

Auswirkungen des Klimawandels auf den Elektrizitätssektor – ein integrierter Modellierungsansatz für Österreich



Gerald Feichtinger⁽¹⁾, Andreas Schüppel¹⁽¹⁾, Heinz Stigler⁽¹⁾
Matthias Themessl⁽³⁾, Thomas Wagner⁽²⁾, Steffen Birk⁽²⁾,
Andreas Gobiet⁽³⁾, Veronika Kulmer⁽³⁾

⁽¹⁾Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz,
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, Tel.: +43 316-873 7909, gerald.feichtinger@tugraz.at,
www.iee.tugraz.at

⁽²⁾Institut für Erdwissenschaften, Universität Graz, Heinrichstrasse 26, A-8010 Graz,

⁽³⁾Wegener Center für Klima und Globalen Wandel, Universität Graz,
Brandhofgasse 5, 8010 Graz

Kurzfassung:

Diese Arbeit zeigt ausgewählte Ergebnisse aus dem Projekt EL.ADAPT, welches mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft mit speziellem Fokus auf Österreich analysiert. Die Analyse stützt sich dabei auf Modelle und Ergebnisse mehrerer, in einer durchgehenden Modellkette integrierter wissenschaftlicher Teildisziplinen. Die Ergebnisse zeigen, dass, verglichen zu den Auswirkungen natürlicher Klimavariabilitäten eher geringfügige Effekte sowohl für die kontinentaleuropäische als auch für die österreichische Elektrizitätswirtschaft auftreten.

Keywords: Klimawandel, RAV-Änderung, wirtschaftliche Effekte, Modellkoppelung, Verbrauchsänderungen, CO₂-Emissionen

Danksagung: Diese Untersuchung wurde im Rahmen des vom Austrian Climate Research Program (ACRP) im geförderten Forschungsprojekt EL.ADAPT in Zusammenarbeit von Joanneum Research (Zentrum für Wirtschafts- und Innovationsforschung), Universität Graz (Institut für Erdwissenschaften, Wegener Center für Klima und Global Wandel) und der Technischen Universität Graz (Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation). Die Gesamtprojektleitung wurde vom Wegener Center für Klima und Global Wandel wahrgenommen. Wir danken Gabriel Bachner, Birgit Bednar-Friedl, Christoph Gutsch, Franz Prettenthaler, Nikola Rogler, Thomas Schinko, Karl Steininger und Christoph Töglhofer für Ihre geistige Vorarbeit sowie hilfreiche Anmerkungen und Ergänzungen.

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ACRP“ durchgeführt (Projektnummer: B060380).

¹ Jungautor/-in

1 Einleitung

Das Projekt EL.ADAPT² untersucht die Auswirkungen des Klimawandels auf den kontinental-europäischen Elektrizitätssektor mit speziellem Fokus auf Österreich. Das Grünbuch der Europäischen Kommission (2007) definiert den Alpenbogen als eine vom Klimawandel zukünftig besonders gefährdete Region [1]. Hinsichtlich dieser Prognosen sind entsprechende Auswirkungen auf die Elektrizitätsversorgung zu erwarten. Veränderungen bei Verdunstung, Niederschlag, Windaufkommen, Solareinstrahlung sowie Temperatur beeinflussen die Stromproduktion in unterschiedlichem Ausmaß.

Die Untersuchung des Klimawandels erfordert die Einbindung mehrerer wissenschaftlicher Teildisziplinen, um die Auswirkungen desselben möglichst umfassend abbilden zu können. In Folge dessen werden im Zuge des Projekts EL.ADAPT Modelle aus den Bereichen Klimatologie, Hydrologie, Technik und Volkswirtschaft miteinander verknüpft. Die Veränderungen bei Temperatur, Verdunstung, Niederschlag, Windaufkommen und Solareinstrahlung werden durch klimatologische Modelle und die Veränderung im Abflussverhalten durch ein hydrologisches Modell ermittelt. Temperaturabhängige Auswirkungen auf den Elektrizitätsbedarf privater Haushalte durch Heizen und Kühlen werden durch ein ökonometrisches Modell abgeschätzt. Die durch diese Modelle berechneten Parameter fließen in ein techno-ökonomisches Elektrizitätssektormodell (ATLANTIS) ein. Zur Untersuchung makroökonomischer Effekte erfolgt eine Koppelung zu einem multi-regionalen, multi-sektoralen allgemeinen Gleichgewichtsmodell (Computable General Equilibrium: CGE) Modell, wie in Abbildung 1 dargestellt. Durch die länderübergreifende Verflechtung des österreichischen Elektrizitätssektors ist eine technische und ökonomische Untersuchung im kontinentaleuropäischen Kontext notwendig. Um die Auswirkungen des Klimawandels langfristig abschätzen zu können, wurde ein Simulationszeitraum bis 2050 gewählt.

Diese Arbeit fokussiert auf die Methode und die Ergebnisse der Koppelung zwischen Klimamodell, hydrologischem Modell, Elektrizitätsnachfragemodell und ATLANTIS. Für die Ergebnisse aus den gekoppelten Simulationen zwischen CGE-Modell und ATLANTIS sei an dieser Stelle auf [13] verwiesen.

In der vorliegenden Arbeit wird in Kapitel 0 die Modellkette des gesamten Projektes kurz erläutert. Kapitel 3 enthält die Definition der politischen Szenarien und der zugrunde liegenden europäischen Klimapolitik. In Kapitel 4 werden ausgewählte Ergebnisse der Simulationen dargestellt, die in Kapitel 5 zusammengefasst werden.

² Impacts of Climate Change and Adaption in the Electricity Sector – The Case of Austria in a Continental European Context (Projektleitung: Birgit Bednar-Friedl, Wegener Center für Klima und Globalen Wandel, Universität Graz)

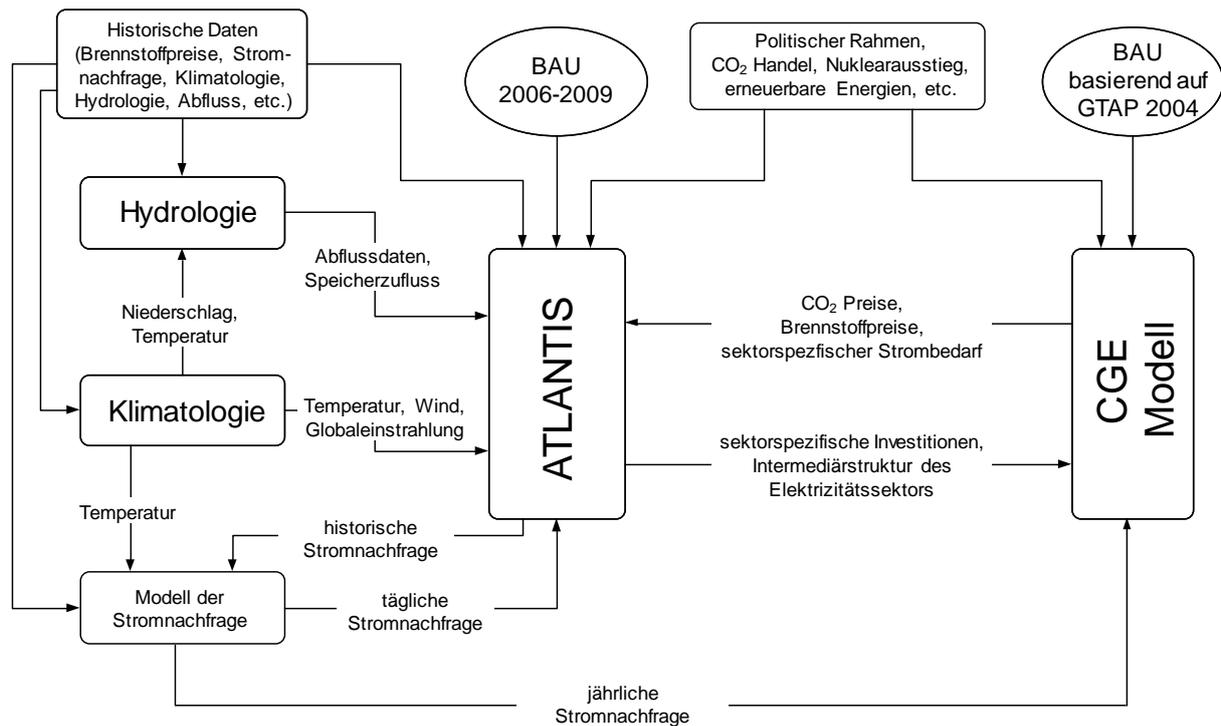


Abbildung 1: Überblick der gesamten Modellkoppelung des Projektes EL.ADAPT, nach der Idee und intensiver Diskussion von Christoph Gutschi und Birgit Bednar-Friedl

2 Modellkette

Die Modellkoppelung beinhaltet Modelle aus mehreren Teilbereichen wie Klimatologie, Hydrologie, Technik und Wirtschaft. Die Untersuchungen erfolgen für die zwei Perioden 2011 bis 2030 und 2031 bis 2050. Die in Abbildung 1 dargestellte Modellkette wird im Folgenden näher erläutert.

2.1 Klimadaten und Wahl der Klimaszenarien

Als Grundlage für die Wahl der Klimadaten und Klimaszenarien im Projekt EL.ADAPT dienen 19 regionale Klimamodellsimulationen (RCM) aus dem ENSEMBLES-Projekt [2]. Alle 19 Simulationen basieren auf dem Emissionsszenario A1B [3]. Aus diesen Simulationen wurde eine Auswahl getroffen, um eine aussagekräftige Bandbreite der zu erwartenden Klimaentwicklung hinsichtlich der meteorologischen Parameter Temperatur, Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung für Europa zu erhalten. Zur Auswahl wurden saisonale Klimaänderungssignale zwischen 2031-2050 und 1971-2000 für Winter und Sommer für verschiedene Regionen ermittelt (Abbildung 2a). Zusätzlich wurden diese Signale anhand der elektrizitätswirtschaftlichen sowie regionalen Bedeutung in der Reihenfolge Temperatur vor Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Globaleinstrahlung gewichtet.

Letztendlich wurden vier regionale Klimamodellläufe gewählt, die sich hinsichtlich Temperatur, Niederschlag, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung voneinander unterscheiden. Diese sind anhand normalisierter Klimaänderungssignale für Winter und Sommer in Abbildung 2b dargestellt. Bei den ausgewählten Klimaszenarien handelt es sich um die Modellläufe KNMI-RACMO2 als moderates Szenario (im Folgenden MODERATE genannt und grün dargestellt), C4IRCA4 als warmes und nasses Szenario (TROPIC, orange),

METEO-HC HadRM3Q0 als heißes und trockenes Szenario (DESERT, rot) sowie CNRM-RM4.5 mit einer stärkeren Erwärmung im Sommer als im Winter (AIRCONDITION, blau). Alle Szenarien verzeichnen einen Temperaturanstieg, unterscheiden sich aber wesentlich in den restlichen Parametern.

