

MASTERARBEIT

Anpassungsmaßnahmen der Elektrizitätswirtschaft an den Klimawandel

durchgeführt an der Technischen Universität Graz
am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation

erstellt von

Kerstin Spindler, BSc

begutachtet von

Univ.-Prof. Mag. rer. soc. oec. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinrich Stigler

unter Betreuung von

Dipl.-Ing. Andreas Schüppel

Graz, März 2013

DANKSAGUNG

Mein besonderer Dank gilt Herrn Univ.-Prof. Mag. rer. soc. oec. Dipl.-Ing. Dr. techn. Heinrich Stigler für das Ermöglichen sowie für die Begutachtung meiner Diplomarbeit am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. Herrn Dipl.-Ing. Andreas Schüppel, als Betreuer meiner Arbeit, danke ich für die fachkundige Unterstützung sowie die Geduld und Zeit, welche er stets für mich aufgebracht hat. Weiters möchte ich allen Mitarbeitern des Institutes für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation danken, welche für mich jederzeit mit Rat und Tat zur Verfügung standen. Im Besonderen hervorheben möchte ich Herrn Dipl.-Ing. Thomas Nacht für die Unterstützung und das Zurverfügungstellen seines Windkraftmodells. Ebenfalls möchte ich Herrn Univ.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. techn. Christof Sumereder für die Zweitbegutachtung meiner Arbeit danken.

Außerdem richtet sich mein Dank an meine Familie, insbesondere an meine Eltern, welche mir meine Ausbildung ermöglichten, an meine Schwester Sabrina und meine Großmutter, welche mich jederzeit tatkräftig unterstützt haben. Danke auch an meinen Freund Armin, der mir über die gesamte Studienzeit einen starken Rückhalt bot. Weiters möchte ich meinen Freunden danken, welche mich über die ganze Zeit hinweg motiviert und auch abgelenkt haben.

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 18.03.2013

.....

(Unterschrift)

KURZFASSUNG

Diese Masterarbeit beschreibt und untersucht mögliche Anpassungsmaßnahmen für die Elektrizitätswirtschaft an den zukünftigen Klimawandel.

Einführend werden im Rahmen des Projekts "EL.ADAPT – Auswirkungen des Klimawandels und Anpassungen im Elektrizitätssektor am Beispiel von Österreich im Europäischen Kontext" bestimmte Klimaszenarien anhand von für die Elektrizitätswirtschaft signifikanten Faktoren ausgewählt und ihre Auswirkungen auf die Energieumwandlungskette der Energieerzeugung festgestellt. Daraus ergeben sich entsprechende Herausforderungen für die einzelnen Energieerzeugungsformen – Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und thermische Kraftwerke – sowie für die Endverbraucher.

Im Weiteren wird näher auf die technischen Anpassungspotentiale der Energieerzeuger eingegangen, damit deren Erträge trotz der jeweiligen Klimaänderung stagnieren oder sogar steigen. Hier werden Maßnahmen entwickelt, welche bei einem Anstieg bzw. bei Sinken des jeweiligen Einflussfaktors der Erzeugungsart oder bei Extremereignissen angewendet werden können.

Für jede Erzeugungsart werden darauf folgend einige Anpassungsmaßnahmen ausgewählt und auf ihre Wirtschaftlichkeit in den einzelnen, zukünftig möglichen Klimaszenarien untersucht. Als Bewertungsgrundlage für die Wirtschaftlichkeit der Anpassungsmaßnahmen in der Wasserkrafterzeugung wird ein Kraftwerksmodell herangezogen. Anhand dieses Modells werden eine Kraftwerkserweiterung durch HYDROMATRIX®-Module sowie durch Wasserwegaufweitung inkl. Leistungssteigerung und zwei Kraftwerksmodernisierungen durch Turbinentausch untersucht. Die Kraftwerkserweiterung durch HYDROMATRIX®-Module wird für das Kraftwerk Abwinden-Asten berechnet und ergibt nicht in allen betrachteten zukünftigen Klimaszenarien eine gänzliche Kompensation des Klimawandeleinflusses auf die Energieerzeugung. Auch wirtschaftlich würde sich diese Art der Kraftwerkserweiterung nur bei Eintreten bestimmter zukünftiger Klimaszenarien rentieren. Die Kraftwerkserweiterung durch Wasserwegaufweitung und Leistungssteigerung am Kraftwerk Kirchbichl hingegen kann die klimawandelbedingte Änderung des Regelarbeitsvermögens in allen Klimaszenarien kompensieren bzw. darüber hinaus auch steigern. Daraus ergibt sich auch die Wirtschaftlichkeit dieser Erweiterung bei allen zukünftigen Klimaveränderungen. Eine Modernisierung durch einen Turbinentausch wie beim Kraftwerk Pernegg sowie Agonitz ist laut Ergebnis der Modellrechnung keine eindeutige Anpassung an den Klimawandel, sondern dient eher zur Wirkungsgradsteigerung des Kraftwerks.

Im Bereich der Windkraft wird ein Modell für den Windpark in Deutschland um die Anpassungsmaßnahme einer Sturmregelung erweitert. Diese Modellrechnung ergibt, dass eine Sturmregelung in jedem Fall einen Mehrertrag liefert, jedoch den möglichen Minderertrag aus der Windkrafterzeugung eines zukünftigen Szenarios nicht gänzlich kompensieren kann.

Referenzwerte aus Untersuchungen zur Kühlung der Photovoltaikmodule dienen als Basis für dessen wirtschaftliche Betrachtung. Diese Betrachtung ergibt, dass die gekühlten Module einen technischen Mehrertrag liefern, jedoch den Minderertrag der zukünftig möglichen Klimaszenarien nicht gänzlich kompensieren können. Auch die Wirtschaftlichkeit der Kühlsystemumstellung zur Anpassung der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken an den Klimawandel wird durch einige Literaturangaben berechnet. Diese Berechnung ergibt, dass sich die Umstellung auf eine Kühlung mittels Kühlturm bei thermischen Kraftwerken schon bei Vermeidung einiger Tage an wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkungen amortisieren würde.

ABSTRACT

Possible adaptation measures for the electricity industry due to future climate changes are described and investigated in this master thesis.

In a first step certain climate scenarios, which are significant for the electricity industry, are selected from the project "EL.ADAPT – Impacts of Climate Change and Adaptation in the Electricity Sector – The Case of Austria in a Continental European Context" and the impacts on the energy conversion sector of the energy generation are determined. Following these impacts, certain challenges for the different forms of energy conversion – hydropower, wind power, photovoltaic and thermal power – and also for the consumers arise.

Furthermore this work deals with the technical adaptation potentials of the power generation sector, order for the profits stagnate or even rise in spite of the climate change. Certain methods are developed, which can be used in case of an increase or decrease of a particular influential factor on power generation or in case of an extreme event.

For each power generation some methods of adaptation are selected and their profitability is inspected for each chosen future climate scenario. As basis for the calculation of the profitability of certain adaptation methods for the hydro power sector, a hydro power plant model is used. An enhancement of the plant with HYDROMATRIX® modules and through an expansion of the water way incl. power enhancement are calculated by the model. Also two different types of modernisation of the power plants through a change of turbines are also calculated by the same model. The enhancement with HYDROMATRIX® modules at the power plant Abwinden-Asten couldn't entirely compensate the influence of climate change on the generation. Additionally this adaptation wouldn't be economic for each climate scenario. The expansion of the water way incl. power enhancement at the power plant Kirchbichl could compensate the change of the energy generation. So this adaptation is resulting in an economical solution for each scenario. The modernisation at the power plant Pernegg and Agonitz isn't a real adaptation to the climate change, but rather results in a more efficient power plant.

For wind power, an existing model for the German wind park is extended with a storm regulation. The result of the calculation is that the wind power with a storm regulation produces more energy, but not enough for compensating the climate change.

Reference levels of studies on the effect of cooling for photovoltaic modules are the base of its economic evaluation. The result of the calculation is that cooled modules produce more energy than modules without cooling, but this cooling effect couldn't compensate the effect of the climate change. Also the profitability of changing the cooling system of thermal power plants is calculated using detailed literature information. The installation of a cooling tower would be refinanced after avoiding some days in which the production of the plant is limited by the temperature of the river.

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung	1
2.	Einflussfaktoren des Klimawandels auf die Elektrizitätswirtschaft.....	3
2.1	Definition der Begriffe Klima und Klimawandel	3
2.2	Zukünftige Klimaszenarien	6
2.3	Auswirkungen auf die Energieumwandlungskette	9
2.4	Herausforderungen für die Energieerzeuger.....	11
2.4.1	Erzeugung aus Wasserkraft	11
2.4.2	Erzeugung aus Windkraft	13
2.4.3	Erzeugung aus Photovoltaik.....	14
2.4.4	Erzeugung durch thermische Kraftwerke.....	15
2.5	Herausforderungen für die Endverbraucher	16
3.	Technische Anpassungspotentiale	18
3.1	Erzeugung durch Wasserkraft	18
3.1.1	Fluss- und Laufkraftwerke	19
3.1.2	Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke	22
3.1.3	Peltonturbine.....	22
3.1.4	Kaplanturbine	23
3.1.5	Francisturbine	27
3.2	Erzeugung durch Windkraft.....	29
3.3	Erzeugung durch Photovoltaik.....	33
3.4	Erzeugung durch thermische Kraftwerke.....	36
4.	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung	39
4.1	Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen in der Wasserkrafterzeugung	39
4.1.1	Laufwasserkraftwerk Abwinden-Asten.....	39
4.1.2	Laufwasserkraftwerk Kirchbichl	47
4.1.3	Laufwasserkraftwerk Pernegg	49
4.1.4	Laufwasserkraftwerk Agonitz.....	51
4.2	Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen in der Windkrafterzeugung	54
4.2.1	Windkraftanlage mit integrierter Sturmregelung.....	54
4.3	Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen in der Photovoltaikerzeugung.....	65

4.3.1 Photovoltaikmodulkühlung durch wasserdurchflossene Kühlschlangen bzw. Luftströmung	66
4.4 Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken	70
5. Schlussfolgerung und Zusammenfassung	81
6. Anhang.....	83
6.1 Quellenverzeichnis	83
6.2 Abbildungsverzeichnis.....	89
6.3 Tabellenverzeichnis.....	92
6.4 Abkürzungsverzeichnis	93

1. Einleitung

Seit der Entstehung der Erde treten Veränderungen des Klimas über einen längeren Zeitraum auf. Diese Klimaänderungen können zum Einen aus natürlichen Einflüssen, zum Beispiel die Entstehung der Eiszeit, oder aber auch aus menschlichen Einflüssen resultieren. Der Mensch beeinflusst das Klima vor allem durch die Anreicherung von Treibhausgasen, dass zu einer globalen Erwärmung – den Anstieg der Erdoberflächentemperatur von 0,74 °C in den letzten 100 Jahren (Podbregar, et al., 2009 S. 4) – und dem sogenannten Klimawandel führt. Das Hauptproblem bzw. die Hauptursache für diese globale Erwärmung liegt darin, dass sich die Konzentration von Kohlendioxid (CO₂) in den letzten Jahrzehnten stetig erhöht hat. Diese Erhöhung ist unter anderem auf die Elektrizitätserzeugung in thermischen Kraftwerken durch Verbrennung von fossilen Energieträgern zurück zu führen.

Global gesehen wirkt sich der Klimawandel nicht in allen Regionen und auch nicht in allen Jahreszeiten im selben Ausmaß aus. Die nördliche Halbkugel ist stark von der globalen Erwärmung betroffen, wobei auf der Südhalbkugel kaum Auswirkungen zu sehen sind (Podbregar, et al., 2009 S. 4). Steigende Temperaturen in den Wintermonaten sind vor allem in Nordamerika, Nordeuropa und China zu spüren, Nordafrika und Zentral- sowie Südeuropa dagegen weisen höhere Temperaturen im Sommer auf. Das kritische Gebiet um Grönland hat eher im Herbst mit den steigenden Temperaturen zu kämpfen. Nicht nur steigende Temperaturen sondern auch ein häufigeres Auftreten von Extremwittersituationen sind die Folgen des nicht vermeidbaren Klimawandels. Seit einigen Jahren jedoch versucht die Menschheit aktiv die Ursache des Klimawandels durch Reduktion der Treibhausgasemissionen zu bekämpfen (Mitigation). Da diese Maßnahmen nur zu einer künftigen Situationsverbesserung beitragen und nicht die mittelfristigen Klimaveränderung stoppen, ist man in den verschiedensten Bereichen gezwungen, sich an diese Änderungen anzupassen (Adaptation).

Um zu erfahren in welchen Bereichen und in welchem Ausmaß zukünftig Anpassungsmaßnahmen speziell im Elektrizitätssektor notwendig sind, wurde am 1.1.2011 von drei Grazer Forschungseinrichtungen¹ das Forschungsprojekt "EL.ADAPT – Auswirkungen des Klimawandels und Anpassungen im Elektrizitätssektor am Beispiel von Österreich im Europäischen Kontext" gestartet. Dieser Wirtschaftssektor erweist sich, aufgrund des weltweit wachsenden Anteils an Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und der daraus resultierenden Abhängigkeit von sich ändernden klimatischen Bedingungen, als äußerst forschungsrelevant. Weiters wird auch die Bedarfsseite des Elektrizitätssektors von zukünftigen Klimaveränderungen beeinflusst. Das Projekt EL.ADAPT untersucht den Einfluss des Klimawandels speziell auf die Elektrizitätserzeugung bis 2050, wobei hochauflösende

¹ **Universität Graz:**

Wegener Zentrum für Klima und globalen Wandel, Brandhofgasse 5, 8010 Graz.
Institut für Erdwissenschaften, Heinrichstraße 26, 8010 Graz.

Technische Universität Graz:

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovationen, Inffeldgasse 18, 8010 Graz.

Joanneum Research:

Policies, Zentrum für Wirtschafts- und Innovationsforschung, Leonhardstraße 59, 8010 Graz.

Klimaszenarien mit einem Niederschlags-Abfluss-Modell dem daraus folgenden Kraftwerks-Modell, einem ökonometrischen Verbrauchsmodell sowie einem techno-ökonomischen Modell der Elektrizitätswirtschaft und einem multisektoralen CGE-Modell² für die Berechnungen kombiniert werden (Abbildung 1).

Auf Basis dieses gegenwärtigen Projekts werden in dieser Arbeit mögliche Anpassungsmaßnahmen der Elektrizitätswirtschaft erläutert, um zum Einen klimatische Veränderungen zukünftig ausnutzen zu können und zum Anderen diverse Arbeitsbereiche z.B. von Kraftwerken zu verschieben, um gegenwärtige Erträge erhalten zu können. Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen der verschiedensten Energieerzeugungsarten werden genauer bezüglich ihrer Umsetzbarkeit, den Kosten sowie Nutzen betrachtet und analysiert. Zusätzlich gibt diese Arbeit auch einen kurzen Einblick, inwiefern sich das Verbraucherverhalten in der Elektrizitätswirtschaft aufgrund des Klimawandels verändern wird und worin auch in diesem Bereich Anpassungen notwendig sind. Die Auswirkung des Klimawandels auf die Energieübertragung betrifft hauptsächlich, aufgrund der vorherrschenden Umgebung, nur Freileitungen und wirkt sich dort auch nur in geringem Ausmaß aus. Es würden sich bei Veränderung der mittleren Umgebungstemperatur die allgemeinen Belastungsgrenzen der Freileitungen ändern, wobei man diese jedoch mittels Freileitungs-Monitoring³ anpassen könnte. Da im Rahmen des Projekts EL.ADAPT der zukünftige Einfluss des Klimawandels auf die Energieübertragung nicht untersucht wird und der Einfluss von Extremwetterereignissen schon in (Barben, 2010) behandelt wurde, wird dieses Thema auch in dieser Arbeit nicht näher betrachtet.

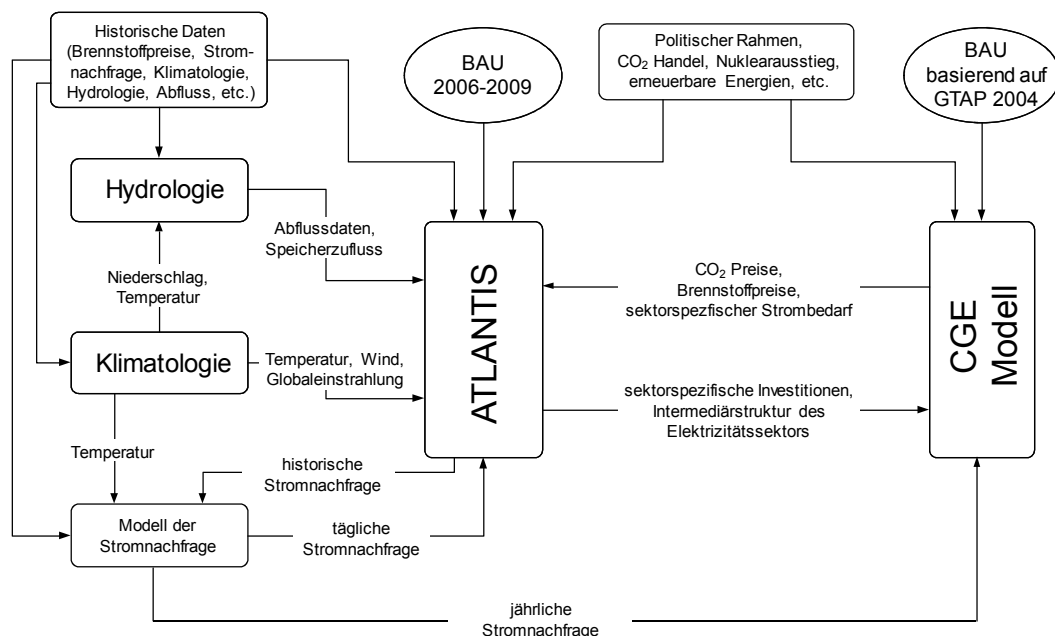


Abbildung 1: Modellübersicht EL.ADAPT (Feichtinger, et al., 2013 S. 3)

² Computable General Equilibrium (eine Gruppe von wirtschaftstheoretischen Modellen).

³ Die aktuelle Betriebstemperatur der Freileitung wird gemessen, wobei auch die Kühlwirkung des Wetters mit einfließt und somit die Strombelastungsgrenzen kurzfristig abgeändert werden können (vgl. auch Übertragungsnetzbetreiber Deutschland, 2012 S. 15ff).

2. Einflussfaktoren des Klimawandels auf die Elektrizitätswirtschaft

Um die Einflussfaktoren des Klimawandels auf die Elektrizitätswirtschaft bestimmen und erläutern zu können, muss zuerst das Klima im Allgemeinen definiert und der Klimawandel erläutert und abgegrenzt werden. Erst nach genauer Bestimmung von zukünftig möglichen Klimaveränderungen, können daraus Parameter gefiltert werden, welche mögliche Einflussfaktoren für die Wirtschaft und im Besonderen für die Elektrizitätswirtschaft darstellen.

2.1 Definition der Begriffe Klima und Klimawandel

Der heute verwendete Begriff Klima ist in seinem Ursprung weit in die Vergangenheit zurück zu führen. Aufzeichnungen zu Folge wurden im Jahr 500 v. Chr. von dem griechischen Philosophen Parmenides von Elea verschiedene Klimazonen benannt, welche auf die sich ändernde Sonnenstrahlung in Abhängigkeit zum Neigungswinkel zwischen Sonne und Erde zurückzuführen sind. Da das griechische Wort für "ich neige" *klino* lautet, wurde daraus der noch heute verwendete Begriff Klima abgeleitet (Schönwiese, 2008 S. 11).

Heute wird dieser Begriff, welcher sprachlich nicht zu verwechseln ist mit Wetter, dem physikalischen Zustand der Atmosphäre zu einem bestimmten Zeitpunkt an einem bestimmten Ort (Deutscher Wetterdienst, 1996-2013), folgend definiert:

"Das Klima ist die Zusammenfassung der Wettererscheinungen, die den mittleren Zustand der Atmosphäre an einem bestimmten Ort oder in einem mehr oder weniger großen Gebiet charakterisiert." (Deutscher Wetterdienst, 1996-2013)

Da diese Wettererscheinungen global gesehen hinsichtlich Temperatur, Niederschlag und Energiebilanz gebietsweise gleich oder ähnlich sind, kann man diese Gebiete zur Vereinfachung in verschiedene Klimazonen einteilen. Die Klassifikation dieser Einteilung kann entweder genetisch-dynamisch, wobei die Energiebilanz der Erde und die daraus ableitende Luftmassenbewegung als Klassifikationsbasis verwendet wird, oder effektiv, welche die Temperatur und den Niederschlag als Hauptgliederungsparameter verwendet, erfolgen. Die genetisch-dynamische Klimaklassifikation ist ursächlich durch die vorherrschenden zonalen Strömungskomponenten in der unteren Troposphäre begründet und teilt die Erde in sieben Klimazonen. Nach der Idee von Hermann Flohn im Jahre 1950 werden die verschiedenen Klimazonen durch eine Buchstabenkombination identifiziert welche für die zonale Strömungskomponente im Sommer (erster Buchstabe) und jene im Winter (zweiter Buchstabe) stehen (Tabelle 1). Der Buchstabe T steht für innertropische westliche Winde, W für außertropische westliche Winde, P für tropische östliche Winde sogenannte Passate und E für polare östliche Winde (Kappas, 2009 S. 143).

Genetisch-dynamisch klassifizierte Zonenklimare	
<i>Buchstabenkombination</i>	<i>Bezeichnung</i>
TT	Innertropisches Klima
TP	Randtropisches Klima
PP	Subtropisches Trockenklima
PW	Subtropisches Winterregenklima
WW	Feuchtgemäßigtes Klima
EW	Subpolares Klima
EE	Hochpolares Klima

Tabelle 1: Zonenklimare auf Basis von (Kappas, 2009 S. 143)

Die effektive Klimaklassifikation im Vergleich dazu, liefert keine Aussage über die Ursachen der räumlich unterschiedlichen Klimare. Diese Klassifikation untergliedert den Hauptparameter Temperatur durch festgelegte Schwellenwerte und den Hauptparameter Niederschlag durch Indizes. Die meistgenutzte Klassifikation dieser Art ist jene vom deutschen Meteorologen Wladimir Köppen aus dem Jahr 1923, welche die Erde in sehr kleine regionale Klimaeinheiten gliedert (Kappas, 2009 S. 143). Diese Unterteilung in fünf Hauptklimazonen basiert auf einer Klimaformel, welche die Niederschlagsmenge, Niederschlagsverteilung, Temperatur sowie die Verteilung der Vegetationsgürtel berücksichtigt (Abbildung 2).

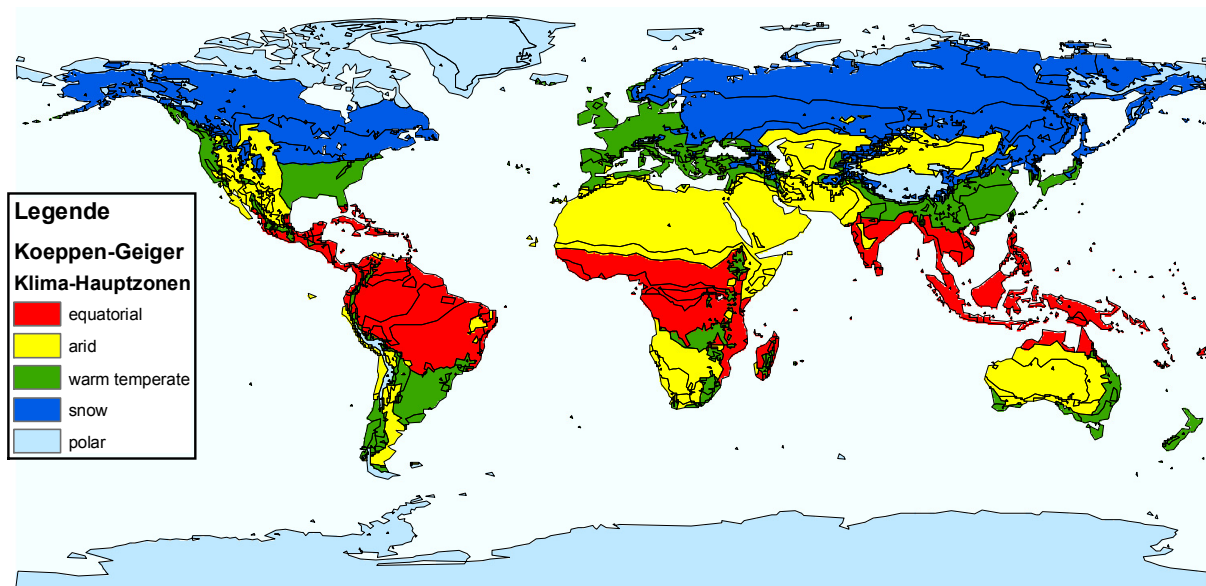


Abbildung 2: Klimazonen nach Köppen, eigene Darstellung auf Basis von (Kottek, et al., 2006)

Da zwischen den einzelnen Elementen eines Klimasystems Wechselwirkungen bestehen, kommt es zu deutlichen Veränderungen in Zeit und Raum. Die nachfolgend angeführten prägenden Veränderungsphasen der Vergangenheit wurden dem Buch von Christian-Dietrich Schönwiese entnommen (Schönwiese, 2008 S. 286). Im Allgemeinen ist der Klimaverlauf der letzten 2-3 Milliarden Jahre durch ein warmes Klima geprägt, welches durch

episodisch auftretende kältere Phasen (Eiszeitalter) unterbrochen wird. Die letzte Kaltzeit trat vor ca. 18.000 Jahren auf und trug den Namen Würm-Kaltzeit. Seit Ende dieser Zeit herrscht auf der Erde eine Wärmeperiode mit einigen Schwankungen. Mit Beginn des 20. Jahrhunderts und noch immer anhaltend nimmt der Erwärmungsgrad ununterbrochen zu. Einige Jahrzehnte später beginnend, konnte man auch den Anstieg des Meeresspiegels sowie den Rückgang der Schnee- und Eisbedeckung beobachten, welche beide auf die steigende Erwärmung zurückzuführen sind (Abbildung 3).

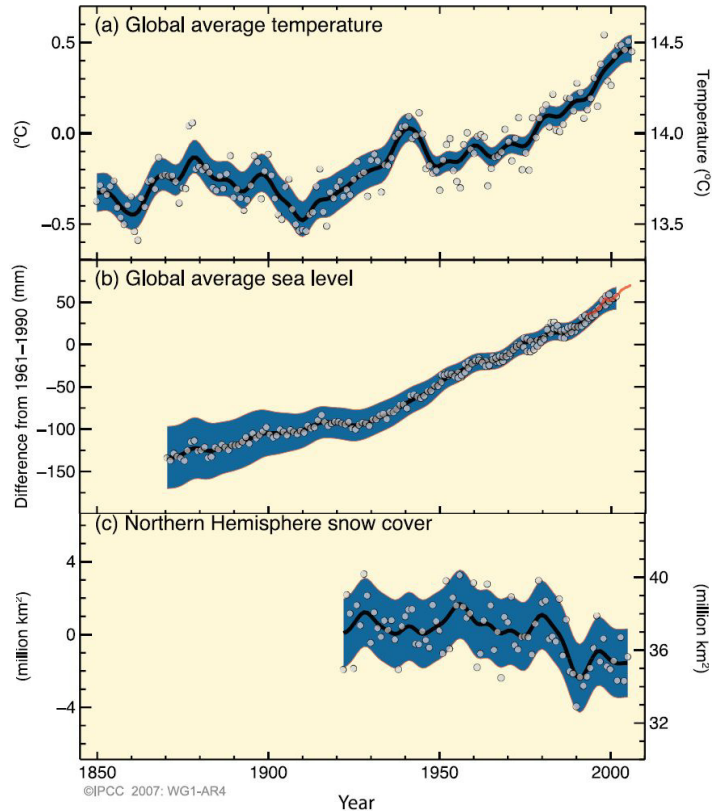


Abbildung 3: (a) Veränderung der Erdoberflächentemperatur, (b) Veränderung der Meeresspiegelhöhe, (c) Veränderung der Erdoberflächenschneedecke (Solomon, et al., 2007)

Diese Veränderungen des Klimas sind zum Einen von natürlicher und zum Anderen von anthropogener Ursache und werden zusammenfassend als Klimawandel bezeichnet. Die natürlichen Ursachen des Klimawandels kann man wiederum in extraterrestrische und terrestrische unterteilen. Zu den extraterrestrischen natürlichen Ursachen zählen die Veränderung der Solarkonstante, welche sich im Bereich von 0,1 % befindet (Madry, 2011), und die Veränderung der Strahlungsbilanz, welche durch die veränderliche Schneebedeckung der Erdoberfläche hervorgerufen wird. Die terrestrischen Einflussfaktoren umfassen den explosiven Vulkanismus, die atmosphärische und ozeanische Zirkulation, die Kontinentaldrifts und die Erdbahnparameter, auf die jedoch nicht näher eingegangen wird.

Durch die starke Zunahme der Konzentration von klimarelevanten Gasen⁴ in den vergangenen Jahren wird der natürliche Treibhauseffekt der Erde verstärkt. Diese anthropogen verursachte Steigerung ist vor allem auf die Nutzung von fossilen Energieträgern zurückzuführen, trägt langfristig zur globalen Erwärmung bei und kann somit durch Mitigation reduziert werden.

Nach der Analyse der vergangenen Klimaveränderungen und deren Ursache muss man auch den zukünftigen Klimawandel prognostizieren, um dem entsprechend entgegenwirken zu können. Da der Klimawandel nicht gänzlich gestoppt, sondern nur vermindert werden kann, ist auch eine Anpassung der Wirtschaft, vor allem der Elektrizitätswirtschaft, notwendig um zukünftige Erträge konstant zu halten oder zu steigern.

2.2 Zukünftige Klimaszenarien

Um die Elektrizitätswirtschaft für mögliche, zukünftige Klimaveränderungen anpassen zu können, müssen diese definiert und bestimmte Szenarien anhand signifikanter Faktoren ausgewählt werden. Im Rahmen des Projektes EL.ADAPT, wie bereits in Kapitel 1 erwähnt, wurden vier mögliche Szenarien Schritt für Schritt erarbeitet.

Als Grundstein musste eine geeignete Auswahl von Zusammenstellungen der Klimagrößen Temperatur, Wind, Niederschlag und Sonneneinstrahlung gefunden werden. Die Änderungen dieser Klimagrößen im Mittel zwischen den Jahren 1961-1990 und 2011-2050 (Tabelle 2) wurden anschließend anhand ihrer Signifikanz für die Elektrizitätswirtschaft gewichtet (2-1) und auf eine gleiche Einheit normiert (Tabelle 3).

$$g_i = \frac{1}{1000} \cdot \left(\frac{\mu_i}{12} + \sigma_i \right) \quad (2-1)$$

g_i ...Gewichtungsfaktor Einflussgröße i

μ_i ...Jahresmittel

σ_i ...Standardabweichung

(Gutsch, et al., 2011 S. 6)

Warum grundsätzlich die Klimagrößen bzw. die Änderung dieser Größen die Elektrizitätserzeugung beeinflussen hängt damit zusammen, dass sich die verschiedensten Erzeugungsarten bzw. Kraftwerke durch den eingesetzten Primärenergieträger, welcher als Haupteinflussfaktor für den Kraftwerksbetrieb gilt, unterscheiden. Liegt die Primärenergie quantitativ oder qualitativ in einem anderem Ausmaß vor, wirkt sich das auf die Energieumwandlung im Kraftwerk und somit auf die Quantität der Sekundärenergie aus. Vor allem bei den erneuerbaren Energieerzeugungsformen beeinflusst der Klimawandel direkt den Primärenergieträger und wirkt sich somit auf den Ertrag des Kraftwerks aus. Anders bei den thermischen Kraftwerken, hier hat der Klimawandel einen starken Einfluss auf das Kühlsystem der einzelnen Erzeugungsstätten, welcher sich auf eine Wirkungsgradänderung niederschlägt oder zu einer verminderten Einsatzfähigkeit führen kann.

⁴ Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Ozon (O₃), Schwefelhexafluorid (SF₆) und weitere Stoffe.

Aktuelle Energieerzeugungs- bzw. Energieverbrauchswerte für Österreich und Deutschland		
<i>Erzeugungsart/ Verbrauch</i>	<i>Mittlere Jahreserzeugung in GWh</i>	<i>σ/μ auf Monatsbasis</i>
Wasserkraft	58.200	0,20
Windkraft	38.900	0,30
Photovoltaik	11.200	0,15
Haushaltsverbrauch	161.400	0,13

Tabelle 2: Zusammenfassung der aktuellen Energieerzeugungs- bzw. Energieverbrauchswerte für Österreich und Deutschland (Gutschi, et al., 2011 S. 6)

Gewichtung der Einflussgrößen der Elektrizitätswirtschaft				
<i>Erzeugungsart/ Verbrauch</i>	<i>Geschätzte max. Entwicklung in GWh</i>	<i>Mittel</i>		<i>Gewichtungsvorschlag</i>
		μ	σ	
Wasserkraft	72.750	65.475	1100	7
Windkraft	97.250	68.075	1700	7
Photovoltaik	33.600	22.400	300	2
Haushaltsverbrauch	177.540	16.470	1800	16

Tabelle 3: Gewichtung der Einflussgrößen der Elektrizitätswirtschaft (Gutschi, et al., 2011 S. 7)

Aufgrund dieses Zusammenhanges werden die ermittelten, gewichteten, normierten Klimaänderungssignale anhand ihrer Auswirkungen auf die Elektrizitätserzeugung bzw. -verbrauch im Sommer sowie im Winter qualitativ bewertet. Als Bewertungsmaß wird zwischen "Plus" (+) – positive Auswirkung auf die Elektrizitätserzeugung – und "Minus" – negative Auswirkung – unterschieden. Ein Anstieg der Primärenergieträger der erneuerbaren Energieerzeugung, wie Niederschlag, Wind und Sonnenstrahlung, wird grundsätzlich ganzjährig positiv und ein Rückgang negativ bewertet. Anders bei der Änderung der Temperatur – hier wird eine Zunahme im Sommer sowie eine Abnahme im Winter negativ und das Gegenteil positiv bewertet. Diese Bewertung ist auf den Zusammenhang zwischen Temperatur- und Endverbrauchsänderung zurückzuführen.

Nach diesen Bewertungen zu Folge, werden aus 19 durch das ENSEMBLES-Projekt der Europäischen Union⁵ entwickelten Klimamodellen, welche auf Emissionsszenarien von Treibhausgasen basieren, verschiedene Klimaszenarien berechnet. Vier dieser berechneten Klimaszenarien werden davon aufgrund ihrer Auswirkungen auf bestimmte Gebiete in Europa ausgewählt. Für den Niederschlag wird das in Abbildung 4 blau markierte Gebiet betrachtet, für die Windgeschwindigkeit das grün markierte und für die Sonneneinstrahlung der rote Bereich. Jedes dieser ausgewählten und folgend angeführten Szenarien hat für sich eine Auswirkung auf einen, in die Elektrizitätswirtschaft einfließenden Bereich:

⁵ Gefördertes EU-Projekt über die Dauer von fünf Jahren (2004-2009), in welchem mehrere globale und regionale Klimasimulationen für Europa und Afrika gerechnet und ausgewertet wurden (Climate Service Center Germany, 2009).

- **Desert:**

Dieses Szenario liefert ein sehr warmes und trockenes Klimasignal im Sommer und milde Bedingungen im Winter. Über das gesamte Jahr gesehen ist das Klimaänderungssignal für die Windgeschwindigkeit negativ. Die Residuallast⁶ geht in den Wintermonaten stark zurück und steigt im Sommer geringfügig an. Dies wird, aufgrund der positiven Auswirkungen auf die Hydrologie und den Verbrauch, als "best case" Szenario ausgewählt.

- **Tropic:**

Die Klimaänderungssignale zeigen einen Anstieg des Niederschlags und der Temperatur im Sommer und Winter. Die Windgeschwindigkeit sinkt geringfügig, während die Sonnenstrahlung eine durchschnittliche Änderung aufweist. Aufgrund der ebenfalls großen Auswirkungen auf den Verbrauch und die Wasserkraft in Österreich, wird auch dieses Szenario ausgewählt.

- **Aircondition:**

Die Eigenschaften dieses Szenarios sind eine stärkere Erwärmung im Sommer als im Winter und somit ein Anstieg des Kühlbedarfs. Dieses Szenario wird aufgrund der ganzjährig negativen Auswirkungen auf die Endkundennachfrage bzw. Residuallast als "worst case" Szenario ausgewählt.

- **Moderate:**

Dieses Durchschnittsszenario liefert mittlere Änderungssignale für alle Faktoren und wird deshalb ausgewählt.

Jedes ausgewählte Klimaszenario für sich hat europaweit gesehen spezielle positive sowie auch negative Auswirkungen auf die gesamte Elektrizitätswirtschaft. Wenn man die Änderung eines Klimaparameters detailliert betrachtet, hat dieser entweder einen positiven oder einen negativen Effekt auf eine bestimmte Energieerzeugungsform oder den Endverbrauch.

⁶ Last, die nach Abzug der Einspeisung aus erneuerbaren Energien und wärmegeführten KWK-Anlagen durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss (Deutsche Energie-Agentur GmbH).

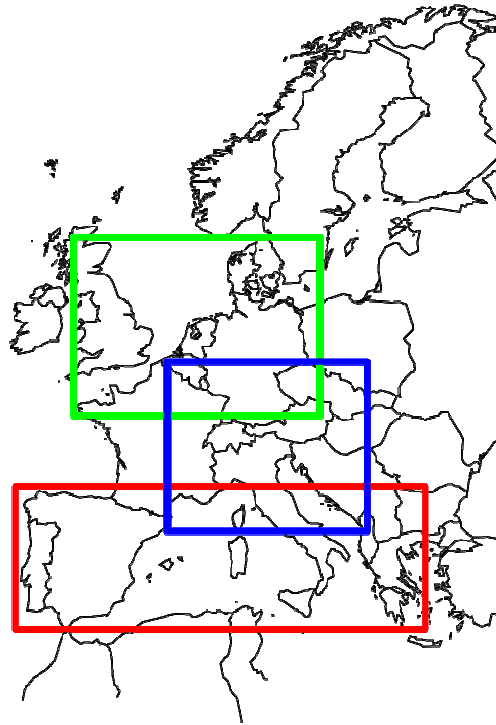


Abbildung 4: Betrachtete Gebiete bei der Auswahl der Klimaszenarien (Themeßl, et al., 2012)

2.3 Auswirkungen auf die Energieumwandlungskette

Der in der Vergangenheit beobachtete und zukünftig prognostizierte Klimawandel beeinflusst die Energieumwandlungskette in einem Punkt direkt (Abbildung 5), indem dieser für ein qualitativ oder quantitativ verändertes Vorkommen der Primärenergieträger sorgt. Nicht jeder primäre Energieträger wird jedoch im selben Ausmaß vom Klimawandel beeinflusst. Das Vorkommen der fossilen Energieträger Erdöl, Kohle und Erdgas wird durch den Klimawandel nicht verändert, wobei die Wasserkraft hingegen stark vom Klimawandel beeinflusst wird. Wenn auf Dauer gesehen der Niederschlag weniger wird, reduziert sich das Wasservolumen unserer Flüsse und Seen und somit können Wasserkraftwerke weniger abarbeiten. Umgekehrt gesehen, führt eine steigende Niederschlagsmenge zu einem vermehrten Einsatz der Erzeugung aus Wasserkraft. Auch steigende Temperaturen bzw. Hitzeperioden führen langfristig zu weniger verarbeitbarem Wasservolumen, kurzzeitig jedoch durch schmelzende Gletscher zu mehr Abfluss. Im Bereich der Energieerzeugung aus Wasserkraft sind durch diesen direkten Einfluss des Klimawandels auf den Primärenergieträger, die Erzeuger unausweichlich mit einer Veränderung der Erzeugercharakteristik konfrontiert.

Auch die Energieerzeugung aus Windkraft muss sich durch die ändernden Windgeschwindigkeiten mit Anpassungsmaßnahmen auseinandersetzen. Der Primärenergieträger Sonnenstrahlung und auch der Klimaparameter Temperatur sind von Änderungen in den prognostizierten Klimaszenarien betroffen, sodass sich die erzeugte Energiemenge aus Photovoltaik ändert. Andere Energieträger wie zum Beispiel Biomasse, Kernbrennstoffe, usw. werden nicht oder nicht bedeutend durch den Klimawandel in ihrer Qualität und Quantität verändert.

