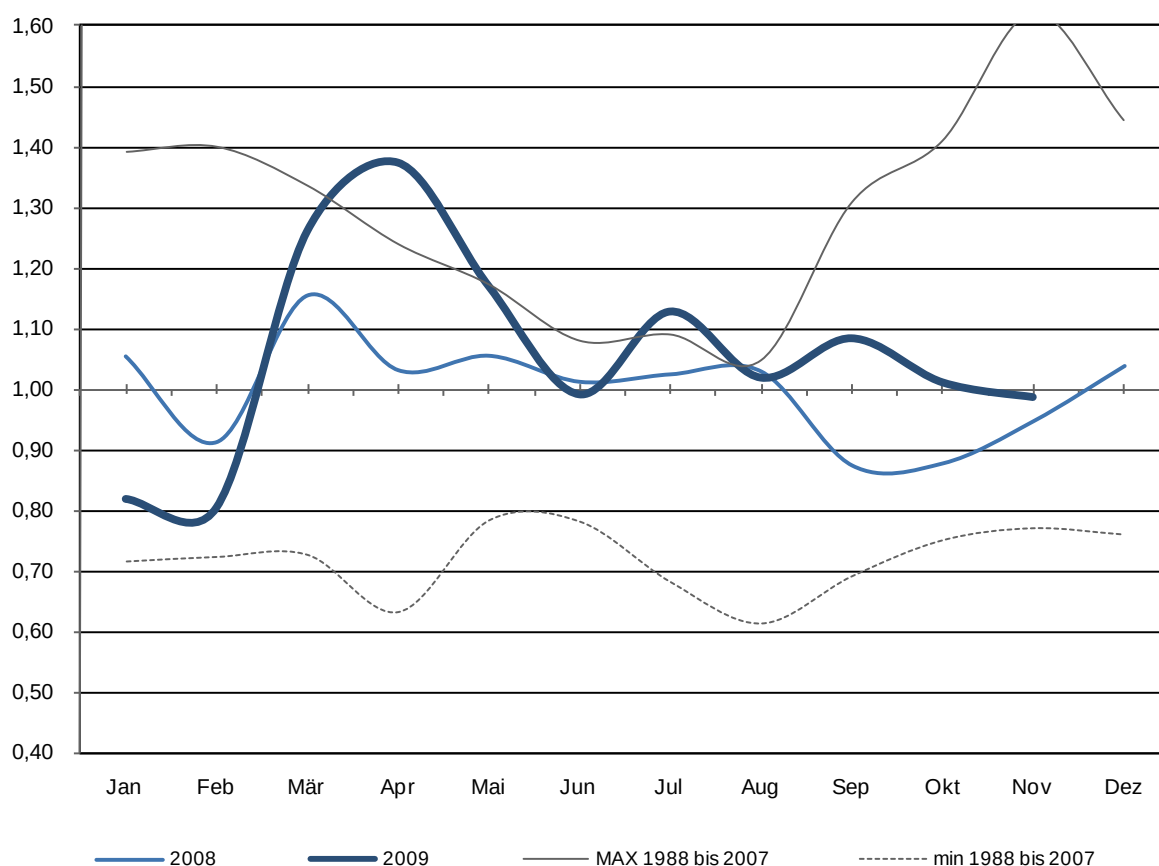


Abbildung 6-21. Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke in Österreich. Quelle: E-Control (2010)

¹⁴ Ca. 2/3 der österreichischen Wasserkrafterzeugung stammt aus Laufkraftwerken. Die physikalische Erzeugung der Pumpspeicher (als Submenge der Speicherkrafterzeugung) beträgt jährlich ca. 2 TWh.

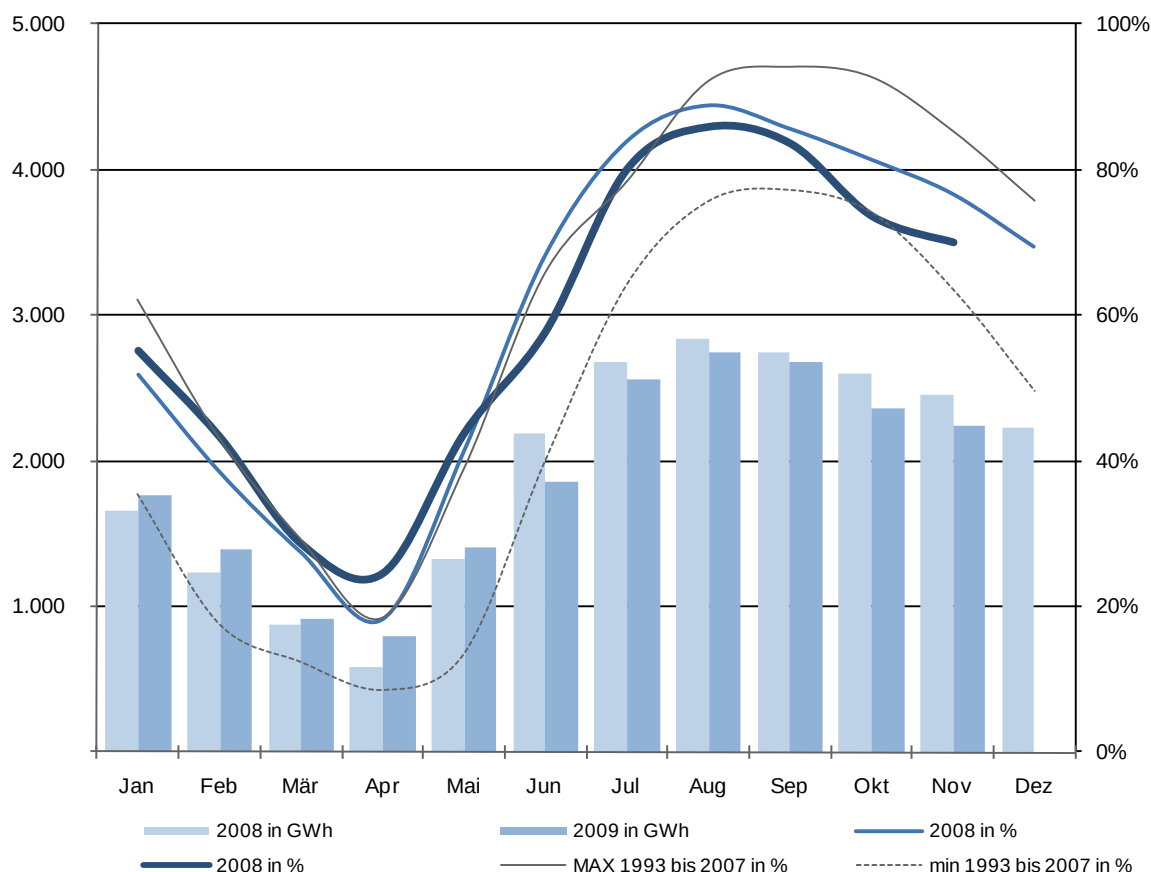


Abbildung 6-22. Speicherinhalt der österreichischen Großspeicher. Quelle: E-Control (2010)

In Summe kann sich somit für eine andauernde Hitzeperiode im Sommer, zumindest für einzelne Stunden, ein Leistungsengpass von ca. 10 GW ergeben (siehe Abbildung 6-23). Dies bedeutet, dass über grenzüberschreitende Leitungen diese Leistung importiert werden muss, um einen großflächigen Stromausfall zu verhindern. Die installierte verfügbare Kapazität an grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen nach Österreich beträgt derzeit ca. 5 GW (ENTSOE, 2010). Die derzeitig installierte Kapazität würde also nicht ausreichen, um diesen Import bewerkstelligen zu können. Zudem muss davon ausgegangen werden, dass in den Nachbarländern (und potentiellen Exporteuren für die fehlende österreichische Leistung) ähnlich angespannte Situationen aufgrund der klimatischen Rahmenbedingungen herrschen. Eine vollständige Deckung des österreichischen Leistungsengpasses durch Importe, auch unter Berücksichtigung zukünftig geplanter Netzausbauten, ist somit fraglich. Die Wahrscheinlichkeit von großflächigen Stromausfällen mit entsprechenden volkswirtschaftlichen Folgekosten, steigt somit für das A2-Szenario in Hitzeperioden signifikant an. So ermittelt Bliem (2006) die Kosten eines einstündigen Stromausfalls in Österreich auf ca. 60 Millionen Euro. Dies entspricht 8,6 EUR/kWh nicht gelieferten Stromes.¹⁵ Als Vergleich zitiert er Kostenabschätzungen von Brauner (2003) mit 40 Mio. EUR und Haber (2005) mit ca. 70 Mio. EUR pro Stunde.

Um den Leistungsengpass abdecken zu können, müssen neben Importen zusätzliche Spitzenlastkapazitäten errichtet werden, sowie die Wartungszyklen von thermischen

¹⁵ Im Jahr 2009 betrug der Stromgroßhandelspreis an der österr. Strombörse EXAA 3,9 €/kWh.

Kraftwerken vom Sommer hin zu den Zwischenjahreszeiten verschoben werden. In Bezug auf zusätzliche Spitzenkapazitäten ist, aufgrund der perfekten Korrelation von Erzeugung und Verbrauch, insbesondere der Kapazitätsbeitrag von Fotovoltaikanlagen zu erwähnen. Im Abschnitt zu den Adaptionmaßnahmen im Strombereich wird diese Technologie nochmals detailliert behandelt.

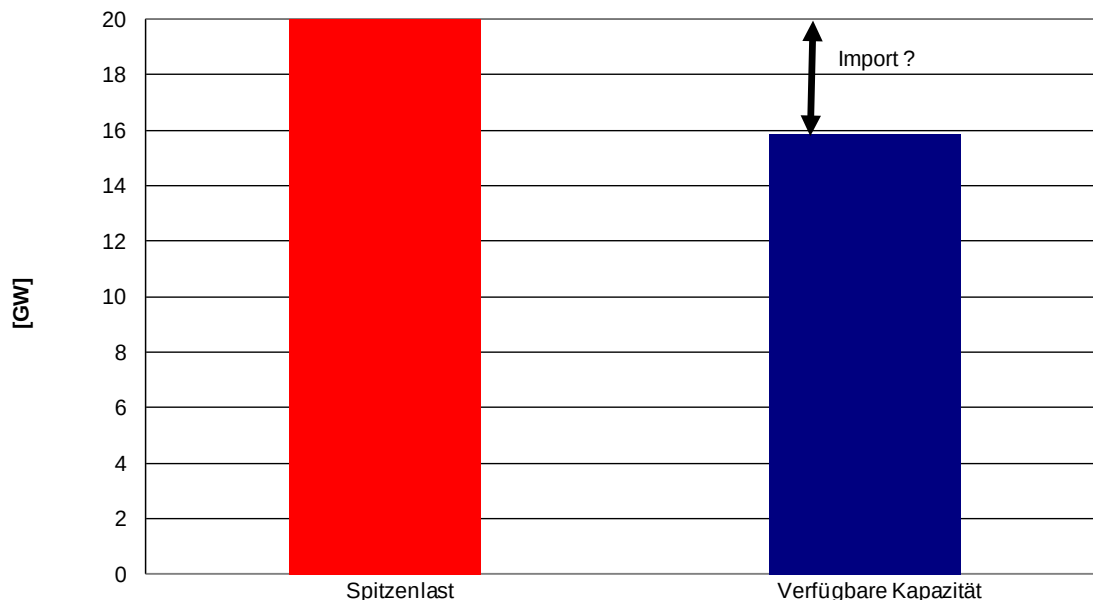


Abbildung 6-23. Spitzenlast vs. gesichert verfügbare Kapazität im Jahr 2050 im A2-Szenario an einem heißen Sommertag (in einer Hitzeperiode). Quelle: Eigene Berechnungen, UCTE (2009)

Eine Analyse der langfristigen Versorgungssicherheit, d.h. gesicherte Importe an fossilen Primärenergieimporten zur Stromerzeugung (Kohle und Gas) kann innerhalb dieser Untersuchung nicht erfolgen. Es gilt allerdings zu bedenken, dass die Erzeugung in fossilen Kraftwerken im A2-Szenario von ca. 15 TWh im Jahr 2005 auf ca. 42 TWh im Jahr 2050 ansteigt.

6.6 Abschätzung der Klimaauswirkungen auf die Stromversorgung und die Strompreise im mittlereuropäischen Strommarkt

In Bezug auf den österreichischen Strommarkt ist festzustellen, dass Österreich ein Teil des mitteleuropäischen Strommarkts ist. Der mitteleuropäische Strommarkt umfasst die Länder Deutschland, Frankreich, Österreich und die Schweiz¹⁶, da in diesem europäischen Teilmarkt keine relevanten Übertragungsengpässe existieren.

Im Folgenden erfolgt mittels eines detaillierten Modells des Kraftwerksparks des relevanten Zentral-West-Europäischen Raumes eine Analyse des Großhandelsstrompreises. Mit Hilfe dieses Modells kann mittels eines Grenzkostenansatzes der theoretische

¹⁶ Teilweise formen auch Belgien, die Niederlande, die Tschechische Republik sowie Polen diesen Markt mit.

Großhandelsstrompreis unter perfekten Wettbewerbsbedingungen ermittelt werden. Auf Basis der vorhandenen Ergebnisse erfolgt eine Abschätzung der Effekte des Klimawandels auf den Kraftwerkspark und damit der Strompreise im relevanten Zentral-West-Europäischen Raum.

Die Grenzkosten der Stromerzeugung steigen mit erhöhter Nachfrage stark an. Dieser steile Anstieg findet sich auch im tatsächlichen Verlauf der Merit-Order-Kurve des europäischen Kraftwerksparks wieder. Abbildung 6-24 verdeutlicht diesen Verlauf für den mitteleuropäischen Strommarkt für monatliche Durchschnittsangebotsfunktionen.

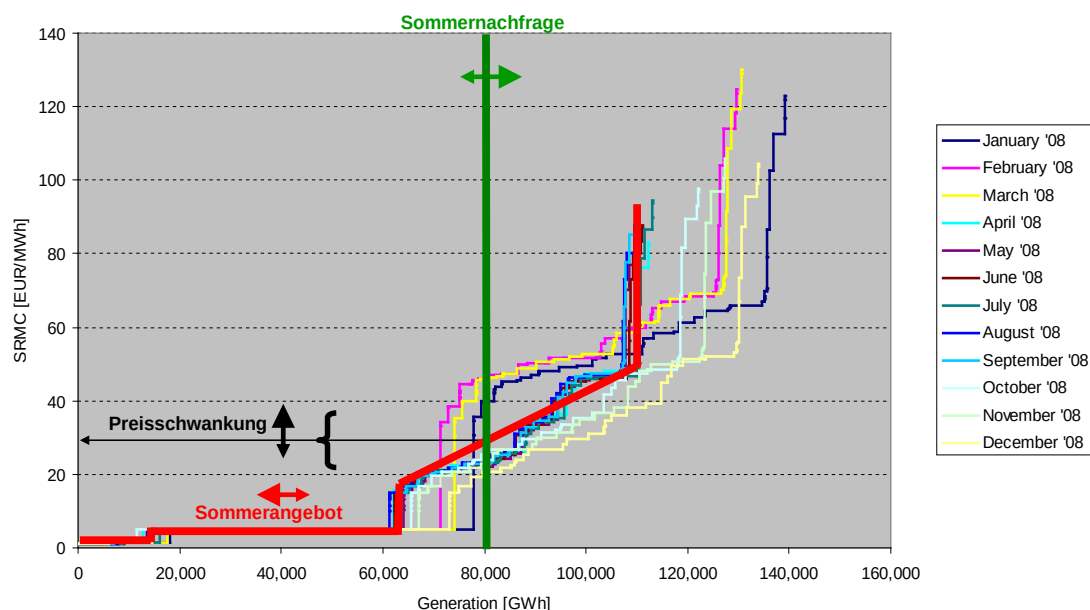


Abbildung 6-24. Monatliche Merit-Order-Kurven des mitteleuropäischen Marktes (AT+DE+FR+CH+BE+NL) für das Jahr 2008. Zur Verdeutlichung der möglichen Preiseffekte hervorgerufen durch die starke Konvexität der Angebotskurve ist eine beispielhafte Spitzenlastnachfragekurve für ein typisches Sommermonat im Diagramm eingezeichnet. Quelle: UCTE, EEX, BAFA, eigene Berechnungen

Neben den im vorangegangenen Kapitel erläuterten Auswirkungen auf die kurzfristige Versorgungssicherheit klimatischer Extremsituationen ergeben sich auch entsprechende Preiskonsequenzen. Wie Abbildung 6-24 zu entnehmen ist reagieren die Stromgroßhandelspreise aufgrund der Form der Angebotskurve elastisch auf eine Reduktion des inframarginalen Angebots (Wasserkraft, neue Erneuerbare, Nuklear): Ceteris paribus impliziert eine 1%ige Reduktion der Wasserkrafterzeugung eine Strompreiserhöhung um 1%.

Aus den ermittelten Szenarien der Stromversorgung wurden Empfehlungen für mögliche Adaptionsmaßnahmen im Bereich nachhaltiger Energietechnologien im Stromsektor in Österreich abgeleitet. Diese sind in Abschnitt 8 dargestellt.

7 Energetische Biomassenutzung

Biomasse stellt neben Wasserkraft die wichtigste erneuerbare Energiequelle Österreichs dar. Die zukünftige Entwicklung des Biomassesektors hängt von zahlreichen Einflussfaktoren ab, die ihrerseits zum Teil vom Klimawandel beeinflusst werden. Die zentrale Fragestellung dieses Kapitels lautet:

- Welche Auswirkungen hat der Klimawandel auf den Bioenergie-Sektor?

Das Weiteren werden folgende untergeordnete Fragestellungen untersucht:

- Welche Einflussfaktoren auf die energetische Biomassenutzung weisen eine Klimasensitivität auf?
- Welche Entwicklungen des Bioenergie-Sektors ergeben sich in einem modellbasierten Ansatz der Szenarienentwicklung für die verschiedenen Klimaszenarien?
- Welche Anpassungsmaßnahmen lassen sich für den Bioenergie-Sektor ableiten?

7.1 Methodik – Das Modell *SimBioSe*

Die Analyse erfolgt auf Basis von Simulationsergebnissen des Modells *SimBioSe*. Mit dem Modell werden Szenarien des Biomassesektors simuliert, wobei wirtschaftliche und energiepolitische Rahmenbedingungen wie Preise fossiler Energieträger oder Förderungen für Biomasseanlagen Berücksichtigung finden. Damit können die Auswirkungen verschiedener Rahmenbedingungen auf den energetischen Biomasseeinsatz, d.h. die Ausschöpfung des primärenergetischen Biomassepotenzials und die Energieerzeugung aus Biomasse simuliert werden. Des Weiteren ist mit dem Modell eine Auswertung der Szenarien hinsichtlich verschiedener Indikatoren wie der erzielten Treibhausgaseinsparung, der Einsparung fossiler Energieträger, der Förderkosten etc. möglich.

Mit dem Modell wurden Simulationsläufe mit und ohne Berücksichtigung der Klimasensitivität diverser Einflussparameter erstellt. Durch Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse im klimasensitiven und nicht klimasensitiven Fall sind Aussagen über die Auswirkung des Klimawandels auf die energetische Biomassenutzung in Österreich möglich. Folgende Eingangsdaten des Modells wurden hinsichtlich ihrer Klimasensitivität analysiert, und finden in den Szenariosimulationen Berücksichtigung:

- Primärenergetisches Potenzial forstlicher Biomasse, abgebildet in dynamischen Angebotskurven (siehe Kapitel 4.2.4). Da im Rahmen des Projektes die Erstellung klimasensitiver Angebotskurven landwirtschaftlicher Biomasse nicht möglich war, sind diese als vom jeweiligen Klimaszenario unabhängig angenommen.
- Raumwärmebedarf (basierend auf den Ergebnissen aus Kapitel 5)
- Strombedarf (insbesondere auch zusätzlicher Bedarf für Klimatisierung)
- Preisszenarien fossiler Energieträger (basierend auf Riahi et al., 2007) bzw. des Strom-Referenzpreises (basierend auf Ergebnissen des Modells *Stromzukunfft*; siehe Kapitel 6)

Die prinzipielle Idee hinter dem Modellierungsansatz besteht darin, das Investitionsverhalten potenzieller Biomasse-Anlagenbetreiber zu simulieren. Als Grundlage dafür wird für jede Simulationsperiode (jedes Jahr) und jeden Biomasse-Nutzungspfad (d.h. jede technisch mögliche Kombination einer Rohstofffraktion mit einer Nutzungstechnologie) ein Wirtschaftlichkeitsvergleich mit dem jeweiligen Referenzsystem (auf fossilen Energieträgern basierende, konventionelle Technologie) angestellt. Ist Wirtschaftlichkeit gegeben, wird unter Beachtung verschiedener Einschränkungen (Nachfrageseitige Potenziale, Diffusions-

geschwindigkeiten, Angebotskurve der Biomassefraktion etc.) die installierbare Leistung ermittelt und so die historische Zeitreihe der jährlich installierten Biomasseanlagen fortgeschrieben. Als Output liefert das Modell Zeitreihen der jährlich installierten Kapazitäten von Bioenergie-Technologien, deren Rohstoffbedarf und Energie-Output, kostenmäßige (Strom-, Wärme- und Kraftstofferzeugungskosten, Förderkosten etc.) und diverse andere Auswertungen.

Die Simulationen beinhalten den gesamten österreichischen Biomassesektor mit Ausnahme von Ablauge aus der Papierindustrie und biogenen Abfällen, die in Abfallverwertungsanlagen einer energetischen Nutzung zugeführt werden. Es wird also nicht nur die Nutzung der (klimasensitiven) forstlichen Biomasseressourcen betrachtet. Grund dafür ist, dass die Verfügbarkeit anderer Ressourcen einen Einfluss auf die Ausschöpfung forstlicher Potenziale hat. Außerdem werden Szenarien des gesamten Biomassesektors als aussagekräftiger erachtet als eine gesonderte Betrachtung für forstliche Biomasse. Die Angebotskurven landwirtschaftlicher Biomassefraktionen wurden aus den Ergebnissen des Projektes *ALPot* (Kalt et al., 2010a) abgeleitet.

7.2 Modellannahmen, Eingangsdaten und exogene Parameter

Abbildung 7-1 zeigt eine schematische Darstellung des Modellansatzes. Die Eingangsdaten des Modells beinhalten neben den oben genannten klimasensitiven Parametern Technologiedaten und Kosten von Bioenergieanlagen sowie der auf fossilen Energieträgern basierenden Referenzsystemen, Angebotskurven landwirtschaftlicher und sonstiger Biomassefraktionen, Szenarien des Energiebedarfs und dessen Struktur sowie Daten zu den derzeit in Österreich installierten Anlagenleistungen.

Für eine detaillierte Beschreibung des Modellierungsansatzes, der Datenstrukturen, der Simulationsalgorithmen sowie der berücksichtigten Technologien wird auf Kalt et al. (2010a) verwiesen.

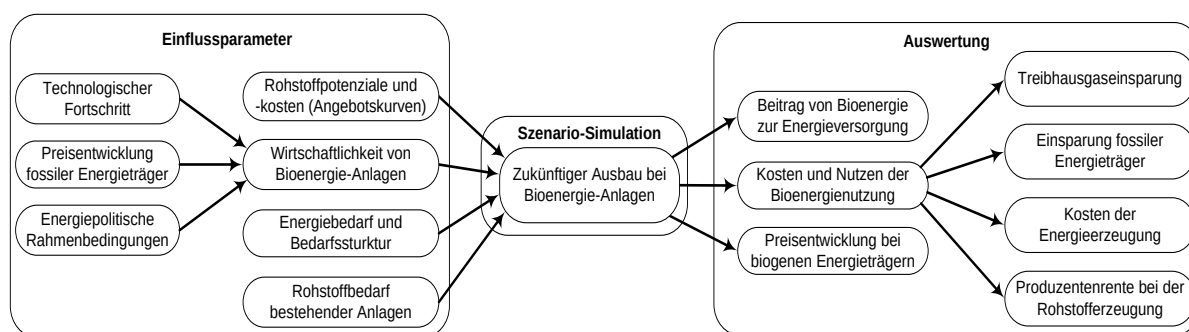


Abbildung 7-1: Schematische Darstellung der Struktur des Modells *SimBioSe*

7.2.1 Szenarien des Energiebedarfs

Wie bereits erwähnt, wurde bezüglich der Entwicklung des Raumwärme- und Warmwasserbedarfs auf die Ergebnisse aus Kapitel 5 zurückgegriffen, die für den Strombedarf unterstellten Szenarien wurden in Kapitel 6 erläutert. Für den Bedarf an sonstiger (in erster Linie industrieller Hochtemperatur-) Wärme sowie den Energiebedarf für Mobilität wurden von den Klimaszenarien unabhängige Entwicklungen unterstellt.¹⁷ Für

¹⁷ In der Literatur sind keine entsprechenden Szenarien verfügbar, und die Erstellung eigener Szenarien war im Rahmen des Projektes nicht möglich.

ersteren wurde angenommen, dass dieser auf dem Mittelwert der Jahre 2005 bis 2008 konstant bleibt. Für den Mobilitätssektor wurde das *Target case*-Szenario nach Capros et al. (2008) unterstellt und bis 2050 extrapoliert. Abbildung 7-2 zeigt die in einer groben Abschätzung resultierenden Entwicklungen des primärenergetischen Gesamtenergiebedarfs.¹⁸



Abbildung 7-2: Entwicklung des primärenergetischen Bruttoinlandsverbrauchs in den drei Klimaszenarien

7.2.2 Förderinstrumente

Wie bereits bei den Simulationen des Stromsektors (Kapitel 6) wurden auch hier szenariospezifische Förderinstrumente bzw. Förderniveaus unterstellt. Diese sind in Tabelle 7 zusammengefasst. Des Weiteren ist in allen Szenarien unterstellt, dass die derzeit bestehenden steuerlichen Begünstigungen für biogene Energieträger (reduzierter Umsatzsteuersatz, Energieabgabe/MöSt auf fossile Energieträger) über die gesamte Simulationsperiode aufrecht bleiben.

Tabelle 7: Zusammenfassung der in den Szenarien unterstellten Förderinstrumente

		Wärmeerzeugung	Stromerzeugung	Biogene Kraftstoffe
Förderinstrument		Investitionsförderung	Einspeisetarife	Quote
Höhe der Förderungen	A2	-	-	-
	A1B	20%	derzeitige Tarife	10% ab 2020
	B1	30%	derzeitige Tarife + 20%	10% ab 2020

¹⁸ Nach Ansicht der Autoren stellen diese Szenarien konservative Annahmen dar, da beispielsweise hinsichtlich der Effizienzpotenziale im Verkehrssektor auch eine weitaus stärkere Reduktion des Energieverbrauchs möglich ist. Die Annahme von (aus heutiger Sicht) „dramatischeren“ Szenarien wurde jedoch für das vorliegende Projekt als wenig sinnvoll erachtet.

7.2.3 Weitere Modellannahmen und exogene Parameter

Weitere Modellannahmen, die wesentlichen Einfluss auf die Simulationsergebnisse haben, bzw. bei deren Interpretation berücksichtigt werden müssen, sind:

- Jede Anlage bleibt bis zum Ende ihrer (in den Technologiedaten definierten) Lebensdauer in Betrieb.
- Die in österreichischen Anlagen erzeugte Energie wird auch im Inland genutzt. Außenhandel mit biogenen Kraftstoffen und Stromimporte und -exporte sind nicht abgebildet.
- Biomasseimporte sind insofern abgebildet, als sie zur Deckung von Versorgungslücken genutzt werden können. Bei Szenarien, in denen biogene Kraftstoffe im Verkehrssektor über Quoten gefördert werden, werden diese nach Möglichkeit aus inländischen Rohstoffen produziert. Erst wenn keine ausreichenden inländischen Potenziale zur Verfügung stehen, wird auf Importe zurückgegriffen.
- Aus den Angebotskurven inländischer Biomasse und dem Anlagenbestand ergibt sich, dass nur Biodieselanlagen in nennenswertem Ausmaß auf Importe angewiesen sind – alle anderen bestehenden Bioenergieanlagen können mit inländischer Biomasse betrieben werden.¹⁹
- Alle bestehenden Anlagen werden gemäß ihrer Spezifikationen betrieben (siehe Technologiedaten in Kalt et al., 2010a). Insbesondere ist auch unterstellt, dass bis 2010 sämtliche im Jahr 2009 verfügbaren Biodieselpkapazitäten in Vollbetrieb sind. Dadurch kommt es zu einem deutlichen Anstieg der Biodieselproduktion, mit der fast 10% des Kraftstoffbedarfs gedeckt werden kann.²⁰
- Der Simulationszeitraum ist 2011-2050, die Zeitreihen von 2000 bis 2010 basieren auf dem historischen bzw. für das Jahr 2010 unterstellten Anlagenbestand. Die wichtigsten Datenquellen sind Statistik Austria (2010), E-Control (2010), Haneder et al. (2010), EBB (2009), BMLFUW (2009) bzw. Kalt et al. (2010a).
- Bezüglich der Zinssätze und Abschreibedauern sind folgende Werte unterstellt: Zinssätze bei Kleinf Feuerungsanlagen 4% (da diese in erster Linie in Haushalten installiert werden, bei allen anderen 7%, kalkulatorische Abschreibedauer generell 10 Jahre.

7.3 Simulationsergebnisse

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse für die drei Klimaszenarien dargestellt, jeweils mit und ohne Klimasensitivität. Die Darstellung erfolgt in erster Linie auf Basis der Anteile von Biomasse am gesamten Energiebedarf (Primärenergie) sowie in den Sektoren Strom (Endenergie), Wärme (Nutzenergie) und Kraftstoffe (Endenergie).

¹⁹ Dass in der Realität Außenhandel bereits jetzt bei einigen Biomassefraktionen eine gewisse Rolle spielt, kann als modellbedingte Vereinfachung gesehen werden, die keinen Einfluss auf die Interpretation der Simulationsergebnisse hat.

²⁰ Berechnung rein auf Basis des Energieinhaltes ohne Berücksichtigung von technischen und sonstigen Einschränkungen, wie z.B. des Fahrzeugbestandes

7.3.1 A2-Szenario

Abbildung 7-3 zeigt die Ergebnisse für das Szenario A2. Die unterstellten energiewirtschaftlichen bzw. –politischen Rahmenbedingungen (insbesondere die Annahme, dass in diesem Szenario sämtliche Förderungen für Bioenergie aufgehoben werden) führen dazu, dass es zu einem signifikanten Rückgang der energetischen Biomassenutzung kommt. Aufgrund des historischen Ausbaupfads und der Modellannahme, dass bestehende Anlagen bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer in Betrieb bleiben, erfolgt der stärkste Rückgang im Zeitraum 2020 bis 2025.

Wirtschaftlich ist die Energieerzeugung mit Biomasse in diesem Szenario zum Teil im Bereich der Wärmeerzeugung in Kleinfeuerungsanlagen über 30 kW. Aufgrund des sinkenden Raumwärmebedarfs kommt es nach 2025 aber auch hier zu einem stetigen Rückgang. Durch die sinkende Nachfrage und die dadurch ebenfalls sinkenden Preise für biogene Rohstoffe und die unterstellten technologischen Entwicklungen im Bereich der biogenen Kraftstoffe der 2.Generation (basierend auf Hamelinck et al., 2006), kommt es im Jahr 2040 zu einem Ausbau der Kraftstoffproduktion auf Basis von Sägenebenprodukten.

Die Berücksichtigung der klimasensitiven Einflussfaktoren führt in diesem Szenario zu keinerlei nennenswerten Unterschieden. Dass die Kraftstoffproduktion aufgrund einer geringfügig niedrigeren Biomasseeinsatzes im Wärmesektor im klimasensitiven Szenario erst ein Jahr später erfolgt, ist hinsichtlich der enormen Unsicherheiten, mit denen zahlreiche Modellparameter behaftet sind, als Modellartefakt zu sehen. Die dem Szenario A2 zugrundeliegende „Storyline“, und die darauf basierende Annahme, dass die Förderungen für Bioenergie aufgehoben werden, sind die für die Simulationsergebnisse maßgeblichen Parameter.

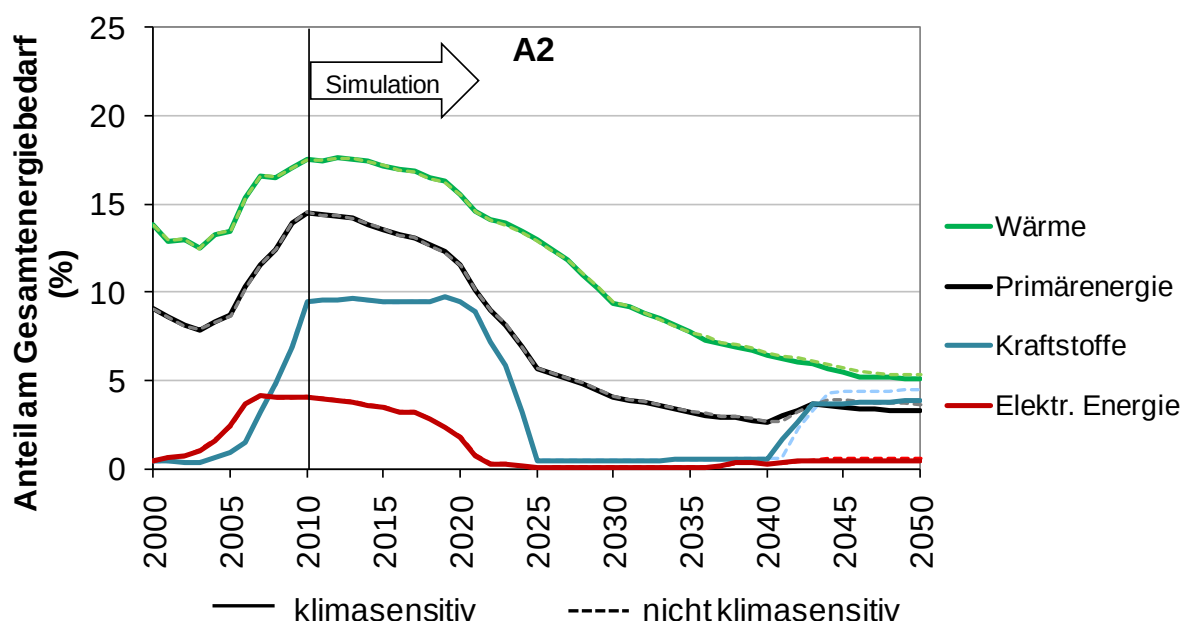


Abbildung 7-3: Simulationsergebnis für das Szenario A2 – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe

7.3.2 A1B-Szenario

Für das Szenario A1B wurde davon ausgegangen, dass die derzeitigen Förderinstrumente im Wesentlichen aufreht bleiben. Wie aus Abbildung 7-4 ersichtlich, kommt es unter diesen Rahmenbedingungen in erster Linie bei der Stromerzeugung zu einem deutlichen Anstieg auf ca. 10% des Strombedarfs.