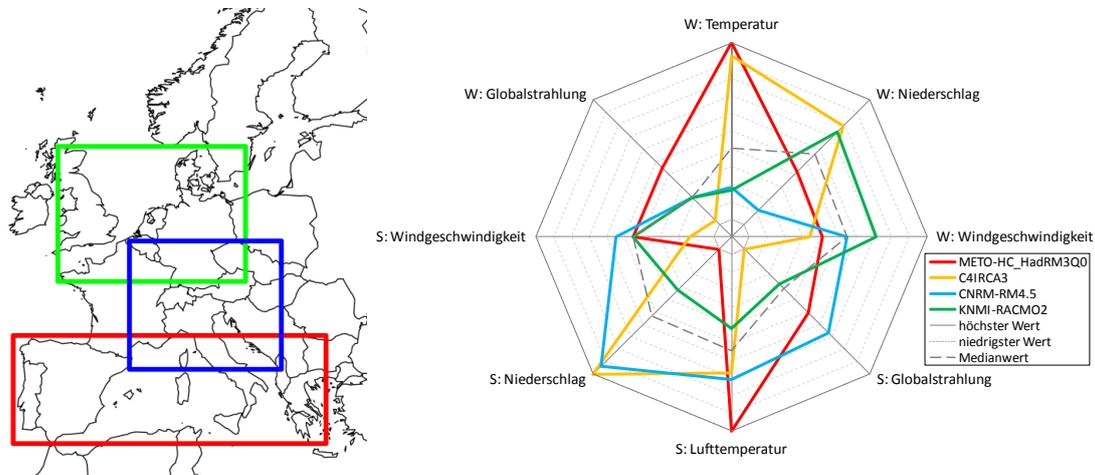


Abbildung 2: **a:** Bereichsauswahl für die berechneten Parameter Temperatur und Niederschlag (blau; Alpen), Windgeschwindigkeit (grün; nördlicher Bereich) und Globalstrahlung (rot; südlicher Bereich) **b:** Überblick über die gewählten Klimaszenarien (grün .. Moderate, orange .. Tropic, rot .. Desert, blau .. Aircondition; W .. Winter, S .. Sommer)

Die in den RCMs verwendeten Zeitreihen für Temperatur und Niederschlag wurden anhand eines „quantile mapping approach“ in Richtung E-OBS Beobachtungsdaten [4] korrigiert. Dadurch konnten in den Modellläufen Fehler im Mittelwert, in der Variabilität und in den Extrema ganz entfernt oder reduziert werden. [5]

2.2 Hydrologie und Kraftwerksmodellierung

Das in diesem Projekt verwendete hydrologische Niederschlags-Abfluss-Modell benötigt als Eingangsdaten lediglich Temperatur und Niederschlag. Zur Kalibrierung und Validierung des konzeptionellen Modells wurden ein flächenhafter historischer Datensatz (E-OBS) und historische Abflusszeitreihen einer Vielzahl an Abflussmessstellen verteilt auf den ganzen Alpenraum herangezogen. Aufgrund der Änderungen von Temperatur und Niederschlag der vier gewählten Klimaszenarien wurden mittlere monatliche Veränderungen im Abflussverhalten der einzelnen Einzugsgebiete für die Perioden 2011-2030 und 2031-2050 im Vergleich zur historischen Bezugsperiode 1961-1990 berechnet (Delta-Ansatz). Positive wie auch negative Änderungen im Abflussverhalten aufgrund der vier Klimaszenarien geben eine mögliche zu erwartende Bandbreite an. [6]

Diese errechneten Abflussänderungen fließen unter Berücksichtigung von weiteren Parametern wie beispielsweise Wirkungsgrad, Fallhöhe und Ausbauwassermenge direkt in ein Kraftwerksmodell ein, welches daraus die Änderungen in der Erzeugung eines spezifischen Kraftwerks errechnet. Aufgrund der Bedeutung von Wasserkraft in Österreich wurde für die österreichischen Wasserkraftwerke die Veränderung der monatlichen Schwankungsbreite im Abfluss zusätzlich berücksichtigt. Die Skalierung der Schwankungsbreite erfolgt dabei unter der Annahme, dass sich die Schwankungen der Monatsmittelwerte ähnlich verhalten wie jene der Tagesmittelwerte. In das Kraftwerksmodell fließen die um das monatliche Delta und

die Veränderung der Schwankungsbreite korrigierten Tagesmittelwerte der Referenzpegel. Aus dem Kraftwerksmodell fließen die berechneten Veränderungen des Regelarbeitsvermögens (RAV) sowie auch die angepassten monatlichen Erzeugungsfaktoren der einzelnen Kraftwerke für jedes Klimaszenario und jede Zeitperiode in ATLANTIS ein. [6]

Für den natürlichen Zufluss in Speicherbecken von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken muss ebenfalls eine Änderung im Abflussverhalten berücksichtigt werden. Da jedoch für diese verhältnismäßig kleinen, in der Regel in größeren Höhen gelegenen Fließgewässer unzureichende Beobachtungsdaten vorlagen, wurden die Änderungen im Abflussverhalten grob über die klimatische Wasserbilanz abgeschätzt und daraus die Änderungen der Erzeugung aus natürlichem Zufluss abgeleitet.

Aufgrund des erhöhten Modellierungsaufwands wurden für das gesamte Projekt nur jene Wasserkraftwerke im Bereich des Alpenbogens (Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich und Schweiz) berücksichtigt, wobei damit knapp zwei Drittel der gesamten Wasserkraft-erzeugung in Europa abgedeckt sind.

2.3 Auswirkungen auf den Strombedarf

Die Auswirkungen des Klimawandels auf den Strombedarf werden durch ein ökonomisches Modell (detaillierte Beschreibung der Methode siehe [7]) berechnet. Die berechneten Änderungen betreffen nur die Stromnachfrage privater Haushalte, nicht jedoch jener der Industrie. Im privaten Haushaltssektor sind durch den Anstieg der Umgebungstemperatur Änderungen im Heiz- und Kühlverhalten absehbar. Die Berechnungen auf NUTS III Ebene ergaben verringerte Heizeffekte im Norden und höhere Kühleffekte im Süden Europas. Nachdem sich die Studie auf Kontinentaleuropa mit speziellem Fokus auf Österreich bezieht, wurden die Auswirkungen des Klimawandels auf den Strombedarf privater Haushalte nur für 16 europäische Länder³ durchgeführt. [7]

Sowohl für die in dieser Arbeit dargestellten ATLANTIS-Simulationen als auch für die gekoppelte Simulation wurde angenommen, dass sich der Industrieverbrauch aufgrund direkter Auswirkungen des Klimawandels (geringfügige Temperaturänderungen) nicht ändert.

2.4 CGE-Modell

Das multi-sektorale, multi-regionale CGE-Modell basierend auf [8] dient zur Abschätzung gesamtwirtschaftlicher Effekte unter Berücksichtigung intersektoraler Verflechtungen und internationalen Handelsbeziehungen. Im Modell werden insgesamt 19 Sektoren (Elektrizitätssektor, 6 energieintensive Sektoren, 12 nicht-energieintensive Sektoren) sowie 18 weltweite Länderaggregate mit speziellem Fokus auf Österreich und Kontinentaleuropa (weitere 9 Länderaggregate) abgebildet. Die Integration eines intersektoralen, europaweiten CO₂-Handelssystems basierend auf dem European Emission Trading Scheme (EU-ETS) ermöglicht die Berücksichtigung unterschiedlicher europäischer Klimapolitik-Zielvorgaben zur

³ AT, BE, BG, CZ, DE, ES, FR, HU, HR, IT, NL, PL, PT, RO, SI, SK

Reduktion von CO₂-Emissionen. Die Simulationen basieren auf der Basis der Global Trade Analysis Project (GTAP 7) Datenbank dem Basisjahr 2004.

Im Projekt EL.ADAPT wurde das Modell um eine Schnittstelle zum Simulationsmodell ATLANTIS erweitert [13]. Dabei werden insbesondere die anteiligen Änderungen der Investitionen und Kosten eines veränderten Brennstoff- und Technologieeinsatzes im Elektrizitätssektor übernommen und im Gegenzug die CO₂-Preise und die Veränderung der Brennstoffpreise sowie Verbrauchsänderungen von Industrie, Gewerbe und Haushalten geliefert. In der gekoppelten Simulation beinhalten die Verbrauchsänderungen privater Haushalte auch die klimatisch bedingten Änderungen des vorgeschalteten ökonomischen Modells.

2.5 Elektrizitätssektormodell ATLANTIS

ATLANTIS ist ein umfassendes techno-ökonomisches real- und nominalwirtschaftliches Simulationsmodell der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft. Dieses bottom-up basierende Modell berücksichtigt neben den physikalischen Gegebenheiten verschiedene wirtschaftliche Marktmechanismen der Elektrizitätswirtschaft und ermöglicht es, sehr realitätsnahe Simulationen durchzuführen. Im Simulationsmodell werden insgesamt 31 Länder im synchronen Gebiet der ENTSO-E-CE⁴, mehr als 10.000 Bestandskraftwerke sowie 8.000 zukünftige Kraftwerke, über 6.100 Höchstspannungsleitungen auf 400 kV- und 220 kV-Ebene sowie mehr als 2.800 Netzknoten mit zugehörigem Endverbrauch berücksichtigt. Die im Modell integrierten wirtschaftlichen Modelle sind länderübergreifende Markt- und Handelsmodelle⁵ sowie ein Bilanzierungsmodell, welches die größten und wichtigsten Elektrizitätsunternehmen innerhalb Europas abbildet und eine real- und nominalwirtschaftliche betriebliche Vorscheurechnung ermöglicht. Als Kalibrierungsperiode für alle durchgeführten Simulationen gilt der Zeitraum 2006 bis 2010. [9][10][11]

Im Projekt EL.ADAPT werden mit Hilfe von ATLANTIS Simulationen über die Auswirkungen des Klimawandels auf die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft durchgeführt. Nachdem es sich bei ATLANTIS um ein Szenariomodell handelt, muss für jedes Klimaszenario ein jeweils separates ATLANTIS-Szenario erstellt werden. Unter Berücksichtigung eines Basisszenarios umfasst somit eine vollständige Untersuchung fünf durchzuführende Simulationen, um letztendlich die Auswirkungen des Klimawandels vollständig abbilden und auswerten zu können. Im Zuge der Simulationen musste ATLANTIS um einige Schnittstellen erweitert werden. Zum einen fließen, wie bereits oben beschrieben wurde, über ein Kraftwerksmodell hydrologische Daten in das Modell ein. Änderungen im Wind- und Solardargebot werden mit einem vereinfachten Ansatz, ähnlich dem der Kraftwerksmodellierung, berücksichtigt. Die durch ein geändertes Heizverhalten privater Haushalte hervorgerufenen Verbrauchsänderungen gemäß [7] werden entweder als inner-jährliche Verbrauchsschwankung (mit CGE-Koppelung) oder als klimatisch bedingte Gesamtverbrauchsänderungen (ohne CGE-Koppelung) entsprechend aufbereitet und in das

⁴ European Network of Transmission System Operators for Electricity – Continental Europe (ehemaliges Gebiet der UCTE)

⁵ z.B. ein NTC-basiertes Zonenpreismodell und ein europaweites Market Coupling

jeweilige Szenario integriert. Über die Schnittstelle zum CGE-Modell werden Änderungen bei Verbrauch, Brennstoff- und CO₂-Preisen in das Modell übernommen. Im Gegenzug werden Intermediärnachfragen (Brennstoffe sowie Hilfsstoffe für Betrieb und Wartung) des Elektrizitätssektors sowie Investitionen in Kraftwerke und Leitungen an das CGE-Modell für weitere Berechnungen geliefert.

3 Politische Szenarien und Klimapolitik

Die europäische Elektrizitätswirtschaft ist eine Wirtschaftsbranche, die von politischen Entscheidungen stark beeinflusst werden kann. Aus diesem Grund wurde ein grundlegendes politisches BASE-Szenario (EU2020) ohne Berücksichtigung eventueller Veränderungen durch den Klimawandel definiert. Die Auswirkungen des Klimawandels werden anhand der vier gewählten Klimaszenarien (MODERATE, TROPIC, DESERT und AIRCONDITION) jeweils im Vergleich zum BASE-Szenario dargestellt. Im weiteren Verlauf dieses Kapitels werden, entsprechend dem Fokus dieser Arbeit, die Entwicklungen im Bereich des Kraftwerksparks immer sowohl für das gesamte Betrachtungsgebiet in Kontinentaleuropa zusammen (ALL) und für Österreich (AT) dargestellt.