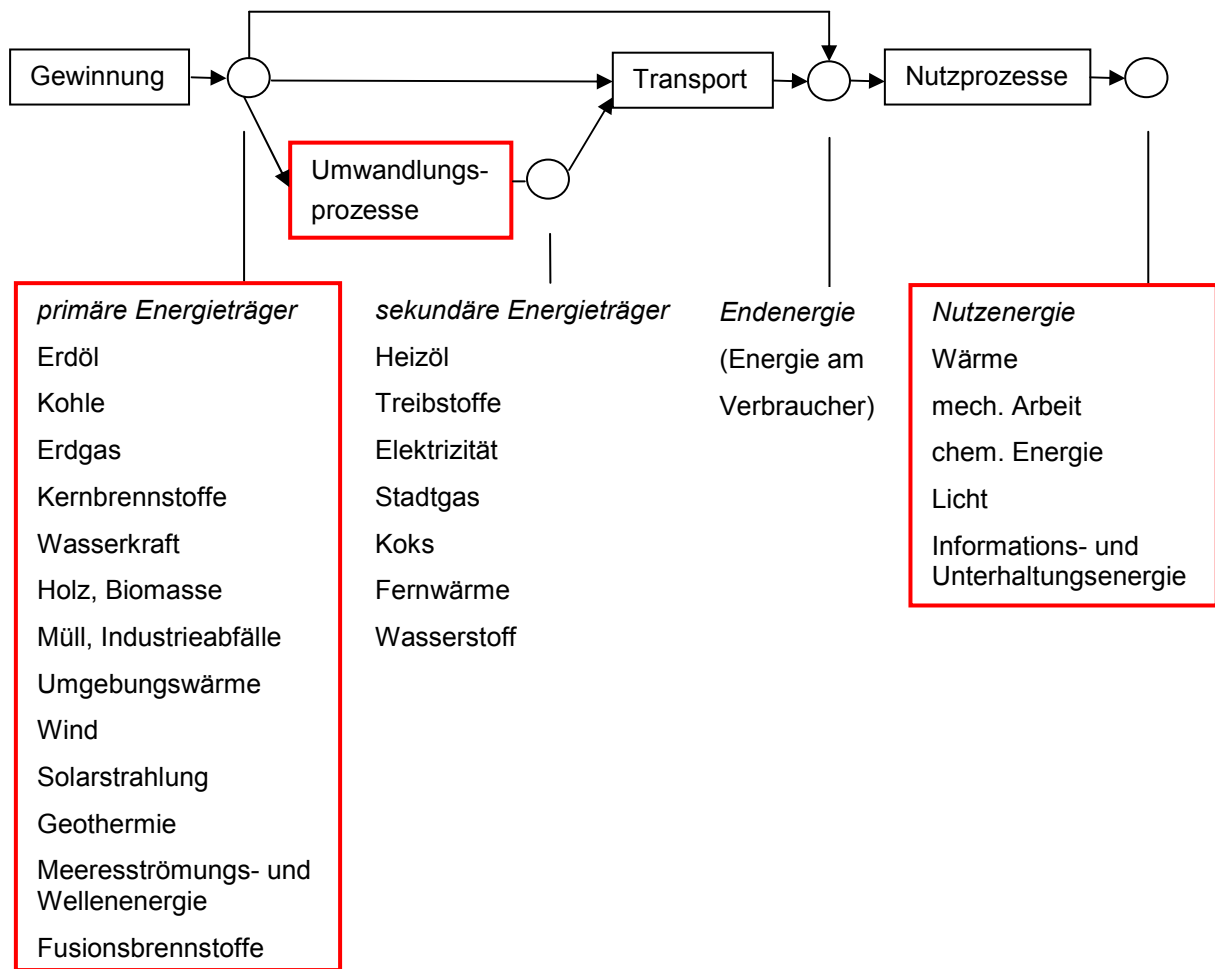


Abbildung 5: Energieformen, Energieumwandlungsstufen
 (vom Klimawandel direkt betroffene Bereiche rot markiert), auf Basis von (Crastan, 2009 S. 3)

Da ca. 73% des inländischen Primärenergieaufkommens in Österreich aus erneuerbaren Energieträgern, zum Großteil aus Wasserkraft besteht⁷ (Statistik Austria, 2012) und der Klimawandel vor allem diese beeinflusst, sehen sich die Energieerzeuger zukünftig damit konfrontiert, verschiedene Anpassungsmaßnahmen entsprechend dem prognostizierten Klimaszenarien durchzuführen.

Der Umwandlungsprozess der Energiekette selbst wird nur indirekt vom Klimawandel beeinflusst. Die Energieerzeugung durch thermische Kraftwerke mit Flusskühlung ist von der Temperatur und der Wassermenge des verwendeten Gewässers abhängig. Deshalb beeinflussen mögliche Klimaveränderungen mit veränderlicher Niederschlagsmenge und/oder Temperatur die erzeugte Energiemenge. Auf den Umwandlungsprozess anderer Erzeugungsarten wirkt sich der Klimawandel ebenfalls geringfügig aus, dies wird jedoch in dieser Arbeit nicht näher behandelt.

⁷ Jahr 2011: Bruttoinlandsverbrauch 1.427.308 TJ = Inländisches Primärenergieaufkommen 489.012 TJ (davon 355.524 TJ aus erneuerbaren Energieträgern) + Import 1.288.307 TJ – Lager 53.863 TJ – Export 296.148 TJ (Statistik Austria, 2012).

Das Ende der Energieumwandlungskette bzw. die Verwendung der Endenergie wird ebenfalls vom Klimawandel beeinflusst. Wie man in Abbildung 6 am Beispiel Österreich im Jahr 2011 erkennen kann, werden ca. 30% des Nutzenergieverbrauchs für Raumheizung, Klimaanlage und Warmwasser aufgewendet (Statistik Austria, 2012). Bei verändernder Temperatur wird sich im Winter auch der Verbrauch für Raumheizung und im Sommer der Verbrauch für Klimaanlage ändern.

Nutzenergieverbrauch in Österreich im Jahr 2011

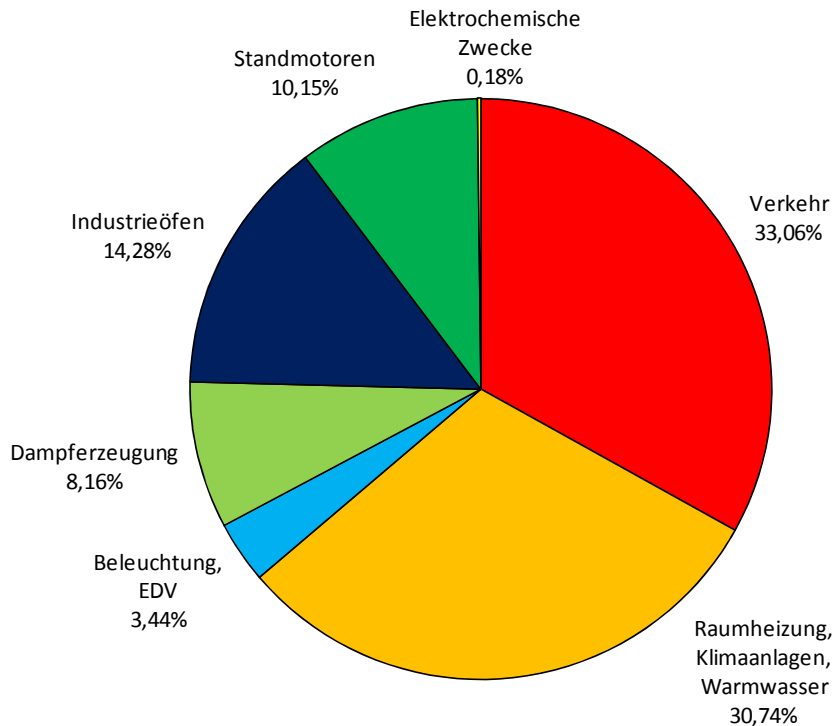


Abbildung 6: Nutzenergieverbrauch in Österreich im Jahr 2011, auf Basis von (Statistik Austria, 2012)

2.4 Herausforderungen für die Energieerzeuger

Die Betreiber von Wasserkraft-, Windkraft-, Photovoltaikanlagen und thermischen Kraftwerken stehen in Bezug auf den Klimawandel aufgrund ihrer unterschiedlichen Primärenergieträger auch vor unterschiedlichen Herausforderungen. Zum Einen kann der Klimawandel allgemein zu Ertragseinbußen und Lebensdauerverkürzungen führen, zum Anderen kann dieser bei entsprechender Anpassung auch zu Ertragssteigerungen führen.

2.4.1 Erzeugung aus Wasserkraft

Um die größtmögliche Energieausbeute bei möglichst geringen Kosten zu erreichen, werden Wasserkraftwerke beim Bau optimal auf die gegebenen Verhältnisse abgestimmt, indem man einen Leistungsplan für das Kraftwerk erstellt. Unter einem Leistungsplan einer Wasserkraftanlage versteht man eine grafische Darstellung der Zusammenhänge zwischen Durchfluss, Fallhöhe und Leistung (Giesecke, et al., 2009 S. 57). Durch den Klimawandel verändert sich aber der wichtigste Faktor, nämlich der Durchfluss. Vermehrter Niederschlag und

schmelzende Gletscher durch steigende Temperaturen können zu einem höheren Durchfluss bei einem Wasserkraftwerk führen. Durch den veränderten Durchfluss verschiebt sich der Arbeitspunkt der Turbineneinheit des Kraftwerkes und somit auch der gesamte Ertrag des Werks (Abbildung 7). Falls der Abfluss die Schluckwassermenge der Turbine übersteigt, fließt bei Laufwasserkraftwerken ein Teil ungenutzt über das Wehr und es geht Energie verloren. Nicht nur durch das nicht energetisch verwertbare Wasser, welches über das Wehr fließt, geht Energie verloren, sondern auch durch die geringere nutzbare Fallhöhe, welche sich durch den zunehmenden Unterwasserspiegel ergibt.

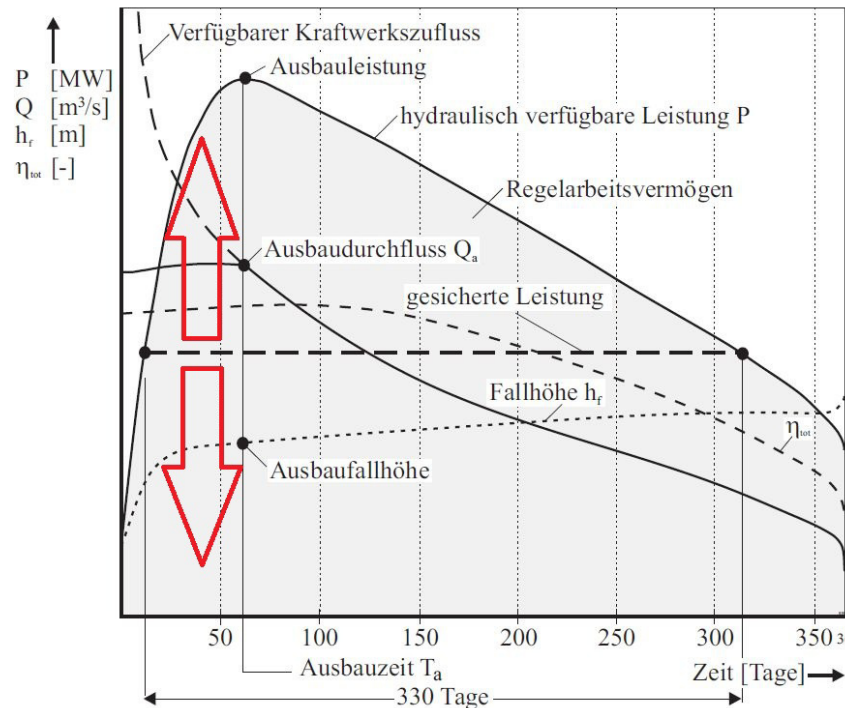
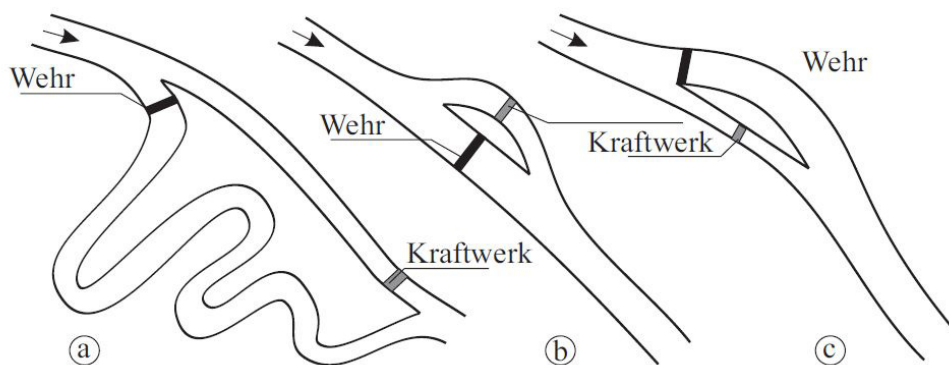


Abbildung 7: Charakteristischer Leistungsplan einer Wasserkraftanlage (Giesecke, et al., 2009), eigene Ergänzungen

Ein geringerer Abfluss durch weniger Niederschlag oder Hitzeperioden führt neben der Arbeitspunktverschiebung der Turbine noch zu anderen Problemen. Bei Ausleitungskraftwerken (Abbildung 8), einer speziellen Art von Laufwasserkraftwerk bei der das natürliche Gewässer aufgestaut und über einem Triebwasserweg dem Kraftwerk zugeführt wird, muss eine gesetzlich durch die Wasserrahmenrichtlinie⁸ der EU bestimmte Menge an Wasser im ursprünglichen Flussbett verbleiben. Diese verordnete Mindestrestwassermenge muss auch bei sinkendem Abfluss gegeben sein, weshalb es bei bestimmten Klimaszenarien vor allem bei dieser Art von Wasserkraftwerken zu Problemen und wie bei allen Arten zu Ertragsminderungen kommt.

⁸ Richtlinie zum Schutz der Binnen- und Oberflächengewässer.



**Abbildung 8: Ausleitungskraftwerke: a) Kanal-; b) Schleifen-; c) Schlingenkraftwerk
(Giesecke, et al., 2009 S. 109)**

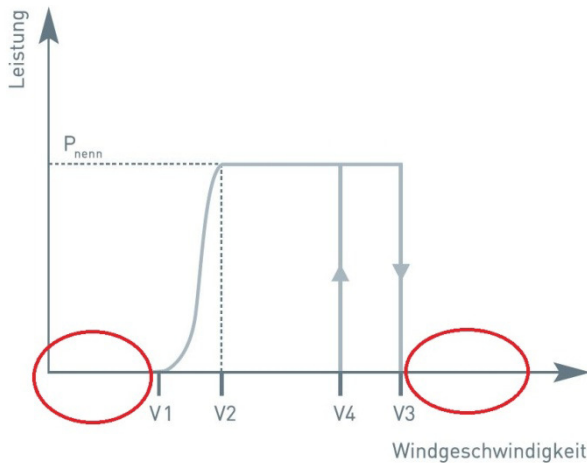
Die Lebensdauer von Wasserkraftanlagen wird durch den Klimawandel nicht direkt verkürzt, außer wenn eine große Menge an Geschiebe oder Ähnlichem durch Unwetter angeschwemmt wird, welches nicht oder nur teilweise durch die Rechenanlage abgefangen wird, kann es zu vorzeitigen, erheblichen Materialabnutzungen bei Turbinen kommen. Besonders davon betroffen sind bei Pelton-turbinen die Düsen, Eintrittskanten der Schaufelbecher und Schaufelbecheroberflächen, bei Francis-turbinen die Leiträder, Labyrinthdichtungen, Laufradeinlasskanten und der Laufradausgang und bei Kaplan-turbinen die Schaufeln (Theißing, et al., 2010 S. 118-120).

2.4.2 Erzeugung aus Windkraft

Zur Zeit erfolgt die Erzeugung aus Windkraft global gesehen hauptsächlich aus Anlagen mit horizontaler Achse und Dreiblatt-Rotoren (Abbildung 9). Diese Anlagen haben sich im Laufe der Zeit aufgrund ihrer Anpassungsfähigkeit an die vorherrschenden Windgeschwindigkeiten – Verstellen der Rotorblätter – und ihrer aerodynamischen Bauform gegenüber den Anlagen mit vertikaler Drehachse durchgesetzt (Hau, 2008 S. 69). Diese Anlagen benötigen jedoch eine Mindestwindgeschwindigkeit für das Einschalten und schalten auch bei einem bestimmten Höchstwert wieder ab. Für die Anlage E-82 von Enercon zum Beispiel bedeutet das, dass diese erst bei einer Windgeschwindigkeit von 2 m/s elektrische Leistung produziert und bei 25 m/s wieder abschaltet (ENERCON GmbH, 2013a). Bei Windgeschwindigkeitsänderungen bedingt durch den Klimawandel, würden diese, auf die heute optimale Turmhöhe und Situierung ausgelegten Anlagen, nicht mehr optimale Erträge liefern. Durchschnittlich vorherrschende geringere Windgeschwindigkeiten würden zu einem "zu späten" Einschalten und höhere Windgeschwindigkeiten zu einem "zu frühen" Ausschalten führen (Abbildung 10). Hierbei führt, aufgrund des größeren nicht aktiven Bereichs der Windkraftanlage, vor allem das zu frühe Ausschalten im Vergleich zum zu späten Einschalten zu Ertragsminderungen.



Abbildung 9: Windkraftanlage mit horizontaler Achse (ENERCON GmbH, 2013a)



V1...Einschaltgeschwindigkeit

V2...Nenngeschwindigkeit

V3...Abschaltgeschwindigkeit

V4...Wiedereinschaltgeschwindigkeit

Abbildung 10: Leistungskennlinie Windkraftanlage (ENERCON GmbH, 2013a), eigene Ergänzungen

Extremwittersituationen wirken sich bei Windkraftanlagen bezüglich der Lebensdauer vor allem negativ auf die Rotorblätter aus, da der Rotor der Ausgangspunkt für die gesamte Belastungssituation der Windkraftanlage ist (Hau, 2008 S. 172). In diesem Bereich stehen die Rotorblatt-Hersteller im Rahmen des Klimawandels vor neuen Herausforderungen, damit die Lebensdauer der gesamten Anlage nicht verkürzt wird.

2.4.3 Erzeugung aus Photovoltaik

Die Energieerzeugung aus Photovoltaik ist unter anderem abhängig vom Standort der Anlage, von der Modulausrichtung, dem Modulneigungswinkel und der Umgebungstemperatur. Die Umgebungstemperatur sowie die Strahlung, welche je nach Standort unterschiedlich sind, bestimmen die Temperatur der einzelnen Photovoltaikmodule. Die Modultemperatur wiederum hat einen direkten Einfluss und steht im linearen Zusammenhang mit dem elektrischen Wirkungsgrad der gesamten Photovoltaikanlage (Abbildung 11). Um den Ertrag einer Photovoltaikanlage bei einer klimawandelbedingten Temperatur-

steigerung konstant zu halten, sind die Betreiber dazu gezwungen Maßnahmen zu setzen, um die Modultemperatur zu senken. Für die klimawandelbedingte Steigerung der Strahlungsstärke sind nicht wirklich spezielle Anpassungsmaßnahmen notwendig. Größere Anlagenflächen und die Verwendung von Konzentratorzellen werden ohnehin aufgrund des erzielbaren Mehrertrags, ohne Berücksichtigung des Klimawandels, eingesetzt. Ansonsten bestehen keine zusätzlichen Herausforderungen durch die klimawandelbedingte Verstärkung der Einstrahlung. Zusätzlich ist diese Verstärkung auch prozentuell geringer als die prozentuelle klimawandelbedingte Steigerung der Umgebungstemperatur.

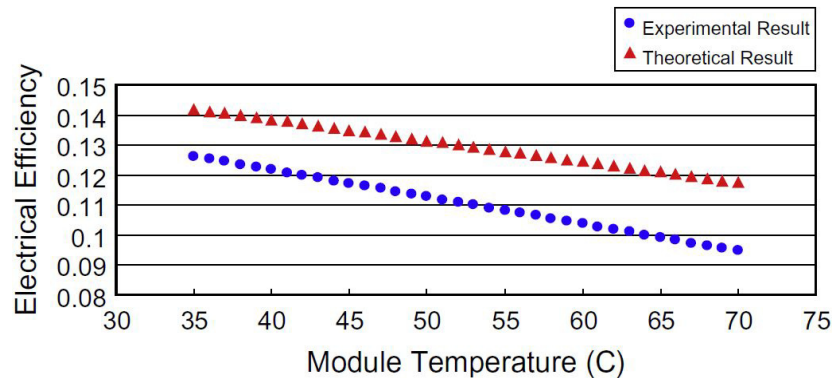


Abbildung 11: Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades eines Photovoltaikmoduls in Abhängigkeit der Modultemperatur (Teo, et al., 2011 S. 313)

Ein weiteres Problem für Photovoltaikanlagenbetreiber werden vermutlich die zukünftig prognostizierten Extremwetterereignisse darstellen. Hagelschlag, Sturmböen und extreme Temperaturspreizungen wirken sich eher negativ auf die Materialien und somit auf die Lebensdauer und den Wirkungsgrad einer Photovoltaikanlage aus. Auch in diesem Bereich stehen die Betreiber wahrscheinlich vor neuen Herausforderungen für die Zukunft.

2.4.4 Erzeugung durch thermische Kraftwerke

Thermische Kraftwerke sind nur in einem Bereich und von einem Parameter wesentlich vom Klimawandel betroffen. Bei der Erzeugung elektrischer Energie aus thermischen Kraftwerken entsteht an der Turbine ein Abdampf, welcher zur Gänze oder, wenn dieser für die Kraftwärmekopplung⁹ (KWK) verwendet wird nur teilweise, kondensiert werden muss. Die Abgase oder der Dampf werden in einen Kondensator geführt, indem die Kondensation entweder direkt oder indirekt durchgeführt wird. Bei der direkten Kühlung wird "trocken" gekühlt, d.h. die Rohrleitungen im Kondensator werden von Luft umströmt, sodass die Abwärme direkt an die Umgebung abgegeben wird. Anders bei der indirekten Kühlung, hier wird Wasser als Kühlmedium in einem eigenen Kühlwasserkreislauf im Kondensator verwendet. Diese Variante lässt sich weiter in Durchlauf-, Ablauf- und Kreislaufkühlung unterteilen (Abbildung 12). Das gesamte Gewässer, welches für die Kühlung verwendet wird, darf laut der Wasserrahmenrichtlinie der Europäischen Union je nach Gewässertyp nur um einige wenige Grad Kelvin erhöht werden und auch das Kühlwasser darf je nach

⁹ Ein energietechnisches System, dass mit einer oder mehreren Kraftmaschinen bzw. mit Hilfe anderer Anlagenteile die gewünschten Zielenergieformen Strom und/oder mechanische Energie sowie Wärme bereitstellen kann (Pehnt, 2010 S. 120).

Kühlvariante nur eine bestimmte Temperatur sowie Temperaturspreizung aufweisen (vgl. Strauch, 2011 S. 18-19). Falls diese Richtlinie aufgrund von klimawandelbedingter Gewässererwärmung nicht eingehalten werden kann, sind die Kraftwerksbetreiber dazu gezwungen, die Leistung zu reduzieren oder das Kraftwerk komplett herunter zu fahren. Zukünftig stehen Kraftwerksbetreiber somit beim Bau eines thermischen Kraftwerkes vor den Herausforderungen, eventuell auf eine Frischwasserkühlung zu verzichten, da eine Abschaltung nicht nur Verlust von Erträgen bedeutet, sondern sich auch negative Konsequenzen für die Lebensdauer mehrerer Kraftwerkskomponenten ergeben. Das häufige An- und Abfahren eines Kraftwerkes bringt große Druck- und Temperaturänderungen mit sich, welche sich negativ auf die Materialien von Rohrleitungen, Turbinen, usw. auswirken.

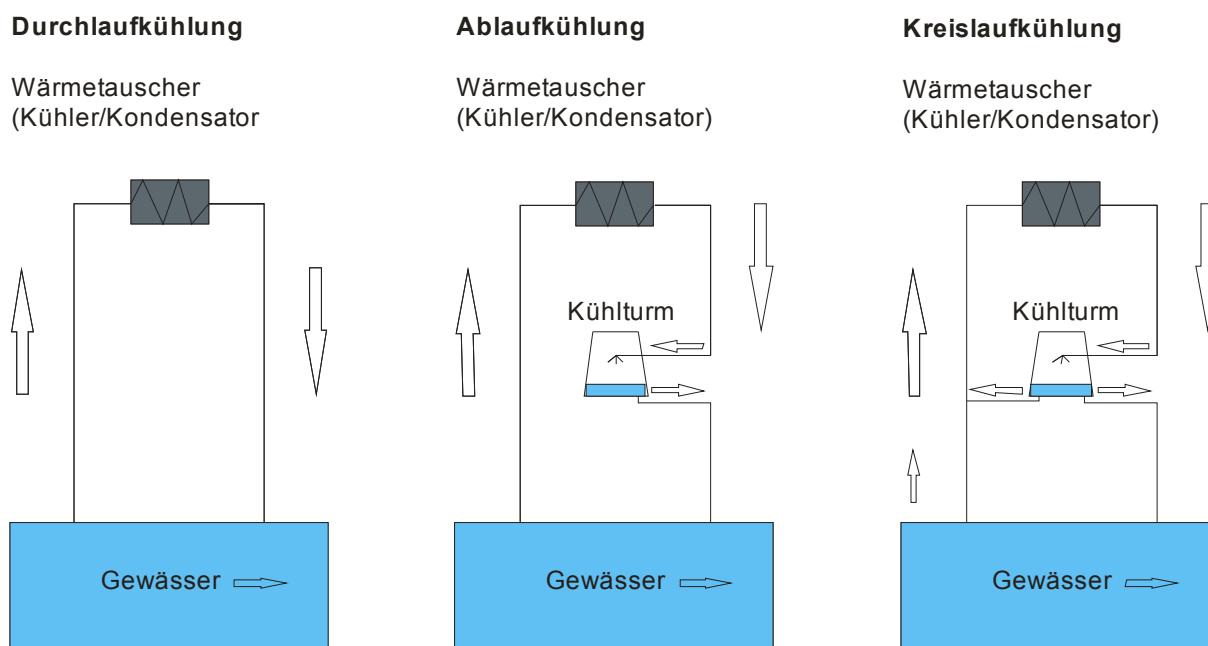


Abbildung 12: indirekte Kühlvarianten auf Basis von (Strauch, 2011 S. 10)

Die Gefahr einer Abschaltung eines Kraftwerkes mit Frischwasserkühlung besteht auch bei Hochwasser, da durch das Geschiebe der Einlauf des Kühlsystems verlegt werden kann und somit präventiv vorab abgeschaltet wird, damit die Kraftwerkskomponenten nicht durch Überhitzung beschädigt werden (Theißing, et al., 2010 S. 111). Dies ist vor allem bei Kernkraftwerken von Bedeutung, da hier der Abschaltprozess aufgrund des Zerfalls der Spaltprodukte und der daraus resultierenden Nachzerfallswärme länger andauert bzw. die Kühlung länger aktiv sein muss.

2.5 Herausforderungen für die Endverbraucher

Der Klimawandel bringt im weiteren Sinn auch eine Herausforderung für die Endverbraucher mit sich. Allgemein steigende Temperaturen im Sommer oder häufig auftretende Hitzewellen werden die Endverbraucher, um angenehme Arbeits- und Wohnbedingungen zu schaffen, dazu bewegen, sich Kühlsysteme zu installieren oder ihre Gebäude besser zu dämmen. Sinkende Temperaturen im Winter werden manche Endverbraucher eventuell dazu bewegen, das Heizsystem kostenbedingt umzustellen. Grundsätzlich sollen bzw. werden

heute bei einer Planung eines neuen Gebäudes schon Energieeffizienzmaßnahmen berücksichtigt, welche den zukünftigen Klimawandel ausgleichen können. Beweglicher, motorisierter, sensorgesteuerter Sonnenschutz auf den Fassaden und Dachflächen, Wärme- und Sonnenschutzgläser, Latentspeicher, usw. sind einige Beispiele für energieeffizientes Bauen. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird aber nicht genauer auf die Herausforderungen und den Verbrauch der Endabnehmer der Elektrizitätswirtschaft eingegangen.

3. Technische Anpassungspotentiale

Damit die Energieerträge aus der Elektrizitätswirtschaft trotz der Auswirkungen des Klimawandels stagnieren oder sogar steigen, muss die Elektrizitätserzeugung adaptiert werden. Man unterscheidet dabei zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Anpassungsmaßnahmen. Unter einer kurzfristigen Anpassungsmaßnahme versteht man zum Beispiel das frühzeitige Erkennen des sich qualitativ und quantitativ ändernden Verbraucherverhaltens, um die Energieerzeugung an die steigende oder fallende Nachfrage optimal anzupassen (Ford, et al., 2011 S. 238). Unterstützend dafür können intelligente Stromzähler verwendet werden, um somit jederzeit in den Verbrauch und auch in die Verbrauchertendenz der einzelnen Abnehmer einsehen zu können. Diese Art von Lastmanagement kann zum Einen einfach durch Abschalten von einzelnen Kunden¹⁰, welches für Hochwasser oder niedriger Netzspannung wichtig wäre, erfolgen. Zum Anderen kann man Verträge mit Kunden abschließen, welche im Notfall weniger Energie erhalten und dadurch im Allgemeinen niedrigere Preise bezahlen. Damit könnten Spitzen ausgeglichen und Blackouts vermieden werden. Kurzfristig funktioniert diese Anpassungen nur effektiv, wenn flächendeckend die intelligenten Stromzähler verwendet werden, damit jeder Kunde gleich dargestellt wird. Eine andere kurzfristige Maßnahme welche bereits teilweise vor allem für Privatkunden verwendet wird, sind variable Energiepreise, d.h. höhere Preise zu Spitzenzeiten, und bilaterale Verträge¹¹ für Industriekunden (Ford, et al., 2011 S. 238). Dieser wirtschaftliche Effekt dient dazu, um eine technische Anpassung kurzfristig zu vermeiden.

Mittelfristig sollte man die Einflüsse des Klimawandels auf die Elektrizitätserzeugung identifizieren, um langfristig technische Anpassungsmaßnahmen an den unterschiedlichen Kraftwerkstypen durchführen zu können.

3.1 Erzeugung durch Wasserkraft

Da es bei Wasserkraftanlagen, wie bereits in Kapitel 2.4.1 näher erläutert, durch sinkenden Durchfluss zu Ertragseinbußen oder sogar Strafzahlungen¹² bei nicht einhalten der Restwassermenge kommen kann, sollte man einzelne Komponenten des Kraftwerkes technisch adaptieren. Grundsätzlich kann man die Wasserkrafterzeugung nach Lastabdeckung und nach Turbinentyp unterscheiden. Die allgemeine Unterscheidung nach entsprechender Lastabdeckung kann man in Grund- und Spitzenlast und die spezifische Unterscheidung nach Turbinentyp in Gleich- und Überdruckturbinen unterteilen (Tabelle 4).

¹⁰ z.B.: Industriekunden oder Privatkunden mit Nachtspeichergeräten.

¹¹ außerbörsliche Verträge

¹² Höchststrafe € 14.530,00 (Dähling, 2012)

Einflussfaktor		Abfluss		
		tendenziell steigend	Extremereignisse, Variabilität	tendenziell sinkend
Allgemein	Fluss- und Laufkraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> • Turbinenanpassung 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherseen im Oberlauf • Einzugsgebietserweiterung • Turbinenanpassung • Maßnahmen im Einzugsgebiet, Stauraum, Talsperre 	<ul style="list-style-type: none"> • Speicherseen im Oberlauf • Turbinenanpassung
	(Pump-)Speicherkraftwerke	<ul style="list-style-type: none"> • Vergrößerung des Speichervolumens 	<ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsausgleich zwischen Talsperren 	
Spezifisch	Pelton turbine	<ul style="list-style-type: none"> • Düsenzahlerhöhung • Zwillingturbine • Vergrößerung Unterwasserbereich • Veränderung Düsenquerschnitt 		<ul style="list-style-type: none"> • Reduktion Düsenzahl
	Kaplan turbine	<ul style="list-style-type: none"> • HYDROMATRIX[®]- bzw. StrafloMatrixTM-Module • Vergrößerung Einlaufschacht • Verstellen der Laufradschaufeln 	<ul style="list-style-type: none"> • Diagonalturbine • Schaufelregelung 	<ul style="list-style-type: none"> • Verstellen der Laufradschaufeln • Diagonalturbine
	Francis-turbine	<ul style="list-style-type: none"> • Straflo-Turbine • Veränderung Leitapparat-querschnitt 	<ul style="list-style-type: none"> • Diagonalturbine • Spiralturbine mit zwei Turbinenlaufrädern 	<ul style="list-style-type: none"> • Straflo-Turbine • Veränderung Leitapparat-querschnitt • Diagonalturbine

Tabelle 4: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung aus Wasserkraft

3.1.1 Fluss- und Laufkraftwerke

Zur Deckung der Grundlast durch Wasserkraft in einem Energiesystem werden Fluss- und Laufkraftwerke verwendet. Die Flusskraftwerke gliedern sich nach ihrer Bauweise in Buchtenkraftwerke, Pfeilerkraftwerke¹³, Blockbauweise¹⁴, Zwillingbauweise¹⁵ und über-

¹³ aufgelöste Bauweise

¹⁴ zusammenhängende Bauweise

¹⁵ beidseitige Anordnung

strömbare Flusskraftwerke¹⁶, wobei sich die Laufkraftwerke nach der Ausbauart in Ausleitungskraftwerke und Schleifen-/Schlingenausbau gliedern (Giesecke, et al., 2009 S. 99). Grundsätzlich werden bei diesen Kraftwerken Überdruckturbinen¹⁷, je nach Fallhöhe und Durchfluss entweder Kaplan- oder Francisturbinen, verwendet (Abbildung 13). Diese Kraftwerke können im Allgemeinen durch Anpassung oder Tausch der vorhandenen Turbineneinheiten an einen größeren Durchfluss angepasst und das Regelarbeitsvermögen (RAV) gesteigert werden. In wie fern die einzelnen Turbinen angepasst oder getauscht werden, wird in Punkt 3.1.4 und 3.1.5 näher erläutert.

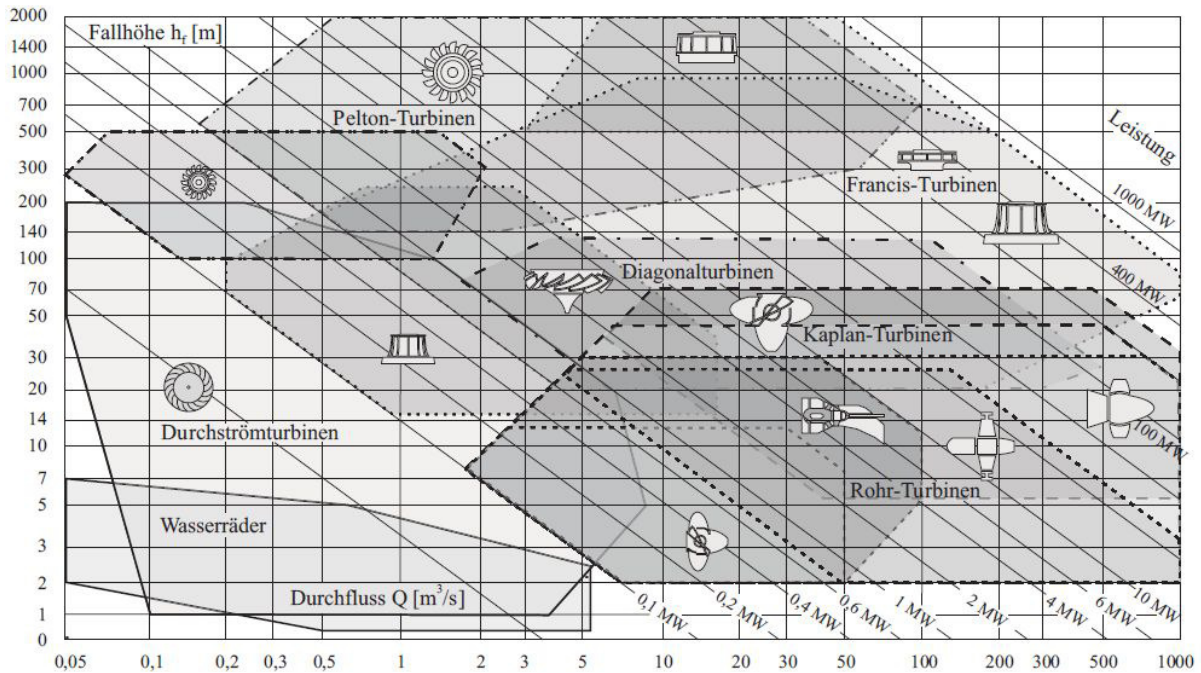


Abbildung 13: Einsatzbereiche der unterschiedlichen hydraulischen Maschinen
(Giesecke, et al., 2009 S. 512)

Eine Anpassungsmaßnahme für Fluss- und Laufkraftwerke bei durch den Klimawandel bedingten schwankenden Durchfluss wäre das Errichten von Speicherseen im Oberlauf. Durch einen Speichersee im Oberlauf kann der Abfluss, ähnlich wie bei Speicherkraftwerken, geregelt werden um weiterhin einen gleichmäßigen Durchfluss am Werk zu erzielen. Durch diese Maßnahme werden Abflussspitzen, welche ansonsten nicht zur Gänze genutzt werden können, vermieden und die Turbineneinheiten arbeiten weiterhin in ihrem optimal ausgelegten Bereich. Weiteres kann man durch eine Erweiterung des Kraftwerkseinzugsgebietes anhand von zusätzlichen Zuleitungen einem schwankenden Abfluss entgegenwirken. Auch ein Anpassen oder Tauschen der vorhandenen Turbineneinheiten wäre möglich, da nur gewisse Einheiten mit einem schwankenden Abfluss besser umgehen können und somit ein höherer Wirkungsgrad erzielt werden kann.

¹⁶ Kombination mit Stauanlage

¹⁷ Die potenzielle Energie des Wassers wird über den Leitschaufelapparat, die rotierenden Turbinenschaufeln sowie das nachfolgende Saugrohr abgebaut und an das Turbinenlaufrad als mechanische Energie übertragen (Kaltschmitt, 2009 S. 68).

Falls die Hochwassergefahr im Einzugsgebiet eines Kraftwerks steigt, können darin sowie im Stauraum und in der Talsperre, wie in einem Projektbericht der FH Joanneum näher beschrieben (Theißing, et al., 2010 S. 122), nachfolgende Maßnahmen durchgeführt werden:

Maßnahmen im Einzugsgebiet:

- Erosionsschutz durch Bepflanzungen, Hangstabilisierung, Gewässerverbauungen
- Geschieberückhaltebecken, Kiesfänge
- Vorbecken, Vorsperre
- Umleitungsstollen, Spülstollen
- Überleitungen für Stauseen mit indirektem Einzugsgebiet

Maßnahmen im Stauraum:

- Auffangraum, Totraum
- Mechanische Räumung
- Hydraulische Räumung durch Absenkung und Spülung
- Verhinderung der Absetzung der Feinsedimente

Maßnahmen an der Talsperre:

- Erhöhung der Talsperre
- Höherlegen der Auslassorgane (Grundablass, Triebwasserfang)
- Freispülen der Auslassorgane unter Druck
- Durchleiten der Trübestrome
- Absenkung des Stausees während Hochwasser
- Turbinieren des sedimentbeladenen Wassers

Durch den daraus resultierenden, verminderten Feststofftransport kann die Lebensdauer einzelner Komponenten verlängert, die Reibungsverluste im Kraftwerk minimiert und somit der Gesamtwirkungsgrad gesteigert werden.

Bei sinkenden Durchfluss ist ebenfalls die Errichtung eines Speichersees im Oberlauf als Anpassung vorgesehen, da somit die vorgeschriebene Restwassermenge bei Ausleitungskraftwerken jederzeit durch den Speichersee abgedeckt werden kann und somit möglicherweise anfallende Strafzahlungen vermieden werden können. Diese Maßnahme ist baulich jedoch nicht bei allen bestehenden Kraftwerken möglich und muss deshalb individuell vorab begutachtet werden. Auch die Anpassung oder der Tausch durch Turbineneinheiten, welche bei geringerem Abfluss optimal arbeiten ist eine hier eine mögliche Anpassungsmaßnahme.

3.1.2 Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke

Die (Pump-)Speicherkraftwerke dienen vorrangig zur Deckung der Spitzenlast in einem Elektrizitätssystem und setzen vorwiegend Gleichdruckturbinen¹⁸ – Peltonturbinen – zur Energieerzeugung ein. Da Speicherkraftwerke durch ihren Speicher relativ variabel auf den vorherrschenden Abfluss reagieren können und ziemlich ausfallssicher und wartungsarm sind, sind diese im Allgemeinen geringer als Fluss- und Laufkraftwerke vom Klimawandel betroffen. Man kann jedoch, um bei steigenden Abfluss eine noch größere Betriebsstundenzahl und somit ein größeres RAV zu erreichen, das Speichervolumen des Sees vergrößern. Dies kann durch Erhöhen der Staumauer bei Beachten der baulichen bzw. statischen Sicherheitsfragen erfolgen. Diese Maßnahme kann auch in Verbindung mit einer Turbinenanpassung als Anpassung erfolgen. Bei einem gebietsweise stark schwankenden Abfluss kann, zusätzlich zum Speicher, durch einen Kapazitätsausgleich zwischen Talsperren darauf reagiert und das RAV wieder erhöht werden. Für einen allgemein sinkenden Abfluss konnten derzeit außer der Turbinenanpassung keine möglichen Anpassungsmaßnahmen identifiziert werden.

3.1.3 Peltonturbine

Die Peltonturbine ist eine Freistrahlturbine, welche im optimalen Bereich bei geringem bis mittleren Durchfluss und großer Fallhöhe arbeitet und ausschließlich bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken eingesetzt wird. Bei diesem Turbinentyp entströmt das Triebwasser dem Druckrohr durch eine Düse mit verstellbarer Austrittsöffnung als dünner Wasserstrahl und trifft auf ein mit Schaufeln besetztes Laufrad (Giesecke, et al., 2009 S. 594). Peltonturbinen können in Abhängigkeit von Abfluss und Fallhöhe entweder mit horizontaler Welle und ein bis vier Düsen oder mit vertikaler Wellenausrichtung und bis zu sechs Düsen (Abbildung 14) ausgeführt werden. Ohne großen baulichen Aufwand ist es möglich, um einen größeren Abfluss verarbeiten zu können, die Düsenanzahl, bis auf die je nach Typ maximal mögliche, zu erhöhen. Je nach Durchfluss ist eventuell damit auch eine Vergrößerung des Hauptzulußrohres der Turbine verbunden, dass allerdings wiederum oft je nach Ausführung erhebliche bauliche Maßnahmen erfordert. Bei dieser Anpassungsmaßnahme ist zu beachten, dass man das Düsenrohrsystem nur schwach krümmt, damit man die hydraulischen Verluste aufgrund hoher Geschwindigkeiten gering hält. Durch diese technische Anpassung an der Peltonturbine ist eine Leistungssteigerung des Speicherkraftwerkes erzielbar.

¹⁸ Potenzielle Energie des Wassers wird im Leit- bzw. Düsenapparat vollständig in kinetische Energie umgewandelt (Kaltschmitt, 2009 S. 67).