Bei der Entwicklung des Biomasseanteils im Wärmesektor spielen mehrere Faktoren zusammen: Erstens geht der Raumwärmebedarf deutlich zurück. Zweitens kommt es zunächst zu einem Ausbau bei Kleinfeuerungsanlagen über 30 kW, durch die sinkende Nachfrage in diesem Segment kommt es ab 2020 jedoch wieder zu einem Rückgang. (Im kleineren Leistungsbereich reichen die Förderungen für eine nennenswerte Diffusion von Biomasseanlagen zunächst nicht aus.) Drittens liefert die Wärmeerzeugung in Biomasse-KWK-Anlagen einen zunehmenden Beitrag zur Deckung des (industriellen) Wärmebedarfs. Und viertens bewirken die steigenden Preise fossiler Energieträger längerfristig eine verbesserte Wirtschaftlichkeit von Wärmeerzeugungsanlagen aller Leistungsbereiche, was sich insbesondere ab 2040 deutlich im Biomasseanteil niederschlägt.

Hinsichtlich der Klimasensitivität zeigt sich in diesem Szenario ein geringfügiger Einfluss, wobei die unterschiedlichen Entwicklungen der Waldproduktivität, die reduzierte Wärmenachfrage und der zusätzliche Strombedarf für Kühlung im klimasensitiven Szenario eine Rolle spielen. Anhand von Abbildung 7-5, in der die Wärme- und Stromerzeugung in absoluten Zahlen dargestellt sind, können die unterschiedlichen Effekte nachvollzogen werden: Der höhere Biomasseanteil am Wärmebedarf im Zeitraum 2025 bis 2040 im klimasensitiven Szenario geht auf den zusätzlichen, klimabedingten Rückgang der Wärmenachfrage zurück. Gegen Ende der Simulationsperiode wird dieser Effekt jedoch durch einen stärkeren Ausbau von Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen im nicht-klimasensitiven Szenario überkompensiert. Dieser resultiert aus dem gegen Mitte des Jahrhunderts höheren Aufkommen forstlicher Biomasse im *Baseline*-Szenario. Ebenso kommt es im klimasensitiven Szenario zu einem geringfügig niedrigeren Ausbau bei Biomasse-KWK. Hauptursache für die Abweichung beim Biomasseanteil im Stromsektor ist jedoch der zusätzliche Strombedarf für Klimatisierung (über 5.000 GWh im Jahr 2050).

Die Produktion biogener Kraftstoffe folgt der vorgegebenen Quote von 10% ab 2010, darüber hinaus ist die Erzeugung nicht wirtschaftlich. Da der Kraftstoffbedarf von keinen klimasensitiven Faktoren beeinflusst wird, zeigt sich weder in absoluten, noch in relativen Zahlen eine Abweichung.²¹

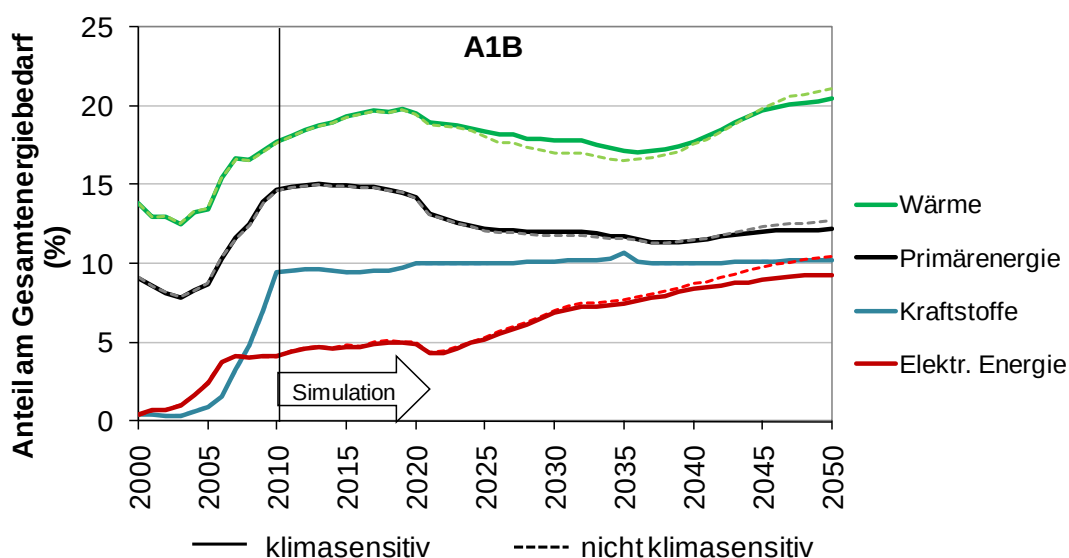


Abbildung 7-4: Simulationsergebnis für das Szenario A1B – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe

²¹ Das temporäre Überschreiten der 10%-Quoten im Jahr 2035 ist auf die (technologiespezifischen) minimalen Anlagengrößen zurückzuführen.

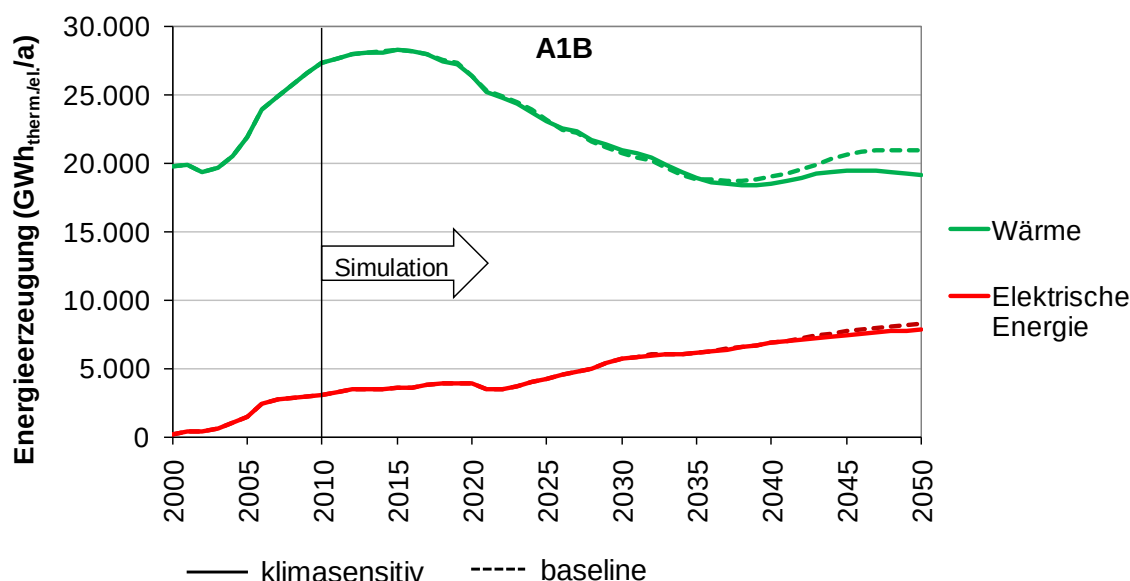


Abbildung 7-5: Simulationsergebnis für das Szenario A1B – Wärme- und Stromerzeugung

7.3.3 B1-Szenario

Im B1-Szenario wurden die Förderungen gegenüber jenen im A1B-Szenario weiter erhöht, da in diesem Szenario per definitionem Nachhaltigkeit und eine Reduktion des Einsatzes fossiler Energieträger im Vordergrund stehen. Erwartungsgemäß nimmt der Biomassesektor hier auch eine deutlich wichtigere Stellung ein, als in den vorigen Szenarien.

Wie aus Abbildung 7-6 und Abbildung 7-7 hervorgeht, weist das Szenario B1 auch die höchste Klimasensitivität auf. Das ist darauf zurückzuführen, dass das Potenzial forstlicher Biomasse in hohem Maße ausgeschöpft wird, und sich deshalb klimabedingte Schwankungen am stärksten auf den Biomassesektor auswirken. Die Entwicklung des Biomasseanteils am Wärmebedarf zeigt im Wesentlichen die selben Effekte wie im Szenario A1B, nur deutlich stärker ausgeprägt. Im klimasensitiven Fall kommt es aufgrund der zunächst höheren Waldproduktivität zu einem stärkeren Ausbau von KWK-Anlagen; im Gegensatz zu Szenario A1B ist hier der zusätzliche Strombedarf für Klimatisierung allerdings sehr gering.

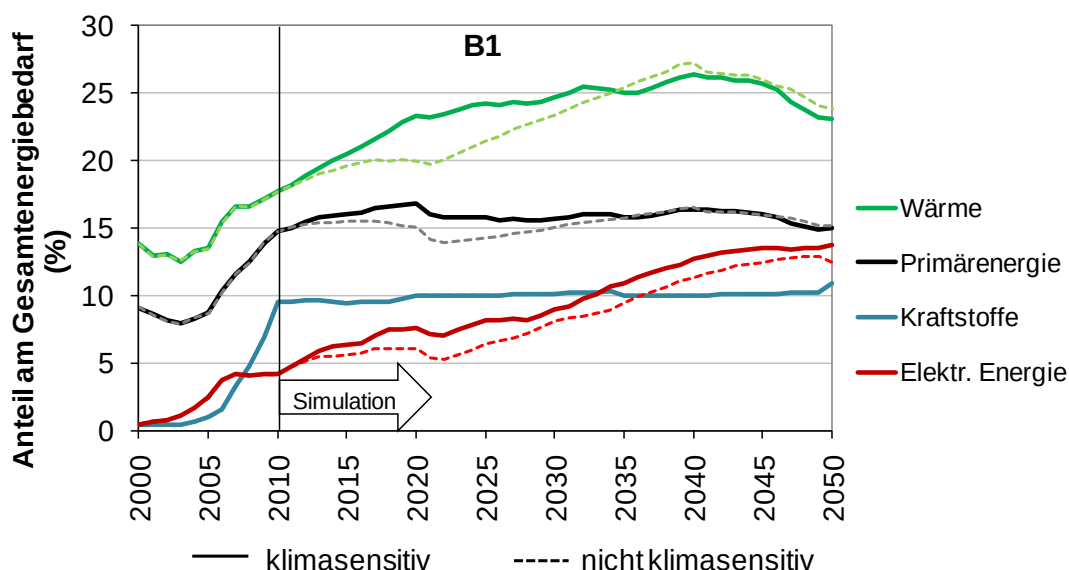


Abbildung 7-6: Simulationsergebnis für das Szenario B1 – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe

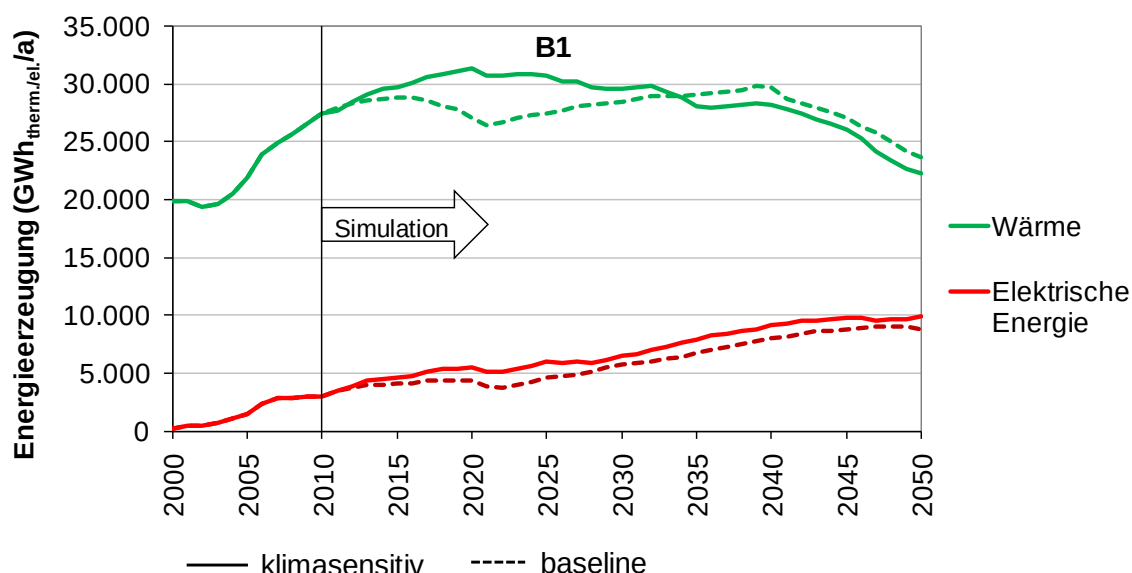


Abbildung 7-7: Simulationsergebnis für das Szenario B1 – Wärme- und Stromerzeugung

Zur Veranschaulichung der Modellergebnisse ist für dieses Szenario der Energieoutput für alle Technologiegruppen in Abbildung 7-8 dargestellt. In den Ergebnissen spiegelt sich beispielsweise die sukzessive Verschiebung in Richtung Heizanlagen kleinerer Leistung, die aus der Struktur des Raumwärmebedarfs resultiert, wider. Die kleinste Leistungskategorie kann bei dem zugrundeliegenden Preisszenario fossiler Energieträger aufgrund der relativ hohen Investitionskosten von Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen trotz der Förderung in der Höhe von 30% nicht erschlossen werden (siehe Kalt et al. 2010a), was die gegen Ende der Simulationsperiode deutlich abnehmende Wärmeerzeugung erklärt. Die aufgrund der steigenden Produktion von Kraftstoffen der 2. Generation aus holzartiger Biomasse zunehmende Rohstoffkonkurrenz spielt dabei ebenfalls eine Rolle (siehe Kranzl et al., 2008 bzw. Kalt et al. 2010b).

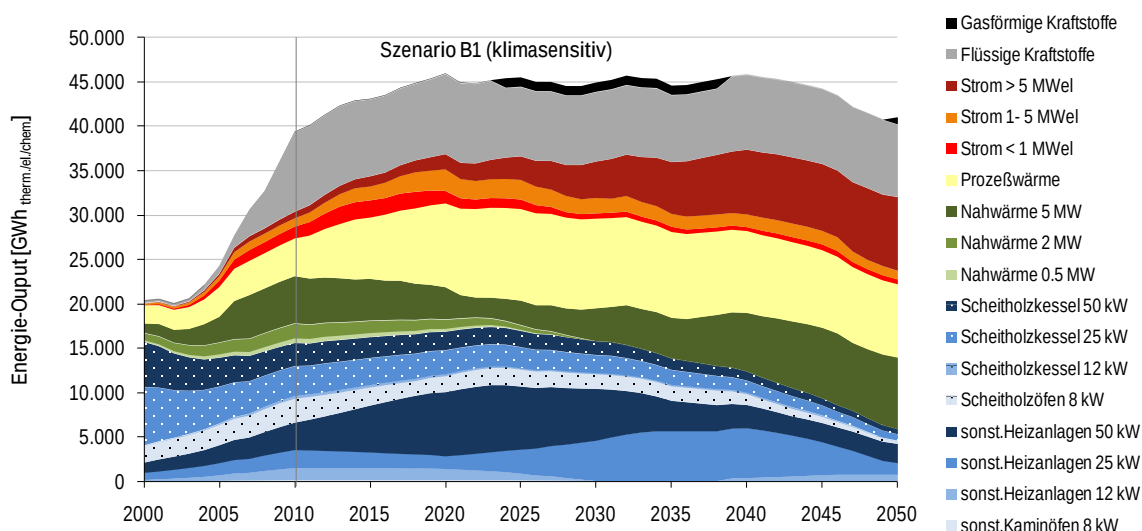


Abbildung 7-8: Simulationsergebnis für das Szenario B1 – Detaillierte Darstellung der Energieerzeugung von Biomasseanlagen

7.4 Zusammenfassung und Interpretation

Abbildung 7-9 zeigt eine Gegenüberstellung der klimasensitiven Szenarien. Die Bandbreiten, die diese Szenarien hinsichtlich der möglichen zukünftigen Bedeutung des Biomassesektors aufweisen, sind eklatant und gehen in erster Linie auf die unterschiedlichen Förderniveaus zurück. Die zukünftige Entwicklung des Bioenergiesektors hängt nur in geringem Maße von den hier berücksichtigten klimasensitiven Einflussparametern ab. Wesentlich größeren Einfluss hat die Ausgestaltung der energiepolitischen Rahmenbedingungen. **Eine strategische und zielorientierte Forcierung der energetischen Biomassenutzung ist gegenüber Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel im Bereich der Bioenergie daher eindeutig als vorrangig zu betrachten.**

Die hier zugrundegelegten Preisszenarien fossiler Energieträger nach Riahi et al. (2007) weisen generell einen im Vergleich zu anderen Szenarien (z.B. Capros et al., 2008) eher moderaten Anstieg des Preisniveaus auf. Der Einsatz von Biomasse ist daher bei den meisten Anwendungen nur mit Förderungen wirtschaftlich. Im Fall eines stärkeren Preisanstiegs würde der Förderbedarf von Biomasseanlagen generell abnehmen, was sich in den Simulationsergebnissen insbesondere im Bereich der Wärmeerzeugung wäre ein deutlich höherer Ausbau möglich.

Letztendlich muss eine kritische Betrachtung der Simulationsergebnisse und der zugrundeliegenden Eingangsdaten zu dem Schluss führen, dass die Ableitung von Aussagen bezüglich möglicher zukünftiger Entwicklungen (und in weiterer Folge bezüglich der Klimasensitivität) des Biomassesektors über einen Zeitraum von mehreren Jahrzehnten äußerst problematisch ist – Die Anzahl an unsicheren Einflussfaktoren und die resultierende Bandbreite an Entwicklungspfaden lassen kaum definitive Aussagen zu. Nichtsdestotrotz deuten die Ergebnisse der hier gezeigten Analysen auf einige robuste Zusammenhänge hin:

Die Simulationen zeigen, dass die Klimasensitivität des Waldzuwachses (Kapitel 4) durchaus Auswirkungen auf den Bioenergie-Sektor haben. Diese kommen umso stärker zum Tragen, je stärker das Potenzial ausgeschöpft wird. Da sich der Klimawandel in den ersten drei Jahrzehnten des Jahrhunderts positiv auf den Waldzuwachs auswirkt (siehe Abbildung 4-11), kommt es bei den Simulationen unter Berücksichtigung der Klimasensitivität zu einem stärkeren Ausbau der Biomassenutzung, sofern (mithilfe von Förderinstrumenten) Wirtschaftlichkeit gegeben ist.

Dass sich der Klimawandel regional sehr unterschiedlich auf den Waldzuwachs auswirkt, konnte im hier dargestellten Modellansatz nur zum Teil berücksichtigt werden.²² Eine genaue Berücksichtigung regionaler Verschiebungen, die nur mithilfe eines hinsichtlich Biomasseaufkommen und Energiebedarf regional disaggregierten Modells abgebildet werden könnten, würde tendenziell eine höhere Klimasensitivität der Modellergebnisse zur Folge haben. Aussagen über die Größenordnung dieses Effekts konnte im Rahmen des Projektes nicht erarbeitet werden. Letztendlich ist diese Frage auch nur unter Berücksichtigung von konkreten Transportwegen und -möglichkeiten zu beantworten. Im Fall eines klimabedingten Auseinanderdriftens der Aufkommens- und Bedarfsregionen würden jedoch – so viel lässt sich mit Sicherheit sagen – Biomasse-Aufbereitungsverfahren wie Pelletierung oder in Zukunft möglicherweise auch Pyrolyse oder Torrefikation tendenziell an Bedeutung gewinnen.

Ein Aspekt, der bei den Simulationen nicht berücksichtigt werden konnte, sind Extremereignisse. Da generell davon ausgegangen wird, dass deren Wahrscheinlichkeit durch den Klimawandel zunimmt, gewinnen beispielsweise Maßnahmen zur „Abfederung“ von Sturmschäden an Bedeutung. Die Vorhaltung von Überkapazitäten zur Verwertung kurzfristig auftretender Rohstoffüberschüsse könnte dabei zu einer Reduktion des Schadensausmaßes beitragen.

Hinsichtlich der nachfrageseitigen Potenziale bzw. der Wirtschaftlichkeit von Biomasse-Kleinf Feuerungsanlagen und Heizwerken wirkt sich der Klimawandel tendenziell negativ aus. Aufgrund der im Vergleich zu Öl-/Gas-Heizanlagen höheren Investitionskosten steigen bei einer sinkenden Auslastung (bedingt durch den Temperaturanstieg und die sinkenden HGT) die spezifischen Wärmegestehungskosten von Biomasseanlagen stärker als jene von fossil befeuerten Anlagen. Außerdem kommt es zu einer Verschiebung des Wärmebedarfs in Richtung kleiner bis kleinster Leistungen. Inwiefern bei Biomasseanlagen in diesem Segment längerfristig Kostensenkungen möglich sind, kann hier nicht näher untersucht werden. Eine Möglichkeit, diese Problematik zu umgehen, bestünde jedenfalls darin, weniger die Nutzung von Biomasse-Festbrennstoffen in dezentralen Anlagen, sondern verstärkt die Produktion und Einspeisung von synthetischem Erdgas aus Biomasse-Vergasungsanlagen (bzw. auch Biomethan aus anaerober Fermentation) zu forcieren. Damit ist eine direkte Substitution fossiler Energieträger unter Nutzung der bestehenden Infrastruktur möglich, und die klimabedingt sinkende Auslastung von Heizanlagen hätte bei diesen Nutzungspfaden keine Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der energetischen Biomassenutzung.

²² Eine klimabedingte Verschiebung des Waldzuwachses in höhere Lagen spiegelt sich insofern in den Angebotskurven wider, als der Anteil des Zuwachses, der auf steileren Flächen stattfindet zunimmt, und somit auch die durchschnittlichen Bereitstellungskosten steigen.

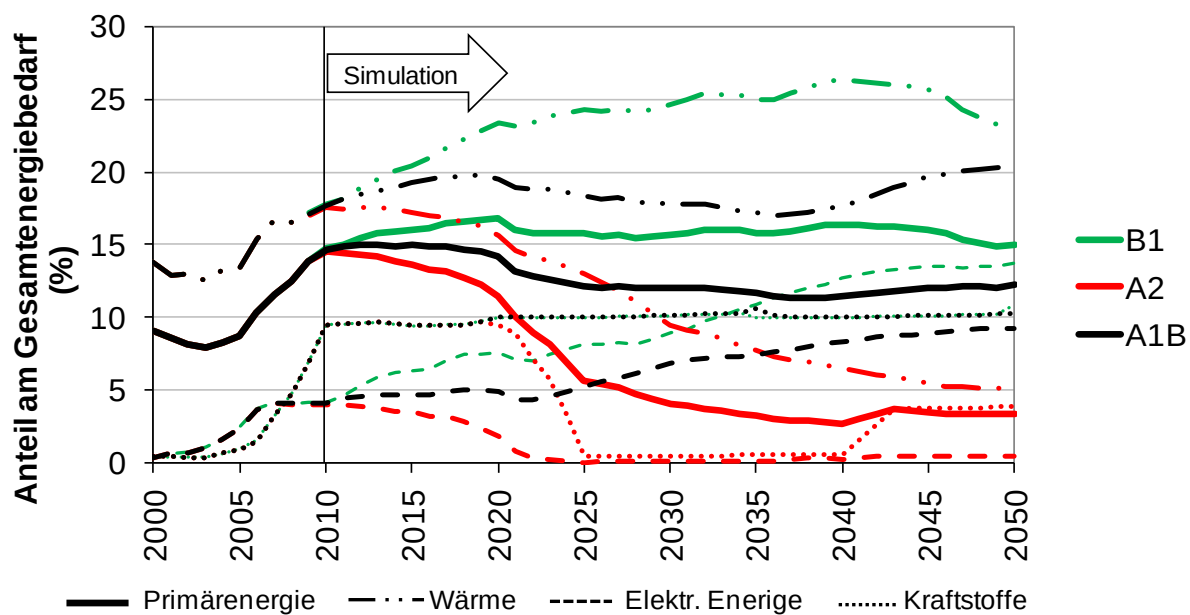


Abbildung 7-9: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse für die klimasensitiven Szenarien – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe

8 Schlussfolgerungen und Empfehlungen: Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel

In diesem Kapitel werden Maßnahmen zur Adaption des Energiesystems an den Klimawandel identifiziert und beschrieben. Dieser Schritt basiert auf den Modell-Ergebnissen, die in den Kapiteln 2 bis 7 dargestellt wurden, sowie auf einer vergleichenden Interpretation der Resultate für die einzelnen Klimaszenarien. Sie sind allerdings weder direkte Outputs der Modell-Rechnungen noch konnte die Wirkung der Adaptionsmaßnahmen im Detail über die Simulationen quantifiziert werden. Die Ergebnisse dieses Kapitels wurden daher besonders intensiv mit dem Projektbeirat diskutiert.

Nach einer Übersicht über sämtliche identifizierte Maßnahmen und allgemeinen Überlegungen zu Adaptionsmaßnahmen im Energiesystem in Abschnitt 8.1 werden in den Abschnitten 8.2 bis 8.5 die Maßnahmen dargestellt.

Ein Ziel dieses Abschnitts ist es auch, Aussagen hinsichtlich der Priorisierung der Maßnahmen zu tätigen: Inwiefern ist es überhaupt möglich, Prioritäten für die Adaptionsmaßnahmen zu identifizieren? Nach welchen Kriterien sind dabei anzusetzen? In dem vorliegenden Projekt wurde in Abstimmung mit dem Projektbeirat in einem ersten Schritt ein Kriterienkatalog entwickelt. Darauf aufbauend wurden anschließend die Maßnahmen nach diesen Kriterien bewertet und wiederum einer Diskussion unterzogen. Das Ergebnis dieses Prozesses ist in Kapitel 8.6 dokumentiert.

8.1 Adaptionsmaßnahmen im Energiesystem: Allgemeine Überlegungen und Übersicht

Bei der Identifikation, Beschreibung und Strukturierung von Adaptionsmaßnahmen können Maßnahmen auf sehr unterschiedlichen Ebenen identifiziert werden. Um eine in sich möglichst konsistente Beschreibung und einen Vergleich der Maßnahmen zu ermöglichen, wurden drei Ebenen unterschieden, die im Folgenden dargestellt sind:

1. Die erste Ebene stellt die „**Meta-Adaptionsmaßnahme**“ bzw. das allen weiteren Maßnahmen zugrunde liegende Prinzip dar: Diese Maßnahme wurde definiert als die Berücksichtigung des Klimawandels bei allen langfristigen Entscheidungen im Energiesystem.
2. Abbildung 8-1 stellt die prinzipiellen Aspekte der Vulnerabilität im Energiesektor dar (vgl. Schneider et al 2007). Die Exposition stellt Charakter, Größenordnung und Geschwindigkeit der Klimaänderung dar. Die Anpassungskapazität ist im Energiesystem wesentlich durch die relativ langen Investitionszyklen der Energieinfrastruktur geprägt. Ein wesentliches Handlungsfeld ist im Bereich der Sensitivität gegeben. Die **Sensitivität der Gesellschaft gegenüber Änderungen im Energiesystem** ist umso höher, je größer der Energieverbrauch und damit die Abhängigkeit von Energie ist. Als zweite Ebene identifizieren wir damit drei Maßnahmen, die diese Abhängigkeit reduzieren:
 - a. Reduktion des Energieverbrauchs und der Spitzenlast
 - b. Diversifizierung des Energieträger-Mix', insbesondere durch erneuerbare Energieträger

c. Dezentralisierung des Energiesystems

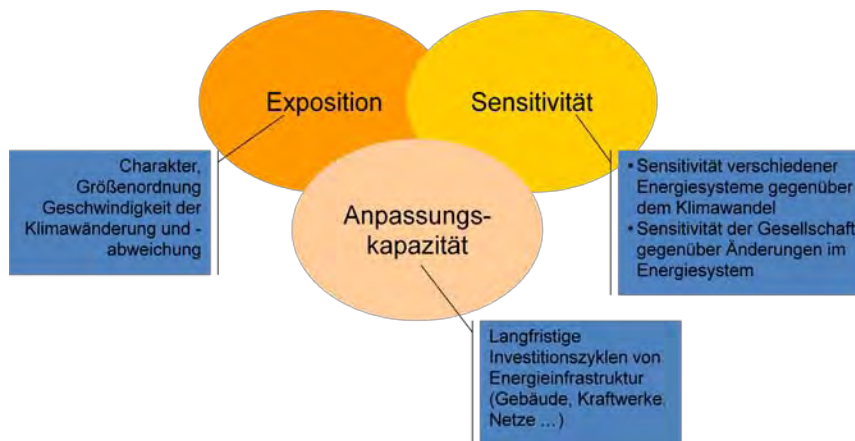


Abbildung 8-1: Aspekte der Vulnerabilität im Energiesektor

3. Auf der dritten Ebene beschreiben wir 17 **Detail-Maßnahmen** in den Sektoren Kühlen, Heizen, Stromversorgung und Waldbau²³:

a. Kühlen:

- Passive Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten am Gebäude
- Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten außerhalb des Gebäudes
- Reduktion innerer Lasten
- Ressourcenschonende aktive Kühlmaßnahmen
- (PV als Kapazitätsbeitrag im Sommer, s. auch Strom)
- Thermische Speicher zur Vermeidung von Lastspitzen

b. Heizen:

- Berücksichtigung des Klimawandels bei der Planung, Auslegung, Erweiterung von Wärmenetzen
- Weiterentwicklung Biomasse-Heizungen im kleinen und kleinsten Leistungsbereich (incl. Rohstoffflexibilität)

c. Strom:

- Nachfragereduktion
- Lastverlagerung
- Smart grids
- PV als Kapazitätsbeitrag im Sommer
- Netzausbau

²³ Weiters werden Adaptionsaspekte im Bereich der Hydrologie diskutiert, wobei Teile davon detaillierter unter den Strom-spezifischen Adaptionsmaßnahmen beschrieben werden. Adaptionsaspekte, die sich aus der Analyse des Biomasse-Sektors ergeben, sind zum Teil im Waldbau und zum Teil im Heizen-Kapitel subsumiert.

- Ausbau regenerativer Stromerzeugung (incl. Wasserkraft)
- Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken
- d. Waldbau:
 - Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen
 - Umtriebszeitverkürzung
 - Fichte auf trockenstress- und borkenkäferanfälligen Tieflagenstandorten teilweise durch Douglasie ersetzen

Diese 17 Detailmaßnahmen werden in den folgenden Kapiteln beschrieben.

Jede Maßnahme wird dabei hinsichtlich der folgenden Aspekte beschrieben:

- Ziel: Was soll erreicht werden?
- Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme:
Wie wird das Ziel erreicht? Wie wirkt die Maßnahme? Warum braucht es diese Maßnahme? Was ist die von der Maßnahme angesprochene Verwundbarkeit? Inwiefern bewirkt die Maßnahme eine Erhöhung der Resilienz?
- Konkrete Schritte:
Welche Schritte sind nötig, damit die Maßnahme erfolgreich umgesetzt wird?
- Zeitperspektiven:
Wann kann/soll die Maßnahme umgesetzt werden? Wie lange braucht es bis, die Maßnahme wirksam wird? Über welchen Zeitraum wirkt die Maßnahme?
- Akteure: Wer ist in die Umsetzung der Maßnahme involviert?

Diese Maßnahmen wurden im Zuge eines partizipativen Prozesses mit den Mitgliedern des Projektbeirats der Bewertung anhand eines Kriterienkatalogs unterworfen. Das Ergebnis dieser Maßnahmenbewertung wurde in Abschnitt 8.6 zusammengefasst.

