

Entwicklung eines physikalisch basierten, räumlich expliziten Modellansatzes zur Simulation eines nachhaltigen Energiesystems auf regionaler Ebene am Beispiel des bayerischen Oberlandes

Dissertation zur Erlangung des Doktorgrades
an der Fakultät für Geowissenschaften
der Ludwig-Maximilians-Universität München

Vorgelegt von:

Veronika Maria Locherer

München, 02.03.2021

Erstgutachter/in: Prof. Dr. Wolfram Mauser

Zweitgutachter/in: PD Dr. Tobias Hank

Tag der mündlichen Prüfung: 16.06.2021

Danksagungen

Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer und Doktorvater Prof. Dr. Wolfram Mauser, der mir die Möglichkeit gab, in einem transdisziplinären Forschungsprojekt mitarbeiten und dadurch meinen wissenschaftlichen Horizont stetig erweitern zu können. Für seine Unterstützung bei der Weiterentwicklung des PROMET-Modells und für die zahlreichen fruchtbaren und motivierenden Gespräche, in denen diese Arbeit nach und nach Formen angenommen hat, möchte ich mich sehr herzlich bedanken. Sein langjähriger Erfahrungsschatz, seine Offenheit gegenüber eigenen Ideen und sein Vertrauen in meine Fähigkeiten haben das Entstehen dieser Arbeit möglich gemacht und maßgeblich beeinflusst.

Bei PD Dr. Tobias Hank bedanke ich mich sehr herzlich für seine spontane Bereitschaft, die Aufgaben des Zweitgutachters auf sich zu nehmen, für sein aufmerksames Auge und das wertvolle Feedback.

Ein spezieller Dank geht an Dr. Monika Prasch, die mich als ehemalige Teilprojektleiterin von INOLA auf dieses Projekt aufmerksam gemacht und maßgeblich zur Idee und Ausgestaltung dieser Doktorarbeit beigetragen hat. Ich erinnere mich gern an die vertrauensvolle Zusammenarbeit und die vielen inspirierenden Gespräche mit ihr, die mich immer neu motiviert und vorangebracht haben. Bei Dr. Martin Danner bedanke ich mich herzlich für die entspannte und angenehme Zusammenarbeit, für die Unterstützung bei der konzeptionellen Finalisierung der Arbeit und seine stets konstruktive Kritik, die viel zur Verbesserung des Manuskripts beigetragen hat. Ein besonderer Dank gilt auch meiner ehemaligen Kollegin und Büro-Nachbarin Dr. Andrea Reimuth für ihre bereitwillige Unterstützung fachlicher Art, die vielen aufbauenden, unterhaltsamen und inspirierenden Gespräche und vor allem auch die nötige Zerstreuung zur rechten Zeit.

Beim gesamten INOLA-Team möchte ich mich für die vielen anregenden Diskussionen bedanken, die meinen interdisziplinären Horizont stetig erweitert haben. Bei Elisabeth Freundl von der Bürgerstiftung Energiewende Oberland sowie bei Andreas Rösch von den Stadtwerken Bad Tölz bedanke ich mich für die Unterstützung bei der Beschaffung von Validierungsdaten. Zudem bedanke ich mich bei Angelus Dillmann und Jörg Reinhardt von der Hochschule Kempten für die Aufbereitung der regionalen Energieversorger-Daten. Ben Müller danke ich für die Möglichkeit, nach Abschluss des INOLA-Projekts am Lehrstuhl bleiben und mich neuen Aufgaben widmen zu können.

Meinen Kollegen und Mit-Doktoranden am Lehrstuhl danke ich für die positive Atmosphäre und das freundschaftliche Miteinander, die bereichernden und erheiternden täglichen Mensa-Besuche und das ein oder andere Feierabend-Bier auf dem Balkon oder in der Frida.

Bei meinen Freunden bedanke ich mich für das Verständnis, wenn sie des Öfteren auf mich verzichten mussten; für den Zusammenhalt und die Konstante, die sie meinem Leben seit vielen Jahren geben.

Nicht zuletzt gilt mein besonderer Dank meiner Familie. Meinen Eltern Irmgard und Anton und meinem Bruder Sebastian, die mich von Anfang an in meinem Vorhaben bestärkt und unterstützt haben und in allen Lebenslagen für mich da sind. Mein größter Dank aber gilt meinem Mann Matthias, der mein Fixpunkt im Leben ist. Sein grenzenloser Glaube an mich und meine Fähigkeiten brachte mir immer wieder die notwendige Erdung und Ermutigung und hat mir vor allem über die Tiefen in der Endphase dieser Arbeit hinweggeholfen.

Für Miriam.

Zusammenfassung

Mit dem Pariser Abkommen, das am 04. November 2016 in Nachfolge des Kyoto-Protokolls in Kraft trat, wurde die Bekämpfung des Klimawandels erstmals zur globalen Verantwortung erklärt. Im Zuge dessen wurde festgehalten, dass die Verwendung fossiler Energiequellen bis ca. 2040 vollständig reduziert und die Energieversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt werden muss. Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte transdisziplinäre Verbundprojekt INOLA (Innovationen für ein nachhaltiges Land- und Energiemanagement auf regionaler Ebene) wurde ins Leben gerufen, um diesen Transformationsprozess auf regionaler Ebene in enger Abstimmung zwischen der Wissenschaft sowie kommunalen und regionalen Akteuren zu gestalten. Die Untersuchungsregion befindet sich im bayerischen Oberland und besteht aus den drei Landkreisen Bad Tölz-Wolfratshausen, Miesbach und Weilheim-Schongau, die sich alle per Kreistagsbeschluss zum Ziel gesetzt haben, bis 2035 unabhängig von fossilen Energieträgern zu sein und die Strom- und Wärmeversorgung zu 100 % erneuerbar aus der Region zu decken. Im Rahmen des Projekts wurde ein Modellierungsinstrument entwickelt, das nach einem ganzheitlichen Ansatz die naturräumlichen und sozioökonomischen Prozesse in der Region abbildet und mit dessen Hilfe verschiedene Energiewendepfade für die Region analysiert wurden.

Das Ziel dieser Arbeit ist es, zunächst die aktuellen Grenzen und Möglichkeiten der Region zur Gestaltung eines nachhaltigen Energiesystems zu ermitteln und schließlich zu zeigen, wie auf Basis einer bilanziellen Potentialanalyse sowie unter Berücksichtigung von regionspezifischen Besonderheiten und möglicher Einflüsse des Klimawandels ein räumlich und zeitlich differenziertes Energiesystem für die Region Oberland als Grundlage für die Planung und Durchführung der Energiewende mithilfe eines integrativen Modellansatzes abgebildet werden kann.

Im Rahmen einer umfassenden Potentialanalyse werden die naturräumlich-technischen Möglichkeiten der Region hinsichtlich erneuerbarer Energieerzeugung aus Sonne, Wind, Biomasse, Wasser und Geothermie räumlich verteilt auf Jahresebene ermittelt. Grundlage dieser Untersuchung sind Geoinformationsdaten, statistische Erhebungen aus der Region, die jeweiligen meteorologischen Einflussgrößen sowie Methoden zur Anlagendimensionierung, deren Zusammenspiel das jeweilige nutzbare Potential vor Ort ergibt. Als Instrument zur regionspezifischen Planung der Energiewende wird die Entwicklung eines physisch-technischen Energiesystemmodells dargestellt. Das Modell wird in das bereits bestehende, physikalisch basierte Landoberflächenprozessmodell PROMET integriert. PROMET bildet bereits umfassend meteorologische, hydrologische und

pflanzenphysiologische Prozesse sowie den Massen- und Energieaustausch zwischen Atmosphäre und Landoberfläche ab und ist daher die optimale Basis für ein solches Energiesystemmodell. Es wird erweitert um die standortgenaue Berechnung von Energieerzeugungs- und -speichersystemen sowie den meteorologisch beeinflussten und räumlich verteilten Energieverbrauch. Die Modellgenauigkeit wird anhand vorhandener Messreihen überprüft. Die Validierung ergab, dass der Stromverbrauch mit einer Genauigkeit von $R^2 = 0,56$ bzw. $NSE = 0,52$, die stündliche Produktion aus Photovoltaikanlagen mit einer Genauigkeit von $R^2 = 0,73$, $NSE = 0,66$ bzw. $RMSE = 10,44$ kWh und die monatliche Produktion von Windkraftanlagen mit einer Genauigkeit von $R^2 = 0,82$ und $NSE = 0,75$ bzw. $RMSE = 18,4$ MWh von dem neu entwickelten Modellansatz wiedergegeben werden.

Mit Hilfe des Energiesystemmodells wird die Zusammensetzung eines nachhaltigen Energiesystems auf Basis der derzeit nutzbaren Potentiale in der Region analysiert und sich ergebende Schwierigkeiten und Besonderheiten werden identifiziert. Schließlich wird mit dem Energiesystemmodell auch die mögliche Bandbreite der Auswirkungen des Klimawandels auf die Energieerträge der klimaabhängigen erneuerbaren Energieträger in der Region bis ins Jahr 2045 untersucht. Über einen statistischen Klimaantriebs-Generator werden dafür aus fünf Klimamodellen unter drei Emissionsszenarien Wetterdaten synthetisiert. Diese spiegeln einerseits den Klimatrend des jeweiligen Modells unter dem gewählten Szenario wider, andererseits bleiben die für die betrachtete Region typischen Witterungsverläufe erhalten. Diese physikalisch und räumlich konsistenten meteorologischen Datensätze werden jeweils 30-fach zufallsverteilt erstellt und bilden so zusätzlich die natürliche Variabilität innerhalb einer Klimanormalperiode ab.

In der Region werden bereits 50,1 % des Strom- bzw. 21,2 % des Wärmeverbrauchs aus Erneuerbaren Energien gedeckt (Stand 31.12.2016). Aus naturräumlich-technischer Sicht und unter Berücksichtigung rechtlicher Rahmenbedingungen sowie gängiger Dimensionierungspraktiken ist ausreichend Potential vorhanden, um den Stromverbrauch zu 133 % und den Wärmeverbrauch zu 66 % decken zu können. Dabei liegen die größten Potentiale in der Solarenergie, der Wärmegewinnung aus Holz und der Nutzung von Umgebungswärme. Aus der Simulation dieses potentiellen Energiesystems ergibt sich ein leicht abweichendes Bild. Der Stromverbrauch kann demnach bilanziell zu 110 % gedeckt werden, der Wärmeverbrauch zu 100 %. Jedoch ergeben sich insbesondere durch den hohen Anteil an Solarenergie erhebliche Überschüsse im Sommer und um die Mittagszeit sowie Defizite im Winter und zu den Dämmerungs- und Nachtzeiten.

Die Region könnte durch die Auswirkungen des Klimawandels auf die Erträge Erneuerbarer Energien profitieren. Insgesamt ist mit einer Erhöhung der PV-Anlagenerträge vor allem im

Spätherbst und Winter zu rechnen, sodass sich für die Übergangs- und Wintermonate eine häufigere Deckung zur Mittagszeit ergeben könnte. Die Windkraftherträge nehmen insgesamt leicht ab, könnten im Winter jedoch teils beträchtlich zunehmen und dann zusätzlich zur Entschärfung der hohen Defizite beitragen. Auch die Stromerträge aus der Wasserkraft könnten erheblich ansteigen und zu besseren Deckungsgraden insbesondere im Winter führen. In der Bioenergie sind steigende Ernteerträge für Grünlandssubstrat zu erwarten, die Maiserträge könnten stark abnehmen. Auf räumlicher Ebene könnte die Region von Synergieeffekten bzgl. der Potentiale für PV- und Windkraftanlagen profitieren, die je ein Südost-Nordwest bzw. Nordwest-Südost-Gefälle aufweisen und sich gut ergänzen könnten. Allerdings werden einige dieser möglichen positiven Effekte räumlich durch die aktuell geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen beschränkt.

Die Ergebnisse zeigen, dass der gewählte Ansatz gut geeignet ist, um eine fundierte wissenschaftliche Grundlage für eine gezielte und regionsspezifische Planung der Energiewende zu schaffen. Insgesamt verdeutlichen die Ergebnisse auch die zunehmende Bedeutung von Energieeinsparung und Speichersystemen, die eine Transformation hin zu einem auf 100 % erneuerbaren Energieträgern basierenden Energiesystem wesentlich erleichtern können.

Summary

With the Paris Agreement, which became effective on November 4th, 2016 in succession to the Kyoto Protocol, the fight against climate change was declared a global responsibility for the first time. In this context, it was stated that the use of fossil energy sources must be completely reduced by around 2040 and the energy supply must be converted to renewable energies. In order to implement this transformation process on a regional level, and in close coordination between science and local and regional actors, the transdisciplinary joint project INOLA (*Innovations for a Sustainable Land and Energy Management on a Regional Scale*) funded by the German Federal Ministry of Education and Research (BMBF) was launched. The study area is located in the Bavarian Oberland in Southern Germany comprising the three districts of Bad Tölz-Wolfratshausen, Miesbach and Weilheim-Schongau. Each of these districts has set the goal of being independent of fossil fuels by 2035 by means of a district council resolution. Furthermore, the electricity and heat supply is to be covered 100% from renewable energies produced within the region. In the frame of the project, a model was developed that – following a holistic approach – simulates the natural and socio-economic processes in the region, allowing the analysis of various energy transition paths.

The aim of this work is to first determine the current limits and possibilities of the region for the design of a sustainable energy system. As a basis for planning and realizing the energy transition, a spatially and temporally differentiated energy system for the study area is simulated on the basis of a potential analysis by an integrated modelling approach. Regional characteristics and possible impacts of climate change are taken into account.

As part of a comprehensive potential analysis, the natural and technical capabilities of the region for the generation of renewable energies are determined, comprising sun, wind, biomass, water, and geothermal energy spatially distributed at the annual level. This analysis is based on geographic information data, statistical surveys from the region, the respective meteorological influencing variables, as well as methods for system dimensioning. The interaction of these systems eventually results in the respective usable potential on site. The development of a physical-technical energy system model is presented as an instrument for the region-specific planning of the energy transition. The model is integrated into the physically based land surface process model PROMET. PROMET comprehensively simulates meteorological, hydrological and plant physiological processes as well as the mass and energy exchange between the atmosphere and the land surface. Therefore, it is the optimal basis for such an energy system model. PROMET is extended with the calculation of energy generation and storage systems on a local level as well as the energy consumption, which is meteorologically influenced and spatially distributed. The model accuracy is validated using

an existing series of measurements. By this, the power consumption is simulated with an accuracy of $R^2 = 0.56$ and $NSE = 0.52$. The accuracy of simulating the hourly production from photovoltaic systems is $R^2 = 0.73$, $NSE = 0.66$, and $RMSE = 10.44$ kWh while for monthly production from wind power plants $R^2 = 0.82$, $NSE = 0.75$, and $RMSE = 18.4$ MWh was reached.

By means of the energy system model, the composition of a sustainable energy system is analyzed based on the currently available potential in the region. Resulting challenges and local characteristics are identified. Finally, the energy system model is also used to examine the possible range of impacts of climate change on the energy yields of climate-dependent renewable energy sources in the region up to 2045. A statistical climate drive generator is used to synthesize weather data from five climate models under three emission scenarios. This weather data reflects the climate trend of the respective model under the selected scenario, while typical weather patterns in the region are retained. These physically and spatially consistent meteorological data sets are generated 30 times at random, representing the natural variability within a normal climate period.

In the region, 50.1% of electricity and 21.2% of heat consumption are already covered by renewable energies (as of December 31, 2016). From a natural and technical point of view and considering the legal framework as well as common dimensioning practices, there is sufficient potential to cover 133% of electricity consumption and 66% of heat consumption. Following this, largest potentials are in solar energy, heat generation from wood and the use of ambient heat. A slightly different picture emerges from the simulation of this potential energy system. The electricity consumption can therefore be covered by 110% annually, the heat consumption by 100%. However, the high variability of solar energy in particular results in considerable surpluses in summer and around noon as well as deficits in winter as well as at dusk and at night.

The region could benefit from the effects of climate change on the expected higher yields of renewable energies. Overall, an increase in PV system yields can be expected, especially in late autumn and winter, so that more frequent coverage at noon could result for the transition and winter months. Wind power yields are falling slightly overall, but could in some cases increase considerably in winter and then also help to alleviate the high deficits. The electricity yields from hydropower could also increase significantly and lead to better degrees of coverage, especially in winter. In bioenergy, increasing crop yields for grassland substrate are to be expected, the maize yields could decrease sharply. On the spatial level, the region could benefit from synergy effects with regard to the potential for PV and wind power plants, which each have a SE-NW or NW-SE gradient and could complement each

other well. However, legal constraints currently diminish possible chances of climate change in some areas.

The results show that the chosen approach is well suited to generate a robust scientific basis for targeted and region-specific planning of the energy transition. As a whole, the results also illustrate the increasing importance of energy saving and storage systems, which can facilitate the transformation to an energy system based on 100% renewable energy sources significantly.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	I
Summary	IV
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XX
Gleichungsverzeichnis	XXII
Abkürzungsverzeichnis	XXIII
1 Einleitung	1
1.1 Herausforderungen der Energiewende – globale und nationale Entwicklungen	1
1.2 Energiewende regional in Deutschland	3
1.3 Ziel dieser Arbeit	4
1.4 Potentialermittlung und Modellierung Erneuerbarer Energien – Stand der Forschung und Methoden	5
2 Potentialanalyse für die Nutzung Erneuerbarer Energien in der Region „Energiewende Oberland“	10
2.1 Die Modellregion „Energiewende Oberland“ (EWO)	10
2.1.1 Geographische Einordnung	10
2.1.1.1 Lage, Topographie und Geomorphologie	10
2.1.1.2 Klima und Hydrologie	11
2.1.1.3 Landnutzung und Bevölkerung	12
2.1.2 Aktueller Zustand des Energiesystems	14
2.1.2.1 Nettoenergieverbrauch	14
2.1.2.2 Nettoenergieerzeugung	14
2.2 Analyse des naturräumlich-technischen Potentials für die Nutzung Erneuerbarer Energien in der Region EWO	17
2.2.1 Verwendung des Potentialbegriffs in dieser Arbeit	17
2.2.2 Analyse des Solarenergiepotentials	18

2.2.3	Analyse des Wasserkraftpotentials.....	22
2.2.4	Analyse des Windkraftpotentials.....	24
2.2.5	Analyse des Bioenergiepotentials	27
2.2.6	Analyse des Potentials für Tiefengeothermie und Umgebungswärme.....	30
2.3	Dimensionierung von potentiellen Anlagen und zusätzliche Annahmen	32
2.3.1	Annahmen zum Wärmebedarf von Gebäuden.....	33
2.3.2	Dimensionierung von potentiellen Solarthermie-Anlagen	34
2.3.3	Dimensionierung von potentiellen Umgebungswärmeanlagen (Wärmepumpen).....	35
2.3.4	Dimensionierung von potentiellen Pellet- und anderen Holzheizungen	35
2.4	Berechnung der nutzbaren Potentiale in der Region EWO.....	36
3	Entwicklung und Ansatz des Energiesystemmodells und Integration in ein Landoberflächenmodell	39
3.1	Naturräumliche Modellierung der Landoberfläche im prozessbasierten Modell PROMET.....	40
3.1.1	Modellierung der Meteorologie	41
3.1.2	Modellierung des Massen- und Energieaustausches zwischen Landoberfläche und Atmosphäre	41
3.1.3	Modellierung der Vegetation.....	41
3.1.4	Modellierung der Hydrologie	41
3.2	Modellansatz der Energieproduktionsanlagen.....	42
3.2.1	Entwicklung des Modells der Anlagen zur Nutzung von Solarenergie	42
3.2.2	Entwicklung des Modells der Windkraftanlagen.....	48
3.2.3	Modellansatz der Wasserkraftwerke.....	53
3.2.4	Modellansatz zur energetischen Nutzung von Biomasse	55
3.2.4.1	Substrat-Berechnung im Modell	56
3.2.4.2	Modellansatz zum Betrieb von Biogasanlagen	57
3.2.4.3	Modellansatz zum Betrieb von Biomasseheizwerken	57
3.2.4.4	Modellansatz zum Betrieb von Gaskraftwerken	58

3.2.4.5	Modellansatz zum Betrieb von zentralen Holz- und Gasheizungssystemen	58
3.2.5	Entwicklung des Modellansatzes zur energetischen Nutzung von Tiefengeothermie und Umgebungswärme	59
3.3	Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Energieverbrauchs.....	60
3.3.1	Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Stromverbrauchs.....	60
3.3.2	Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Wärmeverbrauchs	61
3.3.3	Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Gasverbrauchs	61
3.4	Modellansatz der Energiespeicheranlagen.....	61
3.4.1	Modellansatz zum Betrieb von Batteriespeicheranlagen.....	61
3.4.2	Modellansatz zum Betrieb von Pufferspeicheranlagen	62
3.5	Modellansatz zum Energiemanagement und der Energieverteilung.....	62
3.6	Konzeption der Simulation des Energiesystems mit den derzeit nutzbaren Potentialen.....	63
3.7	Konzeption der Simulation möglicher Klimaauswirkungen auf den Ertrag aus Erneuerbaren Energien in der Region EWO	63
3.7.1	Der statistische Klimaantriebs-Generator nach Mauser (2016).....	64
3.7.2	Auswahl des Klimaantriebs.....	65
3.7.3	Struktur der Modellläufe.....	66
4	Ergebnisse der Simulationen des potentiellen Energiesystems sowie der möglichen Klimaauswirkungen auf Erträge aus EE in der Region EWO _____	69
4.1	Ergebnisse der Simulation des potentiellen Energiesystems in der Region EWO ...	69
4.1.1	Simulierte jährliche Energiebilanz	69
4.1.2	Simulierte monatliche Energiebilanz.....	71
4.1.3	Simulierte Bedarfsabdeckung auf stündlicher Ebene	72
4.1.4	Simulierte Substratverfügbarkeit	78
4.2	Ergebnisse der Simulation möglicher Auswirkungen des Klimawandels auf erneuerbare Energieträger in der Region EWO.....	79
4.2.1	Simulierte Veränderung der Klimavariablen.....	79
4.2.1.1	Simulierte Veränderung der Lufttemperatur _____	79

4.2.1.2	Simulierte Veränderung der Niederschläge _____	82
4.2.1.3	Simulierte Veränderung der Schneeniederschläge _____	84
4.2.1.4	Simulierte Veränderung der Globalstrahlung _____	87
4.2.1.5	Simulierte Veränderung der Windgeschwindigkeit _____	90
4.2.2	Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Erneuerbaren Energien	92
4.2.2.1	Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Photovoltaikanlagen _____	92
4.2.2.2	Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Windkraftanlagen _____	98
4.2.2.3	Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Wasserkraftwerken _____	104
4.2.2.4	Simulierte Auswirkungen auf den Biomassertrag von Grünland und Mais zur energetischen Nutzung _____	107
5	Diskussion der Ergebnisse der Simulationen des potentiellen Energiesystems sowie der möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf erneuerbare Energieträger in der Region EWO _____	111
5.1	Simulation des potentiellen Energiesystems in der Region EWO	111
5.2	Simulierte Veränderung der Klimavariablen.....	112
5.3	Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Erneuerbaren Energien	113
6	Fazit und Ausblick _____	116
	Referenzen _____	122
	Anhang _____	135

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1: Lage und Topographie der Region EWO. Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (BKG, 2011, LDBV, 2015b).....10

Abbildung 2-2: Naturräumliche Gliederung der Region EWO mit 5 Haupteinheiten nach Ssymank (1994) und 9 Einheiten nach Meynen und Schmithüsen (1953). Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (LDBV, 2015b)11

Abbildung 2-3: Landnutzung in der Region EWO aus dem Amtlichen Digitalen Basis-Landschaftsmodell als Bestandteil des Amtlichen Topographisch-Kartographischen Informationssystems (ATKIS®-Basis-DLM) der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (AdV, 2015).....13

Abbildung 2-4: Schutzgebiete in der Region EWO; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (BayStMWIVT, 2013, LfU, 2015g, LfU, 2015b, LfU, 2015d, LfU, 2015a, LfU, 2015h, LfU, 2015c).....13

Abbildung 2-5: Strom- (a) und Wärmebedarf (b) der Region EWO im Jahr 2016 nach den Sektoren Industrie und Handel, Haushalte und öffentlicher Sektor (BayLfStaD, 2011, BayStMUV et al., 2011, Walberg, 2012, BayLfStaD, 2015d, BayLfStaD, 2015c, BayLfStaD, 2015e, BayLfStaD, 2015b).....14

Abbildung 2-6: Deckung des Strom- (a) und Wärmebedarfs (b) der Region EWO durch erneuerbare Technologien (BayLfL, 2012, FNR, 2012, BayStMWi, 2015, EnergyMap, 2015, Weidner et al., 2016, Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Böbing e.G., 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Gemeindewerke Holzkirchen, 2017, Gemeindewerke Peißenberg, 2017, Lechwerke, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017).....16

Abbildung 2-7: Saisonale Korrekturfaktoren für die Globalstrahlungsmenge auf einer geneigten Fläche für die vier Jahreszeiten Winter (DJF – Dezember bis Februar), Frühling (MAM – März bis Mai), Sommer (JJA – Juni bis August) und Herbst (SON – September bis November; BAYSTMWIVT 2010).....19

Abbildung 2-8: Potentialflächen für den Bau von Freiflächen-Photovoltaik und –Solarthermieanlagen in der Region EWO. Das Potential ergibt sich durch den Ausschluss von Waldflächen, versiegelten Flächen, Gewässer- und Überschwemmungsflächen sowie von Schutzgebietsflächen. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....22

Abbildung 2-9: Standorte bestehender Wasserkraftwerke sowie bestehender Querbauwerke mit möglichem Neubau- und Ausbaupotential in der Region Oberlan. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (LfU, 2012).23

Abbildung 2-10: Potentialflächen für die Windkraftnutzung in der Region EWO. Flächen in Grüntönen stellen die am jeweiligen Standort in 160 m Höhe zu erwartenden jährlichen Volllaststundenzahl dar. Rot schraffierte Flächen zeigen die durch die 10 h-Regelung bedingten zusätzlichen Ausschlussflächen, blau schraffierte Flächen zeigen die Ausschlussflächen aufgrund der Regelungen des Regionalplans (RP17). Die darin ebenfalls definierten Vorranggebiete und weißen Flächen sind in gelb bzw. weiß dargestellt. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....27

Abbildung 2-11: Erlaubnisgebiete für gewerbliche Aufsuchung für Tiefengeothermie in der Untersuchungsregion. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32. (Lecheler, 2012, ERDWERK GmbH, 2019).....31

Abbildung 2-12: Potentielle jährliche Deckung des Strom- (a) und Wärmebedarfs (b) durch erneuerbare Technologien bei Verwendung der nutzbaren Potenziale in der Modellregion. Beim Strombedarf sind 133 % bilanzielle Deckung möglich, beim Wärmebedarf 66 %.....38

Abbildung 3-1: Genauigkeit der Simulation der stündlichen Globalstrahlung an der DWD-Messstelle Hohenpeißenberg als zeitlicher Verlauf im Mai 2015 (links) bzw. als lineare Regression inkl. Boxplots für die Jahre 2014/2015 (rechts).....47

Abbildung 3-2: Genauigkeit der Simulation stündlicher Stromerträge aus Photovoltaikanlagen als zeitlicher Verlauf im Mai 2015 (links) bzw. als lineare Regression inkl. Boxplots der Jahre 2011 bis 2016 (rechts) am Beispiel einer in der Region vorhandenen repräsentativen Anlage.....47

Abbildung 3-3: Werte für R^2 (links) und NSE (rechts) aus stündlich gemessener Globalstrahlung (oben) und stündlich gemessenen Anlagenerträgen von 10 PV-Anlagen (unten) für die Jahre 2014/2015, gruppiert nach Monaten.....48

Abbildung 3-4: Änderung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe an einem Standort mit mäßig dichtem Bewuchs (links) sowie Leistungskurve der Windkraftanlage aus WindModel5 mit Teillast- und Nennlastbereichen, die durch Anhaltgeschwindigkeit (1), Nenngeschwindigkeit (2), Sturmregelungsgeschwindigkeit (4) und Abschaltgeschwindigkeit (3) begrenzt werden (rechts).50

Abbildung 3-5: Genauigkeit der Interpolation der stündlichen Windgeschwindigkeit in Perchting (Lkr. Starnberg) als lineare Regression (links) bzw. als Verteilungsdichte inkl. boxplots (rechts) für den Zeitraum Januar 2000 bis März 2013.51

Abbildung 3-6: Genauigkeit der Skalierung der stündlichen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der WKA Peiting (Lkr. Weilheim-Schongau) als lineare Regression (links) bzw. als Verteilungsdichte inkl. Boxplots (rechts) für den Zeitraum Januar 2011 bis Juni 2012.....52

Abbildung 3-7: Genauigkeit der Simulation monatlicher Stromerträge der WKA Peiting für den Zeitraum Januar 2004 bis Mai 2015 als zeitlicher Verlauf (links) bzw. als lineare Regression inkl. Boxplots (rechts).52

Abbildung 3-8: Genauigkeit der Simulation stündlicher Stromerträge eines Windparks mit 4 Anlagen des Typs WindModel5 bei Verwendung der Messdaten der Anlagenwindgeschwindigkeit als Modellinput. Zeitlicher Verlauf der Gesamtproduktion der 4 Anlagen im Mai 2017 (links) bzw. lineare Regression inkl. Boxplots der Einzelerträge in den Jahren 2017 und 2018 (rechts).53

Abbildung 3-9: Zusammenhang zwischen Leistung und Abfluss für Laufwasserkraftwerke (links) und Speicherkraftwerke (nach Koch et al., 2011).54

Abbildung 3-10: Vergleich der Werteverteilungen für die meteorologischen und topographischen Verhältnisse in der Region EWO bei Simulation auf 100 m vs. der Simulation in einem gleichmäßigen Punktraster mit 2,5 km, 5 km und 10 km Abstand.....67

Abbildung 3-11: Gleichmäßiges Punktraster mit 116 virtuellen Energieerzeugungsanlagen für die Simulation der Klimawandelauswirkungen auf die Photovoltaik- und Windkraftproduktion. Gewählter Abstand der Punkte: 5 km; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.68

Abbildung 4-1: Simulierte jährliche Deckung des Strom- (a) und Wärmebedarfs (b) durch erneuerbare Technologien bei Verwendung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale unter aktuellen Klimabedingungen (Jahr 2016). Zu beachten ist hier, dass der Betrieb der Umgebungswärmeanlagen 553 GWh/a zusätzlichen Stromverbrauch verursachen würde; das entspricht 20,1 % des gesamten Stromverbrauchs. Die grau schraffierten Flächen zeigen jeweils den Anteil, der durch bereits bestehende EE-Anlagen in der Region gedeckt werden kann.70

Abbildung 4-2: Simulierter jährlicher Strom- (a) und Wärmeverbrauch (b) nach Sektoren in der Region EWO unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale sowie der Klimabedingungen im Referenzjahr 2016.71