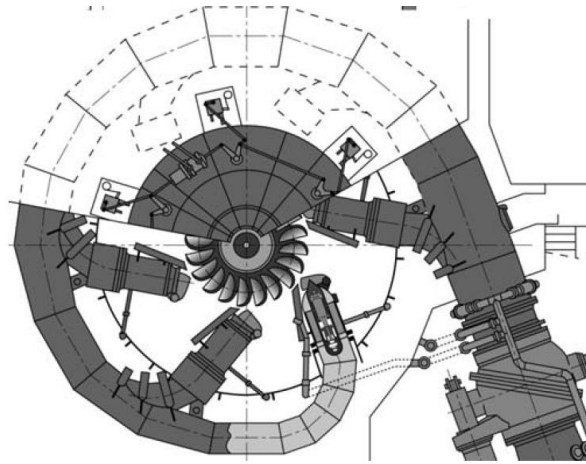


Abbildung 14: Sechsdüsige, vertikale Pelton turbine (Giesecke, et al., 2009 S. 595)

Eine weitere Möglichkeit um einen größeren Abfluss bei Pelton turbinen verarbeiten zu können, ist der Einbau eines weiteren Laufrades auf der bestehenden Welle. Durch diese installierte Zwillingsturbine kann man eine Leistungssteigerung des Speicherkraftwerkes erreichen. Weiters sollte eine Pelton turbine nicht im Unterwasserbereich waten, da es ansonsten zu Wirkungsgradverlusten kommen würde. Bei einem steigenden Abfluss müsste daher der Unterwasserbereich erweitert werden, damit ein ausreichender Abstand zwischen Laufrad und höchstem Unterwasserstand besteht und der Turbinenraum genügend belüftet wird. Dies ist bei bestehenden Kraftwerken aufgrund des Gesamtbauwerks jedoch kaum möglich, muss aber jedoch bei Neubauprojekten beachtet werden. Falls es nicht möglich ist den Turbinenraum natürlich zu belüften, muss in der Turbinenkammer ein künstlicher Luftüberdruck erzeugt werden (Giesecke, et al., 2009 S. 596). Eine andere Anpassungsmöglichkeit, um das Schluckvermögen einer Pelton turbine zu erhöhen, wäre das Vergrößern der Düsenquerschnitte, welches sich wiederum positiv auf das RAV des Kraftwerks auswirken würde.

Eine Pelton turbine wird aufgrund ihres Einsatzgebietes in Speicherkraftwerken nicht mit einem schwankenden Durchfluss konfrontiert, da dies durch den vorgelagerten Speicher ausgeglichen wird. Anders bei sinkenden Durchfluss – hier sollte die Düsenzahl der Turbine reduziert werden bzw. einzelne Düsen geschlossen werden, damit diese wieder in ihrem optimalen Bereich arbeitet.

3.1.4 Kaplan turbine

Die der Gruppe der Überdruckturbinen angehörige Kaplan turbine ist eine Axial turbine, welche bis zu einer Fallhöhe von ca. 80 m und meist größeren Durchflüssen eingesetzt wird. Diese Turbinenart kann mit horizontaler¹⁹ und mit vertikaler Achse oder in Sonderbauform ausgeführt werden. Eine Sonderbauform der Kaplan turbine ist die sogenannte Straight-Flow-Turbine (Straflo-Turbine), welche eine Weiterentwicklung der herkömmlichen Rohrturbine ist. Das besondere Merkmal dieser Turbinenbauform ist, dass der Generator konzentrisch

¹⁹ Kaplan-Rohrturbine, Sonderbauformen: S-Rohrturbine, Kegelrad- und Getrieberröhr turbine (Giesecke, et al., 2009 S. 569).

außerhalb des Strömungsrohres angeordnet ist (Giesecke, et al., 2009 S. 577). Grundsätzlich sind Kaplan-Turbinen mit beweglichen Laufradschaufeln bestückt, welche bei einem steigenden Abfluss entsprechend verstellt werden können und somit ein guter Wirkungsgrad über einen weiten Arbeitsbereich erzielt werden kann.

Der Wassereinlauf, welcher das Wasser gleichmäßig und drallbehaftet dem Laufrad zuführt, ist bei Kraftwerken mit Kaplanturbinen entweder als Einlaufschacht (Abbildung 15), als Halbspirale oder als Einlaufspirale ausgeführt. Steigt gesamt gesehen durch den Klimawandel der Abfluss des genutzten Gewässers, muss unter anderem, um mehr Wasser verarbeiten zu können, auch der Wassereinlauf des Kraftwerkes vergrößert werden. Wenn dieser vollständig in Beton ausgeführt ist, muss entweder nur Beton weggestemmt oder aber auch das Fundament erneuert werden. Anders ist dies bei einem aus Stahl ausgeführten Wassereinlauf – hier muss dieser komplett ausgetauscht werden. Diese Anpassungsmaßnahme ist unter anderem deshalb von großer Bedeutung, da vor allem ungleichförmige Anströmverhältnisse zu einen bedeutend schlechteren Wirkungsgrad führen können (Giesecke, et al., 2009 S. 534).

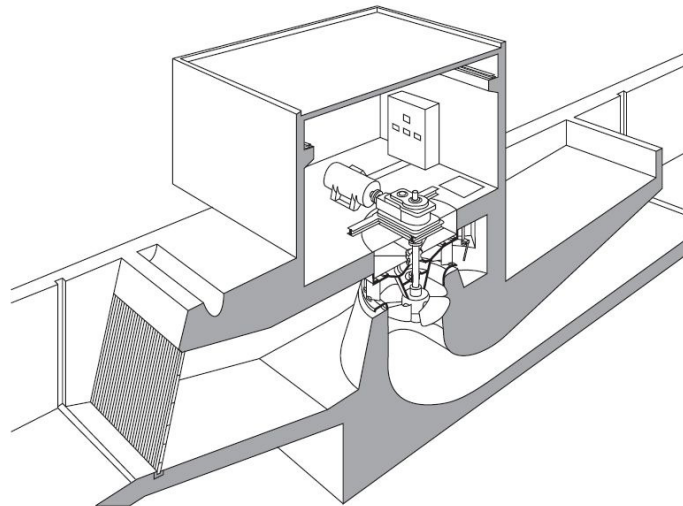


Abbildung 15: Kaplanturbine in Kompaktbauweise mit Einlaufschacht (Giesecke, et al., 2009 S. 572)

Eine weitere Anpassungsmaßnahme um auf einen steigenden Abfluss zu reagieren, ist statt oder zusätzlich zu einer neuen, größeren Kaplanturbine HYDROMATRIX®-Module einzubauen. HYDROMATRIX® ist eine Entwicklung der Andritz Hydro GmbH²⁰ und umfasst eine große Anzahl an kleineren Turbineneinheiten. Bei diesem System handelt es sich um modular aufgebaute Maschineneinheiten, welche aus einer Stahltragkonstruktion mit Einlaufrechen und einer oder mehrerer Turbinen-Generator-Einheiten bestehen (Abbildung 16). Da man diese Module fast zur Gänze im Werk vorfertigen kann und diese dann mit Hubeinrichtungen in Dammbalkennischen bzw. speziell gesetzten Schienen kostengünstig und zeitsparend positioniert werden, sind kaum bauliche Maßnahmen bzw. Änderungen notwendig. Die Konstruktion der Module ermöglicht es, diese in bereits bestehende Anlagen

²⁰ Andritz Hydro GmbH, Dr.-Karl-Widdmann-Straße 5, 8160 Weiz und Lunzerstraße 78, 4031 Linz.

oder bei Neubau einzubauen sowie diese bei Hochwasser oder Wartungs- und Reparaturarbeiten einfach aus dem Wasser zu heben. Aufgrund des möglichen zusätzlichen Einbaus in Einlaufbauwerken, Wehren und ungenutzte Schleusen ist es damit auch möglich, ungenutztes Wasserkraftpotential zu nutzen. Da der Einbau von HYDROMATRIX®-Modulen, durch die geringe Anpassung an bestehende Bauwerke, nur kurze Projektlaufzeiten mit sich bringt, ist es damit möglich, Wasserkraftwerke umgehend an den Klimawandel anzupassen. Zu beachten für die technische und wirtschaftliche Durchführbarkeit ist laut Andritz Hydro GmbH, dass HYDROMATRIX®-Anwendungen folgende Voraussetzungen erfüllen (Andritz Hydro GmbH S. 4):

- **Verfügbarer Durchfluss von ca. 100 m³/s:**

Abhängig von der vorherrschenden Fallhöhe liegt der Durchflussbereich einer Einheit zwischen 5 und 12 m³/s (Abbildung 17). Da diese Einheiten nicht reguliert sind und um die Kosten für die Hilfseinrichtungen gering zu halten, sollten so viele Einheiten wie möglich in einem Kraftwerk installiert werden.

- **Fallhöhe zwischen 2 m und 20 m:**

In der Regel werden HYDROMATRIX®-Module bei geringen, in Ausnahmefällen auch bei höheren (max. 30 m) Fallhöhen eingesetzt.

- **Minimale Unterwassertiefe von 1,5 m:**

Für eine einreihige Ausführung ist diese Tiefe ausreichend, wobei zweireihige Varianten deutlich mehr benötigen.

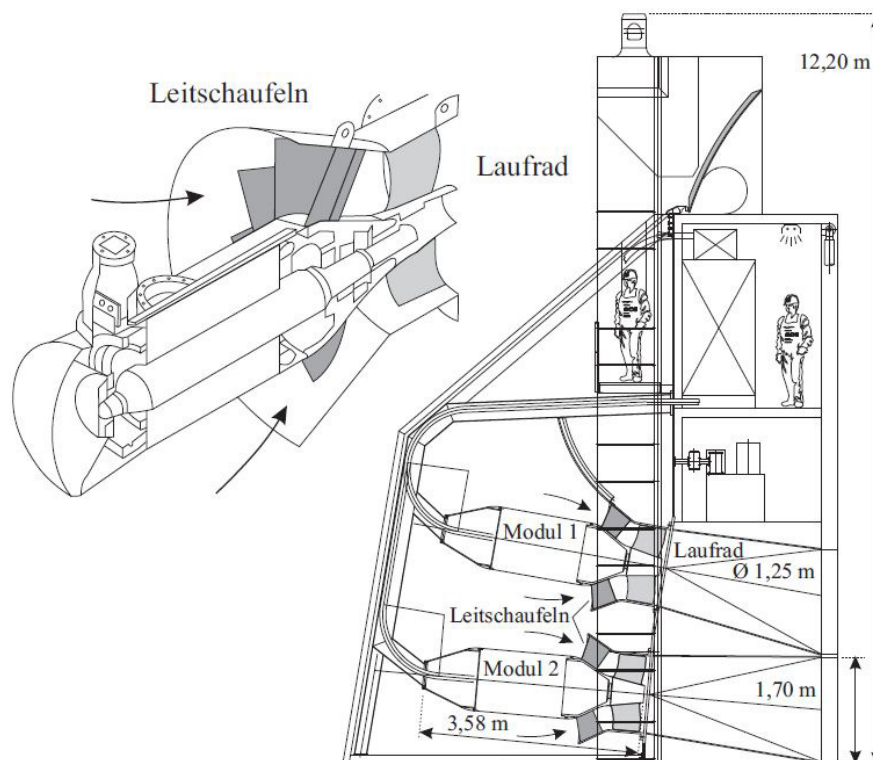


Abbildung 16: HYDROMATRIX®-Module (Giesecke, et al., 2009 S. 575)

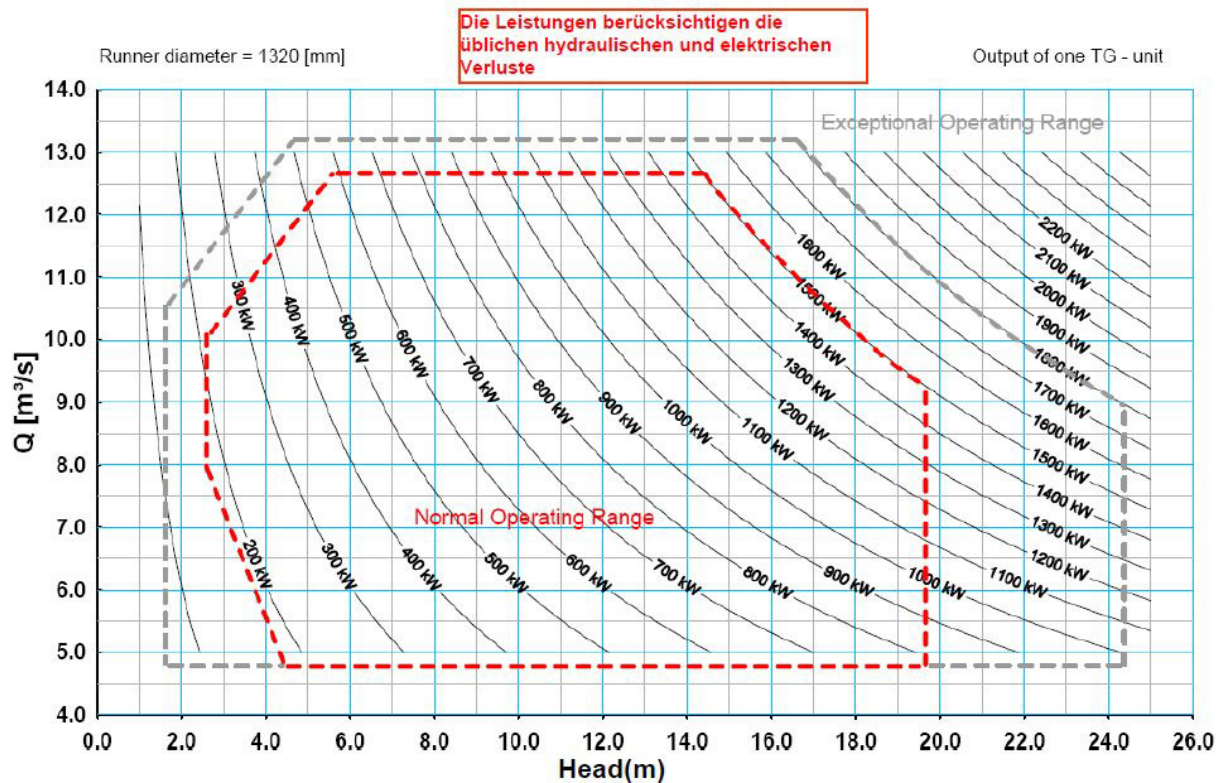


Abbildung 17: Einsatzbereich HYDROMATRIX® (Andritz Hydro GmbH S. 12)

Diese HYDROMATRIX®-Module sind auch in StrafloMatrix™-Bauweise erhältlich. Durch den Kranzgenerator mit Permanentmagneten, welcher am Außenumfang des Turbinenlaufrades angeordnet ist, weist diese Bauform eine deutlich kürzere Baulänge (-50 %) und ein wesentlich geringeres Gewicht (-35 %) als die herkömmliche HYDROMATRIX®-Bauweise auf (Andritz Hydro GmbH S. 12). Die StrafloMatrix™-Module sind deshalb bestens für den Einbau von Leitapparaten, Turbinen- und Generatoreinheiten in einen vorhandenen Vertikal-schacht geeignet. Zu beachten bei diesen Modulen ist jedoch, dass aufgrund des wasser-gefüllten Generatorspaltes Reibungsverluste und somit Leistungseinbußen gegenüber den HYDROMATRIX®-Modulen entstehen.

Eine weitere Sonderbauform der Kaplan-turbine stellt die Diagonalturbine (Abbildung 18) dar, welche einen diagonalen Durchfluss aufweist. Die Leitschaufeln sind senkrecht oder diagonal angeordnet und ihr Einsatzgebiet liegt im Bereich von Fallhöhen bis zu 10 m sowie Durchflüssen bis ca. 100 m³/s, weshalb die Diagonalturbine auch als Übergang zur Francis-turbine bezeichnet wird (Giesecke, et al., 2009 S. 579). Weiteres weist diese Turbinenart meist, gleich wie die Kaplan-turbine, eine Laufradregelung an der Turbinenwelle auf. Da die Diagonalturbine somit zwischen dem Einsatzgebiet von Kaplan- und Francis-turbine liegt und regulierbar ist, eignet sich diese besonders gut für stark variierende Abflussverhältnisse. Ein Tausch einer bestehenden Kaplan-turbine durch eine Diagonalturbine bei klimawandel-bedingten schwankenden Abfluss würde durch den geeigneteren Arbeitsbereich vermutlich eine Steigerung des Kraftwerkswirkungsgrades und somit eine RAV-Steigerung mit sich bringen.

Eine weitere Anpassungsmaßnahme bei schwankenden Abfluss wäre bei bestehenden Kaplan-turbinen, wenn nicht bereits vorhanden, der Einbau von Servomotoren. Mit Hilfe dieser Servomotoren können die einzelnen Schaufeln der Turbine geregelt und somit die Drehzahl erhalten werden. Diese Laufradschaufelregelung wäre auch bei sinkenden Abfluss effektiv. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Laufradschaufeln nicht fix sondern beweglich ausgeführt sind. Aufgrund des Arbeitsbereiches von Diagonalturbinen, wären auch diese besser als Kaplan-turbinen für weniger Abfluss geeignet.

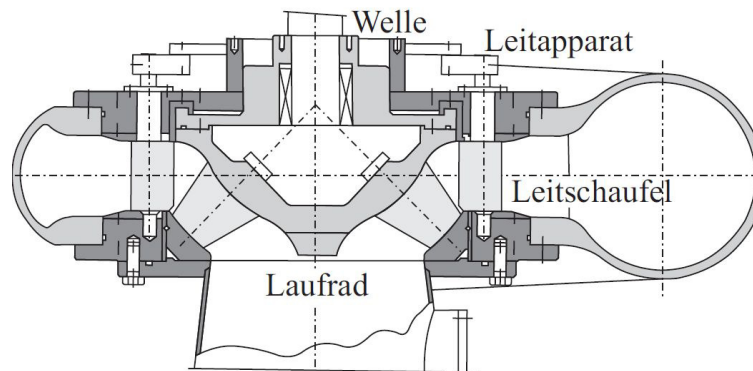


Abbildung 18: Diagonalturbine (Giesecke, et al., 2009 S. 579)

3.1.5 Francisturbine

Unter einer Francisturbine versteht man eine radial von außen nach innen durchströmte und axial ausströmende Überdruckturbinenart (Abbildung 19), welche sowohl mit horizontaler als auch mit vertikaler Welle ausgeführt werden kann (Giesecke, et al., 2009 S. 585). Diese Turbinenart liegt im Bereich von bis zu 600 m Fallhöhe und schneidet sich mit dem Einsatzgebiet der Pelton-turbine, wobei die Francisturbine vorwiegend für Fluss- und Laufwasser-kraftwerke verwendet wird. Immer öfter wird die Francisturbine jedoch aufgrund der Besonderheit auch als Pumpturbine funktionieren zu können, bei Pumpspeicher-kraftwerken eingesetzt (Ströllin, 2012 S. 29). Die Francisturbine zeichnet sich durch eine hohe spezifische Drehzahl und kleinen Abmessungen bei höheren Durchflüssen aus, womit sie sich bei geringem Gefälle sogar mit der Kaplan-turbine überschneidet.

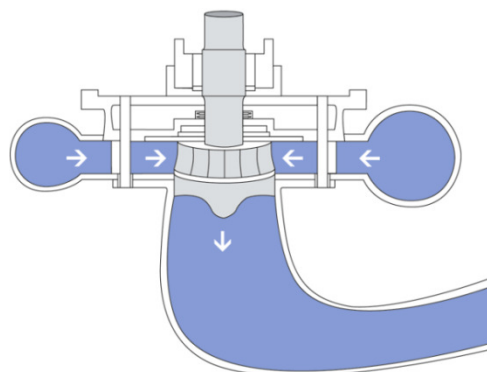
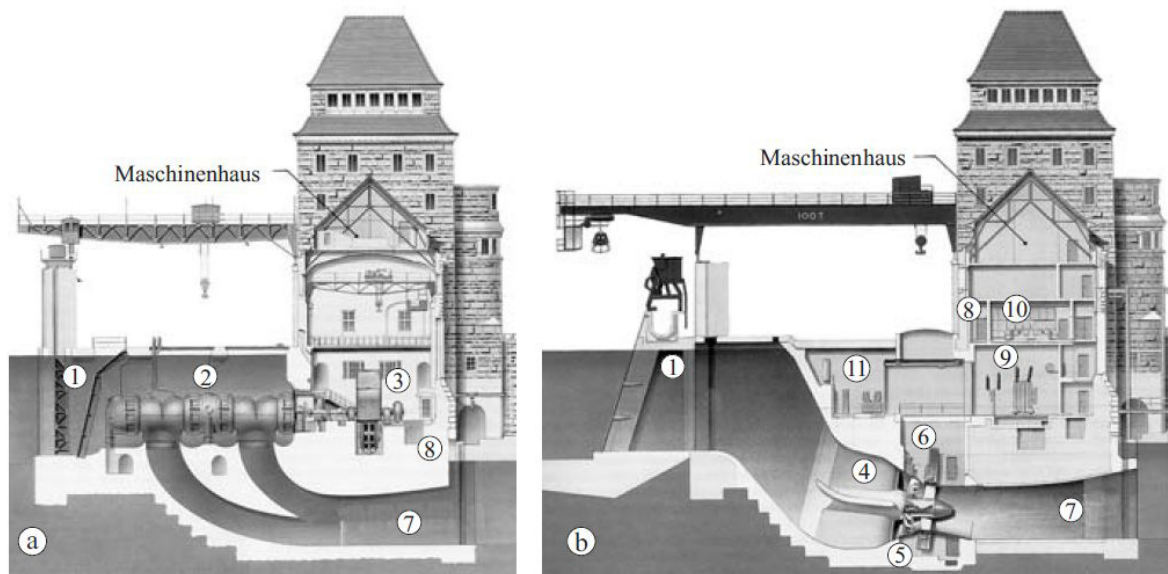


Abbildung 19: Francisturbine (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2008)

Da die Straflo-Turbine, wie schon in Punkt 3.1.4 erläutert, nur einen Vertikalschacht zum Einbau von Leitapparat-, Turbine- und Gene-ratoreinheit benötigt, kann und sollte man bei

steigenden Abfluss eine Francisturbine durch diese ersetzen, um eine Wirkungsgradsteigerung zu erreichen. Am Kraftwerk Laufenburg zum Beispiel, welches sich an der Grenze zwischen Deutschland und der Schweiz befindet, wurde eine solche Maßnahme bereits durchgeführt (Abbildung 20) (Energiedienst Holding AG, 2010). Weiters könnte man bei Francisturbinen den Querschnitt des Leitapparates verändern um einen größeren Abfluss verarbeiten zu können. Diese Vergrößerung erfolgt durch Verstellen des Anströmwinkels der Leitschaufeln.



- | | | |
|------------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| 1...Einlauf mit Rechen | 5...Strafloturbine | 9...Maschinentransformator |
| 2...Francisturbine | 6...Außenkranzgenerator | 10...Leitwarte |
| 3...Generator | 7...Saugrohr | 11...hydraulischer Turbinenregler |
| 4...Tragkreuz | 8...Energieableitung | |

Abbildung 20: Seitenansicht des Kraftwerks Laufenburg (a) vor und (b) nach dem Umbau (Giesecke, et al., 2009 S. 578)

Aufgrund dessen, dass die Komponenten der Diagonalturbine zum Großteil gleich bzw. ähnlich der Francisturbine sind, eignet sich diese besonders gut für eine Anpassung bei schwankenden Abfluss. Das neue Diagonallaufwerk der Turbine wird in ein vorhandenes Spiralgehäuse eingebaut und somit der Ertrag des Kraftwerkes gesteigert. Eine weitere technische Anpassungsmaßnahme bei Francisturbinen und vorherrschenden schwankenden Abfluss wäre der Einsatz von zwei Turbinenlaufrädern. Dabei werden diese beiden Turbinenlaufräder mit einem dazwischenliegenden Generator meist im Werk als Kompaktbauweise vorgefertigt. Ein Turbinenlaufrad ist dabei starr und eines über eine Kupplung mit dem Generator verbunden (Giesecke, et al., 2009 S. 586). Durch diese Bauweise kann das Kraftwerk je nach Abfluss mit einem oder zwei Turbinenlaufrädern gefahren werden. Auch für einen klimawandelbedingten sinkenden Abfluss wären die bekannten Maßnahmen wie die Veränderung des Leitapparatquerschnittes sowie der

Einsatz von Straflo- oder Diagonalturbinen aufgrund der vorhin angeführten Eigenschaften effektiv.

Grundsätzlich ist bei allen vorhin angeführten Kraftwerks-Anpassungsmaßnahmen zu beachten, dass auch der Generator entsprechend der neuen Leistung angepasst wird.

3.2 Erzeugung durch Windkraft

Die Energiequelle Wind wird seit über 1500 Jahren energetisch genutzt und gewinnt vor allem in Zeiten in denen andere Quellen knapp sind an Bedeutung. Im Laufe der Zeit nahm die Verfügbarkeit von unbebauten für die Windenergie nutzbaren Gebieten ständig ab und deshalb ist heute vor allem die Windenergienutzung im Offshore²¹-Bereich und das Repowering²² von Bedeutung. Im Rahmen des Repowerings sind je nach Klimaänderung – steigende, sinkende, variable Windgeschwindigkeiten – entsprechende technische Anpassungsmaßnahmen (Tabelle 5) notwendig, um weiterhin die kostenlosen Energiequelle Wind, bestmöglich zu nutzen.

Einflussfaktor	Windgeschwindigkeit		
	<i>tendenziell steigend</i>	<i>Extremereignisse, Variabilität</i>	<i>tendenziell sinkend</i>
	<ul style="list-style-type: none"> • Sturmregelung • Reduktion der Turmhöhe • Nutzung neuer Gebiete • Reduktion der Anzahl an Windkraftanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Sturmregelung • Steigerung der Turmhöhe • Neue Rotorblätter • Vertikale Rotordrehachse 	<ul style="list-style-type: none"> • Steigerung der Turmhöhe • Vertikale Rotordrehachse

Tabelle 5: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung aus Windkraft

Das in Kapitel 2.4.2 erläuterte Problem der Abschaltung einer Windkraftanlage bei einer gewissen Windgeschwindigkeit würde bei klimawandelbedingter tendenziell steigender Windgeschwindigkeit noch größere Auswirkungen mit sich bringen. Die gesamte Windkrafterzeugung hätte mit einem noch größeren Faktor an Variabilität zu kämpfen, da ganze Erzeugungsgebiete häufiger aufgrund zu hoher Windgeschwindigkeiten abgeschaltet werden würden. Nicht nur die Abschaltung an sich sondern auch die Dauer bis zur Wiedereinschaltung bringt hohe Ertragsverluste mit sich. Um einen Großteil solcher Abschaltungen zu vermeiden besteht die Möglichkeit, ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit den Anlagenbetrieb abzuregeln und nicht die Anlage auszuschalten. Dieses Abregeln erfolgt ähnlich wie bei der Pitch-Regelung durch das leichte Herausdrehen der Rotorblätter aus dem Wind. Bei dieser sogenannten Sturmregelung wird ab einer für jeden Anlagentyp definierten Windgeschwindigkeit die Nenndrehzahl linear reduziert (ENERCON GmbH, 2012b S. 31). Diese Abregelung der Nenndrehzahl hat ab einer anlagentyp-spezifischen Windgeschwindigkeit eine Reduzierung der Wirkleistung und bei eventuellem

²¹ Windenergienutzung auf dem Meer.

²² Ersatz der bestehenden Windenergieanlagen durch leistungsstärkere, neue Anlagen.

Überschreiten einer weiteren definierten Windgeschwindigkeit ein endgültiges Stoppen der Anlage zur Folge (Abbildung 21). Falls die Windgeschwindigkeit während der Abregelung jedoch wieder sinkt, drehen sich die Rotorblätter wieder in den Wind und die Anlage läuft sofort wieder mit voller Leistung weiter. Diese technische Anpassung gehört zum Beispiel beim deutschen Windkraftanlagenhersteller ENERCON bereits beim gesamten Produktportfolio zur Standardausstattung und kann somit sofort durch das Repowering umgesetzt werden. Durch diese Sturmregelung entfallen für die Anlagenbetreiber ertragsmindernde Abschalt- und Anfahrprozesse und das Netz ist vor Großstörungen bedingt durch lang anhaltende Einspeiseausfälle sicher (ENERCON GmbH, 2012c).

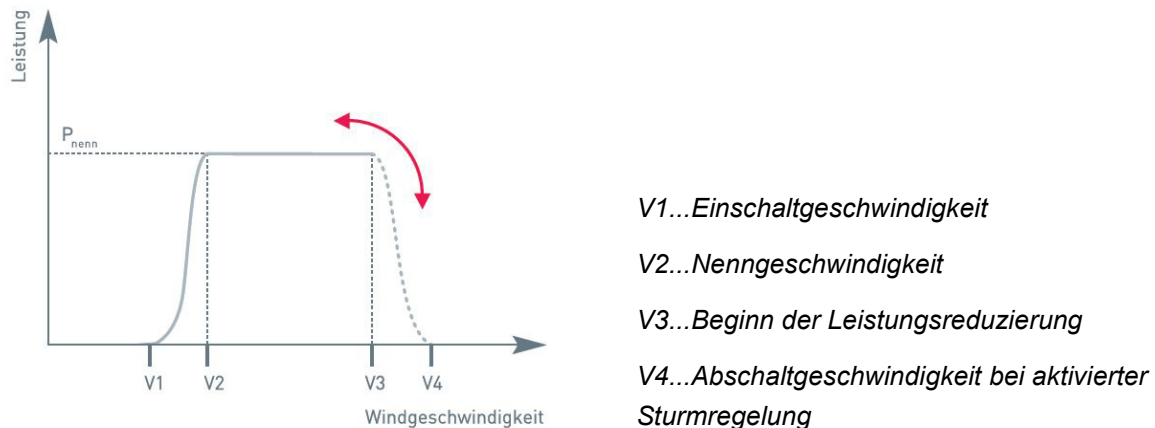


Abbildung 21: Leistungskennlinie Windkraftanlage mit Sturmregelung (ENERCON GmbH, 2012b S. 31)

Das wichtigste Phänomen für die Windenergienutzung ist die Zunahme der Windgeschwindigkeit mit der Höhe. Aufgrund der Reibung der bewegten Luftmassen an der Erdoberfläche werden diese je nach Bepflanzung oder Bebauung dort abgebremst (Hau, 2008 S. 515). Diese Einflüsse der Bodenrauigkeit nehmen mit zunehmender Höhe deutlich ab. Das bedeutet, dass umso höher der Turm einer Windenergieanlage ist, desto größer die Energieausbeute aufgrund der vorherrschenden Windgeschwindigkeit (Abbildung 22). Um bei allgemein steigender Windgeschwindigkeit häufigen Sturmabschaltungen entgegenzuwirken und unter anderem auch Materialkosten zu sparen, kann man als Anpassung die Turmhöhen der Anlagen reduzieren. Somit könnte mit geringeren Kosten das selbe Regelarbeitsvermögen erzeugt und dadurch mehr Ertrag erwirtschaftet werden. Bei dieser Maßnahme ist jedoch zu beachten, dass man aufgrund der Länge der Rotorblätter an eine Mindestturmhöhe gebunden ist. Die Rotordurchmesser der heute gängigen Anlagen liegen bei Leistungen zwischen ein und drei MW bei 60-90 m und steigen über 100 m bei Anlagen um fünf MW und mehr (Wolter, et al., 2011 S. 30). Dieser Zusammenhang ist unter anderem auf die Abhängigkeit der elektrischen Leistung einer Windenergieanlage von der vom Rotor überstrichenen Fläche zurückzuführen.

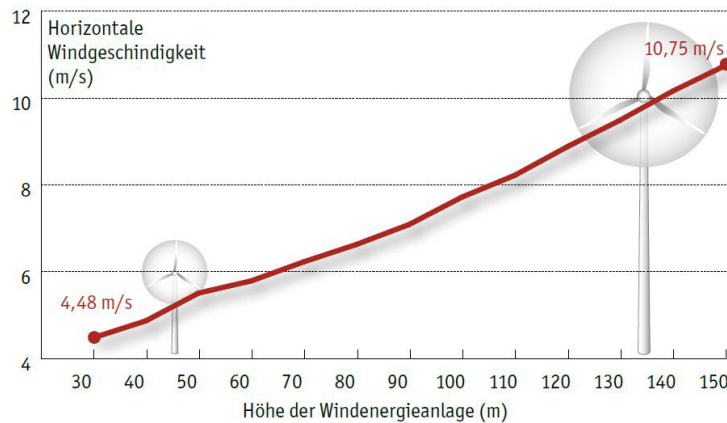


Abbildung 22: Windprofil (Bundesverband WindEnergie e.V., 2009 S. 14)

Gebiete, welche heute noch für die Windenergieerzeugung irrelevant sind, könnten in Zukunft aufgrund des Klimawandels durch steigende mittlere Windgeschwindigkeiten rentabel werden. Durch diesen Effekt kristallisieren sich neue, wirtschaftliche Standorte heraus, wodurch man eventuell auch wenn erwünscht näher am Verbraucherort erzeugen kann. Im Rahmen des Repowerings durch den technischen Fortschritt und auch durch steigende mittlere Windgeschwindigkeiten, kann andererseits die Anzahl an Windenergieanlagen bei gleichbleibender elektrischer Leistung deutlich reduziert werden. Der Flächenbedarf aufgrund des Mindestabstands durch den größeren Rotordurchmesser (Abbildung 24) sowie die spezifischen Investitionskosten aufgrund der leistungsstärkeren Anlagen bleiben jedoch gleich.

Falls es durch den Klimawandel zu einem häufigeren Auftreten von Extremwetterereignissen bzw. zu einer höheren Variabilität der Windgeschwindigkeit kommt, ist ebenfalls der Einsatz der bereits behandelten Sturmregelung empfehlenswert. Dadurch können Anlagenabschaltungen aufgrund kurzfristig zu hoher Windgeschwindigkeiten vermieden und der Ertrag annähernd (Leistungsabregelung) erhalten werden. Weiteres sollte man bei schwankender sowie tendenziell sinkender Windgeschwindigkeit, im Gegensatz zu steigender, die Turmhöhe einer Windkraftanlage erhöhen. Diese Anpassung ist auf die unruhigen, turbulenten Windverhältnisse aufgrund der Geländestruktur sowie der Bodenrauigkeit zurückzuführen. Mit steigendem Abstand zur Erdoberfläche wird der Wind ruhiger bzw. konstanter und kann somit gleichmäßig und effektiv durch die Windkraftanlagen genutzt werden. Wenn somit also in geringeren Höhen die durchschnittliche Windgeschwindigkeit aufgrund des Klimawandels zu niedrig wird um diese optimal zu nutzen, erhöht man den Turm der Anlage. Bei klimawandelbedingten allgemeinen Geschwindigkeitsschwankungen findet man in größeren Höhen eher konstantere Verhältnisse vor, jedoch muss man aber bei Turmerhöhung auf die statischen Anforderungen aufgrund der Verwirbelung im unteren Bereich der Anlage achten. Diese Anpassungsmaßnahme ist jedoch in vielen Regionen durch Bauhöhenbegrenzungen, in Küstengebieten zum Beispiel 100 m, beschränkt (Deutscher Städte- und Gemeindebund, 2009 S. 36).

Die sensibelsten Komponenten bei Windkraftanlagen sind die Rotorblätter (Hau, 2008 S. 172). Vor allem bei hoher Variabilität der Windgeschwindigkeit ist darauf zu achten, dass diese nicht beschädigt werden und somit die Lebensdauer der gesamten Anlage verkürzt wird. Deshalb ist das gesamte Rotorblattkonzept hinsichtlich Aerodynamik, Material und Befestigung bei Klimawandel zu adaptieren, um zumindest den selben Ertrag und die selbe Lebensdauer zu erzielen. Die Geometrie der Blätter sollte im speziellen so verändert werden, dass auch der innere Teil der Rotorkreisfläche genutzt wird, um die Energieausbeute zu steigern. Dies kann wie bei der Firma REpower²³ durch Spoiler auf der Luvseite²⁴ und Grenzschichtzäune auf der Leeseite²⁵ des Rotorblattes realisiert werden (Wolter, et al., 2011 S. 33). Dadurch werden die Rotorblätter gleichmäßig umströmt und sind somit weniger anfällig bei variablen Windverhältnissen. Auch der Blattanschlussdurchmesser sollte größtmöglich ausgeführt werden, um auch diese Schwachstelle der Anlage zu stabilisieren. Der Anlagenhersteller Enercon hat dafür einen zweireihigen Schraubenanschluss entwickelt um durch die gleichmäßige Lastverteilung für mehr Sicherheit zu sorgen (ENERCON GmbH, 2012d S. 8). Auch beim verwendeten Rotorblattmaterial ist auf Stabilität und Langlebigkeit zu achten. Eine Möglichkeit wäre das gesamte Blatt in einem Guss aus Glasfaser verstärkten Epoxydharz und Balsaholz, wie die Firma Siemens²⁶, zu fertigen, um Nähte und Klebstellen zu vermeiden und somit eine hohe Robustheit zu erreichen (Scholz, et al., 2012 S. 22). Durch den Tausch der Rotorblätter bei bestehenden Anlagen im Rahmen des Repowerings und der entsprechenden Ausführung bei Neuanlagen können Windkraftanlagen somit entsprechend den variablen Windverhältnissen adaptiert werden.

Eine weitere technische Anpassungsmöglichkeit bei klimawandelbedingten Extremwetterereignissen sowie bei tendenziell sinkender Windgeschwindigkeit wäre, anstatt der heute meist verwendeten horizontalen Windkraftanlagen, der Einsatz von vertikal gelagerten Rotoren (Abbildung 23). Diese Anlagen verloren in den letzten Jahrzehnten aufgrund ihres geringeren Leistungsbeiwertes²⁷ an Bedeutung. In Zukunft werden diese jedoch aufgrund anderer Vorteile gegenüber Anlagen mit horizontaler Achse bei Extremwetterereignissen und Schwachwind wieder interessanter. Zum Einen sind vertikale Windkraftanlagen windrichtungsunabhängig, weshalb sie keine Windnachführung benötigen und somit auch bei ständig wechselnder Windrichtung konstant Energie erzeugen können. Im Vergleich dazu hat man bei horizontalen Anlagen und variablen Windverhältnissen Ertragseinbußen, da diese durch die träge Regelung nicht schnell genug nachgeführt werden können. Auch die Belastung der Rotorblätter ist nicht dynamisch sondern konstant und trägt somit zu einer geringeren Materialbelastung bei. Zum Anderen benötigt diese Ausführung von Windkraftanlagen auch keine Mindestwindgeschwindigkeit um anzufahren, und schaltet auch nicht bei einer bestimmten Windgeschwindigkeit wieder ab. Weiteres können vertikale Windkraftanlagen mehr Energie pro Flächeneinheit erzeugen, da diese in einem kleinen

²³ REpower Systems GmbH, Überseering 10, 22297 Hamburg.

²⁴ windzugewandte Seite

²⁵ windabgewandte Seite

²⁶ Siemens AG, Energy Sector, Freyeslebenstrasse 1, 91058 Erlangen.

²⁷ Verhältnis zwischen mechanischer Leistung und Leistung des Windes.

Abstand zu einander aufgestellt werden können (Khammas, 2007). Bei horizontalen Anlagen hingegen muss wie bereits erwähnt ein Mindestabstand abhängig vom Rotordurchmesser aufgrund von Luftverwirbelungen eingehalten werden (Abbildung 24).

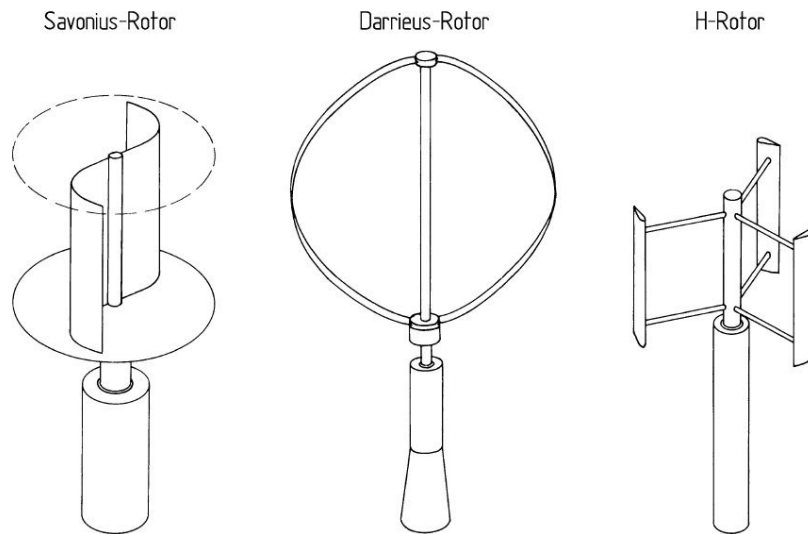


Abbildung 23: Rotorformen mit vertikaler Drehachse (Hau, 2008 S. 66)

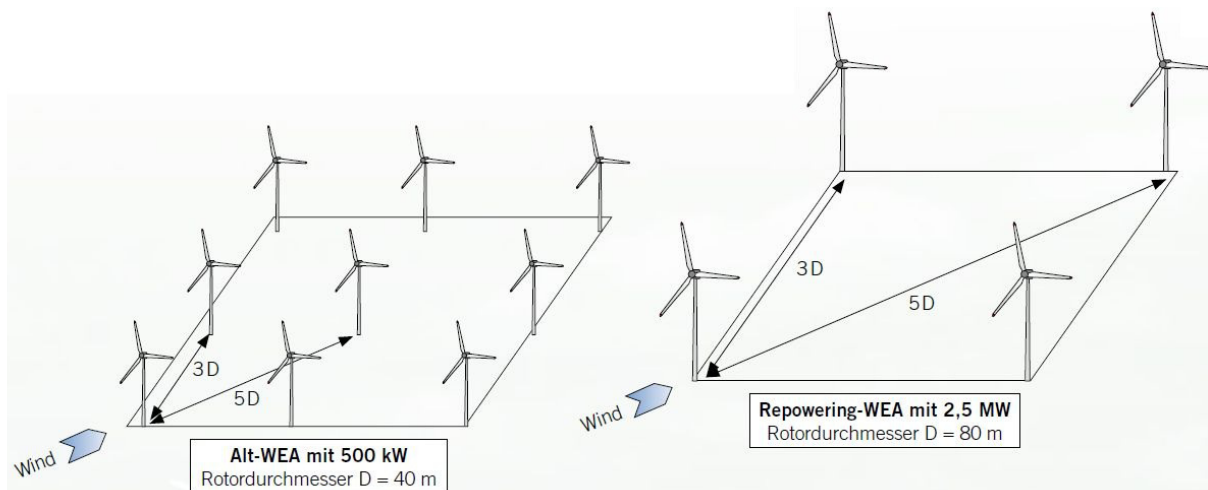


Abbildung 24: Schematische Darstellung des Mindestabstandes bei horizontalen Windkraftanlagen (Deutscher Städte- und Gemeindebund, 2009 S. 35)

3.3 Erzeugung durch Photovoltaik

Die Energieerzeugung aus Photovoltaik gewann in den letzten Jahren vor allem in Österreich durch die herrschenden Förderbedingungen immer mehr an Bedeutung. Um auch weiterhin, unter der Folgewirkung des Klimawandels, zumindest die selben Erträge zu erwirtschaften, müssen gewisse Anpassungsmaßnahmen berücksichtigt bzw. durchgeführt werden (Tabelle 6). Bei tendenziell steigender Umgebungstemperatur ist der Einfluss der Modultemperatur auf den Ertrag, wie bereits in Punkt 2.4.3 näher beschrieben, zu berücksichtigen bzw. zu kompensieren. Eine technische Anpassungsmöglichkeit, um die Modultemperatur zu reduzieren, wäre das Modul aktiv zu kühlen. Dies kann zum Einen durch fluiddurchflossene Kühlschlangen an der Modulvorderseite sowie -rückseite realisiert werden (Abbildung 25).