8.2 Gebäude: Kühlen und Heizen

Aufgrund der größeren Anzahl an identifizierten Maßnahmen werden zuerst jene Gebäudespezifischen Maßnahmen dargestellt, die sich auf das Kühlen beziehen:

- Passive Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten am Gebäude
- Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten außerhalb des Gebäudes
- Reduktion innerer Lasten
- Ressourcenschonende aktive Kühlmaßnahmen
- PV als Kapazitätsbeitrag (s. auch Strom)
- Thermische Speicher zur Vermeidung von Lastspitzen

Anschließend folgen jene im Bezug auf den Raumwärme- und Warmwasserbereich:

- Berücksichtigung des Klimawandels bei der Planung, Auslegung, Erweiterung von Wärmenetzen
- Weiterentwicklung Biomasse-Heizungen im kleinen und kleinsten Leistungsbereich (incl. Rohstoffflexibilität)

Titel	Passive gebäudeseitige Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten
Ziel	Reduktion des Verbrauchs von Kühlenergie sowie der durch Kühlenergie verursachten Spitzenlast durch gebäudeseitige, passive Maßnahmen
Inhalt, Begründung und der Wirkungsweise der Maßnahme	Ohne entsprechende Maßnahmen könnte die für Raumklimatisierung verbrauchte Energie bis zum Jahr 2050 auf über 11 TWh ansteigen. Neben den dadurch auftretenden Spitzenlasten stellt dieser zusätzliche Energieverbrauch eine Herausforderung an die Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energieträger. Durch gebäudeseitige, passive Maßnahmen ist es möglich, Kühllasten stark zu reduzieren. Dies beinhaltet beispielsweise Abschattung, zusätzliche Speichermassen, passive Ventilationsmaßnahmen etc.
Konkrete Schritte	- Berücksichtigung zukünftig zu erwartender meteorologischer Bedingungen bei der Berechnung von Kühllasten z.B. im Energieausweis durch die entsprechenden Normen und Bauordnungen - Verpflichtender Einsatz von passiven Maßnahmen zur Reduktion der Kühllast im Neubau und bei umfassenden Gebäudesanierungen (Bauordnungen) - Schulungskonzepte für Professionisten auf allen Ebenen (Ausbildung, Weiterbildung) - Bewusstseinsbildenden Maßnahmen bei Professionisten, Eigentümern und Nutzern - Forschung und Entwicklung für passive Maßnahmen zur Reduktion der Kühllasten
Zeitperspektiven:	Die Umsetzung in entsprechenden Bauordnungen etc. ist prinzipiell innerhalb weniger Monate möglich. Beim Aufbau von Know-how und Bewusstsein bei den Akteuren (Eigentümer, Architekten, Professionisten) ist mit entsprechenden Diffusionsgeschwindigkeiten je nach Maßnahme von etwa fünf bis zehn Jahren oder mehr zu rechnen. Bei der Forschung zur Weiterentwicklung und Demonstration der entsprechenden Technologien sind ebenfalls Vorlaufzeiten zu berücksichtigen, wobei zu berücksichtigen ist, dass hier bereits auf einem guten Status-quo aufgesetzt werden kann. Die Implementierung der Systeme im Gebäudebestand erfordert neben den entsprechenden Diffusionszeiten auch die Berücksichtigung der Neubau- und Sanierungsraten. Daher ist hier selbst bei der sofortigen Umsetzung von Maßnahmen mit mindestens zwei bis drei Jahrzehnten zu rechnen, bis die Technologien im gesamten Gebäudebestand weit verbreitet sind.
Akteure	- Verwaltung, Politik (Bauordnung) - Forschung - Professionisten (Architekten, Baumeister etc) - Eigentümer - Gebäudenutzer

Titel	Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten außerhalb des Gebäudes
Ziel	Reduktion des Verbrauchs von Kühlenergie sowie der durch Kühlenergie verursachten Spitzenlast durch Beeinflussung des Mikro- und Mesoklimas
Inhalt, Begründung und der Wirkungsweise der Maßnahme	- Energieverbrauch für Raumkühlung bis zum Jahr 2050 im Max-Szenario über 11 TWh Durch Beeinflussung des Mikro- und Mesoklimas ist es möglich, Kühllasten zu reduzieren (z.B. Begrünung, Bewässerung, helle Farben, Vermeidung von Wärmeinseln, ...).
Konkrete Schritte	- Berücksichtigung künftiger meteorologischer Bedingungen bei der Stadtplanung (und Siedlungsplanung) - Entwicklung von (städtischen) Raumordnungsplänen zur Vermeidung von Wärmeinseln und zur Optimierung der städtischen Wärmebilanz - Verpflichtende Berücksichtigung und Beeinflussung des Mikro-Klimas bei Neubau und der Sanierung - Vorbildwirkung bei öffentlichen Gebäuden - Schulungskonzepte für Professionisten auf allen Ebenen (Ausbildung, Weiterbildung) - Bewusstseinsbildenden Maßnahmen bei Stadtplanern, Professionisten, Eigentümern und Nutzern - Forschung und Entwicklung (Stadtklimatologie, Wirksamkeit und Einfluss von Anpassungsmaßnahmen)
Zeitperspektiven:	- Stadtplanung etc.: innerhalb weniger Monate möglich (grundsätzlich: kontinuierlicher Prozess!) - Know-how und Bewusstseinsbildung (Eigentümer, Architekten, Professionisten): > 5-10 Jahre - Forschung: abhängig von jeweiligen Komponenten und Technologien (mittel- bis langfristig) - Implementierung der Systeme in Siedlungsstrukturen: mittel- bis sehr langfristig
Akteure	Verwaltung, Politik, Forschung, Professionisten (Architekten, Baumeister etc), Eigentümer

Titel	Reduktion innerer Lasten
Ziel	Reduktion des Verbrauchs von Kühlenergie sowie der durch Kühlenergie verursachten Spitzenlast durch Verringerung innerer Lasten
Inhalt, Begründung und der Wirkungsweise der Maßnahme	- Energieverbrauch für Raumkühlung bis zum Jahr 2050 im Max-Szenario über 11 TWh - Spitzenlasten - Zusätzliche Herausforderung an die Umstellung auf erneuerbare Energie. Neben solaren Einträgen stellen innere Lasten eine wesentliche Ursache für Kühllasten dar. Die Reduktion dieser inneren thermischen Lasten geht oft mit einer Erhöhung der Energieeffizienz von Geräten einher (z.B. Beleuchtung, EDV).
Konkrete Schritte	- Ausweisung thermischer Lasten bei allen Arten von Geräten, die in Gebäuden verwendet werden (insbesondere, Büro- und Haushaltsgeräte) - Berücksichtigung thermischer Lasten bei der öffentlichen Beschaffung von Geräten - Forschung und Entwicklung an Geräten mit geringen thermischen Lasten
Zeitperspektiven:	- Ausweisungspflicht etc.: vermutlich nur EU-weit möglich, daher entsprechende Vorlaufzeiten - Know-how und Bewusstseinsbildung (Eigentümer, Architekten, Professionisten): > 5-10 Jahre - Forschung: abhängig von jeweiligen Komponenten und Technologien (mittel- bis langfristig) - Implementierung der Systeme in Gebäude: kurz bis mittelfristig (abhängig von der Lebensdauer der Systeme)
Akteure	Verwaltung, Politik, Forschung, Professionisten (Architekten, Baumeister etc), Eigentümer, Nutzer

Titel	Ressourcenschonende aktive Kühlmaßnahmen
Ziel	Reduktion des Verbrauchs von Kühlenergie sowie der durch Kühlenergie verursachten Spitzenlast durch ressourcenschonende aktive Kühlmaßnahmen auf Basis erneuerbarer Energie
Inhalt, Begründung und der Wirkungsweise der Maßnahme	- Energieverbrauch für Raumkühlung bis zum Jahr 2050 im Max-Szenario über 11 TWh - Spitzenlasten, zusätzliche Herausforderung an die Umstellung auf erneuerbare Energie. Erdkühlung, solare Kühlung, Fernkälte auf Basis von Abwärme sind Beispiele ressourcenschonender aktiver Kühlmaßnahmen. Dort, wo passive Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten nicht ausreichend sind, sollen derartige Systeme zum Einsatz kommen.
Konkrete Schritte	- Förderung ressourcenschonender aktiver Kühlmaßnahmen in Kombination mit passiven Maßnahmen - Verpflichtender Einsatz ressourcenschonender aktiver Kühlmaßnahmen z.B. im Büro-Neubau oder umfassenden Sanierungen - Phase-Out von Standard-Kühlgeräten im Neubau und/oder Sanierungen (analog zu Glühbirnen) - Wo sinnvoll, Förderung von Abwärmenutzung z.B. in Form von Fernkälte - Know-how-Entwicklung, Training, (Bewusstseins-)Bildung, - Forschung und Entwicklung
Zeitperspektiven:	- Förderkriterien: prinzipiell rasch umsetzbar - Regulative Maßnahmen: längerer politischer Prozess notwendig - Know-how und Bewusstseinsbildung (Eigentümer, Architekten, Professionisten): > 5-10 Jahre - Forschung: abhängig von jeweiligen Komponenten und Technologien (mittel- bis langfristig) - Implementierung der Systeme in Gebäude: mittel bis langfristig (Neubau-, Sanierungsraten)
Akteure	Verwaltung, Politik, Forschung, Professionisten (Architekten, Gebäudetechniker etc), Eigentümer, Nutzer, EVUs

Titel	Thermische Speicher zur Vermeidung von Lastspitzen
Ziel	Vermeidung von Lastspitzen, die durch Kühlung auftreten können
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	In den Maximal-Szenarien könnte die rein durch Kühllast verursachte Spitzenlast bis 2050 in Österreich knapp 10 GW betragen. Derartig hohe Lastspitzen im Sommer würden eine extrem hohe Beanspruchung der Strom-Versorgung darstellen. Kurzfristige thermische Speicher (z.B. Eisspeicher) könnten dazu beitragen, das Lastprofil zu glätten und hohe Lastspitzen zu vermeiden.
Konkrete Schritte	- Berücksichtigung des zu erwartenden Lastverlaufs der benötigten Kühlenergie von Gebäuden (in der Preisgestaltung von Elektrizitätsversorgern, Bauordnungen, Förderentscheidungen, etc?) - Know-how-Entwicklung, Training, (Bewusstseins-) Bildung bei Professionisten, Bauträgern, Eigentümern - Forschung und Entwicklung
Zeitperspektiven:	- Umsetzung in BauordnungBauordnungen etc.: innerhalb weniger Monate möglich. - Know-how und (Bewusstseins-)Bildung (z.B. Architekten, Professionisten, Ausbildung): > 5-10 Jahre - Forschung: abhängig von jeweiligen Komponenten und Technologien (mittel- bis sehr langfristig) - Implementierung der Systeme im Gebäudebestand: langfristig, d.h. > 20-30 Jahre bis zu einer hohen Diffusion (Neubau- , Sanierungs- und Diffusionsraten)
Akteure	Verwaltung, Politik, Forschung, Professionisten (Architekten, Baumeister etc), Eigentümer, Nutzer, EVUs

Titel	Berücksichtigung des Klimawandels bei der Planung, Auslegung, Erweiterung von Wärmenetzen
Ziel	Vermeidung von Fehlinvestitionen in Wärmenetze, die unter Berücksichtigung künftiger Sanierungen sowie des Klimawandels eventuell wirtschaftlich und energetisch nicht sinnvoll wären.
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Wärmenetze werden auf eine bestimmte Wärmedichte ausgelegt. Künftig ist eine Reduktion von Heizlasten aufgrund von Sanierungen, effizienter Neubau, Klimawandel zu erwarten . Die Investition in Wärmenetze stellt eine langfristige Entscheidung dar. Die Gefahr von Lock-in-Effekten kann reduziert werden, wenn der Klimawandel in der Entscheidung berücksichtigt wird.
Konkrete Schritte	- Berücksichtigung künftiger meteorologischer Bedingungen bei der Berechnung von Wärmedichten in Wärmenetzen (Ausbau, Erweiterung) in Normen - Berücksichtigung künftiger meteorologischer Bedingungen bei der Berechnung von Wärmedichten in Wärmenetzen (Ausbau, Erweiterung) bei etwaigen Förderentscheidungen (z.B. Biomasse-Wärmenetze)
Zeitperspektiven:	- Förderrichtlinien etc.: prinzipiell innerhalb weniger Monate möglich. - Know-how und (Bewusstseins-)Bildung (z.B. Professionisten, Planer, Ausbildung): > 5-10 Jahre
Akteure	Verwaltung, Politik, Professionisten (Planer etc)

Titel	Weiterentwicklung und Forcierung von Biomasseheizanlagen im kleinen und kleinsten Leistungsbereich; Rohstoffflexibilität bei Heizanlagen durch technische Maßnahmen
Ziel	Verbesserte Wirtschaftlichkeit und stärkere Diffusion von effizienten Biomasse-Heizanlagen zur Deckung niedriger Heizlasten, die nicht mit Solarthermie gedeckt werden können Verstärkter Einsatz von Heizanlagen, die mit unterschiedlichen Biomassebrennstoffen bei geringen Luftschadstoff-Emissionen betrieben werden können
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	- Forcierung von Heizanlagen im kleinen Leistungsbereich zur Erzielung von Lerneffekten und Ausschöpfung von Kostensenkungspotenzialen und gleichzeitig geringen Luftschadstoff-Emissionen - Sinkende Heizlasten, großes Ausbaupotenzial von Bioenergie-Heizanlagen im kleineren Leistungsbereich, Solarthermie und andere nicht energieträgergebundene Technologien nicht immer einsetzbar - Biomasse-Heizanlagen kleinerer Leistung tendenziell weniger wirtschaftlich - Gefahr kurzfristiger Brennstoffknappheit durch Extremereignisse
Konkrete Schritte	- Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich alternativer Brennstoffe (z.B. Strohpellets, Miscanthus) - Erhöhte Förderungen von Biomasseanlagen im kleinen Leistungsbereich (unter der Voraussetzung dass andere erneuerbare Energieträger nicht möglich/sinnvoll sind)
Zeitperspektiven:	- Einführung spezifischer Förderungen: kurzfristig - Forschung und Entwicklung: mittelfristig - Wirksamkeit der Maßnahme stark abhängig von Preisentwicklung fossiler Energieträger, Sanierungsraten etc.
Akteure	Verwaltung, Politik, Forschung, Professionisten (Energieberater, Baumeister etc.), Eigentümer, Nutzer

8.3 Hydrologie

Aus den Ergebnissen des Arbeitspakets Hydrologie kann man nicht direkt auf notwendige Anpassungsmaßnahmen im Bereich der Energieproduktion aus Wasserkraft schließen. Einige der aufgezeigten Veränderungen – wie die tendenzielle Vergleichmäßigung des Jahresganges des Abflusses – haben sogar durchaus günstige Auswirkungen auf die Wasserkrafterzeugung, da eine bessere Anpassung der Erzeugung an den Bedarf erfolgt.

In hier nicht untersuchten Bereichen der Wasserwirtschaft kann Anpassungsbedarf entstehen. So ist z.B. in Regionen mit abnehmender Wasserverfügbarkeit mit einer Zunahme von Nutzungskonflikten zu rechnen. Landwirtschaftliche Bewässerung kann in einigen

Gebieten an Wichtigkeit gewinnen. Veränderungen in Extremereignissen können Anpassungen bei Schutzmaßnahmen erfordern.

Der Anstieg der Gewässertemperatur, aber auch Veränderungen der Abflussregime, können negative Auswirkungen auf die Ökologie von Fließgewässern und Seen haben. In Bezug auf die Gewässertemperatur können lokal Anpassungen in der Ufervegetation zu mehr Beschattung und damit zu kühleren Gewässern führen.

Folgewirkungen der dargelegten Änderungen im Wasserkreislauf und daraus resultierender Anpassungsbedarf ergeben sich z.B. in der Forst- und Landwirtschaft, bei Wasserversorgungen, aber auch im Tourismus.

Der prognostizierte Rückgang der Stromproduktion aus Wasserkraft aufgrund der Verringerung des Abflusses könnte teilweise durch Ausbaumaßnahmen kompensiert werden. Aus Maßnahmen zur Verringerung der CO₂-Emissionen ergibt sich ein weiterer starker Handlungsanreiz im Bereich der Wasserkraftproduktion: durch die volatile Produktion bei alternativer Energieerzeugung in Windkraft- und Solaranlagen entsteht eine verstärkte Nachfrage nach kurzfristigen Speicher- und Umlagerungsmöglichkeiten in Pumpspeicherkraftwerken. Diese Maßnahmen sind unter den Adaptionsmaßnahmen im Bereich Stromversorgung (Abschnitt 8.4) detaillierter dargestellt.

8.4 Stromversorgung

In diesem Abschnitt werden Adaptionsmaßnahmen zur Verringerung möglicher negativer Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromversorgung identifiziert. Diese möglichen Maßnahmen folgen aus einer Analyse der Strom-Simulationen zu den Klimaszenarien (siehe die entsprechenden Abschnitte im Bericht). Die meisten vorgeschlagenen Maßnahmen sind nicht nur strikte Anpassungsmaßnahmen, sondern wirken sich auch positiv auf die Vermeidung des Klimawandels aus (d.h. sie führen zu niedrigeren CO₂-Emissionen). Die Maßnahmen zielen sowohl auf die Angebots- als auch auf die Nachfrageseite ab:

- Passive Maßnahmen zur Reduktion von Kühllasten (siehe Berichtsteil zum Kühlenergiebedarf)
- Reduktion der Nachfrage durch Erhöhung der Endenergieeffizienz
- Lastverlagerung durch Flexibilisierung der Nachfrageseite
- Intelligente Netze (Smart Grids)
- Fotovoltaik-Kapazitätsbeitrag im Sommer (Kühlung)
- Netzausbau (auch grenzüberschreitend)
- Ausbau der Wasserkraft
- Ausbau Pumpspeicherkraftwerke

Titel	Reduktion der Nachfrage durch Erhöhung der Endenergieeffizienz
Ziel	Reduktion des Stromverbrauchs durch den Einsatz hocheffizienter Technologien
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Ohne entsprechende Maßnahmen könnte der Stromverbrauch bis zum Jahr 2050 auf 95 TWh ansteigen. Dieser zusätzliche Energieverbrauch stellt eine große Herausforderung an die vollständige Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energieträger dar. Durch nachfrageseitige Energieeffizienzmaßnahmen kann der Stromverbrauch stark reduziert werden (von 95 TWh im Referenzfall auf 70 TWh im Effizienzscenario im Jahr 2050). Die relevanten Technologien beinhalten beispielsweise im Haushaltsbereich effiziente Beleuchtung, Reduktion des Strombedarfs für Raumwärme und Warmwasser sowie effiziente Haushaltstechnologien. In Summe können im Haushaltsektor bis zu 4,5 TWh eingespart werden. Im Industriesektor bieten effiziente Beleuchtung, Reduktion des Strombedarfs für Kühlung, Klimatisierung und Belüftung, effiziente Motoren, Raumwärme und Warmwasser, sowie Druckluft und angepasste Sensoriken und Steuerungen Reduktionspotenziale von ca. 4,5 TWh. Im Tertiärsektor können durch effiziente Beleuchtung, Reduktion des Strombedarfs für Kühlung, Informations- und Kommunikationstechnologien, Belüftung und Klimatisierung, effiziente Motoren für Belüftung und Klimatisierung, sowie Raumwärme und Warmwasser bis zu ca. 6 TWh elektrische Energie eingespart werden (Redl et al., 2009). Neben der technologischen Komponente ist auch das Benutzerverhalten zu berücksichtigen und ist unbedingt in der Konkretisierung dieser Maßnahme zu integrieren, da technologische Komponenten alleine zu substanziellen Rebound-Effekten führen können.
Konkrete Schritte	- Implementierung eines legislativen (Ordnungs- und Finanz-)Rahmens zur Förderung bzw. Erhöhung der Anteile hocheffizienter Technologien - Bewusstseinsbildenden Maßnahmen bei Professionisten, Eigentümern und Nutzern - Forschung und Entwicklung im Bereich hocheffizienter Anwendungstechnologien und Prozesse
Zeitperspektiven	Die genannten Potenziale können nur durch einen breiten Mix an Instrumenten und Politiken gehoben werden (z.B. Höchstverbrauchsstandards, Reduktionsverpflichtungen für Energieversorgungsunternehmen, Förderungen, Umweltsteuern (Internalisierung externer Kosten, Informationsoffensiven, Vorbildfunktion der öffentlichen Hand, etc.). Die legislative Umsetzung ist prinzipiell innerhalb weniger Monate/Jahre (z.B. im Rahmen der österreichischen Energiestrategie 2020) möglich. Beim Aufbau von Know-how und Bewusstsein bei den Akteuren ist mit entsprechenden Diffusionsgeschwindigkeiten je nach Maßnahme von etwa fünf bis zehn Jahren oder mehr zu rechnen. Bei der

	Forschung zur Weiterentwicklung und Demonstration der entsprechenden Technologien sind ebenfalls Vorlaufzeiten zu berücksichtigen, wobei allerdings zu berücksichtigen ist, dass hier bereits auf einem guten Status-quo aufgesetzt werden kann. Die Implementierung der Systeme im Gebäudebestand erfordert neben den entsprechenden Diffusionszeiten auch die Berücksichtigung der Neubau- und Sanierungsraten.
Akteure	- Verwaltung, Politik - Forschung - Professionisten (Architekten, Baumeister, Gerätefachhandel, Produzenten, etc.) - Eigentümer - Gebäudenutzer, Konsumenten

Titel	Lastverlagerung durch Flexibilisierung der Nachfrageseite
Ziel	Reduktion der Stromverbrauchsspitzen durch den Einsatz intelligenter, flexibler Anwendungstechnologien
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Ohne entsprechende Maßnahmen könnte die Spitzenlast bis zum Jahr 2050 auf ca. 20 GW ansteigen. Diese zu deckende Last kann in Zeiten niedriger (Kühl-)Wasserverfügbarkeit nicht durch die nationale Erzeugungskapazität abgedeckt werden. Durch Demand Side Management und entsprechende Lastverlagerungsmaßnahmen (z.B. Smart Metering, vereinbarte Abschaltungen) kann die Spitzenlast gesenkt werden. Dadurch können die zu erwartenden Zuwächse (z.B. durch zusätzliche Kühllasten) reduziert werden.
Konkrete Schritte	- Implementierung eines legislativen (Ordnungs- und Finanz-)Rahmens zur Setzung entsprechender Anreize zur Installation von Technologien mit Lastverlagerungspotenzial - Breite Einführung von Smart Metering - Preisanreize in Stromlieferverträgen - Neue (Geschäfts-)Modelle für flexible Stromlieferverträge - Bewusstseinsbildenden Maßnahmen - Forschung und Entwicklung im Bereich von Anwendungstechnologien und Prozesse
Zeitperspektiven	Die genannten Potenziale können durch einen Mix an Instrumenten und Politiken realisiert werden. Die legislative Umsetzung ist prinzipiell innerhalb weniger Monate/Jahre (z.B. im Rahmen der österreichischen Energiestrategie 2020) möglich. Die Umsetzung (z.B. Einführung von Smart Meters) ist mit entsprechenden Diffusionsgeschwindigkeiten und damit Zeitverzögerungen verbunden (bis zu zehn und mehr Jahren). Bei der Forschung zur Weiterentwicklung und Demonstration der entsprechenden Technologien sind ebenfalls Vorlaufzeiten zu berücksichtigen.
Akteure	- Verwaltung, Politik - Forschung - Energieversorger - Geräte- und Gebäudenutzer, Konsumenten

Titel	Intelligente Netze (Smart Grids)
Ziel	Entwicklung von aktiven Verteilnetzmanagementmethoden und -technologien um eine weitere Durchdringung von Distributed Generation (DG) zu erreichen und Investitionen in Netzverstärkungen zu minimieren.
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Der Anteil dezentral erzeugten Stromes, der ins Nieder- und Mittelspannungsnetz eingespeist wird, wird in Zukunft steigen (müssen). In einigen Regionen erreicht der Ausbau von DG innerhalb der passiven – auf unidirektionale Lastflüsse ausgelegte – Verteilnetze allerdings bereits ein kritisches Niveau, ab dem kein weiterer Zubau – innerhalb der „alten“ Strukturen und Regularien – möglich ist, ohne den Netzbetrieb und die Netzstabilität advers zu beeinflussen. Aktive Verteilnetzmanagementmethoden und -technologien, neue regulatorische Anreize, sowie Geschäftsmodelle können eine weitere Durchdringung von DG ermöglichen. Weiters werden Investitionen in Netzverstärkungen dadurch minimiert (Djapic et al., 2007). Erhöhte Betriebsflexibilität durch DG und aktive Verteilnetze kann in Zeiten eines knappen Last/Erzeugungskapazitätsverhältnis (Sommerspitzen in Hitzeperioden) die Versorgungssicherheit erhöhen. Das Stromsystem reagiert somit weniger sensibel auf den Ausfall zentraler Erzeugungskapazitäten.
Konkrete Schritte	- Implementierung eines legislativen Ordnungsrahmens zur Setzung entsprechender Anreize zur Installation von Smart Grid Technologien - Einführung und Installation der Technologien - Neue Geschäftsmodelle für Einspeiser - Forschung und Entwicklung im Bereich der Technologien und Auswirkungen dezentraler Einspeisung und aktiver Verteilnetze
Zeitperspektiven	Der regulatorische Rahmen im Bereich des Netzbetriebs sowie der Netzentgelte muss neu entwickelt bzw. adaptiert werden. Die legislative Umsetzung ist prinzipiell innerhalb weniger Jahre (z.B. im Rahmen der österreichischen Energiestrategie 2020) möglich. Die Umsetzung ist mit entsprechenden Zeitverzögerungen verbunden (Investitions- und Bauzeiten bis zu zehn Jahre). Bei der Forschung zur Weiterentwicklung und Demonstration der entsprechenden Technologien sind ebenfalls Vorlaufzeiten zu berücksichtigen.
Akteure	- Verwaltung, Politik - Forschung - Energieversorger, E-Wirtschaft

Titel	PV-Kapazitätsbeitrag im Sommer
Ziel	Die Nachfrage nach Kühlung ist mit der Einspeisung aus gebäude- und fassadenintegrierter Fotovoltaik (PV) hoch korreliert. Dadurch können die Kühllast und die Netzlast reduziert werden.
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Aufgrund eines steigenden Bedarfes zur Klimatisierung steigt auch die Netzbelastung in Zeiten hoher Kühlbedürfnisse. Durch Bereitstellung der entsprechenden Kühlenergie vor Ort durch gebäude- und fassadenintegrierte PV reduziert sich die Netzbelastung und der notwendige Beitrag von zentralen Großkraftwerkstechnologien (die aufgrund der (Kühl-)Wasserproblematik in Zeiten hoher Nachfrage nicht vollständig bereitgestellt werden kann). PV stellt die Technologie mit dem größten theoretischen bzw. technischen Potenzial zur erneuerbaren Stromerzeugung dar, hat aber gleichzeitig sehr hohe spezifische Kosten (das Potenzial für dach- und fassadenintegrierte Anlagen in Österreich liegt bei ca. 20 GWh). Für höhere Energiepreisszenarien und unter entsprechenden Förderungen können bis 2050 ca. 7 TWh dieses Potenzials gehoben werden. Dies entspricht einer installierten Leistung von ca. 4 GW (Redl et al., 2009).
Konkrete Schritte	- Implementierung eines Förderrahmens zur Setzung entsprechender Anreize (Forschung und Entwicklung und Installation von PV) - Einführung und Installation der Technologien - Forschung und Entwicklung im Bereich der Technologien
Zeitperspektiven	Der Förderrahmen sollte im Bereich der PV-Förderung angepasst werden um entsprechende Marktdurchdringungen zu erreichen. Ein fixiertes Förderbudget erreicht je nach Entwicklung der Energiepreise unterschiedliche Marktdurchdringungen der alternativen Technologie. Die legislative Umsetzung ist prinzipiell innerhalb weniger Monate möglich. Die Umsetzung und Marktdurchdringung ist mit entsprechenden Zeitverzögerungen verbunden (mehrere Jahre und Jahrzehnte). Bei der Forschung zur Weiterentwicklung und Demonstration der entsprechenden Technologien sind ebenfalls Vorlaufzeiten zu berücksichtigen.
Akteure	- Verwaltung, Politik - Forschung - Anlagenbauer - Energieversorger, E-Wirtschaft - Gebäudenutzer

Titel	Netzausbau (auch grenzüberschreitend)
Ziel	Neben der bereits diskutierten notwendigen Wandlung des passiven Stromnetzes hin zu einem aktiv gemanagten Netzes (siehe Punkt „Smart Grids“) soll der Ausbau grenzüberschreitender und innerösterreichischer Leitungen eine erhöhte Versorgungssicherheit erwirken.
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Aufgrund eines steigenden Bedarfes zur Klimatisierung steigt auch die Netzbelastung in Zeiten hoher Kühlbedürfnisse. Durch ein entsprechend ausgebautes Stromnetz können Leistungsungleichgewichte innerhalb Österreichs besser ausgeglichen werden. Zusätzlich soll durch den Ausbau grenzüberschreitender Leitungen (diversifizierter Ausbau an allen Grenzen) ein Kapazitätsimport im Fall nicht ausreichend zur Verfügung stehender nationaler Erzeugungskapazitäten ermöglicht werden. Dadurch erhöht sich die kurzfristige Versorgungssicherheit (die Wahrscheinlichkeit von regionalen und/oder großflächigen Stromausfällen sinkt). Langfristig sind auch unterschiedliche Technologien in die Analyse zu integrieren (Freileitungsbau vs. Verkabelung). Dass es neben dem Netzausbau auch um die Entwicklung von smart grids geht, wurde oben bereits ausgeführt.
Konkrete Schritte	- Bedarfserhebung und Planung - Implementierung eines entsprechenden regulatorischen Rahmens - Informationskampagnen
Zeitperspektiven	Die Umsetzung dieses Maßnahmenpaketes ist nur innerhalb langer Zeithorizonte möglich (Bedarfserhebung, Genehmigungsverfahren, Anrainerproteste, Bauzeiten, etc.). Historische Realisierungszeiten von 10 bis 20 Jahren für neue Leitungsprojekte verdeutlichen diese Problematik.
Akteure	- Verwaltung, Politik - Forschung - Energieversorger, E-Wirtschaft - Anrainer

Titel	Ausbau der Wasserkraft²⁴
Ziel	Erhöhung der Stromproduktion aus Wasserkraft bzw. teilweise Kompensierung der prognostizierten Abnahme bei gleichbleibendem Ausbaugrad
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Aufgrund des prognostizierten Rückganges des Jahresabflusses kommt es zu einer Abnahme der hydroelektrischen Energieerzeugung bei gleichbleibendem Ausbaugrad. Es besteht ein relativ hohes Restpotential von rund 13.000 GWh (bei derzeit ausgebauten 38.000 GWh, Pöyry 2008). Ein teilweiser Ausbau dieses Potentials könnte den Rückgang aufgrund des Klimawandels teilweise kompensieren.
Konkrete Schritte	Mit der Wasserkraftpotentialstudie (Pöyry 2008) liegt eine aktuelle Untersuchung über Restpotentiale vor. Im sogenannten „Masterplan Wasserkraft“ der Bundesregierung (2008) wurde ein Ausbau von 7.000 GWh bis 2020 anvisiert. Ein Ausbau der gesamten 13.000 GWh Restpotential ist aufgrund der negativen Umweltauswirkungen sehr unrealistisch. Bei der Umsetzung des Wasserkraftausbaus sollten daher – aufgrund der Sensibilität der Öffentlichkeit, aber auch aufgrund der Wasserrahmenrichtlinie, – Projekte mit möglichst geringen negativen ökologischen Auswirkungen Vorrang erhalten. Eine Möglichkeit bietet dabei der Ausbau bestehender Speicheranlagen zu Pumpspeicherkraftwerken (siehe nächste Maßnahme).
Zeitperspektiven:	Einige Projekte werden derzeit bereits geplant. Grundsätzlich ist der Bau eines Wasserkraftwerkes mit langen Planungs-, Bewilligungs- und Bauphase von mehreren Jahren bis zu Jahrzehnten (bei Großprojekten) verbunden.
Akteure	- Politik - Wasserkraftbetreiber - Anrainer, Öffentlichkeit (i.A. geringe Akzeptanz von Neubauprojekten)

²⁴ Ein gewisser Ausbau des Wasserkraftpotenzials wurde in der Simulation der österreichischen Elektrizitätsversorgung angenommen (siehe auch Kapitel 6). Da es dafür durchaus entsprechender Maßnahmen bedarf wurde diese Maßnahme dennoch hier aufgenommen.

Titel	Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken
Ziel	Ausgleich der schwankenden Energieproduktion aus erneuerbaren Energieträgern (Wind, Solar), Veredelung der Energie
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Der Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken bietet Synergien mit Maßnahmen des Klimaschutzes: für die stark schwankende Produktion aus Wind- und Solaranlagen werden Speichermöglichkeiten geschaffen. Pumpspeichieranlagen, bei denen zwischen zwei Speicher- bzw. Ausgleichsbecken gepumpt wird haben geringe negative Umweltauswirkungen. Vor allem bei der Nutzung von bestehenden Speicherräumen kommt es zu keinen weiteren negativen ökologischen Auswirkungen. Für eine gesamthafte ökologische Bewertung sind eine Reihe von Kriterien ausschlaggebend (Ursprung des Pumpstroms, Eingriff in die Landschaft und eventuell besonders schützenswerte Gewässer; siehe dazu auch Bewertung nach dem Kriterienkatalog weiter unten).
Konkrete Schritte	Aufgrund der hohen wirtschaftlichen Attraktivität durch die Produktion von Spitzenstrom werden bereits viele weitere Projekte geplant. Der Ausbau von bestehenden Speichieranlagen sollte Speicherneubauten vorgezogen werden, da die negativen Umweltauswirkungen geringer sind.
Zeitperspektiven:	Drei derartige Projekte wurden soeben bzw. werden derzeit umgesetzt und nahmen 2008 bzw. nehmen Ende 2010 und 2012 den Betrieb auf. Planung, Bewilligung und Bau sind auch für derartige Projekte langwierig (mehrere Jahre) – beim Ausbau von bestehenden Speichieranlagen allerdings weniger als bei Neubau.
Akteure	- Politik - Wasserkraftbetreiber - Anrainer, Öffentlichkeit

8.5 Forstwirtschaft

Im Bereich Forstwirtschaft wurden die folgenden drei Maßnahmen als Beispiele für mögliche Anpassungsmassnahmen genannt. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die hier diskutierten Massnahmen beispielhaft genannt wurden und keine Wertung beinhalten. Im Bereich der Baumartenwahl ist etwa derzeit ein deutlich stärkerer Trend zur Erhöhung des Lärchenanteiles zu Lasten der Fichte festzustellen. Bemühungen, trockenheitsresistente Fichtenherkünfte zu identifizieren sind eher kritisch zu hinterfragen. Die periodische Anfälligkeit für Trockenheit und das generelle Risiko in bezug auf Borkenkäferschäden können damit wohl kaum wirksam reduziert werden.

- Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen
- Umtriebszeitverkürzung

- Fichte auf trockenstress- und borkenkäferanfälligen Tieflagenstandorten teilweise durch Douglasie ersetzen

Titel	Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen
Ziel	Stabile, den sich ändernden Klimabedingungen besser angepasste Wälder mit verbesserter autonomer Anpassungsfähigkeit
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Sekundäre nicht standortsangepasste Nadelwälder in Tieflagen sind gegenüber den möglichen Folgen des Klimawandels besonders anfällig. Hierbei handelt es sich vor allem um von Fichten dominierte und gegenüber Trockenstress und Borkenkäferschäden besonders anfällige Bestände auf Laubmischwaldstandorten. Durch den Umbau/Überführung in besser angepasste Laub(Nadel)mischwälder wird das Risiko von negativen Folgen durch den Klimawandel (Kalamitäten) verringert und die autonome Anpassungsfähigkeit der Wälder verbessert.
Konkrete Schritte	In erntereifen Beständen kann der Umbau als Umwandlung oder als Überführung umgesetzt werden. Bei Bestandesumwandlung wird der Bestand nach flächiger Nutzung mit standortsangepassten Baumarten neu begründet. Alternativ dazu kann der Ausgangsbestand auch <u>sukzessive</u> unter Schirm des Ausgangsbestandes in einen angepassten Laub-Nadelmischwald überführt werden. Um effiziente Umsetzung und Pflege der Folgebestände zu gewährleisten, empfiehlt sich die Erstellung eines Mischungstypenportfolios, das die Elemente Stabilität (Baumarten mit unterschiedlichen Nischenansprüchen) und Resilienz (Vermögen Flächen rasch wieder zu bewalden) kombiniert. Buntmischungen sind wenn möglich nicht zu favorisieren.
Zeitperspektiven:	Die Maßnahme wird zum Teil bereits umgesetzt und sollte zukünftig noch stärker forciert werden. Derzeit befindet sich ein großer Anteil sekundärer Fichtenwälder in der 2.-3. Altersklasse. Aufgrund der langen Produktionszeiträume im Wald greift diese Maßnahme nur langsam.
Akteure	- Politik (z.B. Förderungen, Finanzierung von Forschung) - Forstbetriebsleiter - Waldbesitzer - Interessensvertretung (Beratung, Förderung) - Forschung

Titel	Umtriebszeitverkürzung
Ziel	Reduktion des Kalamitätsrisikos; Berücksichtigung von erhöhter Produktivität in Bergwäldern
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Durch kürzere Produktionszyklen kann das Risiko gegenüber Störungen wie beispielsweise Sturm oder Borkenkäferkalamitäten reduziert werden. In höher gelegenen Regionen ist im Zuge des Klimawandels mit einer erhöhten Produktivität zu rechnen. Somit sind in solchen Lagen bei gleich bleibender Zielsetzung kürzere Produktionszeiträume möglich.
Konkrete Schritte	Erhöhte Produktivität durch günstigere Wachstumsbedingungen kann sowohl durch verstärkte Durchforstungstätigkeit abgeschöpft werden, als auch durch frühere Endnutzung da Zieldurchmesser rascher erreicht werden. Bei der Absenkung der Umtriebszeit muss in jedem Fall die Grenze für Hiebsunreife laut dem Forstgesetz 1975 eingehalten werden. (z.B.: 60 Jahre für nicht raschwüchsige Baumarten). Das (Wieder)-einbringen von Laubbaumarten und Tanne kann ohne Anpassung der Wildbestände nicht flächenwirksam umgesetzt werden.
Zeitperspektiven:	Auf der Ebene von Betriebsklassen oder Forstbetrieben greift diese Maßnahme aufgrund der generell langen Produktionszeiträume nur langsam.
Akteure	- Forstbetriebsleiter - Waldbesitzer - Interessensvertretung (Beratung) - Forschung - Jagdverbände

Titel	Fichte auf trockenstress- und borkenkäferanfälligen Tieflagenstandorten tw. durch Douglasie ersetzen
Ziel	produktive und klimawandelresistentere Bestände (Anpassungsmassnahme); die Anpassungsfähigkeit an sich wird durch diese Massnahme dabei nicht verbessert
Inhalt, Begründung und Wirkungsweise der Maßnahme	Die Maßnahme zielt darauf ab, die Fichte auf trockenstress- und borkenkäferanfälligen Tieflagenstandorten durch trockenheitsresistentere Douglasienherkünfte zu ersetzen. Damit sollen mit Trockenstress der Fichte assoziierte negative Folgen (zB.: Zuwachsverluste, Borkenkäferschäden) abgewendet werden und gleichzeitig die Produktivität erhalten bzw. fallweise sogar verbessert werden. Gleichzeitig soll betont werden, dass diese Maßnahme hinsichtlich ihrer ökologischen Wirkung zum Teil durchaus kontroversiell betrachtet wird (siehe Einschränkungen weiter unten unter „konkrete Schritte“).
Konkrete Schritte	Hiebsreife Fichten auf trockenstressanfälligen Tieflagenstandorten werden nach der Ernte durch Douglasie ersetzt. Dabei ist zu beachten, dass sich nur ausgewählte Standorte für den Anbau der Douglasie eignen. Standorte mit freiem Kalziumkarbonat und staunasse Böden eignen sich nicht! Für besonders trockenstressanfällige Regionen sollte die Herkunftsfrage der Douglasie im Lichte der Klimawandelproblematik nochmals überdacht werden. Sämtliche bisherigen Empfehlungen berücksichtigen Klimawandeleffekte nicht.
Zeitperspektiven:	Wird diese Maßnahme systematisch umgesetzt, greift diese Maßnahme aufgrund der langen Produktionszyklen im Wald nur langsam. Derzeit befinden sich viele Tieflagenfichtenbestände in der 2. und 3. Altersklasse.
Akteure	- Politik (Koordinierung und Finanzierung von Versuchsanbauten und Forschung zur Herkunftsfrage) - Forstbetriebsleiter - Waldbesitzer - Forstverwaltung / Interessensvertretung (Beratung) - Forschung (Herkunftsfragen)

8.6 Prioritätenliste

Ein Ziel des Projekts ist es, Aussagen zur Priorisierung von Adaptionsmaßnahmen zu treffen. Daraus ergibt sich zuerst die Frage nach den anzusetzenden Kriterien, die für die Priorisierung von Relevanz sind. Es wurde daher gemeinsam mit dem Projektbeirat ein Kriterienkatalog erarbeitet. Den Mitgliedern des Projektbeirats wurde vorerst ein Set von den folgenden fünf Maßnahmen vorgeschlagen (1) Bedeutung / Relevanz der Maßnahme, (2) Kosten-Nutzen-Relation, (3) simultane Klimaschutzwirkung durch die Adaptionsmaßnahme,

(4) Synergien mit anderen Maßnahmen im Energiesystem und (5) Vorlaufzeit zur Realisierung und Wirksamkeit. Nach dem Feed-Back des Projektbeirats wurden diese Kriterien erweitert bzw. umformuliert zu dem folgenden Kriterienkatalog:

- a. Auswirkungen auf die Umwelt (natürliche Ökosysteme, Biodiversität, Wasserhaushalt, Boden z.b. bei erneuerbaren Energieträgern) positiv, neutral, negativ
- b. Bedeutung / Relevanz der Maßnahme
Wie groß ist die absolute Bedeutung dieser Maßnahme? Ist davon nur ein relativ kleiner Teil der Bevölkerung und der Gesellschaft betroffen oder ein sehr großer Teil? Wäre ohne eine Umsetzung einer bestimmten Maßnahme der Schaden für die gesamte Gesellschaft sehr groß oder eher klein?
- c. Kosten-Nutzen-Relation
Wie hoch ist die Kosten-Nutzen-Relation einer bestimmten Maßnahme? Dabei ist zu berücksichtigen, dass im Rahmen dieses Projekts eine genaue Quantifizierung von Kosten und Nutzen von Adaptionsmaßnahmen nicht vorgesehen ist. Es ist daher nur möglich, qualitative Einschätzungen sowie Literaturwerte – soweit verfügbar – anzusetzen. In diesem Zusammenhang ist auch die Frage von möglichen Wettbewerbsverlusten im internationalen Vergleich zu sehen.
- d. Robustheit / No-regret-Maßnahme:
Gerade im Energiesystem sind Maßnahmen wünschenswert, die auf jeden Fall einen umweltpolitischen und wirtschaftlichen Nutzen für die Gesellschaft mit sich bringen, unabhängig davon in welchem Ausmaß die Klimaänderung ausfällt.
- e. Simultane Klimaschutzwirkung durch die Adaptionsmaßnahme
Inwiefern wird durch die Adaptionsmaßnahme gleichzeitig Klimaschutzwirkung erzielt? Inwiefern gehen Klimaschutz und –adaption bei einer bestimmten Maßnahme Hand in Hand?
- f. Synergien mit anderen Maßnahmen
Das Energiesystem steht in den kommenden Jahren und Jahrzehnten vor großen Herausforderungen. Im Zuge dessen sind große Umbrüche und Investitionen erforderlich. Die Frage ist, inwiefern die vorgeschlagenen Adaptionsmaßnahmen mit diesen Maßnahmen im Energiesystem Synergien aufweisen.
Darüber hinaus sind auch andere Entwicklungen, Trends und Maßnahmen, die sich nicht unmittelbar auf das Energiesystem beziehen zu berücksichtigen. Gibt es Synergien mit diesen anderen Maßnahmen und Entwicklungen?
- g. Barrieren/Hemmnisse:
Die Priorisierung sollte auch eine Einschätzung der Barrieren und Hemmnisse, insbesondere bei verschiedenen Entscheidungsträgern und Akteuren berücksichtigen.
- h. Vorlaufzeit zur Realisierung und Wirksamkeit, Dringlichkeit
Welche zeitlichen Verzögerungen ergeben sich einerseits in der Realisierung dieser Maßnahme und andererseits in ihrer Wirksamkeit? Welche Dringlichkeit ist gegeben, d.h. was sind die Risiken bei einer Verzögerung?
- i. Flexibilität der Maßnahme:
Bietet die Maßnahme Möglichkeit zur Nachsteuerung, falls neue Erkenntnisse vorliegen?

Weiters wurde der Projektbeirat gebeten, Gewichtungen an diesen Kriterien vorzunehmen. Dies ergab im Mittel ein höheres Gewicht für die beiden Kriterien (a) Umweltauswirkungen und (b) Relevanz. Vier weitere Kriterien (c) Kosten-Nutzen-Relation, (d) Robustheit, (e)

simultane Klimaschutzwirkung, (f) Synergien lagen in etwa gleich. Die Kriterien (g) Barrieren/Hemmnisse, (h) Vorlaufzeit zur Realisierung, (i) Flexibilität wurden im Mittel am geringsten gewichtet. Diese Ergebnisse weisen weder eine Form von klarer statistischer Signifikanz auf, noch sind sie methodisch belastbar. Auch konnte keine klarer Konsens unter den Mitgliedern hergestellt werden. Obwohl das Ergebnis zur Reihung der Kriterien in der oben angegebenen Form vorgenommen wurde, wird dieses jedoch im Weiteren nicht als strenges Argument für die Vorrangigkeit eines dieser Kriterien herangezogen.

Die detaillierten Tabellen mit der Bewertung der Detailmaßnahmen nach den oben definierten Kriterien finden sich im Anhang (Abschnitt 12.3). Neben der Bewertung dieser Maßnahmen umfasst die Tabelle auch kurz umrissene Kernargumente und verschiedene Aspekte. Die Ergebnisse, die sich aus den Diskussionen, Einschätzungen, Bewertungen und Kommentaren mit dem Projektbeirat ergeben, sind im Folgenden zusammengefasst. Dabei ist es wichtig darauf hinzuweisen, dass nicht immer ein klarer Konsens im Beirat erzielt werden konnte. Auch besteht nicht der Anspruch, mit diesem Prozess, einen repräsentativen Teil der relevanten Stakeholder, Betroffenen und Entscheidungsträger erfasst zu haben. Vielmehr sehen wir den Prozess der Priorisierung von Maßnahmen als Diskussionsanstoß und Strukturierung einer möglichen Vorgangsweise. Insbesondere die Gliederung nach unterschiedlichen Kriterien Argumenten erscheint uns hilfreich für eine transparente Diskussion um umzusetzende Maßnahmen.

Einige Maßnahmen weisen **positive Umweltauswirkung, hohe Relevanz und Robustheit** auf, was darauf hindeutet, dass eine Umsetzung dieser Maßnahmen im Sinne dieser Kriterien anzustreben ist. Diese Maßnahmen sind:

- Kühlen:
 - o Passive Maßnahmen am Gebäude zur Reduktion von Kühlenergie
 - o Passive Maßnahmen außerhalb des Gebäudes zur Reduktion von Kühlenergie
 - o Reduktion innerer Lasten
 - o Ressourcenschonende aktive Kühlmaßnahmen
- Heizen:
 - o Biomasseheizsysteme kleiner Leistung weiterentwickeln
- Stromversorgung:
 - o Nachfragereduktion
 - o PV
- Waldbau:
 - o Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen

Eine Reihe der angesprochenen **Adaptions-Maßnahmen** weist eine eindeutige **simultane Klimaschutzwirkung** auf. Es sind dies insbesondere:

- Kühlen:
 - o Passive Maßnahmen am Gebäude zur Reduktion von Kühlenergie
 - o (Passive Maßnahmen außerhalb des Gebäudes zur Reduktion von Kühlenergie)
 - o Reduktion innerer Lasten
 - o Ressourcenschonende aktive Kühlmaßnahmen
- Heizen:
 - o Biomasseheizsysteme kleiner Leistung weiterentwickeln

- Stromversorgung:
 - o Nachfragereduktion
 - o (Smart grids)
 - o PV
 - o Ausbau Wasserkraft (z.T. Verweis auf ökologische Restriktionen und Auswirkungen!)
 - o (Ausbau Pumpspeicherkraftwerke) (z.T. Verweis auf ökologische Restriktionen und Auswirkungen!)
- Waldbau:
 - o Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen

Die größte Unklarheit besteht bei der Bewertung der **Kosten-Nutzen-Relation**. Abgesehen davon, dass Annahmen zu Energiepreis-Entwicklungen getroffen werden müssen, spielt auch die Bewertung von weit in der Zukunft abgewendeter potenzieller Schäden eine Rolle. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass manche Adaptionsmaßnahmen Bündel an Maßnahmen darstellen, von denen einzelne Maßnahmen mit geringeren, andere mit höheren Kosten verbunden sind. Nach unserer vorläufigen Einschätzung weisen insbesondere die folgenden Maßnahmen eine günstige Kosten-Nutzen-Relation auf:

- Heizen:
 - o Berücksichtigung des Klimawandels beim Ausbau von Wärmenetzen
- Stromversorgung:
 - o Nachfragereduktion
 - o Ausbau Wasserkraft
 - o Pumpspeicherkraftwerke
- Waldbau:
 - o Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen
 - o Umtriebszeitverkürzung
 - o Fichte auf trockenstress- und borkenkäferanfälligen Tieflagenstandorten tw. durch Douglasie ersetzen

Gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat kommt folgenden Kriterien eine zentrale Bedeutung zu: positive Umweltauswirkung, hohe Relevanz und Robustheit sowie simultaner Klimaschutzwirkung. Aus den oben dargestellten Ergebnissen sowie den detaillierten Ergebnis-Tabellen in Anhang 12.3 ergibt sich, dass einige Maßnahmen alle diese Kriterien in hohem Maße erfüllen. Daher kommt diesen folgenden Maßnahmen eine besondere Bedeutung und Priorität zu:

- Kühlen
 - o Passive Maßnahmen am Gebäude zur Reduktion von Kühlenergie
 - o Passive Maßnahmen außerhalb des Gebäudes zur Reduktion von Kühlenergie
 - o Reduktion innerer Lasten
 - o Ressourcenschonende aktive Kühlmaßnahmen
- Heizen: Biomasseheizsysteme kleiner Leistung weiterentwickeln
- Stromversorgung
 - o Nachfragereduktion
 - o PV als Kapazitätsbeitrag im Sommer
- Waldbau: Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen

Praktisch alle Maßnahmen weisen **lange Vorlaufzeiten** auf. Das führt zu der – wenn vielleicht auch trivialen – Einsicht, dass bei den meisten der beschriebenen Adaptionsmaßnahmen hoher Handlungsbedarf besteht, wenn sie rechtzeitig ihre Wirkung bei der Verringerung der Vulnerabilität des Energiesystems gegenüber dem Klimawandel zeigen sollen.

9 Ausblick

In dem vorliegenden Projekt wurden Auswirkungen des Klimawandels auf das Energiesystem analysiert und daraus Adaptionsmaßnahmen abgeleitet. Es wurde gezeigt, dass der Klimawandel relevante Auswirkungen auf das Energiesystem aufweisen kann. Gleichzeitig können Maßnahmen ergriffen werden, die diese Auswirkungen abmildern. Darüber hinaus weisen viele dieser Maßnahmen eine simultane Klimaschutzwirkung sowie Synergien mit anderen aktuellen und künftigen Anforderungen im Energiesystem auf. In Abschnitt 8 wurden Adaptionsmaßnahmen beschrieben, die auf einzelne Schritte für verschiedene Akteure heruntergebrochen wurden. Neben der Durchführung und Umsetzung dieser Schritte braucht es aber vor allem auch die Integration dieser Maßnahmen in integrierte, strategisch ausgerichtete Maßnahmenbündel. Es konnten in diesem Projekt keine eindeutigen Aussagen hinsichtlich der Priorisierung von Adaptionsmaßnahmen getroffen werden. Zu hoch sind nicht nur die methodischen Unsicherheiten, sondern vor allem auch die notwendigen politischen und gesellschaftlichen Entscheidungen, die zu treffen sind. Allerdings war es möglich, Maßnahmen zu identifizieren, die als wichtig erachtete Kriterien erfüllen. Der partizipative Prozess zur Entwicklung einer Anpassungsstrategie, wie er derzeit in Österreich im Gange ist, stellt für die nötigen Entscheidungen (sowie zur Erarbeitung und Zusammenführung der dafür nötigen Grundlagen) sicherlich ein wichtiges Element dar.

Im Sinne des Weißbuchs der Europäischen Kommission „Adapting to climate change: Toward a European Framework for Action“ werden diese Bemühungen noch weiter fortgesetzt und intensiviert werden müssen. Die Sichtweise von Adaptionsstrategien als nicht-lineare Prozesse erfordert darüber hinaus eine ständige Begleitung und Anpassung an neue Rahmenbedingungen, Erkenntnisse und Anforderungen, um auch den Unsicherheiten Rechnung zu tragen, die diesem Thema inhärent sind.

Der Schlüssel zur Reduktion der Vulnerabilität liegt in der Sensitivität der Gesellschaft gegenüber dem Energieverbrauch und in der Abhängigkeit von wenig diversifizierten, zentral verteilten Ressourcen. Wie in Kapitel 8.1 dargestellt sind es vor allem die folgenden drei Maßnahmen, die dazu beitragen können: (1) Reduktion des Energieverbrauchs und der Spitzenlast, (2) Diversifizierung des Energieträger-Mix⁴, insbesondere durch erneuerbare Energieträger und (3) Dezentralisierung des Energiesystems. Damit ergibt sich mit diesen Maßnahmen eine sehr hohe simultane Klimaschutzwirkung und Synergie mit anderen aktuellen Trends und Herausforderungen.

Insgesamt zeigt sich, dass sowohl für einzelne Adaptionsmaßnahmen als auch für das Bündel aller Maßnahmen die nötigen Vorlaufzeiten relativ hoch sind. Das liegt zum Teil an den langfristigen Investitionszyklen im Energiesystem, zum Teil an den damit verbundenen Barrieren und damit verbundenen Diffusionsgeschwindigkeiten sowie zum anderen auch an teilweise erforderlicher Forschung und Technologieentwicklung. Die Schlussfolgerung und abgeleitete Empfehlung, dass bei praktisch allen Maßnahmen eine hohe Dringlichkeit aufgrund der langen Vorlaufzeiten bzw. Verzögerungs-Wirkungen bis zur Wirksamkeit gegeben ist, ist zwar trivial, trifft aber dennoch zu. Insbesondere ist auch zu berücksichtigen, dass Lock-in-Effekte entsprechende spätere Maßnahmen stark verteuern oder unmöglich machen (z.B. im Neubau, Sanierungen, Wärmenetze, Kraftwerkinfrastrukturen etc.).

Die in diesem Projekt untersuchte Thematik weist eine große Vielfalt an Aspekten sowie eine hohe Komplexität auf. Es gibt daher eine Vielzahl an Fragen, die offen sind. Angesichts der Dringlichkeit der anstehenden Aufgaben besteht großer Handlungsbedarf, diese Fragen in zukünftigen Forschungsprojekten zu untersuchen sowie mögliche Umsetzungen von Adaptionsmaßnahmen in partizipativen Prozessen zu diskutieren. Hinsichtlich der Realisierung von Adaptionsmaßnahmen wird zukünftig auch die Analyse der gesetzlichen Rahmenbedingungen und notwendigen gesellschaftlichen Veränderungen im Vordergrund stehen müssen.

Im Folgenden wird – in der Reihenfolge ihrer Bearbeitung in dem Projekt – für die einzelnen Teildisziplinen ein zusammenfassender Ausblick gegeben:

9.1 Meteorologische Aspekte

Grundsätzliche Abweichungen der Globalen und Regionalen Klimamodelle bei der Simulation des historischen Klimas, vor allem von regionalen Klimaphänomenen in einer komplexen Region wie dem Alpenraum, sind bekannt. Durch die flächendeckende Anwendung eines räumlich vergleichsweise hoch aufgelösten RCM (10x10km) auf das gesamte Staatsgebiet Österreichs konnten spezifische Defizite des verwendeten Modells aufgezeigt werden.

Die starke Abhängigkeit der Ergebnisse des RCM von jenen des antreibenden GCM (hier ECHAM5) führt dazu, dass selbst in den räumlich höher aufgelösten regionalen Modellen viele Probleme aus den sehr grob aufgelösten GCMs wirksam bleiben. Außerdem weisen Ergebnisse verschiedener Szenarien aus nur einem RCM aufgrund der unveränderten Randbedingungen des GCM gleichartige Trends auf. Für künftige Untersuchungen der Auswirkungen von Klimawandel ergibt sich daher die Empfehlung, Ergebnisse mehrerer Modelle, vor allem auch mit verschiedenen antreibenden GCM wie dies in dem EU-Projekt ENSEMBLES (<http://ensembles-eu.metoffice.com/>) umgesetzt wurde zu berücksichtigen.

Weiters konnten die starken zyklischen Schwankungen des Modell-„Wetters“ aufgezeigt werden, deren Abfolge und Ausprägung selbst zwischen einzelnen Realisierungen desselben Szenarios im selben Modell stark differieren. Durch die Verwendung verschiedener Realisierungen desselben Szenarios könnte dieser Anteil in der Unsicherheit der Klimadaten untersucht werden. Jedenfalls sollten die Niederschlagszyklen bei der Wahl der Eingangsdaten, vor allem aber bei der Analyse und dem Vergleich verschiedener Perioden, berücksichtigt werden. Diese zyklischen Schwankungen die teilweise ein Periodenlänge von einigen Jahrzehnten haben können, spielen besonders bei Zeitscheibenbetrachtungen (Klimaänderungssignalen) eine wichtige Rolle. Bildet man die Differenz von Klimamitteln (z.B die Periode 1961-1990 minus 2071-2100) so setzt sich diese Differenz immer aus der modellinternen Schwankung und einem etwaigen Trend zusammen. Zur Interpretation der Ergebnisse muss daher entweder eine Quantifizierung des Anteils der Modellschwankung erfolgen, oder es müssen viele Ensembles betrachtet werden, bei denen sich die Modellschwankungen ausmitteln.

Die zum Teil beträchtlichen Abweichungen zwischen dem Kontrolllauf des RCM und Beobachtungen zeigen, dass lokale Prozesse auch in vergleichsweise hoch aufgelösten Klimamodellen immer noch schlecht oder sogar falsch abgebildet werden. Für die Repräsentation der alpinen Topographie und ihrer Auswirkungen auf das lokale Klima scheint die Auflösung 10x10km immer noch zu grob zu sein. In einigen Bereichen der Westalpen wichen mittlere Jahressummen des Niederschlags um über 2000 mm von den Beobachtungen ab. In diesen Regionen wurden lokale Luv- und Lee-Lagen im Modell verschoben abgebildet, so dass sich die extremen Abweichungen von über 100% ergaben. Die mittleren Temperaturen in weiten Teilen Ostösterreichs wichen um 2-3°C von den Beobachtungen ab, mit zu hoch simulierten Temperaturen in den eher flachen Regionen und zu niedrig berechneten in den alpinen Gebieten.

Die derzeit durchgeführten hochaufgelösten regionalen Klimamodellläufen für den Alpenraum im Rahmen des Forschungsprojektes reclip:century (http://reclip.ait.ac.at/reclip_century/) sollten eine teilweise Verbesserung der Ergebnisse im Alpenraum bringen. Letztendlich können aber nur verbesserte gekoppelte Globale Klimamodelle verlässlichere Ergebnisse sicherstellen.

Ein weiterer Nachteil der derzeit zur Verfügung stehenden Klimamodellergebnisse besteht darin, dass ihre modellinternen Schwingungen nicht synchron mit der Realität sind. Daher

können Aussagen über die nächsten zwei bis drei Jahrzehnte kaum getroffen werden, da für diesen Zeitraum die Schwankungen deutlich größer sind als die Klimatrends. Für den nächsten IPCC Bericht werden derzeit GCM Simulationen durchgeführt, welche den selben Ansatz verfolgen wie die saisonale Wettervorhersage. Bis wann diese Modellergebnisse zur Verfügung stehen und ob diese für den Alpenraum überhaupt sinnvolle Ergebnisse liefern wird sich in den nächsten Jahren zeigen.

9.2 Hydrologische Aspekte

Zusammenfassend stellt die vorliegende Arbeit eine erste flächendeckende Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels auf die Hydrologie Österreichs im Verlauf des gesamten 21. Jahrhunderts dar. Dafür wurden die zum Zeitpunkt des Arbeitsbeginns vorliegenden Klimadaten mit der höchsten räumlichen Auflösung und der größten zeitlichen Abdeckung verwendet. Neben den konkreten Ergebnissen und Empfehlungen zur Methodik der hydrologischen Szenarienbildung ergaben sich allgemeine Anregungen für zukünftige Studien der Klimafolgenforschung.

In der vorliegenden Arbeit wurde die Simulation des Wasserkreislaufs in monatlichen Zeitschritten durchgeführt. Für die Zielsetzung, langfristige Trends der Folgen für die Hydrologie und der Auswirkungen auf die Wasserkrafterzeugung im österreichischen Mittel abzuleiten, war diese zeitliche Diskretisierung ausreichend. Niederwasserperioden können mit Hilfe von Monatssimulationen nur näherungsweise abgebildet werden. Daher konnten hinsichtlich Veränderungen bei Niederwasserperioden zwar einige Aussagen getroffen werden, detaillierte Auswertungen würden aber kürzere Zeitschritte von Wochen oder Tagen erfordern. Um die Auswirkungen auf kurze Extremereignisse wie Hochwässer zu beurteilen sind jedenfalls Simulationen in Tagesschritten oder noch kürzeren Intervallen notwendig.

Bei den Untersuchungen zu den Klimafolgen für die Entwicklung der Gletscher wurden in dieser Arbeit einige vereinfachende Annahmen getroffen. Bei der Annahme der Eisschmelzfaktoren, bei den Annahmen zu den derzeitigen Flächen und Volumina sowie zur Eisdickenverteilung innerhalb der Gletscher sind weitere, detailliertere Untersuchungen notwendig. Auch eine Berücksichtigung von Eismassenbewegungen wird für auf Gletscher fokussierte Studie empfohlen.

Ebenso wurde bei der Berücksichtigung der Verdunstung eine einfache Methode angewandt, die nur Temperatur als Input benötigt. Dieser Ansatz ermöglichte eine klimasensitive Verdunstungsrechnung, vernachlässigte allerdings andere Einflüsse wie z.B. aus Strahlung und Wind. In detaillierteren Studien sollten Daten zu Veränderungen in diesen Größen in die Verdunstungsrechnung miteinbezogen werden.

Wasserkraft

Bei weiteren, räumlich differenzierenden Arbeiten zur Auswirkung hydrologischer Veränderungen auf die Stromproduktion aus Wasserkraft sollte bei der Berechnung von Flächenpotentialen genauer auf die Seehöhe der Gewässerläufe im Verhältnis zur Höhe des jeweiligen Teileinzugsgebiets eingegangen werden. Eine noch präzisere Aussage über einzelne Flussgebiete könnte durch detailliertere Untersuchungen der Linienpotentiale unter Berücksichtigung genauer Höheninformationen entlang der Flussläufe gemacht werden.

9.3 Forstwirtschaftliche Aspekte

Das Ziel des Arbeitspaketes 3 „Biomasse-Bereitstellung“ war es, für den österreichischen Ertragswald die Auswirkungen verschiedener Klimaänderungsszenarien auf die forstlichen Biomassebereitstellungspotentiale abzuschätzen. Wie bereits in der Diskussion (Kapitel 4.2.4) erwähnt, müssen bei einem solchen großflächigen Ansatz, der zeitlich das gesamte 21. Jahrhundert abdeckt, Annahmen getroffen sowie Vereinfachungen vorgenommen werden.

Mit dem vorgestellten Simulationsansatz ist es möglich effizient großflächige aber in bezug auf Details aggregierte Szenarioanalysen unter Klimaänderungsbedingungen durchzuführen. Der gewählte methodische Ansatz erlaubt es, zukünftige Nutzungspotentiale von Holzbiomasse für „large-scale-Anwendungen“ abzuschätzen.

Räumlich (Bezirke) und thematisch (Baumarten) ist die Auflösung des gewählten Ansatzes ausreichend, um Klimaänderungsfolgen in bezug auf das Biomasseproduktionspotential im österreichischen Wald unter verschiedenen Bewirtschaftungsszenarios abzuschätzen. Die Limits des Ansatzes liegen darin, dass für detaillierte waldbauliche Analysen und Planungen der gewählte Ansatz jedoch zu grob ist. Deshalb sind auch die im Bereich Waldbau angeführten möglichen Anpassungsmaßnahmen nicht als aus den Ergebnissen des vorliegenden Projektes abgeleitete Handlungsempfehlungen zu verstehen sondern als häufig diskutierte Optionen in der Waldbewirtschaftung.

Ein wichtiger Aspekt, dessen Berücksichtigung den Rahmen der vorliegenden Studie gesprengt hätte und deshalb in diesem Projekt nicht miteinbezogen werden konnte, sind Störungen. Störungen wie beispielsweise Stürme oder Borkenkäferkalamitäten stellen wichtige Faktoren bei der Abschätzung von Klimaänderungsfolgen für den Wald dar. Die Miteinbeziehung von Störungen wäre ein sinnvoller nächster Schritt für mögliche Folgeprojekte. Damit wären realitätsnähere Bewirtschaftungsszenarios, die nicht ex ante fix vorgegeben sind sondern sich aus der Interaktion von Umwelt, Waldzustand und Bewirtschaftungsmaßnahmen ergeben möglich („emerging properties“ des analysierten Systems).

9.4 Energiewirtschaftliche Aspekte

Heizen und Kühlen

Die Stärke des hier vorgestellten Ansatzes liegt in der starken räumlichen wie auch Gebäude-typologischen Disaggregation. Damit konnte gezeigt werden, dass der Klimaeffekt zusätzlich zu den thermischen Sanierungsmaßnahmen eine zusätzliche Reduktion des Heizenergiebedarfs erwarten lässt. Zu klären ist hier eventuell noch, welche Heizsysteme im Hinblick auf die sinkenden Heizlasten besondere Marktdurchdringung erfahren und in welchen Bereichen beispielsweise Fernwärme-Systeme von Relevanz sein werden (siehe auch Müller et al 2010).

Die Analysen ergeben, dass die im worst-case auftretenden Lastspitzen eine große Herausforderung für die sommerliche Stormversorgung darstellen könnten. Der Kühlenergiebedarf hängt dabei neben dem direkten Klimaeffekt vor allem vom Anteil klimatisierter Gebäude ab, der einerseits wiederum von der Stärke des Klimasignals abhängt, und andererseits auch stark durch passive Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergieverbrauchs beeinflusst werden kann. Diese Maßnahmen können sehr vielfältig sein und betreffen Aktivitäten zur Reduktion interner Lasten, Maßnahmen im Gebäude, an der Gebäudehülle und außerhalb des Gebäudes. Insbesondere existiert hier auch eine Kopplung zu den Wärmeschutzmaßnahmen. Die detaillierte Wirkung derartiger

Maßnahmenbündels auf den Gebäudebestand konnte im Rahmen dieses Projekts nicht analysiert werden, sondern wurde in aggregierter Art und Weise behandelt und bleibt daher offen für künftige Forschungsvorhaben. Dazu zählt auch die Frage, welche Aktivitäten auf die entsprechende Akzeptanz stoßen.

Bei der Szenarienbildung im Bereich der Raumklimatisierung stellt sich darüber hinaus auch die Frage nach den wesentlichen Einflussfaktoren. Die Abbildung von Entscheidungsstrukturen für verschiedene Optionen zur Abdeckung der Energiedienstleistung eines behaglichen Raumklimas in Hitzeperioden muss neben Moden, kulturellen Aspekten und Gebäudeseitigen Restriktionen auch ökonomische Parameter umfassen. Eine zukünftige umfassende Abbildung dieses Sektors und eine entsprechende Szenarienbildung muss auch diese Fragen umfassen.

Stromversorgung

Die vorliegende Arbeit stellt eine erste Untersuchung der langfristigen Auswirkungen des Klimawandels auf die Stromversorgung Österreichs im Verlauf der ersten Hälfte des 21. Jahrhunderts dar. Konkret wurde in der Analyse die Simulation der Investitionsentscheidungen im Stromsystem in jährlichen Zeitschritten durchgeführt. Um langfristige Trends der Folgen des Klimawandels auf die Evolution des Systems im österreichischen Mittel abzuleiten, war diese zeitliche Auflösung ausreichend.

Für zukünftige Studien der Klimafolgenforschung ergeben sich folgende allgemeine Anregungen. Um die Auswirkungen auf kurze Extremereignisse wie Hochwässer, Hitzeperioden, etc. genau quantifizieren zu können sind Simulationen bzw. Optimierungsrechnungen in Tagesschritten oder stündlichen Intervallen notwendig. Dies ermöglicht auch die genaue Quantifizierung und Simulation unterschiedlicher Adaptionsmaßnahmen. Entsprechende Analysen sollten für die angrenzenden Länder durchgeführt werden, um der Verknüpfung der nationalen und regionalen Strommärkte Rechnung tragen zu können.

Für alle energiesystemischen Analysen, insbesondere aber im Bereich der Stromversorgung und der Bioenergie stellt sich auch die Frage der Einbindung in einen größeren geographischen Rahmen. Dies war im Zuge dieses Projekts nur ansatzweise möglich, wird aber als wichtiger Punkt für weitere Arbeiten erachtet.

Bioenergie

Die Analyse des forstwirtschaftlich geprägten Bioenergiesektors ergab, dass – hinsichtlich der untersuchten Aspekte – der Einfluss des Klimasignals gegenüber anderen Einflussparametern wie energiepolitische und energiewirtschaftliche Größen vernachlässigbar gering ist. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass aufgrund des beschränkten Umfangs des Projekts in diesem Sektor einige wichtige Aspekte unberücksichtigt bleiben mussten:

- Erstens konnten (klimabedingte) Kalamitäten in der Forstwirtschaft nicht analysiert werden. Allerdings können Kalamitäten allerdings eine wesentliche Wirkung auf die (zeitliche) Verfügbarkeit für Bioenergie relevanter forstwirtschaftlicher Fraktionen haben und entsprechend auch die Holzmärkte beeinflussen.
- Zweitens hat die Umsetzung der vorgeschlagenen Adaptionsmaßnahmen im Wald (siehe Kapitel 8.5) einen Effekt auf die Verfügbarkeit und Entwicklung der Biomasse-Verfügbarkeit. Eine genaue Analyse des Effekts dieser Maßnahmen wäre entscheidend für eine genau Abschätzung der Wirkung dieser Maßnahmen.
- Drittens wurde in dem vorliegenden Projekt der landwirtschaftliche Bioenergiesektor nicht im Detail behandelt. Allerdings zeigen andere Analysen, dass ein Großteil des

zusätzlichen Bioenergiepotenzials in Österreich in der Landwirtschaft liegen könnte (siehe z.B. Kalt et al 2010, Kranzl et al 2008). Eine genauere Analyse der Klimasensitivität dieses Sektors ist daher unabdingbar für eine umfassende Untersuchung der Klimafolgen auf den Bioenergiesektor.