Abbildung 4-3: Simulierte monatliche Deckung des Strom- (a) und Wärmeverbrauchs (b) durch erneuerbare Technologien in der Region EWO bei Verwendung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale unter aktuellen Klimabedingungen (Jahr 2016). Bei der bedarfsgesteuerten Wärmeproduktion (b) ist eine Deckung zu jeder Zeit gewährleistet, bei der Stromproduktion (a) sind zusätzlich der eigentliche Verbrauch sowie teilweise ungedeckte Anteile zu sehen.72

Abbildung 4-4: Simulierte relative stündliche Deckung des Stromverbrauchs in der Region EWO durch grundlastfähige Kraftwerke (links; Wasserkraft, Tiefengeothermie, Bioenergie), volatile Kraftwerke (Mitte; Wind- und Solarenergie) und über den gesamten Strommix (rechts; alle EE) unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale und der Klimabedingungen des Referenzjahres 2016.72

Abbildung 4-5: Simulierte relative stündliche Deckung des Stromverbrauchs durch EE in der Region EWO für die vier Jahreszeiten Winter (Dezember bis Februar), Frühling (März bis Mai), Sommer (Juni bis August) und Herbst (September bis November) unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale und der Klimabedingungen des Referenzjahres 2016.73

Abbildung 4-6: Simulierte relative stündliche Deckung des Stromverbrauchs in der Region EWO ohne den zusätzlichen Bedarf der Umgebungswärmeanlagen für die vier Jahreszeiten Winter (Dezember bis Februar), Frühling (März bis Mai), Sommer (Juni bis August) und Herbst (September bis November) unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale und der Klimabedingungen des Referenzjahres 2016.74

Abbildung 4-7: Simulierte stündliche Stromproduktion aus EE-Grundlast- (Wasserkraft, Tiefengeothermie & Bioenergie) und volatilen Kraftwerken (Photovoltaik & Windkraft) in der Region EWO im Dezember 2016 mit Lastgangkurve des Stromverbrauchs (schwarze Linie).75

Abbildung 4-8: Simulierte stündliche Stromproduktion aus EE-Grundlast- (Wasserkraft, Tiefengeothermie & Bioenergie) und volatilen Kraftwerken (Photovoltaik & Windkraft) in der Region EWO im Juni 2016 mit Lastgangkurve des Stromverbrauchs (schwarze Linie).76

Abbildung 4-9: Durchschnittliche Deckung des Strombedarfs durch Windkraft- (oben) und Photovoltaikanlagen (mitte) sowie durch alle EE-Technologien (unten) in % des Strombedarfs im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) für das Jahr 2016 in der Region EWO.77

Abbildung 4-10: Simulierte Veränderung (absolut) der Monats- (oben) sowie Jahresmitteltemperaturen (unten) für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.80

Abbildung 4-11: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der Jahresmitteltemperaturen [K] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.81

Abbildung 4-12: Simulierte Änderung [mm] der mittleren monatlichen (oben) bzw. jährlichen (unten) Niederschlagssummen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.82

Abbildung 4-13: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der jährlichen Niederschlagssumme [mm] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.83

Abbildung 4-14: Simulierte Änderung (absolut) der mittleren monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Schneeniederschlagssummen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5....85

Abbildung 4-15: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der jährlichen Schneeniederschlagssumme [mm] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....86

Abbildung 4-16: Simulierte Änderung (prozentual) der mittleren monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Globalstrahlungssummen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.88

Abbildung 4-17: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der jährlichen Globalstrahlungssumme [%] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....89

Abbildung 4-18: Simulierte Änderung (prozentual) der mittleren monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Windgeschwindigkeit für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.90

Abbildung 4-19: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der Windgeschwindigkeit [%] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....91

Abbildung 4-20: Simulierte Veränderung des monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Stromertrags aus Photovoltaik für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.93

Abbildung 4-21: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Photovoltaikertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8. 5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....94

Abbildung 4-22: Durchschnittliche simulierte Produktivität einer Photovoltaikanlage mit 25 kWp installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs im Jahr 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.96

Abbildung 4-23: Durchschnittliche simulierte Veränderung der Leistung einer Photovoltaikanlage mit 25 kWp installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.....97

Abbildung 4-24: Simulierte Veränderung des monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Stromertrags aus Windkraft für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.99

Abbildung 4-25: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Windkrafteertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8. 5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....100

- Abbildung 4-26: Simulierte Veränderung der durchschnittlichen Volllaststundenzahl von Windkraftanlagen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.....101
- Abbildung 4-27: Durchschnittliche simulierte Produktivität einer Windkraftanlage mit 3000 kWh installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs für das Jahr 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.102
- Abbildung 4-28: Durchschnittliche simulierte Veränderung der Leistung einer Windkraftanlage in kWh/kWp installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.....103
- Abbildung 4-29: Simulierte Veränderung des monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Stromertrags aus Wasserkraft für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.105
- Abbildung 4-30: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Wasserkraftertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8. 5 an den Standorten der in Kapitel 2.2.3 beschriebenen bestehenden sowie potentiellen neuen Kraftwerke. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....106
- Abbildung 4-31: Simulierte Veränderung der jährlichen Ernteerträge aus Grünland für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.107
- Abbildung 4-32: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Grünlandertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO mit einer Auflösung von 1.000 x1.000 m². Gezeigt werden die arithmetischen

Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5. Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.....	108
Abbildung 4-33: Simulierte Veränderung der jährlichen Ernteerträge aus Mais für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.....	109
Abbildung 4-34: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Maisertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO mit einer Auflösung von 100 x100 m ² . Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei THG-Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5. Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.	110
Abbildung 5-1: Simulierte jährliche Erträge aus PV, Wasserkraft, Windkraft, Grünland und Mais im Referenzjahr 2016 sowie für die drei Emissionspfade RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 im Jahr 2045 für alle 5 Klimamodelle (G = GFDL-ESM2M , H = HadGEM2-ES, I = IPSL-CM5A-LR, M = MIROC-ESM-CHEM, N = NorESM 1-M). Dargestellt sind alle vorhandenen Werte aus den je 30 modellierten Ausprägungen der Klimaveränderung; dabei jeweils die mittleren 50 % als Box inkl. Median sowie die Streuung der Werte anhand der Antennen und Punkte (= Ausreißer). Die Mittelwerte sind schwarz gestrichelt sowie absolut dargestellt.	115

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Aktuelle Zahlen der Region EWO zur Stromproduktion aus erneuerbarer Energien (BayLfL, 2012, FNR, 2012, BayStMWi, 2015, EnergyMap, 2015, Weidner et al., 2016, Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Böbing e.G., 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Gemeindewerke Holzkirchen, 2017, Gemeindewerke Peißenberg, 2017, Lechwerke, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017).....	15
Tabelle 2-2: Aktuelle Zahlen der Region EWO zur Wärmeproduktion aus erneuerbarer Energien (BayLfL, 2012, FNR, 2012, BayStMWi, 2015, BSW, 2015, DBFZ, 2015, EnergyMap, 2015, Weidner et al., 2016, Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017).....	16
Tabelle 2-3 Gebäudestatistik der Region mit Dach- und Fassadenflächen (LDBV, 2015a).	20
Tabelle 2-4 Verfügbare und nutzbare Flächen sowie theoretisches und technisches Energiepotential für PV- und ST-Anlagen (Eicker, 2012, LDBV, 2015a, Fraunhofer ISE, 2019).....	21
Tabelle 2-5 Verfügbare und nutzbare Flächen sowie theoretisches und technisches Energiepotential für PV- und ST-Anlagen entlang von Autobahnen und Schienen in der Region EWO (Eicker, 2012, LDBV, 2015a, Fraunhofer ISE, 2019).....	22
Tabelle 2-6 Potentiale zur Wasserkraftnutzung in der Region EWO.	23
Tabelle 2-7 Ermittelte Windkraftpotentiale in der Modellregion EWO.	26
Tabelle 2-8: Gasausbeuten von Tierexkrementen und Mais- und Grassilage (LfL, 2009, KTBL, 2013, FNR, 2019).	28
Tabelle 2-9: Zuwachsraten und Heizwerte verschiedener Baumarten in Bayern (LWF, 2014a, LWF, 2014b).....	28
Tabelle 2-10: Landnutzungsflächen und Viehbestand sowie jährlich anfallende Mengen und theoretisches Energiepotential der relevanten Bio-Substrate in der Region EWO (KTBL, 2013, BayLfStaD, 2015a, BayLfStat, 2017, FNR, 2019).....	29
Tabelle 2-11: Gesamtes sowie ungenutztes technisches Potential für die Nutzung von Bioenergie in der Region EWO.....	30
Tabelle 2-12: Potentielle Standorte für die Nutzung von Tiefengeothermie (Lecheler, 2012, ERDWERK GmbH, 2019).	31
Tabelle 2-13: Technisches Potential für oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme in der Region EWO (Lecheler, 2012, LDBV, 2015a).....	32

Tabelle 2-14: Nutzbares Energiepotential aus Erneuerbaren Energien in der Region EWO unter Berücksichtigung von Dimensionierung, Mischverhältnissen sowie Flächen- und Nutzungskonkurrenz zwischen einzelnen Technologien und Substraten.	37
Tabelle 3-1: Technical Releases mit ausführlichen technischen Beschreibungen der einzelnen Komponenten des Energiesystemmodells.....	40
Tabelle 3-2: Wesentliche Parameter der fünf WKAs, die in WindModel1 bis WindModel5 mathematisch beschrieben werden (LTW, BRAUN Windturbinen GmbH, 2013, ENERCON, 2015, Bauer und Matysik, 2020, LuvTec GmbH, o.J.).....	49
Tabelle 3-3: Im Energiesystemmodell integrierte Anlagentypen der Bioenergie mit Rohstoffen und Steuerparametern (Reimuth und Locherer, 2018).	55

Gleichungsverzeichnis

(1) Einfallswinkel der Sonne auf die geneigte Ebene (Quaschnig, 2013).....	43
(2) Direkte Sonneneinstrahlung auf die geneigte Ebene (Quaschnig, 2013).....	43
(3) Diffuse Sonneneinstrahlung auf die geneigte Ebene (Quaschnig, 2013).....	43
(4) Hintergrundreflexion des Untergrundes (Quaschnig, 2013).....	43
(5) Eintreffende Globalstrahlung auf die geneigte Ebene (Quaschnig, 2013).....	44
(6) Stromproduktion einer Photovoltaikanlage (Quaschnig, 2013).....	44
(7) Modultemperatur einer Photovoltaikanlage (Quaschnig, 2013).....	44
(8) Einfluss der Modultemperatur auf den Wirkungsgrad der PV-Anlage (Quaschnig, 2013).....	45
(9) Wärmeproduktion einer Solarthermie-Anlage (Quaschnig, 2013).....	45
(10) Nash-Sutcliffe Effizienz NSE zur Bewertung der Modellgüte (Nash und Sutcliffe, 1970).....	46
(11) Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (Hau, 2013).....	49
(12) Stromproduktion einer Wasserkraftanlage zum Zeitpunkt t (Koch et al., 2011).....	53
(13) Stromproduktion einer Tiefengeothermieranlage (Kaltschmitt et al., 2013).....	59
(14) Wärmeproduktion einer Tiefengeothermieranlage (Kaltschmitt et al., 2013).....	59
(15) Wärmeproduktion einer Umgebungswärmeanlage (Kaltschmitt et al., 2013).....	59
(16) Stromverbrauch einer Umgebungswärmeanlage (Kaltschmitt et al., 2013).....	60

Abkürzungsverzeichnis

aLh	andere Laubbäume mit hoher Lebensdauer
aLn	andere Laubbäume mit niedriger Lebensdauer
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
COP	Coefficient of Performance
COP21	UN Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties
DWD	Deutscher Wetterdienst
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EWO	Energiewende Oberland
GCM	Global Climate Models
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistungen
INOLA	Innovationen für ein nachhaltiges Land- und Energiemanagement auf regionaler Ebene
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISIMIP	Intersectoral Impact Model Intercomparison Project
JAZ	Jahresarbeitszahl
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LfU	Bayerisches Landesamt für Umwelt
NSE	Nash-Sutcliffe Effizienz
PAR	photosynthetically active radiation – photosynthetisch aktive Strahlung
PROMET	Processes of Radiation, Mass and Energy Transfer
PV	Photovoltaik
R ²	Bestimmtheitsmaß
RCP	Repräsentative Konzentrationspfade (Representative Concentration Pathways)
RP17	Regionalplan der Planungsregion 17
ST	Solarthermie
t FM	Tonnen Frischmasse
THG	Treibhausgase
VRG	Vorranggebiet(e)
WKA	Windkraftanlage

1 Einleitung

1.1 Herausforderungen der Energiewende – globale und nationale Entwicklungen

Im Dezember 2015 einigten sich 197 Staaten im Zuge der UN-Klimakonferenz in Paris (*United Nations Framework Convention on Climate Change, 21st Conference of the Parties*, kurz COP21) darauf, dass der globale Temperaturanstieg innerhalb des 21. Jahrhunderts auf deutlich unter 2 °C, möglichst jedoch unter 1,5 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau begrenzt werden muss (COP21). Am 04. November 2016 trat schließlich das Pariser Abkommen in Nachfolge des Kyoto-Protokolls in Kraft, das mittlerweile von 189 Staaten unterzeichnet wurde (UNFCCC, 2019). Es ist das erste globale und rechtlich verbindliche Klimaschutzabkommen, das die Bekämpfung des Klimawandels zur globalen Verantwortung erklärt (UNFCCC, 2017). Darin haben sich die EU-Mitgliedsstaaten gemeinsam dazu verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 40 % gegenüber 1990 zu reduzieren, bis 2050 soll eine Reduktion von 80 bis 95 % erzielt werden (BMU, 2019). Um die Ziele dieses Abkommens erreichen zu können, muss die Verwendung fossiler Energiequellen bis ca. 2040 vollständig reduziert und die Energieversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt werden (UNFCCC, 2017). Zudem wurden alle Staaten dazu angehalten, die wichtigsten gemeinsamen Ziele des Abkommens in nationalen Klimaschutzplänen zu verankern. Als eines der ersten Länder verabschiedete Deutschland im November 2016 den Klimaschutzplan 2050. Darin verschreibt sich die Bundesrepublik dem Ziel, die Treibhausgasemissionen bis 2030 verglichen mit 1990 um mindestens 55 % zu senken und bis 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen (BMU, 2017). Ein wesentliches Merkmal des Klimaschutzplans 2050 ist zudem, die Energiewende voranzutreiben und den schrittweisen Ausstieg aus der Verwendung fossiler Brennstoffe sowie der Atomenergie zugunsten eines weiteren Ausbaus Erneuerbarer Energien (EE) zu forcieren (BMU, 2017). Die Regierungsparteien der 19. Legislaturperiode haben dazu in ihrem Koalitionsvertrag 2018 beschlossen, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 65 % zu erhöhen (BMU, 2019).

Bereits im Jahr 2000 wurde mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland ein Instrument für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Quellen geschaffen. Zweck des EEG ist die Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung im Interesse des Klima- und Umweltschutzes und unter Verringerung der volkswirtschaftlichen Kosten. Netzbetreiber werden durch das EEG dazu verpflichtet, vorrangig EE-Anlagen an ihre Netze anzuschließen sowie den dadurch erzeugten Strom vorrangig abzunehmen und weiterzuleiten. Gleichzeitig werden darin die Einspeisevergütung bzw. Auszahlung von

Marktprämien für Anlagenbetreiber reguliert, die den wirtschaftlichen Betrieb von EE-Anlagen überhaupt ermöglichen und dadurch den Anreiz zur Investition in regenerative Energieerzeugung schaffen sollen (UBA, 2019b).

Auch die Landesregierungen der Bundesländer haben eigene Klimaschutzprogramme festgelegt. Die bayerische Staatsregierung hat sich bereits im Jahr 2011 mit dem Bayerischen Energieprogramm dazu verpflichtet, die Treibhausgasemissionen bis 2050 auf zwei Tonnen pro Kopf und Jahr zu reduzieren (BayStMUV, 2015, BayStMWi, 2016). Zudem soll das Programm die Energiewende beschleunigen und bis 2025 sollen 70 % der Stromerzeugung durch EE gedeckt sein. Seitens der Wärmeversorgung hat man sich auf eine Reduzierung des Endenergieverbrauchs um 20 % bis 2020 festgelegt (BayStMWi, 2016).

Die CO₂-Emissionen sind in Deutschland bis ins Jahr 2018 im Vergleich zu 1990 um ca. 31 % gesunken, was einem jährlichen Rückgang von etwa 1,1 % entspricht (BMU, 2017, BMU, 2019). Um das Ziel 2030 (-55 % CO₂-Ausstoß) noch erreichen zu können, müssten die Kohlenstoffdioxidemissionen in den nächsten Jahren jedoch um 2 % pro Jahr, also in etwa doppelt so schnell wie bisher, gesenkt werden. Der Anteil von EE am Bruttostromverbrauch lag im Jahr 2000 bei knapp 7 %. Durch die Einführung des EEG konnte dieser Anteil bis zum Jahr 2010 auf 17 % gesteigert und bis 2018 nochmals auf 35 % verdoppelt werden (BMU, 2019). Würde diese Zunahme von durchschnittlich etwa 2,3 % pro Jahr beibehalten bzw. auf etwa 2,5 % erhöht, so könnte das Ziel einer Bruttostromabdeckung durch EE von 65 % im Jahr 2030 erreicht werden. Allerdings wurde ein Großteil der EE-Anlagen in den Jahren 2010 bis 2012 zugebaut. Seither sind die Zahlen aufgrund der sinkenden Einspeisevergütung des EEG stark rückläufig und der Ausbau stagniert.

Auch in Bayern war in den vergangenen Jahren ein Anstieg des Anteils erneuerbarer Energien am Stromverbrauch zu verzeichnen. Innerhalb von sieben Jahren stieg der Anteil von 26,4 % im Jahr 2010 auf 44,6 % im Jahr 2017 (\cong 2,6 % pro Jahr). Für die Erfüllung des 70 %-Ziels im Jahr 2025 müsste diese Zunahme in den nächsten Jahren allerdings auf jährlich 3,2 % gesteigert werden (BayStMWi, 2019). Auch hier ist jedoch vor allem seit etwa 2012 ein massiver Rückgang der Zubauraten insbesondere bei privaten EE-Erzeugungsanlagen zu verzeichnen, sodass eine Beibehaltung oder gar Steigerung der jährlichen Zunahme aktuell sehr unwahrscheinlich ist (BayStMWi, 2015, EnergyMap, 2015).

1.2 Energiewende regional in Deutschland

Eine weitere Forcierung der Energiewende wird in den kommenden Jahren unerlässlich sein, um die Klimaschutzziele in greifbare Nähe zu rücken. Die Betrachtung der Bundes- und Landesebene ist für die konkrete Umsetzung der Energiewende allerdings ungeeignet. In einem Land wie Deutschland, das landschaftlich und geographisch sehr heterogen ist, kann es kein allgemeingültiges Konzept für die Energiewende geben. Nahezu alle regenerativen Energieträger sind standortabhängig und deren Bedingungen variieren innerhalb Deutschlands oder auch Bayerns zum Teil sehr stark. Daher ist es sinnvoll, die Planung und Umsetzung auf einer kleineren räumlichen Ebene wie etwa auf Landkreis- oder Regionsebene durchzuführen. Auch aus verwaltungsrechtlicher Sicht ist eine Umsetzung auf Ebene von Kommunen, Kommunalverbänden oder Landkreisen anzustreben, da die Ausweisung spezifischer Flächen, wie sie für die Nutzung regenerativer Energie notwendig sind, in deren Planungshoheit fällt. Zudem gehört die Energieversorgung im Rahmen des allgemeinen Auftrags der Daseinsvorsorge, der sich aus Art. 28 des Grundgesetzes (GG) herleitet, zu deren ursprünglichen Aufgaben (Kucharczak et al., 2010). Wenn eine Aufgabe das Leistungsvermögen einer einzelnen Gemeinde übersteigt, so ist sie nach Art. 57 Gemeindeordnung (GO) in kommunaler Zusammenarbeit zu erfüllen bzw. fällt nach Art. 4 der Bayerischen Landkreisordnung (LKrO) den Landkreisen zu. Insbesondere bei Themen wie Stromnetzoptimierung (Smart Grids) und Freiflächennutzung ist daher eine Planung auf interkommunaler oder Landkreisebene anzustreben. Nicht zuletzt kann eine Region innerhalb ihrer räumlichen Ausdehnung von gegenseitigen Synergieeffekten profitieren.

In den Jahren 2007-2013 förderte das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) das von der Universität Kassel und der gemeinnützigen Gesellschaft zur Förderung dezentraler Energietechnologien (Projekt 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen, 2009) durchgeführte Verbundprojekt *100 % Erneuerbare Energie-Regionen* zur Identifikation, Begleitung und Vernetzung von Regionen und Kommunen, die sich langfristig zu 100 % aus erneuerbaren Energien versorgen wollen (Projekt 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen, 2009, Kucharczak et al., 2010). Das Ziel des Projekts war insbesondere ein sich selbst tragendes Netzwerk aus Energieregionen zu etablieren, innerhalb dessen Informationsfluss und Technologietransfer sowie vielseitige Kooperationen möglich wären. Allein aus Bayern waren in diesem Netzwerk im Jahr 2009 bereits 3 Kommunen sowie 14 Landkreise vertreten (Projekt 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen, 2009).

Die Region „Energiewende Oberland“ (EWO), die aus den drei oberbayerischen Landkreisen Bad Tölz-Wolfratshausen, Miesbach und Weilheim-Schongau besteht, ist eine dieser 100 % EE-Regionen. Die drei Landkreise haben sich alle per Kreistagsbeschluss das Ziel gesetzt,

ihre Energieversorgung bis ins Jahr 2035 komplett auf regional erzeugte Erneuerbare Energien umzustellen (EWO, 2014b). Unterstützt wurden sie dabei über fünf Jahre durch das transdisziplinäre Forschungsprojekt *Innovationen für ein nachhaltiges Land- und Energiemanagement auf regionaler Ebene* (EWO, 2014a). Das durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt (Förderkennzeichen: 033L155AN, Laufzeit: 10/2014 – 09/2019) verfolgte das Ziel, in der Modellregion Energiewende Oberland in enger Abstimmung zwischen kommunalen und regionalen Akteuren sowie der Wissenschaft den Übergang zu einem nachhaltigeren Landnutzungs- und Energiesystem zu gestalten. Landnutzungskonflikte und Akzeptanzprobleme spielen in der Region eine wichtige Rolle und stellen den angestrebten Energiewendeprozess vor große Herausforderungen (EWO, 2014a). Langfristig zielt das Projekt darauf ab, mithilfe eines transdisziplinären Modellierungsinstruments, welches sowohl sozioökonomische als auch naturräumliche Prozesse abbildet, Energiewendepfade für die Region zu entwickeln. Es verfolgt einen ganzheitlichen Ansatz und ermöglicht einerseits die Berücksichtigung verschiedener Technologien zur Erzeugung und Speicherung von erneuerbaren Energien und andererseits die Einsparung von Energie und die Steigerung der Effizienz (EWO, 2014a).

1.3 Ziel dieser Arbeit

Eine konkrete Umsetzung der in der Energiewende veranschlagten Ziele erfordert eine weitsichtige Planung und Abstimmung innerhalb der betrachteten Region. Dabei spielt es zunächst eine essentielle Rolle, welche Möglichkeiten in der Region überhaupt gegeben sind. Das Wissen über natürliche Potenziale für den Ausbau Erneuerbarer Energien stellt eine wichtige Datenbasis für politische Entscheidungsträger dar, um Debatten auf eine sachliche Grundlage zu stellen und so die Energiewende beschleunigen zu können. In allen drei betrachteten Landkreisen gab es in den Jahren 2010 bis 2013 bereits Erhebungen in Form sogenannter Klimaschutzkonzepte (Blandow et al., 2010, KlimaKom e.G und Green City Energy AG, 2011, B.A.U.M Consult GmbH, 2013). Diese unterscheiden sich jedoch zum Teil erheblich in ihrer Detailschärfe und der zugrundeliegenden Methodik und sind daher nicht vergleichbar. Zudem werden die naturräumlichen Gegebenheiten und die Heterogenität der Region aus geographischer Sicht nicht ausreichend berücksichtigt. Die erste Frage, die in dieser Arbeit beantwortet werden soll, lautet daher:

- Welche Grenzen und Möglichkeiten gibt es in der bayerischen Region EWO für die Gestaltung eines nachhaltigen Energiesystems?

Dafür werden ausgehend vom aktuellen Stand die noch nutzbaren naturräumlich-technischen Potentiale für die Erzeugung erneuerbarer Energien detailliert und räumlich

verteilt ermittelt: Die wesentlichen in dieser Arbeit beleuchteten Energieträger sind dabei Sonne, Wind, Biomasse, Wasser und Geothermie.

Die Analyse der Potentiale findet jedoch auf Ebene der Jahresbilanz statt, die zeitlich sehr grob aufgelöst ist. Technologien, die beispielsweise auf der Verfügbarkeit von Wind oder Sonneneinstrahlung basieren, sind jedoch volatil, d.h. sie unterliegen starken saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen, welche den Energiemix stark beeinflussen und erhebliche Auswirkungen auf die Grund- und Spitzenlastabdeckung des Strombedarfs haben können. Daher bildet eine jährliche Betrachtung der Potentiale zwar eine wichtige Grundlage, um sich ein Bild über die Verhältnisse und Möglichkeiten in der Region zu verschaffen. Sie allein reicht aber nicht aus, um ein nachhaltiges und möglichst unabhängiges Energiesystem zu konzipieren. Nicht zuletzt spielt vor dem Hintergrund des Klimawandels nicht nur der aktuelle Stand der Potentialverfügbarkeit eine wichtige Rolle. Ein nachhaltiges Energiesystem muss vor allem zukunftsfähig sein, wofür es von enormer Bedeutung ist, die zu erwartenden Entwicklungen für EE-Potentiale einer Region zu kennen. Die zweite Frage, die in dieser Arbeit beantwortet werden soll lautet daher:

- Wie kann auf Basis einer bilanziellen Potentialanalyse sowie unter Berücksichtigung regionsspezifischer Besonderheiten und möglicher Einflüsse des Klimawandels ein räumlich und zeitlich differenziertes Energiesystem für die Region EWO als Grundlage für die Planung und Durchführung der Energiewende abgebildet werden?

Zur Beantwortung dieser Fragestellung wird ein physisch-geographischer Modellierungsansatz verfolgt: ein physikalisch basiertes Landoberflächenprozessmodell wird um die Simulation des Energiesystems erweitert. Zum einen werden hiermit die zuvor ermittelten jährlichen Potentiale in ihrem Zusammenspiel auf unterschiedlichen zeitlichen Ebenen untersucht. Zum anderen werden mithilfe eines Ensembles von Klimamodelldaten die zu erwartenden künftigen Entwicklungen im Energieertrag regenerativer Technologien analysiert. In Anbetracht der starken Volatilität von Sonnen- und Windenergie und deren großer Bedeutung für die Energiewende wurde bei allen Untersuchungen auf diese beiden Energieträger ein besonderes Augenmerk gelegt.

1.4 Potentialermittlung und Modellierung Erneuerbarer Energien – Stand der Forschung und Methoden

In den vergangenen Jahren wurden diverse Studien zum Thema Potentialanalyse für EE veröffentlicht. Meist wurde dabei jedoch lediglich das Potential von nur einer der erneuerbaren Technologien ermittelt. So gibt es zahlreiche Veröffentlichungen, die sich mit dem Potential für Solarenergie (Gairaa und Bakelli, 2013, Khan und Arsalan, 2016, Doljaka et

al., 2017, Suomalainen et al., 2017), Windkraft (Dabbaghiyan et al., 2016, Allouhi et al., 2017, Shoaib et al., 2017), Bioenergie (Cvetkovic et al., 2014, Akbi et al., 2017, Hernández et al., 2017, Kaur et al., 2017), Geothermie (Tampubolon et al., 2015, Colmenar-Santos et al., 2016) oder der Wasserkraft (Bousquet et al., 2017) im Einzelnen beschäftigen. Nur wenige Studien untersuchten mehrere erneuerbare Energiequellen, zumeist allerdings mit geringer räumlicher und administrativer Auflösung. Juaidi et al. (2016) untersuchten die Voraussetzungen für Solarenergie, Windkraft, Bioenergie und Geothermie in den fünf größten Städten Palästinas. Für dieselben Technologien sowie die Wasserkraft wurden von Güngör-Demirci (2015) und Çapik et al. (2012) die Potentiale in der Türkei ermittelt, allerdings auf provinzieller Ebene. Die Heterogenität innerhalb der 81 Provinzen, die sich über Flächen von je 800 bis 41.000 km erstrecken, wird dabei völlig außer Acht gelassen, für jede Provinz wird am Ende ein einziger Potentialwert pro Technologie bestimmt. Farooq und Kumar (2013) identifizierten Potentiale für alle genannten EE Technologien in Pakistan, allerdings ohne jegliche räumliche Differenzierung. Für eine detaillierte Datengrundlage ist es hingegen wichtig, die räumliche und zeitliche Verteilung von EE-Potenzialen innerhalb einer bestimmten Region in einem möglichst kleinen Maßstab für alle relevanten EE-Technologien zu kennen. Nach Kenntnisstand der Autorin liegen jedoch keine ganzheitlichen Studien für Mitteleuropa vor, die eine Übertragung von Werten von EE-Potenzialen in die EWO-Region ermöglichen.

Unter einem physikalisch basierten Modell versteht man ein mathematisches Instrument, das die naturräumlichen Zusammenhänge verschiedener Umweltkomponenten basierend auf physikalischen Gleichungen beschreibt. Demgegenüber stehen empirische oder statistische Modellansätze. Diese basieren entweder auf einem experimentell beobachteten (= empirischen), aber nicht physikalisch bewiesenen bzw. beweisbaren Zusammenhang oder auf gemessenen, statistisch dokumentierten Werten (Jørgensen und Bendoricchio, 2001, Peng et al., 2002, Smith und Smith, 2007). Die physikalisch basierte Modellierung bildet also direkt die Naturgesetze ab, während empirische oder statistische Modelle lediglich einen beobachtbaren Zusammenhang wiedergeben, der jedoch sehr stark von der Zahl der Beobachtungen, vom betrachteten Zeitraum und Gebiet sowie der Messgenauigkeit abhängt (Smith und Smith, 2007, Jakeman, 2008). Ein entscheidender Vorteil der physikalischen Modellierung ist die Übertragbarkeit, die die Verwendung universell gültiger Gleichungen mit sich bringt. Um dynamische naturräumliche Prozesse möglichst realitätsnah abbilden zu können, empfiehlt es sich daher – soweit möglich – auf physikalische Gleichungen zurückzugreifen. Insbesondere bei der Betrachtung kleinerer Teilkomponenten des naturräumlichen Systems können die vorherrschenden Prozesse detailliert und deterministisch abgebildet werden. Mit zunehmender Komplexität des Modells bzw. je mehr

Teilprozesse im Modell abgebildet werden sollen, desto mehr muss zwischen der Genauigkeit des Modells und der erforderlichen Rechenleistung abgewogen werden. Folglich kann hier eine weitere Vereinfachung der Wirklichkeit und somit ein Zurückgreifen auf teilweise empirisch oder statistisch ermittelte Zusammenhänge erforderlich sein (Jørgensen und Bendoricchio, 2001, Smith und Smith, 2007, Jakeman, 2008).