Der Fokus dieser Arbeit liegt ausschließlich auf den direkten Auswirkungen des Klimawandels auf die Elektrizitätsbranche. Mögliche andere Einflüsse, wie Substitution von Energieträgern auf der Nachfrageseite oder durch andere Industriesektoren geprägte CO₂-Marktentwicklungen, werden hier nicht betrachtet. Für Ergebnisse unter Berücksichtigung dieser makroökonomischen Feedback-Effekte wird auf [13] verwiesen

3.1 BASE-Szenario „EU2020“

Das in ATLANTIS definierte EU2020-Szenario basiert auf dem „450“-Szenario des World Energy Outlooks 2010 [12]. Dieses Szenario berücksichtigt einen relativ starken Rückgang auf Seiten der fossilen Elektrizitätsproduktion. Ältere thermische Kraftwerke werden nur teilweise durch neue thermische Kraftwerke ersetzt, während der überwiegende Teil ersatzlos außer Betrieb gestellt wird. Der Ausbau der erneuerbaren Energien, insbesondere der Solarthermie, Photovoltaik und Windkraft werden stark forciert, um den Anteil der CO₂-Emissionen aus der Elektrizitätsproduktion erheblich zu reduzieren.

Die Entwicklung des Ölpreises verzeichnet im Jahr 2020 einen Anstieg von 26 auf knapp 38 €₂₀₀₉/MWh und erreicht dort sein Maximum. Ab dem Jahr 2035 verringert sich der Ölpreis wiederum auf schlussendlich 34 €₂₀₀₉/MWh im Jahr 2050 [12]. Aufgrund des hohen Anteils erneuerbarer Energien im Kraftwerkspark verzeichnet dieses Szenario einen geringeren Bedarf an fossilen Brennstoffen, wodurch die Preisreduktionen gegen Ende des Simulationszeitraums begründet sind. Der dem Szenario hinterlegte CO₂-Preis (€/t) steigt bis 2020 auf 40 €/t, bis 2035 auf 144 €/t und schlussendlich bis 2050 auf 222 €/t.

Die strengeren politischen Effizienzvorgaben auf der Endkundenseite werden durch moderate Verbrauchssteigerungen in den meisten westlichen und mitteleuropäischen Ländern

berücksichtigt. Ausnahmen bereiten vor allem die osteuropäischen Länder, in denen weiterhin ein stärkerer Verbrauchszuwachs angenommen wird⁶.

3.2 Kraftwerkspark für Kontinentaleuropa

Die Entwicklung des vorgegebenen Kraftwerksparks im EU2020-Szenario ist für Kontinentaleuropa in Abbildung 3 dargestellt. Wie bereits oben beschrieben wurde, geht dabei der Anteil der fossilen Elektrizitätsproduktion vor allem aus Kohle zurück. Der Atomausstieg Deutschlands ist ebenso berücksichtigt wie der sukzessive Ausstieg der Schweiz aus der Kernenergie. Aufgrund von angenommenen Ausbauplänen in osteuropäischen Ländern bleibt der Anteil von Nuklearkraftwerken in Kontinentaleuropa konstant. Die größten Ausbaupotentiale verzeichnen Wind und Photovoltaik, die gemeinsam mit der Wasserkraft und der Biomasse mehr als zwei Drittel der gesamten installierten Nettoleistung abdecken.

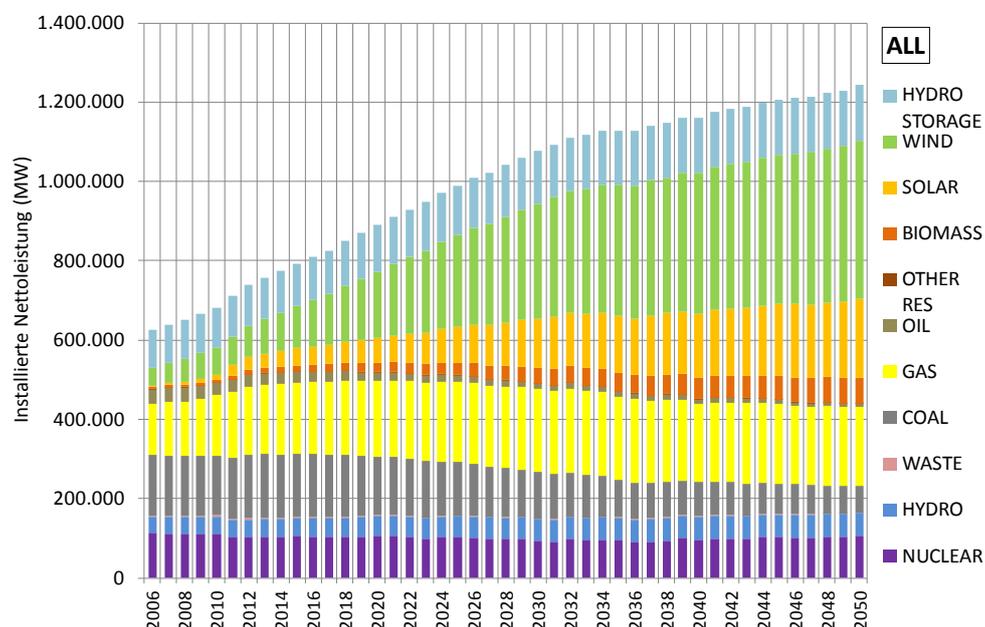


Abbildung 3: Entwicklung Kraftwerksparks im BASE-Szenario (EU2020) für Europa

3.3 Kraftwerkspark für Österreich

Die Entwicklung des Kraftwerksparks in Österreich zeigt Abbildung 4. Auch in Österreich nimmt der Anteil an fossilen Produktionskapazitäten ab. Der Ausbau der Photovoltaik und vor allem der Windkraft führen zu einem höheren Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten installierten Nettoleistung gegenüber der fossilen Kraftwerkstechnologien.

⁶ Diese Annahmen sind nur ohne Koppelung mit dem CGE-Modell gültig.

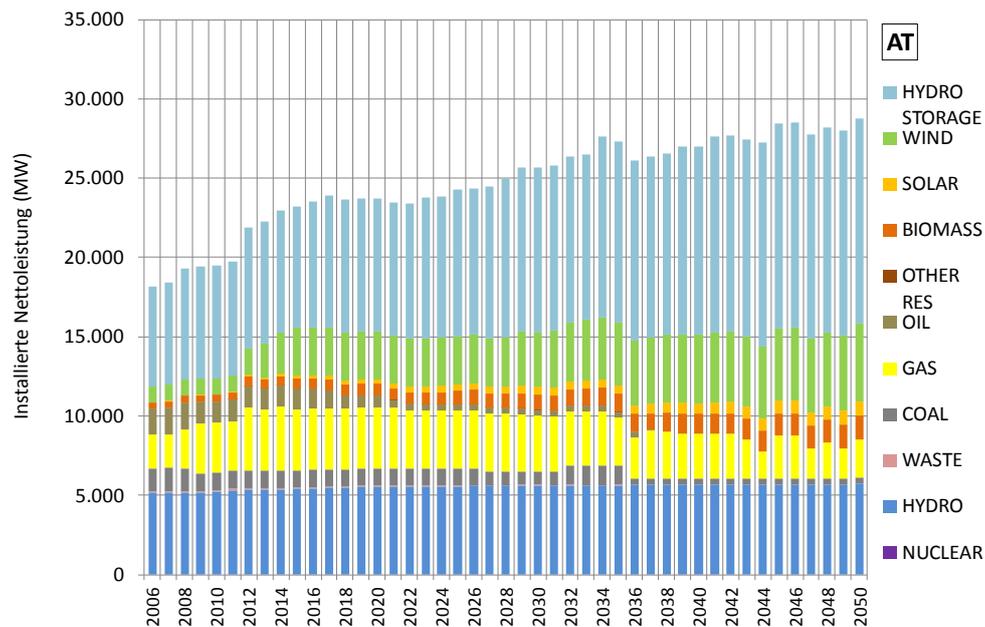


Abbildung 4: Entwicklung Kraftwerkspark im BASE-Szenario (EU2020) für Österreich

4 Ausgewählte Ergebnisse der Simulation mit ATLANTIS

Die hier vorgestellten Ergebnisse zeigen die Auswirkungen des Klimawandels auf die Elektrizitätswirtschaft auf. Die ausgewählten Ergebnisse veranschaulichen die Nettostromproduktion sowie die Veränderungen des Regelarbeitsvermögens⁷ (RAV) der Kraftwerke mit erneuerbaren Primärenergieträgern, Verbrauch, CO₂-Emissionen, Handelsbilanzen durch Im- und Exporte sowie bei den variablen Produktionskosten.

Die als jährliche Zeitreihe dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf das „EU2020“ BASE-Szenario, welches in Kapitel 3 vorgestellt wurde. Die vier Klimaszenarien (MODERATE, TROPIC, DESERT und AIRCONDITION) werden als prozentuale Mittelwertabweichungen für die beiden betrachteten Perioden (2011-2030 und 2031-2050) im Vergleich zum BASE-Szenario dargestellt, nachdem die als Eingangsparameter verwendeten Klimasimulationsdaten nur in Form von statistischer Auswertung (Mittelwertbildung) in den definierten Perioden gültig sind.

4.1 Nettostromproduktion

Die Nettostromproduktion in Kontinentaleuropa entspricht den Vorgaben des dahinter liegenden Kraftwerksparks für das EU2020 BASE-Szenario (Abbildung 5). Der Anteil an fossiler Stromproduktion aus Kohle nimmt nicht nur wegen der geringeren Produktionskapazitäten ab, sondern auch durch den steigenden CO₂-Preis. Die im EU2020-Szenario eher starke Produktion aus Gas bleibt relativ konstant. Strom aus erneuerbaren Energien wie Wind, Photovoltaik und Biomasse steigt dem Szenario gemäß ebenfalls an. Der Anteil aus nuklearer Stromerzeugung sinkt um knapp ein Drittel.