Die Kühlung an der Vorderseite hat den Vorteil, dass die Wärme der Siliziumschicht besser abgeführt werden kann, zu beachten ist jedoch dass die Kühlleitungen transparent sein müssen, damit kein Schattenwurf und somit Ertragseinbußen zu Stande kommen. An der Rückseite können aufgrund der hohen Wärmeleitfähigkeit Kühlleitungen aus Kupfer²⁸ oder Aluminium²⁹ verwendet werden (Egorov, 2011 S. 23). Diese Kühlleitungen können grundsätzlich mit den verschiedensten Fluiden durchflossen werden, aber aufgrund der größeren spezifischen Wärme³⁰ als andere Flüssigkeiten (Herfort, et al., 2005) wird dazu Wasser verwendet. Dieses durch das Modul erwärmte Wasser, kann anschließend als Warmwasser oder für Heizzwecke verwendet werden. Auch andere Fluide könnten über einen Wärmetauscher für diese Zwecke verwendet werden. Somit könnten zwei Systeme – Photovoltaik und Solarthermie – vereint und der Gesamtwirkungsgrad der Anlage erhöht werden.

Einflussfaktor	Temperatur		
	<i>tendenziell steigend</i>	<i>Extremereignisse, Variabilität</i>	<i>tendenziell sinkend</i>
<ul style="list-style-type: none"> • Modulkühlung durch fluiddurchflossene Kühlschlangen • Modulkühlung durch Luftströme • Modulkühlung durch Beregnen • Beschichtung auf Basis eines elastomeren Polyurethans 	<ul style="list-style-type: none"> • Silikonlaminierung • Beschichtung auf Basis eines elastomeren Polyurethans 		

Tabelle 6: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung durch Photovoltaik



Abbildung 25: Photovoltaikmodul mit wasserdurchflossenen Kühlkanal auf der Vorderseite (Egorov, 2011 S. 10)

²⁸ Wärmeleitfähigkeit ca. 380 W/mK (Egorov, 2011 S. 23)

²⁹ Wärmeleitfähigkeit ca. 236 W/mK (Egorov, 2011 S. 23)

³⁰ Wasser 4180 J/kg K bei 25°C

Eine weitere Möglichkeit der aktiven Modulkühlung ist die Kühlung durch Luftströmung an der Rückseite, welche durch Ventilatoren erzeugt wird. Dabei werden Rohrleitungen am Modul angebracht und von Luft durchströmt. Diese Ausführung dient ausschließlich der Wirkungsgradsteigerung des Photovoltaikmoduls und bringt keinen Zusatznutzen mit sich. Anders ist dies der Fall, wenn man die Kühlung entsprechend Abbildung 26 ausführt. Hier wird bei auf Dach montierten Modulen ein Lufteinlass mit extra breiten Lüftungsgittern an First und Traufe hergestellt, welcher für eine gleichmäßige Luftverteilung bei sehr niedrigem Luftwiderstand sorgt (Ebert, 2010 S. 26). Die Lüftungsgitter schützen dabei vor dem Eindringen von Schnee und Tieren.

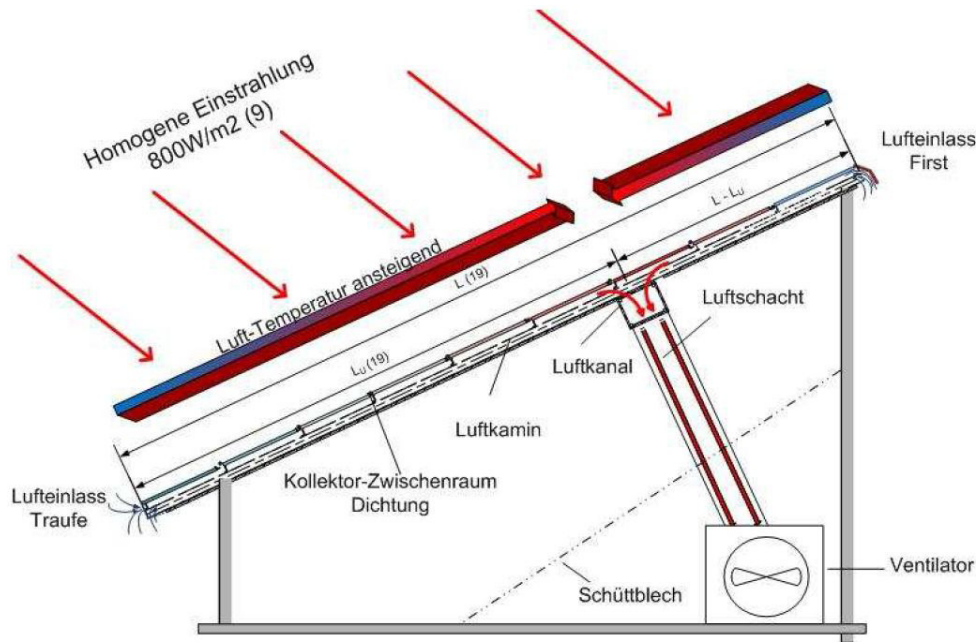


Abbildung 26: PHAST Konzept (Ebert, 2010 S. 27)

Unter den Modulen befinden sich Aluminium-Sparren, welche die sogenannten Luftkamine bilden und die Luft an die Modulunterseite heranführen. Die erwärmte Luft kann nach Erwärmung optional durch einen Sammelkanal in einen Luftschacht unter Dach und anschließend zu Ventilatoren geführt werden. Die Ventilatoren sind unter Trocknungsschütten angebracht und führen die erwärmte Luft gleichmäßig dem Trockengut – meist Holzhackgut – zu. Somit hat man die effektivere Energieerzeugung durch Modulkühlung und die gleichzeitige Verwendung der Abwärme verbunden. Wenn man den Effekt der Abwärme verstärken möchte, kann man transparente Photovoltaikmodule, welche auch die Strahlungsenergie zu den Luftkaminen durchlassen, verwenden (Ebert, 2010 S. 28).

Photovoltaikmodule können zur Kühlung auch aktiv an der Vorderseite beregnet werden. Hierbei wird Regenwasser von der Dachrinne in Tanks gesammelt und anschließend über eine PVC-Leitung impulsförmig den Modulen zugeführt. Durch dieses Bewässern der Module wird die Temperatur der Module gesenkt und zugleich auch wird die Moduloberfläche gereinigt. Der Vorteil bei der Verwendung von Regenwasser ist, dass nicht wie bei der Verwendung von Leitungswasser Kalkrückstände an der Moduloberfläche haften bleiben.

Eine weitere technische Anpassungsmaßnahme bei tendenziell steigender Umgebungstemperatur ist die Beschichtung des Photovoltaikmoduls mit einer Schicht auf Basis eines elastomeren Polyurethans (PUR). Hierbei handelt es sich um eine Antireflexbeschichtung mit einer Stärke von einigen Nanometern, welche an der Oberfläche des Moduls aufgetragen wird. Das Material dieser Schicht hat die Eigenschaft, für Infrarotstrahlung einen Transmissionsgrad von ca. 0,5 und für Ultraviolettstrahlung von 0,95 bis 1 zu erreichen. Das bedeutet, dass nur 50 % der einfallenden Infrarotstrahlung von der Beschichtung durchgelassen werden und zum Modul vordringen. Die restlichen 50 % werden reflektiert und tragen somit nicht zur Modulerwärmung bei.

Da nur die Ultraviolettstrahlung zur Erzeugung elektrischer Energie in einem Photovoltaikmodul beiträgt, wird durch diese Maßnahme die Effizienz der Erzeugung insofern verbessert, da die Modultemperatur gesenkt wird. Da diese Beschichtung auch eine hohe Elastizität aufweist, können sogar Beschädigungen selbstständig wieder zurückgebildet werden, womit dies auch eine mögliche Anpassung bei häufiger auftretenden Extremwetterereignissen, wie Hagelschlag, wäre. Wenn man die Folie selbst einer Schlagbelastung von 5 kg auf einer Schichtoberfläche von 10 cm² aussetzt ergibt sich eine Vertiefung von 80 mm, welche sich in einem Temperaturbereich von -45 °C und +120 °C wieder zurückbildet. Nicht nur die hohe Beständigkeit gegen Hagelschlag, sondern auch eine hohe Abriebfestigkeit zeichnen dieses Material aus. So erleidet eine 10 m² große Oberfläche dieser Beschichtung bei einer achtminütigen Bestrahlung mit 200 µm großen Rundkörnern keine Beschädigung. (Sauter, 2009)

Nicht zusätzlich zur Äthylen-Vinyl-Acetat-Laminierung, wie die PUR-Beschichtung, sondern anstatt dessen kann auch eine Laminierung aus Silikon verwendet werden, um die Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf die Moduloberfläche zu reduzieren. Das Silikon schützt die Bauteile des Photovoltaikmoduls und hält außerdem starken Temperaturschwankungen besser stand. (Hoepfner, 2012 S. 6)

3.4 Erzeugung durch thermische Kraftwerke

Der Einflussfaktor des Klimawandels auf die Energieerzeugung aus thermischen Kraftwerken ist die Temperatur. Wie bereits in Punkt 2.4.4 näher beschrieben, wirkt sich eine tendenziell steigende Temperatur eventuell problematisch auf die Kondensation des Abdampfes aus, woraus sich wiederum eine Beschränkung der Kraftwerksleistung ergeben kann. Dies ist dann der Fall, wenn im Kühlkreislauf Frischwasser direkt verwendet wird. Im Jahr 2007 in Deutschland wurde an 16 Tagen bei Atomkraftwerken und an ca. 269 Tagen bei konventionellen thermischen Kraftwerken die Leistung beschränkt (Strauch, 2011 S. 108-110). Die beiden einzigen Möglichkeiten um bei steigender Umgebungstemperatur wassertemperaturbedingte Leistungseinschränkungen zu vermeiden, ist die Abwärme auszukoppeln und anderwärtig zu nutzen³¹ oder das Kühlsystem umzustellen (Tabelle 7).

³¹ KWK - z.B. Fernwärme

Einflussfaktor	Temperatur		
	tendenziell steigend	Extremereignisse, Variabilität	tendenziell sinkend
	<ul style="list-style-type: none"> • Kühlung durch Kühlturm • KWK 		<ul style="list-style-type: none"> • Kühlung durch Kühlturm

Tabelle 7: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung durch thermische Kraftwerke

Die Auskopplung der Abwärme als Nutzwärme erfolgt dadurch, dass die Restwärme des Abdampfes oder das Abgas des Kraftwerkes über einen Wärmetauscher an einen Wasserkreislauf übergeben wird. Dieser Wasserkreislauf verläuft anschließend über gut gedämmte Leitungen zu den Verbrauchern, wie zum Beispiel Haushalte oder Industrie, wo diese Wärme für Heizzwecke oder Warmwasser genutzt wird. Es gibt grundsätzlich zwei verschiedene Arten der Abwärmeentnahme: Gegendruck- oder Entnahmekondensations-turbinen (Abbildung 27). Bei der Entnahme mittels Gegendruckturbine wird der gesamte Dampfmassenstrom bis zu einem erhöhten Druck- und Temperaturniveau oberhalb von Umgebungsdruck und Temperatur entspannt, sodass er direkt oder über einen Heizkondensator für Heizzwecke oder für technische Prozesse weiter verwendet werden kann (Pehnt, 2010 S. 122). Bei der Entnahme aus einer Entnahmekondensationsturbine hingegen wird nur ein Teil des Dampfmassenstromes zwischen Dampftritt in die Turbine und Kondensator auf einer oder mehreren Druckstufen zur Heizwärmeerzeugung geregelt entnommen (Pehnt, 2010 S. 122). Durch diese Auskopplungen sinkt der elektrische Wirkungsgrad der Kraftwerke dadurch, dass der Dampf nicht vollständig entspannt wird, jedoch steigt hingegen der Brennstoffnutzungsgrad des Kraftwerkes. Gesamt gesehen wäre jede Art der Wärmeauskopplung bei thermischen Kraftwerken eine technisch mögliche Anpassung, um das "Kühlwasserproblem" etwas zu reduzieren.

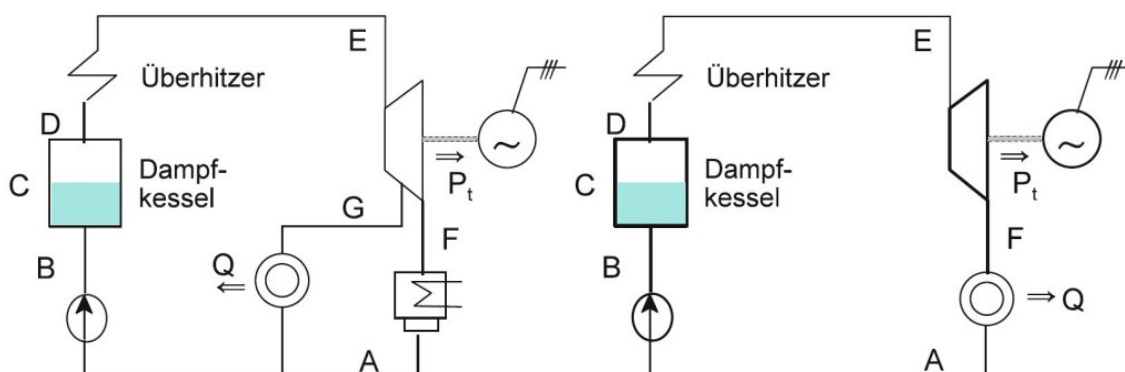


Abbildung 27: Linke Abbildung: Entnahmekondensationsturbine (Crastan, 2009 S. 317)
 Rechte Abbildung: Gegendruckturbine (Crastan, 2009 S. 319)

Bei der vorhin erwähnten Anpassungsmaßnahme, das Umstellen des Kühlsystems, wird vor allem wenn mehrere Kraftwerke am selben Fluss betrieben werden, auf eine Turmkühlung ausgewichen bzw. umgestellt. Die Varianten der Turmkühlung unterscheiden sich in Nass-, Trocken- und Hybridkühltürme. In Nasskühltürmen wird das zu kühlende Wasser aus dem

Kondensator direkt mit der Kühlluft in Kontakt treten und durch Verdunstung und Luft-erwärmung abkühlen. Der dafür notwendige Luftzug entsteht durch die natürliche Kaminwirkung des Kühlturmes selbst oder durch Ventilatoren. Da zum Beispiel ein Naturzug-Nasskühlturm eines 800 MW Kraftwerkes 110 m Durchmesser und 140 m Höhe hat (Strauß, 2009 S. 279), ist bei Kühlsystemumstellung unter anderem auf die Landschaftsordnung des jeweiligen Gebietes zu achten³². Das Kühlwasser wird nach der Kühlung wenig erwärmt wieder dem Fluss zugeführt.

Somit kann es bei tendenziell steigender Temperatur eher seltener, als bei reiner Frischwasserkühlung zu Kraftwerksabschaltungen aufgrund erhöhter Flusstemperaturen kommen. Der Nachteil der Nasskühltürme ist, dass sich durch die Wasserverdunstung Nebelschwaden über den Kühltürmen bilden, welche man bei Trockenkühltürmen nicht vorfindet, da das Kühlwasser durch Wärmetauscherrohren von der Kühlluft getrennt bleibt. Bei dieser Kühlvariante entstehen zwar keine Nebelfahnen und auch kein Wasserverlust, jedoch sind diese Kühltürme noch größer als jene für Nasskühlung. Eine Kombination aus beiden Kühlvarianten wären die sogenannten Hybridkühltürme, in denen dem erzeugten Dampf vor Austritt ein warmer Luftstrom beigemischt wird. Diese Variante besitzt somit den Vorteil der Nasskühlung – Kühlung hoher Leistungen möglich – sowie den Vorteil der Trockenkühlung – keine Nebelschwaden.

Wenn die durchschnittliche Temperatur durch den Klimawandel sinkt, haben thermische Kraftwerke mit Frischwasserkühlung ebenfalls ein Problem und sind von einer Abschaltung bedroht. Die Wahrscheinlichkeit dass sich der Aggregatzustand des Flusskühlwassers bei tendenziell sinkender Temperatur von flüssig auf fest (Eis) ändert ist über das Jahr gesehen größer. Dadurch steht den Kraftwerken weniger Abfluss zur Kühlung zur Verfügung, und aufgrund des vorgeschriebenen im Fluss verbleibenden Restwassers müssen daher Kraftwerke zeitweise abgeschaltet werden. Aufgrund dieser Problematik sollte auch bei diesem Klimaszenario auf eine Kühlung mittels Kühlturm umgestiegen werden.

³² Höhenbegrenzung möglich

4. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Die für den Klimawandel entwickelten, technisch-möglichen Anpassungsmaßnahmen werden in diesem Abschnitt wirtschaftlich analysiert und darauffolgend bewertet. Für jede Energieerzeugungsform wurden einzelne bestimmte Maßnahmen ausgewählt.

4.1 Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen in der Wasserkraft-erzeugung

Für die Erzeugung aus Wasserkraft wurden die Anpassungsmaßnahmen wie der zusätzliche Einsatz von HYDROMATRIX®-Modulen, ein Turbinentausch im Rahmen einer Modernisierung sowie eine Kraftwerkserweiterung bezogen auf die installierte Leistung näher betrachtet. Anhand von bereits in Österreich ausgeführten Projekten sowie einem fiktiven, technisch-umsetzbaren Projekt wurden diese Anpassungsmaßnahmen auf ihre Wirtschaftlichkeit untersucht. Als Grundlage für diese Wirtschaftlichkeitsberechnungen, wurde das bereits in der Einleitung erwähnte Kraftwerks-Modell herangezogen. Bei diesem Modell werden bis zu 50 Jahre zurückreichende Jahresdauerlinien unter Berücksichtigung der verschiedenen Klimaszenarien mit den entsprechenden Kraftwerksparametern auf die Kraftwerksleistung umgerechnet und damit das zukünftig zu erwartende RAV abgeschätzt. Die Umrechnung erfolgt grundsätzlich durch die Berechnung der abgegebenen elektrischen Leistung eines Kraftwerkes (4-1), wobei der Abfluss laut Dauerlinie mit dem maximal möglichen Durchfluss des Kraftwerks verglichen wird. Da die Abflussmessstellen nicht immer nahe am Kraftwerk situiert sind, wird der Abfluss aus einem Mittel aus Pegelmessstelleneinzugsgebiet und Kraftwerkseinzugsgebiet korrigiert. Der Kraftwerkswirkungsgrad dieses Modells wird über die historischen RAV-Werte optimiert. Durch Variation der Kraftwerksparameter und Anwenden der Klimasignale auf die Jahresdauerlinien wird das aufgrund von Anpassungsmaßnahmen zukünftig zu erwartende RAV simuliert.

$$P = Q \cdot f_H \cdot \eta \cdot g \cdot \rho \quad (4-1)$$

P...Ausbauleistung des Kraftwerks

η...Kraftwerkswirkungsgrad

Q...Kraftwerksdurchfluss

g...Erdbeschleunigung

f_H...mittlere Fallhöhe

ρ...Wasserdichte

auf Basis von (Jehle, 2011 S. 36)

4.1.1 Laufwasserkraftwerk Abwinden-Asten

Um die Auswirkungen eines zusätzlichen Einbaus von HYDROMATRIX®-Modulen in den verschiedenen Klimaszenarien zu veranschaulichen und wirtschaftlich zu bewerten, wurde ein bestehendes, für den Einbau dieser Module geeignetes Laufwasserkraftwerk in Österreich ausgewählt. Da die Möglichkeit besteht, entsprechend Kapitel 3.1.4 die Module in das Wehr eines Laufwasserkraftwerkes einzubauen, wurde das Donaukraftwerk Abwinden-Asten bei Linz (Abbildung 28) mit dessen fünf Wehrfeldern für die Abschätzung ausgewählt. Ein Wehrfeld weist eine Länge von 24 m und eine Höhe von 12,5 m auf (VERBUND Hydro

Power AG 1, 2012), womit pro Wehrfeld maximal 17 Module mit je 1 MW eingebaut werden können³³. Dadurch kann die Kraftwerksleistung bei der Gesamtanzahl von 85 Modulen von 168 MW auf maximal 253 MW erhöht werden. Im Rahmen der Simulation wurde eine Leistungssteigerung von 10 MW-Schritten über die Maximalleistung von 253 MW hinaus durchgeführt um die Veränderung des RAV zu verdeutlichen.



Abbildung 28: Laufwasserkraftwerk Abwinden-Asten (VERBUND Hydro Power AG 1, 2012)

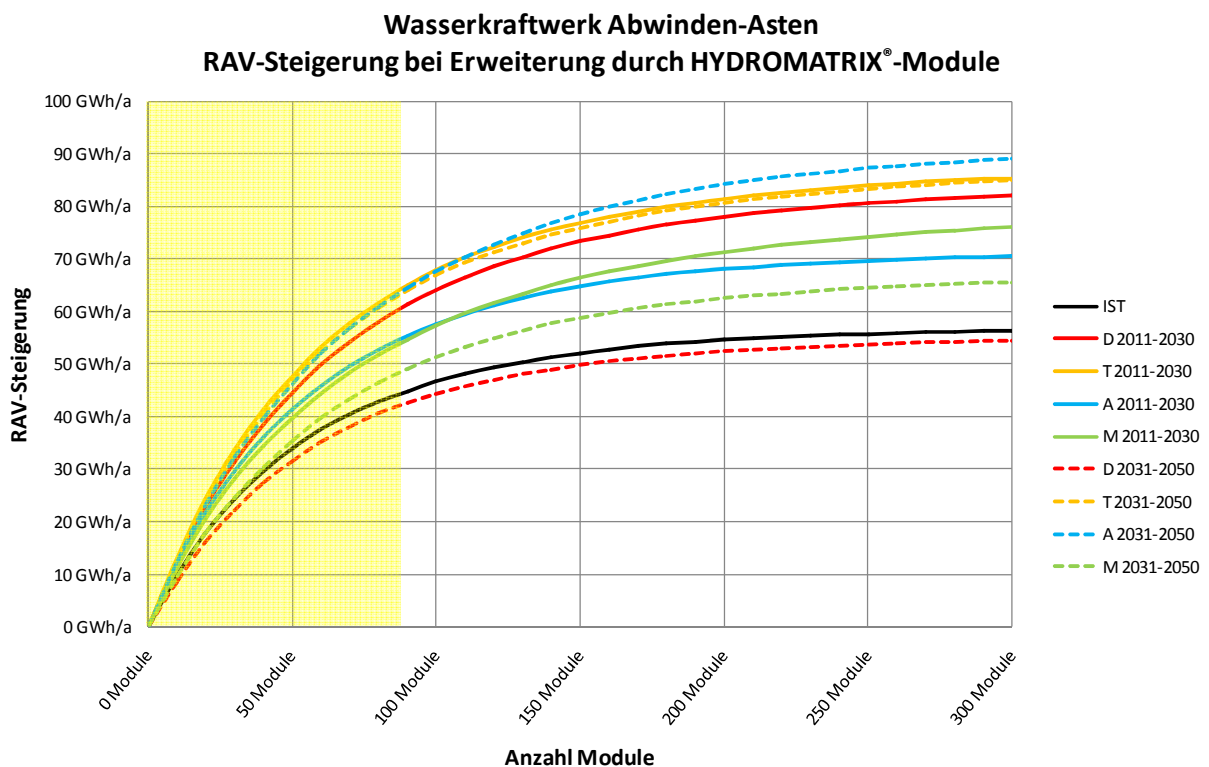


Abbildung 29: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: RAV-Steigerung bei Erweiterung durch Hydromatrixmodule (technisch möglicher Bereich gelb hinterlegt)

³³ Modulgrundfläche 17,5 m², berechnet aus (Andritz Hydro GmbH S. 8).

Wie man in Abbildung 29 erkennen kann, erreicht man in allen Klimaszenarien eine RAV-Steigerung im Vergleich zu den Werten ohne Kraftwerkserweiterung. Die Steigerung des RAVs durch den Ausbau mit diesen Modulen überwiegt also in jedem Fall eventuellen Einbußen durch den Klimawandel. Man kann auch erkennen, dass die Steigerung einer Wurzel-Funktion entspricht und ab ca. 250 Modulen stagniert. Dies ist auf den maximal auftretenden Abfluss des genutzten Gewässers zurückzuführen, welcher die Energieausbeute eines Kraftwerks begrenzt. Der gelb hinterlegte Bereich in Abbildung 29 entspricht der Modulanzahl, welche man in den vorhandenen Wehrfeldern positionieren kann. Diese Modellrechnung sagt somit aus, dass man auf jeden Fall durch den Einbau von HYDROMATRIX®-Modulen eine Steigerung des RAV erzielen kann, egal in welche Richtung sich das Klima verändert³⁴. In allen Klimawandelszenarien außer im Szenario Desert in den Jahren 2031-2050, ist die Energieausbeute größer als ohne Berücksichtigung des Klimawandels. Die Ergebnisse zeigen auch, dass der Klimawandel bei Kraftwerkserweiterung durch HYDROMATRIX®-Module eine positive Auswirkung auf die Erträge hat.

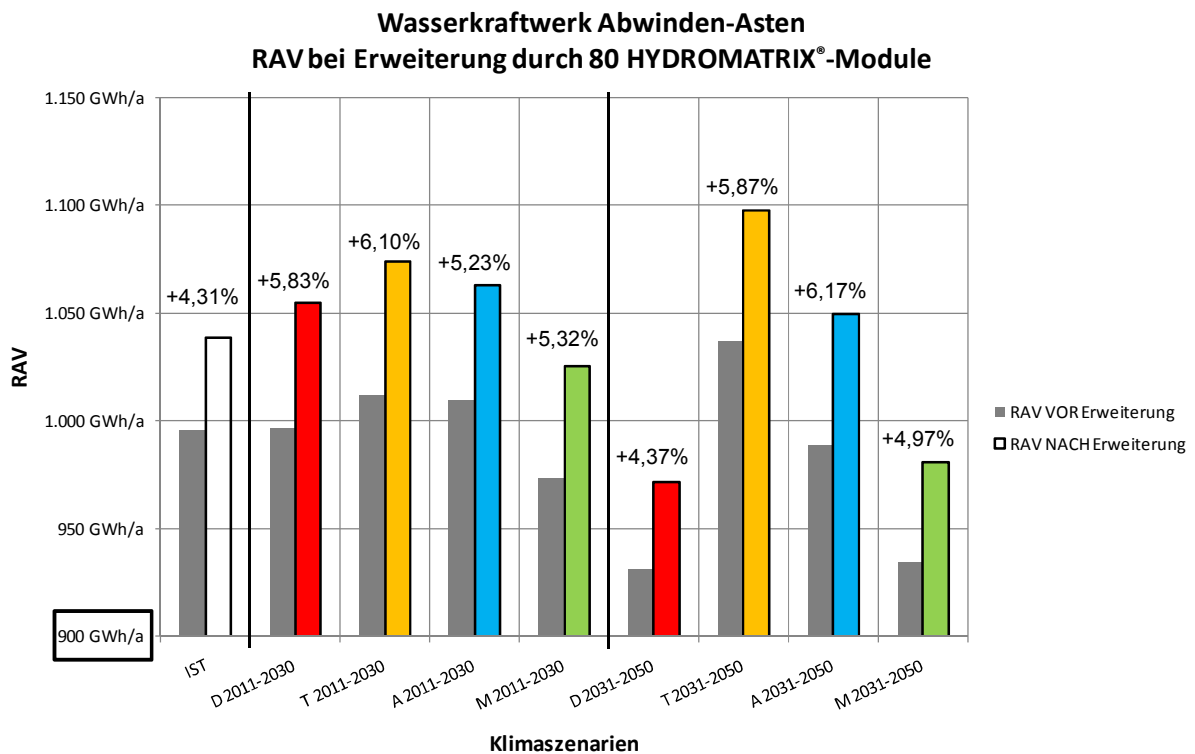


Abbildung 30: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: RAV-Änderung in den einzelnen Klimaszenarien bei Erweiterung durch 80 Hydromatrixmodule

Wenn man von der maximalen, aufgrund der baulichen Gegebenheiten entsprechenden Anzahl an Modulen ausgeht (80 Stk.)³⁵, sieht man in Abbildung 30, dass sich das RAV dieses Kraftwerks um 4 % bis 6 % steigert. Diese Steigerungen liegen in etwa im selben Bereich, jedoch wenn man das RAV grundsätzlich betrachtet, wird deutlich, dass man die

³⁴ Innerhalb der Bandbreite der angenommenen Klimaszenarien.

³⁵ Unter Berücksichtigung einer Platzreserve für die Leitungsführung, etc. wird die aufgrund der Wehrfeldabmessungen maximal baulich mögliche Modulanzahl von 85 Stk. auf 80 Stk. reduziert.

größten Energieerträge erzielen kann, wenn sich das Klima in Richtung Szenario Tropic verändert. Dies ist auf die hohen prognostizierten Niederschläge in diesem Szenario zurückzuführen. Das geringste RAV über beide Perioden (2011-2030 und 2031-2050) hingesehen ergibt sich, wenn sich in Zukunft das Klimaszenario Desert oder Moderate einstellt, wobei im Szenario Desert das RAV erst in der zweiten Periode stark zurück geht. Diese Effekte kann man damit begründen, dass sich der milde Winter im Desert-Szenario erst über einen längeren Zeitraum hinweg auswirkt und das Moderate-Szenario sich grundsätzlich nur durchschnittlich ändert und deshalb im Bereich des heutigen Klimas liegt.

Wenn man das RAV ohne Erweiterung und ohne Berücksichtigung des Klimawandels aus Abbildung 30 mit den resultierenden RAV's der betrachteten Klimaszenarien nach Erweiterung um 80 Module vergleicht ist ersichtlich, dass diese Erweiterung nicht jeglichen klimawandelbedingten Minderertrag kompensiert. Wenn sich das Klima in Richtung Szenario Desert oder Moderate verändert, kann in der zweiten betrachteten Periode (2031-2050) das RAV durch die Erweiterung nicht gänzlich erhalten werden. In den anderen Szenarien und Perioden verursacht die Erweiterung jedoch RAV-Steigerungen.

Um die Wirtschaftlichkeit dieser Erweiterung zu beurteilen, wird zuerst das statische Ergebnis am Ende der Nutzungsdauer berechnet. Die statische Investitionsrechnung dient für grobe erste Abschätzungen, da der Zeitpunkt der Ein- und Auszahlungen nicht berücksichtigt wird. Hier wird die statische Methode der Gewinnvergleichsrechnung angewendet, welche die Kosten der Erweiterungsinvestition sowie die daraus resultierenden Erlöse über die Nutzungsdauer berücksichtigt (4-2). Da bei einem Laufwasserkraftwerk kaum variable Kosten anfallen und die Fixkosten welche den Kraftwerksbetrieb betreffen bei dieser Erweiterung kaum verändert werden, können diese bei der Berechnung vernachlässigt werden. Auch eventuelle Fremdkapitalzinsen welche möglicherweise durch die Investition anfallen sowie die Abschreibung der Investition werden nicht berücksichtigt. Als Beurteilungsmaßstab bei dieser Rechnung, dient der Gewinn der Erweiterung am Ende der Nutzungsdauer und die Investition mit dem höchsten Gewinn ist vorteilhaft. Als Investitionskosten für die Module werden 890 €/kW angenommen. Dies beruht auf der Stromgestehungskostentabelle Modernisierung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit in Deutschland (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2003 S. 248). Als Modernisierung wird hier die Erhöhung der installierten Leistung und/oder des Regelarbeitsvermögens einer bestehenden Anlage verstanden. Die Tabelle ist unterteilt in Stromgestehungskosten der Francis- sowie der Kaplan turbine sowie jeweils in entsprechende Leistungsgruppen sowie Randbedingungen. Die ausgewählten Investitionskosten beschreiben die einer Kaplan turbine in der Leistungsklasse >50 MW bei günstigen Randbedingungen. Da die HYDROMATRIX®-Module einer Kaplan turbine ähnlich sind und das Kraftwerk Abwinden-Asten um maximal 80 MW Leistung erhöht wird, werden die gewählten spezifischen Investitionskosten von 890 €/kW als ausreichend genau angesehen. Als kalkulatorische Nutzungsdauer für diese Erweiterung werden 40 Jahre angenommen (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2003 S. 8-11). Um die Erlöse für die Erweiterung zu ermitteln, wird der durchschnittliche Terminpreis der

EEX für die Jahre 2013 bis 2018 aus (Neubarth, 2012 S. 15) von 47,48 €/MWh herangezogen.

$$G_{stat} = n \cdot (RAV \cdot P) - I \quad (4-2)$$

G_{stat} ...statischer Gewinn

P ...durchschnittlicher, prognostizierter

n ...Nutzungsdauer

Terminpreis

RAV ...Regelarbeitsvermögen

I ...Investitionskosten

auf Basis von (Bartzsch, 2001 S. 523)

Aufgrund der kalkulatorischen Nutzungsdauer von 40 Jahren sowie den betrachteten Klimaperioden (2011-2030 und 2031-2050) von insgesamt 40 Jahren wird als Investitionszeitpunkt für die Modellrechnung das Jahr 2010 gewählt. Somit erhält man eine zeitliche Deckung zwischen Nutzungsdauer und vorhandenen Daten der Klimaperioden. Wie in Abbildung 31 ersichtlich, liefert jedes Klimaszenario am Ende der Nutzungsdauer bei einem Einbau von bis zu 80 Modulen einen statischen Gewinn. In diesem Ergebnis sind die unterschiedlichen Erträge aus beiden betrachteten Klimaperioden berücksichtigt. Jedes Szenario für sich hat ein unterschiedliches Gewinnoptimum in Bezug auf die Anzahl der eingebauten Module. Bei Eintreten des Szenarios Tropic und Aircondition wäre der Einbau von ca. 60 Modulen für den statischen Gewinn optimal, wobei im Szenario Desert und Moderate nur 50 Module eingebaut werden sollten um ein Optimum zu erreichen. Ohne Berücksichtigung des Klimawandels sollten 40 Module eingebaut werden, damit der statische Gewinn am Ende der Nutzungsdauer sein Maximum erreicht.

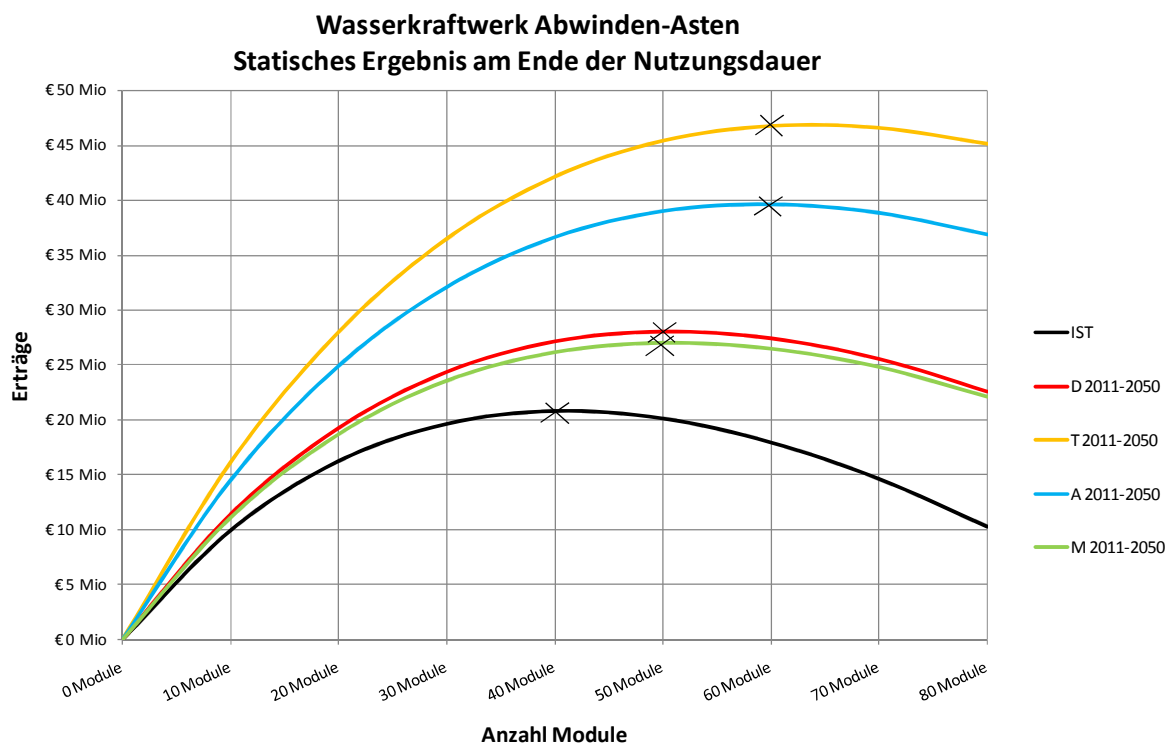


Abbildung 31: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: Statisches Ergebnis am Ende der Nutzungsdauer

Das Nichtberücksichtigen des Zeitfaktors in der statischen Investitionsrechnung führt zu Fehleinschätzungen, welche mit der Nutzungsdauer steigen. Deshalb ist die statische Investitionsrechnung für die Betrachtung von Wasserkraftprojekten nur für erste Abschätzungen geeignet (Giesecke, et al., 2009 S. 65). Für die genauere Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Erweiterungsinvestition am Kraftwerk Abwinden-Asten wird nun die dynamische Investitionsrechnung herangezogen. Diese Rechenmethode berücksichtigt auch den zeitlichen Bezug der Ein- und Auszahlungen. Es werden die Verfahren nach der Kapitalwertmethode und der Endwertmethode berechnet. Bei der Kapitalwertmethode werden alle zukünftigen Ein- und Auszahlungen auf den Investitionszeitpunkt abgezinst und die Investitionssumme davon abgezogen (4-3). Bei der Endwertmethode hingegen, werden die zukünftigen Ein- und Auszahlungen auf das Ende der Nutzungsdauer aufgezinnt und die ebenfalls aufgezinnte Investitionssumme abgezogen (4-4).

$$K = -I + \sum_1^N \frac{(RAV \cdot P)}{(1+i)^n} \quad (4-3)$$

K...Kapitalwert

*P...durchschnittlicher, prognostizierter
Terminpreis*

I...Investitionskosten

i...kalkulatorischer Zinssatz

RAV...Regelarbeitsvermögen

N...Nutzungsdauer

auf Basis von (Thommen, et al., 2012 S. 684)

$$E = -I \cdot (1+i)^N + \sum_1^N (RAV \cdot P) \cdot (1+i)^n \quad (4-4)$$

E...Endwert

*P...durchschnittlicher, prognostizierter
Terminpreis*

I...Investitionskosten

i...kalkulatorischer Zinssatz

RAV...Regelarbeitsvermögen

N...Nutzungsdauer

auf Basis von (Panos, 2007 S. 158)

Da für langfristige Investitionen die Prognose der Inflationsrate nur schwer möglich ist, wird mit einem inflationsbereinigten Zinssatz – dem realen Zinssatz – gerechnet. Dieser Kalkulationszinssatz wird über die gesamte Nutzungsdauer als konstant angenommen und in der Höhe von 6 % angesetzt (Giesecke, et al., 2009 S. 67).

Bei der Berechnung des Kapitalwertes ergibt sich unter Berücksichtigung der Nutzungsdauer von 40 Jahren lediglich für das Szenario Tropic ein positives Ergebnis (Abbildung 32). Da nur Investitionen mit positiven Kapitalwert von Vorteil sind, sollten, um das Optimum zu erreichen, nur wenn dieses Szenario eintritt bzw. sich das Klima in diese Richtung verändert ca. neun HYDROMATRIX®-Module installiert werden. Dann ergibt sich neben der Amortisation des eingesetzten Kapitals und der Verzinsung des gebundenen Kapitals noch ein Überschuss in Höhe des Kapitalwertes (Reschny, 2012 S. 23).