Zur Simulation von Energiesystemen gibt es zahlreiche Tools, die teilweise frei verfügbar, teilweise kommerziell erwerbbar sind. Jebaraj und Iniyar (2006), Connolly et al. (2010) und Sinha und Chandel (2014) untersuchten und verglichen insgesamt über 50 Energiesystemmodell-Tools. Diese decken verschiedene zeitliche und räumliche Auflösungen von sekundlich bis jährlich bzw. von lokaler bis globaler Ebene ab. Einige davon sind speziell für konkrete Fragestellungen entwickelt worden, so zum Beispiel für die Anwendung auf Ebene eines einzelnen Gebäudes oder Quartiers oder zur Optimierung des Betriebs einer Energieerzeugungsanlage (Connolly et al., 2010) und decken verschiedene Sektoren des Energiebereichs ab (Strom, Wärme und Verkehr). Sie alle sind fokussiert auf eine techno-ökonomische Analyse des Energiesystems und berücksichtigen meist auch soziale oder politische Komponenten, jedoch fließen in keines der Modelle Umweltaspekte mit ein (Jebaraj und Iniyar, 2006, Connolly et al., 2010, Sinha und Chandel, 2014). Vorhandene Potentiale werden – sofern berücksichtigt – durch fixe Vorgaben in die Modelle eingespeist, eine dynamische Änderung durch Umwelteinflüsse ist daher nicht abbildbar.

Bogdanov und Breyer (2016), Barbosa et al. (2017) und Gulagi et al. (2017) untersuchten kürzlich jeweils eine zu 100 % EE-basierte Stromversorgung für Nordostasien (Bogdanov und Breyer, 2016), Süd- und Zentralamerika (Barbosa et al., 2017) sowie für Indien und die Länder der *South Asian Association for Regional Cooperation* (Gulagi et al., 2017). Instrument war ein stündlich aufgelöstes Energiesystemmodell, in das neben den technischen Details für alle relevanten regenerativen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien und den ökonomischen Variablen zur Beschreibung des Energiemarktes auch detaillierte Lastgangkurven und Energieverbrauchsdaten sowie historische Wetterdaten einfließen. Dennoch werden auch hier physische Umweltaspekte, die das Potential für Erneuerbare Energien erheblich beeinflussen können, außer Acht gelassen.

Auch der mögliche Einfluss des Klimawandels auf regenerative Energiequellen wurde in der Vergangenheit vielfach wissenschaftlich untersucht. Solaun und Cerdá (2019) führten einen umfassenden Vergleich vorhandener quantitativer Studien durch. Demnach wurden vor allem die Auswirkungen auf Wasserkraft und Windkraft häufig untersucht, hierzu gibt es zahlreiche Studien auf unterschiedlichsten räumlichen Ebenen. Für die Wasserkraft kommen die meisten Studien zu einem einheitlichen Ergebnis und projizieren eine leichte Zunahme der Produktion in Nord- und Mitteleuropa, während für Südeuropa mit einer starken

Abnahme zu rechnen ist (Lehner et al., 2005, Mima und Criqui, 2015, Tobin et al., 2018). Für Deutschland ergibt sich eine leichte Abnahme, jedoch gibt es insbesondere bei der Wasserkraft regional sehr starke Unterschiede (Koch et al., 2015, Totschnig et al., 2017). Eine Studie zu den Auswirkungen des Klimawandels im Einzugsgebiet der oberen Donau projiziert je nach verwendetem Szenario (IPCC regional, MM5 regional, REMO regional, Extrapolation des Trends) eine leichte Zu- oder Abnahme für den mittleren Abfluss am deutschen Auslasspegel Achleiten (Passau) bis 2021-2030 im Vergleich zu 1991-2000. Für die Dekade 2051-2060 jedoch zeigen alle vier Szenarien eine Abnahme zwischen 2 % und 13 % an (Koch et al., 2011). Bei der Windkraft ist für Nord- und Mitteleuropa mit einer generellen Zunahme der Stromproduktion zu rechnen (Hueging et al., 2013, Gaetani et al., 2015, Tobin et al., 2015, Tobin et al., 2016, Devis et al., 2018, Hosking et al., 2018). Allerdings gibt es Projektionen, die mit einer veränderten Verteilungsdichte der Windgeschwindigkeit rechnen, die im Winter zunehmen, im Sommer und den Übergangszeiten aber eher abnehmen könnte (Carvalho et al., 2017). Speziell für Deutschland werden keine großen Veränderungen in der Produktivität erwartet (Koch et al., 2015, Totschnig et al., 2017). Die Einflüsse des Klimawandels auf die Solarenergie wurden weitaus weniger häufig untersucht, die Projektionen unterliegen hier zum Teil starken Unsicherheiten (Fant et al., 2016). Die wenigen vorhandenen Studien projizieren für Europa einen leichten Anstieg der Produktion. Für Deutschland werden Zunahmen von etwa 2 bis 3 % für das Jahr 2049 im Vergleich zu 2006 erwartet (Crook et al., 2011, Wild et al., 2015). Am wenigsten Aufmerksamkeit hat aus wissenschaftlicher Sicht bislang die Biomasse erhalten. Cosentino et al. (2012) rechnen in einer der wenigen Analysen mit einer Zunahme der Produktivität für Energiepflanzen in Nord- und Mitteleuropa. Für Deutschland gibt es möglicherweise negative Auswirkungen auf die Maisernte, dagegen aber positive für den Waldzuwachs (Gutsch et al., 2015). Alle genannten Studien decken allerdings großräumige Gebiete ab, sodass regionale Unterschiede darin nicht berücksichtigt werden und eine einfache Übertragung von Werten in die EWO-Region nicht möglich ist.

Um die in Kapitel 1.3 definierte Frage nach einer fundierten wissenschaftlichen Grundlage für die Planung und Durchführung der Energiewende beantworten zu können, wird daher ein Modell benötigt, das sowohl die Landoberfläche mit ihren physikalischen Prozessen als auch das Energiesystem mit Energieerzeugungs- und Speichertechnologien sowie Strom- und Wärmeverbrauchern berücksichtigt, vor allem auch im Hinblick auf die Abschätzung der Auswirkungen des Klimawandels auf die vorhandenen Potentiale und damit die Zusammensetzung künftiger Energiesysteme.

In der vorliegenden Arbeit wurde auf den physikalisch basierten Ansatz des Landoberflächenprozessmodells PROMET (Mauser und Bach, 2009) zurückgegriffen. Es

wurde zur Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels auf regionale Wasserressourcen entwickelt und umfasst alle wichtigen physikalischen Prozesse der Atmosphäre und der Landoberfläche (Mauser und Bach, 2009). Das Modell wurde unter anderem im Rahmen dieser Arbeit um die Simulation von Energieerzeugung, -verbrauch, -speicherung und -umwandlung erweitert. Jedoch wird dabei auf größtenteils technisch basierte Ansätze zurückgegriffen. Eine ausführliche Beschreibung des Modells erfolgt in Kapitel 3.

2 Potentialanalyse für die Nutzung Erneuerbarer Energien in der Region „Energiewende Oberland“

2.1 Die Modellregion „Energiewende Oberland“ (EWO)

2.1.1 Geographische Einordnung

2.1.1.1 Lage, Topographie und Geomorphologie

Die Untersuchungsregion „Energiewende Oberland“ (EWO) liegt in Süddeutschland zwischen der Bayerischen Landeshauptstadt München und dem nördlichen Alpenrand. Sie setzt sich aus den drei Landkreisen Weilheim-Schongau, Bad Tölz-Wolfratshausen und Miesbach mit einer Gesamtfläche von 2.946 km² zusammen. Bedingt durch die Lage im bayerischen Voralpenland ist die Region von einer hohen Reliefenergie von über 1.500 m geprägt (BKG, 2011). Geomorphologisch findet man in weiten Teilen den charakteristischen wülm- und rißeiszeitlichen Formenschatz des voralpinen Moor- und Hügellands, an den sich im Nordosten die Münchner Schotterebene und im Süden die Schwäbisch-Oberbayerischen Voralpen mit den Kocheler Bergen und dem Mangfallgebirge sowie die Nördlichen Kalkalpen mit dem Karwendelgebirge anschließen (Meynen und Schmithüsen, 1953, Ssymank, 1994).

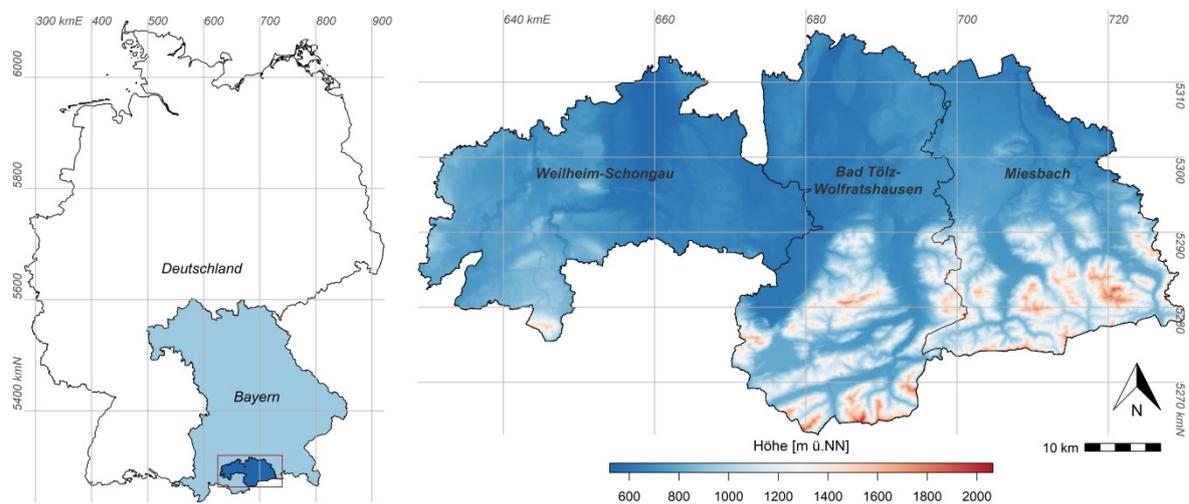


Abbildung 2-1: Lage und Topographie der Region EWO. Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (BKG, 2011, LDBV, 2015b).

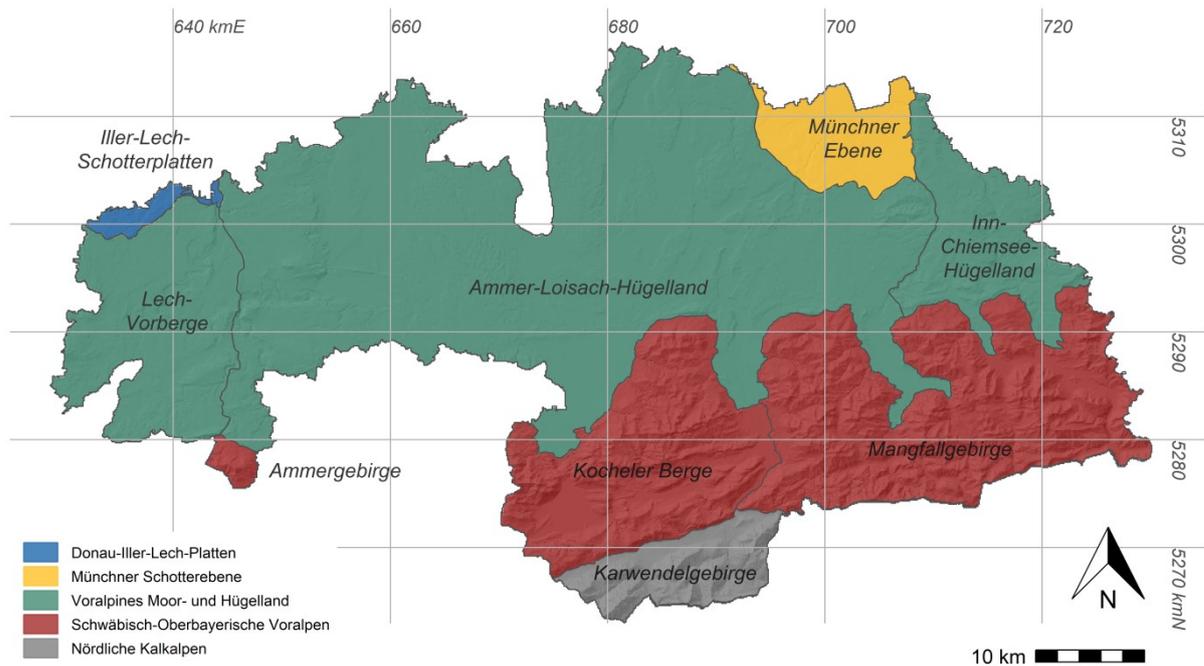


Abbildung 2-2: Naturräumliche Gliederung der Region EWO mit 5 Haupteinheiten nach Ssymank (1994) und 9 Einheiten nach Meynen und Schmithüsen (1953). Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (LDBV, 2015b)

2.1.1.2 Klima und Hydrologie

Das Klima in der Region ist geprägt durch die Lage im warm-gemäßigten Übergangsbereich zwischen dem westeuropäischen maritimen Klima und dem kontinentalen Klima Osteuropas und weist vier ausgeprägte Jahreszeiten auf. Bedingt durch die topographischen Gegebenheiten ist bei allen Klimafaktoren ein starker Nord-Süd-Gradient erkennbar. Die mittlere jährliche Lufttemperatur (1981-2010) bewegt sich zwischen 2,0 °C im gebirgigen Süden und 8,8 °C in den niederen Lagen im Nordwesten der Region (DWD, 2015). Die jährlichen Niederschlagssummen erreichen je nach Lage zwischen 942 mm und 2.780 mm. Hier ist allerdings der Gradient mehr durch eine breitenparallele Anordnung und etwas weniger durch den Verlauf des Reliefs geprägt, was der Lage innerhalb der Westwindzone sowie der Staulage entlang der Alpen geschuldet ist (DWD CDC, 2016b, DWD CDC, 2016c).

Die jährliche Summe der Globalstrahlung beträgt im Mittel über die Region 1.167 kWh/m² (1981-2010) und schwankt dabei zwischen 1.130 kWh/m² in den Tälern des Südostens und 1.200 kWh/m² im nordwestlichen Hügelland. Im Vergleich zum deutschlandweiten Durchschnitt von 1.055 kWh/m² kann die Region als begünstigt betrachtet werden, wenn es um die naturräumlichen Voraussetzungen für die Nutzung von Solarenergie geht (DWD, 2015). Durch das jahreszeitliche Klima unterliegt die Einstrahlung ebenso wie Temperatur

und Niederschlag großen saisonalen Schwankungen. Die niedrigsten monatlichen Summen treten dabei im Dezember mit etwa 30 kWh/m² auf, die höchsten im Juli mit 166 kWh/m².

Die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit (1981-2010, gemessen in 10 m über Grund) ist ebenfalls reliefabhängig und erreicht je nach Lage Werte zwischen 2,0 m/s und 7,6 m/s. Das Regionsmittel liegt hier bei 3,2 m/s und ist damit nur leicht niedriger als der deutsche Mittelwert von 3,4 m/s (DWD, 2015).

Die Region wird von fünf größeren Flüssen durchzogen, die allesamt dem Einzugsgebiet der oberen Donau angehören. Der Lech im Westen, die Ammer südlich des Ammersees sowie Loisach und Isar östlich des Starnberger Sees entwässern nach Norden, die Mangfall im Osten fließt in Richtung Südosten und mündet schließlich wenige Kilometer östlich des Untersuchungsgebiets bei Rosenheim in den Inn. Die Abflussregime sind alle gekennzeichnet durch erhöhte Schmelzwasserabflüsse im Frühjahr und ein Niederschlagsmaximum in den Sommermonaten, werden aber durch Kraftwerksbetrieb anthropogen beeinflusst (LfU, 2015f).

2.1.1.3 Landnutzung und Bevölkerung

Die Landnutzung (siehe Abbildung 2-3) wird dominiert von Wald- und Grünlandflächen, die 48,5 % bzw. 36,5 % der gesamten Gebietsfläche ausmachen. Die übrigen 15 % der Flächen verteilen sich auf Siedlungs-, Industrie- und Verkehrsflächen (6,4 %), Feuchtgebiete (3,2 %), Ackerland (3,2 %) und Wasserflächen (AdV, 2015). Die Bevölkerung in der Region belief sich auf 358,355 Personen im Dezember 2016 (DESTATIS, 2017).

Bei der Betrachtung von naturräumlichen Voraussetzungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien können auch Schutzgebiete durch ihre restriktiven Eigenschaften eine maßgebliche Rolle spielen. In der Untersuchungsregion nehmen unter Berücksichtigung von räumlichen Überlappungen die Schutzgebiete eine Fläche von 1.423 km² und damit 48,3 % der Gebietsfläche ein (LfU, 2015d, LfU, 2015h). Die größten Anteile an der gesamten Gebietsfläche haben dabei die Landschaftsschutzgebiete mit 23,3 % (LfU, 2015g), FFH-Gebiete (LfU, 2015g) und die strikteste Zone C des Alpenplans (16,0 %), der ein regionales Planungsinstrument darstellt (BayStMWIVT, 2013). Biotop-, Vogelschutz- und Naturschutzgebiete bedecken 13,3 %, 12,5 % und 5,6 % der Fläche (LfU, 2015g, LfU, 2015a, LfU, 2015b). Trinkwasser- und Heilquellenschutzgebiete sowie ökologische Ausgleichsflächen haben schließlich mit 4,0 %, 1,5 % und 0,7 % nur geringe Anteile an der Gebietsfläche (LfU, 2015g, LfU, 2015c).

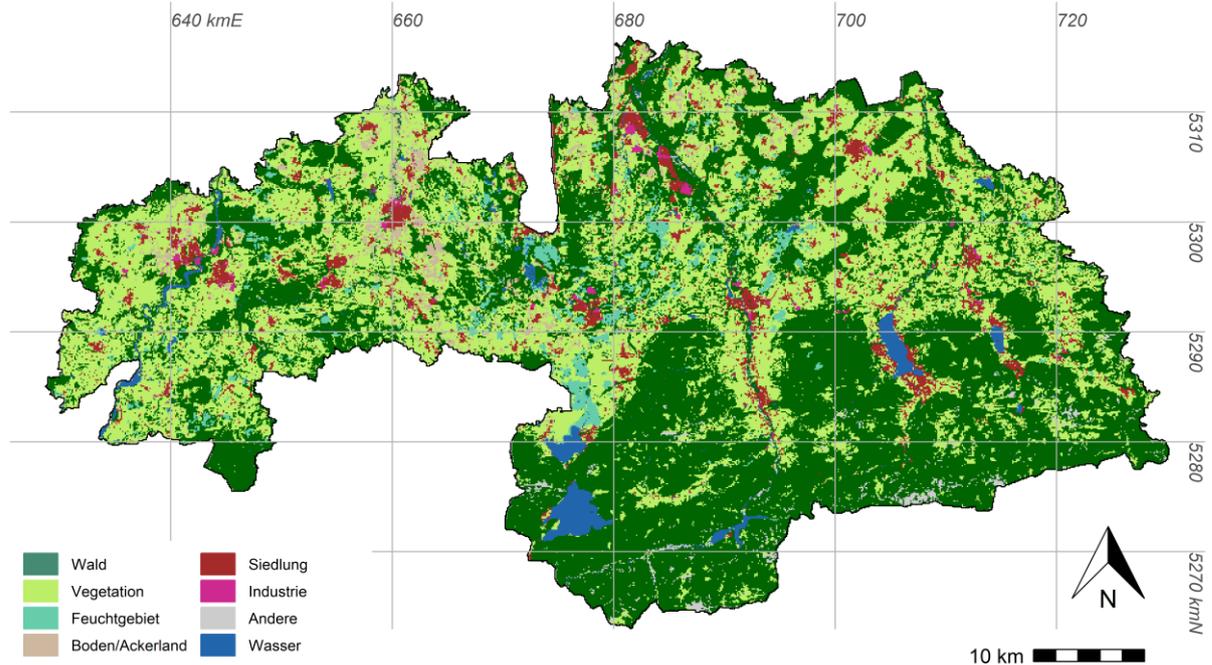


Abbildung 2-3: Landnutzung in der Region EWO aus dem Amtlichen Digitalen Basis-Landschaftsmodell als Bestandteil des Amtlichen Topographisch-Kartographischen Informationssystems (ATKIS®-Basis-DLM) der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (AdV, 2015).

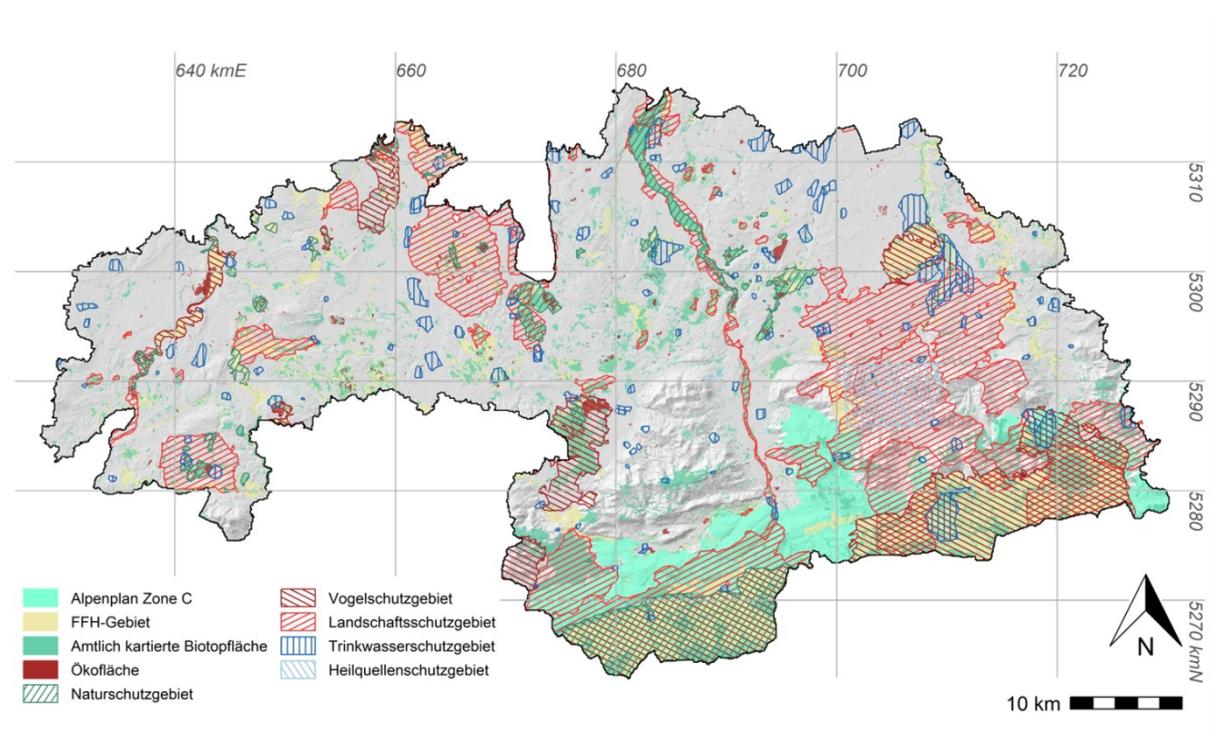


Abbildung 2-4: Schutzgebiete in der Region EWO; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (BayStMWIVT, 2013, LfU, 2015g, LfU, 2015b, LfU, 2015d, LfU, 2015a, LfU, 2015h, LfU, 2015c).

2.1.2 Aktueller Zustand des Energiesystems

2.1.2.1 Nettoenergieverbrauch

Abbildung 2-5 zeigt den Endenergieverbrauch in der Region für das Jahr 2016. Bei einem gesamten Stromverbrauch von 2.168 GWh/a betrug der durchschnittliche Pro-Kopf-Verbrauch 6.050 kWh/a und lag damit unter dem bundesweiten und dem bayernweiten Durchschnitt von 6.255 kWh/a bzw. 6.624 kWh/a (Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Böbing e.G., 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Gemeindewerke Holzkirchen, 2017, Gemeindewerke Peißenberg, 2017, Lechwerke, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017, BayLfStaD, 2018). Der Wärmebedarf lag 2016 bei insgesamt 5.512 GWh/a, wovon 54,7% (3.013 GWh/a) auf Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen und der kleinere Anteil von 45,3 % (2.499 GWh/a) auf die Haushalte entfielen. Der durchschnittliche jährliche Wärmebedarf der Haushalte war mit 158 kWh/m² zwar niedriger als der deutsche Durchschnitt (168 kWh/m²), allerdings etwas höher als das bayerische Mittel (BayLfStaD, 2011, BayStMUV et al., 2011, Walberg, 2012, BayLfStaD, 2015d, BayLfStaD, 2015c, BayLfStaD, 2015e, BayLfStaD, 2015b).

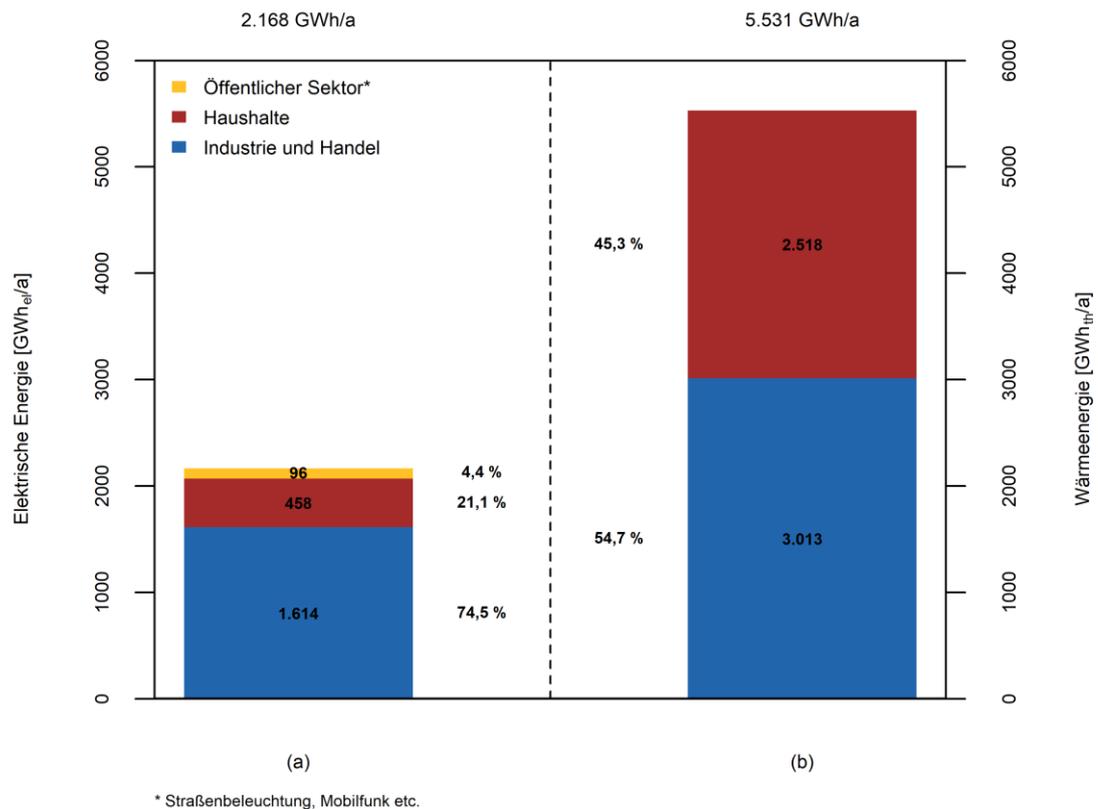


Abbildung 2-5: Strom- (a) und Wärmebedarf (b) der Region EWO im Jahr 2016 nach den Sektoren Industrie und Handel, Haushalte und öffentlicher Sektor (BayLfStaD, 2011, BayStMUV et al., 2011, Walberg, 2012, BayLfStaD, 2015d, BayLfStaD, 2015c, BayLfStaD, 2015e, BayLfStaD, 2015b).

2.1.2.2 Nettoenergieerzeugung

Für den Stand der Energieerzeugung in der Region wurden Daten der lokalen Energieversorger ausgewertet (Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Böbing e.G., 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Gemeindewerke Holzkirchen, 2017, Gemeindewerke Peißenberg, 2017, Lechwerke, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017). Demnach konnten im Jahr 2016 bilanziell bereits 50,1 % des gesamten Stromverbrauchs durch Erneuerbare Energien gedeckt werden (Tabelle 2-1). Dabei entfiel der größte Anteil mit 33,8 % auf die Wasserkraft, gefolgt von Photovoltaik-Anlagen mit 9,4 %, Bioenergie mit 6,9 % und <0,1 % Strom aus Windkraft.

Die Deckung des bilanziellen Wärmebedarfs erfolgte im Jahr 2016 durch lediglich 21,2 % EE (Tabelle 2-2). Hier nahm die Bioenergie mit 17,2 % Deckung den weitaus größten Anteil ein. Die übrigen 3,7 % wurden durch oberflächennahe Geothermie (3,0 %) und Solarthermie (0,7%) gedeckt.

Tabelle 2-1: Aktuelle Zahlen der Region EWO zur Stromproduktion aus erneuerbarer Energien (BayLfL, 2012, FNR, 2012, BayStMWi, 2015, EnergyMap, 2015, Weidner et al., 2016, Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Böbing e.G., 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Gemeindewerke Holzkirchen, 2017, Gemeindewerke Peißenberg, 2017, Lechwerke, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017).