⁷ Langjährige mittlere Jahresproduktion von Wasserkraftwerken, Windkraftwerken oder Solarkraftwerken (insbesondere Photovoltaik)

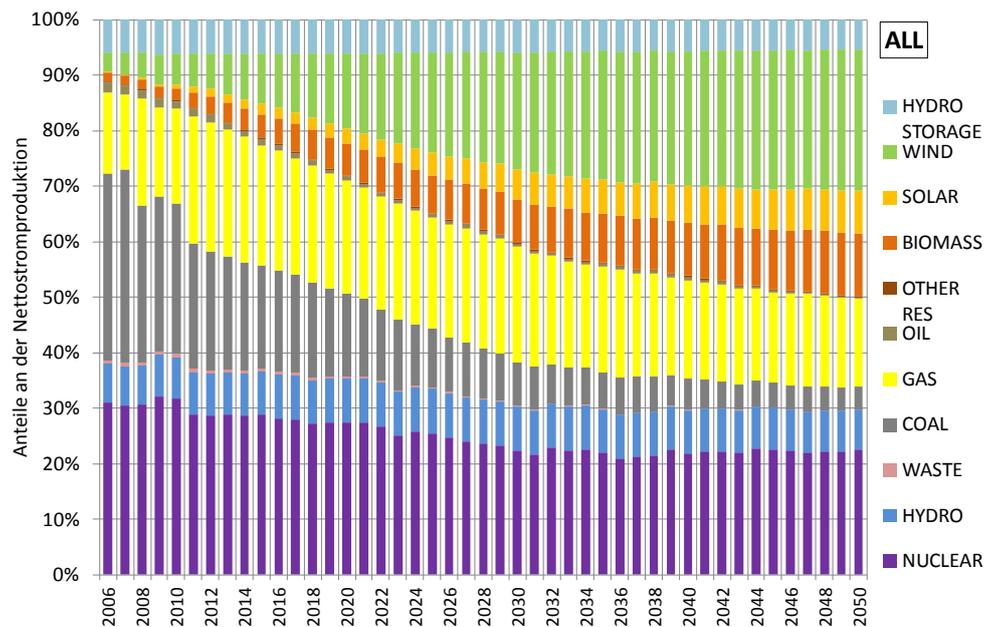


Abbildung 5: Anteile an der Nettostromproduktion im BASE-Szenario (EU2020) in Europa

Die Produktion in Österreich entspricht ebenfalls der Entwicklung des zur Verfügung stehenden Kraftwerksparks (Abbildung 6). Der Anteil an fossiler Stromproduktion, insbesondere an Kohle und Öl, nimmt deutlich ab. Diese Verringerung wird durch Gas kompensiert, aber über den Zeitverlauf hinweg wieder durch die erhöhte Produktion durch Wind und Biomasse sowie Wasser ersetzt. Erst gegen Ende hin steigt die Stromproduktion aus Gas, aufgrund eines notwendigen Ausbaus, wieder an.

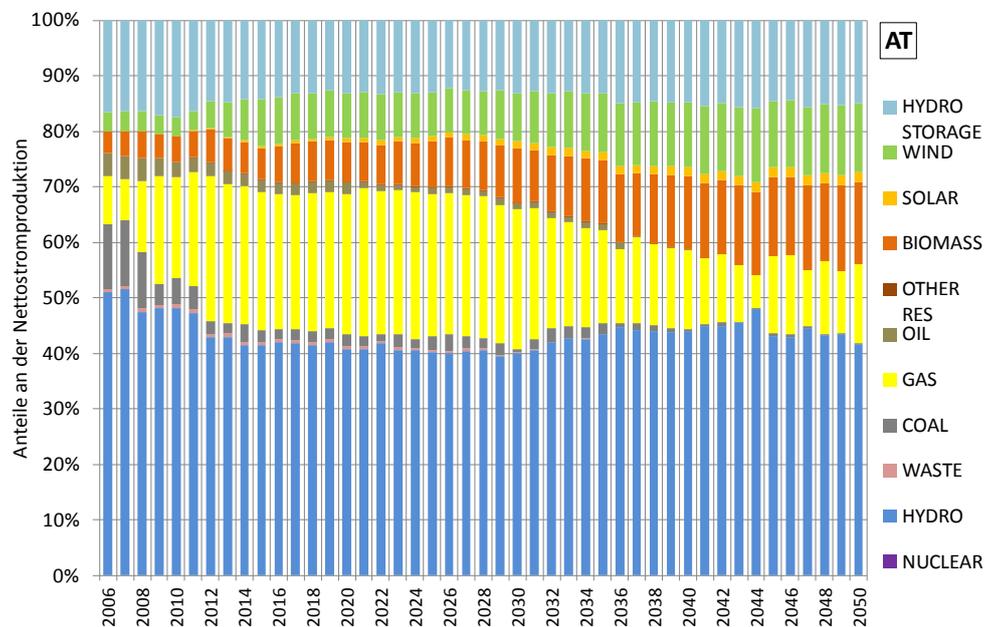


Abbildung 6: Anteile an der Nettostromproduktion im BASE-Szenario (EU2020) in Österreich

4.2 Regelarbeitsvermögen

Das Regelarbeitsvermögen (RAV) ist eine wichtige Kenngröße in der Elektrizitätswirtschaft (wie auch in ATLANTIS) und beeinflusst den Simulationsverlauf wesentlich. Eine eingehende

Analyse der Auswirkungen der unterschiedlichen Klimaänderungssignale in den einzelnen Klimaszenarien ist aus diesem Grund unbedingt notwendig und wird in weiterer Folge für die davon betroffenen Kraftwerkstechnologien Photovoltaik, Wasser- und Windkraft durchgeführt.

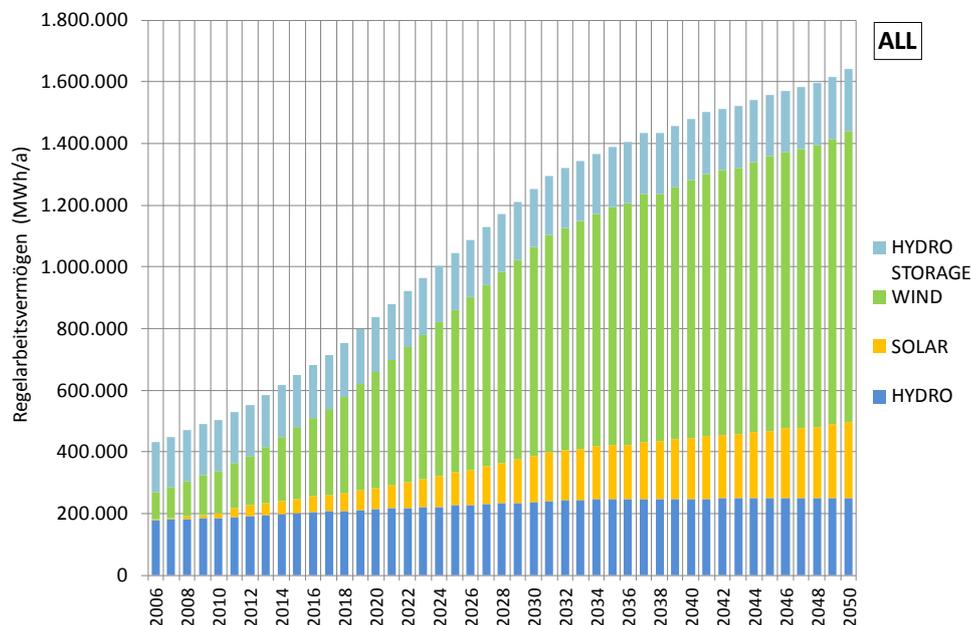


Abbildung 7: Entwicklung RAV im BASE-Szenario (EU2020) in Europa

Wie in Abbildung 7 deutlich erkennbar ist, steigt das gesamte RAV in Kontinentaleuropa durch den Ausbau der erneuerbaren Energien relativ stark an. Vor allem die Windkraft und die Photovoltaik stellen sich als treibende Kraft heraus, wohingegen Wasserkraft aufgrund eines begrenzten und bereits zu großen Teilen ausgeschöpften Ausbaupotenzials nur einen sehr leichten Anstieg verzeichnet. Die Klimaänderungssignale für Photovoltaik, Wasser- und Windkraft sind in ATLANTIS Eingangsgrößen. Die Auswirkungen auf das RAV des RES-Kraftwerksparks werden durch ein vorgeschaltetes Kraftwerksmodell berechnet, welches bereits in Kapitel 0 angesprochen wurde.

Die Auswirkungen des Klimawandels auf das gesamte kontinentaleuropäische RAV zeigt Abbildung 8. Abhängig vom jeweiligen Klimaszenario fallen die Klimaänderungssignale bezogen auf die dargestellten Kraftwerkstechnologien sehr unterschiedlich aus. Eine Ausnahme bildet dabei die Wasserkraft, nachdem die Speicherkraftwerke durchgehend negative und die Laufwasserkraftwerke durchwegs positive Signale ergeben. Die Photovoltaik weist, mit Ausnahme des TROPIC-Szenarios, einen positiven Effekt in allen Klimaszenarien auf. Grund dafür sind sehr starke Änderungssignale bei der Globalstrahlung im südlichen Bereich Europas, insbesondere auf der iberischen Halbinsel. Die Windkraft fällt sehr unterschiedlich aus und verzeichnet in TROPIC und DESERT einen sehr starken Rückgang, sowie in AIRCONDITION vor allem in der zweiten Periode einen sehr starken Anstieg des RAV. Das MODERATE-Szenario zeigt einen relativ geringen Rückgang über alle Technologien in beiden Perioden und bestätigt damit die getroffene Auswahl des Klimamodells. Es zeigt sich eine Bandbreite von etwa $\pm 3\%$ an RAV-Änderung über alle erneuerbare Energien im besten bzw. schlechtesten Fall in Kontinentaleuropa

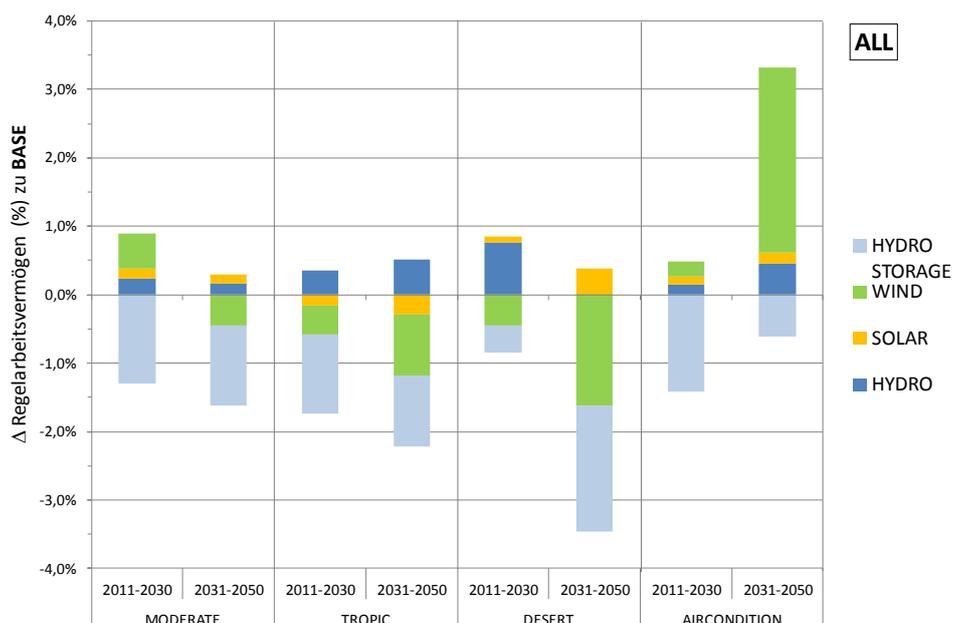


Abbildung 8: Abweichung des RAV zum BASE-Szenario (EU2020) für Europa

Die Entwicklung des RAV in Österreich im BASE-Szenario (Abbildung 9) verzeichnet durch den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien einen moderaten Anstieg. Als treibender Faktor sticht auch hier die Windkraft hervor. Die ohnehin schon stark ausgebaute Wasserkraft sowie die Photovoltaik hingegen verzeichnen wiederum nur einen leichten Anstieg.