Die möglichen Nutzungspfade der Bioenergie sind sowohl ressourcenseitig, technologisch als auch hinsichtlich der bereitgestellten Energie-Dienstleistungen äußerst vielfältig. Es besteht derzeit kein gesellschaftlicher Konsens darüber, in welche Richtung die Biomasse-Nutzung gehen sollte, welcher Mix an Technologien und Ressourcen angewendet werden sollten und welche Rolle sie in einem zukünftigen Energiesystem einnehmen sollte. Nicht alle Technologien, Ressourcen etc. sind in gleichem Maße vom Klimawandel betroffen. Je nach Szenario der Bioenergie-Nutzung wandelt sich also auch die Klimasensitivität des Sektors. Auch wenn nicht von vornherein gesagt sein soll, dass die sinnvollste Bioenergie-Nutzung in jenen Sektoren liegt, die die geringste Klimasensitivität aufweisen, kann die Berücksichtigung der Klimasensitivität eine zusätzliche Entscheidungsgrundlage bieten.

10 Literatur

BFW – Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Landschaft und Naturgefahren. 2009. Holz- und Biomasseaufkommen für Österreich. BFW Praxis-Information 18

Bliem, M. (2006): Ein makroökonomischer Bewertungsansatz zu den Kosten eines Stromausfalls im österreichischen Versorgungsnetz. 9. Symposium Energieinnovation, Graz.

BMLFUW (Hrsg.) 2008. Auswirkungen des Klimawandels auf die österreichische Wasserwirtschaft. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien.

BMLFUW, 2009. Biokraftstoffe aktuell - Zahlen und Fakten,

BMLFUW. 2001. Holzeinschlag 2000 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2000. Wien. 33 S. Verfügbar in: <http://gpool.lfrz.at/gpool/main.cgi?rq=ed&etid=38&eid=194&oid=232&th=1> [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2002. Holzeinschlag 2001 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2001. Wien. 34 S. Verfügbar in: <http://gpool.lfrz.at/gpool/main.cgi?rq=ed&etid=38&eid=433&oid=232&th=1> [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2003. Holzeinschlag 2002 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2002. Wien. 34 S. Verfügbar in: http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/Holzeinschlag_2002.pdf [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2004. Holzeinschlag 2003 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2003. Wien. 85 S. Verfügbar in: http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/Holzeinschlag_20032.pdf [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2005. Holzeinschlag 2004 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2004. Wien. 88 S. Verfügbar in: http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/Holzeinschlag_2004_mai.pdf [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2006. Holzeinschlag 2005 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2005. Wien. 88 S. Verfügbar in: http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/Holzeinschlag_2005_neu.pdf [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2007. Holzeinschlag 2006 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2006. Wien. 107 S. Verfügbar in: http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/Holzeinschlag_2006_neu.pdf [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2008a. Nachhaltige Waldwirtschaft in Österreich – Österreichischer Waldbericht 2008. Wien. 134 S. Verfügbar in: http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/waldbericht_2008_Gesamtbericht.pdf [Abgefragt am: 28. 4. 2009]

BMLFUW. 2008b. Holzeinschlag 2007–Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2007. Wien. 103 S. Verfügbar in: http://gpool.lfrz.at/gpoolexport/media/file/Holzeinschlag_2007.pdf [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

BMLFUW. 2009. Holzeinschlag 2008 – Holzeinschlagsmeldungen über das Jahr 2008. Wien. 114 S. Verfügbar in: <http://gpool.lfrz.at/gpool/main.cgi?catid=13733&rq=cat&catt=fs&tfqs=catt> [Abgefragt am: 8. 5. 2009]

Böhm, R., Godina, R., Nachtnebel, H.P. und Pirker, O. 2008 Mögliche Klimafolgen für die Wasserwirtschaft in Österreich. In: BMLFUW (Hrsg.) 2008. Auswirkungen des Klimawandels auf die österreichische Wasserwirtschaft. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien.

- Brauner, G. (2003): Blackout – Ursachen und Kosten. in: Energieverwertungsagentur, Versorgungssicherheit, energy 4/2003.
- Bréda, N., Huc R., Granier A., Dreyer E. 2006. Temperate forest trees and stands under severe drought: a review of ecophysiological responses, adaptation processes and long-term consequences. *Ann. For. Sci.* 63, 625-644.
- Budyko, M.I. 1974. *Climate and Life*. Gidrometeoizdat. St.Petersburg, Russia. (In Russian, English translation: Miller, D.H., Academic, New York).
- Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., Tasios, N. 2008. *European Energy and Transport – Trends to 2030 – Update 2007*, European Commission, Directorate-General for Energy and Transport, Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens
- Christiansen, E., Bakke, A. 1988. *The spruce bark beetle of Eurasia. Dynamics of Forest Insect Populations* (edited by A.A. Berrymann). Plenum, New York. 479–503.
- Cosijns, L., D'haeseleer, W. (eds.) (2007): *EUSUSTEL: European Sustainable Electricity; Comprehensive Analysis of Future European Demand and Generation of European Electricity and its Security of Supply*, Final Technical Report.
- Djapic, P., Ramsay, C., Pudjianto, D., Strbac, G., Mutale, J., Jenkins, N., Allan, R. (2007): *Taking an active Approach*, IEEE power & energy magazine 1540-7977/07.
- Dobesch H. 2003. Mittlere potentielle Jahresverdunstung. In: BMLFUW (Hrsg.) 2005: *Hydrologischer Atlas Österreichs*, 2. Lieferung, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien.
- EBB, 2009. Website des European Biodiesel Board, Statistics, <http://www.ebb-eu.org/stats.php>, letzter Zugriff im Juli 2010
- EC (2008): *European Energy and Transport Trends to 2030 – update 2007*, European Communities, Luxembourg, 2008.
- EC 2009a: Commission Staff Working Document: The role of European agriculture in climate change mitigation, SEC(2009) 1093 final, Brüssel
- EC 2009b: Landwirtschaft und Klimawandel, http://ec.europa.eu/agriculture/climate_change/index_de.htm, letzter Zugriff im Oktober 2010
- European Commission, 2009. *Adapting to Climate Change: Towards a European Framework for action*. White paper.
- E-Control (2009): *Evaluierung der Ökostromentwicklung und Ökostrompotenziale*, Energie-Control GmbH, Wien.
- E-Control 2008. *Engpassleistung nach Kraftwerkstypen und Jahresreihen*. Online verfügbar unter: <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik> (Zugriff: August 2009)
- E-Control 2009. *Kraftwerke in Österreich*. Google Earth Dateien, online verfügbar unter: http://www2.e-control.at/portal/page/portal/PEE_HOME/UNTERRICHT/UNT_WEGSTROM/UNT_WEGSTROM_GOOGANWEND
- E-Control, 2009. *Ökostrombericht 2009*, Bericht der Energie-Control GmbH. gemäß § 25 Abs 1 Ökostromgesetz, Wien
- E-Control, 2010. *E-Control GmbH, Zahlen, Daten, Fakten*, http://www.e-control.at/portal/page/portal/ECONTROL_HOME/STROM/ZAHLENDATENFAKTEN.
- Eder, G., Fuchs, M., Nachtnebel, H.-P. und Loibl, W. 2005. Semi-distributed modelling of the monthly water balance in an alpine catchment. *Hydrological Processes* 19, 2339–2360
- EEA, 2008: *Impacts of Europe's changing climate - 2008 indicator-based assessment*, EEA Report No 4/2008, Copenhagen

Eitzinger J., Kersebaum K.C., Formayer H. 2009: Landwirtschaft im Klimawandel, Auswirkungen und Anpassungsstrategien für die Land- und Forstwirtschaft in Mitteleuropa, Hrsg.: Agrimedia

Energie AG 2009. Online verfügbar unter:

http://www.energieag.at/eag_at/page/339536979223644121_593479839214310582~593479989806601884_593479989806601884,de.html (Zugriff: August 2009)

Englisch, M., Reiter, R. 2009. Standortliche Nährstoff-Nachhaltigkeit bei der Nutzung von Wald-Biomasse. BFW Praxis-Information 18, 13-15.

ENTSOE, 2010. Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe.

Essl, F. 2005. Verbreitung, Status und Habitatbindung der subspontanen Bestände der Douglasie (*Pseudotsuga menziesii*) in Österreich. *Phyton*. 45, 117–144.

European Energy Exchange 2009. Liste der Kraftwerke. Online verfügbar unter: <http://www.eex.com/de/Transparenz/Kraftwerksdaten/Liste%20der%20Kraftwerke/pp-list/country/asc> (Zugriff: August 2009)

Fuchs, M. 1998. Modeling Snowmelt Runoff in an Alpine Watershed. Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur, Wien.

Fuchs, M. 2005. Auswirkungen von möglichen Klimaänderungen auf die Hydrologie verschiedener Regionen in Österreich, Dissertation an der Universität für Bodenkultur, Wien.

Fürst, J.; Nachtnebel, H. P.; Kling, H.; Hörhan, T. 2008. Trends in Niederschlag und Abfluss. *Mitteilungsblatt des Hydrographischen Dienstes in Österreich*, 85, 1-43; ISSN 0567-1434

Gschwantner, T. 2009. Technische und ökonomische Rahmenbedingungen der modellierten Holzernte. BFW Praxis-Information 18, 11-12.

Haber, A. (2005): Entwicklung und Analyse eines Qualitätsregulierungsmodells für die österreichischen Mittelspannungsnetze, Dissertation, Technische Universität Graz.

Hamelinck, C. N., Faaij, A. P. C. 2006. Outlook for advanced biofuels, *Energy Policy* 34 (2006) 3268–3283

Haneder H., Furtner K. 2010. Biomasse-Heizungserhebung 2009, Landwirtschaftskammer Niederösterreich; St. Pölten

Hasenauer, H., Ramakrishna, R., Schadauer, K., Running, St. W. 1999. Forest growth response to changing climate between 1961 and 1990 in Austria. *Forest Ecology and Management*. 122, 209-219

Holzmann, H. und Lehmann, T. 2007: Klimafolgen für die Abflußbildung am Beispiel der Lainsitz. In: Formayer (Hrsg.) Auswirkungen des Klimawandels in Niederösterreich. Amt der NÖ Landesregierung., 34

IEA, 2002. Security of supply in electricity markets. Evidence and Policy Issues, Paris.

Iglesias A., Avis K., Benzie M., Fisher P., Harley M., Hodgson N., Horrocks L., Moneo M., Webb J. 2007: Adaptation to Climate Change in the Agricultural Sector, AEA Energy & Environment and Universidad de Politécnica de Madrid

IPCC, 2000. Nakicenovic, N., Swart, R. (Eds.). Emissions Scenarios, Cambridge University Press.

Jacob, D., Göttel, H., Kotlarski, S., Lorenz, P., Sieck, K. 2008. Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland – Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland. Max-Planck-Institut für Meteorologie (MPI-M), Hamburg.

Jacob, D., Göttel, H., Kotlarski, S., Lorenz, P., Sieck, K. 2008 Klimaauswirkungen und Anpassung in Deutschland Phase 1: Erstellung regionaler Klimaszenarien für Deutschland. Umweltbundesamt.

- Johnson, E., Miyanishi, K. 2007. Plant Disturbance Ecology the Process and the Response. Academic Press, New York. p. 698.
- Kalt, G., Kranzl, L., Haas, R. 2010b. Long-term strategies for an efficient use of domestic biomass resources in Austria, Biomass and Bioenergy 34 (2010) 449 – 466
- Kalt, G., Kranzl, L., Haas, R., Adensam, H., Stürmer, B., Schmid, E., Zawichwski, M. 2010a. ALPot – Strategien für eine nachhaltige Aktivierung landwirtschaftlicher Bioenergie-Potenziale, Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Wien
- Kanzian, Ch., Fenz, B., Holzleitner, F., Stampfer, K. 2006, Waldhackguterzeugung aus Schlagrücklass. Fallbeispiele im Laub- und Nadelholz, Universität für Bodenkultur, Department für Wald- und Bodenwissenschaften, Wien
- Kindermann, G., Obersteiner, M., Rametsteiner, E., McCallum, I. 2006. Predicting the deforestation-trend under different carbon-prices. Carbon Balance and Management, 1:15
- Kindermann, G., Obersteiner, M., Sohngen, B., Sathaye, J., Andrasko, K., Rametsteiner, E., Schlamadinger, B., Wunder, S., Beach, R., 2008. Global cost estimates of reducing carbon emissions through avoided deforestation. PNAS, 105/ 30
- Kling H., Fürst J., Nachtnebel H.P. 2005. Spatio-temporal water balance Danube – A methodology for the spatially distributed, seasonal water balance of the Danube basin. Final report, Austrian Academy of Sciences, HÖ 27/2003.
- Kling H., Nachtnebel H.P., Fürst J. 2005. Mittlerer jährlicher Gebietsniederschlag aus der Wasserbilanz. In: BMLFUW (Hrsg.), Hydrologischer Atlas Österreichs, 2. Lieferung, Kartentafel 2.3. Wien, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- Kling, H. 2002. Development of tools for a semi-distributed runoff model (COSERO). Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur, Wien.
- Kling, H. 2006. Spatio-Temporal Modelling of the Water Balance of Austria. Dissertation, Universität für Bodenkultur Wien.
- Kling, H. und Nachtnebel, H.P. 2009. A spatio-temporal comparison of water balance modelling in an Alpine catchment. Hydrological Processes, 23/7, 997 - 1009
- Kohl, A. & Nather, J. (1991): Die Douglasie. Kooperationsabkommen Forst-Platte-Papier (FPP), Wien.
- Kranzl, L., Haas, R., Kalt, G., Diesenreiter, F., Eltrop, L., König, A., Makkonen, P. 2008. Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen, Energy Economics Group, Vienna University of Technology, Wien
- Kranzl, L., Müller, A., Hummel, M., Bürger, V., Beurskens, L., Connor, P.M., Giakoumi, A., Iatridis, M., Steinbach, J., Xie, L., 2010. Modeling the impact of solar thermal support policies, in: . Presented at the EuroSun 2010, Graz.
- Krapfenbauer, A. 1981. Holzernte, Biomassen- und Nährstoffaustrag, Nährstoffbilanz eines Fichtenbestandes. Wien, 47 S.
- Kühmaier, M., Kanzian, C., Holzleitner, F., Stampfer, K. 2007. Wertschöpfungskette Waldhackgut. Optimierung von Ernte, Transport und Logistik. Projektstudie im Auftrag von BMLFUW, Land Niederösterreich, Stadt Wien und ÖBf AG. Institut für Forsttechnik, Department für Wald und Bodenwissenschaften, Universität für Bodenkultur, Wien, p. 283.
- Kuhn, M. 2008. Klimawandel und Gletscherschwund. In: BMLFUW (Hrsg.), Auswirkungen des Klimawandels auf die österreichische Wasserwirtschaft. Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Wien.

- Kuhn, M. und Lambecht, A. 2007. Änderung von Gletschern im 20. Jahrhundert. In: BMLFUW (Hrsg.), Hydrologischer Atlas Österreichs, 3. Lieferung, Kartentafel 4.3. Wien, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- Landsberg, J. J., Waring, R. H. 1997. A generalized model of forest productivity using simplified concepts of radiation-use efficiency, carbon balance and partitioning. *Forest Ecology and Management*. 95, 209–228.
- Lexer, M. J., Hönninger, K. 2001. A modified 3D-patch model for spatially explicit simulation of vegetation composition in heterogeneous landscapes. *Forest Ecology and Management*. 144, 43–65.
- Lexer, M. J., Hönninger, K., Scheifinger, H., Matulla, Ch., Groll, N., Kromp-Kolb, H., Schadauer, K., Starlinger, F., Englisch, M. 2002. The sensitivity of Austrian forests to scenarios of climate change: a large scale risk assessment based on a modified gap model and forest inventory data. *Forest Ecology and Management*. 162, 53-72.
- Lindner, M., Maroschek, M., Netherer, S., Kremer, A., Barbati, A., Garcia-Gonzalo, J., Seidl, R., Delzon, S., Corona, P., Kolström, M., Lexer, M.J., Marchetti, M. 2010. Climate change impacts, adaptive capacity, and vulnerability of European forest ecosystems. *Forest Ecology and Management* 259, 698-709.
- Maierhofer, A., 2009. Wahrnehmung von Klimaänderungsfolgen und Anpassungsbedarf aus Sicht von Verwaltung und Forstbetrieben in Österreich. Diplomarbeit an der Universität für Bodenkultur, Wien. P. 152.
- Müller, A., Biermayr, P., Kranzl, L., Haas, R., Altenburger, F., Weiss, W., Bergmann, I., Friedl, G., Haslinger, W., Heimrath, R., Ohnmacht, R., 2010. Heizen 2050: Systeme zur Wärmebereitstellung und Raumklimatisierung im österreichischen Gebäudebestand: Technologische Anforderungen bis zum Jahr 2050. Gefördert vom Klima- und Energiefonds.
- Nachtnebel, H.P. 2009. Possible Consequences of Global Change on Water Management and Hydraulic Structures. Proceedings of the Eleventh International Symposium on field of Water Management and Hydraulic Engineering, Sept 1-5, 2009, Ohrid, Macedonia.
- Nachtnebel, H.P. und Fuchs, M. 2001. Die Hydrologie Österreichs unter dem Einfluß von Szenarien einer möglichen Klimaänderung. Studie im Auftrag des BMFWV und BMUJF, Endbericht (http://iwhw.boku.ac.at/climate_change_deu.html)
- Nachtnebel, H.P. und Fuchs, M. 2004. Beurteilung der hydrologischen Veränderungen in Österreich infolge globaler Klimaänderungen. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 56/7-8, 79-92
- Nachtnebel, H.P., Baumung, S., Lettl, W. 1993. Abflußprognosemodell für das Einzugsgebiet der Enns und der Steyr (Handbuch). IWHW, BOKU, Wien.
- Nachtnebel, H.P., Hebenstreit, K., Diernhofer, W., Fuchs, M. 1999. Auswirkungen möglicher Klimaänderungen auf die Wasserkraftnutzung in alpinen Einzugsgebieten. Österreichische Wasser- und Abfallwirtschaft 51/9-10, 262-275
- Nakicenovic, N., Alcamo, J., Davis, G., de Vries, B., Fenhann, J., Gaffin, S., Gregory, K., Grübler, A., Jung, T.Y., Kram, T., La Rovere, E.L., Michaelis, L., Mori, S., Morita, T., Pepper, W., Pitcher, H., Price, L., Raihi, K., Roehrl, A., Rogner, HH., Sankovski, A., Schlesinger, M., Shukla, P., Smith, S., Swart, R., van Rooijen, S., Victor, N., and Dadi, Z. 2000. IPCC Special Report on Emissions Scenarios, Cambridge University Press, Cambridge, UK und New York, NY, USA.
- Nobilis, F. und Webb, B.W. 1994. Long-term water temperature behaviour in Austrian rivers. *Mitteilungsblatt des hydrographischen Dienstes in Österreich* 72, 4-22.
- Nurmi, J., 2007. Recovery of logging residues for energy from spruce (*Picea abies*) dominated stands. *Biomass and Energy*. 31, 375-380

- ÖWI, 1990. Ergebnisse der Österreichische Waldinventur 1986-1990. Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft. Verfügbar in: <http://bfw.ac.at/i7/oewi.oefi8690bfi> [Abgefragt am: 24. 4. 2009]
- ÖWI, 1996. Ergebnisse der Österreichische Waldinventur 1986-1990. Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft. Verfügbar in: http://web.bfw.ac.at/i7/Oewi.oefi9296?geo=0&isopen=0&display_page=0 [Abgefragt am: 24. 4. 2009]
- ÖWI, 2002. Ergebnisse der Österreichische Waldinventur 2000-2002. Bundesforschungs- und Ausbildungszentrum für Wald, Naturgefahren und Landschaft. Verfügbar in: <http://web.bfw.ac.at/i7/öwi.öwi0002> [Abgefragt am: 24. 4. 2009]
- Pirker, O. 2009. Energiewasserwirtschaft und Energietarifpolitik. Vorlesungsunterlagen BOKU LVA 816307. Online verfügbar unter: <http://iwhw.boku.ac.at/LVA816307/List/>
- Pöyry 2008. Wasserkraftpotentialstudie Österreich. Studie erstellt von Pöyry Energy GesmbH im Auftrag des VEÖ.
- Prettenthaler, F., Gobiet, A., 2008. Heizen und Kühlen im Klimawandel - Teil 1, Studien zum Klimawandel in Österreich. Verlag der Österreichischen Akademie der Wissenschaften Wien.
- Rademacher, P. 2005. Nährelementgehalte in den Kompartimenten wichtiger Wirtschaftsbaumarten und deren Bedeutung für die Reststoffverwertung. Holz als Roh- und Werkstoff 63, 285–296
- Redl, C., Müller, A., Haas, R., Langfristige Szenarien der österreichischen Stromversorgung, 6. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 2009.
- Riahi, K., Grübler, A., Nakicenovic, N., 2007. Scenarios of long-term socio-economic and environmental development under climate stabilization, Technological Forecasting and Social Change 74(7), 887-935.
- Sands, P.J., Landsberg, J.J. 2002. Parameterisation of 3-PG for plantation grown Eucalyptus globulus. Forest Ecology and Management. 163, 273–293.
- Schädler, B. 1987. Long water balance time series in the upper basins of four important rivers in Europe – indicators for climate change? IAHS Publication 168, 209-219
- Scheffer K., 2003: Der Anbau von Energiepflanzen als Chance einer weiteren Ökologisierung der Landnutzung. Mitt. Ges. Pflanzenbauwiss. 14, 114-119
- Schiller, G. 1982. Die Wasserkraftnutzung in Österreich – Wasserkraftpotential Stand 1982. Verbundgesellschaft, Wien.
- Schiller, G. und Drexler, F. 1991. Die Wasserkraftnutzung in Österreich – Wasserkraftpotential Stand 1990. Österreichische Wasservirtschaft 43, 5/6, 1001-106.
- Schneider, J., 2010. Klimaschutzbericht 2010 (No. REP-0267). Umweltbundesamt, Wien.
- Schneider, S.H., Semenov, S. & Patwardhan, A., 2010. Assessing key vulnerabilities and the risk from climate change. Chapter 19 of IPCC Assessment report 4, Working Group 2, New York: IPCC.
- Schumacher, S., Bugmann, H. 2006. The relative importance of climatic effects, wildfires and management for future forest landscape dynamics in the Swiss Alps. Global Change Biology. 12, 1435-1450.
- Seidl, R., Lexer, M.J., Jäger, D., Hönninger, K. 2005. Evaluating the accuracy and generality of a hybrid patch model. Tree Physiology. 25, 939-951.
- Seidl, R., Rammer, W., Jäger, D. & Lexer, M.J. 2008. Impact of bark beetle (*Ips typographus* L.) disturbance on timber production and carbon sequestration in different management strategies under climate change. Forest Ecology and Management. 256, 209–220.

- Seidl, R., Rammer, W., Lexer, M.J. 2009a. Schätzung von Bodenmerkmalen und Modellparametern für die Waldökosystemsimulation auf Basis einer Großrauminventur. *Allgemeine Forst- und Jagdzeitung*. 180, 35-44.
- Seidl, R., Schelhaas, M.-J., Lindner, M., Lexer, M.J. 2009b. Modelling bark beetle disturbances in a large scale forest scenario model to assess climate change impacts and evaluate adaptive management strategies. *Regional Environmental Change* 9, 101-119.
- Skoda, G. und Lorenz, P. 2003. Mittlere Jahresniederschlagshöhe – Modellrechnung mit unkorrigierten Daten. In: BMLFUW (Hrsg.), *Hydrologischer Atlas Österreichs*, 1. Lieferung, Kartentafel 2.2. Wien, Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.
- Smakhtin, V.U. 2000. Estimating daily flow duration curves from monthly streamflow data. *Water SA* 26/1, 13-17.
- Span, N., Fischer, A., Kuhn, M., Massimo, M., Butschek, M. 2005. Radarmessungen der Eisdicke österreichischer Gletscher. Band 1: Messungen 1995 bis 1998. Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), Wien.
- Spiecker, H. 2002. Silvicultural management in maintaining biodiversity and resistance of forests in Europe – temperate zone. *Journal of Environmental Management*. 67, 55-65.
- Statistik Austria 2010. Gesamtenergiebilanz 1970 bis 2008 (Detailinformation), http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html, letzter Zugriff im Juli 2010
- Stigler H., Huber C., Wulz C., Todem C., 2005. Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technischen Universität Graz.
- Thorntwaite, C.W. und Mather, J.R. 1957. Instructions and tables for computing potential evaporation and the water balance. *Publications in Climatology*, 10 / 3.
- UCTE, 2009. System Adequacy Forecast 2009 – 2020, Brussels.
- VEÖ (2008): Initiative Wasserkraft – Masterplan zum Ausbau des Wasserkraftpotenzials, Wien.
- VEÖ (2008b): Technische Überbrückung, VEÖ Journal 02/2008.
- Verbund-ATP 2006. Verbund - Austrian Thermal Power Imagebroschüre. Online verfügbar unter: http://www.verbund.at/cps/rde/xbcr/SID-DFF93587-D0B69FCF/internet/ATP_Imagebroschuere_dt.pdf (Zugriff: August 2009)
- Waring, R.H., Landsberg, J.J., Williams, M. 1998. Net primary production of forests: A constant fraction of gross primary production? *Tree Physiology* 18 (2), 129-134 <http://www.scopus.com/search/submit/citedby.url?eid=2-s2.0-0031977867&src=s&origin=resultslist>
- Webb, S. L. 1999. Disturbance by wind in temperate-zone forests. In: L.R. Walker (Editor) *Ecosystems of Disturbed Ground*, Elsevier, Amsterdam. 187–222.
- Weber, M., Prach, M. Marowsky, K., Kuhn, M., Mauser, W. 2009. Die Zukunft der Gletscher an der Oberen Donau. Beitrag zur Nationalen GLOWA-Konferenz Potsdam, 12.-14. Oktober 2009.
- Zoll, R., 2010. Szenarien zur Entwicklung der Gebäudeklimatisierung in Österreich, Diplomarbeit an der Technischen Universität Wien, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft.
- Zwettler, St. 2007. Mehr Holz aus dem Bauernwald – Einkommenschance oder Illusion? Beitrag zur Fachtagung Biomasse. 18. Jänner 2007. Verfügbar in:

http://www.agriforenergy.com/Downloads/Holz%20aus%20dem%20Bauernwald_Zwettler.pdf
[Abgefragt am: 23. 4. 2009]

11 Verzeichnisse

11.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1: Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Wasserkrafterzeugung in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2) im Vergleich zum Referenzszenario (keine Klimasensitivität der Wasserkrafterzeugung). Die strichlierten Linien stellen die Entwicklung der Erzeugung bei einer „strikten“ Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie dar (7% Erzeugungsverluste). .. IV	IV
Abbildung 0-2: Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in Österreich im A2- (links) bzw. B1-Szenario (rechts). Die schattierten Säulen stellen die Anteile der Energieträger ohne Klimasensitivität (Wasserkraft und Biomassepotentiale aus dem Referenz-Szenario sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar. IV	IV
Abbildung 0-3. Reduktion von Treibhausgasemissionen im Raumwärme- und Warmwassersektor gegenüber dem Referenzbedarf im Sanierungs-Referenzszenario gegliedert nach Maßnahmen bzw. Einflussfaktoren..... VI	VI
Abbildung 0-4: Szenarien des Energieverbrauchs für Raumkühlung und Klimatisierung in Österreich in den Haupt-Szenarien A1B, A2, B1 VI	VI
Abbildung 1-1: Maßnahmen im Energiesystem im Wechselspiel von Klimaschutz und Adaption..... 2	2
Abbildung 1-2: Modelle, Modell-Outputs und ihre Schnittstellen im Projekt KlimAdapt 6	6
Abbildung 2-1: Änderungen der Erdoberflächentemperatur für das frühe und späte 21. Jahrhundert im Vergleich zum Zeitraum 1980-1999. (IPCC, 2007)..... 8	8
Abbildung 2-2: Relative Änderung der Niederschläge (in Prozent) für die Perioden 2090 bis 2099 im Vergleich zu 1980 bis 1999 (IPCC, 2007) 8	8
Abbildung 2-3: Entwicklung der Jahresdurchschnittstemperaturen in Österreich nach dem A1B Szenario des GCM ECHAM5 bis Ende 2100. (Niedermair et al., 2007) 9	9
Abbildung 2-4: Entwicklung der Jahresniederschläge in Österreich nach dem A1B Szenario des GCM ECHAM5 bis Ende 2100. (Niedermair et al., 2007)..... 9	9
Abbildung 2-5: Entwicklung der Jahresmitteltemperatur in Österreich (relativ zu 1961-1990) nach drei verschiedenen Emissionsszenarien des RCM REMO-UBA bis Ende 2100^10	10
Abbildung 2-6: Entwicklung der Jahresniederschlagssumme (relativ zu 1961-1990) in Österreich nach drei verschiedenen Emissionsszenarien des RCM REMO-UBA bis Ende 210011	11
Abbildung 2-7: Änderung der Jahresmitteltemperatur in Österreich (relativ zu 1961-1990) nach dem A1B Szenario des RCM REMO-UBA für die Periode 2071-2100.11	11
Abbildung 2-8: Änderung der Jahresniederschlagssumme in Österreich (relativ zu 1961-1990) nach dem A1B Szenario des RCM REMO-UBA für die Periode 2071-2100.12	12
Abbildung 2-9: Differenz der Jahresmitteltemperatur 1961-1990 (REMO-UBA – Beobachtungen). Grauer Bereich kennzeichnet Gebiete mit mehr als 150 m Höhenunterschied zwischen Beobachtungsdatensatz und REMO-UBA.13	13
Abbildung 2-10: Differenz der Jahresmitteltemperatur 1961-1990 (REMO-UBA – Beobachtungen).....13	13
Abbildung 2-11: Zusammenhang zwischen der Kühlgradtagssumme und der Mitteltemperatur von Mai bis September (links oben), Residuen für alle Stationen und Jahre (rechts oben), mittlerer Fehler je Station (links unten) und Verteilung der Residuen in Österreich. (Datenbasis Startclim Datensatz, Schöner et al., 2003).....18	18

Abbildung 2-12: Zusammenhang zwischen der Kühlgradtagsumme und der Mitteltemperatur von Oktober bis April (links oben), Residuen für alle Stationen und Jahre (rechts oben), mittlerer Fehler je Station (links unten) und Verteilung der Residuen in Österreich. (Datenbasis Startclim Datensatz, Schöner et al., 2003).....	19
Abbildung 2-13: Zusammenhang zwischen der Temperatursumme der Hitzetage und der Mitteltemperatur von Mai bis September (links oben), Residuen für alle Stationen und Jahre (rechts oben), mittlerer Fehler je Station (links unten) und Verteilung der Residuen in Österreich. (Datenbasis Startclim Datensatz, Schöner et al., 2003).....	20
Abbildung 2-14: Mittleren Anomalie der Jahresniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100 und dem damit betriebenen REMO-UBA für den Zeitraum 1950 bis 2100.	21
Abbildung 2-15: Drei Realisierungen der mittleren Anomalie der Jahresniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100.	22
Abbildung 2-16: Drei Realisierungen der mittleren Anomalie der Sommerniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100.	22
Abbildung 2-17: Drei Realisierungen der mittleren Anomalie der Winterniederschläge für ganz Österreich nach dem A1B Szenario von ECHAM5 von 1860 bis 2100.	23
Abbildung 2-18: Klimaänderungssignale für die Temperatur (links oben), Niederschlag (rechts oben), das Sättigungsdefizit (links unten) und die Globalstrahlung (rechts unten) des REMO-UBA A1B Szenario für die Periode 2036-2065.	24
Abbildung 2-19: Mittlere Heizgradtage auf Gemeindeebene in Österreich für die Referenzperiode 1931-1978 (Datenquelle: OIB-382-011/99).	25
Abbildung 2-20: Szenario für mittlere Heizgradtagsumme auf Gemeindeebene in Österreich für die Periode 2036-2065 basierend auf dem Klimaänderungssignal von REMO-UBA (A1B).	26
Abbildung 2-21: Mittlere beobachtete Kühlgradtage auf Gemeindeebene in Österreich für die Referenzperiode 1961-1990.	26
Abbildung 2-22: Szenario für mittlere Kühlgradtagsumme auf Gemeindeebene in Österreich für die Periode 2036-2065 basierend auf dem Klimaänderungssignal von REMO-UBA (A1B).	27
Abbildung 2-23: Szenario für die mittlere Temperatursumme der Hitzetage auf Gemeindeebene in Österreich für die Periode 2006-2035 und 2066-2095.	28
Abbildung 2-24: Szenarien für die mittlere Temperatursumme der Hitzetage auf Gemeindeebene für Wien Innere Stadt für die drei Emissionsszenarien und das 21. Jahrhundert.	29
Abbildung 3-1: Schema des hydrologischen Konzept-Modells COSERO	31
Abbildung 3-2: Einteilung der Flussgebiete für die Potentialberechnung	35
Abbildung 3-3: Mittlere Jahresabflusshöhe in mm für Referenzperiode 1961-1990	38
Abbildung 3-4: Langjährige Mittelwerte der Wasserbilanzkomponenten Niederschlag (Input aus dem Klimamodell) , Abfluss und Verdunstung für ganz Österreich, für alle Klimaszenarien.....	39
Abbildung 3-5: Relative Änderung der mittleren Jahresabflusshöhe 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B oben, A2 Mitte, B1 unten	41
Abbildung 3-6: Änderung der mittleren saisonalen Abflusshöhe 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B	42
Abbildung 3-7: Monatsmittel des Abflusses an Salzach (Oberndorf), Kamp (Stiefern, natürlich) und Raab (Feldbach), jeweils für 1961-1990 („Qsim_20.Jhdt.“), links Szenario A1B	

für alle 3 Perioden („A1B_Qsim_Periode“), rechts 2061-2090 für alle 3 Szenarien („Szenario_Qsim_61-90“)	44
Abbildung 3-8: Rückgang der Gletschereisflächen und Eisdicken im Gebiet Westtirol (Szenario A1B)	45
Abbildung 3-9: Stromproduktion aus Wasserkraft für ganz Österreich für alle Klimaszenarien	46
Abbildung 3-10: Langjährige Mittelwerte der Stromproduktion aus Wasserkraft für alle Klimaszenarien	47
Abbildung 3-11: Relative Veränderung der langjährigen Mittelwerte der Stromproduktion aus Wasserkraft für Klimaszenarien innerhalb des 21. Jahrhunderts	48
Abbildung 3-12: Mittel der Produktion für ganz Österreich im 21. Jahrhundert, Winter- und Sommerhalbjahr	48
Abbildung 3-13: Beitrag des Gletscherabflusses zur Wasserkraftproduktion in ganz Österreich, Berechnung über Flächenpotential (in % der Energieproduktion des jeweiligen Jahres)	49
Abbildung 3-14: Relative Häufigkeiten des Auftretens des geringsten Jahresabflusses in den einzelnen Monaten, für 30-jährige Perioden im 20. und 21. Jahrhundert, Szenario A1B	51
Abbildung 3-15: Trend der Wassertemperatur an Salzach, Szenario A1B	52
Abbildung 4-1: Änderung von Temperatur und Niederschlag in den Klimaänderungsszenarien A1B, A2 und B1 im Vergleich zum Baselineszenario. Mittelwerte über die Trakte der österreichischen Waldinventur (ÖWI)	59
Abbildung 4-2: Der laufende Schaftholzzuwachs der sechs Hauptbaumarten im Alter 50 (lfz50) als Funktion der NPPpot im Alter 50 (NPPpot 50) für 40 exemplarische Plots der österreichischen Waldinventur (ÖWI)	65
Abbildung 4-3: Schematische Darstellung des Zusammenhangs zwischen lfc50 (stem increment) und Mean Annual Increment (MAI)	66
Abbildung 4-4: Schematische Darstellung der Gliederung des biologischen Produktionspotentials im Analysesystem	67
Abbildung 4-5: Prozentanteile der Probestflächen der Österreichischen Waldinventur (Wirtschaftswald), auf denen Vollbaumnutzung (Ernte von Holz, Ästen, Zweigen, Rinde und Nadeln) „möglich“, „problematisch“ ist oder „unterbleiben soll“, stratifiziert nach Bodentypen (Englisch und Reiter, 2009)	68
Abbildung 4-6: Die Holzernteverfahren getrennt für die Besitzkategorien Klein- und Großwald, die zur Ableitung der Kosten-Potential-Kurven herangezogen werden	69
Abbildung 4-7: Der simulierte Schaftholzzuwachs je BFI als Funktion des laut ÖWI beobachteten Schaftholzzuwachses je BFI. Schwarze Linie... Linie mit dem Verhältnis 1:1; Blaue Linie... Lineare Regression durch die Zuwachswerte der BFIs	71
Abbildung 4-8: Simulierte Änderung (delta) der mittleren jährlichen Schaftholzzuwächse (jeweiliges Klimaänderungsszenario minus Baselineszenario) über alle sechs Baumarten für 30-Jahres-Perioden. Periode 1: 2011-2040, Periode2: 2041-2070, Periode 3: 2071	72
Abbildung 4-9: Simulierte Änderungen der mittleren jährlichen Bereitstellungspotentiale an Holzbiomasse (BM) aus dem österreichischen Ertragswald im Klimawandel. Mittelwerte für 30 - Jahres Perioden	73
Abbildung 4-10: Angebotskurven für Energieholz aus dem Ertragswald im Baseline-Szenario (Mittelwerte der Jahre 2010-2050, Kosten inklusive Hacken und 10 km Transport)	75