	Anlagen- anzahl	Installierte Leistung [MW]	Ø Stromproduktion [GWh/a]	Deckung des Strom- verbrauchs [%]
Photovoltaik	13.409	217	205	9,4
davon:				
Freiflächen	18	24	21	8,5
Gebäudeanlagen	13.391	193	184	1,0
Windkraft	4	<1	<1	<0,1
Wasserkraft	105	129	732	33,8
Bioenergie	86	27	141	6,9
davon:				
Mais			22	1,0
Grünland			57	2,6
Laubholz			10	0,5
Nadelholz			31	1,4
Tierexkrememente			21	1,0
Gesamt			1.078	50,1

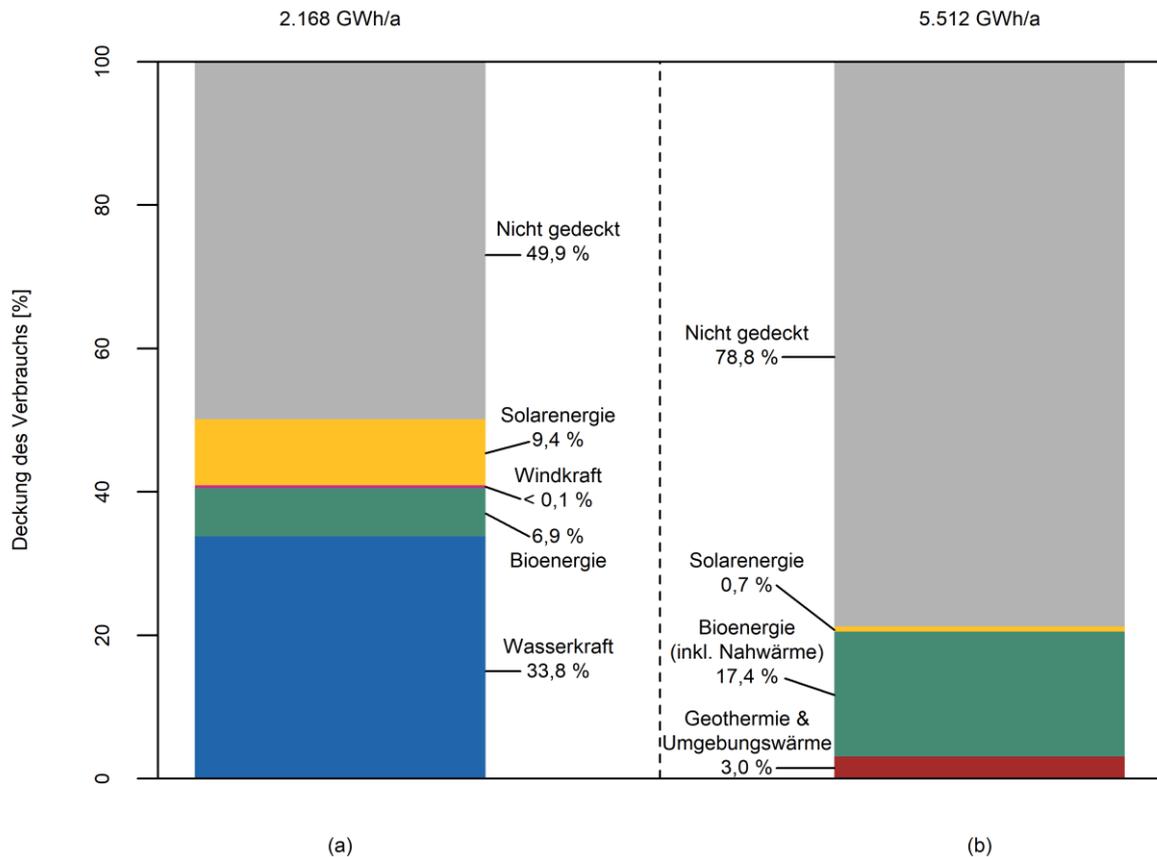


Abbildung 2-6: Deckung des Strom- (a) und Wärmebedarfs (b) der Region EWO durch erneuerbare Technologien (BayLfL, 2012, FNR, 2012, BayStMWi, 2015, EnergyMap, 2015, Weidner et al., 2016, Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Böbing e.G., 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Gemeindewerke Holzkirchen, 2017, Gemeindewerke Peißenberg, 2017, Lechwerke, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017).

Tabelle 2-2: Aktuelle Zahlen der Region EWO zur Wärmeproduktion aus erneuerbarer Energien (BayLfL, 2012, FNR, 2012, BayStMWi, 2015, BSW, 2015, DBFZ, 2015, EnergyMap, 2015, Weidner et al., 2016, Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017).

	Anlagen- anzahl	Ø Wärmeproduktion [GWh/a]	Deckung des Wärme- bedarfs [%]
Solarthermie	- *	37	0,7
Geothermie und Umgebungswärme	1.495	173	3,1
Bioenergie	86	957	17,4
davon:			
Mais		26	0,3
Grünland		67	1,2
Laubholz		209	3,8
Nadelholz		629	11,4
Tierexkremente		25	0,5
Gesamt		1.167	21,2

* Keine Daten bzgl. Anzahl der installierten Anlagen verfügbar. Der Wärmeertrag wurde aus installierter Kollektorfläche pro Gemeinde berechnet.

2.2 Analyse des naturräumlich-technischen Potentials für die Nutzung Erneuerbarer Energien in der Region EWO

Um ein umfassendes Bild der vorhandenen Potentiale zu erhalten, wurde die Analyse zunächst für jede betrachtete Technologie separat durchgeführt. Das heißt, für jeden der fünf Erneuerbaren Energieträger Sonne, Wind, Biomasse, Wasser und Geothermie wurde das gesamte vorhandene Potential ohne Berücksichtigung anderer Technologien ermittelt. In der Analyse identifizierte Flächen können also zunächst einmal auch für mehr als eine Technologie geeignet sein. Dadurch können die in diesem Schritt ermittelten Potentiale nicht aufsummiert werden. Erst bei der Szenarienbildung werden die Überschneidungen berücksichtigt und dann eine Kombination der verschiedenen Potentiale gebildet.

2.2.1 Verwendung des Potentialbegriffs in dieser Arbeit

Grundsätzlich stellt ein Potential die Möglichkeit dar, etwas bisher Ungenutztes auszunutzen. Das Potential zur Nutzung Erneuerbarer Energien kann in vier Stufen eingeteilt werden: das theoretische, technische, wirtschaftliche und erschließbare Potential (Kaltschmitt et al., 2013).

Das *theoretische Potential* wird definiert durch das „*innerhalb einer gegebenen Region zu einem bestimmten Zeitpunkt bzw. innerhalb eines bestimmten Zeitraumes theoretisch physikalisch nutzbare Energieangebot*“ (Kaltschmitt et al., 2013, S. 25), das sich häufig auf langjährige Werte bezieht. Da sowohl administrative und strukturelle als auch technische und ökologische Bedingungen die Nutzung des theoretischen Potentials sehr stark limitieren, kann ihm kaum praktische Relevanz zugesprochen werden.

Einen Schritt weiter geht die Definition des *technischen Potentials*, das die gegebenen technischen Randbedingungen mit einbezieht. Zudem werden hier auch strukturelle Restriktionen durch gegebene Landnutzung oder gesetzliche Regelungen (z.B. Schutzgebiete) berücksichtigt, die zu einer Minderung des theoretischen Potentials führen, weil sie meist ebenso unüberwindbar sind wie technische Parameter (Kaltschmitt et al., 2013).

Die Hinzunahme weiterer Annahmen führt schließlich zum wirtschaftlichen und erschließbaren Potential. Das *wirtschaftliche Potential* bezieht ökonomische Rahmenbedingungen wie aktuelle Energieträgerpreise, Zinssatz, Abschreibungsdauer etc. mit ein und kann sowohl aus volks- als auch betriebswirtschaftlicher Perspektive betrachtet werden. Das *erschließbare Potential* schließlich ist definiert als der „*zu erwartende tatsächliche Beitrag einer Option zur Nutzung regenerativer Energien zur Energieversorgung*“ (Kaltschmitt et al., 2013, S. 29) und berücksichtigt auch Faktoren wie Herstellkapazitäten oder

gesellschaftliche Hemmnisse wie emotionale Vorbehalte oder mangelnde Information (Kaltschmitt et al., 2013).

In dieser Arbeit wird zwischen *naturräumlichem* und *technischem Potential* unterschieden. Das naturräumliche Potential stellt hierbei eine Mischform zwischen theoretischem und technischem Potential dar. Es beinhaltet neben den natürlich vorhandenen Ressourcen bereits eine Einschränkung durch die Landnutzung sowie durch Schutzgebiete oder andere gesetzliche Regelungen. Das wirtschaftliche sowie erschließbare Potential werden zunächst nicht betrachtet.

2.2.2 Analyse des Solarenergiepotentials

Als Solarenergie betrachtet man die Energie, die von der Sonne auf die Erde eingestrahlt wird. Sie ist messbar in Form der Globalstrahlung und beträgt ein Vielfaches des globalen Energieverbrauchs (BAYStMWIVT 2010). Die Nutzung der Solarenergie erfolgt entweder über die Stromerzeugung in Photovoltaik-Anlagen (PV) oder über Wärmeerzeugung in Solarthermie-Anlagen (ST), die zur Heizungsunterstützung und Warmwasseraufbereitung genutzt werden können. Für die Effizienz dieser Nutzung spielen vor allem Faktoren wie der Anlagenwirkungsgrad und die relative Ausrichtung der Fläche zur Sonne eine entscheidende Rolle (BAYStMWIVT 2010, BMWi 2015).

Bei der Analyse wurde zwischen gebäudegebundenen Dach- und Fassadenanlagen und Freiflächen-Anlagen unterschieden. Innerhalb der beiden Kategorien besteht jeweils eine gewisse Flächenkonkurrenz zwischen der elektrischen und der thermischen Nutzung, die in diesem Schritt noch nicht berücksichtigt wird.

Für die Ermittlung des naturräumlichen Potentials wurden ein 3D-Gebäudemodell, das für jedes Gebäude im Gebiet Informationen über Größe, Neigung und Ausrichtung aller Dach- und Fassadenflächen enthält (LDBV, 2015a) sowie weitere Geodaten mit Informationen über Landnutzung und Naturschutz herangezogen (BayStMWIVT, 2013, LfU, 2014, BLfD, 2015, LDBV, 2015c, LfU, 2015a, LfU, 2015c, LfU, 2015d, LfU, 2015e, LfU, 2015h). Folgende Flächen wurden aus dem naturräumlichen Potential ausgeschlossen:

- Flächen mit Bestandsanlagen
- Dach- und Fassadenflächen von Gebäuden unter Denkmalschutz
- Waldflächen (inkl. eines Puffers von 80 m zu Waldrändern)
- Versiegelte Flächen (z.B. Siedlungs- und Verkehrsflächen)
- Gewässerflächen inkl. Uferstreifen
- Überschwemmungsflächen
- Naturschutzgebiete
- Vogelschutzgebiete

- Bodendenkmäler
- FFH-Gebiete
- Geotope
- Trinkwasserschutzgebiete
- Heilquellenschutzgebiete
- Landschaftsschutzgebiete

Zur Berechnung der auf den verbleibenden Flächen verfügbaren Energiemenge wurde ein rasterbasierter Globalstrahlungsdatensatz des Deutschen Wetterdienstes (DWD) mit langjährigen mittleren Monatssummen für den Zeitraum 1981-2010 (DWD CDC, 2016a) zu saisonalen Werten aggregiert und schließlich mit saisonalen Korrekturwerten (siehe Abbildung 2-7) für die entsprechende Neigung und Ausrichtung der betrachteten Fläche multipliziert. Für Freiflächenanlagen wurde hier eine Anlagenposition von 32,5° Neigung und südlicher Ausrichtung angenommen.

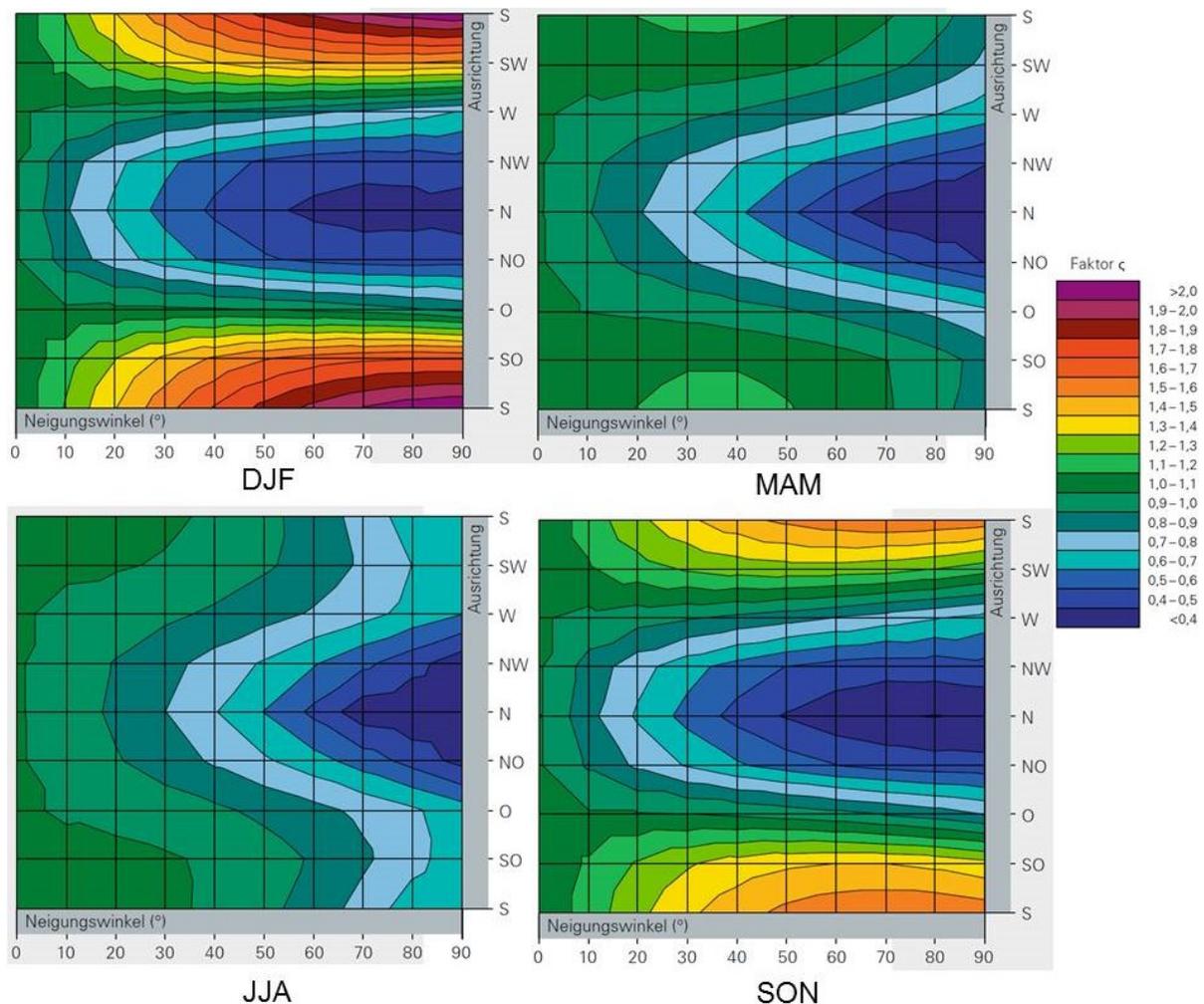


Abbildung 2-7: Saisonale Korrekturfaktoren für die Globalstrahlungsmenge auf einer geneigten Fläche für die vier Jahreszeiten Winter (DJF – Dezember bis Februar), Frühling (MAM – März bis Mai), Sommer (JJA – Juni bis August) und Herbst (SON – September bis November; BAYSTMWIVT 2010).

Für gebäudegebundene Anlagen kommen in der Region insgesamt 233.561 Gebäude für eine Nutzung durch PV oder Solarthermie infrage. Die Verteilung innerhalb der Gebäudeklassen (Wohngebäude, sonstige Hauptgebäude, Nebengebäude) ist in Tabelle 2-3 aufgeführt. Die gesamten Dach- und Fassadenflächen dieser Gebäude belaufen sich auf 7.158 ha, davon entfallen 2.305 ha auf Dachflächen und 4.853 ha auf Fassadenflächen (siehe Tabelle 2-3). Für Freiflächen-Anlagen sind unter Berücksichtigung der o.g. Ausschlusskriterien Flächen von insgesamt 54.374 ha verfügbar.

Tabelle 2-3 Gebäudestatistik der Region mit Dach- und Fassadenflächen (LDBV, 2015a).

	Anzahl	Dachfläche [ha]	Fassadenfläche [ha]	Gesamtfläche [ha]
Wohngebäude	83.525	927	2.211	3.138
Sonstige Hauptgebäude	9.730	321	564	885
Nebengebäude	140.306	1.057	2.078	3.135
Gesamt	233.561	2.305	4.853	7.158

Für das technische Potential muss nun berücksichtigt werden, dass die ermittelten Flächen nicht zu 100 % genutzt werden können. Zunächst müssen einige der Gebäude ausgeschlossen werden, da sie entweder unter Denkmalschutz stehen (6.250 Gebäude) oder auf ihnen bereits eine PV- und/oder ST-Anlage vorhanden ist (19.001 Gebäude). Zudem werden aufgrund häufiger Verschattung alle nördlich exponierten Dachflächen ausgeschlossen sowie bei Fassadenflächen pro Gebäude jeweils nur die beiden am südlichsten orientierten Flächen berücksichtigt. Schließlich wird angenommen, dass aufgrund von Dachfenstern, Kaminen und Gauben im Schnitt nur etwa 90 % der Dachflächen genutzt werden können, bei Fassadenflächen aufgrund von Türen und Fenstern sogar nur etwa 6,5 %. Bei Freiflächen müssen zusätzliche Flächen für Infrastruktur, Abstände zwischen den einzelnen Modulen sowie Ausgleichsflächen berücksichtigt werden, sodass nur etwa 1/3 der vorhandenen Fläche auch mit einem Modul bebaut werden kann (Wesselak und Voswinckel, 2016). Bei der Freiflächen-Solarthermie wird zudem angenommen, dass Anlagen nur in unmittelbarer Siedlungsnähe sinnvoll genutzt werden können, da die Wärmeverluste sonst zu groß würden. Dafür werden demnach nur Flächen im Umkreis von 100 m um Siedlungen als Potentialflächen berücksichtigt. Nach Ausschluss aller Kriterien verbleiben nutzbare Flächen von 2.189 ha auf Dachflächen, 143 ha auf Fassadenflächen sowie 18.125 ha für Freiflächen-PV und 5.857 ha für Freiflächen-ST (siehe Abbildung 2-8 grüne und rote Flächen).

Auf den nutzbaren Flächen ergibt sich ein gesamtes theoretisches Energiepotential von 293 TWh/a auftreffender Sonnenenergie auf den für PV geeigneten Flächen bzw. von 110 TWh/a auf den für ST geeigneten Flächen (siehe Tabelle 2-4). Für die Ermittlung des

technischen Potentials müssen nun die Wirkungsgrade für PV- und ST-Anlagensysteme berücksichtigt werden. Die dominante Technologie auf dem PV-Markt sind kristalline Silizium-Solarzellen (>90 % der Weltproduktion), weshalb in dieser Arbeit ausschließlich diese Technologie Verwendung findet (Wesselak und Voswinckel, 2016). Der Gesamtwirkungsgrad von Photovoltaik-Anlagen auf Basis kristalliner Silizium-Solarzellen lag im Jahr 2017 bei 16,6 % (Fraunhofer ISE, 2019). Bei solarthermischen Anlagen haben Flachkollektoren in Europa bei weitem den größten Marktanteil, alle folgenden Überlegungen werden daher anhand dieses Kollektortyps angestellt (Kaltschmitt et al., 2013). Der jährliche Systemwirkungsgrad für Anlagen, die zur Raumheizung eingesetzt werden kann mit 30 % angenommen werden (Eicker, 2012). Das resultierende technische Energiepotential beläuft sich auf 48.659 GWh/a aus PV-Anlagen bzw. 32.876 GWh/a aus ST-Anlagen (Tabelle 2-4).

Tabelle 2-4 Verfügbare und nutzbare Flächen sowie theoretisches und technisches Energiepotential für PV- und ST-Anlagen (Eicker, 2012, LDBV, 2015a, Fraunhofer ISE, 2019)

	Verfügbare Fläche [ha]	Nutzbare Fläche [ha]	Theoretisches Energiepotential [GWh/a]	Technisches Energiepotential PV* [GWh/a]	Technisches Energiepotential ST** [GWh/a]
Dachflächen	2.305	2.189	20.813	3.455	6.244
Fassadenflächen	4.853	143	1.416	235	425
Freiflächen PV	54.374	18.125	270.899	44.969	-
Freiflächen ST	54.374	5.857	87.358	-	26.207
Gesamt PV	61.532	20.457	293.128	48.659	-
bzw. ST	61.532	bzw. 8.189	bzw. 109.587	-	32.876

* bei einem Gesamtwirkungsgrad von 16,6 %; ** bei einem Gesamtwirkungsgrad von 30 %

In Bayern gibt es zusätzlich eine Kategorisierung von vorrangig geeigneten Flächen, denen ein geringes Konfliktpotential zugeschrieben wird. Dazu gehören unter anderem brachliegende Flächen ehemaliger baulich genutzter Flächen, versiegelte Konversionsflächen aus wirtschaftlicher und militärischer Nutzung, Altlastflächen und Abfalldeponien, Pufferzonen entlang großer Verkehrsstrassen und Lärmschutzeinrichtungen sowie Ackerflächen oder Intensivgrünland mit geringer Ertragserwartung (LfU, 2014). Die Datengrundlage für das Vorkommen dieser Flächen innerhalb der Untersuchungsregion ist sehr begrenzt, sodass hier vor allem ein Fokus auf die Pufferzonen entlang großer Verkehrsstrassen gelegt wird. In Abbildung 2-8 sind in blau alle Flächen gekennzeichnet, die innerhalb der ermittelten naturräumlichen Potentialflächen in einem 110 m breiten Radius entlang von Schienen und Autobahnen liegen und daher als vorrangig geeignete Flächen für die Untersuchungsregion gelten.

Tabelle 2-5 Verfügbare und nutzbare Flächen sowie theoretisches und technisches Energiepotential für PV- und ST-Anlagen entlang von Autobahnen und Schienen in der Region EWO (Eicker, 2012, LDBV, 2015a, Fraunhofer ISE, 2019)

	Verfügbare Fläche [ha]	Nutzbare Fläche [ha]	Technisches Energiepotential [GWh/a]
Freiflächen PV	1.044	348	236.9 *
Freiflächen ST	1.044	157	175.5**

* bei einem Gesamtwirkungsgrad von 16,6 %; ** bei einem Gesamtwirkungsgrad von 30 %

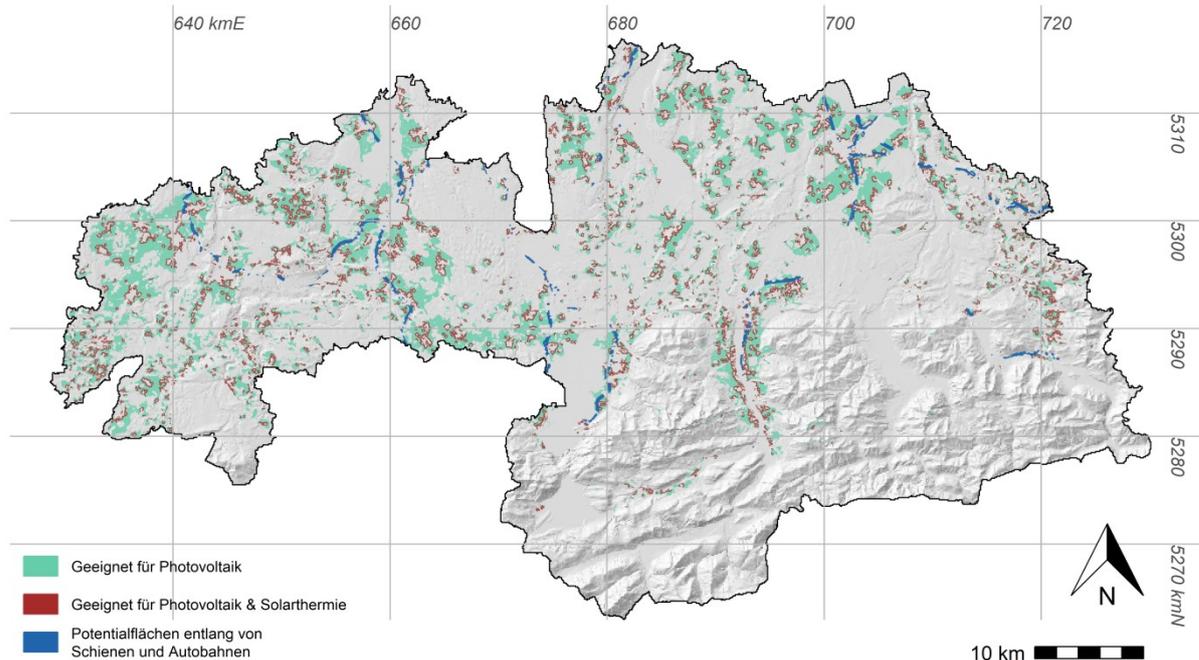


Abbildung 2-8: Potentialflächen für den Bau von Freiflächen-Photovoltaik und –Solarthermieanlagen in der Region EWO. Das Potential ergibt sich durch den Ausschluss von Waldflächen, versiegelten Flächen, Gewässer- und Überschwemmungsflächen sowie von Schutzgebietsflächen. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

2.2.3 Analyse des Wasserkraftpotentials

Das Potential zur Nutzung der Wasserkraft wurde mithilfe einer Voruntersuchung des Bayerischen Landesamts für Umwelt (LfU) ermittelt (LfU, 2012). Darin wurden sämtliche bestehenden Querbauwerke auf ihr Neubaupotential für Wasserkraftwerke geprüft. Davon wurden insgesamt 16 als geeignet eingestuft. Zudem wurden für jeweils zwei bestehende Wasserkraftwerke Potentiale für Modernisierung bzw. Nachrüstung ermittelt. Die Standorte der bestehenden Anlagen sowie der Querbauwerke samt Potential sind in Abbildung 2-9 zu sehen.

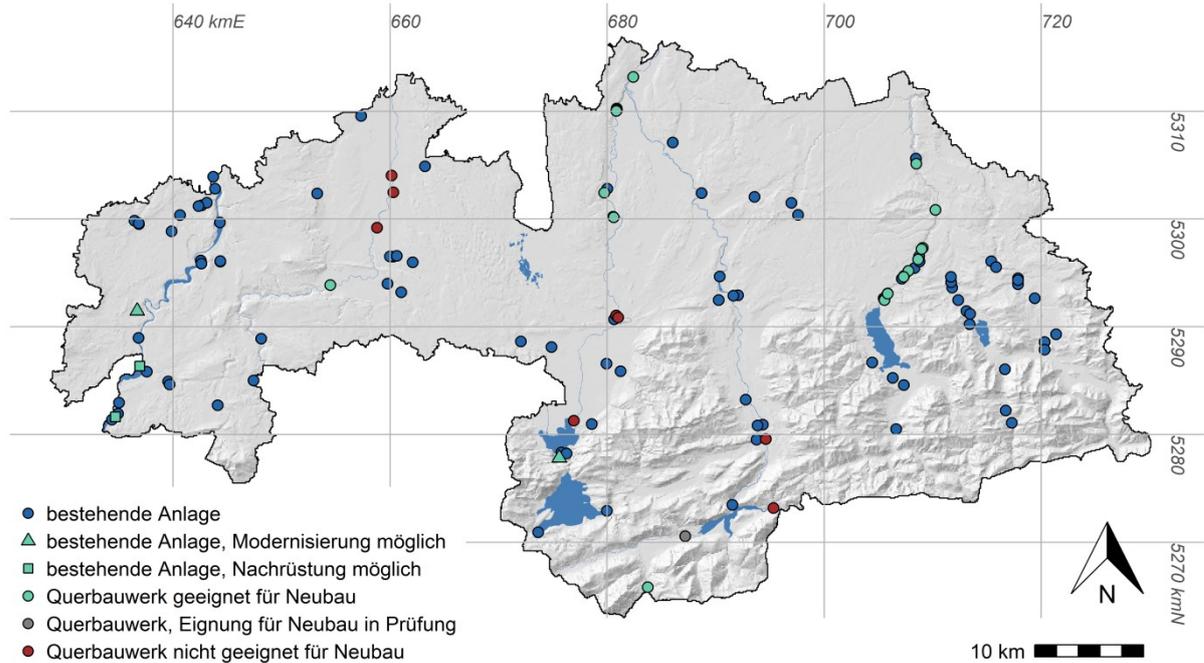


Abbildung 2-9: Standorte bestehender Wasserkraftwerke sowie bestehender Querbauwerke mit möglichem Neubau- und Ausbaupotential in der Region Oberland. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32 (LfU, 2012).

Tabelle 2-6 Potentiale zur Wasserkraftnutzung in der Region EWO.

Potentieller Standort	Nennleistung [kW]	Wirkungsgrad	Durchflussrate [m ³ /s]	Art	Technisches Potential [MWh/a]
Rissbachwehr	329	0.73	9.1	Neubau	1,731.5
Beuerberger Wehr	543	0.73	37.7	Neubau	2,857.8
Eurasburger Wehr	597	0.73	37.7	Neubau	3,142.0
Kastenmuehlwehr	166	0.73	5.5	Neubau	873.7
Ickinger Wehr	292	0.73	15	Neubau	1,536.8
Ausleitung Neumuehle	54	0.73	5	Neubau	284.2
Ausleitung Muehltal	95	0.74	8.8	Neubau	500.0
Querbauwerk Mangfall	181	0.73	8.4	Neubau	952.6
Ausleitung Thalmuehle	126	0.73	8.8	Neubau	663.1
Querbauwerk Mangfall II	76	0.74	8.8	Neubau	400.0
Querbauwerk Mangfall III	63	0.73	8.8	Neubau	331.6
Querbauwerk Mangfall IV	63	0.73	8.8	Neubau	331.6
Querbauwerk Mangfall V	82	0.73	8.8	Neubau	431.6
Absturz Mangfall	63	0.73	8.8	Neubau	331.6
Bruchmuehle Muehltal	94	0.73	4.4	Neubau	494.7
Peissenberger Wehr	65	0.74	9	Neubau	342.1
Urspring ViaClaudia	1,020	0.89	142.5	Modernisierung*	5,368.3
Walchenseekraftwerk	12,400	0.75	84	Modernisierung*	65,261.2
Schwabbruck	1.1	0.8	0.7	Nachrüstung*	5.8
Prem	1.9	0.9	142.5	Nachrüstung*	10.1
Gesamt	16.312				85.850

* Annahme: Erhöhung der Anlagenleistung um ca. 10 %

Für diese Standorte wurden mithilfe des hydrologischen Modells PROMET (siehe Abschnitt 0) die zu erwartenden mittleren Jahreserträge über den Modellzeitraum von 35 Jahren (2011-2045) berechnet und gemittelt. Das technische Potential sowie die möglichen Kraftwerksparameter sind in Tabelle 2-6 aufgeführt. Demnach ist insgesamt über Neubau an Querbauwerken sowie Modernisierung und Nachrüstung bestehender Anlagen ein technisches Potential von knapp 86 GWh/a vorhanden.