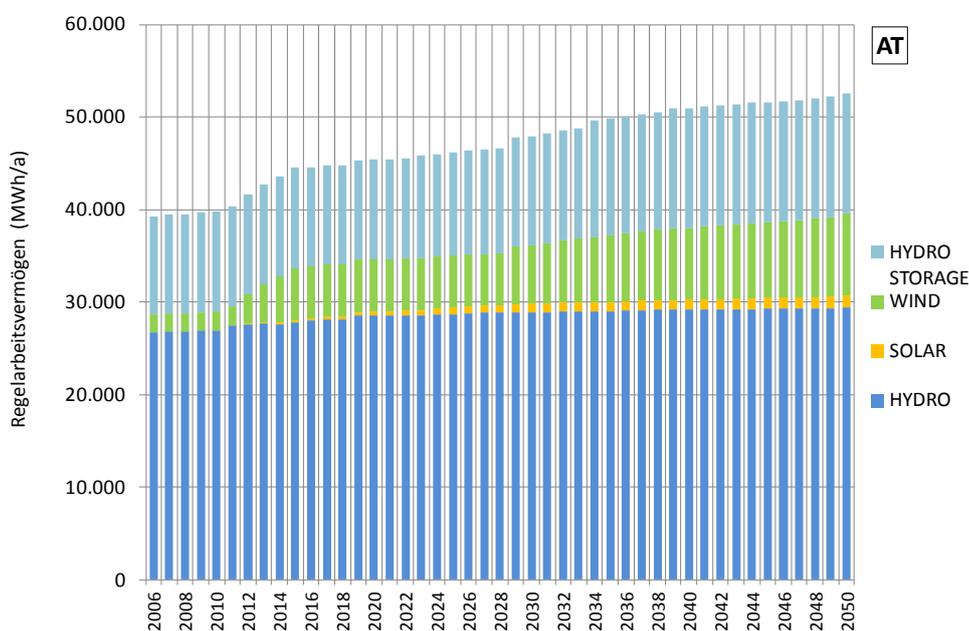


Abbildung 9: Entwicklung RAV im BASE-Szenario (EU2020) in Österreich

Die Auswirkungen auf den österreichischen Kraftwerkspark zeigt Abbildung 10. Die Klimaänderungssignale unterscheiden sich aufgrund der sehr zentralen Lage Österreichs als Teil des Alpenbogens ein wenig zu jenen auf kontinentaleuropäischer Ebene, insbesondere auch zu den französischen und schweizerischen Alpen. So verzeichnet die Wasserkraft, egal ob Speicher- oder Laufwasserkraft, unterschiedliche Signale in allen dargestellten Klimaszenarien. Die Photovoltaik weist ein durchgehend negatives Signal auf. Die Windkraft

hingegen, die geographisch gesehen im Osten Österreichs konzentriert ist, weist in drei von vier Klimaszenarien in den beiden Perioden unterschiedliche Signale auf (MODERATE, TROPIC, AIRCONDITION). Die gesamte Änderung des RAV aller erneuerbarer Energieformen in Österreich liegt im Bereich von +2 % im besten und -5 % im schlechtesten Fall.



Abbildung 10: Abweichung des RAV zum BASE-Szenario (EU2020) für Österreich

4.3 Stromverbrauch

Wie bereits beschrieben, wurde dem Stromverbrauch in der entkoppelten Simulation ein moderater Verbrauchsanstieg hinterlegt. Grund dafür sind verschärfte europäische Vorgaben bei der Endverbrauchereffizienz, wodurch der Verbrauchsanstieg gedämpft wird. Die Auswirkungen des Klimawandels werden vor allem durch ein geändertes Heizverhalten privater Haushalte im Norden Europas hervorgerufen.

Die Ergebnisse der vier Klimaszenarien im Vergleich zum BASE-Szenario sind in Abbildung 11 für Kontinentaleuropa und in Abbildung 12 vergleichend für Österreich dargestellt. Alle Klimaszenarien für sowohl Europa als auch Österreich weisen in beiden Perioden einen klimainduzierten Verbrauchsrückgang auf. Es kann somit festgehalten werden, dass das durch den Temperaturanstieg geänderte Heizverhalten zu einem reduzierten Elektrizitätsverbrauch führt. Es gilt hier festzuhalten, dass für die Klimaszenarien nur das geänderte Heizverhalten berücksichtigt wurde. Ein geändertes Kühlverhalten hingegen stellt bereits eine Anpassungsmaßnahme an den Klimawandel dar und wurde für die Berechnung der Auswirkungen nicht in den Verbrauchsänderungen der Klimaszenarien berücksichtigt. Wie die beiden Abbildungen zeigen, liegt Österreich im Trend von Kontinentaleuropa. Den stärksten Rückgang verzeichnet Frankreich, aufgrund der dort verwendeten Elektroheizungen (hier nicht gezeigt).

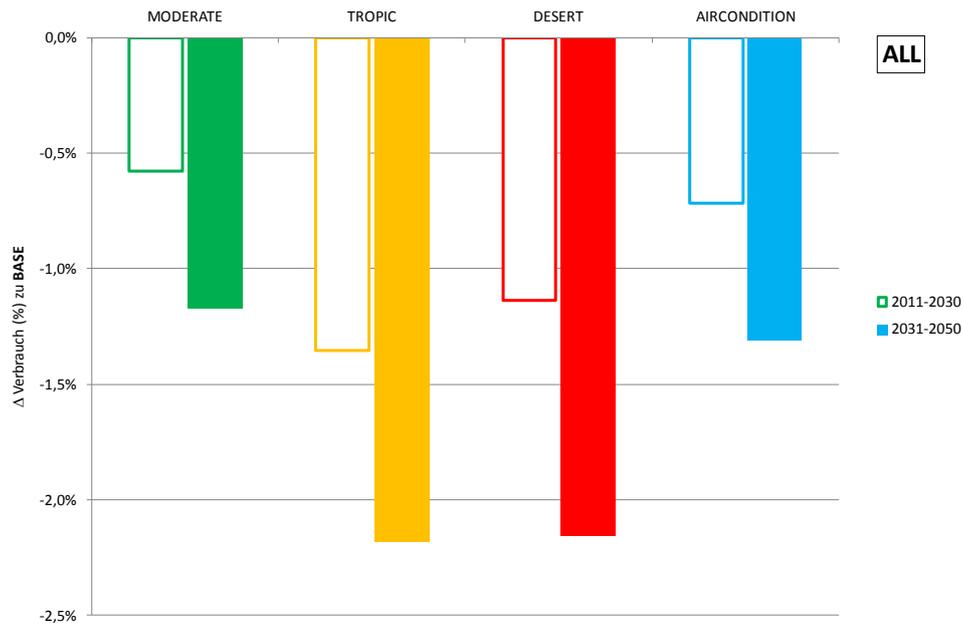


Abbildung 11: Abweichung des Strombedarfs zum BASE-Szenario (EU2020) für Europa [7]

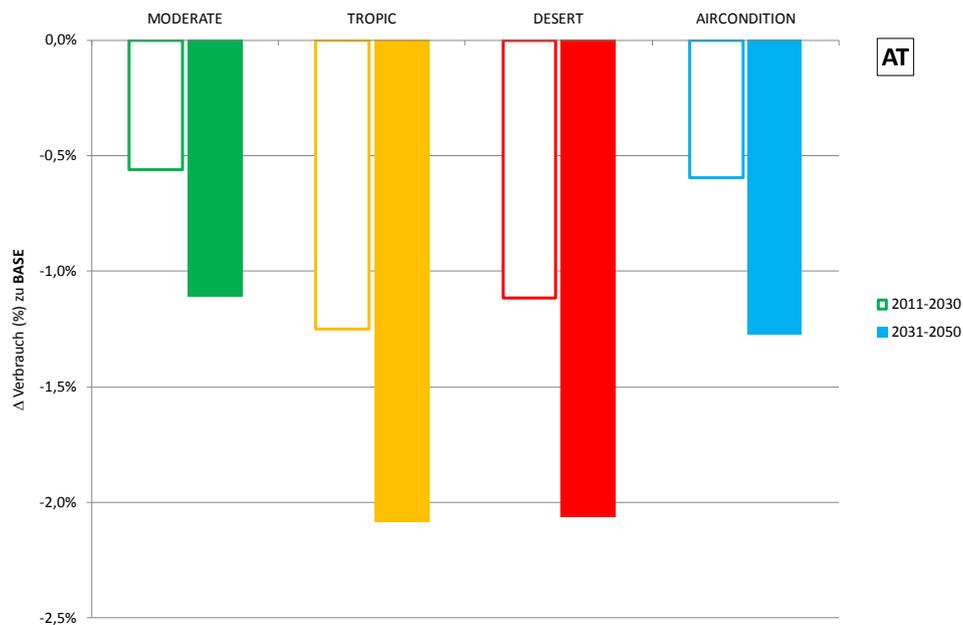


Abbildung 12: Abweichung des Strombedarfs zum BASE-Szenario (EU2020) für Österreich [7]

4.4 CO₂-Emissionen des Elektrizitätssektors

Der in Kapitel 3.1 vorgestellte, durch den Ausbau erneuerbarer Energien geprägte, Kraftwerkspark für das BASE-Szenario lässt eine Reduktion der gesamten CO₂-Emissionen des Elektrizitätssektors erwarten. Aufgrund des verstärkten Ausbaus von erneuerbaren Energien fallen die gesamten kontinentaleuropäischen CO₂-Emissionen im BASE-Szenario bis 2050 auf knapp ¼ des Ausgangsniveaus (Abbildung 13).

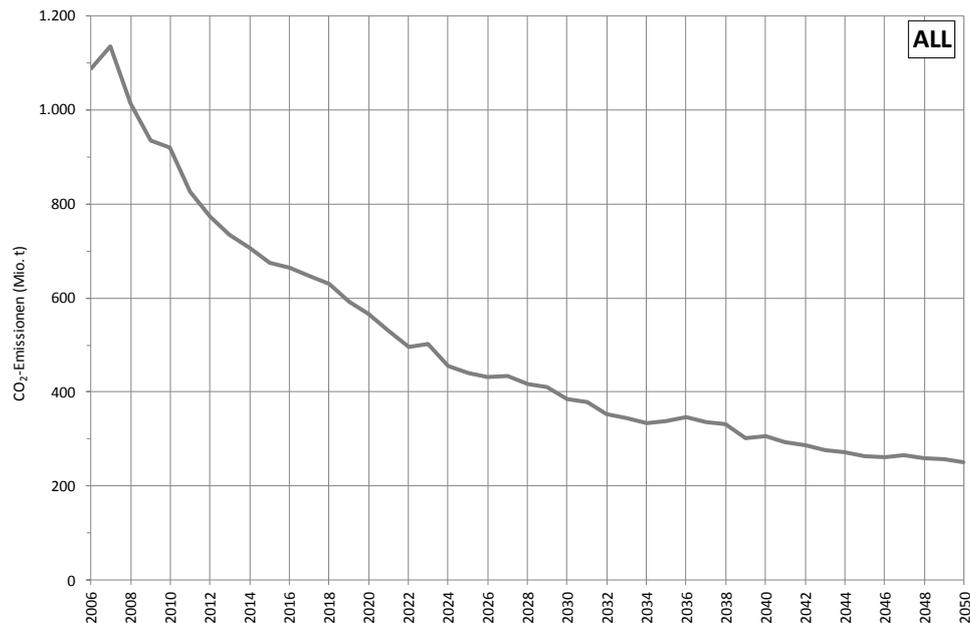


Abbildung 13: Entwicklung der CO₂-Emissionen im BASE-Szenario (EU2020) in Europa

Die Auswirkungen der vier Klimaszenarien entsprechen in etwa jenen der Verbrauchsänderungen. In allen Klimaszenarien reduzieren sich die CO₂-Emissionen in beiden Perioden deutlich. Den stärksten Rückgang verzeichnet dabei das Szenario AIRCONDITION in der zweiten Periode, mit einem durchschnittlichen Rückgang von knapp über 7 % an CO₂-Emissionen gegenüber dem BASE-Szenario, aufgrund des positiven RAV-Signals für die erneuerbaren Energien.