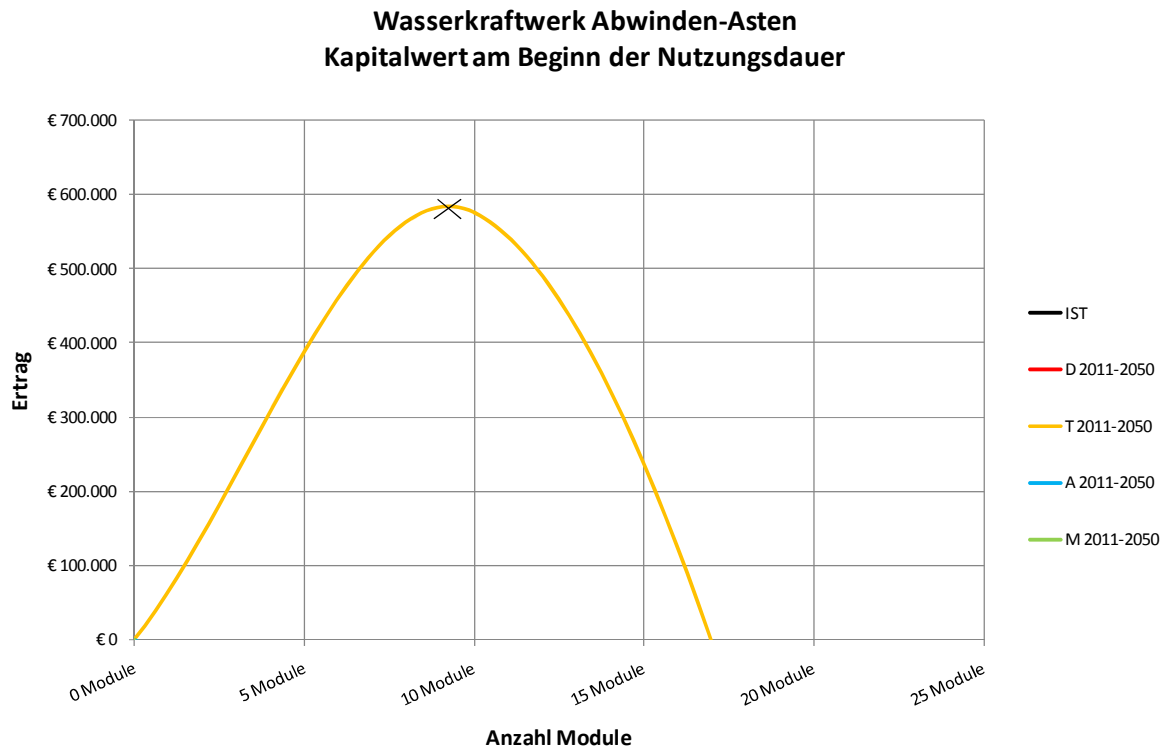


Abbildung 32: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: Kapitalwert am Beginn der Nutzungsdauer

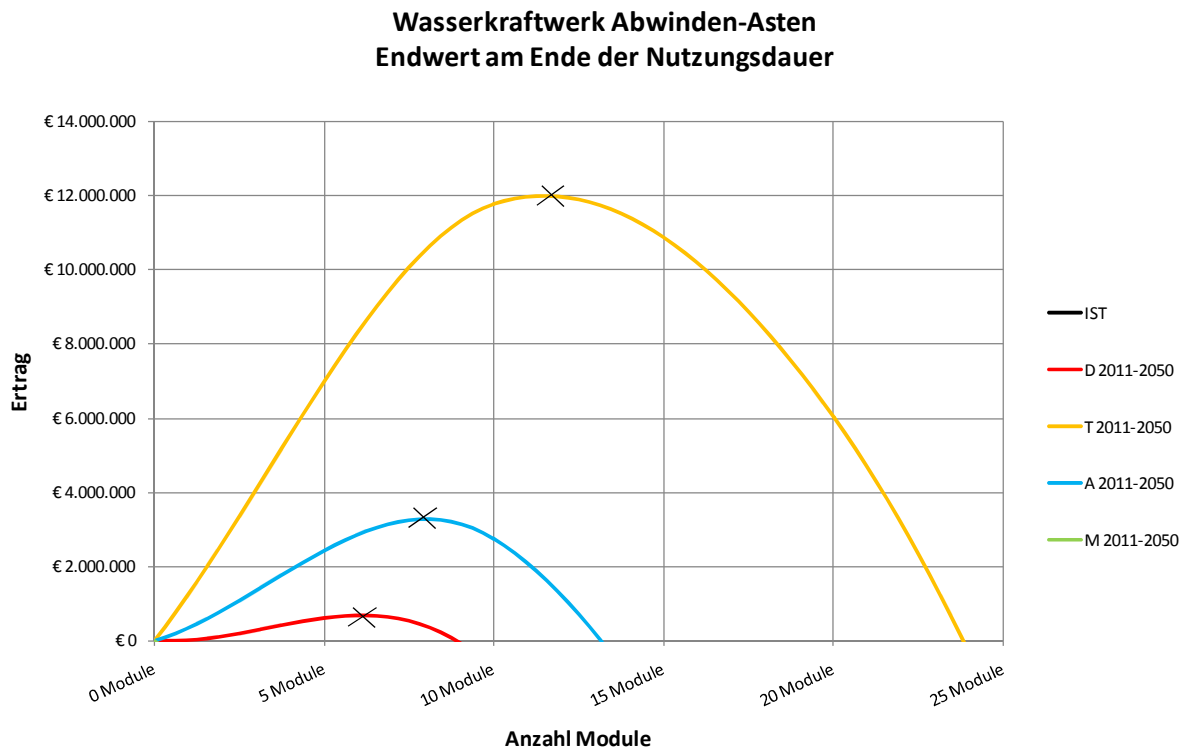


Abbildung 33: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: Endwert am Ende der Nutzungsdauer

Ähnliche Ergebnisse wie die Kapitalwertmethode liefert die Endwertmethode (Abbildung 33). Hier ergibt die Berechnung auch im Szenario Aircondition sowie im Szenario Desert am

Ende der Nutzungsdauer ein positives Ergebnis. Da auch der Endwert positiv sein sollte, um zusätzliche Überschüsse zu erzielen, ist es nur in den Szenarien mit einem positiven Endwert sinnvoll, das Kraftwerk mit Modulen zu erweitern. Die Anzahl an zu installierenden Modulen um ein Optimum zu erreichen liegt je nach Szenario zwischen sechs und zwölf Modulen. Der Grund dafür warum sich im Rahmen der Kapitalwertmethode nur die Erweiterung bei Eintreten des Szenarios Tropic für wirtschaftlich erweist und sich nicht wie im Rahmen der Endwertmethode auch ein wirtschaftliches Ergebnis bei Eintreten des Szenarios Aircondition sowie Desert ergibt liegt darin, dass sich die Investitionskosten sowie Erträge der beiden Perioden in den unterschiedlichen Methoden aufgrund des auf- und abzinsens anders auswirken.

Um zu ermitteln, ab welchem Zinssatz zusätzliche Überschüsse erzielt werden, wurde beispielhaft für den Einbau von zehn sowie 80 Modulen der interne Zinsfuß berechnet. Laut Definition ist der interne Zinsfuß jener Zinssatz, bei dem der Kapitalwert Null ist (Reschny, 2012 S. 25). Ohne Berücksichtigung des Klimawandels liegt dieser für 10 Module bei 4,31 % (Tabelle 8). Bei Veränderung des Klimas in Richtung Desert-Szenario würde sich erst bei einem Zinssatz von 5,43 %, in Richtung Tropic-Szenario erst bei 6,51 %, in Richtung Aircondition-Szenario bei 5,78 % und bei Veränderung in Richtung Moderate-Szenario bei 4,97 % ein Überschuss ergeben. Daraus ist ersichtlich, dass bei sinkenden Zinssatz die Wirtschaftlichkeit der Erweiterung um 10 Module steigt und es wird nochmals verdeutlicht dass bei verwendeten Kalkulationszinssatz von 6 % nur die Erweiterung bei Klimaveränderung in Richtung Szenario Tropic wirtschaftlich ist. Dieses Ergebnis resultiert daraus, da in der Modellrechnung nur zum Investitionszeitpunkt Ausgaben und in den restlichen Jahren der Nutzungsdauer nur Einnahmen anfallen, welche auf den Investitionszeitpunkt abgezinst werden. Je höher der Abzinsungsfaktor der Einnahmen, desto geringer der Kapitalwert. Jedoch muss man beachten, dass schon bei einer Verringerung des Zinssatzes von ca. einem Prozent die Erweiterung durch zehn Module bei jeder Klimaveränderung wirtschaftlich ist. Anders bei einem Einbau von 80 Modulen, hier liegt der interne Zinsfuß nur im Bereich von ca. einem bis drei Prozent (Tabelle 8).

Interner Zinsfuß					
<i>Erweiterung</i>	<i>IST</i>	<i>D 2011-2050</i>	<i>T 2011-2050</i>	<i>A 2011-2050</i>	<i>M 2011-2050</i>
10 Module	4,31%	5,43%	6,51%	5,78%	4,97%
80 Module	0,67%	1,56%	2,66%	2,12%	1,43%

Tabelle 8: Interner Zinsfuß der verschiedenen Klimaszenarien bei Erweiterung um 10 sowie 80 Module

Gesamt gesehen ist die Anpassungsmaßnahme Erweiterung durch HYDROMATRIX®-Module beim Kraftwerk Abwinden-Asten nur bei Veränderung des Klimas in Richtung Szenario Tropic, Aircondition und Desert aufgrund des positiven Endwertes auf lange Zeit gesehen wirtschaftlich und bei Installation von durchschnittlich neun Modulen optimal. Diese geringe Modulanzahl bzw. Leistung ist auf die bereits optimale Auslegung dieses Wasserkraftwerkes sowie die geringe RAV-Beeinflussung durch den Klimawandel im

Vergleich zur Leistungserweiterung zurückzuführen. Technisch gesehen kann die Klimawandelbeeinflussung jedoch fast in allen Klimaveränderungsrichtungen durch die Erweiterung kompensiert werden. Da die Wirtschaftlichkeit nur bei drei von vier Szenarien gegeben ist handelt es sich um kein robustes Ergebnis, womit sich bei anderen bestehenden Kraftwerken andere Berechnungsergebnisse und eine andere Wirtschaftlichkeit ergeben würde. Deshalb kann diese Anpassungsmaßnahme nicht global auf ihre Wirtschaftlichkeit hin beurteilt werden und muss für jedes Kraftwerk im einzelnen berechnet werden.

4.1.2 Laufwasserkraftwerk Kirchbichl

Das Kraftwerk Kirchbichl in Tirol am Inn liegend wird für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung einer Abflusserweiterung bzw. einer Leistungssteigerung herangezogen. Die TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG plant als Betreiber dieses Kraftwerkes, dieses bis Ende 2017 von 25 MW auf 46 MW zu erweitern (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, 2012). Der bestehende Triebwasserweg soll aufgeweitet werden, sodass ein zweites Krafthaus mit dem selben Durchfluss errichtet werden kann (Abbildung 34). Zusätzlich ist die Aufweitung der Innschleife mit der Errichtung eines Dotierkraftwerkes³⁶ inkl. Fischwanderhilfe geplant. Da es sich hierbei nicht nur um eine Leistungssteigerung des Kraftwerks handelt, sondern auch ökologische Maßnahmen wie die verstärkte Hochwassersicherheit, eine Fischwanderhilfe, eine Schwalldämpfung, etc. durchgeführt werden, wird das zukünftige RAV des gesamten Kraftwerks für die Wirtschaftlichkeitsberechnung betrachtet.



Abbildung 34: Wasserwerk Kirchbichl: Geplante Kraftwerkserweiterung (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, 2012)

³⁶ Sorgt unterhalb von Stauanlagen für die Speisung des Gewässers mit Restwasser.

Als Ergebnis der Modellrechnung kann man in Abbildung 35 erkennen, dass diese Erweiterung einen wesentlichen Anstieg des RAVs – im Bereich von 26 % bis 36 % – mit sich bringt. In der ersten Klimaperiode würde man bei Eintreten des Szenarios Desert und in der zweiten Periode bei Eintreten des Szenarios Aircondition das größte RAV erzielen. Gesamt gesehen differieren die RAVs der Klimaszenarien bei einer gegenwärtigen Erzeugung von 176 GWh/a um 18 GWh/a. Das bedeutet, dass die Erträge dieser Erweiterung beträchtlich von dem eintretenden Klimaszenario abhängen. Wenn man das RAV vor Erweiterung ohne Einfluss des Klimawandels betrachtet und dieses mit den RAV`s der einzelnen Klimaszenarien nach Erweiterung vergleicht ist ersichtlich, dass diese Triebwasseraufweitung und Leistungssteigerung die klimawandelbedingten RAV-Schwankungen ausgleicht und sogar weit übersteigt. Das bedeutet, dass wenn ausreichend nutzbarer Abfluss vorhanden ist und somit durch bestimmte Erweiterungsmaßnahmen mehr Durchfluss abgearbeitet wird, der klimawandelbedingte Einfluss auf die Wasserkrafterzeugung zur Gänze kompensiert werden kann.

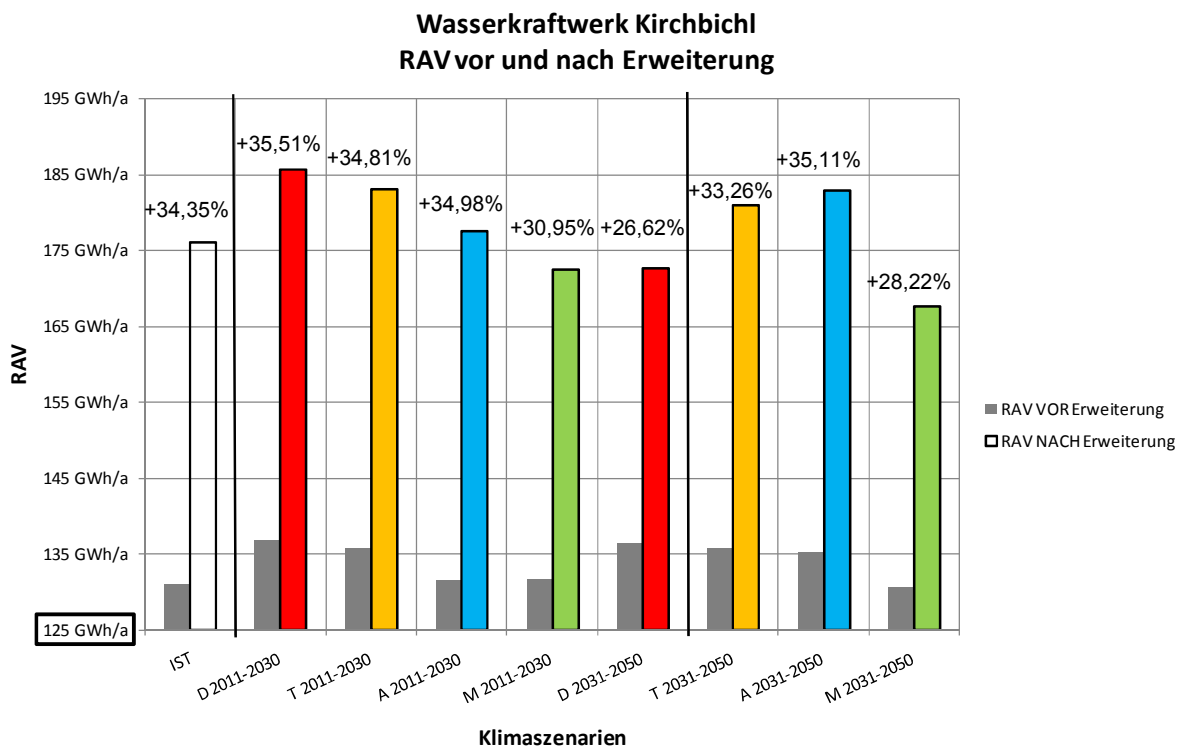


Abbildung 35: Wasserkraftwerk Kirchbichl: RAV vor und nach Erweiterung

Bei Berechnung der wirtschaftlichen Ergebnisse analog zu Punkt 4.1.1 geht hervor, dass sich in den ersten Abschätzungen das Eintreten des Szenarios Tropic durch das höchste statische Ergebnis, bei Gesamtinvestitionskosten von rund € 100 Mio (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, 2012), für am wirtschaftlichsten erweist. Im Rahmen der dynamischen Investitionsrechnung stellt sich jedoch heraus, dass die Klimaveränderung in Richtung Szenario Desert sowie Tropic die selben wirtschaftlichen Ergebnisse bzw. Überschüsse mit sich bringen würde. Gesamt gesehen sind alle Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für jedes Szenario positiv, das bedeutet das egal wie sich das Klima verändert diese

Kraftwerkserweiterung immer wirtschaftlich sein wird. Falls die notwendigen Gegebenheiten bzgl. Abfluss, usw. auch bei anderen Kraftwerken vorherrschen, kann dieses Ergebnis auch darauf umgelegt werden.

	Klimaszenarien				
	<i>IST</i>	<i>D 2011-2050</i>	<i>T 2011-2050</i>	<i>A 2011-2050</i>	<i>M 2011-2050</i>
Statisches Ergebnis	€ 234 Mio	€ 240 Mio	€ 246 Mio	€ 242 Mio	€ 223 Mio
Kapitalwert	€ 26 Mio	€ 30 Mio	€ 30 Mio	€ 28 Mio	€ 22 Mio
Endwert	€ 342 Mio	€ 393 Mio	€ 393 Mio	€ 364 Mio	€ 306 Mio

Tabelle 9: Wasserkraftwerk Kirchbichl: Wirtschaftliche Ergebnisse (höchste Ergebnisse gelb hinterlegt)

Wenn man diese Erweiterung hinsichtlich der Amortisierung betrachtet, hebt sich das Szenario Desert etwas vom Szenario Tropic hervor. Bei Eintreten des Szenarios Desert würde sich diese Investition bereits in der ersten Klimaperiode nach elf Jahren refinanzieren, wobei dies bei Eintreten des Szenarios Tropic ein Jahr länger dauern würde (4-5). Im Grunde sind wiederum alle Klimaveränderungen wirtschaftlich und refinanzieren sich etwa im selben Zeitbereich, da die Amortisationsdauer dieser Erweiterung abhängig vom RAV in allen betrachteten Szenarien zwischen elf und 13 Jahren liegt.

$$t = \frac{I}{(RAV \cdot P)} \quad (4-5)$$

t...Amortisationsdauer

RAV...Regelarbeitsvermögen

I...Investitionskosten

P...durchschnittlicher, prognostizierter Terminpreis

auf Basis von (Bartzsch, 2001 S. 527)

Bei der Vorgehensweise der Modellierung des Kraftwerkes Kirchbichl ist jedoch zu beachten, dass die Dotierwassermenge und somit das geplante Dotierkraftwerk nicht berücksichtigt wird. Die Investitionskosten werden aber gesamt berücksichtigt, deshalb wären die Erträge bei Ausräumung der Ungenauigkeitsfaktoren noch größer und die Amortisationsdauer noch kürzer.

4.1.3 Laufwasserkraftwerk Pernegg

Um die Wirtschaftlichkeit eines Turbinentausches zu veranschaulichen, wird das Laufwasserkraftwerk Pernegg an der Mur ausgewählt. Die VERBUND Hydro Power AG erneuert das Kraftwerk nach 80 Betriebsjahren um € 65 Mio. (VERBUND Hydro Power AG 2, 2012) durch einen Turbinentausch sowie weiteren anderen Modernisierungsmaßnahmen. Die bestehenden drei Francisturbinen werden durch drei leistungsstärkere Kaplansturbinen ersetzt, womit sich bei gleichbleibender Durchflussmenge die gesamte Kraftwerksleistung von 19,10 MW auf 21,7 MW erhöht (VERBUND Hydro Power AG 2, 2012). Durch die Modernisierung erhöht sich das RAV des Kraftwerkes bei gegenwärtigen Klima von 109,3 GWh/a auf 120,3 GWh/a und der Wirkungsgrad steigt von 82 % auf knapp 90 %. Bei Modellierung und anschließender Betrachtung der einzelnen, zukünftig möglichen Klimaszenarien kann man erkennen, dass das RAV durch die Modernisierung in jedem Szenario

um 10 % gesteigert wird (Abbildung 36). Das bedeutet, dass eine Modernisierung dieser Art am Kraftwerk Pernegg, egal wie sich das Klima verändert, 10 % mehr Energieertrag liefert. Diese durchgehend gleiche Ertragssteigerung ist darauf zurückzuführen, dass der Einfluss der einzelnen betrachteten Klimaszenarien auf den Ertrag sehr gering ist gegenüber der RAV-Steigerung welche die Modernisierung mit sich bringt. Das einzelne RAV jedes Szenarios weist die selbe Tendenz wie auch schon das Kraftwerk Abwinden-Asten auf. Den größten Energieertrag würde das Eintreten des Szenarios Tropic gefolgt von Aircondition liefern, das wiederum auf den erhöhten Niederschlag zurückzuführen ist. Im Durchschnittsszenario Moderate ändert sich das RAV nur gering gegenüber dem gegenwärtigen Wert. Eine deutliche Änderung von der ersten Simulationsperiode (2011-2030) zur zweiten (2031-2050) weist das Klimaszenario Desert, aufgrund der späten Auswirkungen des milden Winters, auf. Aus diesen Ergebnissen und der durch die Modernisierung ergebenden Wirkungsgradsteigerung von ca. 8 %³⁷ ist ersichtlich, dass diese Modernisierung keine Anpassungsmaßnahme an den Klimawandel ist, sondern es sich dabei um eine reine Wirkungsgradsteigerung handelt.

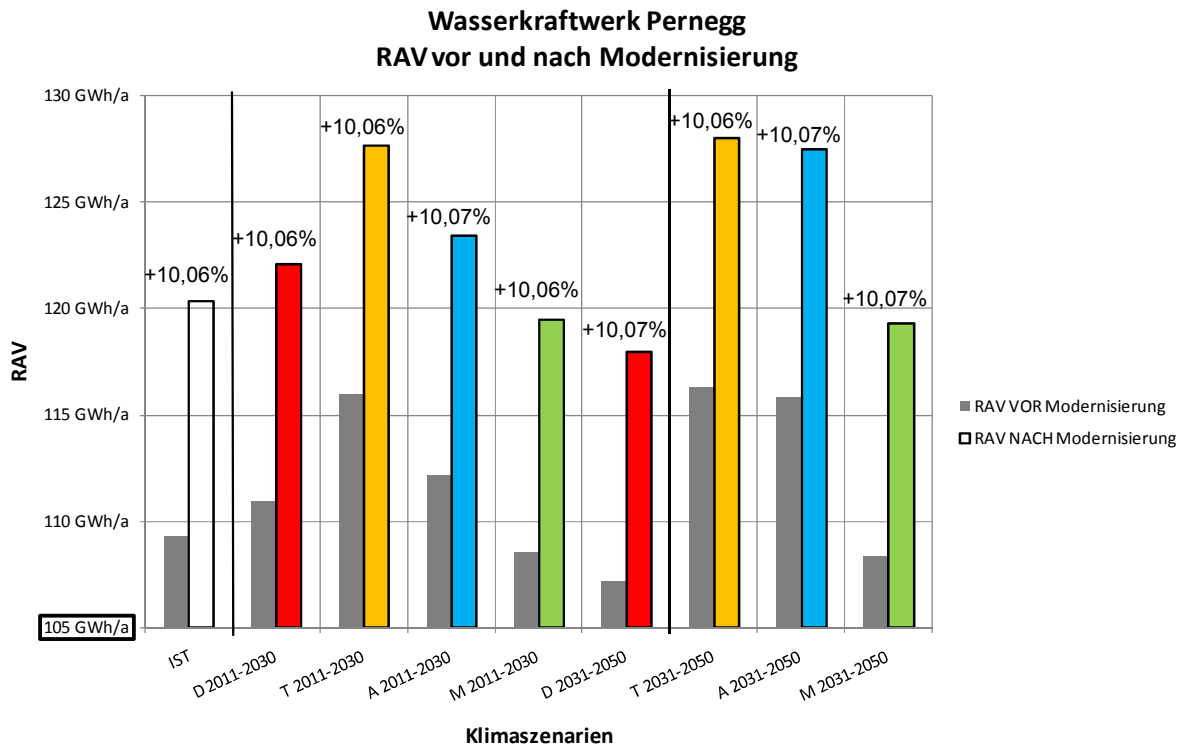


Abbildung 36: Wasserkraftwerk Pernegg: RAV vor und nach Modernisierung

Wenn man die Investition wirtschaftlich betrachtet, werden für die Berechnungen des statischen Ergebnisses sowie des dynamischen Kapital- und Endwertes die selben Formeln, Parameter und Vereinfachungen wie in 4.1.1 sowie in 4.1.2 verwendet. Aus diesen Berechnungen geht ebenfalls hervor, dass diese Investition egal wie sich das Klima verändert, auf jeden Fall wirtschaftlich ist, da alle Ergebnisse durchgehend positiv sind

³⁷ Wirkungsgrad vor Modernisierung 81,69 % und nach Modernisierung 89,92 % laut Modellierung.

(Tabelle 10). Das beste wirtschaftliche Ergebnisse würde bei zukünftigen Eintreten des Tropic-Szenarios erzielt werden, da sich hier das größte statische sowie dynamische Ergebnis ergibt.

	Klimaszenarien				
	<i>IST</i>	<i>D 2011-2050</i>	<i>T 2011-2050</i>	<i>A 2011-2050</i>	<i>M 2011-2050</i>
Statisches Ergebnis	€ 163 Mio	€ 163 Mio	€ 178 Mio	€ 173 Mio	€ 162 Mio
Kapitalwert	€ 21 Mio	€ 22 Mio	€ 26 Mio	€ 24 Mio	€ 20 Mio
Endwert	€ 937 Mio	€ 943 Mio	€ 995 Mio	€ 969 Mio	€ 930 Mio

Tabelle 10: Wasserkraftwerk Pernegg: Wirtschaftliche Ergebnisse (höchste Ergebnisse gelb hinterlegt)

Da die Ergebnisse sehr hohe Überschüsse liefern, wird die Amortisationsdauer dieser Modernisierung berechnet (4-5). Diese ergibt für alle zukünftig möglichen Klimaszenarien rund 11 Jahre, dass heißt das sich diese Investition schon im ersten Drittel der Nutzungsdauer refinanziert.

4.1.4 Laufwasserkraftwerk Agonitz

Im Rahmen einer Modernisierung wird im Kraftwerk Agonitz an der Steyr neben einer neuen vertikalen Kaplan turbine (2,55 MW) (Abbildung 38), die weltweit erste, kommerziell eingesetzte StrafloMatrix™-Turbine eingebaut (0,55 MW) (Abbildung 37). Durch diesen Turbinentausch wird die Kraftwerksleistung von 990 kW auf 3,1 MW und somit das RAV von 5,02 GWh auf 15,71 GWh erhöht. (ENERGIE AG, 2004 S. 1) Da es sich hierbei auch um eine Modernisierung laut Definition des deutschen Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit handelt (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2003 S. 2-11), wird auch hierfür, wie auch schon in Punkt 4.1.1, dessen Stromgestehungskostentabelle für die Höhe der Investitionskosten herangezogen. Da die Modernisierung am Kraftwerk Agonitz eine Leistungssteigerung von 2,11 MW mit sich bringt, werden spezifische Investitionskosten der Kategorie "Kaplan <15 MW" von 1.500 €/kW angesetzt (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, 2003 S. 248), welche zu gesamten Investitionskosten von € 3.165.000 führen.

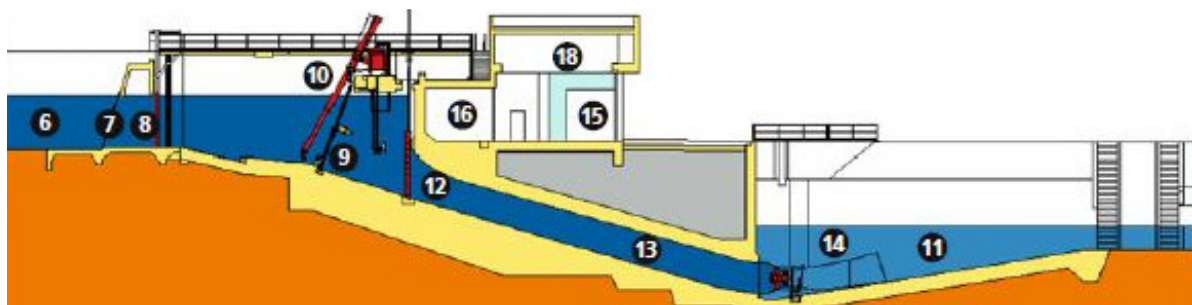


Abbildung 37: Wasserkraftwerk Agonitz: Schnitt der StrafloMatrix™-Turbine (ENERGIE AG, 2004 S. 2)

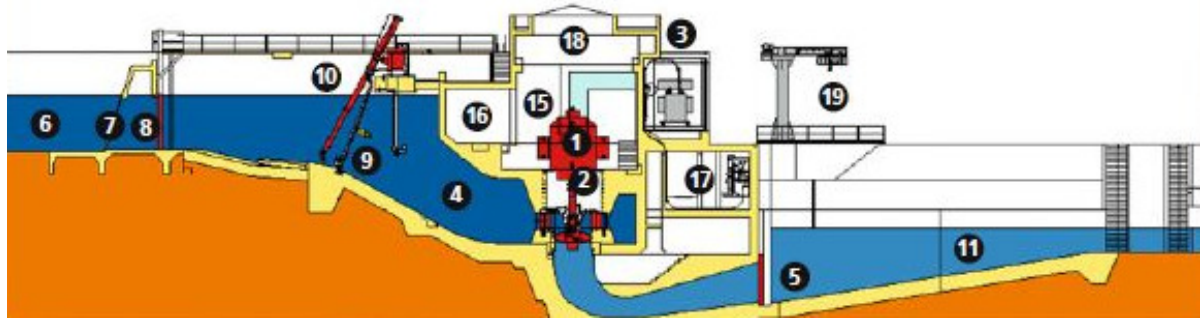


Abbildung 38: Wasserkraftwerk Agonitz: Schnitt der Kaplanmaschine (ENERGIE AG, 2004 S. 2)

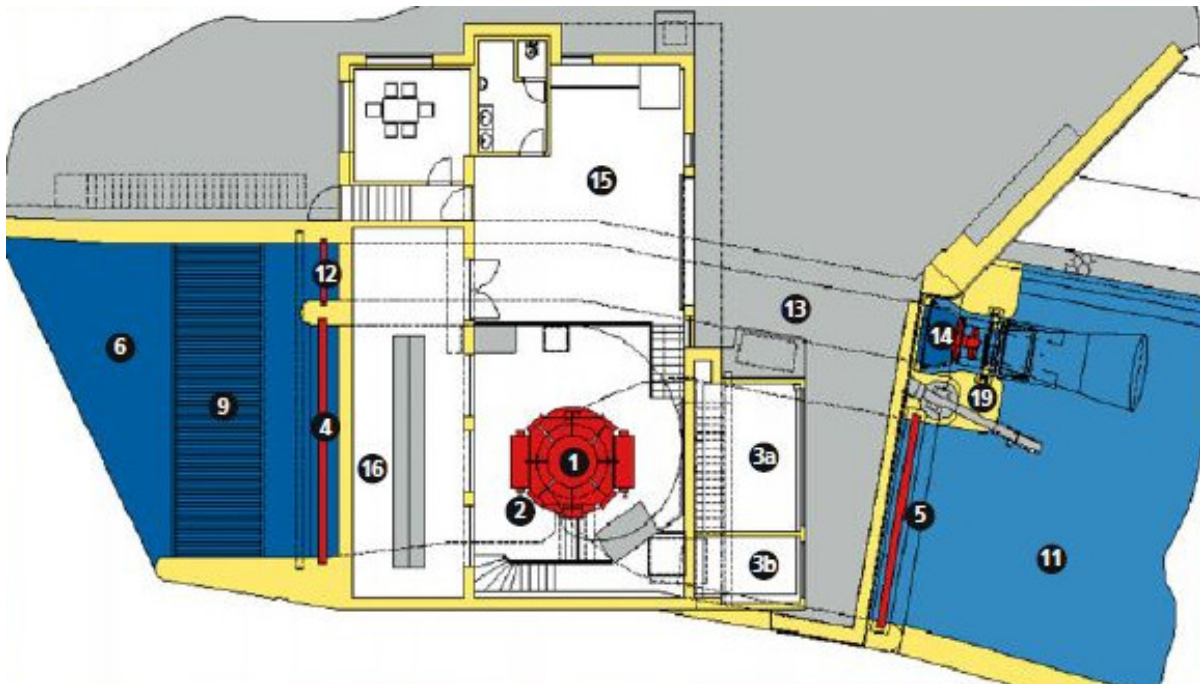


Abbildung 39: Wasserkraftwerk Agonitz: Grundriss Krafthaus (ENERGIE AG, 2004 S. 2)

- | | | |
|---------------------------------|-------------------------------|-----------------------------|
| 1...Drehstrom-Synchrongenerator | 7...Grobrechen | 14...StrafloMatrix™-Turbine |
| 2...Kaplanmaschine | 8...Kanaleinlaufschütze | 15...Maschinenhaus |
| 3a...Umspanner Kaplan | 9...Feinrechen | 16...Schaltraum |
| 3b...Umspanner Matrix | 10...Rechenreinigungsmaschine | 17...HS-Schaltraum |
| 4...OW-Dammbalken | 11...Unterwasser | 18...Maschinenhauskran |
| 5...UW-Dammbalken | 12...Einlaufschütze | 19...Säulenkran |
| 6...Oberwasser | 13...Druckrohrleitung | |

Da für dieses Kraftwerk keine genauen Abflussdaten für das derzeitige Klima und für die zukünftigen Szenarien zur Verfügung stehen, wurden diese näherungsweise durch die Differenz der Daten des Pegels Enns bei Steyr sowie bei Admont berechnet. Dies ist dadurch möglich, da der Fluss Steyr bei Steyr in die Enns mündet, jedoch muss man beachten, dass die Ergebnisse wertmäßig durch Oberflächenwasser, zwischenliegende Kraftwerke und Einmündungen verfälscht sind. Die prozentuellen Abweichungen der

zukünftigen Szenarien können jedoch aus der Differenzbildung entnommen werden und auf die Abflussdauerlinie des Kraftwerkes Agonitz angewendet werden. Somit erhält man tendenziell richtige, zukünftig Abflussdaten für dieses Kraftwerk.

Anhand der Modellierung dieses Kraftwerkes vor sowie nach der Modernisierung ist zu erkennen, dass die Anpassung eine RAV-Steigerung in jedem Szenario und in jeder Periode von über 300 % erzielt (Abbildung 40). Dies ist unter anderem auch darauf zurückzuführen, dass durch diese Modernisierung erheblich leistungsstärkere Turbinen eingebaut werden, wodurch diese hohe Steigerung entsteht. Die resultierenden RAVs der einzelnen Szenarien unterscheiden sich nur gering, wobei gesamt gesehen das Szenario Aircondition dicht gefolgt vom Szenario Tropic das größte RAV bei Modernisierung erzielen würde. Hier zeichnen sich wieder die selben Ursachen wie schon zuvor beim Kraftwerk Pernegg (4.1.3) ab. Der Turbinentausch wie beim Kraftwerk Agonitz führt zu einer erheblichen Wirkungsgradsteigerung des Kraftwerkes³⁸ und dient somit nicht nur der Anpassung an den Klimawandel.

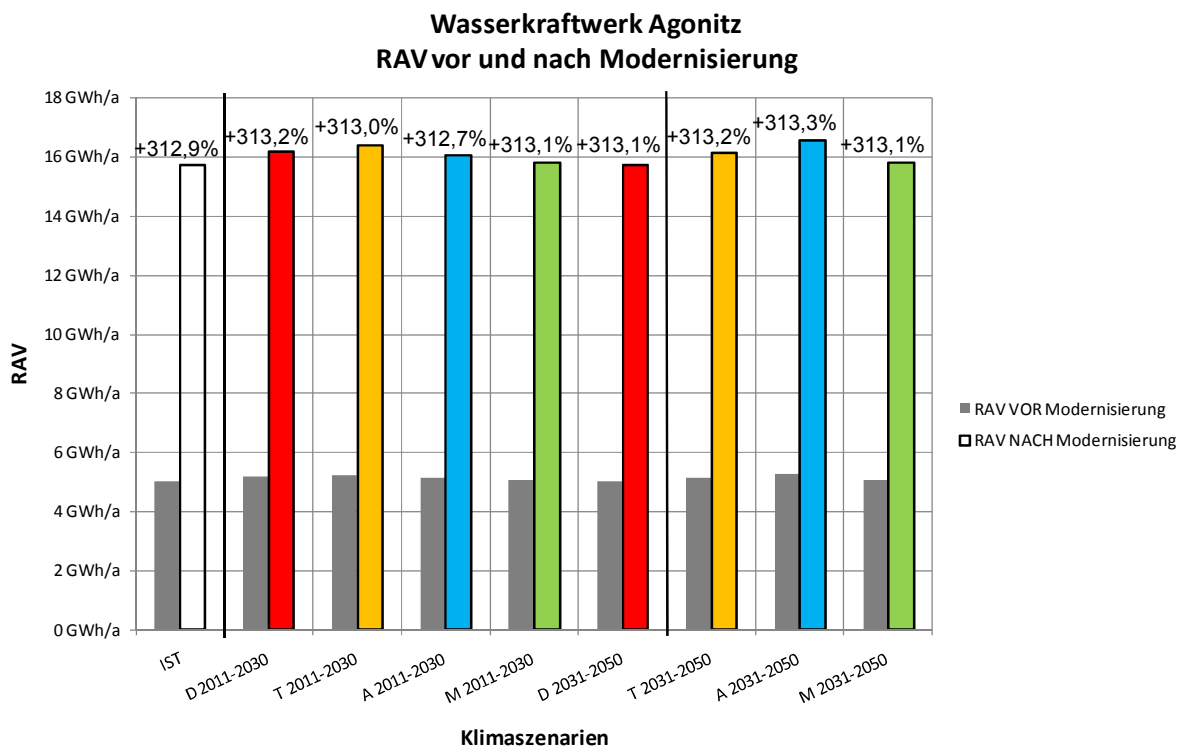


Abbildung 40: Wasserkraftwerk Agonitz: RAV vor und nach Modernisierung

Den Berechnungen der statischen sowie dynamischen Verfahren wurden abermals die Formeln, Parameter sowie Vereinfachungen aus Punkt 4.1.1 sowie 4.1.3 zugrunde gelegt. Aus diesen Berechnungen geht hervor, dass diese Modernisierung auf jeden Fall und in jedem zukünftigen Klimaszenario wirtschaftlich ist, da die Ergebnisse durchgehend positiv sind (Tabelle 11). Anhand der ersten Abschätzungen durch Berechnung des statischen Ergebnisses, erweisen sich die Szenarien Tropic sowie Aircondition als am ertragreichsten.

³⁸ Wirkungsgrad vor Modernisierung 27 % und nach Modernisierung 85 % laut Modellierung.

Wenn man auch den Zeitbezug einfließen lässt, ergibt sich ebenfalls gesamt gesehen der höchste Kapital- und Endwert für das Szenario Tropic. Die berechnete Amortisationsdauer liegt für jedes Szenario durchgehend bei ca. 4 Jahren. Durch diese Ergebnisse kann man als Resümee sagen, dass ein Turbinentausch in Richtung Kaplan- und vorallem StrafloMatrix™-Turbine am Kraftwerk Agonitz wirtschaftlich ist. Diese Aussage kann man auch auf einen Turbinentausch durch die selben Typen bei anderen Kraftwerken umlegen. Jedoch muss man beachten, dass wenn ein Turbinentausch erfolgt und nicht zusätzlich Turbinen eingebaut werden, es sich eher um eine Wirkungsgradsteigerung und nicht um eine reine Anpassungsmaßnahme an den Klimawandel handelt.

	Klimaszenarien				
	IST	D 2011-2050	T 2011-2050	A 2011-2050	M 2011-2050
Statisches Ergebnis	€ 27 Mio	€ 27 Mio	€ 28 Mio	€ 28 Mio	€ 27 Mio
Kapitalwert	€ 8 Mio	€ 8 Mio	€ 9 Mio	€ 8 Mio	€ 8 Mio
Endwert	€ 90 Mio	€ 93 Mio	€ 95 Mio	€ 93 Mio	€ 90 Mio

Tabelle 11: Wasserkraftwerk Agonitz: Wirtschaftliche Ergebnisse (höchste Ergebnisse gelb hinterlegt)

4.2 Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen in der Windkraft-erzeugung

In der Windenergieerzeugung wird die in Kapitel 3.2 näher erläuterte Anpassungsmaßnahme, die Verwendung einer Sturmregelung, näher betrachtet, da diese Maßnahme bei Eintreten jedes zukünftigen Klimaszenarios eingesetzt werden kann.

4.2.1 Windkraftanlage mit integrierter Sturmregelung

Um den Effekt einer Sturmregelung dazustellen und zu bewerten, wurde ein am Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation bestehendes Windkraftmodell für Deutschland, (vgl. Nacht, 2013 S. 3), herangezogen und um den Einsatz einer Sturmregelung erweitert. Dieses Modell umfasst die erzeugte und eingespeiste Leistung aus Windkraftanlagen der Jahre 2010 und 2011 für Deutschland, welche detailliert aufgeschlüsselt und kategorisiert ist. Als Eingangsparameter dieses Modells werden die stündlichen Windeinspeisedaten der European Energy Exchange (EEX) herangezogen (Nacht, 2013 S. 5), welche in die vier deutschen Regelzonen³⁹ unterteilt sind (Abbildung 41). Im Norden und Osten Deutschlands betreibt 50 Hertz⁴⁰ das Höchstspannungsnetz, im Westen und Südwesten hingegen liegt das Netzgebiet von Amprion⁴¹. TransnetBW⁴² ist für den größten Teil des Höchstspannungsnetzes in Baden-Württemberg verantwortlich, wobei sich das Netz der TenneT⁴³ durch ganz Deutschland – von der Grenze Dänemarks bis zu den Alpen – zieht. Als weiteren

³⁹ Ein Gebiet, für das der oder die dort tätigen Übertragungsnetzbetreiber bzw. Regelzonenführer zur Gewährleistung der Systemstabilität verantwortlich sind. Die Regelzonenführer regeln im Übertragungsnetz das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch (Stigler, 2008 S. 78).

⁴⁰ 50Hertz Transmission GmbH, Eichstraße 3A, 12435 Berlin.

⁴¹ Amprion GmbH, Rheinlanddamm 24, 44139 Dortmund.

⁴² TransnetBW GmbH, Kriegsbergstraße 32, 70174 Stuttgart.

⁴³ TenneT TSO GmbH, Bernecker Straße 70, 95448 Bayreuth.

Eingangsparameter werden die stündlichen Windgeschwindigkeiten der einzelnen Windmessstationen inkl. ihrer Höhe sowie Seehöhe verwendet. Diese Daten der Windmessstationen werden bezüglich ihres Standortes den einzelnen Regelzonen zugeordnet. Die in Deutschland installierten Windkraftanlagen werden einzeln mit ihrer Leistung, Höhe, Rotordurchmesser, Inbetriebnahmedatum sowie Koordinaten erfasst und anschließend aufgrund ihres Standortes und ihrer Nabenhöhe⁴⁴ zusammengefasst. Diese Kategorisierung wird zur Reduktion des Datenumfangs durchgeführt.