2.2.4 Analyse des Windkraftpotentials

Windkraftpotential wird üblicherweise standortbezogen ermittelt, indem eine detaillierte Ertragsanalyse anhand der Verteilung der Windgeschwindigkeiten über das Jahr erstellt wird. Eine einfache Betrachtung des Jahresmittelwertes reicht bei weitem nicht aus, um die natürliche Variabilität der Windgeschwindigkeiten und damit auch die Ertragserwartungen einer Windkraftanlage (WKA) abzuleiten. Um eine flächenverteilte Aussage über das generelle Windkraftpotential einer ganzen Region treffen zu können, bieten die Energieertragskarten des bayerischen Windatlas (BayStMWi, 2014) eine gute Grundlage. Darin sind die Windkraftpotentiale unter anderem in Form von zu erwartenden Volllaststunden pro Jahr (= Auslastungsgrad einer Anlage) für den Zeitraum 1981-2010 enthalten. Die Berechnung basiert auf der mathematischen Annäherung an die Häufigkeitsverteilung bestimmter Windgeschwindigkeitsklassen über die Weibull-Verteilung. Die Berechnungen zum Ertragspotential wurden schließlich anhand einer synthetischen Schwachwind-WKA mit 2 MW Nennleistung und einer Anlagenhöhe von 160 m durchgeführt, die für bayerische Verhältnisse als typisch angesehen werden kann (BayStMWi, 2014).

Für die Analyse in der Region EWO wird ein ähnlicher Anlagentyp angenommen, wie er im unmittelbaren Umfeld der Region bereits Anwendung gefunden hat und daher als wahrscheinlich angenommen wird. Der betreffende Anlagentyp hat eine Nennleistung von 3 MW und arbeitet in einer Höhe von 149 m mit einem Rotorblattdurchmesser von 115,7 m (LTW, ENERCON, 2015, Bauer und Matysik, 2020).

Das räumliche Potential für Windkraft wurde wie bei der Solarenergie über eine GIS-Analyse ermittelt. Dabei wurden für das naturräumliche Potential folgende Flächen (inkl. Schutzabständen) ausgeschlossen, die entweder aus Gründen der Landnutzung oder des Naturschutzes für eine Nutzung durch WKA nicht infrage kommen:

Flächen für Siedlung, Infrastruktur und Wasserwirtschaft:

- Flächen mit Wohnbebauung bzw. besonderer funktionaler Prägung (800 m)
- Außenbereichs- und Flächen gemischter Nutzung (500 m)
- Industrie- und Gewerbeflächen (300 m)

- Verkehrs- und Versorgungsinfrastruktur (Straßen, Bahntrassen, Bahnhofsanlagen, Hochspannungsfreileitungen und Umspannwerkstandorte) (150 m)
- Flugplätze/-häfen und ihre Kontrollflächen (-)
- Truppen-/ Standortübungsplätze (-)
- Gewässerflächen 1., 2. und 3. Ordnung (-)
- Festgesetzte, planreife Wasser- und Heilquellenschutzgebiete (-)

Naturschutzflächen:

- Nationalparks
- Naturschutzgebiete
- FFH-Gebiete
- Vogelschutzgebiete
- Alpenplan Zone C
- Biotopflächen
- Naturdenkmäler

Eine weitere Restriktion bilden Landschaftsschutzgebiete und ein Puffer von 1.000 m um Vogelschutzgebiete, innerhalb derer eine Einzelfallentscheidung stattfinden muss. Sie stellen allerdings in diesem Sinne kein hartes Ausschlusskriterium dar und werden daher für die Windkraftnutzung in Betracht gezogen. Für die Ermittlung der nutzbaren Potentiale innerhalb der jeweiligen Flächen wird ein radialer Abstand von 500 m zwischen den Anlagen angenommen. Über die Anzahl der möglichen Anlagen, die durchschnittliche Volllaststundenzahl der Standorte und die Leistung von 3 MW wird schließlich der mögliche jährliche Energieertrag der WKAs abgeschätzt.

Berücksichtigt man alle Flächen für Siedlung, Infrastruktur und Wasserwirtschaft sowie die Naturschutzflächen, so bleibt eine Fläche von ca. 29.260 ha, die aus naturräumlicher Sicht zur Windkraftnutzung zur Verfügung stehen würde. Wie aus Tabelle 2-7 ersichtlich, ließen sich darauf 1.360 Anlagen mit einem durchschnittlichen Gesamtertrag von 4.874 GWh/a errichten.

Für zusätzliche Einschränkungen sorgt die 10 h-Regelung, die seit dem 17.11.2014 als eine Bestimmung der Bayerischen Landesbauordnung gilt. Sie besagt, dass beim Neubau einer WKA ein Mindestabstand vom 10-fachen ihrer Höhe zur nächsten Siedlung eingehalten werden muss, es sei denn alle beteiligten Gemeinden stimmen einem geringeren Abstand zu (nach Art. 82 Abs. 5 BayBO). Da über die einstimmige Zustimmung aller betroffenen Kommunen der Bau einer WKA innerhalb des 10 h-Abstands dennoch möglich ist, wurden die Flächen in der Analyse berücksichtigt. Die Einschränkungen durch die 10 h-Regel

würden allerdings zu einem verringerten Potential von 966 Anlagen mit 3.447 GWh/a führen, die auf einer Fläche von ca. 18.850 ha errichtet werden könnten (siehe Tabelle 2-7).

Zudem gilt in der Region der Regionalplan 17 (RP17), der die Nutzung der Windkraft innerhalb der Planungsregion Oberland stark reguliert. Die darin ausgewiesenen Vorrang- und Vorbehaltsgebiete bieten den regionalen Planungsverbänden eine Möglichkeit, die Errichtung von WKAs in einer Vorstufe zur Genehmigung zu steuern (§ 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB). In der 9. Teilfortschreibung Windkraft des RP17, die am 22.04.2015 im Planungsausschuss der Region EWO beschlossen wurde (Inkrafttreten am 17.10.2015), wurden insgesamt sieben Vorranggebiete (VRG) mit einer Gesamtfläche von ca. 960 ha ausgewiesen (Planungsverband Region Oberland, 2015). Darüber hinaus gibt es sogenannte „Weiße Flächen“ (ca. 850 ha), die weder als Vorrang-, noch als Ausschlussflächen definiert sind. Die beiden Kategorien umfassen 0,33 % und 0,29 % der gesamten Regionsfläche, die übrigen 99,38 % der Region gelten nach RP17 als Ausschlussflächen. Als regionales Planungsinstrument besteht allerdings die Möglichkeit, dass der Planungsausschuss im Hinblick auf das Ziel der Region, sich vollständig über EE zu versorgen, erneute Änderungen und damit eventuell Ausweitungen der VRG vornehmen könnte. Aus diesem Grund werden auch die Ausschlussgebiete des RP17 in der Analyse gesondert berücksichtigt. Die Limitierungen des RP17 würden hingegen zu einem wesentlich geringeren Potential von nur 56 Anlagen auf ca. 1.810 ha Fläche mit einer jährlichen Leistung von 247 GWh führen. Berücksichtigt man sowohl die 10 h-Regel als auch den RP17, so beläuft sich das Potential, das unter aktuellem rechtlichem Rahmen ausgeschöpft werden kann, auf eine Fläche von 441 ha mit maximal 34 Anlagen und einem geschätzten Ertrag von insgesamt 149 GWh/a. Die einzelnen Potentialflächen sind in Abbildung 2-10 dargestellt.

Tabelle 2-7 Ermittelte Windkraftpotentiale in der Modellregion EWO.

Volllast- stunden	Potential ohne 10 h- Regel oder RP17		Potential mit 10 h		Potential mit RP17		Potential mit 10 h- Regel und RP17	
	Anzahl WKA	Techn. Potential [GWh/a]	Anzahl WKA	Techn. Potential [GWh/a]	Anzahl WKA	Techn. Potential [GWh/a]	Anzahl WKA	Techn. Potential [GWh/a]
600	254	457	167	301	2	4	1	2
900	200	540	140	378	1	3	0	0
1.200	403	1,451	328	1,181	6	22	5	18
1.500	322	1,449	222	999	39	176	25	113
1.800	181	977	109	589	8	43	3	16
Gesamt	1.360	4.874	966	3.447	56	247	34	149

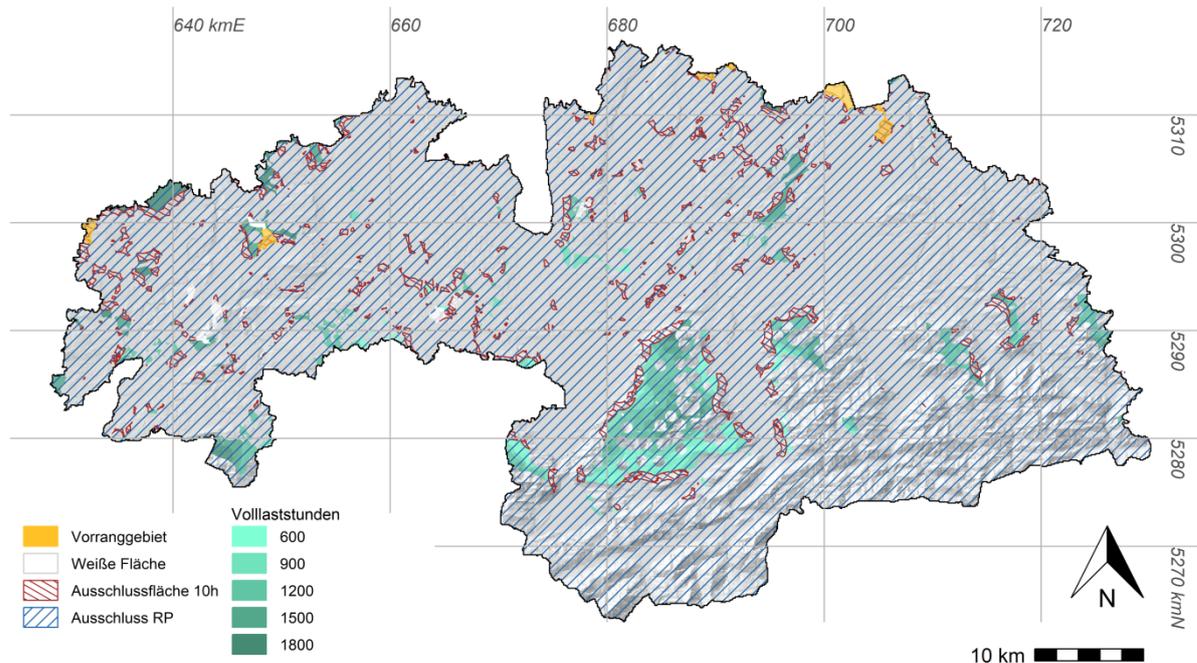


Abbildung 2-10: Potentialflächen für die Windkraftnutzung in der Region EWO. Flächen in Grüntönen stellen die am jeweiligen Standort in 160 m Höhe zu erwartenden jährlichen Volllaststundenzahl dar. Rot schraffierte Flächen zeigen die durch die 10 h-Regelung bedingten zusätzlichen Ausschlussflächen, blau schraffierte Flächen zeigen die Ausschlussflächen aufgrund der Regelungen des Regionalplans (RP17). Die darin ebenfalls definierten Vorranggebiete und weißen Flächen sind in gelb bzw. weiß dargestellt. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

2.2.5 Analyse des Bioenergiepotentials

Die Nutzung der Bioenergie zur Strom- und Wärmeerzeugung kann einen wichtigen Beitrag zur Grundlastsicherung leisten, da sie nicht wie Wind- oder Solarenergie direkt durch die meteorologische Volatilität beeinflusst wird. Verschiedene Substrate spielen bei der energetischen Nutzung eine Rolle.

In Biogasanlagen werden verschiedene Rohstoffe mithilfe von Bakterien in einem luftdichten Bioreaktor zu Biogas oder Biomethan vergärt. Das Gas kann dann entweder einem Blockheizkraftwerk (BHKW) zur Strom- und Wärmeerzeugung (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) zugeführt werden, oder es wird auf Erdgasqualität aufbereitet und ins Erdgasnetz eingespeist. Die Verwertung von fester Biomasse findet vor allem in Form von Holz über Biomasseheizwerke und Kleinfeuerungsanlagen (Stückholz, Holzbriketts, Holzpellets, Hackschnitzel) statt, aber auch Holzvergaser finden Anwendung (Watter, 2015, UBA, 2019a).

In dieser Arbeit wurden die energetischen Potentiale folgender Substrate untersucht: Maissilage, Grassilage aus Dauergrünland und Straßenbegleitgrün, Tierexkremte sowie Holz auf Forstflächen.

Für die Ermittlung des energetischen Potentials werden sowohl Informationen über die jährlich anfallende Erntemenge des jeweiligen Substrates sowie zu den entsprechenden Gasausbeuten benötigt. Die üblichen Gasausbeuten für die Tierexkrementen von Rindern, Schweinen und Geflügel sowie für Mais- und Grassilage sind Tabelle 2-8 zu entnehmen.

Tabelle 2-8: Gasausbeuten von Tierexkrementen und Mais- und Grassilage (Lfl, 2009, KTBL, 2013, FNR, 2019).

Tierart/Substrat	Anteil Trockenmasse (TM) [-]	davon organische Tro- ckenmasse (oTM) [-]	Gasertrag [Ln/kg oTM]	Methangehalt [-]
Rinder	0,1	0,8	380	0,55
Schweine	0,06	0,8	420	0,6
Geflügel	0,4	0,75	500	0,55
Grassilage	0,35	0,9	600	0,53
Maissilage	0,35	0,95	350	0,52

Zur Berechnung des Waldholzpotentials wurde die in Bayern vorherrschende Baumartenverteilung der Bundeswaldinventur zugrunde gelegt (LWF, 2014a). Berücksichtigt wurden bei den Laubbälzern Eichen, Buchen sowie aLh (andere Laubbäume mit hoher Lebensdauer) und aLn (andere Laubbäume mit niedriger Lebensdauer), bei Nadelbälzern spielen Fichten, Tannen, Douglasien, Kiefern und Lärchen eine Rolle. Buchen und Fichten machen dabei die größten Anteile des jährlichen Zuwachses aus (siehe Tabelle 2-9).

Tabelle 2-9: Zuwachsraten und Heizwerte verschiedener Baumarten in Bayern (LWF, 2014a, LWF, 2014b).

Baumart	Jährliche Zu- wachsrate [m ³ /ha]	Anteil am Ge- samtzuwachs [%]	Heizwert bei 15 % Wassergehalt [kWh/Fm*]	
Laubbälzern	Eiche	0,1	0,5	2.788
	Buche	4,1	22,3	2.724
	aLh**	1,8	9,8	2.724
	aLn***	1,1	6,0	1.723
Nadelbälzern	Fichte	9,9	53,8	1.926
	Tanne	1,2	6,5	1.926
	Douglasie	0,1	0,5	1.926
	Kiefer	0,1	0,5	2.190
	Lärche	0,01	0,1	1.929
Gewichtetes Mittel des Heizwertes****			2.176	

* 1 Fm = 1 m³ feste Holzmasse (Watter, 2015)

** aLh = andere Laubbäume mit hoher Lebensdauer

*** aLn = andere Laubbäume mit niedriger Lebensdauer

**** Anteile am Gesamtzuwachs Laubwald/ Nadelwald: 38,6 / 61,4 %

Die Umrechnung in ein theoretisches Energiepotential erfolgt für alle Substrate schließlich mithilfe der statistisch erfassten Bestands- und Ertragsdaten, die aus Tabelle 2-10 hervorgehen und den Gasausbeuten und Heizwerten (Tabelle 2-8 und Tabelle 2-9) und ist in Tabelle 2-10 dargestellt. Der gesamte Energiegehalt der in der Region vorhandenen Substrate beläuft sich demnach auf ein Potential von knapp 7,5 GWh/a, wobei hier der Einschlag des gesamten Waldholzzuwachses mit knapp 6 GWh/a den größten Anteil ausmacht.

Für die Berechnung des technischen Potentials werden schließlich die Wirkungsgrade der verschiedenen Energieerzeugungsanlagen berücksichtigt. Für die Verwertung von Substrat in Biogasanlagen wird dabei ein Gesamtwirkungsgrad von 82 % angenommen, der sich aus einem thermischen Wirkungsgrad von 44,5 % und einem elektrischen Wirkungsgrad von 37,5 % zusammensetzt. Der Wirkungsgrad von Biomasseheizwerken wird mit 87,3 % angenommen, der von Holzvergasern zur Stromerzeugung mit 32,5 % (KTBL, 2013, FNR, 2019). Das gesamte technische Potential beläuft sich demnach auf etwa 2,5 GWh/a elektrische und gut 5,8 GWh/a thermische Energie und ist Tabelle 2-11 zu entnehmen. Berücksichtigt man nun noch den bereits zur Energieerzeugung genutzten Anteil der einzelnen Substratarten (siehe Tabelle 2-1), so ergibt sich ein potentieller Stromertrag von 2,3 GWh/a sowie knapp 5 GWh/a Wärmeertrag.

Tabelle 2-10: Landnutzungsflächen und Viehbestand sowie jährlich anfallende Mengen und theoretisches Energiepotential der relevanten Bio-Substrate in der Region EWO (KTBL, 2013, BayLfStaD, 2015a, BayLfStat, 2017, FNR, 2019).

Substrat	Fläche [ha]/ Viehbestand	Ertrag	Biogasgehalt	Heizwert	Theoretisches Energiepotential [GWh/a]
Mais	3.833	47,05 t/ha	215 m ³ /t	6 kWh/m ³	232,6
Grünland	94.302	8,14 t/ha	185 m ³ /t	6 kWh/m ³	904,1
Laubholz	46.820	7,16 m ³ /ha	-	4.15 kWh/kg**	1.391,8
Nadelholz	93.180	11,3 m ³ /ha	-	4.32 kWh/kg**	4.550,0
Tierexkrement					384,7
davon:					
Milchkühe	70.952	17 m ³ Gülle	17 m ³ /m ³	9.97 kWh/m ³	204.4
Rinder	83.212	2,8 t Mist	66 m ³ /t	9.97 kWh/m ³	153.5
Schweine	1.570	1,6 m ³ Gülle	11.9 m ³ /m ³	9.97 kWh/m ³	0.3
Pferde	6.333	11,1 t Mist	35 m ³ /t	9.97 kWh/m ³	24.5
Hühner	62.024	2,0 m ³ Mist /100 Tiere	82 m ³ /m ³	9.97 kWh/m ³	1.0
Gesamt	-	-	-	-	7.463,2

Tabella 2-11: Gesamtes sowie ungenutztes technisches Potential für die Nutzung von Bioenergie in der Region EWO.

Substrat	Wirkungsgrade		Gesamtes technisches Potential		Ungenutztes technisches Potential	
	elektrisch	thermisch	Strom [GWh/a]	Wärme [GWh/a]	Strom [GWh/a]	Wärme [GWh/a]
Mais	0,375	0,445	87,2	103,5	65,0	77,7
Grünland	0,375	0,445	339,0	402,3	282,3	335,0
Laubholz	0,325	0,873	452,3	1.215,0	442,1	1.005,7
Nadelholz	0,325	0,873	1.478,8	3.972,2	1.448,1	3.343,5
Tierexkrement	0,375	0,445	143,9	170,8	122,5	145,3
Gesamt	-	-	2.501,2	5.863,8	2.344,7	4.918,4

2.2.6 Analyse des Potentials für Tiefengeothermie und Umgebungswärme

Bei der hydrothermalen Tiefengeothermie werden Heißwasservorkommen in > 400 m Tiefe durch Bohrungen erschlossen und die darin enthaltene Wärmeenergie entzogen. Bei ausreichend hohen Temperaturen kann sie auch zur Stromerzeugung genutzt werden. Laut einer durch das Umweltbundesamt in Auftrag gegebenen Studie gilt das Süddeutsche Molassebecken, das sich auch durch den nördlichen Teil des Untersuchungsgebiets EWO zieht, kurz- und mittelfristig als eines der bedeutendsten Gebiete für die Nutzung von Geothermie in Deutschland. Die geothermische Energie wird dort bereits seit längerem in Thermalbädern genutzt und insbesondere seit dem Jahr 2000 wurden im Raum München etliche Geothermie-Projekte zur energetischen Nutzung verwirklicht (Plenefisch et al., 2015).

Die Potentiale zur Nutzung der Tiefengeothermie basieren auf einer Studie von Lecheler (2012) sowie aus den Projektdaten zur Geothermieanlage Holzkirchen, die im Laufe des Jahres 2019 in Betrieb genommen wurde (ERDWERK GmbH, 2019). Darin sind potentielle Standorte für Tiefengeothermieanlagen aufgeführt, die innerhalb der aktuell vorhandenen Gebiete für gewerbliche Aufsuchung liegen (siehe Abbildung 2-1). Tabelle 2-12 zeigt insgesamt 13 potentielle Standorte, die jährlich einen Stromertrag von 438 GWh und einen Wärmeertrag von 483 GWh erzeugen könnten.

Die Geothermie bietet unter den Erneuerbaren Energieträgern zum einen die Herausforderung, dass ihre Erschließung teils mit sehr hohen Investitionsrisiken verbunden sind, da erst nach erfolgter Bohrung die Nutzbarkeit des jeweiligen Standortes abschließend bewertet werden kann. Bei erfolgreicher Erschließung allerdings kann die Geothermie einen wichtigen Beitrag zur Deckung der Grundlast beitragen und die Energiewende erheblich vorantreiben.

Tabelle 2-12: Potentielle Standorte für die Nutzung von Tiefengeothermie (Lecheler, 2012, ERDWERK GmbH, 2019).

Standort	Tiefe [m u. NN]	Temperatur [°C]	Elektrische Leistung [kW]	Stromertrag [GWh/a]*	Thermische Leistung [kW]	Wärmeertrag [GWh/a]**
Holzkirchen***	4.200	136	2.369	20	14.341	60
Königsdorf	4.800	154	2.689	22	21.989	91
Geretsried	3.800	124	1.277	11	17.209	71
Weilheim	4.300	139	5.410	45	16.860	70
Bad Tölz	5.000	160	3.928	33	16.253	67
Miesbach	5.000	160	4.591	38	10.517	44
Bernried	4.600	148	6.630	55	9.650	40
Penzberg	5.000	160	5.149	43	-	-
Sachsenkam	4.500	145	3.864	32	-	-
Irschenberg	4.400	142	3.640	30	-	-
Königsdorf	4.300	139	3.426	28	-	-
Warngau	4.300	139	3.425	28	-	-
Otterfing	4.000	130	2.834	24	-	-
Valley	3.800	124	2.497	21	-	-
Gesamt			52.729	429	106.819	443

* Erwartete Volllaststunden: 8.300 (Lecheler, 2012)

** Erwartete Volllaststunden: 4.150 (Lecheler, 2012)

*** Anlage ist im Jahr 2019 in Betrieb gegangen

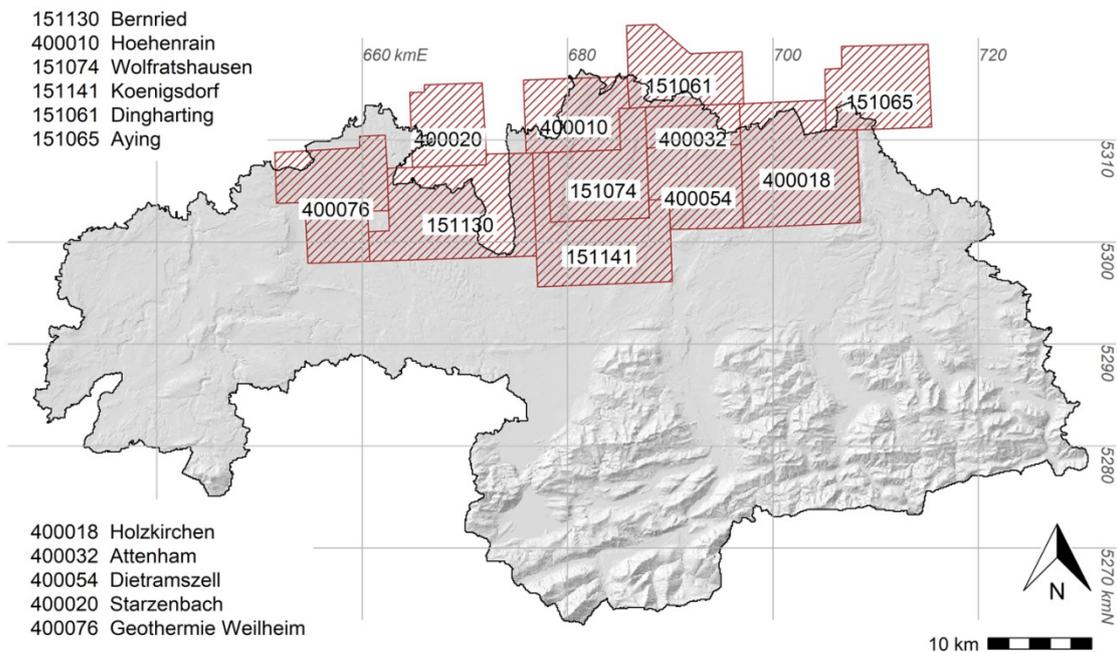


Abbildung 2-11: Erlaubnisgebiete für gewerbliche Aufsuchung für Tiefengeothermie in der Untersuchungsregion. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32. (Lecheler, 2012, ERDWERK GmbH, 2019).

Die Nutzung der sogenannten Umgebungswärme ist nahezu überall möglich (LfU, 2018). Der Begriff bezeichnet sowohl die Nutzung der oberflächennahen Geothermie (= die im Erdreich bis zu 400 Metern Tiefe oder im Grundwasser gespeicherte Wärmeenergie) durch Wärmepumpen als auch die Nutzung der Umweltwärme (= bodennahe Luftschichten und Oberflächengewässer) durch Erdwärmesonden, -kollektoren sowie Luft- oder Grundwasser-Wärmepumpen (LfU, 2018, UBA, 2018). Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden diese Technologien im Folgenden unter den Begriffen „Umgebungswärme“ oder „Wärmepumpen“ zusammengefasst (UBA, 2018). Die Umgebungswärme bildet einen essentiellen Bestandteil der Energiewende. Bei 40 % der neu gebauten Wohnhäuser in Deutschland findet diese Technik bereits Anwendung (UBA, 2018). Der potentielle Ausbau der Umgebungswärme wird vor allem durch die Anzahl der Gebäude mit Wärmebedarf begrenzt, die verwendete Technologie ergibt sich dann aus den örtlichen Untergrundverhältnissen und der hydrogeologischen Situation sowie dem vorhandenen Platzangebot (LfU, 2018). Da Umgebungswärmeanlagen stets bedarfsgesteuert betrieben werden, errechnet sich der potentielle Wärmeertrag aus dem Wärmebedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude, die noch nicht durch solche Anlagen mit Wärme versorgt werden. Aus diesem ergibt sich in der Region eine durchschnittliche Anlagenleistung von 12 kW (Lecheler, 2012). Somit liegt das noch nicht ausgeschöpfte Potential nach Tabelle 2-13 bei 3.304 GWh Wärme pro Jahr.

Tabelle 2-13: Technisches Potential für oberflächennahe Geothermie und Umweltwärme in der Region EWO (Lecheler, 2012, LDBV, 2015a).

	Gebäudebestand ohne Nutzung von Umgebungswärme	Potentieller Wärmeertrag [GWh/a]*
Wohngebäude	82.329	2.964
Nichtwohngebäude	9.431	340
Gesamt	91.760	3.304

* 12 kW Leistung pro Anlage, erwartete Volllaststunden: 3.000 (Lecheler, 2012)

2.3 Dimensionierung von potentiellen Anlagen und zusätzliche Annahmen

Bei den bisher betrachteten Anteilen des naturräumlich-technischen Potentials wurde die Anlagendimensionierung außer Acht gelassen. Für eine realistische Betrachtung der Nutzbarkeit vorhandener Potentiale spielt sie jedoch eine entscheidende Rolle. Das kommt insbesondere bei der Wärmeerzeugung zum Tragen, da hier überschüssige Energie aus zu groß dimensionierten Anlagen nicht mehr genutzt werden kann. In diesem Kapitel wird die Dimensionierung der Anlagen beschrieben, die für eine überschneidungsfreie Betrachtung der unter Punkt 2.2 beschriebenen Potentiale angewendet wurde.

Generell können Anlagen zur Gebäudeheizung nur auf bzw. in Wohngebäuden oder beheizten Nichtwohngebäuden errichtet werden. Jedes Gebäude erhält entweder eine alleinige Holzheizung oder Umgebungswärmeanlage oder alternativ ein Kombi-System (Solarthermie + Pelletheizung) mit der in den folgenden Kapiteln ermittelten Dimensionierung.

Jedem Gebäude kann zudem zusätzlich eine Photovoltaik-Anlage zugewiesen werden. Dabei wird davon ausgegangen, dass pro Wohngebäude gemäß dem derzeitigen Durchschnitt der Bestandsanlagen in der Region je nach Flächenverfügbarkeit eine Anlage mit 5 bis 10 kWp Nennleistung installiert wird (Schabbach und Wesselak, 2012). Anlagen auf Nichtwohngebäuden können prinzipiell die komplette nutzbare Fläche bedecken, hier wird jedoch auch eine Mindestgröße von 5 kWp festgelegt. Aufgrund der Einspeisung in das Stromnetz können im Gegensatz zu den Heizungsanlagen auch Anlagen auf unbeheizten Nebengebäuden errichtet werden.

Bei gebäudeungebundenen Anlagen erfolgt die Dimensionierung nach unterschiedlichen Gesichtspunkten. Bei Wasserkraft und Tiefengeothermie ist die Dimensionierung durch die identifizierten Standorte vorgegeben und wird auch jeweils so umgesetzt. Bei PV-Freiflächenanlagen bildet jede zusammenhängende Fläche in der Analyse einen potentiellen Standort. Gemäß der Beschreibung in Kapitel 2.2.2 kann nur jeweils 1/3 der Fläche als tatsächliche Modulfläche genutzt werden. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Biogassubstrat und der vorrangigen Berücksichtigung von gebäudegebundenen Holzheizungen werden für Biogasanlagen und Biomasseheizwerke lediglich Bestandsanlagen simuliert und keine zusätzlichen Anlagen errichtet. Auch ein weiterer Ausbau bestehender oder neuer Wärmenetze wird aus diesem Grund nicht berücksichtigt. Daher werden auch keine ST-Freiflächenanlagen errichtet, deren Betrieb nur in Verbindung mit einem Nahwärmenetz wirtschaftlich sinnvoll ist. Für die Befüllung der Biogasanlagen wird das derzeit in Bayern statistisch am häufigsten verwendete Mischungsverhältnis der Substratbestandteile angenommen: 49 % Mais, 11 % Gras/Grünschnitt, 40 % Gülle (BayLfL, 2012). Der Anteil von Gras/Grünschnitt kann bei geringer Verfügbarkeit durch Gülle ersetzt werden.