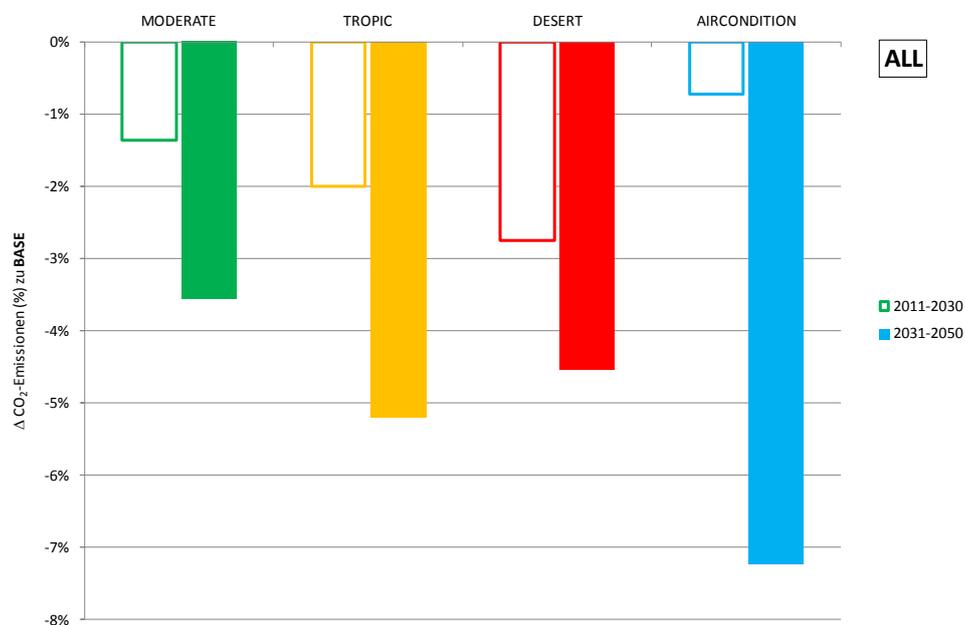


Abbildung 14: Abweichung der CO₂-Emissionen zum BASE-Szenario (EU2020) für Europa

Die emittierten CO₂-Emissionen im BASE-Szenario in Österreich verzeichnen über den Simulationszeitraum ebenfalls einen relativ starken Rückgang (Abbildung 15). Im Vergleich zum Ausgangsniveau reduzieren sich die Gesamtemissionen um 65% bis zum Jahr 2050

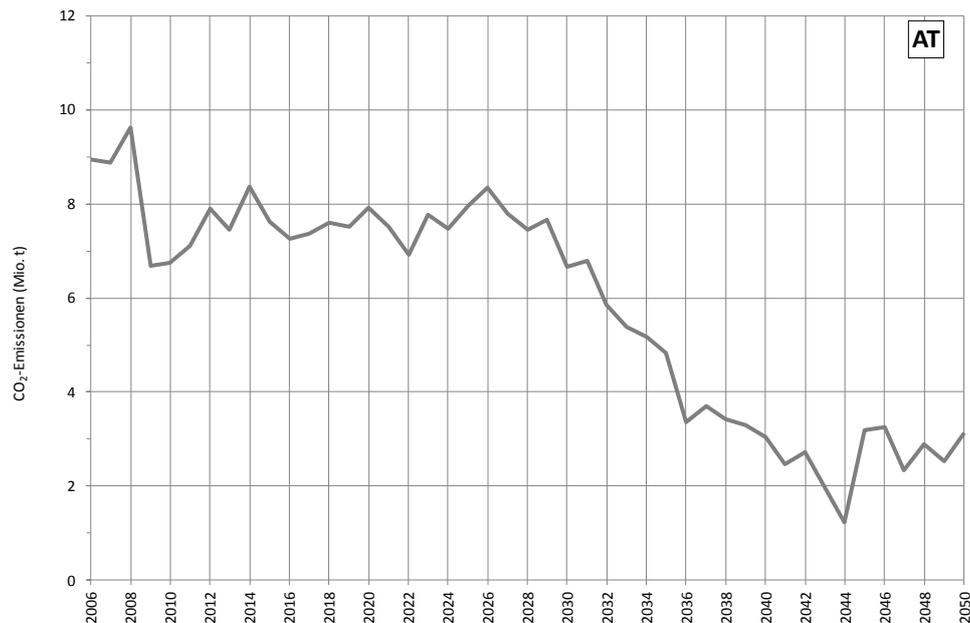


Abbildung 15: Entwicklung der CO₂-Emissionen im BASE-Szenario (EU2020) in Österreich

Obwohl der Verbrauch durch die Klimaänderungssignale einheitlich sinkt, zeigen die Auswirkungen auf die CO₂-Emissionen in Österreich einen anderen Verlauf (Abbildung 16). In der ersten Periode (2011-2030) ist in allen vier Klimaszenarien ein erhöhter Emissionsausstoß zu beobachten. Grund dafür ist vermutlich die Kompensation des sinkenden RAV in Österreich (direkt) oder in den Nachbarländern (indirekt über Exporte; siehe nachfolgendes Kapitel 4.5).

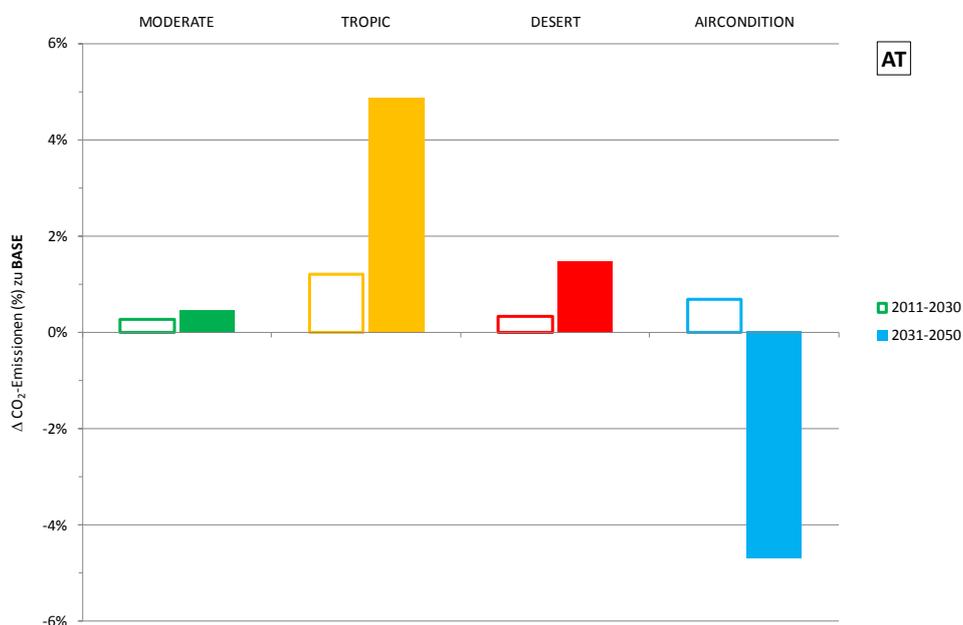


Abbildung 16: Abweichung der CO₂-Emissionen zum BASE-Szenario (EU2020) für Österreich

Die zweite Periode lässt sich ebenfalls auf die beiden bereits beschriebenen Gründe zurückführen. Vor allem das AIRCONDITION-Szenario verzeichnet in dieser Periode einen starken Anstieg beim RAV der erneuerbaren Energien, wodurch die durchschnittlichen CO₂-Emissionen entsprechend gesenkt werden können.

4.5 Stromhandelsbilanz (Im-/Exporte)

Die Stromhandelsbilanz von Österreich ist für das BASE-Szenario in Abbildung 17 dargestellt. Die österreichische Elektrizitätswirtschaft kann in der Zeit zwischen 2012 und 2034 den eigenen Strombedarf mit günstigen Kapazitäten mehr als decken und wird daher wieder Stromexporteur. Ab 2035 dreht sich dieses Bild und Österreich avanciert, wenn auch nur zu einem geringen Anteil, erneut zu einem Stromimporteur. Der starke Produktionsanstieg im Jahr 2045 ist durch einen notwendigen fossilen Kraftwerkszubau begründet, um wegfallende fossile Produktionskapazitäten kompensieren zu können.

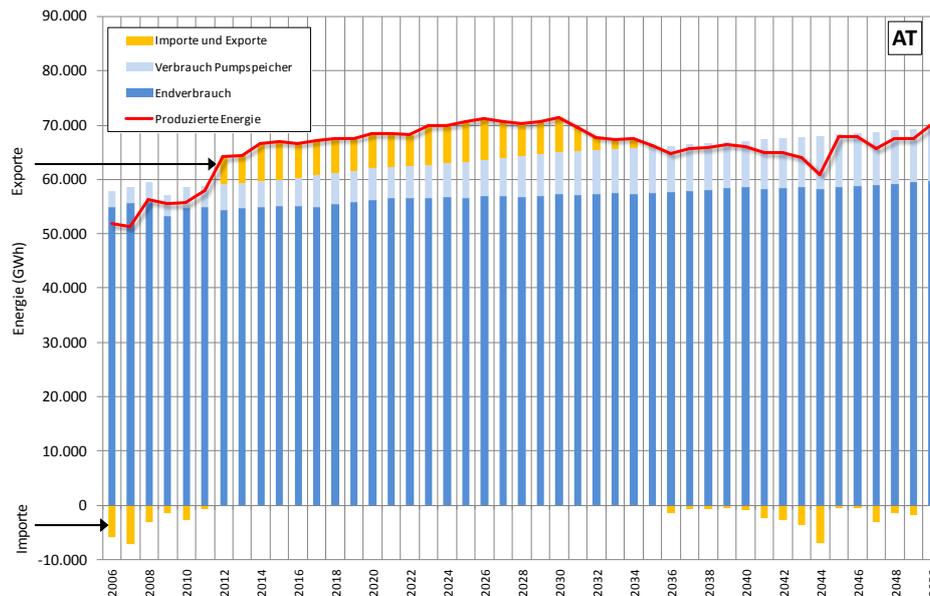


Abbildung 17: Im- und Exportbilanz im BASE-Szenario (EU2020) in Österreich

Die Entwicklung der österreichischen Stromhandelsbilanz des BASE- und aller vier Klimaszenarien zeigt Abbildung 18. Die Handelsbilanz verzeichnet dabei mit Ausnahme des TROPIC- und des AIRCONDITION-Szenarios eine Umkehr vom Stromexporteur zum Stromimporteur. Der Trend für das BASE-Szenario wurde bereits in Abbildung 17 gezeigt und ist in Abbildung 18 zur besseren Vergleichbarkeit im Periodenmittel noch einmal dargestellt. Vor allem das MODERATE- und das DESERT-Szenario verzeichnen einen sehr starken Rückgang im RAV der erneuerbaren Produktionskapazitäten, wodurch ein verstärkter Stromimport erklärt werden kann. Das TROPIC- und das AIRCONDITION-Szenario prognostizieren in beiden Perioden Stromexporte, vor allem aufgrund der verstärkt positiven Auswirkungen den Produktionskapazitäten aus erneuerbaren Energien.