Abbildung 41: Regelzonen und Regelzonenführer Deutschland (Strecker, 2012)

Als Ausgangspunkt wird eine Standardanlage durch ihre Eigenschaften wie Leistungskennlinie, Leistung, Ein- und Ausschaltgeschwindigkeiten definiert. Die gewählte Anlage ist das Modell E82 E2 der Firma Enercon mit einer Nennleistung von 2 MW und einem Rotordurchmesser von 82 m (ENERCON GmbH, 2012b S. 13). Die Windmessstationen werden in Bezug auf die Windkraftanlagen genauer betrachtet und anschließend nach ihrer Zulässigkeit aussortiert, d.h. jene Stationen welche einen durchschnittlichen Höhenunterschied zu den Windkraftanlagen von über 200 m aufweisen, werden eliminiert. Die Windkraftanlagen, welche den einzelnen ausgewählten Messstationen zugeordnet und in gröbere Höhenklassen⁴⁵ unterteilt sind, werden im nächsten Schritt den Übertragungsnetzgebieten zugeordnet.

Da die Windgeschwindigkeit auf Höhe der Messstation aufgrund der Höhenabhängigkeit des Windes nicht die selbe ist wie jene auf Nabenhöhe der Anlage, muss diese entsprechend umgerechnet werden. Grundsätzlich kann man diese Windgeschwindigkeit auf Basis des Potenzgesetzes nach Hellmann umrechnen (4-6). Da der darin verwendete Höhenexponent von der Höhe, der Rauigkeit, der atmosphärischen Schichtung und der Geländestruktur abhängig ist (Gasch, et al., 2011 S. 128), wurde dieser als Freiheitsgrad gewählt und das

⁴⁴ Höhenklassen 1: 30 m, 60 m, 90 m, 120 m, 150 m, 180 m, 210 m.

⁴⁵ Höhenklassen 2: 50 m, 100 m, 150 m.

Modell anhand der Einspeisedaten der EEX über diesen Freiheitsgrad kalibriert. Daraus werden im Modell anschließend wiederum die Einspeiseleistungen für die Jahre 2010 sowie 2011 berechnet.

$$v(z_1) = \left(\frac{z_1}{z_2} \right)^\alpha \cdot v(z_2) \quad (4-6)$$

$v(z_1)$...mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe

z_1 ...Nabenhöhe

$v(z_2)$...mittlere Windgeschwindigkeit auf Höhe der Windmessstation

z_2 ...Höhe der Windmessstation

α ...Höhenexponent

(Gasch, et al., 2011 S. 128)

Die Einspeiseleistungen ohne sowie mit Sturmregelung lassen sich auf Basis der Leistungskennlinien der Standardanlage (Abbildung 42 und Abbildung 43) anhand der Formeln (4-7) und (4-8) berechnen. Die Leistungsberechnung kommt jedoch nur zu tragen, wenn die Windgeschwindigkeit im Bereich der minimal und maximal zulässigen Geschwindigkeit der Standardanlage liegt, ansonsten ist die erzeugte Leistung Null. Da die Leistung einer Windkraftanlage vom Quadrat des Rotordurchmessers abhängig ist, muss diese durch den Rotordurchmesser der Standardanlage dividiert und anschließend mit dem entsprechenden der jeweiligen Anlage multipliziert werden. Die Leistung einer Windkraftanlage wird anschließend mit der Anzahl der Anlagen, mit dem selben Rotordurchmesser, im selben Übertragungsnetzgebiet liegend und der selben Windmessstation zugeordnet, multipliziert. Als Resultat des Modells werden diese berechneten Einspeiseleistungen mit den tatsächlichen Werten der EEX verglichen.

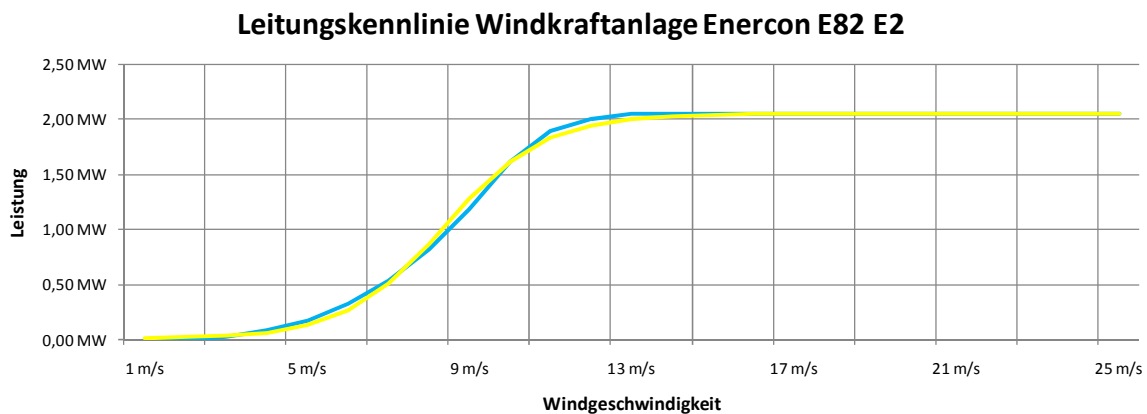
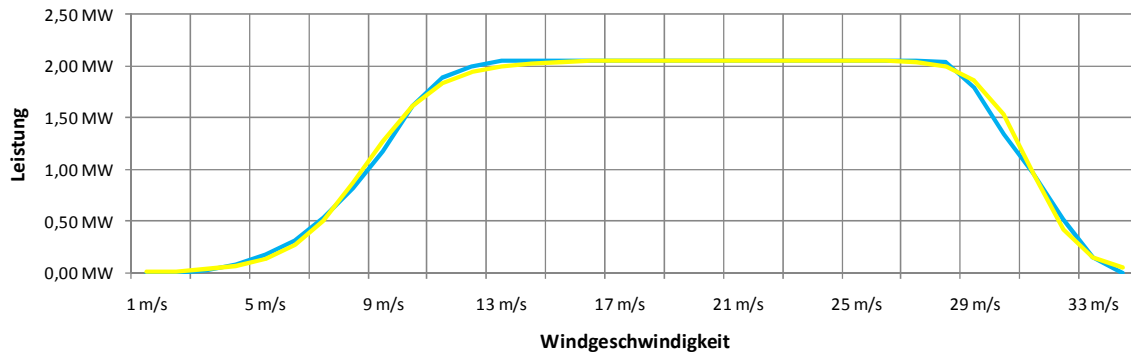


Abbildung 42: Leistungskennlinie Windkraftanlage Enercon E82 E2
(blaue Kennlinie aus Anlagendatenblatt nachgebildet, gelbe Kennlinie resultiert aus Modellierung)
auf Basis von (ENERCON GmbH, 2012b S. 14)

Leistungskennlinie Windkraftanlage Enercon E82 E2 mit Sturmregelung



**Abbildung 43: Leistungskennlinie Windkraftanlage Enercon E82 E2 mit Sturmregelung
(blaue Kennlinie aus Anlagendatenblatt nachgebildet, gelbe Kennlinie resultiert aus Modellierung)
auf Basis von (ENERCON GmbH, 2012b S. 14)**

$$P_{mS} = \left(\left(P_{Std} - \left(\frac{P_{Std}}{1 + e^{b \cdot P_{Std} \cdot (t - v_{\Delta})}} \right) + P_{Std} - \frac{P_{Std}}{1 + e^{b_1 \cdot P_{Std} \cdot (t_1 - v_{\Delta})}} \right) \right) \cdot f_P \cdot \frac{d^2}{d_{Std}^2} \quad (4-7)$$

$$P_{oS} = \frac{P_{Std}}{1 + e^{b \cdot P_{Std} \cdot (t - v_{\Delta})}} \cdot f_P \cdot \frac{d^2}{d_{Std}^2} \quad (4-8)$$

P_{mS} ...Einspeiseleistung mit Sturmregelung

f_P ...Leistungskorrekturfaktor

P_{oS} ...Einspeiseleistung ohne Sturmregelung

d_{Std} ...Rotordurchmesser
Standardanlage

b, b_1, t, t_1 ...Kenngrößen Leistungskennlinie Standardanlage

d ...Rotordurchmesser

v_{Δ} ...Windgeschwindigkeit

auf Basis von (Nacht, 2013)

Um die Auswirkungen einer Sturmregelung für Deutschland auszuwerten, wird dieses Modell für das Jahr 2010 und 2011 mit und ohne Sturmregelung simuliert. Diese Simulation ergibt für das Jahr 2010 einen modellierten, jährlichen Gesamtmehrertrag durch den Einsatz einer Sturmregelung von 128,75 GWh (+0,33 %) (Abbildung 44). Aufgeteilt auf die vier Regelzonen fällt der Mehrertrag vorwiegend (82,01 %) in der Zone 50 Hertz (50Hz) an (Abbildung 45). Dies ist darauf zu schließen, dass diese Zone flächenmäßig eine der größten Zonen ist (Abbildung 41) und 40 % der installierten deutschen Windenergieleistung in diesem Gebiet erzeugt werden (Strecker, 2012). Auch die nördliche Angrenzung an die Ostsee, wird durch das dort meeresbedingt vermehrte Windaufkommen vermutlich dazu beitragen. Deutlich darunter liegen die Mehrerträge in den Zonen Amprion (Ampr – 7,56 %) und TenneT (TenT – 10,18%). Vom Wert her gesehen werden durch die Sturmregelung in der Regelzone TenneT jedoch ca. 13 GWh mehr erzeugt und in der Zone Amprion nur ca. 10 GWh. Dies ist wiederum auf die Fläche und auf die Anzahl der installierten Anlagen

zurückzuführen. Den kleinsten Bereich und auch den niedrigsten Ertrag bringt die Zone TransnetBW mit 320,25 MWh und damit nur 0,25 % vom Gesamtertrag.

Wenn man den Einsatz der Sturmregelung verteilt auf das Jahr 2010 hin gesehen für die Regelzone 50 Hertz betrachtet, ist diese das gesamte Jahr über aktiv (Abbildung 46). Auffallende Einsatzspitzen treten in den Monaten Jänner, Mai, November und Dezember auf, wobei im Juli die Sturmregelung kaum zum Einsatz kommt.

Modellierte Windeinspeiseleistung in Deutschland mit und ohne Sturmregelung im Jahr 2010

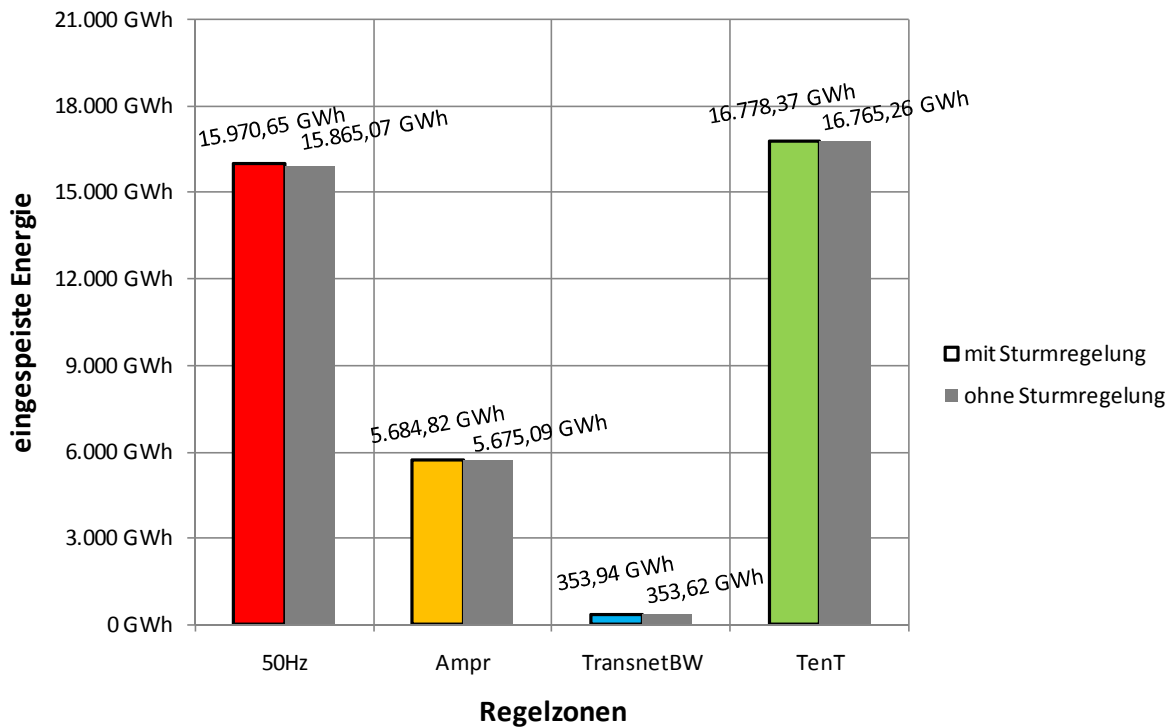


Abbildung 44: Vergleich modellierte, eingespeiste Energie je Regelzone mit und ohne Sturmregelung im Jahr 2010

Anteil der Regelzonen am Gesamtmehrertrag durch Sturmregelung im Jahr 2010

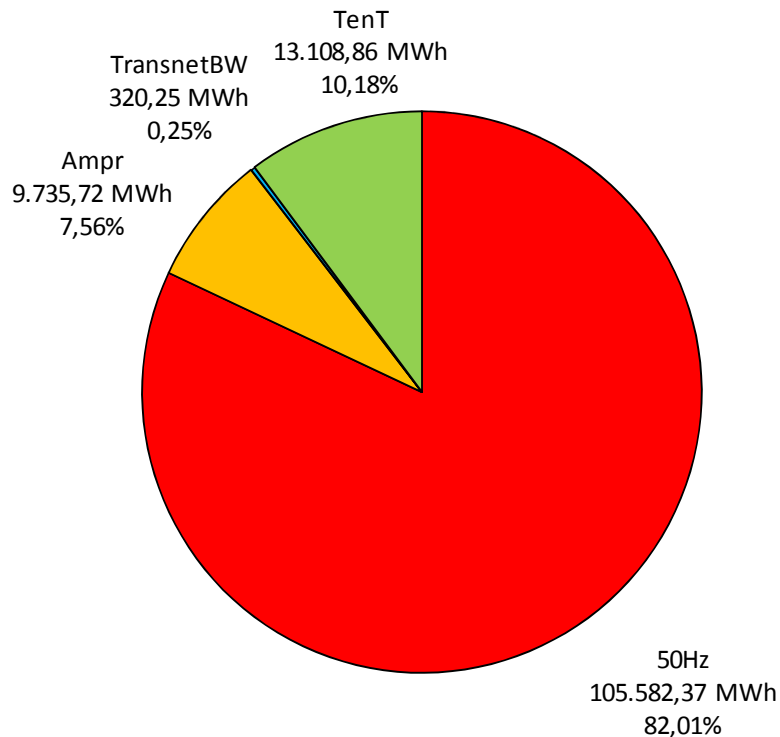


Abbildung 45: Aufteilung des Gesamtmehrertrages auf die Regelzonen im Jahr 2010

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone 50 Hertz im Jahr 2010

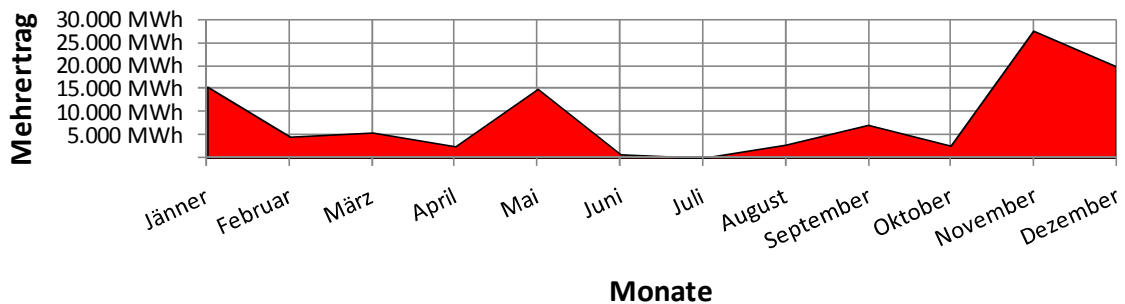


Abbildung 46: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone 50 Hertz im Jahr 2010

In der Regelzone Amprion ist die Sturmregelung, nicht so häufig wie in der Zone 50 Hertz, nur von Jänner bis März und von September bis Dezember aktiv (Abbildung 47). Wertmäßig sticht lediglich die erzeugte Leistung durch die Sturmregelung im Februar, mit über 7 GWh, hervor. Somit zeigt sich, dass in diesem Binnengebiet im Jahr 2010 allgemein weniger hohe Windgeschwindigkeiten vorherrschen, die eine Anlage zum Abschalten zwingen.

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone Amprion im Jahr 2010

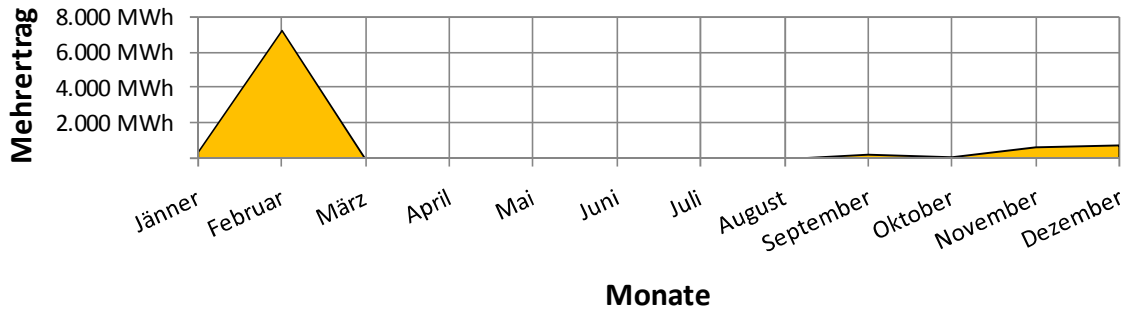


Abbildung 47: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone Amprion im Jahr 2010

Noch geringer, nur von der Tendenz her ähnlich, ist der Einsatz in der Zone TransnetBW (Abbildung 48). Hier ist Sturmregelung nur ganz am Anfang des Jahres und etwas weniger gegen Ende des Jahres relevant. Wertmäßig gesehen können in dieser Zone, wie vorhin bereits erwähnt, nur ca. 320 MWh zusätzlich erzeugt werden.

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TransnetBW im Jahr 2010

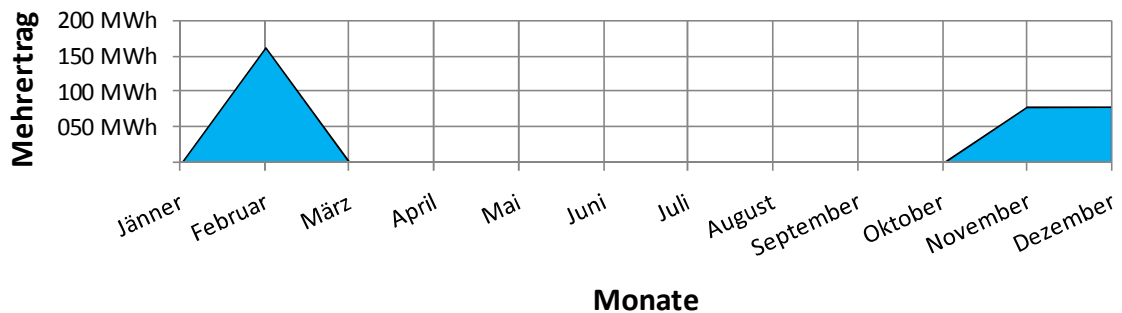


Abbildung 48: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TransnetBW im Jahr 2010

Die Regelzone TenneT weist den häufigsten Einsatz der Sturmregelung ab Oktober bis hin zum Ende des Jahres auf (Abbildung 49). Gesamt gesehen befinden sich die Haupteinsatzzeiten der Sturmregelung im Jahr 2010 in den Wintermonaten, nur in der Zone 50 Hertz kommt diese auch im Sommer zum Einsatz. Weiteres ist noch aus der Simulation hervorgegangen, dass der Einsatz im Jahr 2010 meist über mehrere Stunden hinweg andauert und nicht nur kurz stattfindet.

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TenneT im Jahr 2010

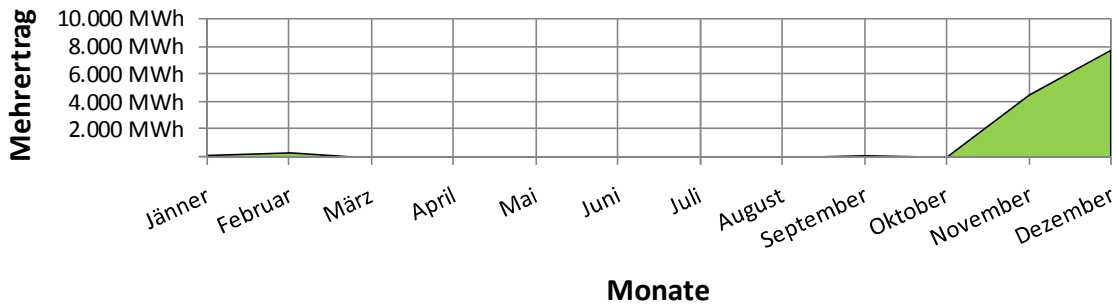


Abbildung 49: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TenneT im Jahr 2010

Im Jahr 2011 ist die Verteilung des Mehrertrages auf die einzelnen Regelzonen ähnlich wie das Jahr davor (Abbildung 50). Der Anteil der Regelzone 50 Hertz hat sich um ca. 6 %, von 82,01 % auf 88,95 %, erhöht (Abbildung 51). Die Zone Amprion ist anteilmäßig gleich geblieben, wobei das Gebiet der TenneT auf ein Drittel zurück gegangen ist. Die Regelzone TransnetBW ist schon wie im Jahr davor das Schlusslicht mit nicht einmal einem Prozent.

Modellierte Windeinspeiseleistung in Deutschland mit und ohne Sturmregelung im Jahr 2011

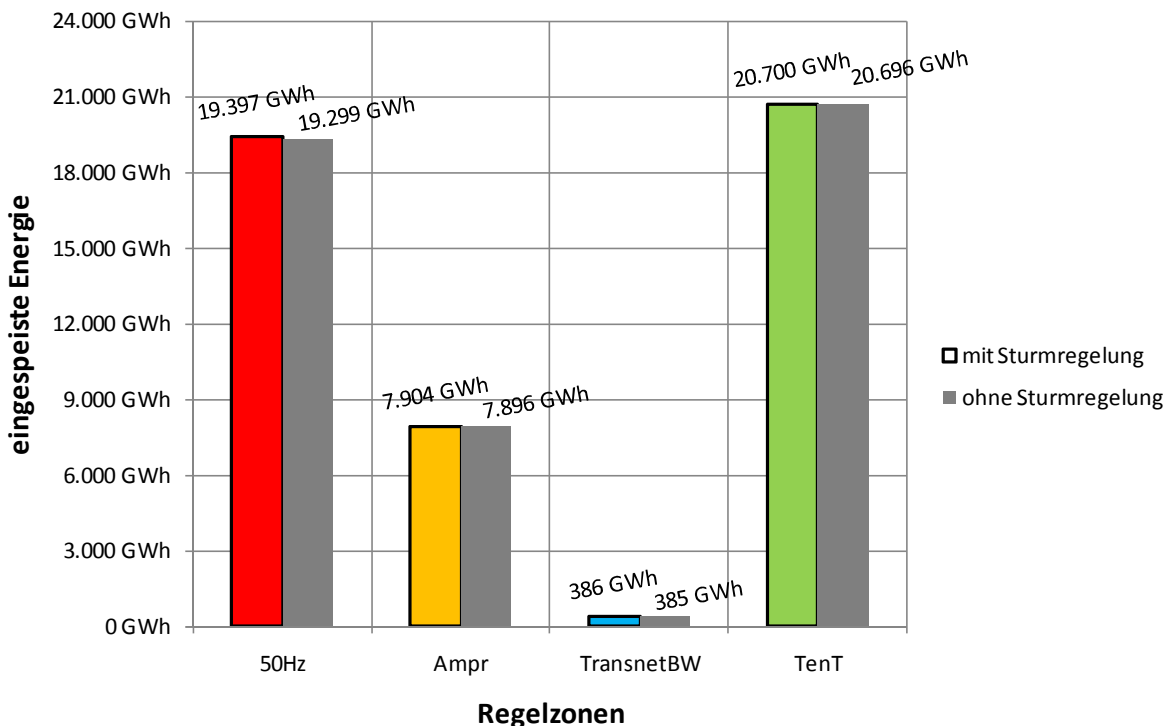


Abbildung 50: Vergleich modellierte, eingespeiste Energie je Regelzone mit und ohne Sturmregelung im Jahr 2011

Anteil der Regelzonen am Gesamtmehrertrag durch Sturmregelung im Jahr 2011

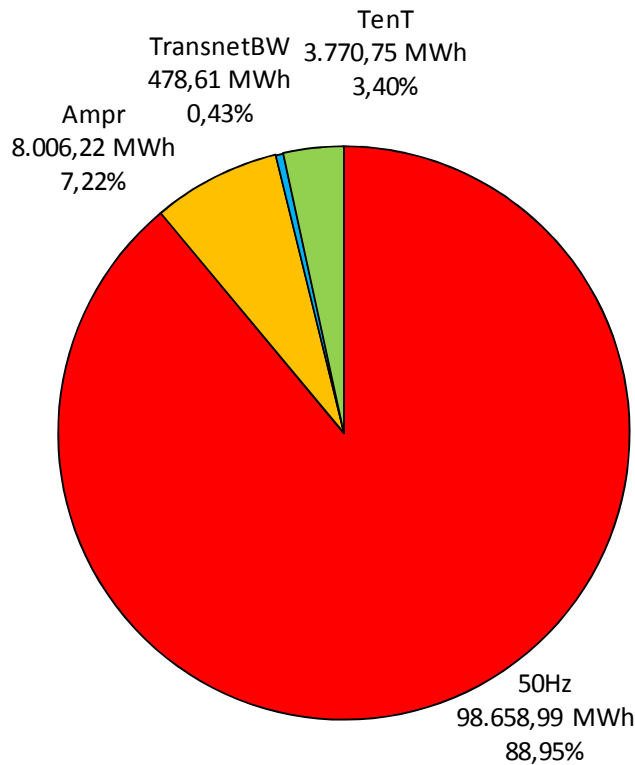


Abbildung 51: Aufteilung des Gesamtmehrertrages auf die Regelzonen im Jahr 2011

Verteilt ist die Aktivität der Sturmregelung im Jahr 2011 in Regelzone 50 Hertz auch in etwa gleich wie im Jahr 2010. Aufgefallen ist jedoch, dass sich der Tiefpunkt vom Juli in den Juni vor verschoben hat (Abbildung 52).

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone 50 Hertz im Jahr 2011

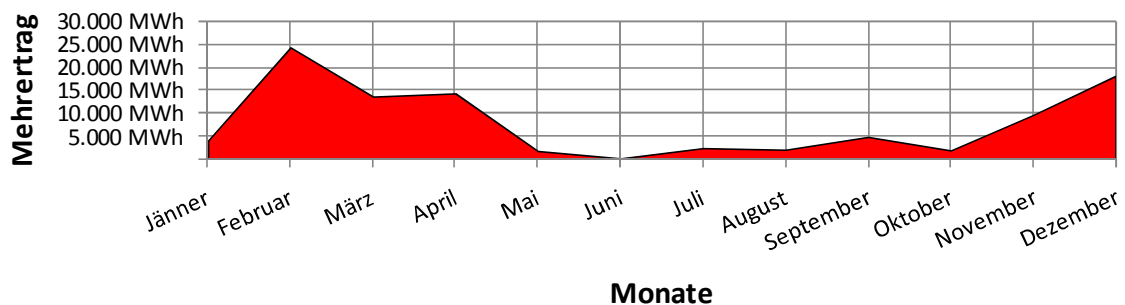


Abbildung 52: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone 50 Hertz im Jahr 2011

Anhand von Abbildung 53 ist zu erkennen, dass im Dezember des Jahres 2011 in der Regelzone Amprion sehr hohe Windgeschwindigkeiten vorherrschen. Der zusätzliche Ertrag in diesem Monat von knapp 5 GWh spricht sehr für den Einsatz einer Sturmregelung.

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone Amprion im Jahr 2011

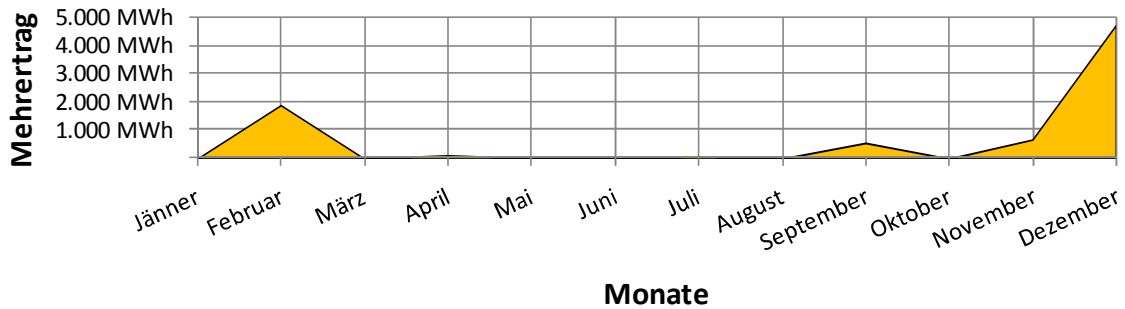


Abbildung 53: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone Amprion im Jahr 2011

Der Ertrag aus der Sturmregelung in der Zone TransnetBW ist etwas größer als im Jahr davor, jedoch ist diese lediglich im Dezember aktiv (Abbildung 54). Dieses Ergebnis spricht eher weniger für eine Sturmregelung in diesem Gebiet.

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TransnetBW im Jahr 2011

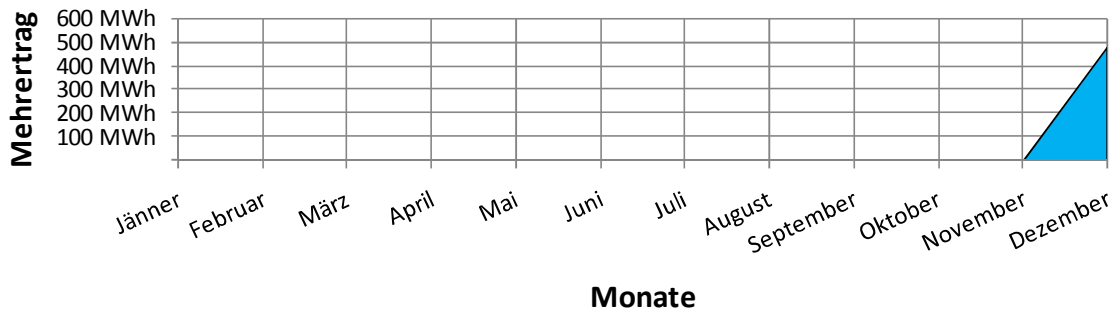


Abbildung 54: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TransnetBW im Jahr 2011

Abschließend wird die Zone TenneT betrachtet, welche gesamt gesehen ertragsmäßig zurück gegangen ist, sich aber verteilungsmäßig nicht gravierend geändert hat (Abbildung 55).

Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TenneT im Jahr 2011

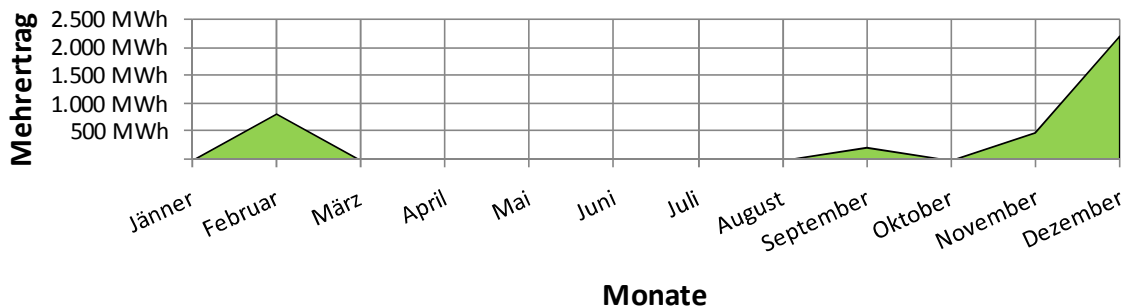


Abbildung 55: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TenneT im Jahr 2011

Wenn man den Vergleich des Mehrertrages gesamt gesehen für die beiden Jahre betrachtet ist zu erkennen, dass der Mehrertrag durch die Sturmregelung in Deutschland vom Jahr 2010 auf das Jahr 2011 von ca. 129 GWh auf ca. 111 GWh zurückgegangen ist (Abbildung 56). In den Regelzonen variiert es zwischen Rückgang und Anstieg.

Vergleich des Mehrertrages durch Sturmregelung in den Jahren 2010 und 2011

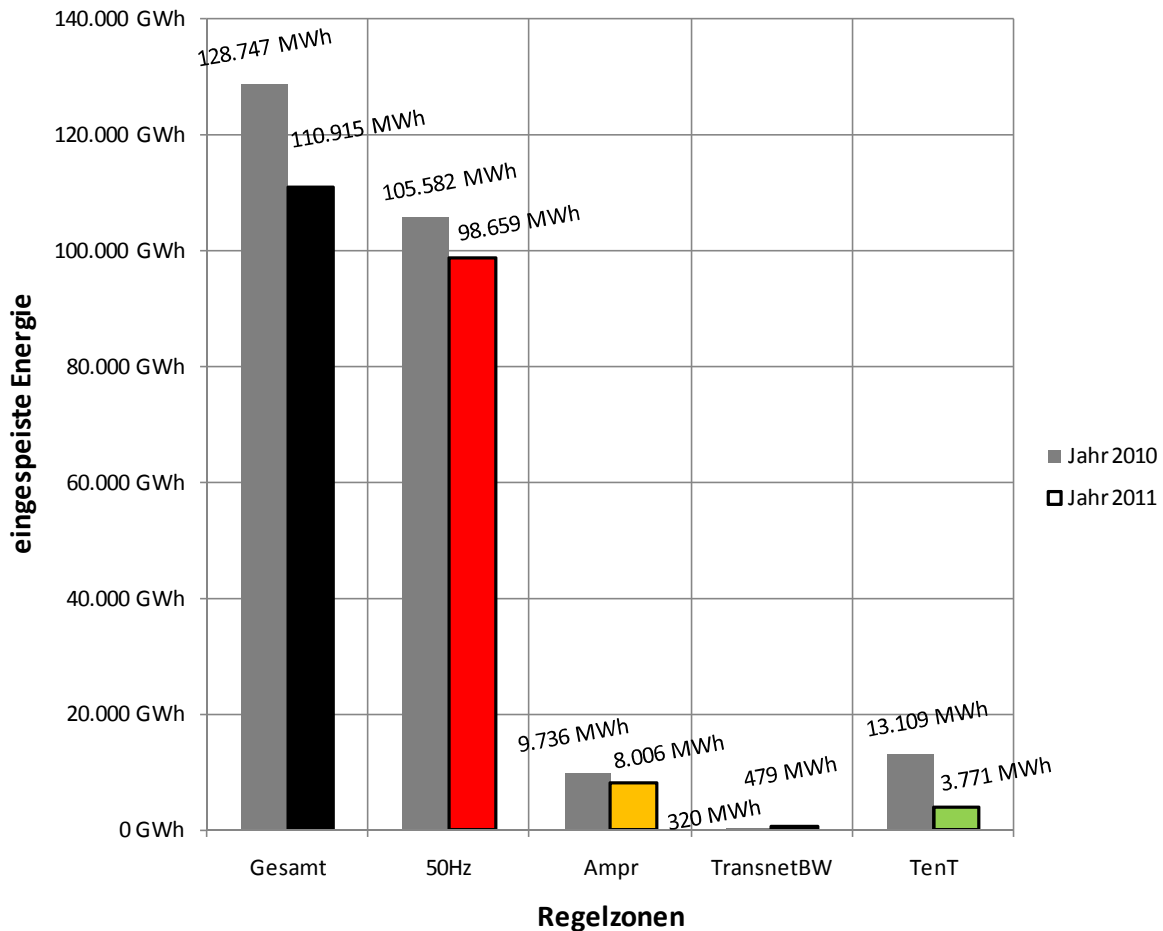


Abbildung 56: Vergleich des Mehrertrages durch die Sturmregelung in den Jahren 2010 und 2011

Grundsätzlich ist das verwendete Modell leistungsmäßig eine Näherung bzw. eine Vereinfachung des tatsächlichen Windparks, da wie bereits erwähnt nur eine Standardanlage mit ihrer Leistungskennlinie als Grundlage dient. Je nach Wahl der Standardanlage werden sich die gesamten Simulationsergebnisse etwas verändern, da jeweils eine andere Leistungskennlinie und andere Ein- und Ausschaltgeschwindigkeiten zu Grunde liegen. Das Modell wäre genauer, wenn für jede installierte Anlage die entsprechende Leistungskennlinie hinterlegt werden würde. Für allgemeine Abschätzungen und Analysen sowie für die Betrachtung der Sturmregelung ist dieses Modell jedoch vollkommen ausreichend, da das Bestimmtheitsmaß (R^2) des ursprünglichen Modells ohne Sturmregelung in Bezug auf die Einspeisedaten der EEX im Jahr 2010 bereits im Bereich zwischen 0,75 und 0,86 liegt (Nacht, 2013 S. 6). In der Regelzone 50 Hertz ist das Bestimmtheitsmaß mit ca. 0,86 am

höchsten, womit sich auch der vermehrte, konstante bzw. auch tatsächliche Einsatz der Sturmregelung begründen lässt. In den Zonen Amprion sowie TransnetBW liegt dieses Maß nur bei ca. 0,75, dass eher auf eine Abweichung zu den tatsächlichen Einspeiseleistungen schließen lässt. In der Zone TenneT hingegen lässt sich sagen, wie schon in der Zone 50 Hertz, dass der simulierte Mehrertrag durch die Sturmregelung ziemlich genau modelliert ist, da auch hier das Bestimmtheitsmaß des Originalmodells im Bereich von 0,85 liegt. Im Jahr 2011 steigt dieses Maß in den Regelzonen 50 Hertz und TenneT sogar auf 0,88 an (Nacht, 2013 S. 6).

Wenn man die Ergebnisse der Berechnungen aus dem Projekt EL.ADAPT für die Entwicklung der Windenergieerzeugung betrachtet ist ersichtlich, dass in Deutschland bei allen Klimaszenarien außer im Szenario Tropic das RAV der Windenergie klimabedingt ansteigt (Tabelle 12). Das bedeutet, wenn man die Simulationsergebnisse darauf anwendet, dass bei diesen zukünftigen Szenarien die Sturmregelung einen zusätzlichen Mehrertrag mit sich bringen würde. Im Szenario Tropic sinkt das RAV laut Projektberechnungen in der ersten Periode um -1,3 % sowie in der zweiten Periode um -3,1 %. Hier geht hervor, dass eine Sturmregelung diesen Minderertrag nur reduzieren aber nicht gänzlich kompensieren könnte⁴⁶.

Entwicklung der Windenergieerzeugung in den betrachteten Klimaszenarien in Deutschland							
M 2011-2030	T 2011-2030	D 2011-2030	A 2011-2030	M 2031-2050	T 2031-2050	D 2031-2050	A 2031-2050
+1,0%	-1,3%	+0,2%	+0,2%	+0,9%	-3,1%	+1,1%	+4,8%

Tabelle 12: Entwicklung der Windenergieerzeugung in den betrachteten Klimaszenarien in Deutschland (Bednar-Friedl, et al., 2013)

Wenn man diese Ergebnisse allgemein interpretiert, würde eine Sturmregelung in allen Gebieten und in allen Szenarien langfristig mehr Erträge liefern. Da die Sturmregelung bei der Firma ENERCON bereits Standard ist, entstehen bei Neuanschaffung keine Zusatzkosten und somit wäre der Einsatz auf jeden Fall wirtschaftlich, da durch null Mehrkosten mehr Ertrag erzielt werden kann. Im Rahmen des Repowerings könnten aus dem Modell hervorgehende stark betroffene Gebiete umgehend adaptiert werden.

4.3 Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen in der Photovoltaikerzeugung

Für die Anpassung der Photovoltaikerzeugung wird die in Kapitel 3.3 beschriebene Maßnahme der Modulkühlung näher betrachtet. Es werden die Erträge sowie die Kosten einer Anlage mit Wasserkühlung und einer Anlage mit Luftkühlung sowie einer nicht gekühlten Anlage gegenübergestellt und bewertet.

⁴⁶ Der Mehrertrag durch den Einsatz einer Sturmregelung in Deutschland beträgt für das Jahr 2010 0,33 % und für das Jahr 2011 0,23 % laut Modellberechnung.

4.3.1 Photovoltaikmodulkühlung durch wasserdurchflossene Kühlschlangen bzw. Luftströmung

Als Ausgangspunkt für die Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Modulkühlung werden die Ergebnisse der Untersuchung der Universität Patras⁴⁷, an den verschiedensten Kühlvarianten herangezogen (Tabelle 13). Im Rahmen dieser Untersuchung wird ein polykristallines Photovoltaikmodul mit einer Nennleistung von 45 Wp und einer Fläche von 0,4 m² bei verschiedensten Temperaturen und Einstrahlungsstärken mit und ohne Kühlung vermessen. Für die Kühlung wird zum Einen an der Modulrückseite eine dünne Kupferplatte und darauf dünne Kupferrohre befestigt, welche mit Wasser durchströmt werden. Durch die hohe Leitfähigkeit von Kupfer⁴⁸ wird die Wärme des Photovoltaikmoduls auf das zirkulierende Wasser übertragen und abgeführt. Für die andere Variante wird an der Modulrückseite ein Luftkanal mit Plastikrohren an den Enden befestigt, worin die Luft zirkulieren und die Modulwärme abgeführt werden kann. Aufgrund der Linearität zwischen der Modultemperatur und dem elektrischen Wirkungsgrad, kann man aus den Messergebnissen auf die lineare Funktion schließen und somit die entsprechende Modulkennlinie darstellen (Abbildung 57).