Abbildung 4-11: Angebotskurven für Energieholz aus dem Ertragswald (Schaftholz und Ast-/Nadelmaterial „möglich“) in den Klimaszenarien und dem Baseline-Szenario (Mittelwerte über 25-Jahres-Perioden, Kosten inklusive Hacken und 10 km Transport).....	75
Abbildung 5-1. Entwicklung der Bruttogeschoßflächen von 2000 – 2050.....	83
Abbildung 5-2. Anteil sanierter Gebäude in Abhängigkeit vom Gebäudealter	83
Abbildung 5-3. Entwicklung von Gebäuden: 2000 – 2050.....	84
Abbildung 5-4. Darstellung der prinzipiellen Methode zur Berechnung des Endenergiebedarfes im Modell ERNSTL/EE-LAB.....	86
Abbildung 5-5. Vergleich des Nutzerfaktors $f_{n,Loga}$ nach Loga et al. (2003) und sowie den in ERNSTL/EE-LAB abgebildeten Nutzerfaktors f_n	90
Abbildung 5-6. Entwicklung des Energieeinsatzes zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung: Gegenüberstellung der Modellrechnungen mit den HGT bereinigten Energiebilanzwerten.	94
Abbildung 5-7. Entwicklung des Energiebedarfes (HWB + WWWB) im Referenzszenario bis 2050.	95
Abbildung 5-8. Beiträge der unterschiedlichen Maßnahmen zur Reduktion des Endenergieeinsatzes im Referenzszenario bis 2050.	96
Abbildung 5-9. Entwicklung des Endenergieeinsatzes nach Gemeindegrößen.....	96
Abbildung 5-10. Endenergieeinsatz im Referenzszenario sowie dem Ambitioniertem Szenario bis 2050.....	97
Abbildung 5-11. Einfluss der Heizgradtage auf den Energiebedarf und –einsatz in Gebäuden.	98
Abbildung 5-12. Einfluss der klimatischen Änderung in Szenarien A1B, A2 und B1 auf den österreichischen Endenergieeinsatz für Heizen und Warmwasser.....	99
Abbildung 5-13. Emissionsreduktion gegenüber Referenzbedarf im Referenzszenario nach Maßnahmen.....	100
Abbildung 5-14: Szenarien des Energieverbrauchs für Raumkühlung und Klimatisierung in Österreich.....	101
Abbildung 5-15: Szenarien des Energieverbrauchs für Raumkühlung und Klimatisierung in Österreich in den Haupt-Szenarien A1B, A2, B1	102
Abbildung 5-16: Szenarien des Anteils klimatisierter Flächen nach Gebäudekategorien im A2 Haupt-Szenario	103
Abbildung 5-17: Szenarien des Anteils klimatisierter Flächen nach Gebäudekategorien im A1B Haupt-Szenario.....	103
Abbildung 5-18: Szenarien des Anteils klimatisierter Flächen nach Gebäudekategorien im B1 Haupt-Szenario	104
Abbildung 6-1: Ausbau der Technologien i und j im Jahr t im Modell „Stromzukunft“.....	106
Abbildung 6-2. Entwicklung der durchschnittlichen jährlichen Wasserkrafterzeugung in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2) im Vergleich zum Referenzszenario (keine Klimasensitivität der Wasserkrafterzeugung). Die strichlierten Linien stellen die Entwicklung der Erzeugung bei einer „strikten“ Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie dar (7% Erzeugungsverluste). 110	
Abbildung 6-3. Entwicklung der durchschnittlichen Wasserkrafterzeugung im Sommer (dicke Linien) und im Winter (dünne Linien) in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2). Die strichlierten Linien stellen die Entwicklung des Verhältnisses von Sommer- zu Winterproduktion dar (rechte Skala).....	111

Abbildung 6-4. Entwicklung der Stromerzeugung aus Bioenergieanlagen in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2). Die strichlierten Linien stellen die entsprechende Erzeugung ohne Berücksichtigung des Klimawandels dar. Quelle: Arbeitspaket 3	112
Abbildung 6-5. Entwicklung des Stromverbrauches in den Klimaszenarien (B1, A1B, A2). Die strichlierten Linien stellen die entsprechende Verbrauchsentwicklung ohne Berücksichtigung des zusätzlichen klimasensitiven Stromverbrauches für Kühlung und Klimatisierung. Quelle: EC (2008), Arbeitspaket 4	113
Abbildung 6-6. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO ₂ -, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im A2-Szenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), Riahi (2007), eigene Berechnungen.....	114
Abbildung 6-7. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A2-Szenario. Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A2-Szenario ohne Klimasensitivität (unveränderte Wasserkraft und Biomassepotentiale sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar.....	114
Abbildung 6-8. Entwicklung der CO ₂ -Emissionen des Kraftwerkssektors im A2-Szenario. Die strichlierte Linie stellt die Emissionen im A2-Szenario ohne Klimasensitivität (Wasserkraft, Biomasse, Strombedarf durch zusätzliche Kühl- und Klimatisierungsnachfrage) dar.....	115
Abbildung 6-9. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO ₂ -, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im A1B-Szenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), eigene Berechnungen.....	116
Abbildung 6-10. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A1B-Szenario. Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A1B-Szenario ohne Klimasensitivität (unveränderte Wasserkraft und Biomassepotentiale sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar.....	117
Abbildung 6-11. Entwicklung der CO ₂ -Emissionen des Kraftwerkssektors im A1B-Szenario (schwarze Linie). Die strichlierte Linie stellt die Emissionen im A1B-Szenario ohne Klimasensitivität (keine Auswirkung des Klimawandels auf Wasserkraft, Biomasse und Kühlbedarf) dar.....	118
Abbildung 6-12. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im A1B-Szenario.....	119
Abbildung 6-13. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für „neue“ Erneuerbare im A1B-Szenario.....	120
Abbildung 6-14. Exogene Parameterentwicklungen (Kohle-, Gas-, CO ₂ -, und Strompreise (linke Skala) sowie Stromnachfrage (rechte Skala)) im B1-Szenario. Quelle: EC (2008) adaptiert, Cosijns, L., D'haeseleer, W. (2007), Riahi et al. (2007), eigene Berechnungen	121
Abbildung 6-15. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im B1-Szenario. Die schattierten Säulen stellen die Anteile im B1-Szenario ohne Klimasensitivität (unveränderte Wasserkraft und Biomassepotentiale sowie keine zusätzliche Stromnachfrage durch Klimatisierung) dar.....	121
Abbildung 6-16. Anteil der Primärenergieträger an der erneuerbaren Stromproduktion in Österreich von 2020 bis 2050 (exkl. Wasserkraft) im B1-Szenario.	122
Abbildung 6-17. Entwicklung des jährlichen Unterstützungsbedarfsbedarfs für ab 2007 neu installierte „neue“ Erneuerbare im B1-Szenario.	123
Abbildung 6-18. Methodik zur Bestimmung der kurzfristigen Versorgungssicherheit im Stromsystem. Quelle: UCTE (2009)	124
Abbildung 6-19. Installierte Bruttoerzeugungskapazitäten vs. Sommer- und Winterspitzenlast im A2-Szenario. Quelle: UCTE (2009), eigene Berechnungen	125

Abbildung 6-20. Relative Entwicklung der indizierten Sicherheitsmarge im A2-Szenario (im Verhältnis zum Status quo im Jahr 2007).	126
Abbildung 6-21. Erzeugungskoeffizient der Laufkraftwerke in Österreich. Quelle: E-Control (2010).....	127
Abbildung 6-22. Speicherinhalt der österreichischen Großspeicher. Quelle: E-Control (2010)	128
Abbildung 6-23. Spitzenlast vs. gesichert verfügbare Kapazität im Jahr 2050 im A2-Szenario an einem heißen Sommertag (in einer Hitzeperiode). Quelle: Eigene Berechnungen, UCTE (2009).....	129
Abbildung 6-24. Monatliche Merit-Order-Kurven des mitteleuropäischen Marktes (AT+DE+FR+CH+BE+NL) für das Jahr 2008. Zur Verdeutlichung der möglichen Preiseffekte hervorgerufen durch die starke Konvexität der Angebotskurve ist eine beispielhafte Spitzenlastnachfragekurve für ein typisches Sommermonat im Diagramm eingezeichnet. Quelle: UCTE, EEX, BAFA, eigene Berechnungen	130
Abbildung 7-1: Schematische Darstellung der Struktur des Modells <i>SimBioSe</i>	132
Abbildung 7-2: Entwicklung des primärenergetischen Bruttoinlandsverbrauchs in den drei Klimaszenarien.....	133
Abbildung 7-3: Simulationsergebnis für das Szenario A2 – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe.....	135
Abbildung 7-4: Simulationsergebnis für das Szenario A1B – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe	136
Abbildung 7-5: Simulationsergebnis für das Szenario A1B – Wärme- und Stromerzeugung	137
Abbildung 7-6: Simulationsergebnis für das Szenario B1 – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe.....	138
Abbildung 7-7: Simulationsergebnis für das Szenario B1 – Wärme- und Stromerzeugung.....	138
Abbildung 7-8: Simulationsergebnis für das Szenario B1 – Detaillierte Darstellung der Energieerzeugung von Biomasseanlagen	139
Abbildung 7-9: Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse für die klimasensitiven Szenarien – Entwicklung des Biomasseanteils am Primärenergiebedarf und in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe	141
Abbildung 8-1: Aspekte der Vulnerabilität im Energiesektor	143
Abbildung 12-1: Saisonales Mittel der Abflusshöhe in mm für die Referenzperiode 1961-1990	192
Abbildung 12-2: Relative Änderung der mittleren Jahresabflusshöhe 2011-2040 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B oben, A2 Mitte, B1 unten	193
Abbildung 12-3: Relative Änderung der mittleren Jahresabflusshöhe 2036-2065 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B oben, A2 Mitte, B1 unten	194
Abbildung 12-4: Änderung der mittleren saisonalen Abflusshöhe 2011-2040 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B	195
Abbildung 12-5: Änderung der mittleren saisonalen Abflusshöhe 2036-2065 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B	196
Abbildung 12-6 Monatsmittel des Abflusses an Ill (Gisingen), Ager (Schalchham), Traisen (Windpassing), Mur (Spielfeld), und Drau (Lavamünd), jeweils für 1961-1990	

(„Qsim_20.Jhdt.“), links Szenario A1B für alle 3 Perioden („A1B_Qsim_Periode“), rechts 2061-2090 für alle 3 Szenarien („Szenario_Qsim_61-90“)	197
Abbildung 12-7: Relative Änderung der potentiellen Verdunstung 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode	198
Abbildung 12-8: Relative Änderung der aktuellen Verdunstung 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode	198
Abbildung 12-9: Rückgang der Gletschereisflächen im Gebiet Westtirol: mittlere Eisdicken in einer Modellzone, Termine August 2001, 2036, 2061 und 2090, Szenario A1B	199
Abbildung 12-10: Dauerlinien auf Basis des simulierten Monatsabflusses für Ill (Gisingen), Kamp (Stiefern), Traisen (Windpassing), Raab (Feldbach), Drau (Lavamünd) und Mur (Spielfeld), Szenario A1B	201
Abbildung 12-11: Trends der Wassertemperatur an Mur und Ager, Szenario A1B	202
Abbildung 12-12: Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT	203
Abbildung 12-13. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A2-Szenario unter einer strikten Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (Produktionsrückgang um 7% p.a.). Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A2-Szenario mit Produktionsrückgängen als Folge der WRRL um 2,1% dar (siehe Hauptteil des Berichts).	204
Abbildung 12-14. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A1B-Szenario unter einer strikten Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (Produktionsrückgang um 7% p.a.). Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A1B-Szenario mit Produktionsrückgängen als Folge der WRRL um 2,1% dar (siehe Hauptteil des Berichts).	205
Abbildung 12-15. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im B1-Szenario unter einer strikten Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (Produktionsrückgang um 7% p.a.). Die schattierten Säulen stellen die Anteile im B1-Szenario mit Produktionsrückgängen als Folge der WRRL um 2,1% dar (siehe Hauptteil des Berichts).	205
Abbildung 12-16. Relative Entwicklung der monatlichen Lastmaxima in Österreich, Griechenland, Japan, Spanien und Italien im Vergleich zum Jänner 2006. Quelle: UCTE (2010), ESCJ (2010), eigene Berechnungen	206

11.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Veränderung Q95% (m³/s), Szenario A1B	50
Tabelle 2: Simulierte jährliche Bereitstellungspotentiale an Holzbiomasse aus dem österreichischen Ertragswald. Mittelwerte über den Zeitraum 2001-2100.	74
Tabelle 3. Anzahl an Gebäuden und Wohneinheiten von 2000 – 2008.	82
Tabelle 4: Übersicht der Szenarien zur Diffusion der Klimatisierung von Gebäuden	93
Tabelle 5. Einfluss der Änderung der Heizgradtage auf Energiebedarf und -einsatz zur Raumwärme und Warmwasserbereitstellung von typischen Wohngebäuden.	99
Tabelle 6. Basisdaten sowie qualitative und quantitative Entwicklung der Preisszenarioparameter im Modell „Stromzukunft“ und in den „KlimAdapt“-Szenarien. Quelle: Riahi et al. (2007), eigene Berechnungen	107
Tabelle 7: Zusammenfassung der in den Szenarien unterstellten Förderinstrumente	133
Tabelle 8: Flächenpotential 1961-1990 aus der Wasserbilanzmodellierung und Zusammenhang mit Linienpotential, Nutzungsgrad und ausgebautem Potential (inkl. Kleinwasserkraft) nach Pöyry (2008)	200

Tabelle 9. Verhältnis von Sommer zu Winterspitzenlast in den untersuchten Ländern. Quelle: UCTE (2010), ESCJ (2010), eigene Berechnungen	207
Tabelle 10. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 1 „Kühlen – Passive Maßnahmen am Gebäude“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	208
Tabelle 11. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 2 „Kühlen – Passive Maßnahmen außerhalb des Gebäudes“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	209
Tabelle 12. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 3 „Kühlen – Reduktion innere Lasten“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	210
Tabelle 13. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 4 „Kühlen – Ressourcenschonend aktiv Kühlen“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	211
Tabelle 14. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 5 „Kühlen – Thermische Speicher“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	212
Tabelle 15. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 6 „Heizen – Berücksichtigung Klimawandel bei Investition in Wärmenetze“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	213
Tabelle 16. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 7 „Heizen – Biomassekessel kleiner Leistung und flexibler Brennstoffeinsatz“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	214
Tabelle 17. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 8 „Stromversorgung – Nachfragereduktion“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	215
Tabelle 18. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 9 „Stromversorgung – Lastverlagerung“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	216
Tabelle 19. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 10 „Stromversorgung – Smart grids“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	217
Tabelle 20. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 11 „Stromversorgung – PV als Kapazitätsbeitrag im Sommer“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	218
Tabelle 21. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 12 „Stromversorgung – Netzausbau“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	219
Tabelle 22. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 13 „Stromversorgung – Ausbau Wasserkraft“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	220
Tabelle 23. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 14 „Stromversorgung – Pumpspeicherkraftwerke“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	221
Tabelle 24. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 15 „Waldbau – Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	222

Tabelle 25. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 16 „Waldbau – Umtriebszeitverkürzung“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	223
Tabelle 26. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 17 „Waldbau – Fichte teilweise durch Douglasie ersetzen“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	224
Tabelle 27. Zusammenfassung der Bewertung von Adaptionenmaßnahmen nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat	225

12 Anhang

12.1 Methoden- und Modellbeschreibung, Daten: Hydrologie

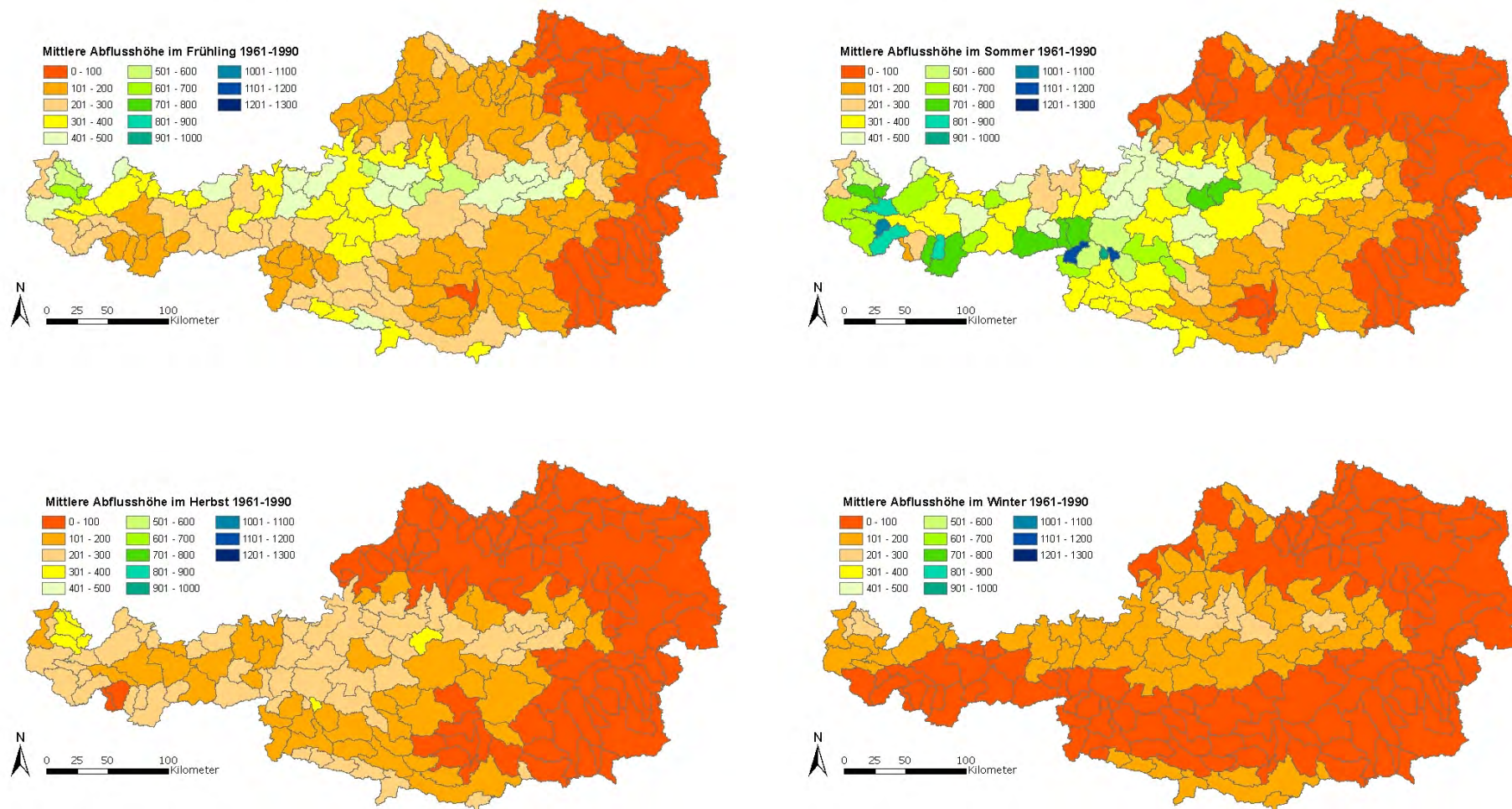


Abbildung 12-1: Saisonales Mittel der Abflusshöhe im mm für die Referenzperiode 1961-1990

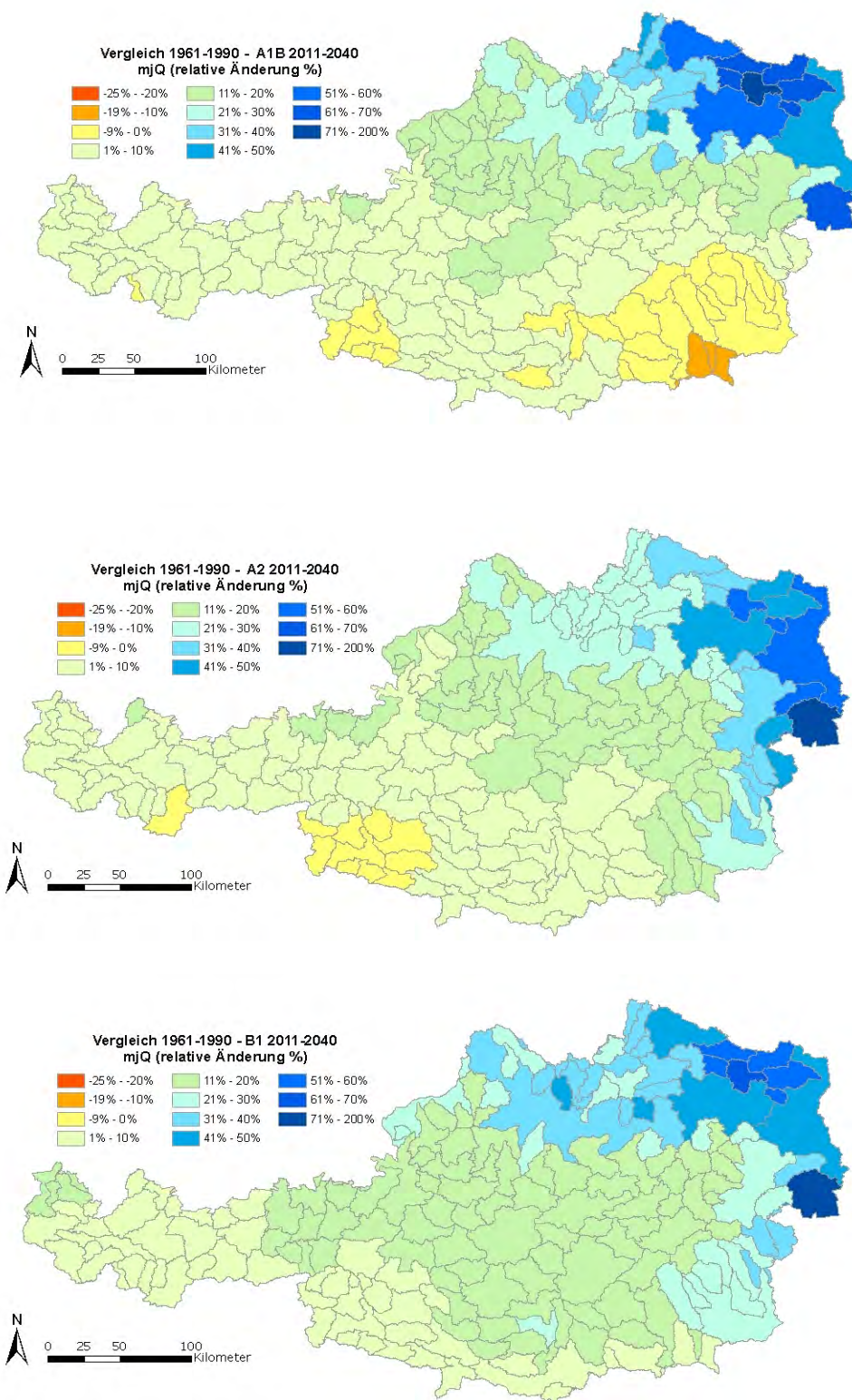


Abbildung 12-2: Relative Änderung der mittleren Jahresabflusshöhe 2011-2040 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B oben, A2 Mitte, B1 unten

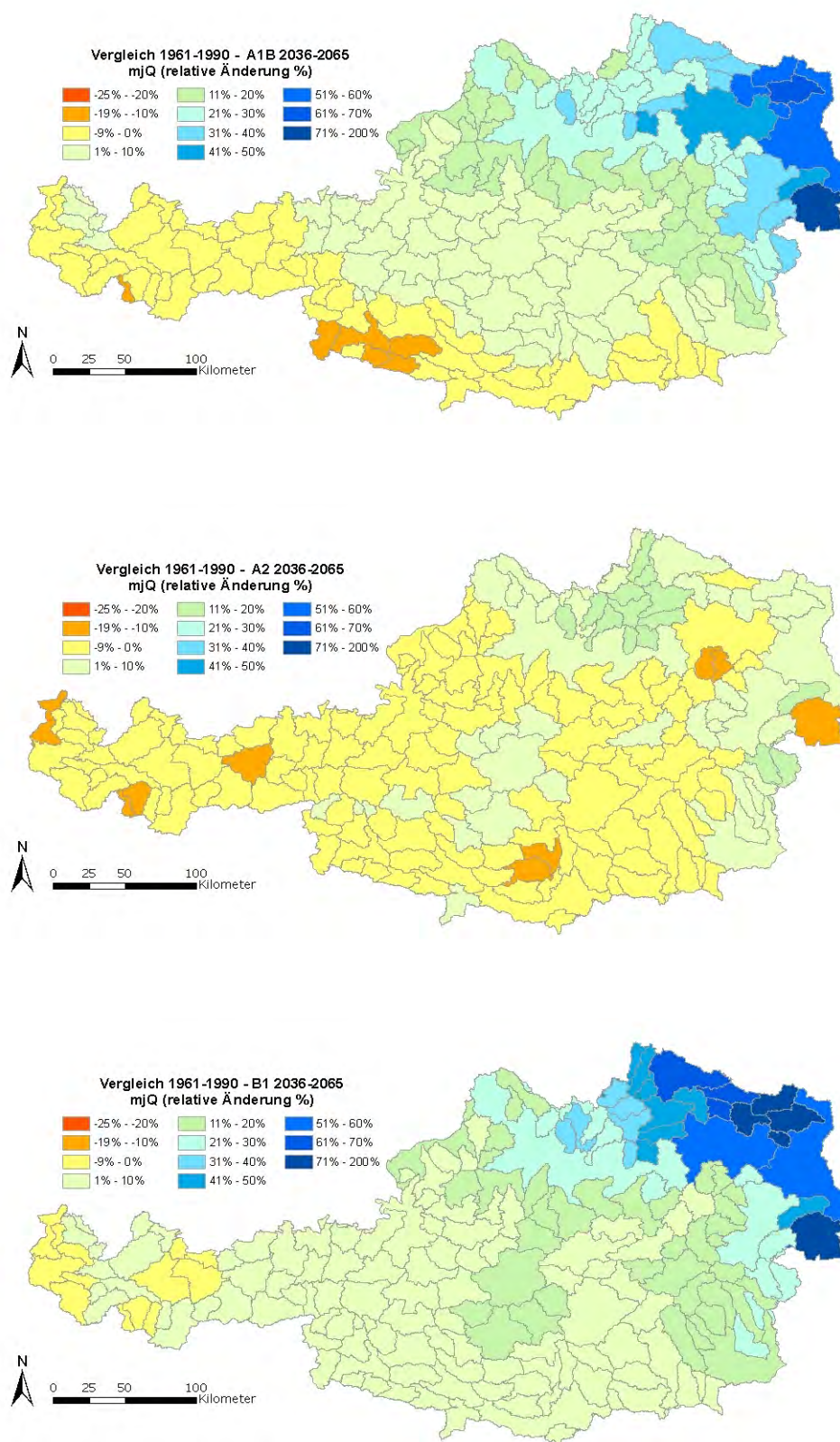


Abbildung 12-3: Relative Änderung der mittleren Jahresabflusshöhe 2036-2065 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B oben, A2 Mitte, B1 unten

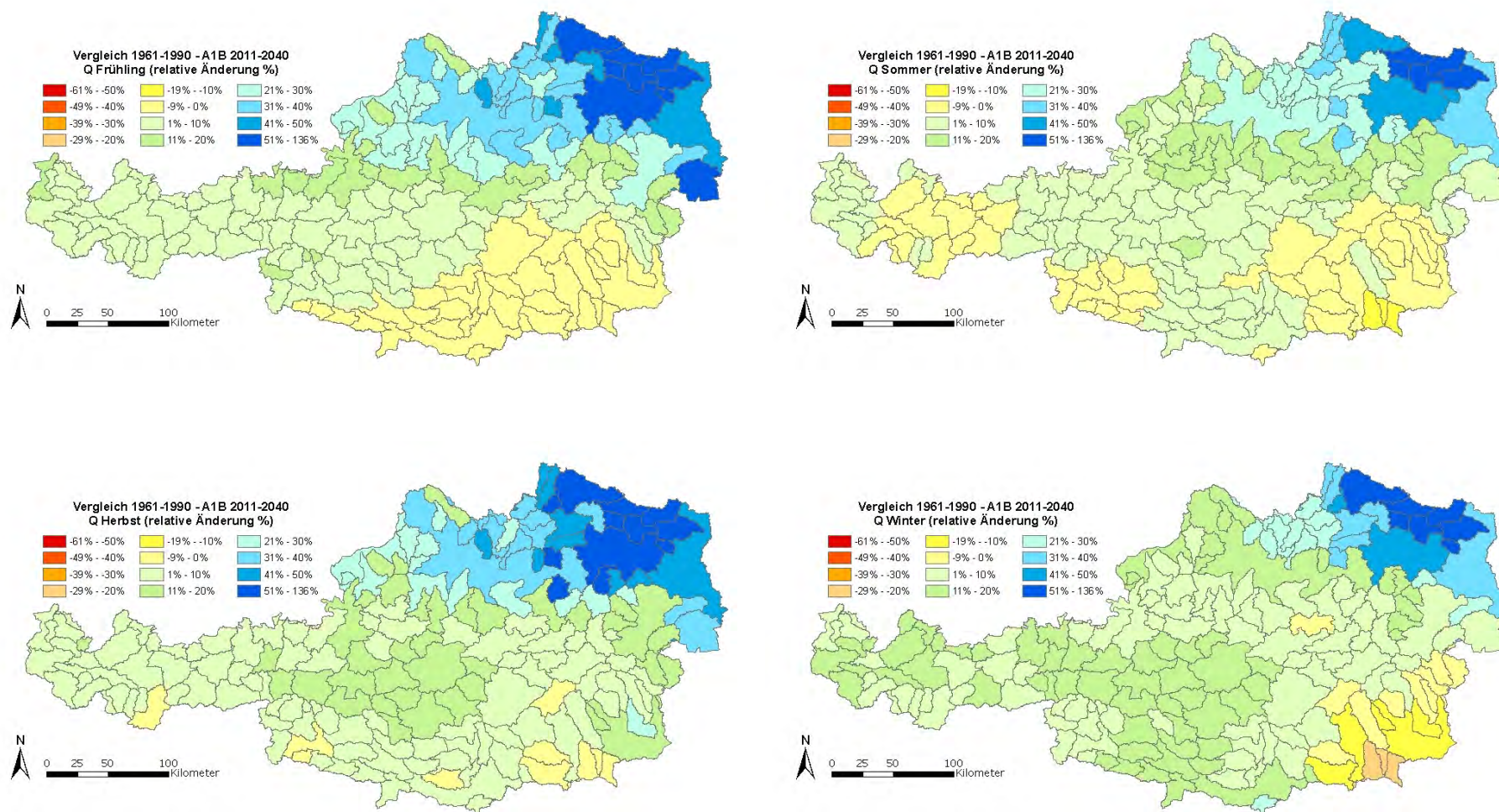


Abbildung 12-4: Änderung der mittleren saisonalen Abflusshöhe 2011-2040 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B