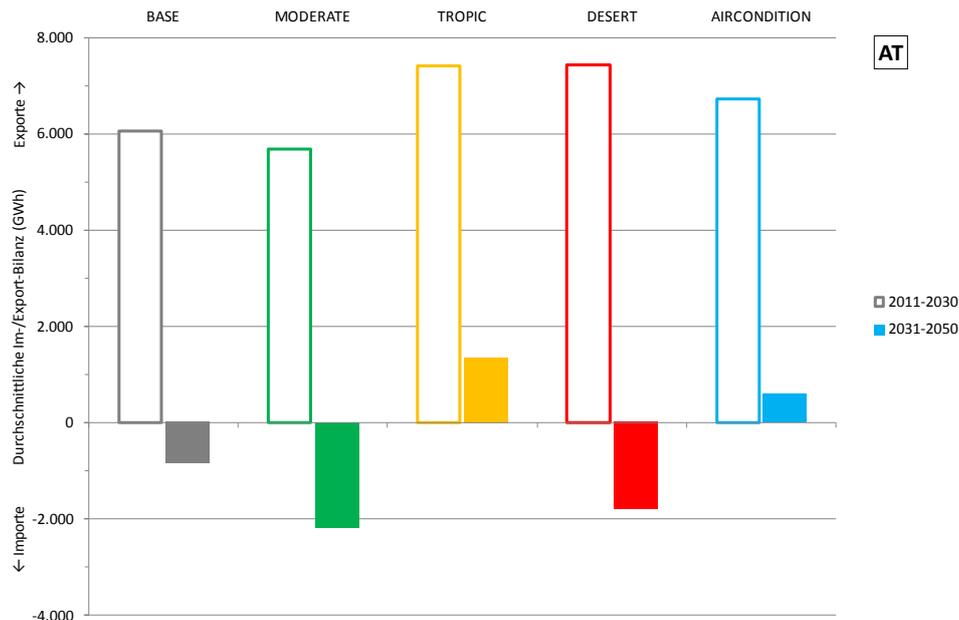


Abbildung 18: Im- und Exportbilanz von Österreich in allen Szenarien

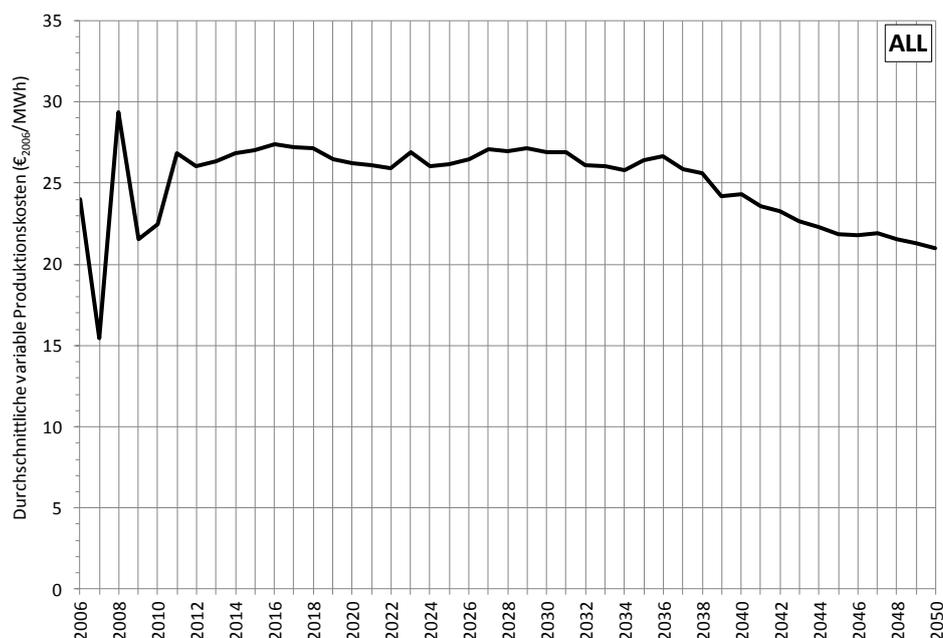


Abbildung 19: Durchschnittliche Produktionskosten im BASE-Szenario (EU2020) in Europa

4.6 Produktionskosten

Die Entwicklung der variablen Produktionskosten der existierenden Produktionsstruktur ist eine sehr essentielle wirtschaftliche Größe, die den Strommarktpreis wesentlich beeinflusst. Entsprechend der Entwicklung des Kraftwerksparks des BASE-Szenarios (EU2020) sinken in Europa die realen, variablen Produktionskosten⁸ aufgrund des steigenden Anteils an im

⁸ Diese umfassen Brennstoffkosten, CO₂-Kosten, variable Kosten für Betrieb und Wartung (O&M) und periodisch anfallende Anfahrkosten zum kurzfristigen Produktionsstart.

Betrieb sehr günstigen, erneuerbaren Energien von 2010 bis 2050 um knapp 20% von 27 auf 21 €₂₀₀₆/MWh (Abbildung 19).

Trotz unterschiedlicher Klimaänderungssignale verzeichnen alle Klimaszenarien, mit Ausnahme des AIRCONDITION-Szenarios in der ersten Periode (2011-2030), eine Reduktion der variablen Produktionskosten (Abbildung 20). Ausschlaggebend dafür ist ein durch den geringeren Verbrauch hervorgerufener Rückgang der fossilen Stromproduktion. Einzig das AIRCONDITION-Szenario (2031-2050) ist aufgrund der stark positiven Auswirkungen auf das RAV begünstigt und weist eine sehr hohe Reduktion der Produktionskosten von 4 % auf.

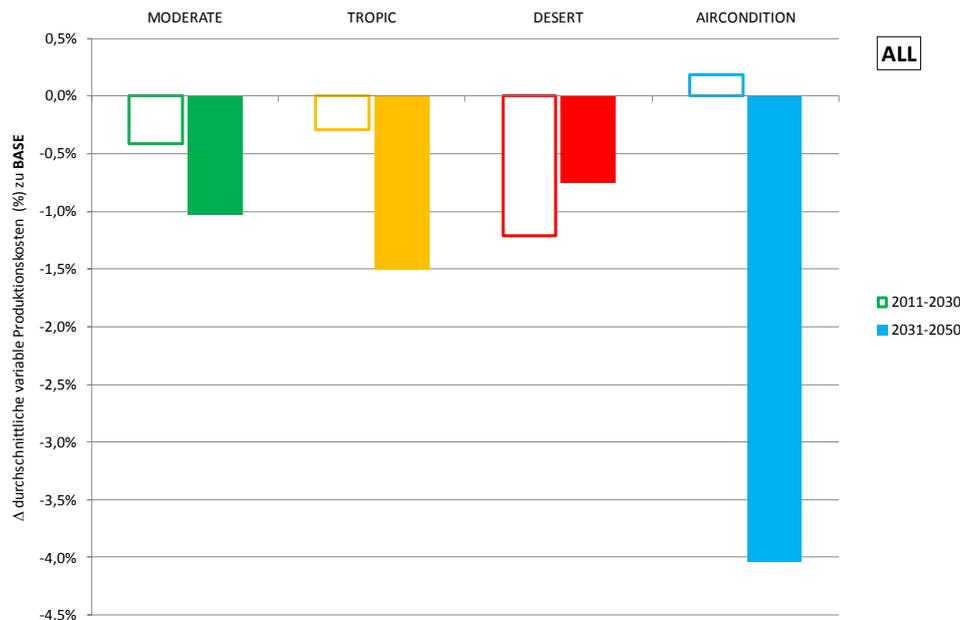


Abbildung 20: Abweichung der Produktionskosten zum BASE-Szenario (EU2020) für Europa

Die Entwicklung der durchschnittlichen, variablen Produktionskosten im BASE-Szenario (EU2020) für Österreich ist in Abbildung 21 dargestellt. Der sehr starke, reale Kostenanstieg um mehr als 50% auf über 25 €₂₀₀₆/MWh bis 2030 erfolgt aufgrund der in diesem Zeitraum erhöhten fossilen Stromproduktion. Die Gründe für diesen Anstieg sind einerseits der Ausbau der Produktionskapazitäten durch Gas sowie der Umstieg von Kohle auf Gas (fuel shift) zu erklären. Andererseits hat Österreich in diesem Zeitraum einen entsprechend hohen Stromexportanteil (Abbildung 17), was darauf deutet, dass Österreich wesentlich günstigere überschüssige Stromproduktionskapazitäten zur Verfügung stehen hat, als seine Nachbarländer. Wie auch Abbildung 6 zeigt, erhöht sich der Anteil der Produktion insbesondere aus Gas auf knapp 25% der österreichischen Nettostromproduktion. Das Niveau bleibt trotz des stärkeren Anstiegs dennoch unter den durchschnittlichen Produktionskosten in Europa. Der kontinuierliche Ausbau der erneuerbaren Energien, allen voran Wind- und Wasserkraft sowie Biomasse, führt ab 2030 zu einem deutlichen Verfall der Produktionskosten, die sich bis 2050 um 40% auf knapp 15 €₂₀₀₆/MWh verringern.

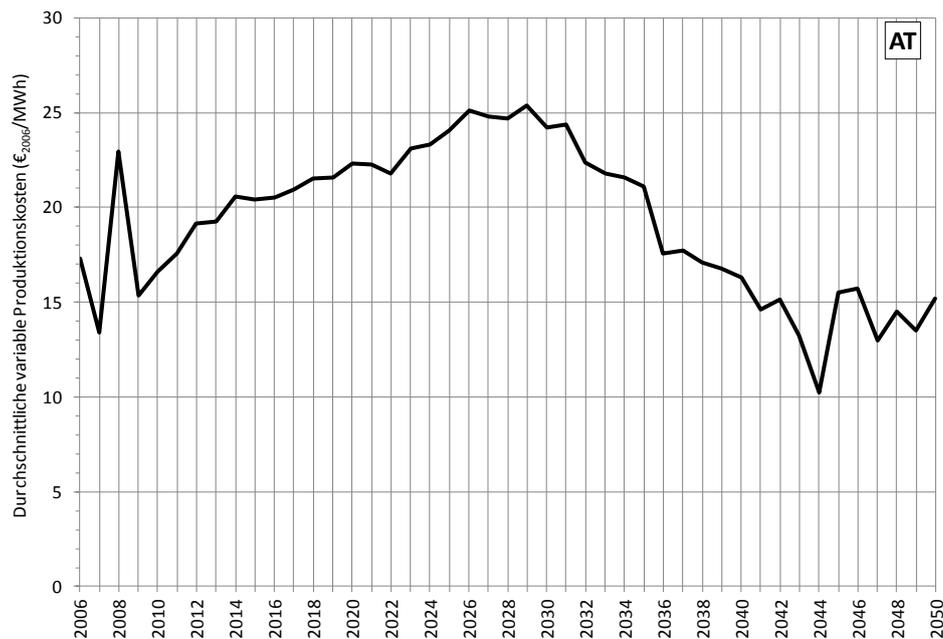


Abbildung 21: Durchschnittliche Produktionskosten im BASE-Szenario (EU2020) in Österreich

Die Auswirkungen der Klimaszenarien auf die variable Produktionskostenstruktur in Österreich zeigen unterschiedliche Ergebnisse (Abbildung 22). Die Ergebnisse werden dabei von drei Hauptfaktoren wesentlich beeinflusst: Änderungen bei der Stromnachfrage, bei den vorhandenen Regelarbeitsvermögen der RES-Erzeugungstechnologien und bei den Stromim- und -exporten. In der ersten Periode (2011-2030) sind mit Ausnahme des DESERT-Szenarios die Stromexporte Grund für den Preisanstieg von bis zu 1,5 % (MODERATE). Das DESERT-Szenario ist durch ein ausreichend starkes positives Klimaänderungssignal (mehr RAV) sowie durch eine reduzierte Stromnachfrage begünstigt und verzeichnet einen geringfügigen Kostenrückgang

Die zweite Periode (2031-2050) ist durch einen Kostenanstieg von bis zu 4 % (DESERT) in drei von vier Klimaszenarien geprägt. Einzig das AIRCONDITION-Szenario zeigt ein sehr stark positives Klimaänderungssignal und zusätzlich einen Verbrauchsrückgang und verzeichnet daher einen Kostenrückgang von mehr als 3 %. Beim MODERATE und DESERT-Szenario verstärkt der relativ starke Rückgang beim RAV der RES-Technologien den Wandel der österreichischen Elektrizitätswirtschaft zum Stromimporteure (im Vergleich zum BASE-Szenario). Dadurch steigen in diesen beiden Szenarien die Kosten um jeweils mehr als 3 %. Das TROPIC-Szenario verzeichnet ein positives Klimaänderungssignal beim RAV der RES-Technologien. Die reduzierte inländische Stromnachfrage und das positive RAV-Signal führen in Kombination mit dem in Kontinentaleuropa aufgrund des Klimawandels tendenziell sinkenden RAV in weiterer Folge zu verstärkten Stromexporten und bewirken somit den Kostenanstieg.