PV-Modul mit Wasserkühlung		PV-Modul mit Luftkühlung		PV-Modul ohne Kühlung	
T_M	η_{el}	T_M	η_{el}	T_M	η_{el}
°C		°C		°C	
32	0,1340	31,9000	0,1340	33,9000	0,1320
38,1	0,1280	41,2000	0,1260	42,7000	0,1240
47,2	0,1230	48,4000	0,1210	54,1000	0,1140

Tabelle 13: Forschungsergebnisse unterschiedlicher PV-Anlagen auf Basis von (Tripanagnostopoulos, et al., 2002 S. 231)

Wirkungsgradkennlinie Referenzmodul

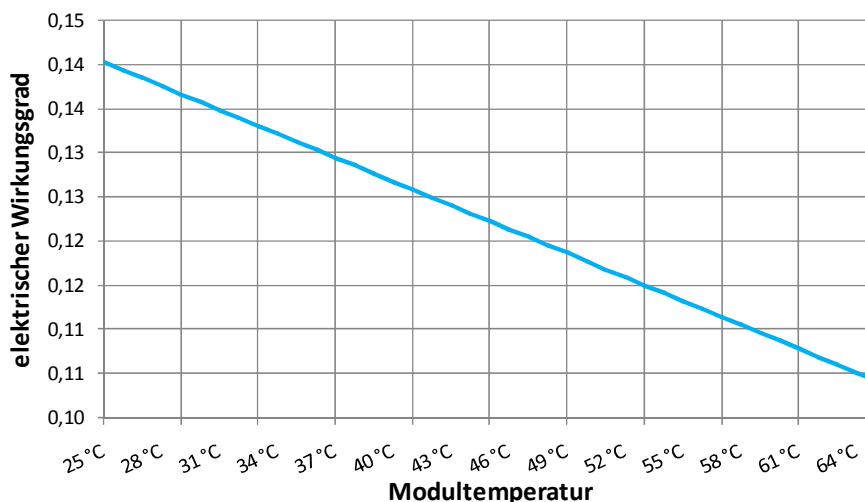


Abbildung 57: Wirkungsgradkennlinie Referenzmodul auf Basis von (Tripanagnostopoulos, et al., 2002 S. 231)

⁴⁷ Physics Department, University of Patras, Patra 26500, Greece.

⁴⁸ Wärmeleitfähigkeit von reinem Kupfer: 400 W/mK.

Für die weitere wirtschaftliche Betrachtung wird eine Referenzanlage mit einer Nennleistung von 10 kWp in der Umgebung der klimatischen Messstation der Universität Graz auf einem Gebäude projiziert. Die Anlage ist in Richtung Süden ausgerichtet (Azimut 180°) und die Module sind 30° zur Horizontale der Erdoberfläche geneigt. Die Werte für die durchschnittliche Einstrahlung sowie Temperatur über den Zeitraum von 1981 bis 2000 werden für den gewählten Standort mittels Photovoltaikauslegungsprogramm⁴⁹ ermittelt und betragen 1161 kWh/m²a sowie 10,1 °C. Um diese jährliche Einstrahlung pro m² auf die geneigte Modulfläche umzurechnen, wird der entsprechende Flächenfaktor von 1,15 aus der Näherungstabelle in (Wagner, 2006 S. 238) herangezogen.

Die mittlere Modultemperatur der Referenzanlage über den Berechnungszeitraum von 1981 bis 2000 kann durch die mittlere Umgebungstemperatur sowie die Einstrahlung auf die Modulfläche multipliziert mit einem Parameter entsprechend dem Modultyp berechnet werden (4-9). Die Parameter für das Referenzmodul mit Wasserkühlung, mit Luftkühlung und ohne Kühlung werden aus den Untersuchungsergebnissen berechnet und anschließend gemittelt (Tabelle 14). Aus den entsprechenden, gemittelten Modultemperaturen kann mittels Wirkungsgradkennlinie auf die jeweiligen, mittleren Wirkungsgrade sowie darauffolgend bei einer Modulfläche von 88,89 m² auf die jährliche abgegebene Energie (4-10) geschlossen werden (Tabelle 15).

$$T_M = T_U + k \cdot G_{PV} \tag{4-9}$$

T_M ...Modultemperatur

k ...Parameter für Modultyp

T_U ...Umgebungstemperatur

G_{PV} ...Einstrahlung auf Modulfläche

(Skoplaki, et al., 2008 S. 25)

PV-Modul mit Wasserkühlung		PV-Modul mit Luftkühlung		PV-Modul ohne Kühlung	
	k_{Wasser}		k_{Luft}		k_{ohne}
	0,0200		0,0199		0,0222
	0,0100		0,0134		0,0151
	0,0136		0,0149		0,0213
$k_{MWasser}$	0,0145	k_{MLuft}	0,0161	k_{Mohne}	0,0195

Tabelle 14: Parameter der einzelnen Module

$$P_{ab} = \eta_{el} \cdot P_{zu} \tag{4-10}$$

P_{ab} ...abgegebene Energie

P_{zu} ...aufgenommene Energie

η_{el} ...elektrischer Wirkungsgrad

⁴⁹ PVSol Pro 5.5 auf Basis der Meteodaten von Meteonorm.

PV-Anlage	T_M	η_{el}	W_{ab}
mit wassergekühlten Modulen	29,50 °C	0,1362	14.052,14 kWh/a
mit luftgekühlten Modulen	31,56 °C	0,1343	13.860,75 kWh/a
mit Modulen ohne Kühlung	36,16 °C	0,1302	13.432,55 kWh/a

Tabelle 15: Elektrische Ergebnisse Referenzanlage

Aus der Höhe der Wirkungsgrade sowie der daraus resultierenden abgegebenen Leistung ist ersichtlich, dass eine Modulkühlung mittels wasserdurchflossener Kühlschlangen an der Rückseite bei der ausgewählten Referenzanlage einen Energiemehrertrag von ca. 600 kWh pro Jahr verursacht. Die Kühlung mittels Luftströmung verursacht aufgrund der niedrigeren Modultemperatur ebenfalls einen Mehrertrag, welcher jedoch nur ca. 400 kWh pro Jahr beträgt. Zusätzlich zur elektrischen Energie kann das erhitzte Kühlwasser zur Unterstützung der Warmwasseraufbereitung oder Heizung in einem Gebäude genutzt werden, womit diese PV-Anlagenvariante auch einen thermischen Nutzen mit sich bringt, welcher ebenfalls berücksichtigt werden muss. Da keine gemessenen Werte für die Erhitzung des Kühlwassers vorliegen und hier auch das Gesamtsystem bekannt sein muss, ist der thermische Wirkungsgrad bzw. die Energie rechnerisch nicht zu ermitteln, darf jedoch nicht unberücksichtigt bleiben.

Wenn man den elektrischen Mehrertrag aus den gekühlten Modulen prozentuell betrachtet ist ersichtlich, dass dieser mit 4,6 % für Wasserkühlung und 3,2 % für Luftkühlung unter dem Minderertrag der zukünftig möglichen Klimaszenarien liegt (Tabelle 16). Das bedeutet, auch wenn man die gesamten Photovoltaikanlagen in Österreich mit Wasser- oder Luftkühlung ausstattet, der Klimawandel nach heutigen Stand der Technik nicht kompensiert werden kann.

Entwicklung der Photovoltaikerzeugung in den betrachteten Klimaszenarien in Österreich							
M 2011-2030	T 2011-2030	D 2011-2030	A 2011-2030	M 2031-2050	T 2031-2050	D 2031-2050	A 2031-2050
-6,4%	-10,1%	-7,6%	-7,3%	-6,7%	-9,3%	-6,0%	-5,5%

Tabelle 16: Entwicklung der Photovoltaikerzeugung in den betrachteten Klimaszenarien in Österreich (Bednar-Friedl, 2012)

Um diese Referenzanlage auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen, wird die Variante der Volleinspeisung in das Netz und die daraus resultierende, geförderte Einspeisevergütung der Abwicklungsstelle für Ökostrom⁵⁰ (ÖMAG) gewählt. Laut Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012 beträgt der Einspeisetarif für Photovoltaikanlage montiert auf einem Dach im Jahr 2013 18,12 Cent/kWh für die Dauer von 13 Jahren sowie ein Investitionszuschuss von 30 % der Investitionskosten (max. 200 €/kW) wird gewährt (Republik Österreich, 2012 S. 4). Als Basis für die Investitionskosten wird ein vom österreichischen Verband für Photovoltaik⁵¹ veröffentlichter Richtpreis für die Gesamtinstallation einer herkömmlichen

⁵⁰ OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Alserbachstrasse 14-16, 1090 Wien.

⁵¹ Bundesverband Photovoltaic Austria, Neustiftgasse 115A/19, 1070 Wien.

Photovoltaikanlage von 2.200 €/kWp herangezogen (Bundesverband Photovoltaic Austria, 2012). Die Investitionskosten für die Anlage mit Wasserkühlung sind um 10 % und für die Anlage mit Luftkühlung um 8 % höhere als jene der herkömmlichen Anlage ohne Kühlung (Tripanagnostopoulos, et al., 2002 S. 221). Unter Berücksichtigung der Einspeisevergütung ergeben sich die in Tabelle 17 angeführten jährlichen Erträge zuzüglich des Einmalertrages als Investitionsförderung der verschiedenen Anlagen. Da die Förderdauer der ÖMAG über 13 Jahre nominell konstant gewährt wird, kann das statische Ergebnis am Ende berechnet werden. Aus diesem ist ersichtlich, dass rein elektrisch betrachtet, die ungekühlte Anlage das höchste statische Ergebnis liefert. Die beiden Kühlvarianten liefern ziemlich das selbe Ergebnis, wobei berücksichtigt werden muss, dass die wassergekühlten Module, wie vorhin angeführt, auch einen thermischen Nutzen mit sich bringen. Da die Differenz zwischen dem statischen Ergebnis der Module ohne Kühlung und der wassergekühlten Module über 13 Jahre nur € 741 beträgt, kann man durchaus sagen das dies durch den zusätzlichen thermischen Nutzen ausgeglichen werden kann. Somit kann man sagen, dass anhand dieser Abschätzungsrechnung der Einsatz von wassergekühlten Modulen den selben Ertrag wie Module ohne Kühlung liefern. Die Verwendung einer Luftkühlung ergibt anhand dieser Ergebnisse keinen Vorteil, sondern sogar einen geringeren Ertrag nach 13 Jahren.

PV-Anlage	Ertrag		Investitions- kosten	statisches Ergebnis nach 13 Jahren
	jährlich	einmalig ⁵²		
<i>mit wassergekühlten Modulen</i>	2.546 €/a	€ 2.000	€ 24.200	€ 10.901
<i>mit luftgekühlten Modulen</i>	2.512 €/a	€ 2.000	€ 23.760	€ 10.890
<i>mit Modulen ohne Kühlung</i>	2.434 €/a	€ 2.000	€ 22.000	€ 11.642

Tabelle 17: Ergebnisse der Referenzanlage mit und ohne Kühlung nach 13 Jahren

Zusätzlich gibt es im Bundesland Steiermark auch eine Direktförderung für Photovoltaik- sowie thermische Solaranlagen für Privatpersonen. Da die Förderbedingungen für thermische Solaranlagen besagen, dass kein Anspruch auf weitere Direktförderung besteht und ein bestimmter Wärmeertrag pro m² erzielt werden muss (Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2013 S. 1), kann bei wassergekühlten Modulen diese Förderung nicht berücksichtigt werden. Deshalb unterliegen alle berechneten Anlagenvarianten den selben Photovoltaikdirektförderungssätzen und können somit für diese Vergleichsrechnung vernachlässigt werden.

Gesamt gesehen erweist sich die Anpassungsmaßnahme der Photovoltaikmodulkühlung durch die vorhin angeführten Techniken nach heutigem Stand als nicht zweckmäßig, da kein wirtschaftlicher Mehrertrag erzielt werden kann. Durch Reduktion der Anschaffungskosten bei gleichbleibender Technik oder Verbesserung der Technik, Materialien, etc. bei gleich bleibenden Anschaffungskosten, kann zukünftig diese Anpassung durchaus zweckmäßig sein und einen höheren wirtschaftlichen Ertrag liefern.

⁵² Einmaliger Ertrag als Investitionszuschuss durch ÖMAG.

4.4 Ausgewählte Anpassungsmaßnahmen der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken

Da, wie in Kapitel 2.4.4 und 3.4 näher beschrieben, das Hauptproblem bei der Energieerzeugung aus thermischen Kraftwerken die Flusstemperatur ist, werden hier temperaturbedingte Abschaltungen in Deutschland näher betrachtet und bewertet. Die resultierenden Ausfallkosten werden anschließend den Kosten verschiedenster Kühlturmvarianten gegenübergestellt.

Als Basis für diese wirtschaftliche Betrachtung wird eine Aufstellung über wassertemperaturbedingte Leistungseinschränkungen von Atomkraftwerken in den Jahren 1999 bis 2007 sowie von anderen thermischen Kraftwerken in den Jahren 1976 bis 2007 aus der Arbeit von Ulrike Strauch herangezogen (Strauch, 2011 S. 108-110). Dabei handelt es sich um ca. 32 Kraftwerke mit insgesamt 65 wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkungen für diesen Zeitraum. Die verursachenden Flüsse dabei sind die Elbe, der Rhein, die Weser, der Neckar, die Lippe und die Isar. Diese Aufstellung wird um jene Kraftwerke, welche nicht mehr in Betrieb sind, und Kraftwerke mit fehlenden Angaben bzgl. der angefallenen Leistungseinschränkung bereinigt. Somit werden folgende Kraftwerke hinsichtlich ihrer Einschränkung näher betrachtet:

- Kernkraftwerk Isar 1
- Kernkraftwerk Philippsburg 2
- Kernkraftwerk Brokdorf
- Kernkraftwerk Neckarwestheim 2
- Steinkohlekraftwerk Voerde
- Steinkohlekraftwerk Lünen
- Steinkohlekraftwerk Heilbronn
- Steinkohlekraftwerk Altbach

Die Dauer der Leistungseinschränkung dieser Kraftwerke sowie die beschränkte Leistung ist explizit angegeben. Da die von der Leistungseinschränkung betroffene Energiemenge üblicherweise schon bereits ein bis mehrere Jahre im Voraus am Terminmarkt verkauft wurde, bleiben die daraus resultierenden Erträge bei Einschränkung gleich. Es ergeben sich jedoch Zusatzkosten, da die Kraftwerksbetreiber einen Ersatz für die bereits verkaufte Energie bereitstellen müssen, indem sie Energie von der Börse zukaufen oder ein teureres Kraftwerk aus dem eigenen Kraftwerkspark anfahren müssen. Wenn die Betreiber diesen Ersatz kurzfristig am Spotmarkt der Energiebörse beziehen, ist dieser meist höher als der Terminpreis Jahre zuvor. Der Grund dafür, dass die Kraftwerksbetreiber ihre Energie am Terminmarkt Jahre zuvor günstiger anbieten als die selbe Energie kurzfristig vor Lieferung am Spotmarkt liegt zum Einen darin, dass sie bei Verkauf am Terminmarkt schon im Voraus ihre Erträge und in weiterer Folge ihren möglichen Gewinn/Verlust kalkulieren und

notwendige Maßnahmen setzen können. Zum Anderen liegt meist am Terminmarkt ein anderes Angebots-Nachfrageverhältnis vor wie am Spotmarkt und somit ergibt sich ein anderer Preis. Weiters ist bei wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkungen zu berücksichtigen, dass sich die variablen Kosten um die Brennstoffkosten sowie die dazugehörige Entsorgung reduzieren.

Um den Ausfall wirtschaftlich zu betrachten, wird der Durchschnitt des Spotmarktpreises an der österreichischen Börse (EXAA) (Energy Exchange Austria, 2007) eine Woche vor Leistungseinschränkung herangezogen. Dieser Durchschnitt wird deshalb gewählt, da nicht abgeschätzt werden kann, wie viele Tage im Vorhinein dem Kraftwerksbetreiber die Leistungseinschränkung bekannt ist und man durch ein Wochenmittel die wöchentlichen Schwankungen kompensiert. Die EXAA wird deshalb als Referenz verwendet, da die Preise kaum von der EEX abweichen und hier die notwendigen Daten zur Verfügung stehen. Somit ergeben sich die Zusatzkosten für jede einzelnen Einschränkung, welche sich jedoch noch durch den ersparten Brennstoff reduzieren. Für diese Berechnung werden Referenzwerte aus dem Praxisbuch Energiewirtschaft (Panos, 2007 S. 30, 235-236, 248) herangezogen, da es sich dabei um Werte im Zeitbereich der Leistungseinschränkungen für Deutschland handelt. Die Brennstoffkosten für das Kernkraftwerk setzen sich aus den spezifischen Wärmekosten von 2,09 €/MWh_{th} (Panos, 2007 S. 30), den entsprechenden Wirkungsgrad für das jeweilige Kraftwerk, den Entsorgungskosten des Kernbrennstoffes von 3,00 €/MWh sowie den Wartungs- und Betriebskosten von 4,80 €/MWh (Panos, 2007 S. 248) zusammen (4-11). Für ein Steinkohlekraftwerk resultieren die Brennstoffkosten aus dem Brennstoffpreis 9,12 €/MWh_{th}, wiederum dem Wirkungsgrad, den Hilfs-, Betriebs- und Reststoffen von 1,30 €/MWh sowie den gesetzlich angeordneten CO₂-Zertifikatskosten aufgrund des CO₂-Ausstoßes des Kraftwerks von 1,27 €/MWh (Panos, 2007 S. 236).

$$BK = \frac{BP}{\eta_{el,netto}} + K_{var} \quad (4-11)$$

BK...spezifische Brennstoffkosten

$\eta_{el,netto}$...elektrischer Kraftwerkswirkungsgrad netto

BP...Brennstoffpreis

K_{var} ...variable Kosten

auf Basis von (Panos, 2007 S. 4)

Die vorhin erwähnten Erträge aus dem Verkauf auf dem Terminmarkt werden bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung der Leistungseinschränkung nicht berücksichtigt, da diese egal ob das Kraftwerk uneingeschränkt oder nicht betrieben werden kann, immer den selben Wert aufweisen. Die Verluste aus der Einschränkung ergeben sich nun aus der eingeschränkten elektrischen Nettoleistung, der Dauer der Einschränkung sowie dem Spotmarktpreis abzüglich der Brennstoffkosten (4-12). Wenn die Leistungseinschränkung mehrere Tage andauert, wird mit dem höchsten Wert der beschränkten Leistung für alle Tage gerechnet (Worst Case).

$$V = P_{el,netto,eingeschränkt} \cdot h \cdot (P_{Spot} - BK) \quad (4-12)$$

V...Verlust

h...Dauer der Einschränkung

*P_{el,netto,eingeschränkt}...eingeschränkte, elektrische
Nettleistung*

P_{Spot}...durchschnittlicher Spotmarktpreis

BK...Brennstoffkosten

Die Leistung der betrachteten Kraftwerke ist hauptsächlich im Sommer der Jahre 2003 sowie 2006 eingeschränkt, dass auf die Hitzewellen in diesen Jahren zurückzuführen ist (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2009). Aufgrund der Leistungseinschränkungen und den daraus resultierenden Zukäufen der Kraftwerksbetreiber über den Spotmarkt, steigt die Nachfrage bei gleichbleibenden Angebot. Die Auswirkung davon ist, dass der Spotmarktpreis für diesen Zeitraum stark ansteigt (Abbildung 58 und Abbildung 59).

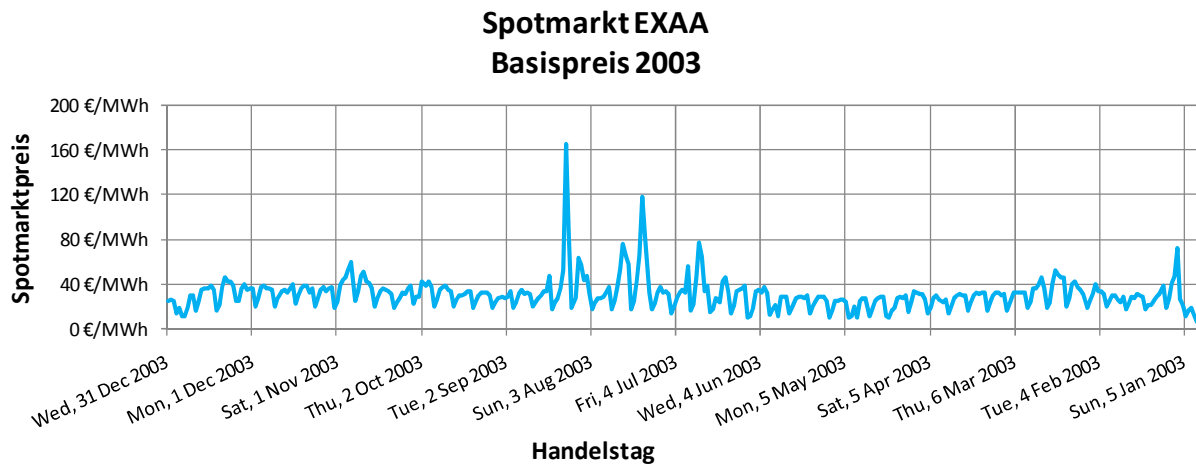


Abbildung 58: Verlauf des Basispreises am Spotmarkt der EXAA im Jahr 2003 basierend auf (Energy Exchange Austria, 2007)

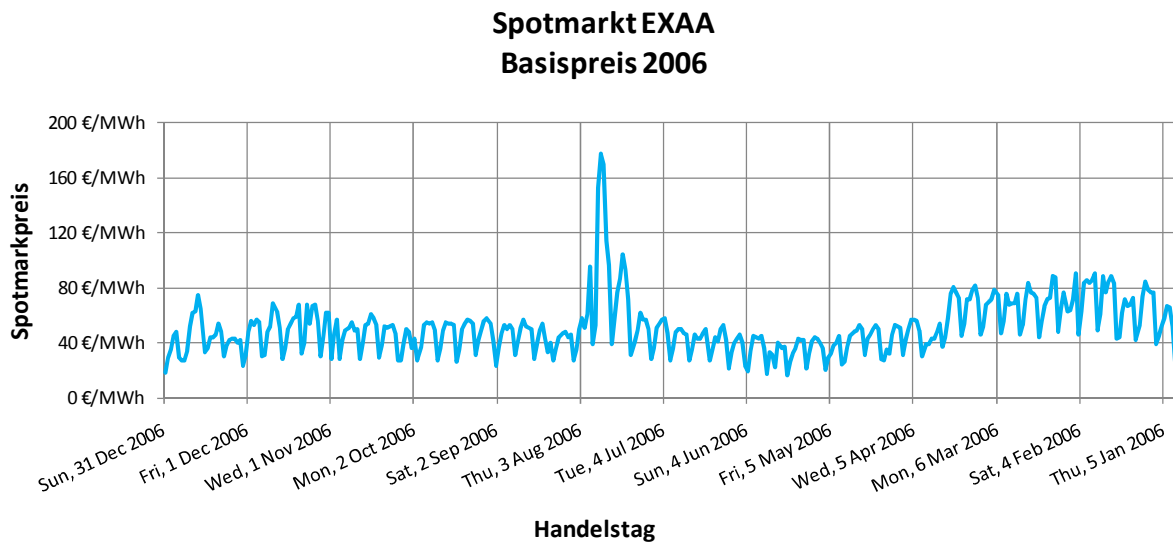


Abbildung 59: Verlauf des Basispreises am Spotmarkt der EXAA im Jahr 2006 basierend auf (Energy Exchange Austria, 2007)

Das Kernkraftwerk Isar 1 liegt am Ufer der Isar und wird durch einen Siedewasserreaktor⁵³ betrieben. Derzeit erfolgt die Kühlwasserversorgung dieses Kraftwerksblocks durch den Fluss Isar, jedoch mit möglicher Zuschaltung einer Zellkühlanlage vor Einleitung in den Fluss. (E.ON Kernkraft GmbH 1, 2011) Das bedeutet, dass eine Kombination aus Durchlauf- und Ablaufkühlung hier verwendet wird. Trotz dieser möglichen Zuschaltung einer Kühlanlage kommt es bei diesem Kraftwerk häufig zu wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkungen (Tabelle 18). Lediglich der Bau eines Kühlturmes und die Umrüstung auf eine Kreislaufkühlung könnte die resultierenden Verluste sowie Ertragsschmälerungen verhindern.

Das Kraftwerk Philippsburg 2 ist ebenfalls ein Kernkraftwerk, wird jedoch durch einen Druckwasserreaktor⁵⁴ am Rhein betrieben. Dieses Kraftwerk kann auf drei verschiedenen Arten gekühlt werden. Standardmäßig erfolgt die Kühlung durch Frischwasser vom Rhein im Durchlaufbetrieb. Falls das Temperaturniveau des Rheins zu hoch ist oder dieser zu wenig Wasser führt, kann auf einen Naturzug-Nasskühlturm zurück gegriffen werden (EnBW Kraftwerke AG, 2006 S. 19). Im Naturzug-Nasskühlturm wird die Kühlwasserwärme an die nach oben strömende Luft aus der Umgebung abgegeben (Abbildung 60). Um die Austauschfläche zu vergrößern wird das Wasser über Verteilrinnen auf verschiedene Kühleinbauten verteilt und versprüht. Die erwärmte Luft steigt auf und es entsteht somit ein Naturzug im Turm (Strauß, 2009 S. 279). Im Kraftwerk Philippsburg 2 wird dieser Kühlturm je nach Temperatur des Rheins entweder im Ablaufbetrieb oder im Mischkühlbetrieb betrieben. Im Ablaufbetrieb wird das Kühlwasser vor Rückgabe in den Fluss lediglich durch den Kühlturm abgekühlt, wobei im Mischkühlbetrieb das Kühlwasser zum größten Teil wieder in den Kühlkreislauf zurück geleitet wird. Trotz dieses vorhanden Kühlturmes ist es zu einer wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkung gekommen (Tabelle 18), welche Verluste mit sich bringt. Nur durch Auslegung und ausschließlicher Verwendung des Kühlturms in Form einer Kreislaufkühlung kann dies vermieden werden.

Energieerzeugung mittels eines Druckwasserreaktors findet auch im Kernkraftwerk Brokdorf an der Elbe statt. Die Kühlung dieses Kraftwerks erfolgt ausschließlich durch Frischwasser aus der Elbe im Rahmen einer Durchlaufkühlung (E.ON Kernkraft GmbH 2, 2010 S. 14). Aufgrund dessen kann es bei steigender Flusstemperatur zu Leistungseinschränkungen und daraus resultierenden Verlusten kommen (Tabelle 18).

Anders beim Kernkraftwerk Neckarwestheim 2, hier besteht ein nahezu geschlossenes Kühlwassersystem. Ein Hybridkühlturm führt die abzugebende Wärme des Kühlwassers durch Verdunstung an die Umgebung ab. Nur die verdunstete Wassermenge wird dem Fluss Neckar entnommen. (EnBW Kernkraft GmbH S. 7) Ein Hybridkühlturm besteht grundsätzlich aus einem Trocken- und einem Nassteil. Im unteren Teil des Turmes wird dem Kühlwasser im Nasskühlverfahren, durch Verrieselung in der Luft, Wärme entzogen. Durch die Ver-

⁵³ Zwei Wasser-/Dampfkreisläufe: Brennstäbe geben Wärme direkt an das umgebende Wasser ab, welches zu sieden beginnt. Der entstehende Dampf treibt eine Turbine an.

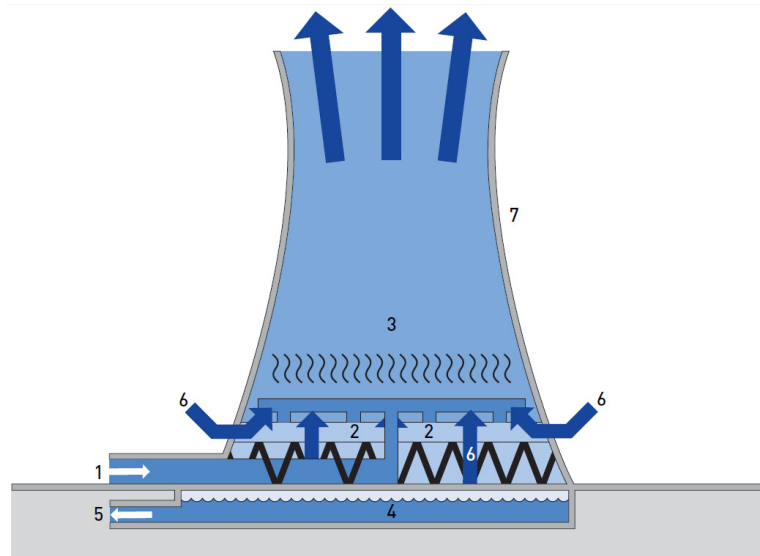
⁵⁴ Drei Wasser-/Dampfkreisläufe: Kühlwasser der Brennelemente heizt über einen Wärmetauscher einen weiteren Wasserkreislauf auf. Der aus diesem Wasserkreislauf entstehende Dampf treibt eine Turbine an.

dunstung einer geringen Kühlwassermenge entsteht somit ein Kühlungseffekt. Im oberen Teil wird das Kühlwasser im Trockenkühlverfahren auf Rohre verteilt und von Luft umströmt, an welche die Wärme abgegeben wird. Durch diese Trockenkühlung wird die aus dem Nassteil aufsteigende feuchte Luft erwärmt, sodass die Feuchtigkeit nur als gesättigter Dampf aufsteigt. (Vattenfall GmbH, 2013) Leistungseinschränkungen bei diesem Kraftwerk können somit nur durch zu geringen Pegelstand des Flusses und somit nicht erlaubter Wasserentnahme, für die Kompensation der verdunsteten Kühlwassermenge, entstehen.

Der Block A des Steinkohlekraftwerkes Voerde am Rhein ist auch von wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkungen aufgrund der Frischwasserkühlung und entstehenden Verlusten betroffen (Tabelle 18). Hier würde der Bau eines Kühlturms und eine Kreislaufkühlung Abhilfe schaffen. Am Kraftwerksstandort Lünen an der Lippe hingegen ist ein Kühlturm vorhanden, dieser wird jedoch vermutlich (dies ging aus den Recherchen nicht hervor), aufgrund der angefallenen Leistungseinschränkungen, nicht im vollständigen Kreislaufbetrieb betrieben. Von den Einschränkungen waren die bestehenden Blöcke sechs und sieben betroffen (Tabelle 18). Der neue im Bau befindliche Block 8 wird mittels geschlossener Kreislaufkühlung ausgestattet (Evonik Industries, 2007 S. 5), womit die diskutierte Problemstellung hier nicht gegeben sein wird.

Das Steinkohlekraftwerk Heilbronn ist teilweise mit Frischwasserkühlung und teilweise mit Umlaufkühlung durch einen Nasskühlturm ausgestattet (Schemenau, 2001 S. 13). Diese Kühlvarianten sind auch die Ursache für die Leistungseinschränkung aufgrund der Temperatur des Flusses Neckar im Juli 2006 gewesen (Tabelle 18). Dieser Verlust könnte ebenfalls durch eine Kreislaufkühlung vermieden werden.

Das Steinkohlekraftwerk Altbach, welches am Fluss Neckar liegt, verfügt bereits über einen Hybridkühlturm. Warum dieses jedoch trotzdem im Jahr 2006 wassertemperaturbedingt eingeschränkt wurde (Tabelle 18), kann nicht eindeutig eruiert werden. Vermutlich lag es daran, dass das durch den Kühlturm verdunstete Kühlwasser nicht durch eine Entnahme aus dem Fluss Neckar aufgrund der vorgeschriebenen Mindestwasserführung ersetzt werden durfte.



1...Kühlwasserzulauf

4...Kühlturmbecken

7...Kühlturmschlot

2...Kühlwasserverteilung

5...Kühlwasserablauf

3...Tropfenabscheider

6...Luftstrom

Abbildung 60: Naturzug-Nasskühlturm (EnBW Kraftwerke AG, 2006 S. 19)

Kraftwerk	Kraftwerkstyp	Fluss	Leistung P _{el,netto}	Leistungseinschränkung				durchschnittlicher Spotmarktpreis EXAA	Brennstoffkosten- ersparnis	Verlust
				P _{el,netto}	von	bis	Tage			
Isar 1	Kernkraftwerk	Isar	912 MW	611 MW	01.06.2003	Aug.03	56	21,19 €/MWh	13,70 €/MWh	€ 6.149.813
				529 MW	25.06.2005	30.06.2005	6	55,30 €/MWh	13,70 €/MWh	€ 3.168.842
				439 MW	21.07.2006	31.07.2006	11	68,01 €/MWh	13,70 €/MWh	€ 6.294.191
				748 MW	23.05.2007	28.05.2007	6	32,78 €/MWh	13,70 €/MWh	€ 2.055.033
Philippsburg 2	Kernkraftwerk	Rhein	1458 MW	748 MW	20.07.2007	22.07.2007	3	34,43 €/MWh	13,70 €/MWh	€ 1.116.379
				408 MW	07.08.2003	15.08.2003	9	30,78 €/MWh	13,46 €/MWh	€ 1.526.182
Brokdorf	Kernkraftwerk	Elbe	1440 MW	356 MW	18.07.2006	06.08.2006	20	52,40 €/MWh	13,46 €/MWh	€ 6.653.996
				279 MW	04.08.2003	07.08.2003	4	27,57 €/MWh	13,57 €/MWh	€ 375.027
Neckarwestheim 2	Kernkraftwerk	Neckar	1395 MW	195 MW	08.08.2003	16.08.2003	9	34,99 €/MWh	13,57 €/MWh	€ 902.290
				231 MW	19.07.2006	20.07.2006	2	57,68 €/MWh	26,92 €/MWh	€ 341.062
Voerde	Steinkohlekraftwerk	Rhein	700 MW	30 MW	25.07.2006	26.07.2006	2	78,95 €/MWh	26,52 €/MWh	€ 75.500
Lünen	Steinkohlekraftwerk	Lippe	500 MW	950 MW	20.07.2006	29.07.2006	10	64,47 €/MWh	26,81 €/MWh	€ 8.586.480
Heilbronn	Steinkohlekraftwerk	Neckar	950 MW	1200 MW	20.07.2006	29.07.2006	11	64,47 €/MWh	16,55 €/MWh	€ 15.182.196
Altbach	Steinkohlekraftwerk	Neckar	1200 MW							

Tabelle 18: Wirtschaftliche Betrachtung der ausgewählten Leistungseinschränkungen

Um die Wirtschaftlichkeit der Anpassung durch den Einsatz von Kühltürmen bei den betroffenen Kraftwerken zu bewerten, werden die Kosten der verschiedenen Kühltürme herangezogen. Da keine spezifischen Kühlturmkosten bekannt sind und sich im Rahmen einer Literaturrecherche auch keine ermitteln lassen, werden diese anhand einiger Anhaltspunkte berechnet.

Im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung werden ein Naturzugkühlturm⁵⁵, ein Hybridkühlturm sowie ein Ventilatorkühlturm⁵⁶ miteinander verglichen. Ein Naturzugkühlturm benötigt kaum eine elektrotechnische Ausrüstung im Inneren des Turmes, da die Kühlung durch den Naturzug bzw. dem physikalischen Phänomen der aufsteigenden, warmen Luft entsteht. Dadurch benötigt diese Kühlvariante kaum elektrischen Eigenbedarf, muss jedoch für die Zugwirkung eine bestimmte Höhe aufweisen. Als Referenz für die baulichen Kosten wird der Naturzugkühlturm am Braunkohlekraftwerk Neurath herangezogen. Dieser Kühlturm muss, laut Berechnung (4-13) aus der Literatur bekannten Werte⁵⁷, eine Kühlleistung von 2584 MW_{th} aufweisen und die Kosten für die gesamten Bauleistungen⁵⁸ betragen € 38 Mio (ALPINE Bau Deutschland AG, 2011 S. 6). Daraus ergeben sich spezifische Investitionskosten für die Bauleistungen von 15 €/kW_{th} (4-14). Unter Berücksichtigung der vorhin angeführten Tatsache, dass es kaum eine elektrotechnische Ausrüstung bei dieser Kühlturmvariante gibt, wird grob geschätzt dass sich die Bauleistungen im Verhältnis 70:30 zu den Leistungen für die Kühlturmauslegung, elektrotechnische Ausrüstung, etc. verhalten. Daraus resultieren die gesamten, angenommenen, spezifischen Investitionskosten von 22 €/kW_{th} für Naturzugkühltürme.

$$P_{Kühl} = P_{therm} - P_{el,Brutto} \quad (4-13)$$

P_{Kühl}...Kühlleistung *P_{el,Brutto}...elektrische Bruttoleistung*

P_{therm}...thermische Kraftwerksleistung

$$K_{Inv,Bau,spez} = \frac{K_{Inv,Bau}}{P_{Kühl}} \quad (4-14)$$

K_{Inv,Bau,spez}...spezifische Investitionskosten der Bauleistungen *P_{Kühl}...Kühlleistung*

K_{Inv,Bau}...Investitionskosten der Bauleistungen

Ein Hybridkühlturm benötigt im Vergleich zum Naturzugkühlturm aufgrund des Nass- und Trockenteiles deutlich mehr technische Ausrüstung. Deshalb wird hierfür das Verhältnis 60:40 für die Bauleistungen zu den restlichen Aufwendungen angenommen. Als Referenzprojekt wird das Kraftwerk Hamburg-Moorburg mit Investitionskosten von € 36 Mio (ALPINE Bau Deutschland AG, 2011 S. 4) für die Bauleistungen des Hybridkühlturmes herangezogen. Bei einer, durch Formel (4-15) unter Verwendung aus der Literatur recherchierten Kraft-

⁵⁵ Natürlicher Auftrieb der Kühlluft durch Kühlturm.

⁵⁶ Kühlluft wird mittels Ventilatoren gefördert.

⁵⁷ Thermische Kraftwerksleistung 2 x 2392 MW, elektrische Bruttoleistung 2 x 1100 MW (RWE Power Aktiengesellschaft S. 21).

⁵⁸ Planungs- und Bauleistungen für Erdbau, Spezialtiefbau, Stahlbau- und Stahlbetonarbeiten.

werkwerte⁵⁹, berechneten Kühlleistung von 1820 MW_{th} ergeben sich spezifische Investitionskosten von 20 €/kW_{th} für die Bauleistungen (4-14) und gesamte, spezifische Investitionskosten von 33 €/kW_{th}. Die Investitionskosten für einen Hybridkühlturm liegen somit über den eines Naturzugkühlturms, jedoch liefert ein Hybridkühlturm durch die Nass-Trocken-Kombination keine Dampfschwaden und hat auch eine geringere Bauhöhe, das bei Bauhöhenbegrenzungen in bestimmten Gebieten von Bedeutung ist.

$$P_{Kühl} = P_{therm} - P_{el,Brutto} - P_{Fernw} \quad (4-15)$$

$P_{Kühl}$...Kühlleistung

$P_{el,Brutto}$...elektrische Bruttoleistung

P_{therm} ...thermische Kraftwerksleistung

P_{Fernw} ...Fernwärmeleistung

Als dritte Variante wird ein Ventilatorkühlturm betrachtet, welcher durch die notwendigen Ventilatoren deutlich mehr elektrotechnische Ausrüstung wie die Varianten zuvor benötigt. Somit wird das Verhältnis 40:60 für die Bauleistungen zu den restlichen Leistungen angesetzt. Der Ventilatorkühlturm des Steinkohlekraftwerkes Karlsruhe mit einer Kühlleistung von 316 MW_{th} (EnBW Kraftwerke AG, 2007 S. 21) und Bauleistungskosten von € 19 Mio (ALPINE Bau Deutschland AG, 2011 S. 5) dient als Referenzprojekt. Daraus ergeben sich die gesamten, angenommenen, spezifischen Investitionskosten von 100 €/kW_{th}. Diese Kühlturmvariante ist von der Bauhöhe ebenfalls niedriger als die Variante mit dem Naturzug, jedoch benötigt diese eine entsprechende Antriebsenergie für den Einsatz der Ventilatoren.

Aus diesen resultierenden, spezifischen Investitionskosten werden nun, je nach notwendiger Kühlleistung der betroffenen Kraftwerke, gesamte Anschaffungskosten je Kühlturmart berechnet (Tabelle 19). Anschließend werden die Kosten für die Beschaffung der Ersatzenergielieferung pro Tag für jeden Einschränkungsfall den Kosten für die entsprechende Kühlturmart gegenüber gestellt. Daraus lässt sich die Amortisationsdauer der einzelnen Kühltürme für jeden Einschränkungsfall durch die Anzahl der Einschränkungstage darstellen (Tabelle 19). Das bedeutet es wird berechnet, wie viele Tage einer wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkung ein Kühlturm vermeiden müsste, damit dieser refinanziert ist.

Für das Kraftwerk Isar 1 wird die Umrüstung auf eine Kreislaufkühlung mit einer der drei Kühlturmartarten angenommen und jeweils für jeden Einschränkungsfall die Amortisationsdauer berechnet. Wenn man zum Beispiel einen Naturzugkühlturm errichtet, würden sich bei einer Kühlleistung von 1600 MW (Berechnung entsprechend (4-13)⁶⁰) Anschaffungskosten in der Höhe von € 35.200.000 ergeben. Für einen Hybridkühlturm würden diese bei € 52.800.000 und für einen Ventilatorkühlturm bei € 160.000.000 liegen. Wenn man durch den Bau eines Naturzugkühlturmes am Kraftwerk Isar 1 62 Tage einer Einschränkung ähnlich dem 21.7.2006 vermeiden kann, hätte sich dieser Kühlturm vollständig amortisiert (Tabelle 19). Falls es jedoch zum Beispiel in diesem Gebiet Bauhöhenbeschränkungen gibt

⁵⁹ Thermische Kraftwerksleistung 2 x 1850 MW (hamburg.de GmbH & Co. KG), elektrische Bruttoleistung 2 x 820 MW und Fernwärmeleistung 2 x 120 MW (Vattenfall GmbH).