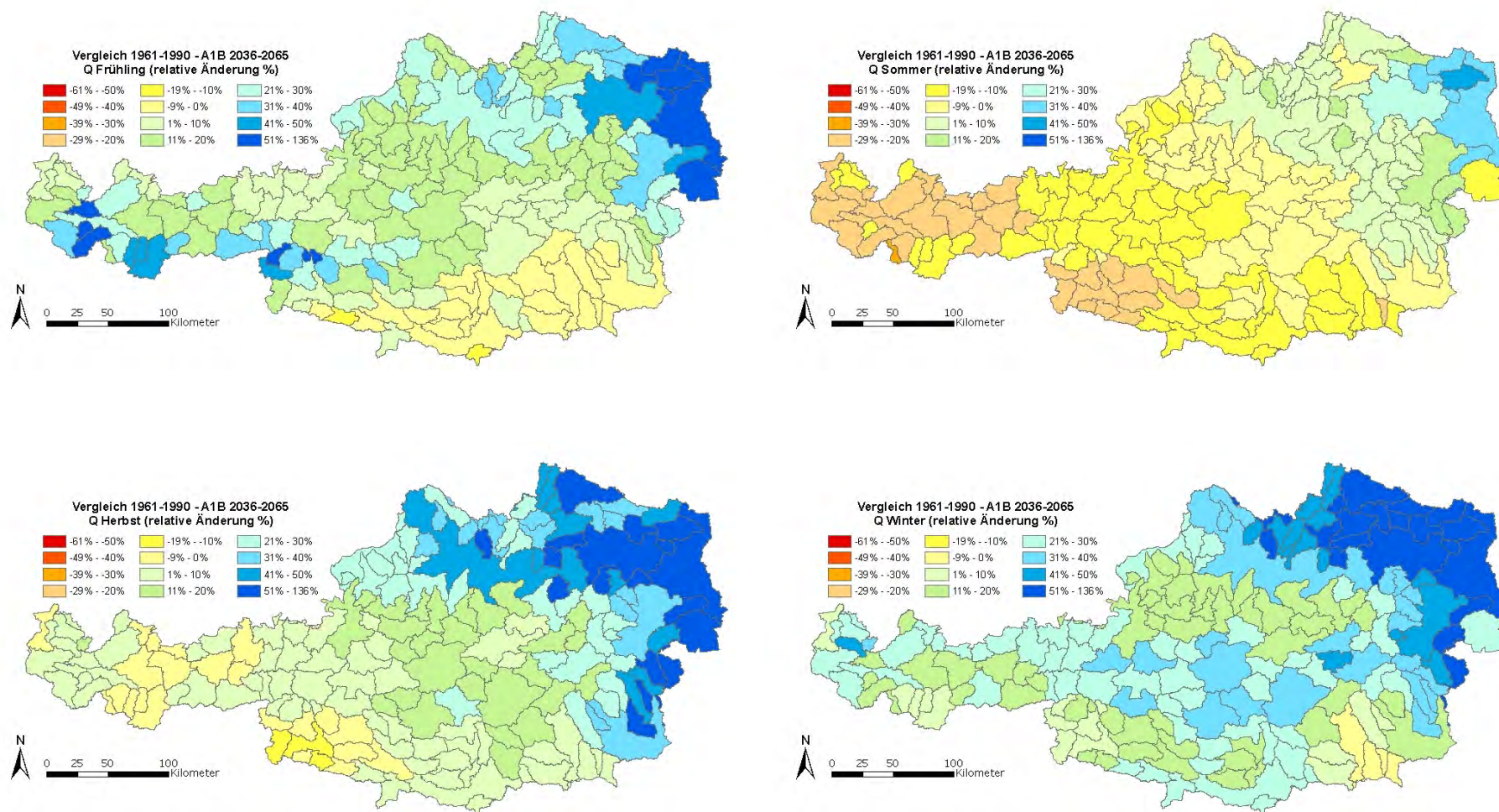


Abbildung 12-5: Änderung der mittleren saisonalen Abflusshöhe 2036-2065 gegenüber der Referenzperiode, Szenario A1B

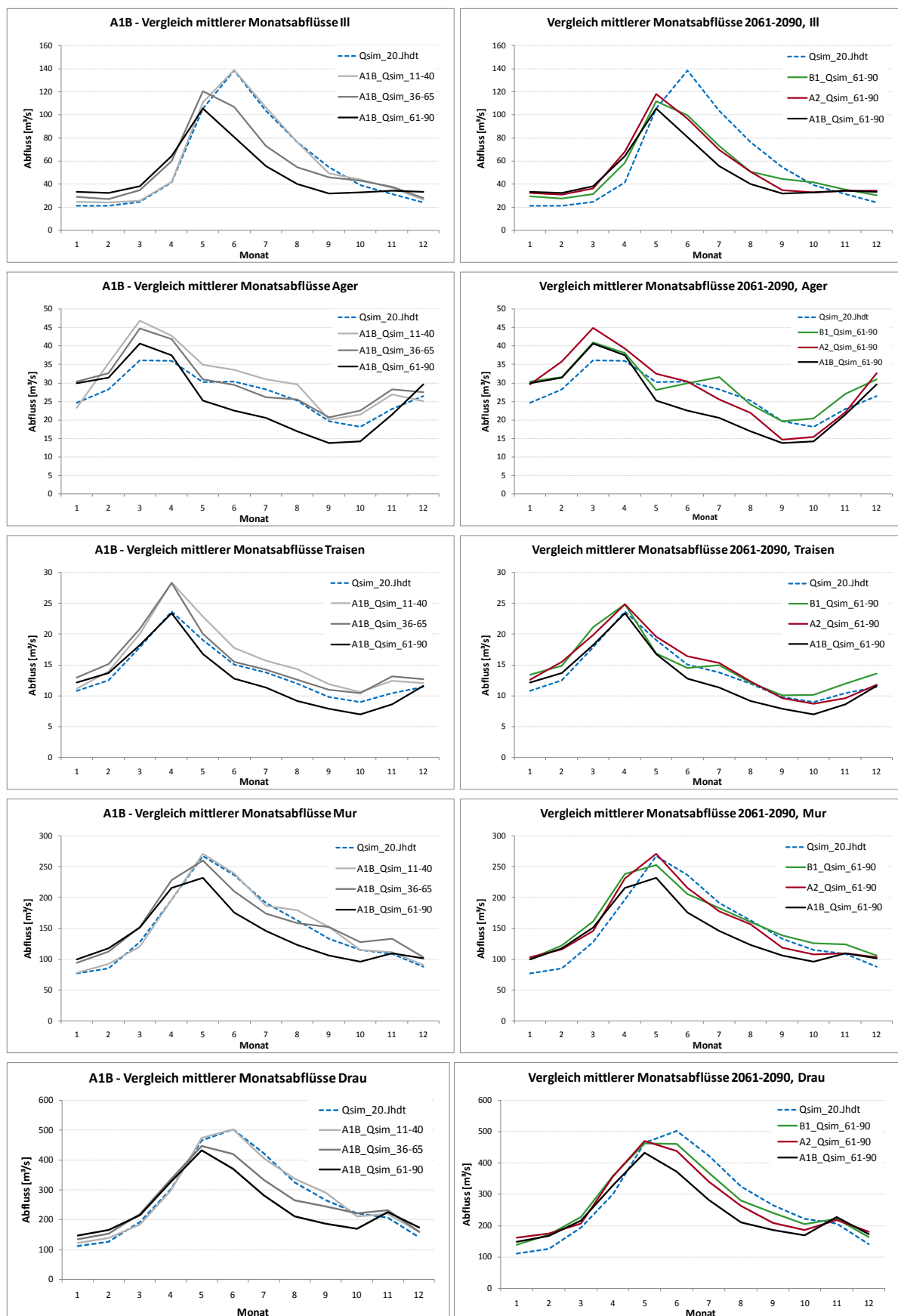


Abbildung 12-6 Monatsmittel des Abflusses an Ill (Gisingen), Ager (Schalchham), Traisen (Windpassing), Mur (Spielfeld), und Drau (Lavamünd), jeweils für 1961-1990 („Qsim_20.Jhdt.“), links Szenario A1B für alle 3 Perioden („A1B_Qsim_Periode“), rechts 2061-2090 für alle 3 Szenarien („Szenario_Qsim_61-90“)

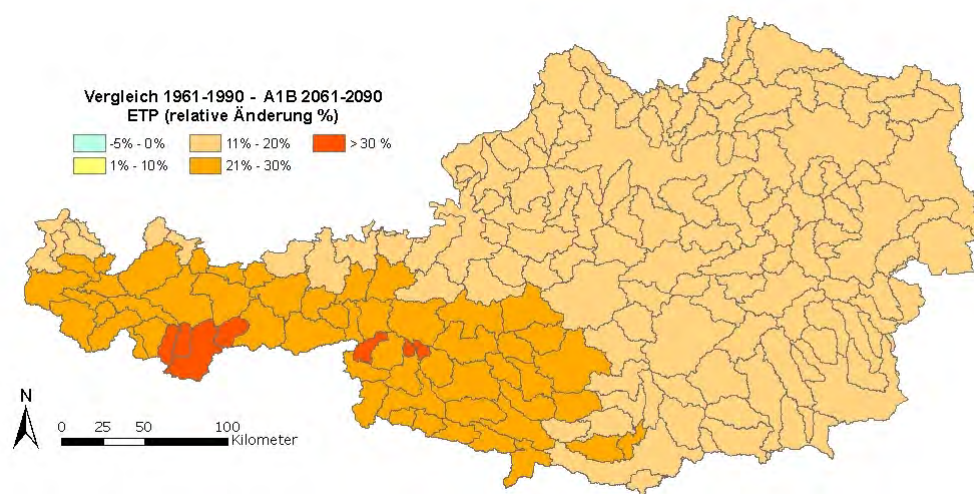


Abbildung 12-7: Relative Änderung der potentiellen Verdunstung 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode

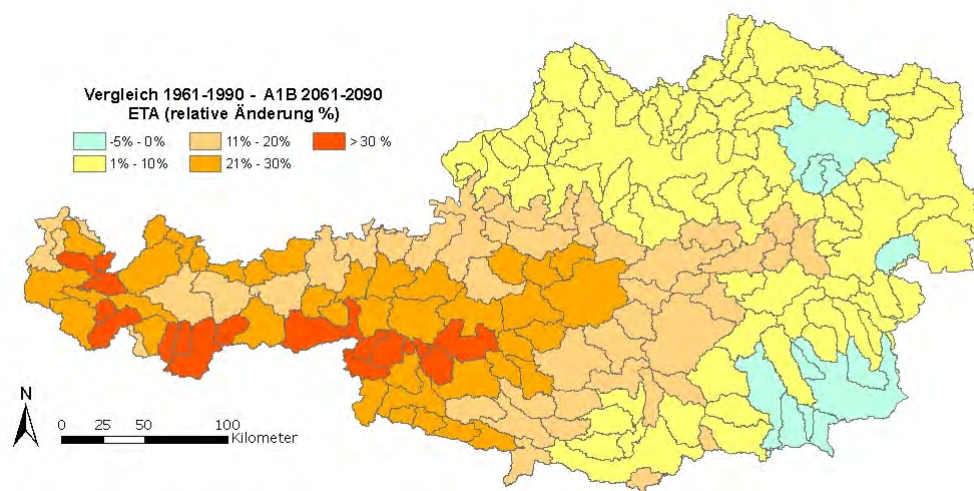


Abbildung 12-8: Relative Änderung der aktuellen Verdunstung 2061-2090 gegenüber der Referenzperiode

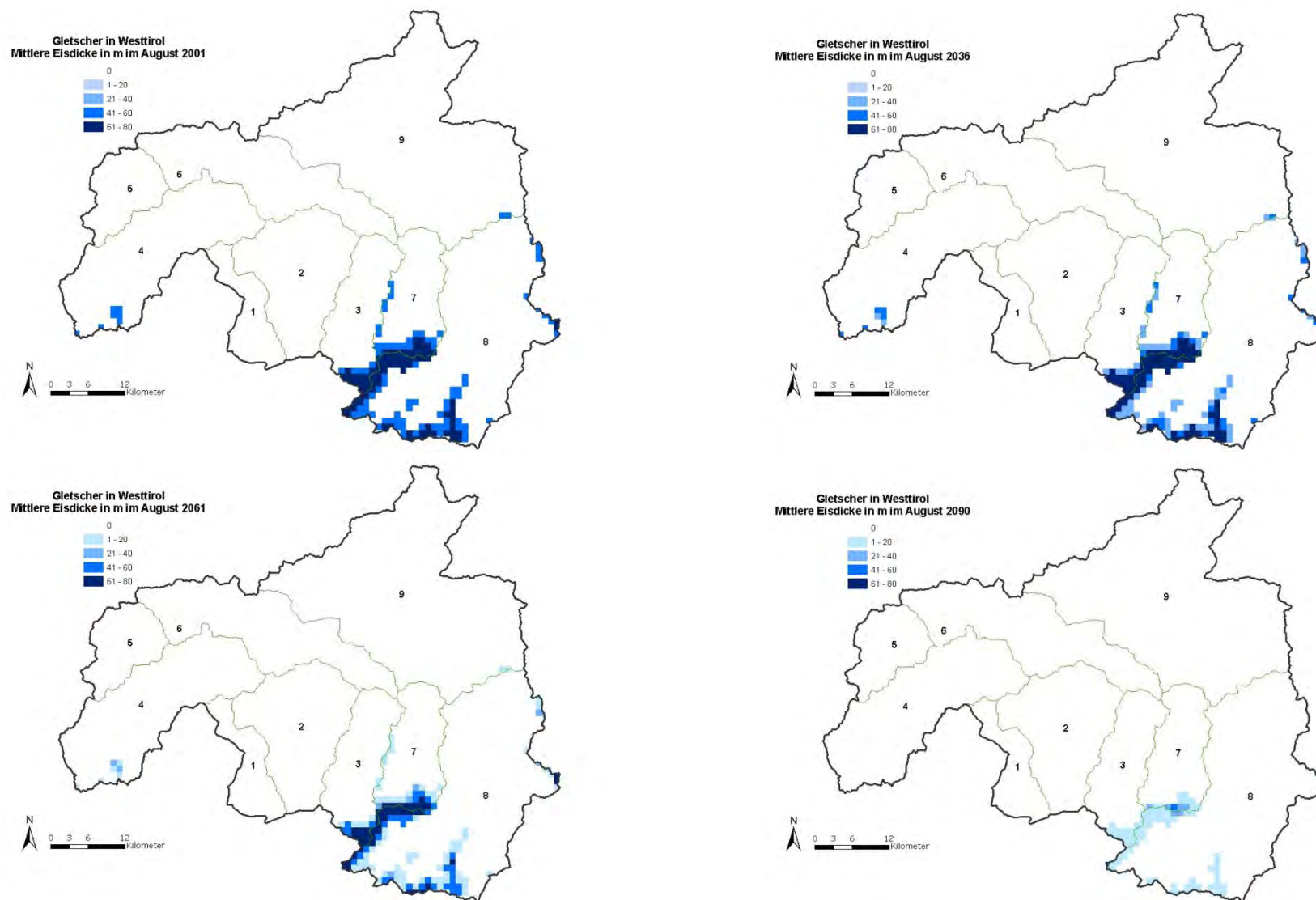


Abbildung 12-9: Rückgang der Gletschereisflächen im Gebiet Westtirol: mittlere Eisdicken in einer Modellzone, Termine August 2001, 2036, 2061 und 2090, Szenario A1B

Tabelle 8: Flächenpotential 1961-1990 aus der Wasserbilanzmodellierung und Zusammenhang mit Linienpotential, Nutzungsgrad und ausgebautem Potential (inkl. Kleinwasserkraft) nach Pöyry (2008)

Flussgebiete	Basin-ID	Pegel / Gebietsauslass	Höhe Gebiets- auslass	MQ (Σ Pixel-MQ)	Flächen- potential	Linien- potential (Pöyry 2008)	Linienp. / Flächenp.	Ausgebautes Potential (Pöyry 2008)	Potential aus KWK (Pöyry 2008) ^a	Ausgebautes Potential inkl. KWK	Faktor $F_{1,GEB}$: Ausgeb. Pot. / Flächenpot.
			[m ü.A.]	[m³/s]	[GWh]	[GWh]		[GWh]	[GWh]	[GWh]	
Rhein + Seitenbäche	1	Bodensee	395	109	9226	4979	0.54	2276	419	2695	0.292
Lech + Seitenbäche	2	Füssen	786	61	4570	1265	0.28	124	160	284	0.062
Salzach + Seitenbäche	5	Oberndorf	387	236	21442	8716	0.41	2698	541	3239	0.151
Inn + Seitenbäche (alpin)	3+4	Oberaudorf	464	230	29717						
Inn Seitenbäche (Mündungsbereich)	6	Ingling	289	31	489						
Inn gesamt	3+4+6			185	30206	15305	0.51	5437	1116	6553	0.217
Enns + Seitenbäche	8	Steyr/Ortskai	284	192	14744	5687	0.39	2840	452	3292	0.223
Mur + Seitenbäche	13+14	Mureck	225	150	13238	7292	0.55	1289	889	2178	0.165
Drau + Seitenbäche	15+16	Lavamünd	338	278	28746	10370	0.36	4932	602	5534	0.193
Traun	7	Wels	309	125	7369						
Donauzubringer bis Kienstock	9	Kienstock	194	137	4674						
Donauzubringer bis Korneuburg	10	Korneuburg	160	38	1336						
Donauzubringer bis Wildungsmauer	11	Wildungsmauer	140	36	1512						
Donau Seitenbäche (ohne Inn, Enns)	7+9+10+11			78	14890	5451	0.37	838	822	1660	0.111
Abschätzung Donau						15534		12787		12787	0.149
Summen / Mittelwerte					137061	74599	0.43	33221	5000	38221	

^a KWK = Kleinwasserkraft; die Aufteilung auf Flussgebiete erfolgte entsprechend einer eigenen Zuordnung der Bundesländeranteile

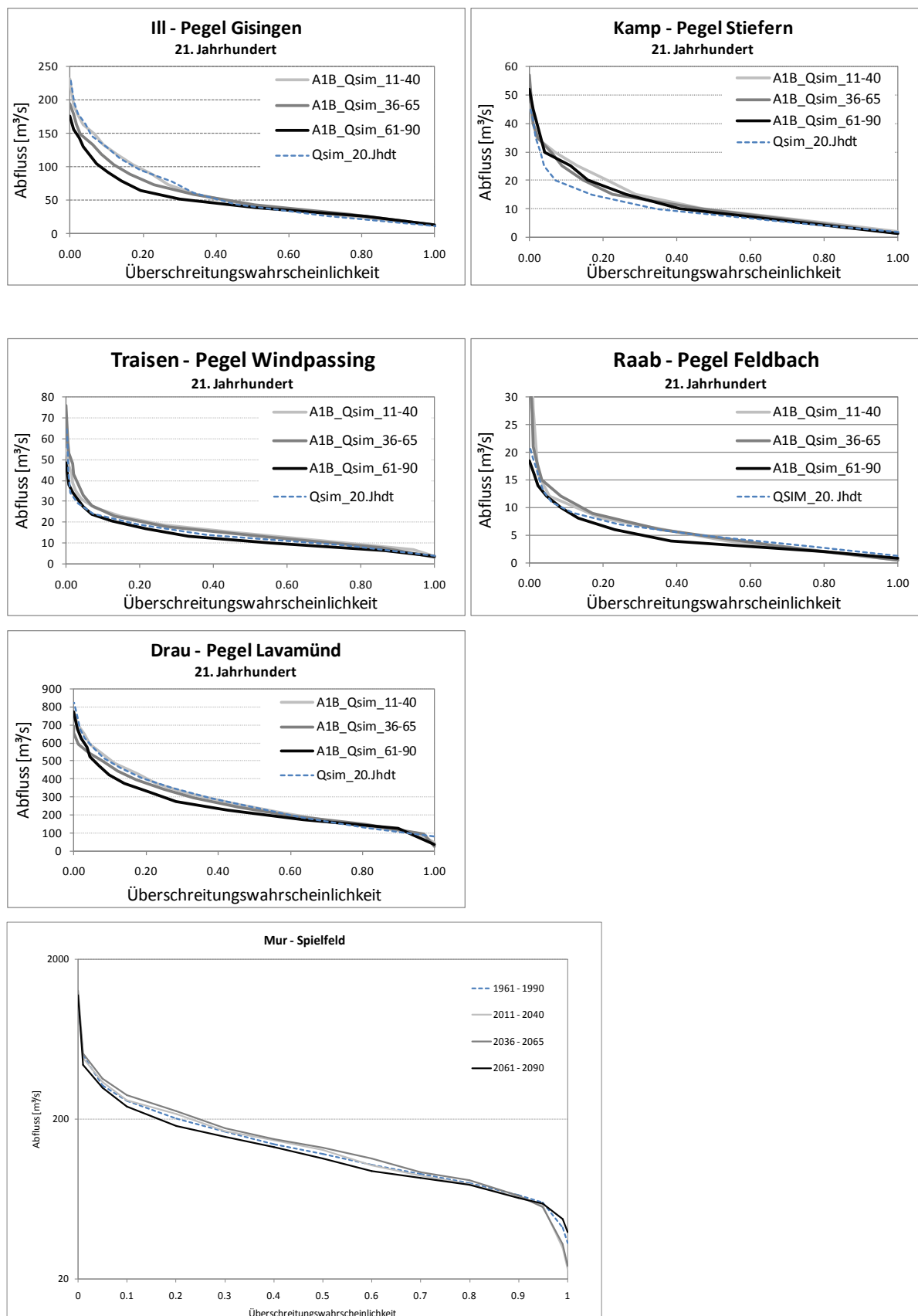


Abbildung 12-10: Dauerlinien auf Basis des simulierten Monatsabflusses für III (Gisingen), Kamp (Stiefern), Traisen (Windpassing), Raab (Feldbach), Drau (Lavamünd) und Mur (Spielfeld), Szenario A1B

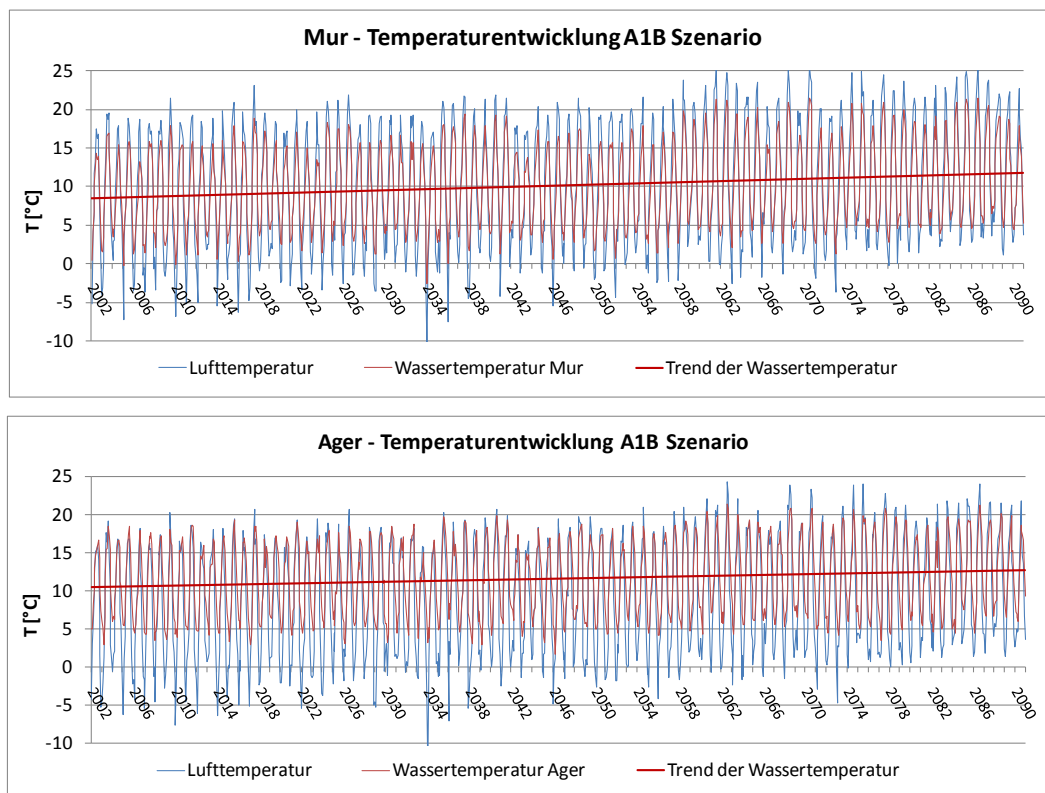


Abbildung 12-11: Trends der Wassertemperatur an Mur und Ager, Szenario A1B

12.2 Methoden- und Modellbeschreibung, Daten: Stromversorgung

12.2.1 Status quo Kraftwerkspark und Szenario ohne Berücksichtigung von Klimaauswirkungen

Beispielhaft wird im Folgenden auf die Entwicklung des österreichischen Stromversorgungssystems im „Stromzukunft“-Referenzszenario eingegangen (Redl et al., 2009):

Das Referenzszenario wird durch positive Verbrauchswachstumsraten sowie niedrige Primärenergie- und CO₂-Preise charakterisiert. Kohlepreise steigen in diesem Szenario auf knapp 10 EUR/MWh, Gaspreise auf knapp 30 EUR/MWh im Jahr 2050 an. Ein konstanter CO₂-Zertifikatspreis von 15 EUR/tCO₂ wird angesetzt. Als Konsequenz steigen die Stromgroßhandelspreise auf 60 EUR/MWh an. Die Stromnachfrage weist über den gesamten Simulationszeitraum positive Wachstumsraten auf und erhöht sich auf ca. 95 TWh im Jahr 2050. Abbildung 25 zeigt die Anteile der einzelnen Primärenergieträger an der österreichischen Stromerzeugung sowie die Anteile der Energieträger an der RES-E Erzeugung (exkl. Wasserkraft) im Referenzszenario.

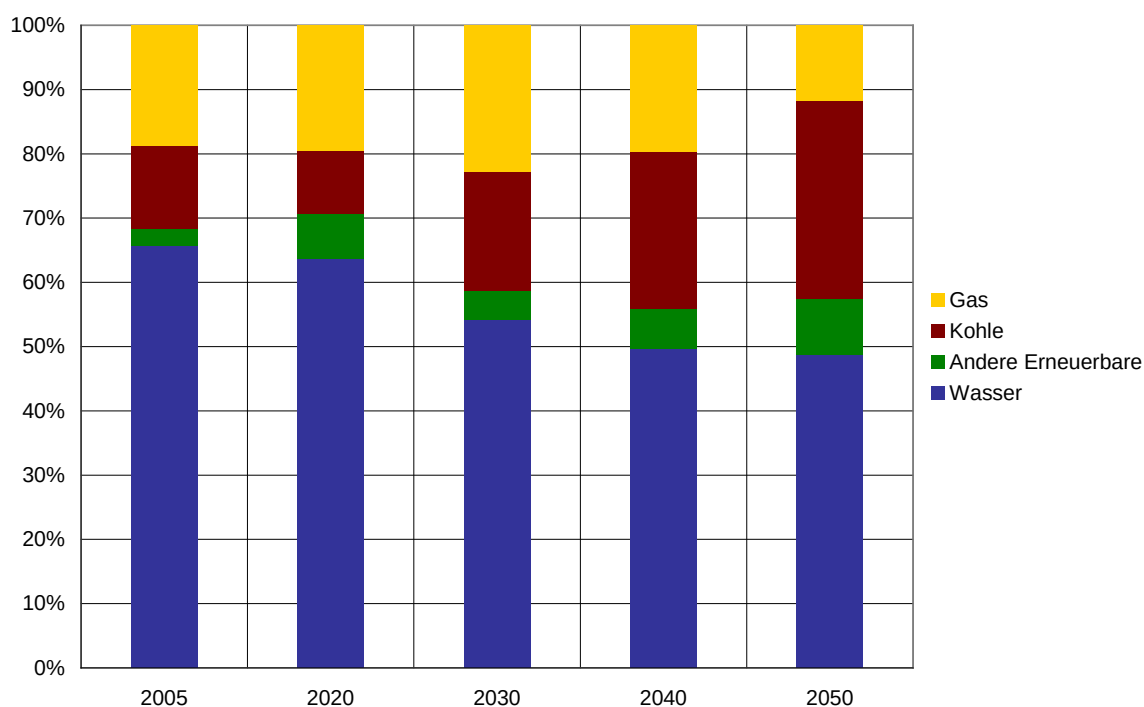


Abbildung 12-12: Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT.

Der Anteil der CO₂-freien Erzeugung sinkt im Referenzszenario kontinuierlich von einem Ausgangswert im Jahr 2005 von 67% ab und erreicht im Jahr 2050 einen Anteil von 57%. Bis 2025 werden zur Deckung der Nachfrage sowohl erdgasbefeuerte GuD-, als auch steinkohlebefeuerte Kondensationskraftwerke errichtet. Aufgrund der Entwicklung des Ergas/Kohlepreisverhältnisses werden ab 2030 ausschließlich Kohlekraftwerke errichtet. Diese erreichen im Jahr 2050 einen Anteil von ca. 30% an der Stromerzeugung. Dies ist mit entsprechenden Konsequenzen für die Entwicklung der CO₂-Emissionen des

Kraftwerkssektors verbunden; sie verdoppeln sich bis 2050. Die „neuen“ Erneuerbaren (d.h. Windkraft, Biomasse, Biogas und Fotovoltaik) entwickeln sich ohne zusätzliche Förderungen von 4% im Jahr 2005 auf 8% im Jahr 2050. Lediglich Windkraft und Biomasse-KWK-Technologien, die auf günstige Rohstofffraktionen zugreifen können, erlangen innerhalb der neuen Erneuerbaren Bedeutung.

12.2.2 Simulationen zum Stromerzeugungsmix unter der Randbedingung des Klimawandels und 7%igen Erzeugungsverlusten durch die Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie

A2-Szenario:

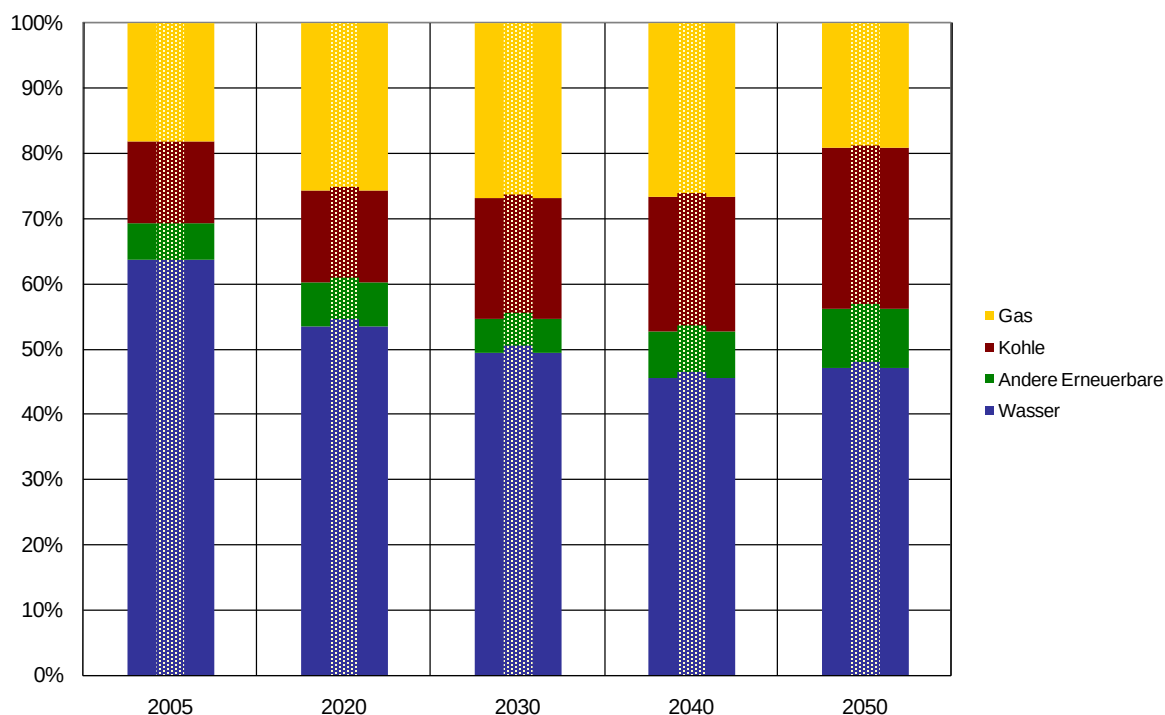


Abbildung 12-13. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A2-Szenario unter einer strikten Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (Produktionsrückgang um 7% p.a.). Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A2-Szenario mit Produktionsrückgängen als Folge der WRRL um 2,1% dar (siehe Hauptteil des Berichts).

A1B-Szenario:

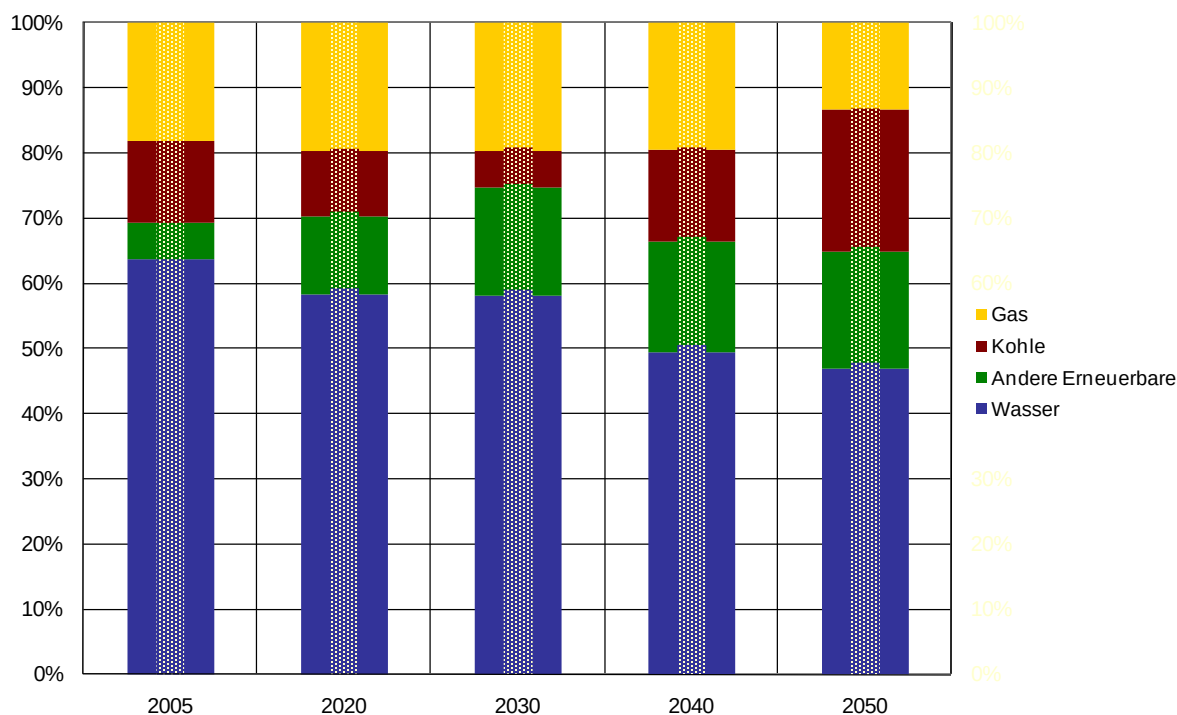


Abbildung 12-14. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im A1B-Szenario unter einer strikten Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (Produktionsrückgang um 7% p.a.). Die schattierten Säulen stellen die Anteile im A1B-Szenario mit Produktionsrückgängen als Folge der WRRL um 2,1% dar (siehe Hauptteil des Berichts).