2.3.1 Annahmen zum Wärmebedarf von Gebäuden

Der Wärmebedarf von Gebäuden wird zur Dimensionierung der Heizungsanlagen benötigt und setzt sich hauptsächlich aus dem Bedarf von Energie zur Raumheizung sowie zur Trinkwassererwärmung zusammen. Der Anteil der Trinkwassererwärmung am Wärmenergiebedarf von Wohngebäuden beträgt derzeit etwa 13 % (Eicker, 2012). Für den Wärmebedarf von Nichtwohngebäuden wird mangels allgemeingültiger Werte dieselbe

Aufteilung angenommen. Der Wärmebedarf pro (Nicht-)Wohngebäude liegt jeweils auf Gemeindeebene vor und berücksichtigt bereits die jeweilige Zusammensetzung von Ein- und Mehrfamilienhäusern innerhalb der Gemeinden. Somit können sämtliche Wärmeerzeugungsanlagen individuell pro Gemeinde dimensioniert werden. Die individuellen Verbrauchswerte pro Gemeinde sind Anhang 1 zu entnehmen. Um eine Dimensionierung anhand der Personenzahl durchführen können, wird außerdem pro Gemeinde die durchschnittliche Einwohnerzahl pro Wohngebäude (nicht pro Haushalt) herangezogen (siehe Anhang 2).

2.3.2 Dimensionierung von potentiellen Solarthermie-Anlagen

Auf Haushaltsebene werden solarthermische Anlagen vor allem zur Erwärmung von Trink- und Brauchwasser verwendet. Dabei rechnet man pro im Haushalt lebender Person etwa 1,25 bis 1,5 m² Kollektorfläche sowie ca. 40-70 l Speichervolumen pro m² Kollektorfläche (Eicker, 2012). Für einen 4-Personen-Haushalt wird also eine Anlage mit etwa 5-6 m² Kollektorfläche benötigt (Verbraucherzentrale Bayern e.V., 2018). Diese Anlagen erreichen solare Deckungsgrade von 50-60 % (Eicker, 2012, Schabbach und Wesselak, 2012). Außerdem kann eine Solarthermie-Anlage auch zur Unterstützung der Raumheizung verwendet werden. In diesem Fall werden etwa 0,8 bis 1,1 m² Kollektorfläche pro 10 m² Wohnfläche installiert (Verbraucherzentrale Bayern e.V., 2018). Diese Systeme müssen einen Kompromiss zwischen dem hohen Heizwärmebedarf im Winter und dem sommerlichen Ertragsmaximum erfüllen und werden daher für geringere solare Deckungsgrade von 20 bis 30 % dimensioniert (Eicker, 2012, Schabbach und Wesselak, 2012). Für das Modell werden zwei Anlagentypen verwendet: sekundäre Solarthermie-Anlagen für die Trinkwassererwärmung sowie kombinierte, „primäre“ Anlagen, die neben der TWE auch für die Heizungsunterstützung verwendet werden. Für die Kombi-Anlagen wird ein kombinierter jährlicher Systemwirkungsgrad von 32,5 % angenommen. Die individuelle Dimensionierung erfolgt auf Gemeindeebene anhand der durchschnittlichen Personen sowie der durchschnittlichen Wohnfläche pro Wohngebäude und kann Anhang 2 entnommen werden.

In beiden Fällen ist zusätzlich ein konventionelles Heizsystem zur Nachheizung nötig, um das zeitweise fehlende Strahlungsangebot zu kompensieren (Schabbach und Wesselak, 2012). In der Regel erfolgt die Nachheizung entweder über fossil oder Biomasse-befeuerte Heizkessel oder über elektrische Wärmepumpen (Eicker, 2012). Für das Modell wird eine Koppelung mit einer Pelletheizung angenommen.

Die Dimensionierung nach den genannten Faustformeln führt allerdings bei Einbeziehung der individuellen Ertragserwartung pro Gebäude oftmals nicht zu den erwünschten

Deckungsgraden. Daher erfolgt für jeden potentiellen Standort eine nachträgliche Skalierung der Anlagengröße, um einen solaren Deckungsgrad von durchschnittlich 22,5 % des Heizwärmebedarfs und ca. 55 % des Energiebedarfs zur Warmwasserbereitung zu erreichen.

Bei Nichtwohngebäuden gestaltet sich die Dimensionierung schwieriger, da diese sehr stark von der Nutzung des Gebäudetyps abhängt (Bürogebäude, Dienstleistung, Schwimmbad, Schule etc.). Faustformeln wie für die Dimensionierung von Anlagen auf Wohngebäuden gibt es hier nicht. Vereinfachend wird daher angenommen, dass Solarthermie-Anlagen auf Nichtwohngebäuden den gleichen Anteil an benötigter Energie decken sollen wie auf Wohngebäuden. Zudem wird angenommen, dass auf Nichtwohngebäuden nur Kombi-Anlagen installiert werden. Die Dimensionierung der typischen Anlagengröße auf Gemeindeebene ist Anhang 3 zu entnehmen.

2.3.3 Dimensionierung von potentiellen Umgebungswärmeanlagen (Wärmepumpen)

Im Modell werden Sole/Wasser-Erdwärmesonden und Luft/Wasser-Wärmepumpen abgebildet, die im Jahr 2015 insgesamt etwa 96 % des deutschen Wärmepumpen-Marktes ausmachten und deren Anteil bis 2030 auf knapp 98 % ansteigen könnte (BWP, 2015). Auf Ebene der Wohngebäude erfolgt die Dimensionierung anhand eines überschlägigen spezifischen Heizwärmebedarfs eines Hauses mit normaler Wärmedämmung mit 0,08 kW/m². Multipliziert mit der zu beheizenden Fläche ergibt das den Gebäudewärmebedarf in kW (Dimplex, 2007). Für die Trinkwassererwärmung werden 0,25 kW pro im Gebäude lebender Person addiert um die Heizleistung der Wärmepumpe zu erhalten. Zudem gibt es seitens der Energieversorger Sperrzeiten von bis zu 3 mal 2 h täglich, innerhalb derer die Wärmepumpe nicht in Betrieb ist. Hierfür wird die Heizleistung mit einem Zuschlagsfaktor $Z = 24 \text{ h} / (24 \text{ h} - 3 \times 2 \text{ h}) = 1,33$ multipliziert (Novelan, 2014). Die Dimensionierung der Wohngebäude pro Gemeinde ist Anhang 4 zu entnehmen.

Die Dimensionierung der Wärmepumpen für Nichtwohngebäude erfolgt analog zu den Solarthermie-Anlagen anhand des Verhältnisses des Gesamtwärmebedarfs eines Wohngebäudes zur ermittelten Leistung der Wärmepumpe, das auf den Gesamtwärmebedarf der Nichtwohngebäude in der betreffenden Gemeinde übertragen wird (siehe Anhang 5).

2.3.4 Dimensionierung von potentiellen Pellet- und anderen Holzheizungen

Holzheizungen erhalten im Modell im Gegensatz zu Umgebungswärme- und Solarthermie-Anlagen keine Dimensionierung, da sie weder an eine Fläche gebunden sind noch einen leistungsabhängigen Stromverbrauch haben. Sie werden bedarfsgesteuert betrieben und decken zu jeder Zeit den Wärmebedarf des entsprechenden Gebäudes.

Für Kombi-Systeme (Solarthermie kombiniert mit Pelletheizung) wird davon ausgegangen, dass bei Anlagen zur Trinkwassererwärmung im Mittel etwa 55 % des Wärmebedarfs für die Trinkwassererwärmung solar gedeckt werden (Schabbach und Wesselak, 2012). Bei Systemen zur Heizungsunterstützung wird ein mittlerer solarer Deckungsgrad von 22,5 % der Heizenergie (\cong 20 % des Gebäudewärmebedarfs) angenommen (Eicker, 2012). Anlagen zur Trinkwassererwärmung mit Heizungsunterstützung erreichen demnach einen gesamten solaren Deckungsgrad von etwa 27 % des Gebäudewärmebedarfs. Die übrige Energie muss dann jeweils über die Pelletheizung gedeckt werden. Der Anteil von solaren Anlagen zur Trinkwassererwärmung am Gesamtbestand der Solarthermieanlagen liegt in der Region aktuell bei etwa 86 % (BSW, 2015, Halwachs et al., 2017). Der Rohstoffbedarf wird über das gewichtete Mittel der Heizwerte der Gehölze (2.176 kWh/Fm, siehe Tabelle 2-9) sowie den mittleren thermischen Wirkungsgrad von Holzheizungen (87,3 %, siehe Tabelle 2-11) berechnet. Die Zahlen zur Deckung des Wärmeverbrauchs sind Anhang 6 (Wohngebäude) bzw. Anhang 7 (Nichtwohngebäude) zu entnehmen.

2.4 Berechnung der nutzbaren Potentiale in der Region EWO

Beachtet man nun zusätzlich alle in Kapitel 2.3 aufgeführten Annahmen, so verringert sich das vorhandene Potential noch einmal beträchtlich. Zunächst werden Solarthermie-Anlagen auf Hauptgebäuden ohne Denkmalschutz und ohne bestehenden Nahwärmenetzanschluss ausgewählt. Wenn möglich wird dabei sowohl Trinkwassererwärmung als auch Heizungsunterstützung realisiert. Aus allen Flächen eines Gebäudes wird schließlich diejenige ausgewählt, die bei gegebener Dimensionierung (Anhang 1 und Anhang 3) den höchsten potentiellen Ertrag verspricht. Geht man davon aus, dass das für die gekoppelte Pelletheizung benötigte Holz ausschließlich aus der Region kommen darf, so können nur etwa 52 % dieser Gebäude tatsächlich eine Solar-Pellet-Kombination erhalten. Realisiert man diese Anlagen, so ließe sich theoretisch ein Wärmebedarf von 1.217 GWh/a über Solarthermie und Pelletheizungen decken. Alle übrigen Gebäude mit Wärmebedarf, aber ohne Nahwärmenetzanschluss, bekommen eine Umgebungswärmeanlage zugewiesen, sodass am Ende alle Gebäude mit erneuerbarer Wärme versorgt werden können. Seitens der gebäudeungebundenen Wärmeerzeugung wäre dann kein weiterer biomassegestützter Ausbau mehr möglich. Für Biogasanlagen kann das gesamte ermittelte Substrat im vorgegebenen Mischverhältnis verwendet werden, ein weiterer Ausbau findet jedoch aufgrund der begrenzten Substratverfügbarkeit nicht statt. Die Verfügbarkeit von Mais als Biogassubstrat stellt bei der Biogaserzeugung den limitierenden Faktor dar. Im Verhältnis dazu können beim gegebenen Mischverhältnis nur knapp 4 % der verfügbaren Grünlanderträge sowie lediglich 0,1 % der vorhandenen Gülle in den Biogasanlagen der Region verwertet werden.

Für die Stromversorgung werden auf allen verfügbaren Gebäuden PV-Anlagen gemäß den Annahmen in Kapitel 2.3 installiert. Bei PV-Freiflächenanlagen wird das derzeit rechtlich vorrangig mögliche Potential ausgeschöpft, das sich vor allem innerhalb eines 110 m breiten Puffers entlang von Bahnstrecken und Autobahnen bewegt. Für die Nutzung von Windkraft wird ebenfalls das derzeit geltende rechtliche Potential ausgeschöpft, das außerhalb der Ausschlussgebiete durch 10 h und RP17 liegt (siehe Tabelle 2-7). Die Wasserkraft wird wie in Tabelle 2-6 dargestellt voll ausgebaut. Für die Tiefengeothermie wird die Anlage in Holzkirchen bereits als in Betrieb genommen berücksichtigt. Bei den übrigen 13 Standorten aus Tabelle 2-12 wird angenommen, dass nur etwa 1/3 aller Bohrungen erfolgreich sind und daher nur 4 Anlagen tatsächlich umgesetzt werden können.

Tabelle 2-14: Nutzbares Energiepotential aus Erneuerbaren Energien in der Region EWO unter Berücksichtigung von Dimensionierung, Mischverhältnissen sowie Flächen- und Nutzungskonkurrenz zwischen einzelnen Technologien und Substraten.

		Nutzbarer Stromertrag [GWh/a]	Nutzbarer Wärmeertrag [GWh/a]
Photovoltaik/ Solarthermie	Dachflächen	1.605	320
	Fassadenflächen	<1	1
	Freiflächen	237	-
Wasserkraft		86	-
Windkraft		149	-
Biogas	Mais	67	79
	Grünland	8	9
	Tierexkremente	1	1
Pelletheizungen	Waldholz	-	896
Tiefengeothermieanlagen		110	-
Umgebungswärmeanlagen		-	1.153
Nutzbares Potential		2.263	2.459
IST-Produktion EE (Stand 31.12.2016)		1.078	1.161
Gesamtproduktion		3.341	3.620
Bedarf		2.517	5.512
davon zusätzlicher Bedarf Umgebungswärme		349	-
Mögliche Deckung		133 %	66 %

Beachtet man alle genannten Annahmen, so ergibt sich das in Tabelle 2-14 bzw. Abbildung 2-12 dargestellte Gesamtpotential für die Region. Zusammen mit den aus bereits bestehenden EE-Anlagen produzierten Energiemengen ließen sich bilanziell 3.341 GWh/a Strom und 3.620 GWh/a Wärme produzieren. Zusätzlich muss beachtet werden, dass die berücksichtigten Umgebungswärmeanlagen zu einem erhöhten Strombedarf führen würden. Bei einer mittleren Jahresarbeitszahl von 3,3 beträgt der Mehrbedarf etwa 349 GWh/a. Die Potentiale würden somit eine jährliche Abdeckung von etwa 133 % des Strom- sowie von lediglich 66 % des Wärmeverbrauchs ermöglichen. Die bereits bestehenden EE-Anlagen liefern dabei bereits eine Deckung von 43 % des Strombedarfs und etwa 21 % des Wärmebedarfs (grau schraffierte Flächen in Abbildung 2-12).

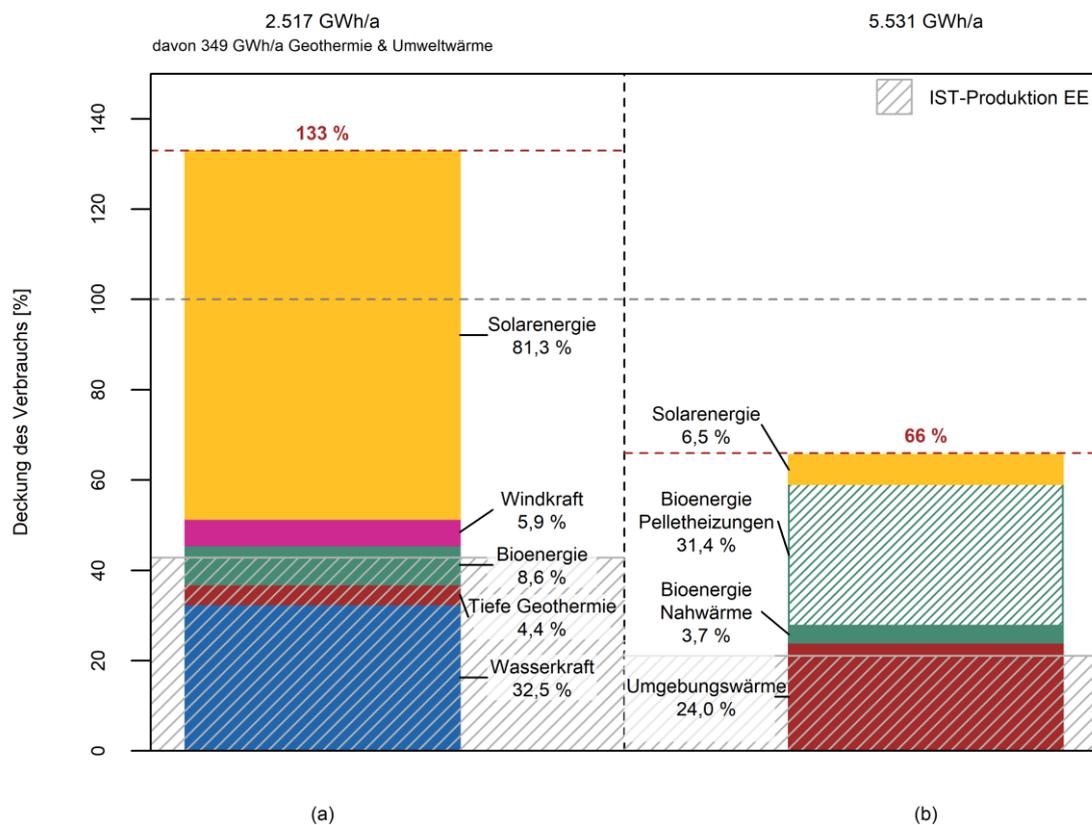


Abbildung 2-12: Potentielle jährliche Deckung des Strom- (a) und Wärmebedarfs (b) durch erneuerbare Technologien bei Verwendung der nutzbaren Potenziale in der Modellregion. Beim Strombedarf sind 133 % bilanzielle Deckung möglich, beim Wärmebedarf 66 %.

3 Entwicklung und Ansatz des Energiesystemmodells und Integration in ein Landoberflächenmodell

Die Analyse der Potentiale aus Kapitel 2 bietet bereits einen guten Überblick über die Verhältnisse in der Untersuchungsregion. Die zeitliche Auflösung von einem Jahr ist dabei allerdings sehr grob und wird den teils starken saisonalen und tageszeitlichen Schwankungen, die innerhalb eines Energiesystems sowohl auf Verbraucher- als auch auf Erzeugerseite entstehen, nicht annähernd gerecht. Als Grundlage für die Konzeption eines nachhaltigen und möglichst unabhängigen Energiesystems sollte aber eine zeitlich differenzierte Betrachtung der einzelnen Bestandteile angestrebt werden, um auf die Besonderheiten innerhalb des Systems eingehen zu können. Diese Betrachtung soll anhand eines physikalisch basierten Landoberflächenprozess- und Energiesystemmodells vorgenommen werden.

Im Rahmen des Projektes INOLA wurden verschiedene Modellkomponenten entwickelt und jeweils dynamisch in ein bestehendes, physikalisch basiertes Landoberflächenprozessmodell integriert. Im Zuge dieser Arbeit entwickelte die Autorin die Modellkomponenten der Produktionsanlagen für Wind- und Sonnenenergie, die aufgrund der hohen Volatilität der beiden Energieträger eine besonders detaillierte mathematische Beschreibung erfordern.

Insgesamt wurden zur Modellierung des regionalen Energiesystems folgende Modellkomponenten entwickelt:

- Energieproduktion
- Energieverbrauch
- Energiespeicher
- Energiemanagement und -verteilung

Zur Dokumentation der Softwareentwicklung wurden im Rahmen des Projektes INOLA umfangreiche *Technical Releases* erstellt, die eine ausführliche technische Beschreibung der jeweiligen Modellkomponente liefern. Sie enthalten eine detaillierte Erläuterung aller zugrundeliegenden physikalischen Prozesse sowie der technischen und empirischen Parameter mit allen verwendeten Gleichungen und sind über die in Tabelle 3-1 angegebenen DOIs erhältlich. Die grundsätzliche Struktur der bestehenden Modellumgebung sowie der entwickelten Teilmodule wird nun im Folgenden näher erläutert.

Tabelle 3-1: *Technical Releases* mit ausführlichen technischen Beschreibungen der einzelnen Komponenten des Energiesystemmodells.

Modellkomponente	Autor(-en)	Titel	DOI
Solarenergie	Locherer (2018a)	INOLA Software Documentation – The Solar Energy Component. Solar Power and Solar Heat Modules.	10.5282/ubm/epub.69611
Windkraft	Locherer (2018b)	INOLA Software Documentation – The Wind Power Component	10.5282/ubm/epub.69614
Wasserkraft, Geothermie & Umgebungswärme	Locherer und Reimuth (2019)	INOLA Software Documentation – The Hydropower, Geothermal and Environmental Energy Component	10.5282/ubm/epub.69615
Bioenergie	Reimuth und Locherer (2018)	INOLA Software Documentation – The Bioenergy Component	10.5282/ubm/epub.69616
Energieverbrauch	Prasch und Reimuth (2018)	INOLA Software Documentation – The Energy Consumption Component	10.5282/ubm/epub.69617
Energiespeicher	Reimuth (2017)	INOLA Software Documentation – The Energy Storage Component	10.5282/ubm/epub.69618
Energiemanagement	Reimuth (2019)	INOLA Software Documentation – The Energy Management Component	10.5282/ubm/epub.69619

3.1 Naturräumliche Modellierung der Landoberfläche im prozessbasierten Modell PROMET

Das physikalisch basierte Landoberflächenprozessmodell PROMET (Mauser und Bach, 2009) wurde entwickelt, um den Einfluss des Klimawandels auf regionale Wasserressourcen zu ermitteln. Das Modell ist räumlich explizit, d.h. die räumliche Verteilung basiert auf einem isotropen Gitternetz, in dem jeder Ort innerhalb der Untersuchungsregion durch eine Rasterzelle im Modell repräsentiert wird. Sowohl die räumliche als auch die zeitliche Auflösung können dabei je nach Fragestellung angepasst werden. Da PROMET physikalisch konsistent ist und in allen Komponenten und Schnittstellen streng dem Erhalt von Masse und Energie eines Systems folgt, wird keine Kalibrierung anhand gemessener Daten durchgeführt, jedoch ist eine der Fragestellung angepasste Parametrisierung notwendig (Mauser und Bach, 2009). Im Folgenden wird ein kurzer Abriss über die wichtigsten Komponenten des Modells gegeben, detailliertere Informationen sind Mauser und Bach (2009) zu entnehmen. Sämtliche dort beschriebenen lateralen und vertikalen Prozesse werden in jedem Zeitschritt für jede Rasterzelle im Gitternetz berechnet. Im Anschluss werden zu jedem Zeitschritt die unter Punkt 3.2 bis 3.5 beschriebenen Modellkomponenten ausgeführt.

3.1.1 Modellierung der Meteorologie

Der meteorologische Antrieb kann über Stationsdaten ins Modell eingelesen werden. Folgende Klimavariablen werden stündlich und auf 100 m interpoliert: Lufttemperatur, Niederschlag, Luftfeuchte und Windgeschwindigkeit. Die Werte für einfallende lang- und kurzwellige Strahlung werden nach Ansätzen von McClatchey et al. (1972), Möser und Raschke (1983), Swinbank (1963) und Czeplak und Kasten (1987) aus den Bewölkungsdaten der Stationen simuliert und ebenfalls für eine stündliche Auflösung sowie auf die Fläche interpoliert.

3.1.2 Modellierung des Massen- und Energieaustausches zwischen Landoberfläche und Atmosphäre

In dieser Komponente wird die geschlossene Energiebilanz der Erdoberfläche berechnet, wobei der latente, sensible und der Bodenwärmestrom sowie die reflektierte kurzwellige und emittierte langwellige Strahlung berücksichtigt werden. Dabei wird auch der Transport von evapotranspiriertem Wasserdampf in die freie Atmosphäre in Abhängigkeit von Vegetation, Boden sowie Schnee und Eis berechnet.

3.1.3 Modellierung der Vegetation

Die Vegetations-Komponente bildet Wassertransport sowie die Nährstoffkreisläufe von Kohlenstoff und Stickstoff in der Vegetationsdecke der Landoberfläche unter Berücksichtigung der wichtigsten pflanzenspezifischen Bestandesparameter (Bestandesresistenz, Blattfläche, Stomatawiderstand, photosynthetisch aktive Strahlung (PAR, *photosynthetic active radiation*)) ab. Das Wachstum wird dynamisch über einen rein physiologischen Ansatz nach Farquhar et al. (1980) abgebildet (Hank, 2008, Hank et al., 2015, Mauser et al., 2015).

3.1.4 Modellierung der Hydrologie

In der hydrologischen Modellkomponente werden sämtliche lateralen und vertikalen Prozesse des Wasserkreislaufs abgebildet.

Die vertikalen Prozesse spielen sich zwischen der Oberfläche, den Bodenschichten und dem Grundwasser ab und werden in PROMET jeweils innerhalb einer Rasterzelle berechnet. Im Modell gibt es vier Bodenkompimente, die in sich jeweils als homogen angenommen werden und innerhalb derer Infiltration, Exfiltration, Perkolation sowie kapillarer Aufstieg stattfinden. Die Perkolation der untersten Bodenschicht wird ins Grundwasser geleitet, das in PROMET sehr vereinfacht abgebildet ist. Abhängig von der Feuchttemperatur fällt Niederschlag als Regen oder Schnee. Die Akkumulation und Ablation von Gletschern wird

ebenso simuliert wie die Bildung einer Schneedecke und die Schneeschmelze (Prasch et al., 2007, Strasser et al., 2007).

Der laterale Wassertransport wird der Topographie folgend über Oberflächen-, Zwischen- und Grundwasserabfluss ins Gerinne sowie über den Durchfluss von stehenden Gewässern abgebildet. Dabei sind alle Rasterzellen durch die Topographie hydraulisch miteinander verbunden. Der Oberflächenabfluss sowie der Basisabfluss werden direkt und vollständig an das Gerinne weitergeleitet. Der Zwischenabfluss wird entweder an die Bodenkompimente der hydraulischen Nachbarn abgegeben, um dort den Bodenspeicher aufzufüllen, oder fließt bei einem ausreichend großen Quellgebiet (mind. 10 km² oder 10 Rasterzellen) ebenfalls ins Gerinne ab. Damit sich eine Flutwelle pro Zeitschritt immer nur maximal um eine Rasterzelle weiterbewegen kann, wird die Flutwellenausbreitung nach dem Muskingum-Cunge-Todini Ansatz mit einer hohen zeitlichen Auflösung von 2 min berechnet (Cunge, 1969, Todini, 2007). Im hydrologischen Modell werden außerdem künstlich geschaffene Reservoirs und Überleitungen mithilfe empirischer Parameter abgebildet.

3.2 Modellansatz der Energieproduktionsanlagen

Das Modul zur Energieproduktion besteht aus fünf unabhängigen Teilmodulen: die von der Autorin entwickelten Ansätze zur Simulation der Energieträger Solarenergie und Windkraft, sowie Ansätze zur Simulation von Wasserkraft, Bioenergie, Tiefengeothermie und Umgebungswärme abbilden.

3.2.1 Entwicklung des Modells der Anlagen zur Nutzung von Solarenergie

Das Modell zur Solarenergie bildet die Stromproduktion aus Photovoltaikanlagen sowie die Wärmeproduktion über Solarthermie-Anlagen ab. Das Modell besteht aus insgesamt zwei Teilmodulen – *SolarEnergy* und *SolarHeat* – für PV- bzw. ST-Anlagen. In beiden Modulen wird zunächst die aktuelle Sonneneinstrahlung auf die Anlagenfläche skaliert und daraus die Energieproduktion über die Wirkungsgrade der einzelnen Anlagenkomponenten ermittelt.

Im Meteorologie-Modul von PROMET werden die direkte und diffuse Einstrahlung auf die horizontale Ebene berechnet. Um die Energiemenge zu ermitteln, die für eine bestimmte Anlage zur Verfügung steht, muss die aktuelle Einstrahlung über Sonnenstands- und Anlagenparameter auf die geneigte Ebene umgerechnet werden. Dafür wird zunächst stündlich nach Gleichung (1) der Einfallswinkel der Sonne auf die geneigte Ebene des PV- oder ST-Moduls berechnet. Anschließend werden daraus mithilfe der Gleichungen (2) bis (4) die diffuse und direkte Sonneneinstrahlung sowie die Hintergrundreflexion des

Untergrundes korrigiert und somit die auf der Anlage eintreffende Globalstrahlung nach Gleichung (5) ermittelt (Quaschning, 2013).

$$\theta_{incl} = \cos^{-1}(-\cos \gamma_S * \sin \gamma_P * \cos(\alpha_S - \alpha_P) + \sin \gamma_S * \cos \gamma_P) \quad (1)$$

mit:

θ_{incl}	=	Einfallswinkel der Sonne auf eine geneigte, ausgerichtete Fläche	[rad]
γ_S	=	Sonnenzenith	[rad]
γ_P	=	Neigung des PV- oder ST-Moduls	[rad]
α_S	=	Sonnenazimuth	[rad]
α_P	=	Ausrichtung des PV- oder ST-Moduls	[rad]

$$I_{dir,incl} = I_{dir,hor} * (\sin \theta_{incl} * \cos \gamma_P - \sin \gamma_P * \cos \theta_{incl} * \sin(\alpha_S - \alpha_P)) \quad (2)$$

mit:

$I_{dir,incl}$	=	Direkte Sonneneinstrahlung auf eine geneigte, ausgerichtete Fläche	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$
$I_{dir,hor}$	=	Direkte Sonneneinstrahlung auf die Horizontale	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$

$$I_{dif,incl} = I_{dif,hor} * \left(\frac{1}{2} * (1 - F) * (1 + \cos \gamma_P) + \left(F * \frac{\cos \theta_{incl}}{\cos(90^\circ - \gamma_P)} \right) \right) \quad (3)$$

mit:

$I_{dif,incl}$	=	Diffuse Sonneneinstrahlung auf eine geneigte, ausgerichtete Fläche	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$
F	=	$\frac{I_{dir,incl}}{I_0}$	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$
I_0	=	Solarkonstante (im Mittel: 1.367)	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$
$I_{dif,hor}$	=	Diffuse Sonneneinstrahlung auf die Horizontale	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$

$$I_{refl,incl} = I_{G,hor} * A * \sin^2\left(\frac{\gamma_P}{2}\right) \quad (4)$$

mit:

$I_{refl,incl}$	=	Hintergrundreflexion	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$
$I_{G,hor}$	=	Sonneneinstrahlung auf die Horizontale	$\left[\frac{W}{m^2}\right]$
A	=	Albedo	[-]

$$I_{G,incl} = I_{dir,incl} + I_{dif,incl} + I_{refl,incl} \quad (5)$$

mit:

$$I_{G,incl} = \begin{array}{l} \text{Eintreffende Globalstrahlung auf eine geneigte,} \\ \text{ausgerichtete Fläche} \end{array} \quad \left[\frac{W}{m^2} \right]$$

Die Berechnung des Stromertrags über eine PV-Anlage nach Quaschnig (2013) erfolgt über Gleichung (6) und bezieht neben der Modulfläche und Wirkungsgraden des Moduls und des Wechselrichters auch die Alterungsdegradation der Anlage sowie den Einfluss der aktuellen Modultemperatur nach Gleichungen (7) und (8) mit ein. Die Modultemperatur ist abhängig vom Material des Moduls und der Umgebungstemperatur und beeinflusst den Gesamtwirkungsgrad der Anlage. Zudem wird die aktuelle Schneedecke berücksichtigt. Ab einer Mächtigkeit von 2 cm findet keine Stromproduktion mehr statt.

$$E_{solar} = \left(\frac{I_{G,incl}}{1000} * A_{mod} \right) * \eta_{mod} * \eta_{inv} * impact_T * (1 - age_{mod} * impact_{age}) \quad (6)$$

mit:

$$\begin{array}{lll} E_{solar} & = & \text{Stromertrag der Photovoltaikanlage} \quad [kWh] \\ A_{mod} & = & \text{Modulfläche} \quad [m^2] \\ \eta_{mod} & = & \text{Modulwirkungsgrad} \quad [-] \\ \eta_{inv} & = & \text{Wechselrichterwirkungsgrad} \quad [-] \\ impact_T & = & \text{Wirkungsgradänderung durch Umgebungstemperatur} \quad [-] \\ age_{mod} & = & \text{Betriebsalter des PV-Moduls} \quad [a] \\ impact_{age} & = & \text{Wirkungsgradänderung pro Betriebsjahr} \quad [-] \end{array}$$

$$T_{mod} = T_{air} + c_{mod} * \frac{I_{G,incl}}{1000} \quad (7)$$

mit:

$$\begin{array}{lll} T_{mod} & = & \text{Modultemperatur} \quad [^{\circ}C] \\ T_{air} & = & \text{Lufttemperatur} \quad [^{\circ}C] \\ c_{mod} & = & \text{Materialkonstante (abhängig vom Material des} \\ & & \text{Moduls)} \quad [^{\circ}C] \end{array}$$

$$impact_T = 1 - \left((T_{mod} - T_{STC}) * \left(\frac{-Coeff_{Temp}}{100} \right) \right) \quad (8)$$

mit:

$impact_T$	=	Einfluss der Modultemperatur auf den Wirkungsgrad der Photovoltaikanlage	[-]
T_{STC}	=	Temperatur bei Standard Test Bedingungen (STC, Standard Test Conditions) = 25°C	[°C]
$Coeff_T$	=	Temperaturkoeffizient, abhängig vom Material des PV-Moduls. Beschreibt die Änderung des Wirkungsgrads über die Abweichung der Modultemperatur von STC (25°C)	$\left[\frac{\%}{K} \right]$

Die Berechnung des Wärmeertrags ist in der Realität hingegen wesentlich komplizierter. Für die exakte Energiemenge wären unter anderem Kenntnisse über Vor- und Rücklauftemperaturen des Trägermediums erforderlich sowie die Menge und der Durchfluss durch den Kollektor (Kaltschmitt et al., 2013, Quaschnig, 2013, Schabbach und Leibbrandt, 2014). Vereinfacht erfolgt die Wärmeertragsberechnung daher analog zum Stromertrag über den Systemwirkungsgrad nach Gleichung (9). Der Pufferspeicher (Kapitel 3.4.2) nimmt dann jeweils nur die Menge an Wärmeenergie auf, die er benötigt. Die übrige Energie bleibt ungenutzt.

$$H_{solar} = \left(\frac{I_{G,incl}}{1000} * A_{coll} \right) * \eta_{sys} * (1 - age_{coll} * impact_{age}) \quad (9)$$

mit:

H_{solar}	=	Wärmeertrag der Solarthermieanlage	[kWh]
A_{coll}	=	Kollektorfläche	[m ²]
η_{sys}	=	Systemwirkungsgrad (setzt sich aus dem Kollektor- und dem optischen Wirkungsgrad zusammen)	[-]
age_{coll}	=	Betriebsalter des Kollektors	[a]
$impact_{age}$	=	Wirkungsgradänderung pro Betriebsjahr	[-]

Zur Evaluierung der Modellgüte wird eine lineare Regression gebildet und darauf verschiedene statistische Gütemaße angewendet, um den Grad der Übereinstimmung zwischen simulierten und gemessenen Werten untersuchen zu können. In dieser Arbeit finden zwei in der Naturwissenschaft häufig verwendete Gütemaße Anwendung, die sich in der Regel sehr gut ergänzen (Richter et al., 2012): Das Bestimmtheitsmaß R^2 sowie die Nash-Sutcliffe Effizienz NSE. Zudem wird der RMSE (Root Mean Squared Error) hinzugezogen.