⁶⁰ Thermische Leistung 2575 MW, elektrische Bruttoleistung 975 MW (E.ON Kernkraft GmbH 1, 2011 S. 17).

und man sich somit für eine Hybridkühlturm entscheiden muss, müsste man damit 92 Tage des selben Falles vermeiden, damit sich dieser Kühlturm vollständig amortisieren würde (Tabelle 19).

Am Kraftwerk Philippsburg 2 ist bereits ein Naturzug-Nasskühlturm vorhanden, welcher jedoch nicht in Kreislaufkühlung betrieben wird. Deshalb kommt es vermutlich nur selten zu wassertemperaturbedingten Leistungseinschränkungen. Wenn man zur vollständigen Eliminierung dieser seltenen Leistungseinschränkungen annimmt, dass dieser Kühlturm durch einen neuen, angepassten Kühlturm für den Kreislaufbetrieb ersetzt wird, kann man auch hier die Amortisationsdauer der einzelnen Kühlturmarten am angeführten Einschränkungsfall berechnen (Tabelle 19). Auch für die Kraftwerke Brokdorf, Neckarwestheim 2, Voerde, Lünen, Heilbronn und Altbach wird angenommen, dass das vorhandene Kühlsystem durch eine Kreislaufkühlung mit einer der drei Kühlturmarten ersetzt wird. Diese Berechnungen ergeben vor allem für die Referenzeinschränkungsfälle der beiden Kraftwerke Heilbronn und Altbach aus dem Jahr 2006 nur wenige Tage für die Amortisierung der Kühltürme (Tabelle 19).

Der Vollständigkeit halber muss man jedoch beachten, dass viele wassertemperaturbedingte Leistungseinschränkungen durch Ausnahmeregelungen von den Landesumweltministerien vermieden werden (RP Online, 2003). Um die gesamte Energieversorgung nicht erheblich zu beeinträchtigen, werden oftmals die Temperatur-Grenzwerte der Flüsse, welche zur Kühlung dienen, kurzzeitig erhöht. Falls es tatsächlich zu Leistungseinschränkungen kommt, ist oft nur ein geringer Anteil an der gesamten elektrischen Leistung des Kraftwerkes davon betroffen. Die Ergebnisse aus den Berechnungen zeigen (Tabelle 19), dass sich die Kühltürme bei Einschränkungen, welche die gesamte Leistung betreffen relativ rasch amortisieren, wobei prozentuell geringe Einschränkungen öfter vermieden werden müssen damit sich der Kühlturm amortisiert. Bei Auswahl der Kühlturmart müssen Randbedingungen wie Bauhöhenbeschränkung, Kühlleistung, Umweltschutz, Anrainer etc. berücksichtigt werden. Somit muss für jedes Kraftwerk im einzelnen die Wirtschaftlichkeit der Kühlsystemumstellung berechnet und in Folge dessen eine Entscheidung getroffen werden.

Kraftwerk	Kühlleistung	Anschaffungskosten Kühlturmart			Leistungseinschränkung			Amortisationsdauer in Einschränkungstage		
		Naturzugkühlturm	Hybridkühlturm	Ventilatorkühlturm	P _{el,netto}	von	Kosten	Naturzug- kühlturm	Hybrid- kühlturm	Ventilator- kühlturm
Isar 1	1600 MW	€ 35.200.000	€ 52.800.000	€ 160.000.000	611 MW	01.06.2003	109.818 €/Tag	321 Tage	481 Tage	1457 Tage
					529 MW	25.06.2005	528.140 €/Tag	67 Tage	100 Tage	303 Tage
					439 MW	21.07.2006	572.199 €/Tag	62 Tage	92 Tage	280 Tage
Philippsburg 2	2492 MW	€ 54.824.000	€ 82.236.000	€ 249.200.000	748 MW	23.05.2007	342.505 €/Tag	103 Tage	154 Tage	467 Tage
					748 MW	20.07.2007	372.126 €/Tag	95 Tage	142 Tage	430 Tage
Brokdorf	2420 MW	€ 53.240.000	€ 79.860.000	€ 242.000.000	408 MW	07.08.2003	169.576 €/Tag	323 Tage	485 Tage	1470 Tage
					356 MW	18.07.2006	332.700 €/Tag	160 Tage	240 Tage	727 Tage
Neckarwestheim 2	2450 MW	€ 53.900.000	€ 80.850.000	€ 245.000.000	279 MW	04.08.2003	93.757 €/Tag	575 Tage	862 Tage	2613 Tage
					195 MW	08.08.2003	100.254 €/Tag	538 Tage	806 Tage	2444 Tage
Voerde	1108 MW	€ 24.376.000	€ 36.564.000	€ 110.800.000	231 MW	19.07.2006	170.531 €/Tag	143 Tage	214 Tage	650 Tage
					766 MW	25.07.2006	37.750 €/Tag	446 Tage	670 Tage	2029 Tage
Heilbronn	1195 MW	€ 26.290.000	€ 39.435.000	€ 119.500.000	950 MW	20.07.2006	858.648 €/Tag	31 Tage	46 Tage	139 Tage
					414 MW	20.07.2006	1.380.200 €/Tag	7 Tage	10 Tage	30 Tage

Tabelle 19: Amortisationsdauer bei Anpassung durch Kreislaufkühlung mit den verschiedenen Kühlturmvarianten

5. Schlussfolgerung und Zusammenfassung

Die Auswirkungen des bisherigen und prognostizierten Klimawandels sind unumgänglich, deshalb müssen Schritte unternommen werden, die Elektrizitätswirtschaft an diese anzupassen. In welche Richtung und in welchem Ausmaß sich das Klima verändern wird, kann nur abgeschätzt werden. Aus diesem Grund muss man versuchen, die einzelnen Einflussfaktoren auf die Elektrizitätswirtschaft zu bestimmen, um Anpassungsmöglichkeiten für verschiedenste mögliche Klimaänderungen ermitteln zu können. Die am stärksten betroffenen Bereiche der Elektrizitätswirtschaft sind die Elektrizitätserzeugung sowie das Verbraucherverhalten. In der Elektrizitätserzeugung muss man nach den einzelnen Erzeugungsarten bzw. den verwendeten Primärenergieträger unterscheiden, um die mögliche und/oder notwendige Anpassung an den Klimawandel entwickeln zu können, damit dieser kompensiert wird oder sogar ausgenutzt werden kann.

Bei der Erzeugung aus Wasserkraft wirkt sich der Klimawandel auf den vorherrschenden Abfluss und somit auf das resultierende Regelarbeitsvermögen (RAV) aus. Um diese Auswirkung zu kompensieren kann ein Wasserkraftwerk neben anderen technischen Anpassungsmöglichkeiten unter anderem hinsichtlich dessen Leistung erweitert werden oder die Turbinengruppe und in weiterer Folge der Generator modernisiert werden. Wenn man als Beispiel das Kraftwerk Abwinden-Asten fiktiv in einem Kraftwerksmodell um HYDRO-MATRIX[®]-Module erweitert ist ersichtlich, dass diese Erweiterung nicht jegliche klimawandelbedingte Mindererträge kompensieren kann. Auch wirtschaftlich würde sich diese Erweiterung nur bei bestimmten Klimaveränderungen innerhalb der Nutzungsdauer refinanzieren. Anders bei einer Erweiterung des Triebwasserweges und einer allgemeinen Leistungssteigerung des Kraftwerks Kirchbichl. Hier kann die Erweiterung laut Modellrechnung die zukünftigen klimawandelbedingten Änderungen des RAVs kompensieren bzw. sogar übersteigen. Auch wirtschaftlich betrachtet erweist sich diese Anpassung für jede mögliche Klimaveränderung bei einer Amortisationsdauer von durchschnittlich 10 Jahren als durchaus rentabel. Die Modernisierungen der Kraftwerke Pernegg und Agonitz, wo unter anderem Turbinentausche durchgeführt wurden, erweisen sich im Rahmen der Modellrechnung eher als Wirkungsgradsteigerung und nicht als Anpassungsmaßnahmen an den Klimawandel.

Der durch den Klimawandel möglicherweise veränderte Einflussfaktor für die Windkraft-erzeugung ist die Windgeschwindigkeit. In diesem Bereich könnte man bei steigender mittlerer oder auch stärker schwankender Geschwindigkeit die Turmhöhe, aufgrund der Abschwächung durch die Bodenrauigkeit, reduzieren oder aber auch bei Reduktion der Windgeschwindigkeit erhöhen. Diese Anpassungsmaßnahmen wären sinnvoll im Rahmen des Repowerings durchzuführen, da ansonsten hohe bauliche Aufwände entstehen würden. Weiters besteht auch die Möglichkeit bei steigender Geschwindigkeit neue Gebiete zu nutzen oder aber auch die Anzahl der Anlagen bei gleichbleibenden Gesamtertrag zu reduzieren. Aufgrund der Tatsache, dass horizontale Windkraftanlagen eine bestimmte Ein- und Ausschaltgeschwindigkeit aufweisen, besteht die Möglichkeit bei allgemein schwan-

kender oder sinkender Geschwindigkeit, um weniger Ertragseinbußen zu erzielen, auf vertikale Anlagen umzusteigen. Bei steigender Windgeschwindigkeit wiederum, könnte der Einbau einer Sturmregelung für den selben oder sogar mehr Ertrag sorgen. Bei Betrachtung des deutschen Windparks und Modellrechnung mit und ohne Sturmregelung kann man erkennen, dass diese einen Mehrertrag liefert, dieser Ertrag jedoch nicht hoch genug ist, um die Ertragseinbußen bei zukünftigen Klimaszenarien mit weniger Windkraftherzeugung vollständig zu kompensieren.

Die Photovoltaik ist hauptsächlich von zukünftig möglichen Temperatursteigerungen, Einstrahlungsänderungen und Extremwetterereignissen betroffen. Hier besteht die Möglichkeit die Module auf verschiedene Arten aktiv zu kühlen oder das Modul mit bestimmten Kunststoff-Werkstoffen zu beschichten, sodass die wärmeerzeugenden Infrarotstrahlen nur noch zu geringen Teilen durchdringen. Diese Beschichtung oder eine Silikonlaminierung sollte auch vor Extremwetterereignissen wie zum Beispiel Hagelschlag schützen, um eine frühzeitige Alterung und daraus folgende Ertragseinbußen zu vermeiden. Bei rechnerischer Ertragsermittlung von Modulen mit Wasser- und Luftkühlung im Vergleich zu ungekühlten Modulen ergibt sich jedoch, dass diese nur einen technischen, aber aufgrund der höheren Kosten keinen wirtschaftlichen Mehrertrag liefern. Als Anpassungsmaßnahme für die zukünftige Klimaveränderung ist die Kühlung der Photovoltaikmodule auch nicht ausreichend geeignet. Der prognostizierte Minderertrag aus Photovoltaik in Österreich der betrachteten Klimaszenarien kann durch Wasserkühlung nur zu maximal ca. 80 % und durch Luftkühlung zu maximal ca. 60 % kompensiert werden.

Die Energieerzeugung aus thermischen Kraftwerken wird fast ausschließlich aufgrund der notwendigen Kühlung durch den Klimawandel beeinflusst. Bei diesen Kraftwerken besteht die Gefahr, dass diese bei steigender Temperatur und Verwendung von Flusskühlwasser aufgrund der gesetzlichen Regelungen eingeschränkt oder auch abgeschaltet werden müssen. Hier besteht die einzige Möglichkeit in der Umstellung des Kühlsystems auf Kreislaufkühlung mittels eines Kühlturms. Wenn man Einschränkungsfälle in Deutschland betrachtet kann man feststellen, dass bei leistungsmäßig größeren und häufigeren Einschränkungen sich schon nach einigen vermiedenen Einschränkungstagen eine Umstellung des Kühlsystems rentiert. Bei klimawandelbedingt steigender Temperatur wären vor allem Gebiete mit mehreren Kraftwerken am selben Fluss von Einschränkungen betroffen. Man muss jedoch beachten, dass diese Flusstemperaturgrenzen häufig durch Ausnahmeregelungen erweitert werden und somit der Umbau von bestehenden Kraftwerken nicht immer sinnvoll ist. Bei Neubauprojekten ist es jedoch schon sinnvoll, eine Kreislaufkühlung zu installieren.

Im Großen und Ganzen müsste man jede Anpassungsmaßnahme im Einzelnen betrachten, um eine konkrete Aussage über die zukünftige Wirtschaftlichkeit treffen zu können. Aus den angeführten Berechnungen geht jedoch allgemein hervor, dass man eine Anpassung an den Klimawandel vor allem bei Neubau von Energieerzeugungsanlagen berücksichtigen sollte. Bei bestehenden Anlagen rentiert sich oftmals der Investitionseinsatz, wenn sich die Nutzungsdauer dadurch nicht gravierend verlängert, nicht.

6. Anhang

6.1 Quellenverzeichnis

ALPINE Bau Deutschland AG. 2011. alpine. [Online] 12 2011. [Zitat vom: 1. 3 2013.] http://www.alpine.at/wp-content/uploads/ALP_Folder_210x297_Kuehlturmbau_DE_4c_20120124_72dpi.pdf.

Amt der Steiermärkischen Landesregierung. 2013. technik.steiermark. [Online] 11. 1 2013. [Zitat vom: 28. 2 2013.] http://www.technik.steiermark.at/cms/dokumente/11805031_59689784/34691e7a/Infoblatt_Solarthermie_2013_20130111_Beratungszuschlag.pdf.

Andritz Hydro GmbH. www.andritz.com. [Online] [Zitat vom: 9. 10 2012.] <http://grz.g.andritz.com/c/com2011/00/01/24/12428/1/1/2/194117106/hy-hydromatrix-de.pdf>.

Barben, Raphael. 2010. Vulnerability Assessment of Electric Power Supply under Extreme Weather Conditions. Lausanne : s.n., 2010.

Bartzsch, Wolf H. 2001. *Betriebswirtschaft für Ingenieure*. Berlin : VDE Verlag GmbH, 2001. ISBN 3-8007-2562-2.

Bednar-Friedl, Birgit. 2012. *Activity Report of the Project "Impacts of Climate Change and Adaption in the Electricity Sector - The Case of Austrian in a Continental European Context"*. Graz : Kommunalkredit Public Consulting GmbH, 2012.

Bednar-Friedl, Birgit, Bachner, Gabriel, Birk, Steffen, Feichtinger, Gerald, Gobiet, Andreas, Heinrich, Georg, Kulmer, Veronika, Prettenthaler, Franz, Rogler, Nikola, Schinko, Thomas, Schüppel, Andreas, Stigler, Heinrich, Themessl, Matthias, Töglhofer, Christoph und Wagner, Thomas. 2013. *Impacts of Climate Change and Adaptation in the Electricity Sector - The Case of Austria in a Continental European Context (EL.ADAPT)*. Graz : unveröffentlicht, 2013.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2009. bmu. [Online] 7 2009. [Zitat vom: 3. 4 2013.] <http://www.bmu.de/themen/gesundheit-chemikalien/gesundheit-und-umwelt/klimawandel/extremwetterereignisse/>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. 2003. *Die Wettbewerbsfähigkeit von großen Laufwasserkraftwerken im liberalisierten deutschen Strommarkt*. Stuttgart : Fichtner GmbH & Co. KG, 2003.

Bundesverband Photovoltaic Austria. 2012. pvaustria. [Online] 2012. [Zitat vom: 28. 2 2013.] <http://www.pvaustria.at/content/page.asp?id=64>.

Bundesverband WindEnergie e.V. 2009. *Repowering von Windenergieanlagen - Effizienz, Klimaschutz, regionale Wertschöpfung*. Berlin : Bundesverband WindEnergie e.V., 2009.

-
- Climate Service Center Germany. 2009.** Climate Service Center. [Online] 2009. [Zitat vom: 7. 2 2013.] http://www.climate-service-center.de/032514/index_0032514.html.de.
- Crastan, Valentin. 2009.** *Elektrische Energieversorgung 2*. Berlin Heidelberg : Springer Verlag, 2009. ISBN 978-3-642-19855-7.
- Dähling, Angela. 2012.** *Strafverfahren gegen "Liftkaiser" Heinz Schultz - Im Skizentrum Hochzillertal wird mehr Strom mit Wasserkraft erzeugt als genehmigt*. Kaltenbach, Tirol, Österreich : s.n., 2. 6 2012.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH.** effiziente Energiesysteme. [Online] [Zitat vom: 9. 1 2013.] <http://www.effiziente-energiesysteme.de/glossar/glossar/r/residuallast.html>.
- Deutscher Städte- und Gemeindebund. 2009.** *Repowering von Windenergieanlagen - Kommunale Handlungsmöglichkeiten*. Burgwedel : Winkler & Stenzel GmbH, 2009.
- Deutscher Wetterdienst. 1996-2013.** dwd. [Online] 1996-2013. [Zitat vom: 8. 1 2013.] http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?_nfpb=true&_pageLabel=dwdwww_menu2_wetterlexikon&_nfls=false.
- Deutschland, Übertragungsnetzbetreiber. 2012.** Grundätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 2012.
- E.ON Kernkraft GmbH 1. 2011.** *Kernkraftwerk Isar 1 - Zusammenfassung des Abschlussberichtes für den Europäischen Stresstest*. 2011.
- E.ON Kernkraft GmbH 2. 2010.** eon-kernkraft. [Online] 5 2010. [Zitat vom: 4. 3 2013.] http://www.eon-kernkraft.com/pages/ekk_de/Standorte/_documents/Info_Standort_KBR.pdf.
- Ebert, Siegfried. 2010.** Solopt. [Online] 16. 2 2010. [Zitat vom: 8. 11 2012.] http://www.solopt.de/resources/PHAST_SOLOPT-WEB_100216.pdf.
- Egorov, Artemi. 2011.** *Energetische Optimierung eines Photovoltaikmoduls durch aktive Kühlung*. Zürich : Eidgenössische Technische Hochschule Zürich, 2011.
- Ekbert, Hering und Birnbaum, Heinz. 2007.** *Grundwissen des Ingenieurs*. München : Fachbuchverlag Leipzig im Hanser-Verlag, 2007. ISBN 978-3-446-22814-6.
- EnBW Kernkraft GmbH.** enbw. [Online] [Zitat vom: 4. 3 2013.] http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/_media/pdf/imagebroschuere_standorte/GKN.pdf.
- EnBW Kraftwerke AG. 2007.** enbw. [Online] 8 2007. [Zitat vom: 4. 3 2013.] http://www.enbw.com/content/de/der_konzern/_media/pdf/allgemeine_kurzbeschreibung.pdf.
- . 2006. *Kernkraftwerk Philippsburg - Stromerzeugung KKP 1+2*. Philippsburg, Deutschland : EnBW Kraftwerke AG, 31. 8 2006.
- ENERCON GmbH. 2012c.** Enercon. [Online] 2012c. [Zitat vom: 7. 11 2012.] <http://www.enercon.de/de-de/anlagensteuerung.htm>.
-

-
- . **2012d.** Enercon. [Online] 9 2012d. [Zitat vom: 7. 11 2012.] http://www.enercon.de/p/downloads/EN_TuS_de_web.pdf.
- . **2013a.** Enercon. [Online] 2013a. [Zitat vom: 10. 1 2013.] <http://www.enercon.de/de-de/e-48-800kw.htm>.
- . **2012b.** ENERCON Produktübersicht. Aurich, Deutschland : Enercon GmbH, 9 2012b.
- ENERGIE AG. 2004.** energieag. [Online] 6 2004. [Zitat vom: 4. 10 2012.] [http://www.energieag.at/eag_at/resources/339536979223644121_326146424880066387_\\$A4Rpl1l.pdf](http://www.energieag.at/eag_at/resources/339536979223644121_326146424880066387_$A4Rpl1l.pdf).
- Energiedienst Holding AG. 2010.** energiedienst. [Online] 3 2010. [Zitat vom: 15. 3 2013.] http://www.energiedienst.de/cms/medienboard/pdf/Unternehmen/info-wasserkraftwerken/100318_Flyer_Laufenburg_Endversion.pdf.
- Energy Exchange Austria. 2007.** exaa. [Online] 2007. [Zitat vom: 1. 3 2013.] http://www.exaa.at/market/historical/austria_germany/index.html?month=12&year=2005.
- Evonik Industries. 2007.** bund-nrw. [Online] 25. 10 2007. [Zitat vom: 4. 3 2013.] http://www.bund-nrw.de/fileadmin/bundgruppen/bcmslvnrw/PDF_Dateien/Themen_und_Projekte/Energie_und_Klima/Kohlekraftwerke/Luenen/Evonik_Luenen_Block_8_Vorhabenbeschreibung.pdf.
- Feichtinger, Gerald, Schüppel, Andreas, Stigler, Heinz, Themessl, Matthias, Wagner, Thomas, Birk, Steffen, Gobiet, Andreas und Kulmer, Veronika. 2013.** Auswirkungen des Klimawandels auf den Elektrizitätssektor - ein integrierter Modellierungsansatz für Österreich. Wien : s.n., 2013.
- Ford, James D. und Berrang-Ford, Lea. 2011.** *Climate Change Adaptation in Developed Nations*. Kanada : Springer Science+Business Media, 2011. ISBN 978-94-007-0566-1.
- Gasch, Robert und Twele, Jochen. 2011.** *Windkraftanlagen - Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*. Berlin : Vieweg+Teubner, 2011. ISBN 978-3-8348-1460-9.
- Giesecke, Jürgen und Mosonyi, Emil. 2009.** *Wasserkraftanlagen - Planung, Bau und Betrieb*. Berlin Heidelberg : Springer Verlag, 2009. ISBN 978-3-540-88988-5.
- Gutschi, Christoph und Schüppel, Andreas. 2011.** *Bewertungskriterien für Klimaeinflüsse auf die Elektrizitätswirtschaft - Vorschlag für ein Bewertungssystem*. Graz : Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2011.
- . **2011.** Bewertungskriterien für Klimaeinflüsse auf die Elektrizitätswirtschaft - Vorschlag für ein Bewertungssystem. Graz : s.n., 2011.
- hamburg.de GmbH & Co. KG.** hamburg. [Online] [Zitat vom: 4. 3 2013.] <http://www.hamburg.de/kraftwerk-moorburg/>.
- Hau, Erich. 2008.** *Windkraftanlagen - Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. Berlin Heidelberg : Springer Verlag, 2008. ISBN 978-3-540-72150-5.
-

-
- Herfort, Martin und Kipfer, Rolf. 2005.** Hydrosphäre - Physikalische Eigenschaften des Wassers. *Physik aquatischer Systeme*. 2005.
- Hoepfner, Christian. 2012.** *Forschung Kompakt*. Cambridge : Fraunhofer Center for Sustainable Energy Systems CSE, 2012.
- Jehle, Christoph. 2011.** *Bau von Wasserkraftanlagen*. Berlin Offenbach : VDE Verlag, 2011. ISBN 978-3-8007-3214-2.
- Kaltschmitt, Martin. 2009.** *Regenerative Energien in Österreich*. Wiesbaden : Vieweg+Teubner GWV Fachverlag GmbH, 2009. ISBN 978-3-8348-0839-4.
- Kappas, Martin. 2009.** *Klimatologie*. Heidelberg : Spektrum Akademischer Verlag, 2009. S. 142-144. ISBN 978-3-8274-1827-2.
- Khammas, Achmed. 2007.** Das Buch der Synergie. [Online] 2007. [Zitat vom: 13. 11 2012.] http://www.buch-der-synergie.de/c_neu_html/c_08_08_windenergie_senkrechtachser.htm.
- Kottek, M., Grieser, J, Beck, C., Rudolf, B. und Rubel, F. 2006.** koeppen-geiger. [Online] 2006. [Zitat vom: 11. 3 2013.] <http://koeppen-geiger.vu-wien.ac.at/present.htm>.
- Leuschner, Udo. 2006.** udo-leuschner. [Online] 7 2006. [Zitat vom: 5. 3 2013.] <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/060704.htm>.
- Madry, Thomas. 2011.** *Klimawandel und Energiesysteme - Verwundbarkeit und Anpassungsoptionen der Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen*. Köln : Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, 2011. ISBN 978-3-929944-86-0.
- Nacht, Thomas. 2013.** Neue Anforderungen an Erzeugungstechnologien. *Anforderungen an Pumpspeicherkraftwerke in der neuen Elektrizitätswirtschaft*. Wien, Österreich : s.n., 2013.
- Neubarth, Jürgen. 2012.** *Perspektiven des Wasserkraftprojekts Obere Isel aus energiewirtschaftlicher Sicht unter besonderer Berücksichtigung wirtschaftlicher Aspekte*. Innsbruck : e3 consult OG, 2012.
- Panos, Konstantin. 2007.** *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Berlin : Springer-Verlag, 2007. ISBN 978-3-50-78591-0.
- Payer, Alois. 2001.** *Entwicklungsländerstudie*. Stuttgart : Margarete Payer, 2001.
- Pehnt, Martin. 2010.** *Energieeffizienz*. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2010. ISBN 978-3-642-14251-2.
- Podbregar, Nadja, Schwanke, Karsten und Frater, Harald. 2009.** *Wetter, Klima, Klimawandel*. Berlin : Springer Verlag, 2009. ISBN 978-3-540-79291-8.
- Republik Österreich. 2012.** Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich - Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2012. 18. 9 2012.
- Reschny, Reinhard. 2012.** Univie. [Online] 2012. [Zitat vom: 20. 02 2013.] <http://www.univie.ac.at/bwl/ieu/noll/fh/inv-fin/investition.pdf>.
-

RP Online. 2003. AKW dürfen warmes Kühlwasser in Flüsse leiten. [Online] 11. 8 2003. [Zitat vom: 8. 3 2013.] <http://www.rp-online.de/wissen/akw-duerfen-warmes-kuehlwasserin->

RWE Power Aktiengesellschaft. rwe. [Online] [Zitat vom: 4. 3 2013.] <http://www.rwe.com/web/cms/mediablob/de/1580586/data/1575962/1/rwe-power-ag/standorte/braunkohle/kw-neurath-boa-2-3/mediencenter/Broschuere-Das-Projekt-BoA-2-3-Klimavorsorge-mit-Hochtechnologie.pdf>.

Sauter, Bernd. 2009. *EP2804865A1* Deutschland, 2009.

Schemenau, Judith. 2001. Standorteinflüsse von Kohlekraftwerken - Evaluierung des ABB-Referenz Kraftwerks im Vergleich zum Kraftwerk von Heilbronn. Heidelberg : s.n., 15. 10 2001.

Scholz, Gerhard, Moidl, Stefan, Nährer, Ursula, Pawek, Lukas, Fliegenschnee-Jaksch, Martin und Maringer, Florian. 2012. Notizen aus der Windszene. *Windenergie*. 9 2012, S. 22.

Schönwiese, Christian-Dietrich. 2008. *Klimatologie*. Stuttgart : UTB, 2008. ISBN-10: 3825217930.

Skoplaki, E. und Palyvos, J.A. 2008. Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations. *Renewable Energy*. 24. 6 2008, S. 23-29.

Solomon, Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyr, K.B., Tignor, M., Miller, H.L. und (eds.). 2007. *Summary for Policymakers/Climate Change 2007*. Cambridge : IPCC, 2007.

Statistik Austria. 2012. Statistik. [Online] 12. 12 2012. [Zitat vom: 10. 1 2013.] http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html.

Stigler, Heinz. 2008. Skriptum Grundlagen der Energiewirtschaft. Graz : Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, TU Graz, 2008.

Strauch, Ulrike. 2011. *Wassertemperaturbedingte Leistungseinschränkungen konventioneller thermischer Kraftwerke in Deutschland und die Entwicklung rezenter und zukünftiger Flusswassertemperaturen im Kontext des Klimawandels*. Würzburg : Selbstverlag des Institutes für Geographie der Julius-Maximilians-Universität Würzburg, 2011. ISSN 0510-9833.

Strauß, Karl. 2009. *Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, nuklearer und regenerativer Energiequellen*. Berlin Heidelberg : Springer-Verlag, 2009. ISBN 978-3-642-01430-7.

Strecker, Marius. 2012. Netzentwicklungsplan. [Online] 2012. [Zitat vom: 5. 2 2013.] <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/%C3%BCbertragungsnetzbetreiber>.

Ströllin, Tobias. 2012. Energiewirtschaftliche Einordnung und Bewertung einer Erweiterung des Pumpspeicherkraftwerkes Glems der EnBW Kraftwerke AG. Stuttgart : Universität Stuttgart, 2012. Bd. 589.

-
- Teo, H.G., Lee, P.S. und Hawlader, M.N.A. 2011.** An active cooling system for photovoltaic modules. *Applied Energy*. 4. 2 2011, S. 309-315.
- Theißing, Matthias, Felberbauer, Karl-Peter, Kraußler, Alois, Muster, Michaela, Schloffer, Martin, Tragner, Manfred, Wanek, Michael und Zisler, Martina. 2010.** *Kraftwerke im Klimawandel - Auswirkungen auf die Erzeugung von Elektrizität*. Kapfenberg : Klima- und Energiefonds, 2010.
- Themeßl, M., Birk, S., Gobiet, A., Schüppel, A. und 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*. Graz : s.n., 2012.
- Thommen, Jean-Paul und Achleitner, Ann-Kristin. 2012.** *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*. Wiesbaden : Springer Gabler, 2012. ISBN 978-3-8349-3416-1.
- TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG. 2012.** tiroler-wasserkraft. [Online] 2012. [Zitat vom: 22. 11 2012.] https://www.tiroler-wasserkraft.at/www_tiwag/de/hn/wasserkraftausbau/erweiterung_kraftwerk_kirchbichl/projekt_vorstellung/index.php.
- Tripagnostopoulos, Y., Nousia, Th., Souliotis, M. und Yianoulis, P. 2002.** Hybrid Photovoltaic/Thermal Solar System. *Solar Energy*. 2002, S. 217-234.
- Übertragungsnetzbetreiber Deutschland. 2012.** Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes. 2012.
- Vattenfall GmbH. 2013.** vattenfall. [Online] 1. 2 2013. [Zitat vom: 5. 3 2013.] <http://www.vattenfall.de/de/funktion-hybridkuehlturm.htm>.
- . vattenfall. [Online] [Zitat vom: 4. 3 2013.] <http://www.vattenfall.de/de/moorburg/das-kraftwerk-moorburg.htm>.
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. 2008.** www.vde.com. [Online] 21. 4 2008. [Zitat vom: 18. 1 2013.] <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Arbeitsgebiete/V1/Aktuelles/Oeffentlich/Seiten/Wasserkraft.aspx>.
- VERBUND Hydro Power AG 1. 2012.** Verbund. [Online] 2012. [Zitat vom: 27. 11 2012.] <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/abwinden-asten>.
- VERBUND Hydro Power AG 2. 2012.** Verbund. [Online] 2012. [Zitat vom: 5. 10 2012.] <http://www.verbund.com/pp/de/laufkraftwerk/pernegg>.
- Wagner, Andreas. 2006.** *Photovoltaik Engineering*. Berlin Heidelberg : Springer, 2006. ISBN 978-3-540-30732-7.
- Wolter, Martin und Rendel, Torsten. 2011.** *Analyse und Bewertung der Auswirkungen des Anschlusses zusätzlicher Windkraftwerke in Österreich*. Hannover : Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, 2011.
-

6.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Modellübersicht EL.ADAPT (Feichtinger, et al., 2013 S. 3).....	2
Abbildung 2: Klimazonen nach Köppen, eigene Darstellung auf Basis von (Kottek, et al., 2006).....	4
Abbildung 3: (a) Veränderung der Erdoberflächentemperatur, (b) Veränderung der Meeresspiegelhöhe, (c) Veränderung der Erdoberflächenschneedecke (Solomon, et al., 2007).....	5
Abbildung 4: Betrachtete Gebiete bei der Auswahl der Klimaszenarien (Thiemeßl, et al., 2012).....	9
Abbildung 5: Energieformen, Energieumwandlungsstufen (vom Klimawandel direkt betroffene Bereiche rot markiert), auf Basis von (Crastan, 2009 S. 3).....	10
Abbildung 6: Nutzenergieverbrauch in Österreich im Jahr 2011, auf Basis von (Statistik Austria, 2012).....	11
Abbildung 7: Charakteristischer Leistungsplan einer Wasserkraftanlage (Giesecke, et al., 2009), eigene Ergänzungen	12
Abbildung 8: Ausleitungskraftwerke: a) Kanal-; b) Schleifen-; c) Schlingenkraftwerk (Giesecke, et al., 2009 S. 109).....	13
Abbildung 9: Windkraftanlage mit horizontaler Achse (ENERCON GmbH, 2013a).....	14
Abbildung 10: Leistungskennlinie Windkraftanlage (ENERCON GmbH, 2013a), eigene Ergänzungen.....	14
Abbildung 11: Verlauf des elektrischen Wirkungsgrades eines Photovoltaikmoduls in Abhängigkeit der Modultemperatur (Teo, et al., 2011 S. 313).....	15
Abbildung 12: indirekte Kühlvarianten auf Basis von (Strauch, 2011 S. 10).....	16
Abbildung 13: Einsatzbereiche der unterschiedlichen hydraulischen Maschinen (Giesecke, et al., 2009 S. 512).....	20
Abbildung 14: Sechsdüsige, vertikale Peltonturbine (Giesecke, et al., 2009 S. 595).....	23
Abbildung 15: Kaplan-turbine in Kompaktbauweise mit Einlaufschacht (Giesecke, et al., 2009 S. 572)	24
Abbildung 16: HYDROMATRIX [®] -Module (Giesecke, et al., 2009 S. 575)	25
Abbildung 17: Einsatzbereich HYDROMATRIX [®] (Andritz Hydro GmbH S. 12)	26
Abbildung 18: Diagonalturbine (Giesecke, et al., 2009 S. 579).....	27
Abbildung 19: Francisturbine (VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2008).....	27
Abbildung 20: Seitenansicht des Kraftwerks Laufenburg (a) vor und (b) nach dem Umbau (Giesecke, et al., 2009 S. 578).....	28
Abbildung 21: Leistungskennlinie Windkraftanlage mit Sturmregelung (ENERCON GmbH, 2012b S. 31).....	30
Abbildung 22: Windprofil (Bundesverband WindEnergie e.V., 2009 S. 14).....	31
Abbildung 23: Rotorformen mit vertikaler Drehachse (Hau, 2008 S. 66).....	33
Abbildung 24: Schematische Darstellung des Mindestabstandes bei horizontalen Windkraftanlagen (Deutscher Städte- und Gemeindebund, 2009 S. 35).....	33

Abbildung 25: Photovoltaikmodul mit wasserdurchflossenen Kühlkanal auf der Vorderseite (Egorov, 2011 S. 10)	34
Abbildung 26: PHAST Konzept (Ebert, 2010 S. 27).....	35
Abbildung 27: Linke Abbildung: Entnahmekondensationsturbine (Crastan, 2009 S. 317) Rechte Abbildung: Gegendruckturbine (Crastan, 2009 S. 319)	37
Abbildung 28: Laufwasserkraftwerk Abwinden-Asten (VERBUND Hydro Power AG 1, 2012)	40
Abbildung 29: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: RAV-Steigerung bei Erweiterung durch Hydromatrixmodule (technisch möglicher Bereich gelb hinterlegt).....	40
Abbildung 30: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: RAV-Änderung in den einzelnen Klimaszenarien bei Erweiterung durch 80 Hydromatrixmodule	41
Abbildung 31: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: Statisches Ergebnis am Ende der Nutzungsdauer.....	43
Abbildung 32: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: Kapitalwert am Beginn der Nutzungsdauer	45
Abbildung 33: Wasserkraftwerk Abwinden-Asten: Endwert am Ende der Nutzungsdauer	45
Abbildung 34: Wasserkraftwerk Kirchbichl: Geplante Kraftwerkserweiterung (TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG, 2012).....	47
Abbildung 35: Wasserkraftwerk Kirchbichl: RAV vor und nach Erweiterung	48
Abbildung 36: Wasserkraftwerk Pernegg: RAV vor und nach Modernisierung.....	50
Abbildung 37: Wasserkraftwerk Agonitz: Schnitt der StrafloMatrix™-Turbine (ENERGIE AG, 2004 S. 2).....	51
Abbildung 38: Wasserkraftwerk Agonitz: Schnitt der Kaplan-turbine (ENERGIE AG, 2004 S. 2).....	52
Abbildung 39: Wasserkraftwerk Agonitz: Grundriss Krafthaus (ENERGIE AG, 2004 S. 2)....	52
Abbildung 40: Wasserkraftwerk Agonitz: RAV vor und nach Modernisierung	53
Abbildung 41: Regelzonen und Regelzonenführer Deutschland (Strecker, 2012).....	55
Abbildung 42: Leistungskennlinie Windkraftanlage Enercon E82 E2 (blaue Kennlinie aus Anlagendatenblatt nachgebildet, gelbe Kennlinie resultiert aus Modellierung) auf Basis von (ENERCON GmbH, 2012b S. 14).....	56
Abbildung 43: Leistungskennlinie Windkraftanlage Enercon E82 E2 mit Sturmregelung (blaue Kennlinie aus Anlagendatenblatt nachgebildet, gelbe Kennlinie resultiert aus Modellierung) auf Basis von (ENERCON GmbH, 2012b S. 14)	57
Abbildung 44: Vergleich modellierte, eingespeiste Energie je Regelzone mit und ohne Sturmregelung im Jahr 2010	58
Abbildung 45: Aufteilung des Gesamtmehrertrages auf die Regelzonen im Jahr 2010	59
Abbildung 46: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone 50 Hertz im Jahr 2010	59
Abbildung 47: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone Amprio im Jahr 2010	60
Abbildung 48: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TransnetBW im Jahr 2010	60

Abbildung 49: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TenneT im Jahr 2010	61
Abbildung 50: Vergleich modellierte, eingespeiste Energie je Regelzone mit und ohne Sturmregelung im Jahr 2011	61
Abbildung 51: Aufteilung des Gesamtmehrertrages auf die Regelzonen im Jahr 2011	62
Abbildung 52: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone 50 Hertz im Jahr 2011	62
Abbildung 53: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone Amprion im Jahr 2011	63
Abbildung 54: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TransnetBW im Jahr 2011	63
Abbildung 55: Verteilung der aktiven Sturmregelung in der Regelzone TenneT im Jahr 2011	63
Abbildung 56: Vergleich des Mehrertrages durch die Sturmregelung in den Jahren 2010 und 2011	64
Abbildung 57: Wirkungsgradkennlinie Referenzmodul auf Basis von (Tripanagnostopoulos, et al., 2002 S. 231)	66
Abbildung 58: Verlauf des Basispreises am Spotmarkt der EXAA im Jahr 2003 basierend auf (Energy Exchange Austria, 2007)	72
Abbildung 59: Verlauf des Basispreises am Spotmarkt der EXAA im Jahr 2006 basierend auf (Energy Exchange Austria, 2007)	72
Abbildung 60: Naturzug-Nasskühlturm (EnBW Kraftwerke AG, 2006 S. 19)	75

6.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zonenklimate auf Basis von (Kappas, 2009 S. 143).....	4
Tabelle 2: Zusammenfassung der aktuellen Energieerzeugungs- bzw. Energieverbrauchswerte für Österreich und Deutschland (Gutschi, et al., 2011 S. 6).....	7
Tabelle 3: Gewichtung der Einflussgrößen der Elektrizitätswirtschaft (Gutschi, et al., 2011 S. 7).....	7
Tabelle 4: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung aus Wasserkraft.....	19
Tabelle 5: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung aus Windkraft.....	29
Tabelle 6: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung durch Photovoltaik.....	34
Tabelle 7: Übersicht der technischen Anpassungsmaßnahmen für die Erzeugung durch thermische Kraftwerke.....	37
Tabelle 8: Interner Zinsfuß der verschiedenen Klimaszenarien bei Erweiterung um 10 sowie 80 Module	46
Tabelle 9: Wasserkraftwerk Kirchbichl: Wirtschaftliche Ergebnisse (höchste Ergebnisse gelb hinterlegt)	49
Tabelle 10: Wasserkraftwerk Pernegg: Wirtschaftliche Ergebnisse (höchste Ergebnisse gelb hinterlegt)	51
Tabelle 11: Wasserkraftwerk Agonitz: Wirtschaftliche Ergebnisse (höchste Ergebnisse gelb hinterlegt)	54
Tabelle 12: Entwicklung der Windenergieerzeugung in den betrachteten Klimaszenarien in Deutschland (Bednar-Friedl, et al., 2013)	65
Tabelle 13: Forschungsergebnisse unterschiedlicher PV-Anlagen auf Basis von (Tripanagnostopoulos, et al., 2002 S. 231).....	66
Tabelle 14: Parameter der einzelnen Module	67
Tabelle 15: Elektrische Ergebnisse Referenzanlage.....	68
Tabelle 16: Entwicklung der Photovoltaikerzeugung in den betrachteten Klimaszenarien in Österreich (Bednar-Friedl, 2012)	68
Tabelle 17: Ergebnisse der Referenzanlage mit und ohne Kühlung nach 13 Jahren	69
Tabelle 18: Wirtschaftliche Betrachtung der ausgewählten Leistungseinschränkungen.....	76
Tabelle 19: Amortisationsdauer bei Anpassung durch Kreislaufkühlung mit den verschiedenen Kühlturmvarianten	80

6.4 Abkürzungsverzeichnis

50Hz	50 Hertz Transmission GmbH
A 2011-2030	<i>Exempl.:</i> Klimawandelszenario Aircondition in den Jahren 2011-2030
Ampr	Amprion GmbH
CGE	Computable General Equilibrium
CO ₂	Kohlendioxid
EEX	European Energy Exchange
EL.ADAPT	Anpassung der Elektrizitätswirtschaft
GWh	Gigawattstunde
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt Peak
mK	Millikelvin
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
ÖMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom Österreich
PHAST	Photovoltaik-Abwärme basierende Schüttgut-Trocknung
PUR	Polyurethan
PV	Photovoltaik
PVC	Polyvinylchlorid (Kunststoff)
RAV	Regelarbeitsvermögen
Straflo-Turbine	Straight-Flow-Turbine
T 2011-2030	Klimawandelszenario Tropic in den Jahren 2011-2030
T 2031-2050	Klimawandelszenario Tropic in den Jahren 2031-2050
TenT	TenneT TSO GmbH
TransnetBW	TransnetBW GmbH
W	Watt
Wp	Watt Peak