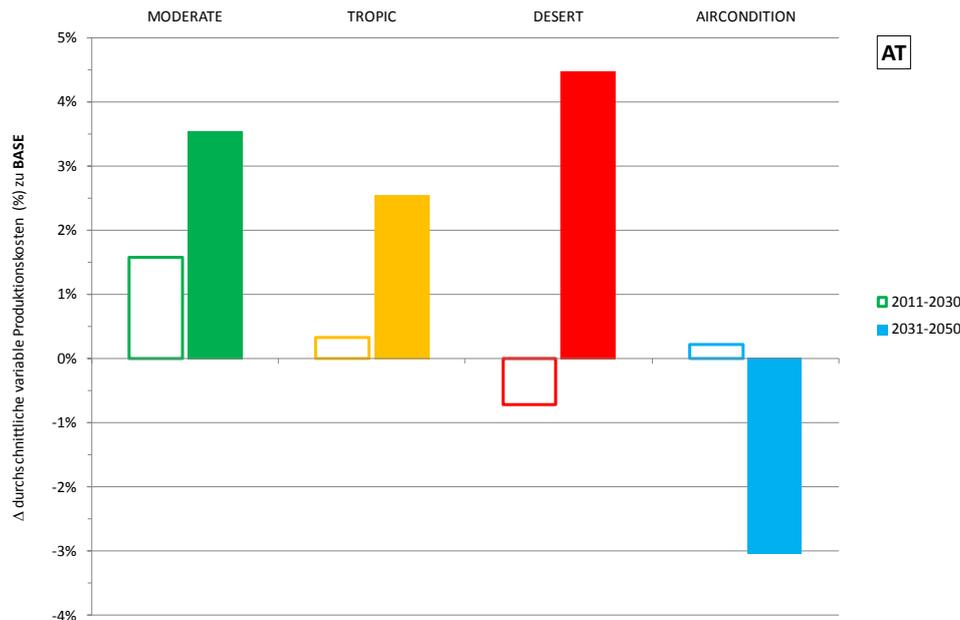


Abbildung 22: Abweichung der Produktionskosten zum BASE-Szenario (EU2020) für Österreich

4.7 Ausblick

Die im Projekt EL.ADAPT implementierte Koppelung eines Simulationsmodells der kontinentaleuropäischen Elektrizitätswirtschaft (ATLANTIS) mit einem multi-regionalen, multi-sektoralen makroökonomischen Modell (CGE) dient der Analyse gesamtwirtschaftlich auftretender Effekte und Rückkoppelungen. Vorgenommene Anpassungen an beiden Modellen ermöglichen für den interaktiven Simulationsablauf einen automatisierten Austausch aller notwendigen Daten. ATLANTIS ersetzt dabei zu großen Teilen den im CGE-Modell integrierten kontinentaleuropäischen Elektrizitätssektor. Die von ATLANTIS gelieferten Informationen über Brennstoffbedarf und Technologieeinsatz sowie sektor-spezifische Kraftwerks- und Leitungsinvestitionen sind Einflussgrößen in das CGE-Modell. Das CGE-Modell liefert CO₂-Preise welche im integrierten, europaweiten CO₂-Emissionshandel entstehen, Änderungen der Preise von Gas, Öl und Kohle am Weltmarkt sowie Änderungen des Stromverbrauchs von Industrie, Gewerbe und Haushalten.

Die Modellkopplung dient zur Untersuchung der Klimaauswirkungen unter Berücksichtigung weltweiter Handelsverflechtungen, dynamischer Energienachfrage und einem funktionierenden länder- und branchenübergreifenden Emissionshandel. Durch die Koppelung von CGE-Modell und ATLANTIS wird der in ATLANTIS exogen vorgegebene Stromverbrauch durch eine in der Modellstruktur dynamisch berechnete Größe ersetzt und durch Kosten für Brennstoff- und Technologieeinsatz aus ATLANTIS wird die Struktur der Stromproduktion im CGE-Modell aktualisiert. Die zusätzliche Darstellung der Ergebnisse dieser integrierten Modellkopplung würde aber den angedachten Rahmen dieser Arbeit sprengen. Für weitere Informationen zu den Ergebnissen der Modellkopplung wird auf [13] verwiesen.

5 Zusammenfassung

Diese Arbeit analysiert die Auswirkungen des Klimawandels auf die kontinentaleuropäische Elektrizitätswirtschaft mit speziellem Fokus auf Österreich. Die im Rahmen des Projekts EL.ADAPT integrierte Modellkoppelung erlaubt eine weitgehende Analyse der auftretenden Effekte durch den Klimawandel auf Basis von vier berücksichtigten Klimaszenarien (MODERATE, TROPIC, DESERT, AIRCONTIDION). Diese Effekte fallen, abhängig von den zugrunde liegenden Klimaänderungen und der betrachteten Periode, sehr unterschiedlich aus.

Die Auswirkungen des Klimawandels führen europaweit betrachtet tendenziell zu einer Verringerung des Stromverbrauchs (bis zu -2,5 %) und der CO₂-Emissionen (bis zu -7 %). Das zur Verfügung stehenden RAV der erneuerbaren Energien (Solar, Wasser und Wind) verändern sich in einer Bandbreite von ± 3 %. Die durchschnittlichen variablen Produktionskosten verringern sich tendenziell um bis zu 4 %.

In Österreich können teilweise gegenläufige Effekte beobachtet werden. Das zur Verfügung stehende RAV der erneuerbaren Energien verändert sich je nach Klimaszenario im Bereich von +2 % bis -5 %. Der aus den Klimasignalen abgeschätzte Rückgang beim österreichischen Stromverbrauch (bis zu -2 %) führt, wie die Ergebnisse deutlich zeigen, nicht automatisch zu einer Verringerung der CO₂-Emissionen. Aufgrund der Einflüsse auf das RAV, den Verbrauch und die Veränderungen bei den Stromimporten/-exporten bewegen sich die CO₂-Emissionen in einem Bereich von ± 5 %. Aufgrund einer teilweise erhöhten Stromproduktion aus Gas und wegen des im Vergleich zu Europa niedrigeren Produktionskostenniveaus ist Österreich vor allem in der ersten betrachteten Periode (2011-2030) Stromexporteur. Diese Bild ändert sich im BASE- sowie in zwei von vier ausgewählten Klimaszenarien (MODERATE und DESERT) in der zweiten Periode (2031-2050), in der Österreich Nettostromimporteur wird. Die durchschnittlichen variablen Produktionskosten verzeichnen tendenziell einen Anstieg von bis zu 4,5 %. Fallen die Klimaänderungssignale stark genug aus, können diese eine Reduktion der variablen Produktionskosten von 0,5 % (DESERT, 2011-2030) oder mehr als 3 % (AIRCONDITION, 2031-2050) bewirken.

Literatur

- [1] European Commission (2007), 'Green paper 2007: Adapting to climate change in Europe - options for EU action', Brussels, http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/site/en/com/2007/com2007_0354en01.pdf
- [2] van der Linden P., Mitchell JFB. (2009), 'ENSEMBLES: Climate Change and its Impacts: Summary of research and results from the ENSEMBLES project', Met Office Hadley Centre, Exeter, 160 pp
- [3] Nakicenovic, N, Alcamo J, Davis G, de Vries B, Fenhann J, Gaffin S, Gregory K, Grübler A, Jung TY, Kram T, La Rovere EL, Michaelis L, Mori S, Morita T, Pepper W, Pitcher H, Price L, Raihi K, Roehrl A, Rogner H-H, Sankovski A, Schlesinger M, Shukla P, Smith S, Swart R, van Rooijen S, Victor N, Dadi Z. 2000. IPCC Special Report on Emissions Scenarios. Cambridge University Press. Cambridge, New York
- [4] Haylock, MR., Hofstra N, Klein Tank AMG, Klok EJ, Jones PD, New M. (2008) 'A European daily high-resolution gridded dataset of surface temperature and precipitation', Journal of Geophysical Research, 113(1)
- [5] Themessl M., Birk S., Gobiet A., Gutschi C., Schüppel A., Wagner T. (2012), 'Development of suitable climate data for climate change impact analysis concerning hydrology, electricity demand and the power sector in general in Continental Europe', Technical Report, University of Graz, Wegener Center for Climate and Global Change, 2012
- [6] Wagner T., Themessl M., Schüppel A., Gobiet A., Stigler H., Birk S. (2012), 'Auswirkungen des Klimawandels auf Abfluss und Wasserkrafterzeugung österreichischer Flüsse. Niederschlags-Abfluss-Modellierung basierend auf vier Klimaszenarien bis 2050', Wasserbau Symposium 2012 Tagungsband, Graz. ISBN 978-3-85125-230-9, p.1-8, 2012
- [7] Töglhofer C., Habsburg-Lothringen C., Pretenthaler F., Rogler N. (2012) 'Climate Change Impacts on Electricity Demand in Continental Europe', Technical Report, University of Graz, Wegener Center for Climate and Global Change, 2012
- [8] Bednar-Friedl B., Schinko T., Steininger K.W. (2012), 'The relevance of process emissions for carbon leakage: A comparison of unilateral climate policy options with and without border carbon adjustment', Energy Economics, 34, pp. 168-180
- [9] Stigler H., Bachhiesl U., Huber C., Egger I., Süßenbacher W. (2007), 'ATLANTIS – Umfassendes real- und nominalwirtschaftliches Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätsbranche', Internationale Energiewirtschaftstagung der Technischen Universität Wien, 2007
- [10] Gutschi C., Bachhiesl U., Huber C., Nischler G., Jagl A., Süßenbacher W., Stigler H. (2009), 'ATLANTIS – Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030', Elektrotechnik & Informationstechnik, 2009, 126/12, pp 438–448
- [11] Gutschi C., Huber C., Nischler G., Schüppel A., Nacht T., Feichtinger G., Jagl A., Hütter D., Bachhiesl U., Stigler C. (2012), 'ATLANTIS - Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation', Symposium Energieinnovation 2012, Graz University of Technology, 2012
- [12] International Energy Agency (2010), 'World Energy Outlook 2010', France, OECD/IEA, 2010
- [13] Bachner G., Kulmer V., Bednar-Friedl B., Schüppel, A., Stigler, H., Themessl, M., Feichtinger, G. (2013), 'Climate change impacts on the electricity sector in Continental Europe: a linked modeling approach', paper submitted for presentation to Annual Conference of the European Association of Environmental and Resource Economists (EAERE) and International Energy Workshop (IEW), 2013