B1-Szenario:

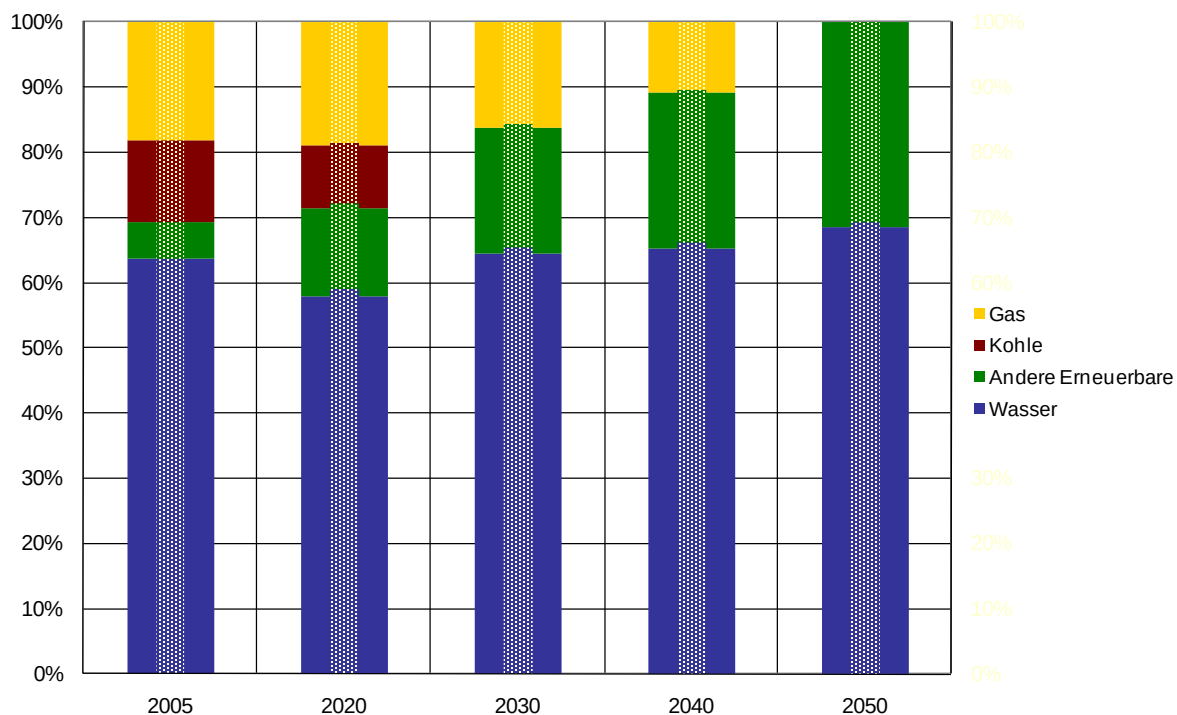


Abbildung 12-15. Anteil der Primärenergieträger an der Stromerzeugung in AT im B1-Szenario unter einer strikten Umsetzung der Wasserrahmenrichtlinie (Produktionsrückgang um 7% p.a.). Die schattierten Säulen stellen die Anteile im B1-Szenario mit Produktionsrückgängen als Folge der WRRL um 2,1% dar (siehe Hauptteil des Berichts).

12.2.3 Entwicklung von Sommer- und Winterspitzenlasten in ausgewählten Ländern:

Im Hauptteil wurde gezeigt, dass für einige Klimawandelszenarien ausgeprägte Zuwächse der Sommerspitzenlast zu erwarten sind. Dieser Abschnitt soll vergleichend die entsprechende historische Entwicklung in Österreich, Italien, Spanien, Griechenland und Japan zeigen.

Abbildung 29 verdeutlicht, dass in Japan und Griechenland die Sommerspitzenlast historisch deutlich über den Wintermaxima liegt (um bis zu 20%). In Spanien und Italien entspricht die Sommerspitzenlast den Lastmaxima im Winter (oder liegt leicht darunter). In Österreich liegt die Winterspitzenlast historisch immer über der Sommerspitzenlast. Tabelle 3 veranschaulicht diese Zusammenhänge.

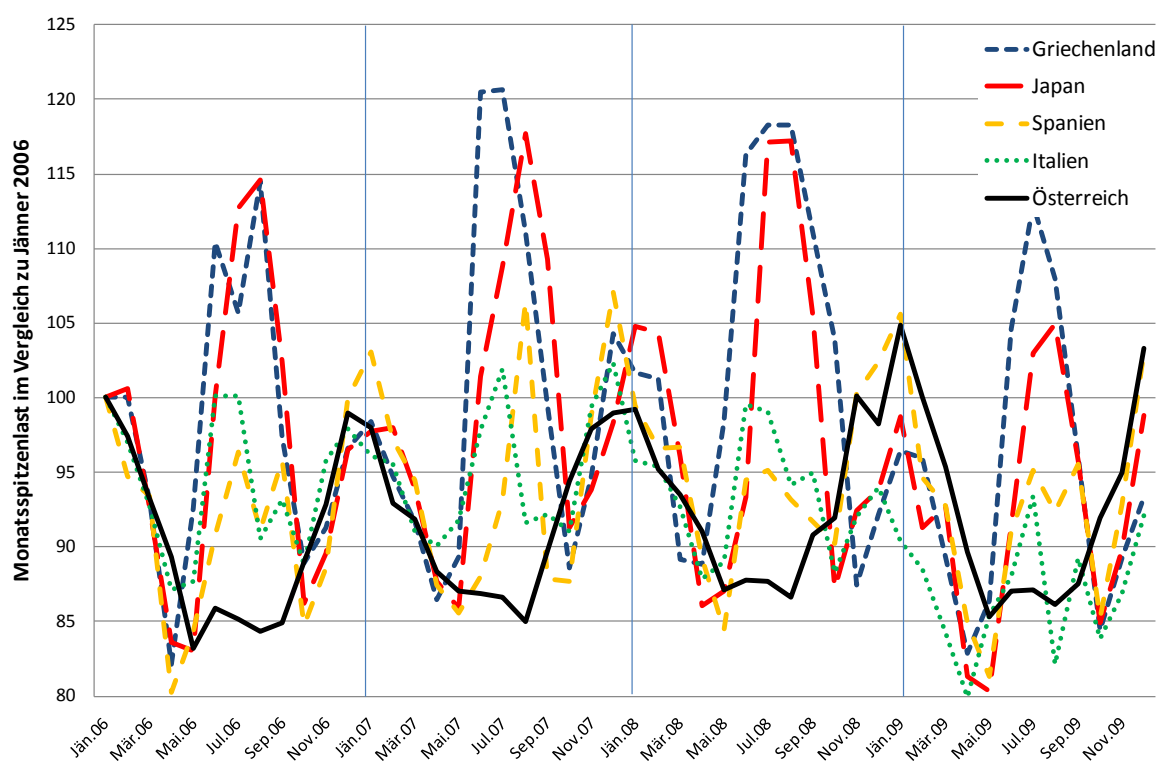


Abbildung 12-16. Relative Entwicklung der monatlichen Lastmaxima in Österreich, Griechenland, Japan, Spanien und Italien im Vergleich zum Jänner 2006. Quelle: UCTE (2010), ESCJ (2010), eigene Berechnungen

Tabelle 9. Verhältnis von Sommer zu Winterspitzenlast in den untersuchten Ländern. Quelle: UCTE (2010), ESCJ (2010), eigene Berechnungen

	IT	GR	AT	ES	J
2006	1.00	1.14	0.86	0.96	1.15
2007	1.00	1.16	0.88	0.99	1.20
2008	0.99	1.16	0.91	0.92	1.12
2009	1.01	1.00	0.83	0.90	1.06

12.3 Bewertung und Diskussion von Adaptionenmaßnahmen

Tabelle 10. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 1 „Kühlen – Passive Maßnahmen am Gebäude“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 1: Kühlen - Passive Maßnahmen am Gebäude		
	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(+)	Aufgrund verringerten Kühl-Energieverbrauchs entsprechend positive Umweltauswirkungen. Die gesamte Bilanz ist allerdings auch von den eingesetzten Materialien abhängig.
Relevanz	+	Passive Maßnahmen können Kühlenergieverbrauch stark verringern. Der Kühlenergieverbrauch kann insgesamt eine relevante Spitzenlast darstellen.
Kosten-Nutzen	0	Aus ökonomischer Sicht sind passive Maßnahmen zur Reduktion des Kühlenergieverbrauchs oft nicht wirtschaftlich. Offene Frage: Bewertung des Komfortgewinns.
Robustheit / No-regret Simultaner Klimaschutz	(+)	Maßnahmen bringen im allgemeinen Erhöhung der Gebäudequalität und des Komforts.
	+	Durch geringeren Energieverbrauch gegeben.
Synergien	(+)	Synergien ergeben sich durch ev. gleichzeitig durchgeführt Wärmeschutzmaßnahmen sowie allgemeine Verbesserung der Gebäudequalität.
Barrieren, Hemmnisse	0	Im allgemeinen politischer Konsens für derartige Maßnahmen; hohe Barrieren bei Investoren und Gebäudenutzern.
Vorlaufzeit	(+)	Maßnahmen können prinzipiell schnell durchgeführt werden. Aufgrund der Diffusionszeiten sind aber entsprechende Vorlaufzeiten bis zur weiten Verbreitung der Maßnahmen zu erwarten.
Flexibilität	(-)	Aufgrund der Lebenszeiten von Gebäudekomponenten ist im allgemeinen keine hohe Flexibilität gegeben.

Tabelle 11. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 2 „Kühlen – Passive Maßnahmen außerhalb des Gebäudes“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 2: Kühlen - Passive Maßnahmen außerhalb des Gebäudes

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	+	V.a. Begrünungsmaßnahmen können aus stadtökologischen Gründen als positiv bewertet werden.
Relevanz	(+)	Passive Maßnahmen zur Reduktion der Klimatisierung sind prinzipiell relevant. Allerdings ist noch zu klären, welches Potenzial Maßnahmen außerhalb des Gebäudes insgesamt aufweisen.
Kosten-Nutzen	0	Unklar: Bewertung von Zusatznutzen? (Rein ökonomische Bewertung als Adaptionsmaßnahme vermutlich ungünstig zu beurteilen.)
Robustheit / No-regret	(+)	Aus stadtökologischer Sicht positiv (unabhängig vom Ausmaß des Klimawandels)
Simultaner Klimaschutz	(+)	keine Klimaschutzwirkung gegeben
Synergien	+	Synergien v.a. mit stadtplanerischen Aktivitäten
Barrieren, Hemmnisse	(+)	Im allgemeinen politischer Konsens für derartige Maßnahmen; in der Praxis u.U. hohe Barrieren aufgrund von Platzbedarf und konkurrierenden Flächennutzungen (z.B. Parkplätze).
Vorlaufzeit	(+)	Maßnahmen können prinzipiell schnell durchgeführt werden. Bei Begrünungen sind entsprechende Zeiten bis zur vollen Wirksamkeit zu berücksichtigen.
Flexibilität	(-)	Die Maßnahmen sind entweder städtebaulicher Natur oder belegen Flächen direkt um das Gebäude. Insofern ist hier eine geringe Flexibilität gegeben.

Tabelle 12. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 3 „Kühlen – Reduktion innere Lasten“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 3: Kühlen – Reduktion innere Lasten

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(+)	Reduktion innerer Lasten bedeutet meist geringerer Energieverbrauch von Geräten (und zusätzlich verringerter Kühlenergieverbrauch). Daher positive Wirkung, allerdings abhängig von konkreten Technologien und Materialien
Relevanz	+	Passive Maßnahmen zur Reduktion der Klimatisierung sind prinzipiell relevant. Allerdings ist noch zu klären, welches Potenzial die Reduktion innerer Lasten genau aufweist.
Kosten-Nutzen	0-	Derzeit dürfte keine hohe Wirtschaftlichkeit gegeben sein. Mit steigenden Energiepreisen könnte sich das ändern.
Robustheit / No-regret	(+)	Aus Sicht der Energieeffizienz von Geräten sinnvoll, unabhängig vom Klimawandel
Simultaner Klimaschutz	+	Geringerer Energieverbrauch von Geräten => simultane Klimaschutzwirkung
Synergien	+	Synergien mit Steigerung der Energieeffizienz von (Büro-) Geräten
Barrieren, Hemmnisse	0	Im allgemeinen politischer Konsens für derartige Maßnahmen; in der Praxis u.U. hoher Druck von Seiten der Industrie gegen entsprechend Normen etc.
Vorlaufzeit	0	Maßnahmen können vom legislativen und regulativen Rahmen prinzipiell schnell durchgeführt werden. Restriktiv wirken Technologie-Entwicklung und geforderte Vorlaufzeiten bei Vorschriften für die Industrie. Lebensdauer der Geräte ist im allgemeinen relativ kurz.
Flexibilität	(+)	Geräte weisen im Allgemeinen kurze Lebensdauern auf, daher hohe Flexibilität.

Tabelle 13. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 4 „Kühlen – Ressourcenschonend aktiv Kühlen“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 4: Kühlen – Ressourcenschonend aktiv Kühlen

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(+)	Reduktion von Energieverbrauch, daher positive Umweltauswirkungen. Im Detail auch abhängig von eingesetzten Materialien und Technologien.
Relevanz	(+)	Insbesondere Erdkühlung weist Potenzial und daher Relevanz auf. Im Bezug auf solare Kühlung bestehen aus heutiger Sicht noch Unklarheit ihrer Relevanz für mitteleuropäisches Klima.
Kosten-Nutzen	0-	Derzeit dürfte keine hohe Wirtschaftlichkeit gegeben sein. Mit steigenden Energiepreisen könnte sich das ändern.
Robustheit / No-regret	(+)	Die Maßnahmen führen zu Unabhängigkeit gegenüber anderen Energieträgern und sind daher auch unabhängig vom Klimawandel eine sinnvolle Maßnahme.
Simultaner Klimaschutz	+	Durch geringeren Energieverbrauch gegeben.
Synergien	(+)	Synergien aufgrund des verringerten Energieverbrauchs.
Barrieren, Hemmnisse	(-)	Im allgemeinen politischer Konsens für derartige Maßnahmen; in der Praxis hohe Investitions-Kosten und gebäudeseitige Barrieren
Vorlaufzeit	+	Maßnahmen sind meist an den Neubau oder eine umfassende Sanierung eines Gebäudes gebunden, daher hohe Vorlaufzeit.
Flexibilität	-	Technologien sind meist stark an das Gebäude gebunden und weisen hohe Investitionskosten auf, daher geringe Flexibilität.

Tabelle 14. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 5 „Kühlen – Thermische Speicher“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 5: Kühlen – Thermische Speicher

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	0	abhängig von Materialien und Ressourcenverbrauch
Relevanz	0+	falls hoher Kühlenergieverbrauch relevant; je besser es gelingt, Kühlenergieverbrauch zu reduzieren, desto irrelevanter sind Wärmespeicher
Kosten-Nutzen	-	aus heutiger Sicht können nur sehr hohe Spitzenlaststrompreise entsprechende Maßnahmen wirtschaftlich werden lassen;
Robustheit / No-regret	(-)	Im Fall, dass Klimatisierung keine große Rolle spielt, spielen auch die thermischen Speicher zur Klimatisierung nur eine untergeordnete Rolle.
Simultaner Klimaschutz	0	keine Klimaschutzwirkung gegeben
Synergien	(+)	Reduktion von Spitzenlasten; ev. Synergien mit thermischen Speichern zur Wärmebereitstellung?
Barrieren, Hemmnisse	0	Hohe Investitionskosten, erforderliche Forschung und Technologie-Entwicklung
Vorlaufzeit	+	Forschung und Technologieentwicklung nötig sowie relativ lange Diffusionszeiten im Gebäudebestand zu erwarten
Flexibilität	0-	relativ hohe Investitionskosten und Materialverbrauch

Tabelle 15. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 6 „Heizen – Berücksichtigung Klimawandel bei Investition in Wärmenetze“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 6: Heizen – Berücksichtigung Klimawandel bei Investition in Wärmenetze

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	0	abhängig von alternativen Heizsystemen
Relevanz	(+)	Da Fernwärmenetze einen relevanten Anteil an der Wärmebereitstellung in Österreich einnehmen, ist es von Relevanz, ob der Ausbau auch unter Klimawandel sinnvoll ist.
Kosten-Nutzen	+	Die Berücksichtigung im Planungsprozess erfordert minimale Zusatzkosten und kann hohe zukünftige Kosten vermeiden helfen.
Robustheit / No-regret	(-)	Die Maßnahme zielt ausschließlich auf den Klimawandel ab.
Simultaner Klimaschutz	0	abhängig von alternativen Heizsystemen
Synergien	0	nur sehr geringe Synergien im Hinblick auf allgemeine Planungsqualität von Wärmenetzen.
Barrieren, Hemmnisse	+	geringe Barrieren
Vorlaufzeit	(+)	Die Maßnahme ist schnell umsetzbar, wirkt allerdings aufgrund der sehr langen Investitionszyklen sehr langfristig.
Flexibilität	0	Unklare Wirkung: Im Fall einer Aufschiebung einer Entscheidung über einen Wärmenetz-Ausbau wird Flexibilität für zukünftige Entscheidungen aufrechterhalten.

Tabelle 16. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 7 „Heizen – Biomassekessel kleiner Leistung und flexibler Brennstoffeinsatz“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 7: Heizen – Biomassekessel kleiner Leistung und flexibler Brennstoffeinsatz

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(+)	reduziert Emissionen (allerdings abhängig von alternativen Heizsystemen); u.U. Erhöhung von Luftschadstoffemissionen bei Biomasse-Heizungen im Vgl. zu anderen Systemen
Relevanz	+	Biomasse stellt hohen Anteil erneuerbarer Heizsysteme; der Sektor kleiner Leistung wird immer mehr steigende Relevanz aufweisen.
Kosten-Nutzen	0	abhängig von alternativen Heizsystemen, Energiepreisen, technologischem Lernen (zu erwartenden Investitionskosten)
Robustheit / No-regret	(+)	Bedeutung für Anteil erneuerbarer Energie (zur Wärmebereitstellung) bleibt auch ohne Klimaauswirkung gegeben (aufgrund von thermischen Sanierungen)
Simultaner Klimaschutz	(+)	ja, weil dadurch größere Marktdurchdringung erneuerbarer Heizsysteme ermöglicht
Synergien	+	Synergie mit Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energie
Barrieren, Hemmnisse	+	Herausforderung für Forschung und Technologie-Entwicklung
Vorlaufzeit	+	Systeme sind derzeit nur ansatzweise verfügbar, daher entsprechende Forschung und Technologie-Entwicklung nötig; relativ hohe Trägheiten bei Heizsystemen
Flexibilität	0	Eher geringe Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes von Forschungsbudgets; gewisse Flexibilität hinsichtlich des Einsatzes der Technologien im Gebäudebestand

Tabelle 17. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 8 „Stromversorgung – Nachfragereduktion“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 8: Stromversorgung - Nachfragereduktion

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	+	reduzierter Energieverbrauch
Relevanz	+	Hohes Potenzial für Effizienzsteigerung und Nachfragereduktion
Kosten-Nutzen	(+)	Je nach Policy und Energiepreis-Szenario
Robustheit / No-regret	+	Verringerung des Stromverbrauchs als generelles energiepolitisches Ziel, unabhängig vom Klimawandel
Simultaner Klimaschutz	+	durch verringerten Energieverbrauch gegeben
Synergien	+	Verringerung des Stromverbrauchs als generelles energiepolitisches Ziel
Barrieren, Hemmnisse	(-)	Desinteresse am Thema Energieeffizienz, zum Teil geringe Akzeptanz in der Industrie, zum Teil hohe Investitionskosten
Vorlaufzeit	0+	theoretisch rasch umsetzbar, Trägheiten in der Technologieentwicklung etc.
Flexibilität	+	große Anzahl verfügbarer Technologien und Anwendungsbereiche

Tabelle 18. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionenmaßnahme 9 „Stromversorgung – Lastverlagerung“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 9: Stromversorgung - Lastverlagerung

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	0+	ja nach Art von Peak vs Off peak Erzeugungstechnologien
Relevanz	(+)	Großes Potenzial und hohe potenzielle energetische und ökonomische Relevanz für Strommärkte
Kosten-Nutzen	0+	Verteilung Kundennutzen vs. Unternehmensnutzen, abhängig von Entwicklung Spitzenlaststrompreisen
Robustheit / No-regret	+	Lastverlagerung als generelles energiepolitische s Ziel, unabhängig vom Klimawandel
Simultaner Klimaschutz	0+	ja nach Art von Peak vs Off peak Erzeugungstechnologien
Synergien	+	Lastverlagerung als generelles energiepolitische s Ziel
Barrieren, Hemmnisse	(-)	Eingriff in "Eigentumsrechte" (wann darf ich konsumieren)
Vorlaufzeit	(+)	relativ lange Umsetzung
Flexibilität	+	große Anzahl verfügbarer Technologien und Anwendungsbereiche

Tabelle 19. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 10 „Stromversorgung – Smart grids“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 10: Stromversorgung – Smart grids

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(+)	Falls erneuerbare als dezentrale Erzeugungseinheiten eingesetzt
Relevanz	(+)	Hohe Relevanz für die Unterstützung anderer Technologien und Maßnahmen; viele offene Fragen in der detaillierten Wirkung der Maßnahme zur Klimaadaptation
Kosten-Nutzen	0	unklar, viele Einflussgrößen
Robustheit / No-regret	0	Hoher Forschungsbedarf
Simultaner Klimaschutz	(+)	wenn gekoppelt mit erneuerbarer dezentraler Stromerzeugung
Synergien	+	Systemstabilität
Barrieren, Hemmnisse	0	allg. Trend "Smart Grids um Smart Grids Willen" gegenüber Barrieren der Investitionskosten und technologischen Herausforderungen
Vorlaufzeit	+	lange Planungszeit
Flexibilität	0	Smart grids zeichnen sich durch hohe Flexibilität aus; hohe Investitionen sind allerdings durch geringe Flexibilität charakterisiert

Tabelle 20. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 11 „Stromversorgung – PV als Kapazitätsbeitrag im Sommer“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 11: Stromversorgung – PV als Kapazitätsbeitrag im Sommer

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	+	verringerte Umweltauswirkungen der Stromerzeugung im Vgl. mit konventioneller Erzeugung
Relevanz	+	Potenziale groß
Kosten-Nutzen	0	derzeit hohe Kosten, allerdings dynamische Kostenentwicklung erwartet; abhängig von Strompreis-Entwicklung
Robustheit / No-regret	(+)	erhöhter Anteil erneuerbarer Stromerzeugung vs. Kosten
Simultaner Klimaschutz	+	aufgrund höheren erneuerbaren Anteils; (auch PV weist über den Lebenszyklus geringe Treibhausgasemissionen auf)
Synergien	+	Erhöhung erneuerbaren Anteils
Barrieren, Hemmnisse	(-)	kurz- bis mittelfristiger Förderbedarf, hohe Investitionskosten, langfristig Volatilität der Stromerzeugung
Vorlaufzeit	(+)	Ausbau erfordert entsprechende Vorlaufzeiten aufgrund von Diffusions-Restriktionen
Flexibilität	0-	Back up Kapazität; Speicher?; Investition in die Technologie ist vom Prinzip her nicht flexibel;

Tabelle 21. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 12 „Stromversorgung – Netzausbau“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 12: Stromversorgung – Netzausbau

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	0	bei Freileitungen Beeinträchtigung des Landschaftsbildes und verstärkte elektromagnetische Strahlung
Relevanz	0+	Versorgungssicherheit an sich relevantes Gut; inwiefern die Relevanz als Adaptionsmaßnahme gegeben ist, ist noch unklar
Kosten-Nutzen	0	schwierig einschätzbar
Robustheit / No-regret	0+	im Sinne der erhöhten Versorgungssicherheit gegeben; sonst unklar
Simultaner Klimaschutz	0	nur indirekte Klimaschutzwirkung möglich (wenn volatile erneuerbare Stromerzeugung erleichtert)
Synergien	0+	im Sinne der erhöhten Versorgungssicherheit gegeben; sonst unklar
Barrieren, Hemmnisse	-	"Not in my backyard", Beeinträchtigung des Landschaftsbildes, Konflikte mit Naturschutz bzw. Tourismus
Vorlaufzeit	+	Investitionen in Netze sind durch lange Genehmigungszeiten etc. gekennzeichnet
Flexibilität	-	Hohe Investition in Netze prinzipiell nicht flexibel

Tabelle 22. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 13 „Stromversorgung – Ausbau Wasserkraft“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 13: Stromversorgung – Ausbau Wasserkraft

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(-)	Unterberechnung Fließgewässerkontinuum, Restwasserproblematik, Schwall und Sunk; geringere Emissionen im Vgl. zu fossiler Stromerzeugung
Relevanz	(+)	hohes technisches Potenzial, allerdings mit einer Reihe von ökologischen und realpolitischen Einschränkungen
Kosten-Nutzen	(+)	Hohe Investitionskosten, langfristiger Nutzen
Robustheit / No-regret	(+)	simultaner Klimaschutz, größere Unabhängigkeit von fossilen Ressourcen; aber auch negative Umweltauswirkungen und gewisse CO ₂ -Emissionen über den gesamten Lebenszyklus
Simultaner Klimaschutz	+	(auch Wasserkraft weist über den Lebenszyklus geringe Treibhausgasemissionen auf)
Synergien	(+)	langfristiger wirtschaftlicher Nutzen
Barrieren, Hemmnisse	-	geringe Akzeptanz, schwierige Bewilligungsverfahren
Vorlaufzeit	(+)	relativ langfristige Planung notwendig, lange Bewilligungsverfahren; einige Projekte aber vermutlich bereits durchgeplant
Flexibilität	-	Hohe Investitionskosten, langfristige Auswirkungen

Tabelle 23. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 14 „Stromversorgung – Pumpspeicherkraftwerke“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 14: Stromversorgung – Pumpspeicherkraftwerke

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(-)	Bei bestehenden Speichern keine oder geringe negative Auswirkungen (evtl. Restwasser); bei Bau neuer Speicher: Restwasserproblematik, Geschieberückhalt, Eingriff in Landschaft
Relevanz	0+	Wirtschaftliches Potenzial (Spitzenlaststrom) und Bedeutung für Umsetzung anderer Maßnahmen; Relevanz als Adaptionsmaßnahme beschränkt;
Kosten-Nutzen	+	Großes wirtschaftliches Potential (Spitzenstrom)
Robustheit / No-regret	(+)	großer wirtschaftlicher Nutzen, simultaner Klimaschutz, größere Unabhängigkeit von fossilen Ressourcen, Lastausgleich, z.T. aber auch ökologisch negative Auswirkungen
Simultaner Klimaschutz	(+)	abhängig von Herkunft des Pump-Stroms; positiv aufgrund der verbesserten Option zur Netzintegration volatiler Erneuerbarer;
Synergien	+	Lastausgleich, langfristiger wirtschaftlicher Nutzen
Barrieren, Hemmnisse	(-)	Bei bestehenden Speichern geringere Hemmnisse, höhere Akzeptanz; bei Neubau von Speichern geringere Akzeptanz
Vorlaufzeit	(+)	relativ langfristige Planung notwendig; bei bestehenden Speichern Planung und Bewilligung einfacher
Flexibilität	0+	Hohe Investitionskosten, Pumpbetrieb grundsätzlich flexibel, bei bestehenden Speichern hohe Flexibilität

Tabelle 24. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 15 „Waldbau – Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 15: Waldbau – Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen/umbauen

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	+	Positive Wirkung, da das Ergebnis der Maßnahme stabilere und ökologisch vielfältigere Wälder sind
Relevanz	(+)	Es ist zu erwarten, dass der Anteil an Industrie- und Brennholzsortimenten mittel- bis langfristig zunehmen wird
Kosten-Nutzen	+	günstiges Kosten-Nutzen - Verhältnis aus dem Blickwinkel des Energiesektors, da diese Maßnahme durch nachhaltige Waldwirtschaft motiviert ist.
Robustheit / No-regret	+	aus der Sichtweise des Energiesektors sehr robust
Simultaner Klimaschutz	+	durch stabilere Wälder verstärkte in situ C-Speicherung
Synergien	+	stabilere und ökologisch vielfältigere Wälder
Barrieren, Hemmnisse	(+)	geringere Nettoerträge für Waldbesitzer zu erwarten
Vorlaufzeit	(+)	lange Vorlaufzeit zum Wirksamwerden der Maßnahme
Flexibilität	-	Aufgrund der langen Produktionszeiträume im Wald ist diese Maßnahme aus dem Blickwinkel der Energieversorgung als wenig flexibel einzuschätzen.

Tabelle 25. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 16 „Waldbau – Umtriebszeitverkürzung“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 16: Waldbau – Umtriebszeitverkürzung

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	(-)	leicht negativ aufgrund von häufigeren Nutzungseingriffen, weniger reife Ökosystemstadien
Relevanz	+	Vermehrte Nutzung von Biomasse
Kosten-Nutzen	+	günstiges Kosten-Nutzen - Verhältnis aus dem Blickwinkel des Energiesektors, da diese Maßnahme durch mikroökonomisch Überlegungen der Walddbesitzer motiviert ist.
Robustheit / No-regret	+	aus der Sichtweise des Energiesektors sehr robust
Simultaner Klimaschutz	-	geringere in situ C-Speicherung
Synergien	(+)	Risikomanagement der Waldbesitzer
Barrieren, Hemmnisse	(-)	weil Vorratsabbau gleichbedeutend mit Deinvestition
Vorlaufzeit	-	Aus dem Blickwinkel des Energiesektors sofort wirksam
Flexibilität	-	Aufgrund der langen Produktionszeiträume im Wald ist diese Maßnahme aus dem Blickwinkel der Energieversorgung als wenig flexibel einzuschätzen.

Tabelle 26. Zusammenfassung der Bewertung der Adaptionsmaßnahme 17 „Waldbau – Fichte teilweise durch Douglasie ersetzen“ nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

Maßnahme 17: Waldbau – Fichte teilweise durch Douglasie ersetzen

	Bewertung	Argumentation, Diskussion
Umwelt-Auswirkungen	-	Vorbehalte von Seiten des Naturschutzes. Die Douglasie ist eine nicht heimische Baumart.
Relevanz	(-)	Potentieller Flächenanteil relativ gering, höherer Anteil an Sägesortimenten
Kosten-Nutzen	+	günstiges Kosten-Nutzen - Verhältnis aus dem Blickwinkel des Energiesektors, da diese Maßnahme durch mikroökonomisch Überlegungen der Walddbesitzer motiviert ist.
Robustheit / No-regret	(-)	Unsicherheiten in Bezug auf Forstschutzsituation
Simultaner Klimaschutz	0	geringe Nettoeffekte bei in situ C-Speicherung
Synergien	0	
Barrieren, Hemmnisse	(-)	Naturschutz, Wissenslücken
Vorlaufzeit	(+)	lange Vorlaufzeit zum Wirksamwerden der Maßnahme
Flexibilität	-	Aufgrund der langen Produktionszeiträume im Wald ist diese Maßnahme aus dem Blickwinkel der Energieversorgung als wenig flexibel einzuschätzen.

Tabelle 27. Zusammenfassung der Bewertung von Adaptionsmaßnahmen nach dem Kriterienkatalog gemäß dem Diskussionsprozess im Projektbeirat

			Kriterien								
			Umwelt- Auswirkungen	Relevanz	Kosten- Nutzen	Robustheit / No-regret	Simultaner Klimaschutz	Synergien	Barrieren, Hemmnisse	Vorlaufzeit	Flexibilität
Adaptionsmaßnahmen	Kühlen	Passive Maßnahmen am Gebäude	(+)	+	0	(+)	+	(+)	0	(+)	(-)
		Passive Maßnahmen außerhalb	+	(+)	0	(+)	(+)	+	(+)	(+)	(-)
		Reduktion innere Lasten	(+)	+	0-	(+)	+	+	0	0	(+)
		Ressourcenschonend aktiv kühlen	(+)	(+)	0-	(+)	+	(+)	(-)	+	-
		Thermische Speicher	0	0+	-	(-)	0	(+)	0	+	0-
	Heizen	Berücksichtigung Klimawandel bei Investition in Wärmenetze	0	(+)	+	(-)	0	0	+	(+)	0
		Biomassek. Kl. Leistung (+ Flexibilität)	(+)	+	0	(+)	(+)	+	+	+	0
	Stromversorgung	Nachfragereduktion	+	+	(+)	+	+	+	(-)	0+	+
		Lastverlagerung	0+	(+)	0+	+	0+	+	(-)	(+)	+
		Smart grids	(+)	(+)	0	0	(+)	+	0	+	0
		PV als Kapazitätsbeitrag	+	+	0	(+)	+	+	(-)	(+)	0-
		Netzausbau	0	0+	0	0+	0	0+	-	+	-
		Ausbau Wasserkraft	(-)	(+)	(+)	(+)	+	(+)	-	(+)	-
		Pumpspeicherkraftwerke	(-)	0+	+	(+)	(+)	+	(-)	(+)	0+
	Waldbau	Sekundäre Nadelwälder in Laub(Nadel)mischwälder überführen	+	(+)	+	+	+	+	(+)	(+)	-
		Umtriebszeitverkürzung	(-)	+	+	+	-	(+)	(-)	-	-
		Fichte tw. durch Douglasie ersetzen	-	(-)	+	(-)	0	0	(-)	(+)	-