Das Bestimmtheitsmaß R^2 gibt den Anteil der Gesamtstreuung der beobachteten Werte an, der durch die Regression erklärt werden kann. R^2 kann Werte zwischen 0 und 1 annehmen. Ein $R^2 = 0$ bedeutet, dass $SQE = 0$ und damit die Streuung nicht durch das Modell erklärt werden kann, ein Wert von 1 hingegen bedeutet, dass keine Residualstreuung existiert und das Modell eine perfekte Anpassung an die Beobachtung darstellt (Fahrmeir et al., 2016).

Der Root Mean Squared Error (RMSE; dt.: Wurzel der mittleren Fehlerquadratsumme) ist ebenfalls ein häufig verwendetes Maß für die Modellgüte. Er misst die durchschnittliche Größe des Fehlers der simulierten gegenüber der gemessenen Datenreihe. Durch die Quadrierung der Residuen vor der Mittelwertbildung wird großen Abweichungen mehr Gewicht gegeben, der RMSE ist also besonders sensitiv gegenüber Ausreißern. Der RMSE ist immer positiv (Fahrmeir et al., 2016).

Die Nash-Sutcliffe Effizienz oder NSE berechnet sich aus dem Quotienten zwischen der Varianz der Residuen und der Varianz der beobachteten Werte nach Gleichung (10) (Nash und Sutcliffe, 1970).

$$NSE = 1 - \frac{\sum(y_i - \hat{y}_i)^2}{\sum(y_i - \bar{y})^2} \quad (10)$$

Die NSE kann Werte zwischen $-\infty$ und $+1$ annehmen. Werte > 0 bedeuten, dass das Modell die Messwerte besser beschreibt als der Mittelwert. Werte < 0 sprechen hingegen dafür, dass der Mittelwert der Messwerte eine bessere Beschreibung der Daten liefert als das getestete Modell und die Güte somit nicht akzeptabel ist. Im Gegensatz zu R^2 reagiert die NSE besonders sensitiv auf systematische Abweichungen von Datenreihen, zudem spielen auch die absoluten Werte eine Rolle. Sie stellt somit für den Vergleich zweier Zeitreihen eine gute Ergänzung zu R^2 dar (Moriasi et al., 2007, Richter et al., 2012).

Für die Modellevaluierung der Photovoltaik stehen Messdaten von neun Anlagen auf öffentlichen Gebäuden sowie einer Freiflächenanlage zur Verfügung. Die Genauigkeit der Simulation der Globalstrahlung wird zunächst anhand der Messdaten der DWD-Klimastation Hohenpeißenberg validiert (siehe Abbildung 3-1). Deren Werte können mit hoher Genauigkeit über die Interpolation wiedergegeben werden, die lineare Regression (rechts) zeigt Werte für $R^2 = 0,77$, $NSE = 0,75$ und $RMSE = 119,02 \text{ W/m}^2$. Auch im zeitlichen Verlauf können die Werte an den meisten Tagen sehr gut wiedergegeben werden (links), lediglich einzelne Tage oder Stunden werden von der Simulation leicht überschätzt.

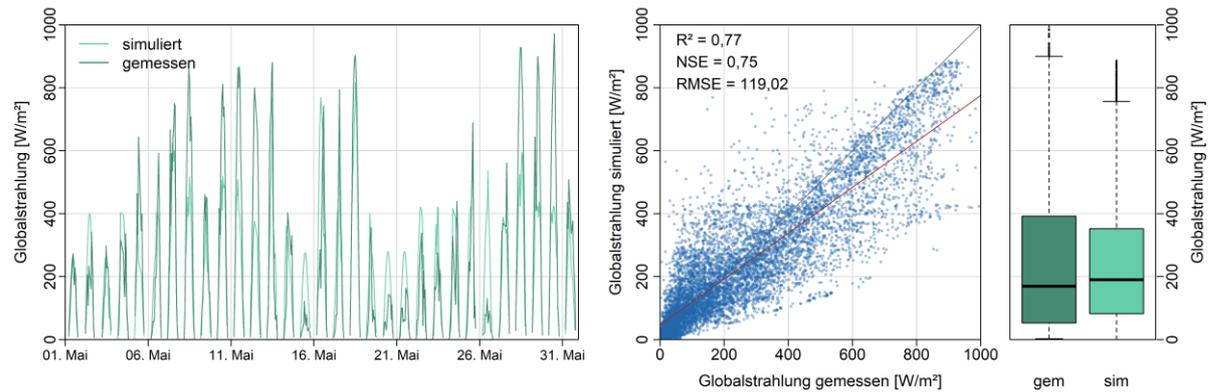


Abbildung 3-1: Genauigkeit der Simulation der stündlichen Globalstrahlung an der DWD-Messstelle Hohenpeißenberg als zeitlicher Verlauf im Mai 2015 (links) bzw. als lineare Regression inkl. Boxplots für die Jahre 2014/2015 (rechts).

Die Validierung von stündlichen Ertragsdaten aus Photovoltaik-Anlagen wird am Beispiel einer in der Region vorhandenen repräsentativen Anlage gezeigt (siehe Abbildung 3-2). Im zeitlichen Verlauf (links) ist erkennbar, dass die Leistung der Anlage analog zur Genauigkeit der Globalstrahlung an den meisten Tagen realitätsnah wiedergegeben werden kann, lediglich einzelne Tage oder Stunden werden überschätzt. Die lineare Regression (rechts) zeigt eine sehr gute Übereinstimmung mit $R^2 = 0,73$, $\text{NSE} = 0,66$ und $\text{RMSE} = 10,44$ kWh. Die Werte für sämtliche validierte Photovoltaik-Anlagen können Anhang 8 entnommen werden.

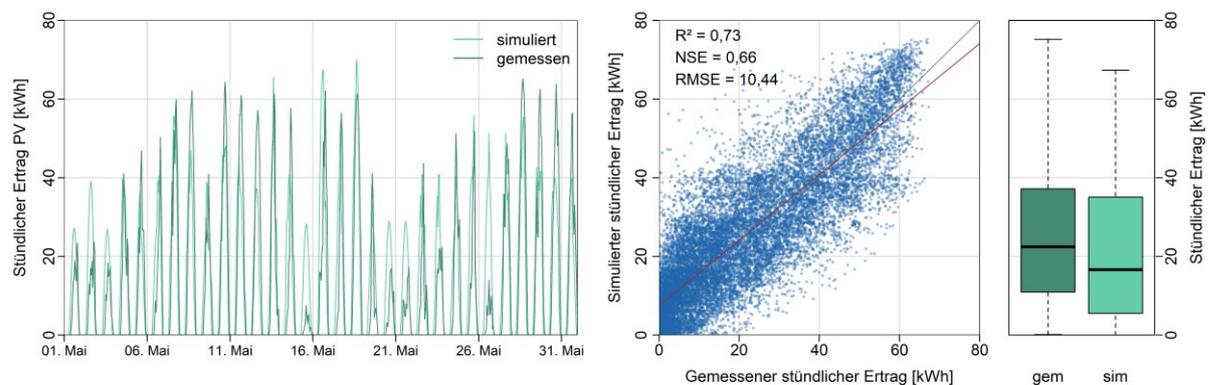


Abbildung 3-2: Genauigkeit der Simulation stündlicher Stromerträge aus Photovoltaikanlagen als zeitlicher Verlauf im Mai 2015 (links) bzw. als lineare Regression inkl. Boxplots der Jahre 2011 bis 2016 (rechts) am Beispiel einer in der Region vorhandenen repräsentativen Anlage.

Angesichts der starken saisonalen Abhängigkeit der PV-Erträge wurden die Simulationsergebnisse zudem hinsichtlich ihrer Güte bei Betrachtung der einzelnen Monate analysiert (siehe Abbildung 3-3). Hier fällt auf, dass insbesondere über die Frühlings- und Sommermonate (März bis August) eine zuverlässige Berechnung der Anlagenerträge mit R^2 (Abbildung 3-3 links unten) und NSE (Abbildung 3-3 rechts unten) gegeben ist. Im Herbst und Winter hingegen verursachen die Abweichungen des Modells einen Wert für $R^2 < 0,2$ sowie für Nash-Sutcliffe-Efficiency < 0 . Dies ist zum Teil der Tatsache geschuldet, dass im

Modell ab einer Schneedeckenmächtigkeit von 2 cm keine Produktion mehr stattfindet, in der Realität allerdings die Schmelzprozesse auf PV-Anlagen häufig schneller vonstattengehen oder manche Anlagen manuell von Schnee befreit werden. Zum anderen liegen keine Validierungsdaten zu Zeitpunkt, Häufigkeit und Dauer der Schneebedeckung vor, sodass es auch hier zu zeitlichen Verschiebungen im Modell und dadurch größeren Unterschieden in den Stromerträgen kommen kann. Eine zusätzliche Rolle spielt auch die differenzierte Modellgüte der Globalstrahlung (Abbildung 3-3 oben), die ebenfalls in den Wintermonaten sinkt.

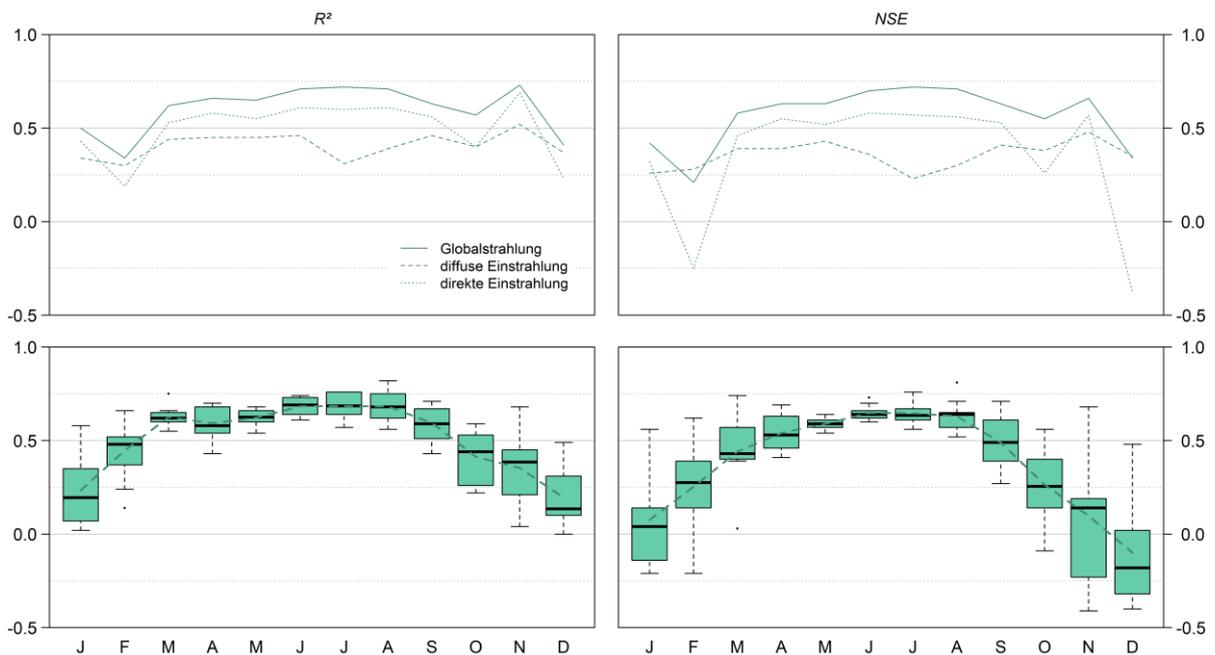


Abbildung 3-3: Werte für R^2 (links) und NSE (rechts) aus stündlich gemessener Globalstrahlung (oben) und stündlich gemessenen Anlagenerträgen von 10 PV-Anlagen (unten) für die Jahre 2014/2015, gruppiert nach Monaten.

Die Modellgüte der Produktion von solarthermischen Anlagen konnte aufgrund fehlender Messdaten nicht evaluiert werden.

3.2.2 Entwicklung des Modells der Windkraftanlagen

Im Teilmodul Windkraft wird die Energieproduktion über WKAs abgebildet. Das Modul besteht aus fünf Modellen für unterschiedliche Typen von WKA. Dabei beschreiben die Modelle 1 bis 4 die Anlagentypen, die zum Zeitpunkt der Modellentwicklung bereits in der Region installiert waren. Im Modell 5 schließlich wird der Anlagentyp beschrieben, der für künftige Installationen verwendet werden soll. Die fünf Anlagentypen mit ihren wichtigsten Parametern sind in Tabelle 3-2 zusammengefasst.

Tabelle 3-2: Wesentliche Parameter der fünf WKAs, die in WindModel1 bis WindModel5 mathematisch beschrieben werden (LTW, BRAUN Windturbinen GmbH, 2013, ENERCON, 2015, Bauer und Matysik, 2020, LuvTec GmbH, o.J.).

Modell	Nennleistung [kW]	Nabenhöhe [m]	$v_{\text{cut-in}}$ [m/s]	v_{rated} [m/s]	$v_{\text{storm-reg}}$ [m/s]	$v_{\text{cut-out}}$ [m/s]
WindModel1	1,5	10	3,5	13	-	17
WindModel2	8,5	20	2,25	12	-	13
WindModel3	12	25	2,25	12	-	13
WindModel4	600	70	2,5	11,5	-	19
WindModel5	3.000	149	1	12	27	34

Für die Berechnung der stündlichen Stromerzeugung wird zunächst die anlagenspezifische Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe mithilfe des logarithmischen Windprofils (siehe Abbildung 3-4 links) über das sogenannte „Power-Law“ nach Hellman (siehe Gleichung (11)) berechnet (Hau, 2013). Als Ausgangswert fungiert dabei die Windgeschwindigkeit in 10 m über Grund.

$$v_N = v_1 * \left(\frac{h_N}{h_1} \right)^{\frac{1}{\log \frac{h_N}{z_0}}} \quad (11)$$

mit:		
v_N	=	Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe [m/s]
v_1	=	Oberflächennahe Windgeschwindigkeit [m/s]
h_1	=	Höhe der oberflächennahen Windgeschwindigkeit [m]
h_N	=	Nabenhöhe der Windkraftanlage [m]
z_0	=	Rauhigkeitslänge des Untergrundes [-]

Für WKA gibt es in der Regel vom Hersteller sogenannte Leistungskurven, die die Performanz eines Anlagentyps unter bestimmten Windgeschwindigkeiten abbilden (siehe Abbildung 3-4 rechts). Die Kurven werden von den Herstellern über Windkanaltests abgeleitet und stellen die idealtypische Leistung des Anlagentyps dar (Kaltschmitt et al., 2013, Watter, 2015). Für alle fünf relevanten Anlagentypen wurden jeweils Polynome angepasst, die den Verlauf der Leistungskurve möglichst genau mathematisch beschreiben (siehe Anhang 9 bis Anhang 13).

Zusätzlich gibt es drei Schwellenwerte für die Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe – Einschalt-, Nenn- und Abschaltgeschwindigkeit – die anlagenspezifisch festgelegt werden. Die Einschaltgeschwindigkeit ($v_{\text{cut-in}}$) bezeichnet die minimale Windgeschwindigkeit, die nötig ist, um die Reibungs- und Trägheitsmomente der Anlage zu überwinden. Unterhalb dieser Geschwindigkeit steht die WKA still. Zwischen der Einschalt- und der Nennwindgeschwindigkeit (v_{rated}) arbeitet die Anlage in Teillast, zwischen Nenn- und Abschaltgeschwindigkeit ist die Nennleistung der Anlage erreicht und sie arbeitet in Volllast. Oberhalb der Abschaltgeschwindigkeit ($v_{\text{cut-out}}$, häufig zwischen 20 und 25 m/s) ist die Windgeschwindigkeit zu hoch für die Auslegung der Anlage. Wird der Wert für einen gewissen Zeitraum überschritten, werden die Rotorblätter aus dem Wind gedreht und der Sturm kann ungehindert hindurchströmen ohne die Anlage zu beschädigen. Eine Sonderform stellt die Sturmregelung der Hersteller Enercon und Siemens dar, deren Anlagen ab einer bestimmten Windgeschwindigkeit ($v_{\text{storm-reg}}$) die Rotorblätter langsam aus dem Wind drehen und mit Teillast weiterhin betrieben werden können. Dadurch werden häufige Start/Stop-Vorgänge im Bereich von 25 bis 34 m/s verhindert, die sich sowohl auf die Anlagenlebensdauer als auch auf die Versorgungsstabilität auswirken (LTW, ENERCON, 2015, Bauer und Matysik, 2020).

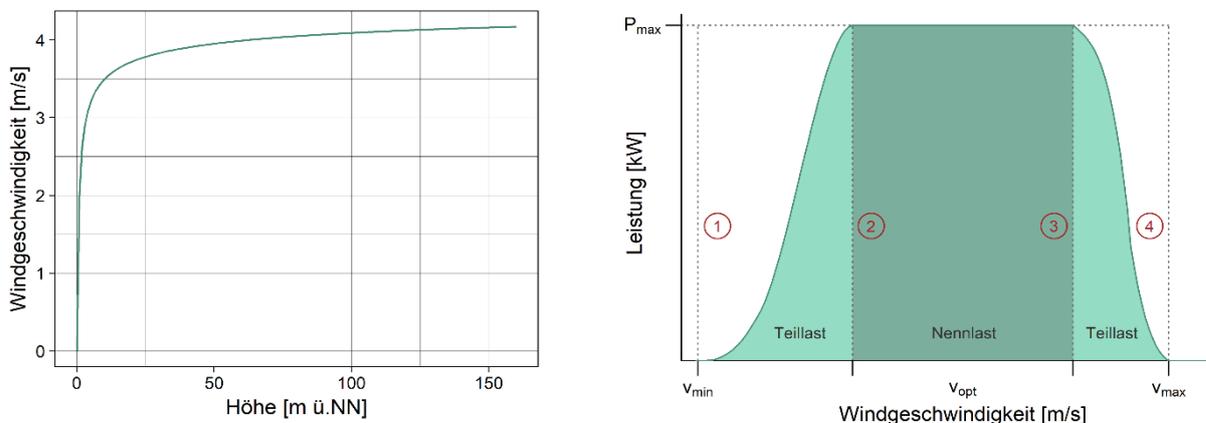


Abbildung 3-4: Änderung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe an einem Standort mit mäßig dichtem Bewuchs (links) sowie Leistungskurve der Windkraftanlage aus WindModel5 mit Teillast- und Nennlastbereichen, die durch Anschaltgeschwindigkeit (1), Nenngeschwindigkeit (2), Sturmregelungsgeschwindigkeit (4) und Abschaltgeschwindigkeit (3) begrenzt werden (rechts).

Innerhalb des Teilmoduls Windkraft stehen für die in der Region bestehende Anlage (WindModel4) Messreihen von Windgeschwindigkeit und Anlagenleistung zur Modellevaluierung zur Verfügung (Schramm, 2016a, Schramm, 2016b). Die Messung der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe liegt in einer zeitlichen Auflösung von 15 min vor und deckt dabei einen Zeitraum von 18 Monaten (01.01.2011 bis 30.06.2012) ab. Die Anlagenenerträge sind als Monatssummen vorhanden und decken die Monate Januar 2004 bis Mai 2015 ab. Zudem wurden stündliche Messdaten für Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe

und Anlagenertrag eines Windparks in unmittelbarer Nähe zur Untersuchungsregion für die Jahre 2017/ 2018 zur Verfügung gestellt (Stadtwerke Bad Tölz, 2019b, Stadtwerke Bad Tölz, 2019a). Diese repräsentieren den Anlagentyp, der für künftige Windparks innerhalb der Region angenommen wird. Für die Validierung der Windgeschwindigkeit wurde außerdem eine DWD-Messstelle verwendet, deren Messdaten nicht ins Modell eingehen (DWD CDC, 2017).

Zunächst wird die Simulation der Windgeschwindigkeit validiert. In Abbildung 3-5 (links) ist die Regression der Windgeschwindigkeit in 10 m ü. Gr. für die DWD-Messstelle in Perchting für den Zeitraum Januar 2000 bis März 2013 dargestellt. Deren Werte können mit zufriedenstellender Genauigkeit über die Interpolation wiedergegeben werden ($R^2 = 0,64$; $NSE = 0,45$; $RMSE = 1,39$ m/s). Das bestätigt auch der Blick auf die Verteilungsdichte der beiden Datenreihen (Abbildung 3-5 rechts). Die Simulation überschätzt die Werte generell leicht, dennoch ist der Verlauf beider Verteilungen sehr ähnlich.

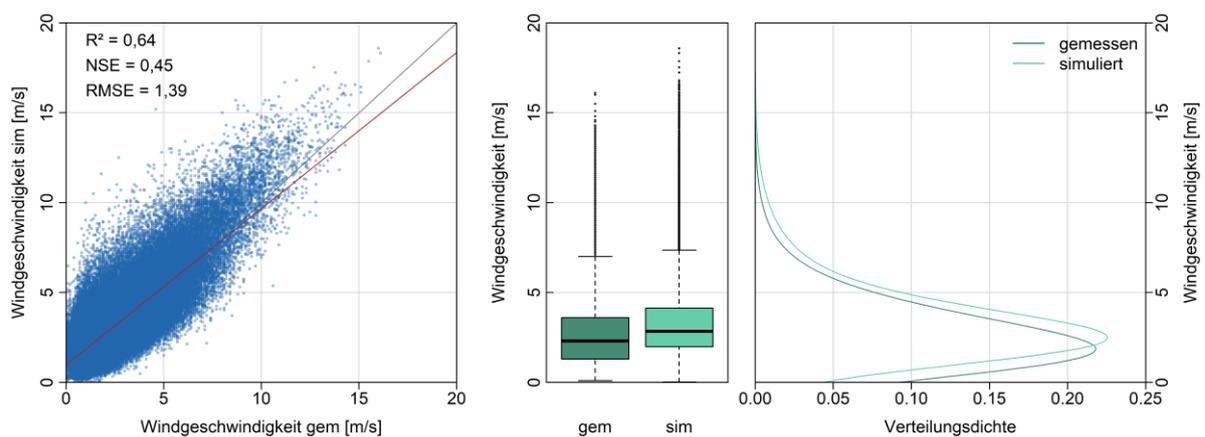


Abbildung 3-5: Genauigkeit der Interpolation der stündlichen Windgeschwindigkeit in Perchting (Lkr. Starnberg) als lineare Regression (links) bzw. als Verteilungsdichte inkl. boxplots (rechts) für den Zeitraum Januar 2000 bis März 2013.

Abbildung 3-6 zeigt die Skalierung der Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe über das Potenzgesetz nach Hellmann am Beispiel der WKA in Peiting für den Zeitraum Januar 2011 bis Juni 2012 (Nabenhöhe: 70 m). Die Regression (links) zeigt eine gute Übereinstimmung der Messdaten mit einem R^2 von 0,71, einer NSE von 0,66 bzw. einem RMSE von 1,53 m/s. Der Vergleich der Verteilungsdichten (rechts) bestätigt ebenfalls, dass die Skalierung in die Höhe über das Modell zuverlässig funktioniert.

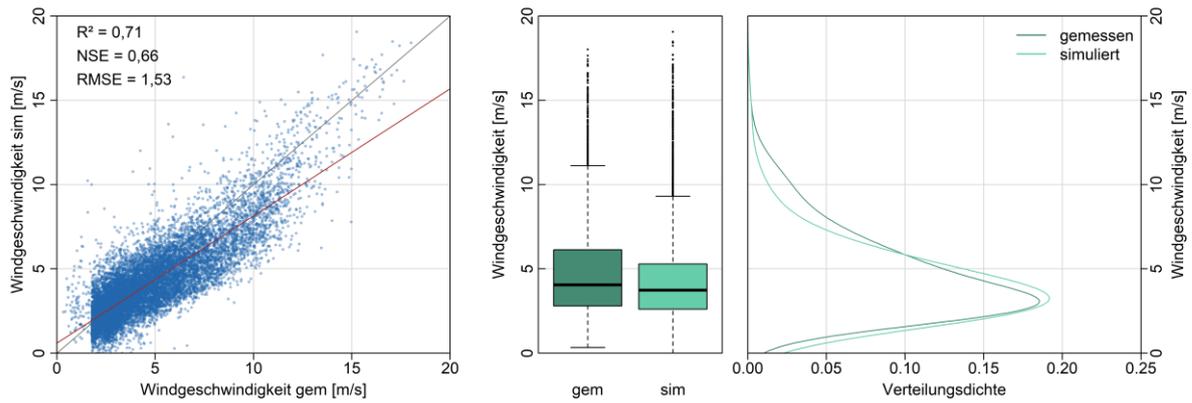


Abbildung 3-6: Genauigkeit der Skalierung der stündlichen Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe der WKA Peiting (Lkr. Weilheim-Schongau) als lineare Regression (links) bzw. als Verteilungsdichte inkl. Boxplots (rechts) für den Zeitraum Januar 2011 bis Juni 2012.

Zur Validierung der Ertragsdaten aus den simulierten Windgeschwindigkeiten wurden die monatlichen Messdaten von Januar 2004 bis Mai 2015 der 600 kW Anlage in Peiting analysiert (siehe Abbildung 3-7). Der Verlauf der Stromproduktion kann sehr gut wiedergegeben werden, die monatlichen Stromerträge erreichen eine hohe Übereinstimmung ($R^2 = 0,82$, $NSE = 0,75$, $RMSE = 18,40$ MWh).

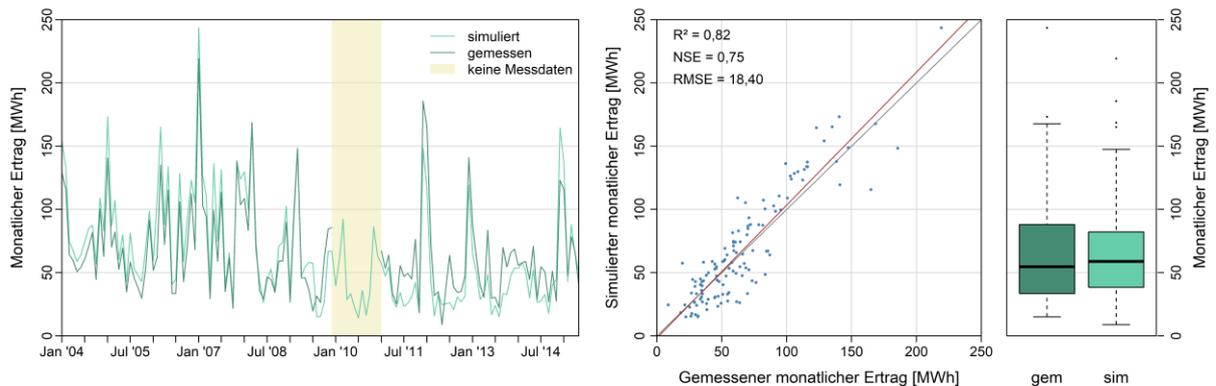


Abbildung 3-7: Genauigkeit der Simulation monatlicher Stromerträge der WKA Peiting für den Zeitraum Januar 2004 bis Mai 2015 als zeitlicher Verlauf (links) bzw. als lineare Regression inkl. Boxplots (rechts).

Die Güte des Modellansatzes, die Anlagenleistung über die Leistungskurve zu berechnen, wurde ebenfalls untersucht. Dafür wurde das Modell mit den Messdaten der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe am 3 MW Anlagentyp aus WindModel5 angetrieben. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-8 zu sehen. Der stündliche Verlauf (links) der gesamten Produktion des Windparks mit 4 Anlagen im Beispielmonat Mai 2017 kann durch das Modell nahezu perfekt wiedergegeben werden, lediglich eine geringfügige Überschätzung der Leistungsspitzen ist vereinzelt erkennbar. Das spiegelt sich auch in der Regression

(rechts) wieder, die Messwerte können mit außerordentlich guten Werten für R^2 (0,96), NSE (0,95) und RMSE (0,16 MWh) abgebildet werden.

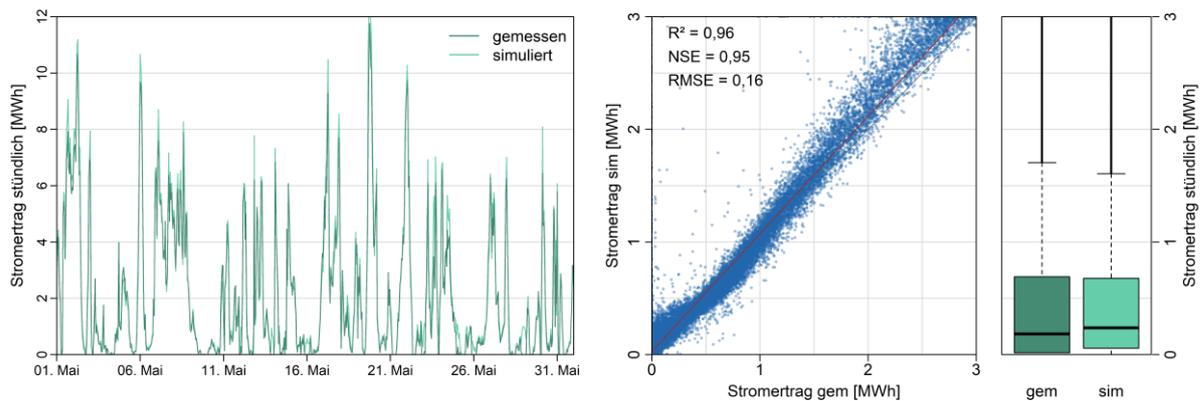


Abbildung 3-8: Genauigkeit der Simulation stündlicher Stromerträge eines Windparks mit 4 Anlagen des Typs WindModel5 bei Verwendung der Messdaten der Anlagenwindgeschwindigkeit als Modellinput. Zeitlicher Verlauf der Gesamtproduktion der 4 Anlagen im Mai 2017 (links) bzw. lineare Regression inkl. Boxplots der Einzelerträge in den Jahren 2017 und 2018 (rechts).

3.2.3 Modellansatz der Wasserkraftwerke

Die Berechnung der Stromproduktion aus Wasserkraft erfolgt nach dem in Koch et al. (2011) beschriebenen Ansatz. Dabei gibt es zwei Kraftwerkstypen: Laufwasserkraftwerke und Speicherkraftwerke. Die Berechnung der Stromproduktion basiert in erster Linie auf den Grundsätzen der Umwandlung von potentieller und kinetischer Energie. Die wichtigsten Parameter, die die Energieproduktion beeinflussen, sind der Abfluss sowie das hydraulische Gefälle. Die aktuelle Leistung wird nach Gleichung (12) berechnet (Koch et al., 2011):

$$E_t = \eta * \rho * Q_t * g * H * t \quad (12)$$

mit:

E_t	=	Stromproduktion der Wasserkraftanlage zum Zeitpunkt t	[kWh]
η	=	Wirkungsgrad der Anlage	[-]
ρ	=	Dichte von Wasser	$\left[\frac{kg}{m^3}\right]$
Q_t	=	Abfluss zum Zeitpunkt t	$\left[\frac{m^3}{s}\right]$
g	=	Erdbeschleunigung	$\left[\frac{m}{s^2}\right]$
H	=	Hydraulisches Gefälle	[m]
t	=	Zeit	[h]

Die Beziehung zwischen aktuellem Abfluss und der Leistung des Kraftwerks kann Abbildung 3-9 entnommen werden. Die Energieproduktion startet erst ab einem anlagenspezifischen Mindestabfluss Q_{\min} , da Niedrigwasserabflüsse meist nicht durch die Turbinen geleitet werden. Oberhalb des optimalen Abflusses Q_{opt} , bei dem die maximale Leistung der Anlage P_{max} erreicht wird, sinkt bei Laufwasserkraftwerken (Abbildung 3-9 links) die Leistung wieder ab. Das ist dadurch bedingt, dass bei hohen Abflüssen der Wasserspiegel unterhalb des Bauwerks steigt, was zu einer Verringerung des hydraulischen Gefälles führt. Im Gegensatz dazu kann bei Speicherkraftwerken (Abbildung 3-9 rechts) die maximale Leistung auch bei höheren Abflüssen aufrechterhalten werden. Übersteigt der Abfluss einen festgelegten Grenzwert Q_{max} wird das Kraftwerk abgeschaltet und es kann keine Produktion mehr stattfinden.

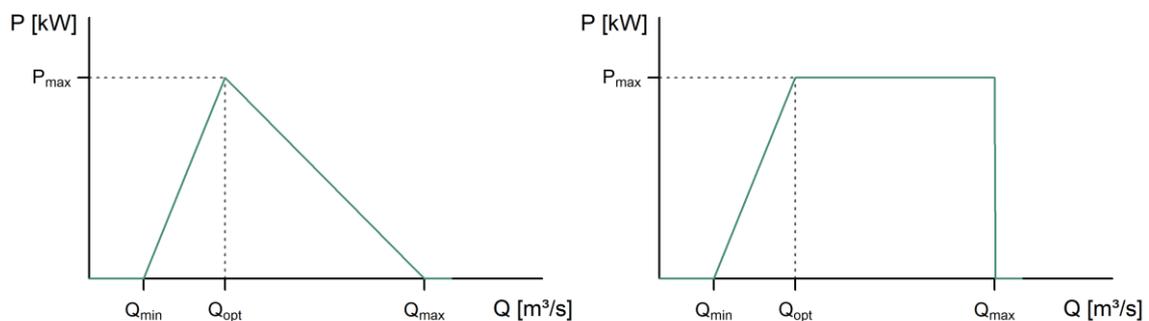


Abbildung 3-9: Zusammenhang zwischen Leistung und Abfluss für Laufwasserkraftwerke (links) und Speicherkraftwerke (nach Koch et al., 2011).

Da die Hydrologie stets an Einzugsgebiete gekoppelt ist, die Modellregion dieser Studie aber durch administrative Grenzen limitiert wird, muss hier die Modellregion temporär erweitert werden. Die Produktion der Wasserkraftanlagen in der Region wird auf Ebene des voll parametrisierten Einzugsgebiets der Oberen Donau im Vorfeld einmal für alle unter Punkt 3.7.2 beschriebenen Klimaantriebe berechnet und die stündlichen Erträge später in den Modelllauf auf Regionsebene integriert (Koch et al., 2011). Auf diese Weise werden auch sämtliche potentiellen Anlagen bereits im Vorfeld simuliert und dadurch das Ertragspotential bestimmt (siehe Kapitel 2.2.3). Eine Validierung des Modells zur Berechnung der Wasserkraft sowie die zugrundeliegende Hydrologie wurde in Koch et al. (2011) gezeigt. Der tägliche Gerinneabfluss kann durch das Modell mit Genauigkeiten zwischen $R^2 = 0,63$ und $R^2 = 0,87$ bzw. $\text{NSE} = 0,47$ bis $\text{NSE} = 0,84$ wiedergegeben werden. Die jährliche Energieproduktion der Wasserkraftwerke erreicht eine nahezu perfekte Korrelation mit $R^2 = 0,99$. Ein Vergleich auf täglicher Ebene für 11 Laufwasserkraftwerke an Donau und Inn für das hydrologische Jahr 2010 ergab ebenfalls eine hohe Übereinstimmung (Koch et al., 2011).

3.2.4 Modellansatz zur energetischen Nutzung von Biomasse

Das Bioenergie-Modul beschreibt die Umwandlung von Biomasse in Gas, Wärme und Strom und ist in Reimuth und Locherer (2018) ausführlich beschrieben. Das Teilmodul bildet die sechs in Tabelle 3-3 aufgeführten Anlagentypen ab, die durch verschiedene erneuerbare Rohstoffe betrieben werden und zum Teil neben Wärme auch Strom oder Gas produzieren. Biogasanlagen sowie Biomasseheizwerke zur Stromproduktion tragen zur Grundlastsicherung bei, die übrigen Anlagen laufen wärmegeführt und decken den stündlichen Wärmebedarf der jeweiligen Versorgungseinheit (Wärmenetz oder Gebäude). Eine Validierung der Bioenergieanlagen ist nicht möglich, da keine realen Messdaten zur Bioenergieproduktion zur Verfügung stehen. Außerdem sind betriebsinterne Informationen zum durchgeführten Management existierender Anlagen nicht einsehbar. Zentrale Gebäudeheizungen sowie Anlagen zur Wärmeerzeugung in Nahwärmenetzen werden außerdem grundsätzlich bedarfsgesteuert betrieben, sodass hier der Energieoutput stark von den Annahmen zur Verbrauchsberechnung abhängt.

Tabelle 3-3: Im Energiesystemmodell integrierte Anlagentypen der Bioenergie mit Rohstoffen und Steuerparametern (Reimuth und Locherer, 2018).

Anlagentyp	Rohstoff	Betriebsmodus	Wärme- erzeugung	Strom- erzeugung	Gas- erzeugung
Biogasanlage	Grassilage, Maissilage, Tierexkrementen, organische Abfälle	Grundlast	X	X	X
Biomasseheizwerk	Holz	Grundlast /wärmegeführt	X	X	
Gaskraftwerk	Gas	Wärmegeführt	X	X	
Zentrale Hackschnitzelheizung	Holz	Wärmegeführt	X		
Zentrale Pelletheizung	Holz	Wärmegeführt	X		
Zentrale Gasheizung	Gas	Wärmegeführt	X		

3.2.4.1 Substrat-Berechnung im Modell

In einem ersten Schritt muss die vorhandene Substratmenge berechnet werden. Es wird dabei zwischen vier Substratarten unterschieden: Grassilage, Maissilage, Tierexkreme und Holz. Mithilfe der pflanzenphysiologischen Modellkomponente von PROMET können unter anderem die Erntemengen von Mais und Grasschnitt von intensiv genutzten Dauergrünlandflächen berechnet werden. Die Ernte in t FM (Tonnen Frischmasse) wird einmal (Mais) bzw. dreimal (Gras) jährlich siliert und fermentiert (Reimuth und Locherer, 2018).

Der Einfluss der ökologischen Landwirtschaft auf die Ernte wird über eine Reduktion der Erntemengen konventionell bewirtschafteter Flächen um 19,2 % abgebildet (Ponisio et al., 2015). Zudem gibt es eine jährliche Änderung der ökologisch bewirtschafteten Flächen. Die gesamten jährlich verfügbaren Erntemengen von Mais und Grasschnitt werden jeweils um diesen Anteil reduziert. Die Erntemengen stehen jedoch in der Regel nicht zu 100 % für die Energieerzeugung zur Verfügung, sodass ein Nutzungsfaktor (*utilization factor*) festgelegt wird. Am Ende des Fermentierungsprozesses wird die vorhandene Menge an Gras- und Maissilage berechnet. Der Substratvorrat wird dann stündlich um die Mengen reduziert, die in Biogasanlagen verbraucht wurden.

Der tägliche Anfall von Gülle wird über die aktuellen Viehbestände der Untersuchungsregion berechnet. Es wird zwischen den Unterkategorien Rinder, Schweine und Geflügel unterschieden, deren Bestandszahlen über einzelne Stützjahre eingelesen und im Modell interpoliert werden. Die Gülleproduktion wird für jede Unterkategorie einmal täglich berechnet und der für die Energieerzeugung verfügbare Anteil über den Nutzungsfaktor ermittelt. Der Güllevorrat wird stündlich um die in den Biogasanlagen genutzte Menge reduziert.

Der Vorrat an Waldholz wird jeweils zum Anfang des Jahres anhand der durch Laub- oder Nadelwald bedeckten Flächen berechnet. Laubwälder setzen sich dabei wie in Süddeutschland üblich aus Eichen, Buchen, aLh und aLn zusammen, Nadelwälder werden durch Fichten, Tannen, Douglasien, Kiefern und Lärchen bestimmt (siehe Tabelle 2-9). Die Baumartenverteilung innerhalb der Laub- und Nadelwälder bleibt dabei konstant und wird zu Beginn der Simulation eingelesen. Der Holzvorrat in m^3/a berechnet sich schließlich über baumartenspezifische jährliche Zuwachsraten, die ebenfalls über den gesamten Zeitraum der Simulation konstant bleiben. Die gesamte Menge an Holz wird über die Einschlagsintensität bestimmt, der davon für die Energieproduktion verfügbare Anteil wird auch hier über einen Nutzungsgrad ermittelt. Der Holzvorrat wird dadurch jeweils jährlich um den Betrag des Holzeinschlags erweitert und gleichzeitig stündlich um die in den Biomasseheizkraftwerken und Kleinfeuerungsanlagen genutzte Menge reduziert.

3.2.4.2 Modellansatz zum Betrieb von Biogasanlagen

Biogasanlagen werden im Modell zur Produktion von Grundlaststrom sowie zur Wärmeproduktion verwendet. Standardmäßig werden Mais- und Grassilage sowie Gülle nach einem vorgegebenen Mischverhältnis als Substrat zum Betrieb von Biogasanlagen verwendet. Steht keine Grassilage mehr zur Verfügung, so wird sie durch Gülle ersetzt. Stehen nicht mehr genug Gülle oder Maissilage zur Verfügung, so stellt die Anlage den Betrieb ein. Grundsätzlich werden alle Biogasanlagen nach einer dauerhaften Betriebszeit von 8.000 Stunden für 760 Stunden lang zur Reinigung und Wartung abgestellt.

Beim Betrieb im Modell wird angenommen, dass die Anlage kontinuierlich (= stündlich) mit einer bestimmten Menge an Substratgemisch befüllt wird. Die Menge an benötigtem Substrat ist dabei abhängig vom Fermenter-Volumen und der durchschnittlichen Zeit in Tagen, die das Substrat in der Anlage verbleibt (=Verweilzeit). Über das Mischungsverhältnis der einzelnen Substratbestandteile und deren zugehörigen Biogas- und Methangehalte erhält man schließlich die stündliche Gasausbeute der Anlage (siehe Tabelle 2-8 und Tabelle 2-10).

Für die Nutzung des entstandenen Bio-Methans gibt es je nach Anlagentyp zwei Optionen: die Einspeisung ins Gasnetz und die direkte Umwandlung in elektrische und thermische Energie über Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Bei der Einspeisung ins Gasnetz müssen Verluste berücksichtigt werden, die durch die Anpassung an das Netz entstehen. Bei der Umwandlung zu Energie in einer KWK-Anlage müssen Produktionsverluste sowie der thermische und elektrische Wirkungsgrad der Anlage mit einkalkuliert werden. Die maximale Energieproduktion ist durch die Nennleistung der Anlage begrenzt.

3.2.4.3 Modellansatz zum Betrieb von Biomasseheizwerken

Im Modell zur Berechnung von Biomasseheizwerken wird zwischen drei Typen unterschieden: holzbefeuerten Heizwerken, Holzvergasern und Anlagen zur Stromproduktion (Grundlast).

Holzbefeuerte Biomasseheizwerke können wärmegeführt in Teillast (30-100 %, FNR, 2014) mit allen Arten von festen Holzbrennstoffen betrieben werden und so für die Deckung des stündlichen Wärmebedarfs sorgen. Sie sind in der Regel an ein Wärmenetz angeschlossen und werden bedarfsgesteuert betrieben. Für KWK-Anlagen wird zusätzlich die Stromproduktion berechnet. Die Versorgung mit Holz wird im Modell immer als gegeben angenommen. Der Holzvorrat kann daher anders als die Substrate zur Biogaserzeugung negativ werden, sodass die Deckung des Wärmebedarfs zu jedem Zeitpunkt gewährleistet ist und die theoretisch zu importierende Holzmenge quantifiziert werden kann.

Holzvergaseranlagen werden stets mit maximaler Leistung betrieben, bis der Brennstoff vollständig verbrannt ist. Dieser Anlagentyp muss an einen Pufferspeicher oder ein Nahwärmenetz gekoppelt werden, da der Betrieb extern geregelt wird.

Grundlastfähige Biomasseheizwerke werden zur Stromproduktion und damit zur Grundlastsicherung betrieben. Der Holzverbrauch ist bei diesem Anlagentyp konstant. Analog zu den Biogasanlagen wird alle 8.000 Stunden eine Reinigung und Wartung von 31,67 Tagen angenommen. Dieser Anlagentyp muss nicht zwingend an ein Nahwärmenetz gekoppelt werden, sofern die Abwärme nicht genutzt wird.

3.2.4.4 Modellansatz zum Betrieb von Gaskraftwerken

Gaskraftwerke werden analog zu holzbefeuerten Biomasseheizwerken bedarfsgesteuert betrieben und tragen zur Deckung des stündlichen Wärmebedarfs in einem Nahwärmenetz bei. In KWK-Anlagen produzierte überschüssige elektrische Energie wird in das Netz eingespeist.

3.2.4.5 Modellansatz zum Betrieb von zentralen Holz- und Gasheizungssystemen

Zentralheizungen sind immer an Gebäude gebunden und jeweils auf den Gebäudebedarf dimensioniert (siehe Kapitel 2.3.4). Der Bedarf ist zu jeder Stunde vollständig gedeckt. Es wird unterschieden zwischen folgenden drei Anlagentypen: Hackschnitzelheizungen, Pelletheizungen und Gasheizungen.

Hackschnitzelheizungen werden mit automatischer Zuführung von Hackschnitzeln betrieben. Die Menge an Holz, die zur Deckung des Gebäudewärmebedarfs benötigt wird berechnet sich aus dem aktuellen Wärmebedarf, dem Heizwert der Hackschnitzel und dem thermischen Wirkungsgrad der Anlage.

Pelletheizungen werden im Modell stets an einen Pufferspeicher und eine Solarthermieanlage gekoppelt. Hier wird die Menge an benötigten Pellets über Dichte und Heizwert der Pellets, den Wirkungsgrad der Heizung sowie das Energiedefizit des Pufferspeichers berechnet.

Gasheizungen werden schließlich ähnlich betrieben wie Hackschnitzelheizungen. Der stündliche Gasbedarf wird über den Wärmebedarf des zugehörigen Gebäudes sowie den thermischen Wirkungsgrad der Anlage bestimmt.

3.2.5 Entwicklung des Modellansatzes zur energetischen Nutzung von Tiefengeothermie und Umgebungswärme

Das Teilmodul Tiefengeothermie und Umgebungswärme berechnet die Energieproduktion von Tiefengeothermie-Anlagen, Sole/Wasser-Erdwärmesonden und Luft/Wasser-Wärmepumpen.

Für die Tiefengeothermie wird ein simpler Modellansatz verfolgt (Gleichungen (13) bzw. (14)). Da Tiefengeothermie-Anlagen zur Grundlastsicherung beitragen und keinen meteorologischen Schwankungen unterlegen sind, wird davon ausgegangen, dass sie zu jedem Zeitpunkt unter Volllast laufen.

$$E_{DeepGeo} = P_{el} \quad (13)$$

mit:

$$E_{DeepGeo} = \text{Stromertrag der Tiefengeothermieanlage} \quad [kWh]$$

$$P_{el} = \text{Elektrische Leistung der Anlage} \quad [kW]$$

$$H_{DeepGeo} = P_{therm} \quad (14)$$

mit:

$$H_{DeepGeo} = \text{Wärmeertrag der Tiefengeothermieanlage} \quad [kWh]$$

$$P_{therm} = \text{Thermische Leistung der Anlage} \quad [kW]$$

Der Modellansatz für den Betrieb von Umgebungswärmeanlagen basiert auf der sogenannten Leistungszahl oder COP („Coefficient of Performance“), die in der Praxis häufig Anwendung findet. Sie beschreibt das Verhältnis zwischen der Wärmeleistung der Anlage und der dafür benötigten Strommenge und stellt ein Maß für die Effizienz dar. Im Jahresdurchschnitt wird sie durch die Jahresarbeitszahl (JAZ) repräsentiert, die mit dem Systemwirkungsgrad von ST-Anlagen vergleichbar ist. Die Berechnung der aktuellen Wärmeproduktion sowie des dadurch bedingten Stromverbrauchs erfolgt anhand der Gleichungen (15) bzw. (16):

$$H_{HeatPump} = P_{therm} \quad (15)$$

mit:

$$H_{HeatPump} = \text{Wärmeertrag der Umgebungswärmeanlage} \quad [kWh]$$

$$P_{therm} = \text{Thermische Leistung der Anlage} \quad [kW]$$

$$C_{HeatPump} = \frac{P_{therm}}{JAZ} \quad (16)$$

mit:

$$\begin{aligned} C_{HeatPump} &= \text{Stromverbrauch der Umgebungswärmeanlage} && [kWh] \\ JAZ &= \text{Jahresarbeitszahl} && [-] \end{aligned}$$

Da der gewählte Ansatz aufgrund der starken Vereinfachung nicht die jeweils vorherrschenden geologischen Verhältnisse darstellt und zudem keine Messdaten bestehender Tiefengeothermie-Anlagen vorliegen, konnte keine Validierung des Modells vorgenommen werden. In der Regel unterliegen tiefengeothermische Kraftwerke allerdings keinen großen Schwankungen und stellen relativ stabile Grundlastkraftwerke dar. Der Betrieb der gebäudegebundenen Umgebungswärmeanlagen erfolgt ohnehin bedarfsgesteuert, sodass hier der Energieoutput stark von den Annahmen zur Verbrauchsberechnung abhängt.

3.3 Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Energieverbrauchs

Im Energieverbrauchsmodul werden jährliche Verbrauchswerte für Wärme und Strom pro Gemeinde auf eine räumliche Auflösung von 100 m und eine zeitliche Auflösung von 1 h konvertiert. Nähere Informationen zu den im Modul verwendeten Faktoren und Gleichungen sind Prasz und Reimuth (2018) zu entnehmen.

3.3.1 Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Stromverbrauchs

Für die Umwandlung des jährlichen Stromverbrauchs auf eine stündliche Auflösung werden sogenannte Standardlastprofile verwendet. Dabei wird zwischen den Verbraucherkategorien Haushalte, Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) und Sonstiges sowie den Jahreszeiten Winter (01. November – 20. März), Sommer (15. Mai – 14. September) sowie Frühling/Herbst (21. März – 14. Mai bzw. 15. September – 31. Oktober) unterschieden (Stadtwerke Unna, 2015). Zudem gibt es drei unterschiedliche Tagesprofile für Samstag, Sonn- und Feiertage sowie Wochentage. Abhängig von der Verbraucherkategorie, Tag und Jahreszeit werden Umrechnungsfaktoren verwendet, um den stündlichen Strombedarf zu erhalten. Auch die jährliche Änderung des Strombedarfs wird hier berücksichtigt. Anschließend wird über die Anzahl der vorhandenen Gebäude beider Verbrauchertypen der Bedarf pro Wohn- bzw. Nichtwohngebäude berechnet (Prasz und Reimuth, 2018). Die Validierung mit stündlich aufgelösten Einspeiserdaten der Stadtwerke Bad Tölz (2017) ergab eine Modellgüte von $R^2 = 0,56$ und einer $NSE = 0,52$.

3.3.2 Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Wärmeverbrauchs

Für die Berechnung des täglichen Wärmeverbrauchs wird zwischen drei Verbrauchertypen unterschieden: Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser und Industrie/GHD. Dafür wird die Anzahl der Wohngebäude über das durchschnittliche Verhältnis von Ein- zu Mehrfamilienhäusern gewichtet und außerdem die Anzahl an Nichtwohngebäuden für Industrie/GHD verwendet. Der tägliche Wärmebedarf wird über verbraucherspezifische Profilkoeffizienten, die durchschnittliche Lufttemperatur des Vortages sowie einen Wochentagsfaktor nach BDEW (2016) berechnet. Für die stündlichen Verbrauchswerte schließlich werden die aktuelle Lufttemperatur sowie stündliche Verbrauchsfaktoren für die drei Verbrauchertypen herangezogen (Stadtwerke Unna, 2015). Aufgrund fehlender Messdaten konnte hier keine Modellevaluierung vorgenommen werden.

3.3.3 Modellansatz zur Abbildung des stündlichen Gasverbrauchs

Der Gasverbrauch kann entweder über festgelegte Werte ins Modell eingelesen (Modus 1) oder simuliert werden (Modus 2). Im Modus 1 erfolgt die Berechnung des Gasverbrauchs über einen Ansatz nach BDEW (2016), wobei eine Unterscheidung zwischen Mehrfamilienhäusern, Gewerbe- und Industriegebäuden sowie öffentlichen Gebäuden gemacht wird. Die stündliche Auflösung erhält man dabei durch den gleichen Ansatz wie beim Wärmeverbrauch. Ist das Bioenergie-Modul aktiviert, so kann der Gasverbrauch auch im Modus 2 modellintern berechnet werden. Der stündliche Gasbedarf berechnet sich dabei direkt aus dem stündlichen Wärmebedarf von Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie Gaskraftwerken. Auch hier konnte aufgrund fehlender Datenverfügbarkeit keine Validierung des Modells stattfinden.

3.4 Modellansatz der Energiespeicheranlagen

Für die Speicherung von Strom und Wärme werden Batterie- und Pufferspeicher auf Haushaltsebene verwendet. Die Berechnung wird detailliert in Reimuth (2017) dargestellt.

3.4.1 Modellansatz zum Betrieb von Batteriespeicheranlagen

Das Batteriespeichermodule berechnet dezentrale Batterien auf Haushaltsebene, die immer ans Stromnetz angeschlossen sind und nur in Gebäuden mit einer PV-Anlage installiert werden können. Die Kapazität wird dabei stets an die Nennleistung der gekoppelten PV-Anlage angepasst und zielt auf einen Eigenversorgungsgrad von 60 % ab. Die Berechnung der Ein- und Ausspeicherung erfolgt nach einem vereinfachten Ansatz nach Weniger et al. (2014). Der Ladestand wird stündlich berechnet, Verluste durch die Ein- und Ausspeicherung werden über einen Wirkungsgrad berücksichtigt.

3.4.2 Modellansatz zum Betrieb von Pufferspeicheranlagen

Pufferspeicher werden als dezentrale Wärmespeicher auf Haushaltsebene simuliert. Sie werden in drei Heizungssystemen verwendet:

- Solarthermie mit Pelletheizung
- Umgebungswärmeanlagen
- Holzheizungen

In allen drei Systemen wird das Wasservolumen des Tanks anhand der gekoppelten Heizungsleistung und eines systemspezifischen Koeffizienten bestimmt. Bei der Berechnung der Ein- und Ausspeicherung werden Wärmeverluste berücksichtigt, die sich über den Speicherinhalt, die Temperaturdifferenz zur Umgebungsluft sowie das Tankvolumen berechnen lassen. Vereinfacht wird angenommen, dass die Temperaturverteilung innerhalb des Tanks homogen ist und nicht der in der Realität üblichen Temperaturschichtung entspricht. Je nach Heizungsart muss immer eine bestimmte Menge an Wärmeenergie im Tank verbleiben, sodass die oberste Schicht stets eine Mindesttemperatur von 35 °C bei Fußboden- oder Wandheizungen bzw. 60 °C bei Heizkörpern bzw. Systemen mit Trinkwassererwärmung behält. Bei diesen Schwellenwerten schaltet sich jeweils die Wärmepumpe oder Holzheizung ein. Bei Solarthermie-Systemen sorgt eine zusätzliche Pelletheizung dafür, dass die Mindesttemperatur zu jeder Tages- und Jahreszeit sichergestellt werden kann.

3.5 Modellansatz zum Energiemanagement und der Energieverteilung

Umfassende Informationen über das Energiemanagement sowie die -verteilung sind Reimuth (2019) zu entnehmen. Im Modell werden keine Stromnetze abgebildet. Dadurch können Netzverluste, etwaige Engpässe und auch Überschüsse nicht auf Netzebene dargestellt werden. Die Untersuchungsregion wird als geschlossenes System betrachtet und die Stromverteilung kann ungeachtet der Netzstrukturen innerhalb des Systems stattfinden. Für die Verteilung von Wärmeenergie werden bestehende Wärme- und Gasnetze abgebildet. Bei Wärmenetzen erfolgt die Simulation über die Anzahl der angeschlossenen Gebäude sowie den zusammengeschlossenen Produktions- und Speicheranlagen. Innerhalb eines Wärmenetzes wird eine optimale Dimensionierung angenommen, sodass der gesamte Heiz- und Warmwasserbedarf abgedeckt werden kann. Angeschlossene Gebäude benötigen dann keine zusätzlichen Gebäudeheizungen. Außerdem werden über das Management-Modul sämtliche Kopplungen zwischen Produktions- und Speicheranlagen auf Haushalts- und Quartiersebene geregelt (Reimuth, 2019).

3.6 Konzeption der Simulation des Energiesystems mit den derzeit nutzbaren Potentialen

Die in Kapitel 2.2 bzw. 2.4 ermittelten Potentiale stellen jeweils nur eine bilanzielle jährliche Summe an Energieausbeute dar. Dabei werden allerdings wesentliche Komponenten des Energiesystems außer Acht gelassen. Zum einen wird nicht berücksichtigt, dass die Energieproduktion insbesondere bei den volatilen Energieträgern Wind und Sonne stark abhängig von kurzfristigen meteorologischen Schwankungen ist. Zum anderen wird dabei die saisonale und tageszeitliche Dynamik des Energieverbrauchs nicht berücksichtigt, dessen Spitzen zeitlich meist nicht mit denen des natürlichen volatilen Energieangebots zusammenfallen.

Die in Kapitel 2.4 definierten nutzbaren Potentiale werden daher auf Anlagenebene für die Simulation aufbereitet und das Modell schließlich mit meteorologischen Messdaten der Region für das Kalenderjahr bzw. das hydrologische Jahr 2016 angetrieben, um eine Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen der Potentialanalyse aus Kapitel 2 sicherzustellen. Eine Übersicht über die Anzahl an zugebauten Anlagen ist Anhang 14 zu entnehmen. Diese Berechnung bildet mit einer räumlichen Auflösung von 100 m x 100 m für alle Stunden eines Jahres bzw. hydrologischen Jahres die energetischen Prozesse innerhalb der Region ab und liefert detaillierte Informationen über das Zusammenspiel der verschiedenen Technologien. Die Ergebnisse lassen eine Betrachtung sowohl auf unterschiedlicher zeitlicher als auch räumlicher Ebene zu und geben Aufschluss darüber, wie ausgeglichen das dargestellte Energiesystem ist.

3.7 Konzeption der Simulation möglicher Klimaauswirkungen auf den Ertrag aus Erneuerbaren Energien in der Region EWO

Für die Untersuchung möglicher Klimaauswirkungen auf das vorhandene EE-Potential müssen die künftigen klimatischen Bedingungen in Form von Klimamodelldaten berücksichtigt werden. Um den möglichen Einfluss der anthropogenen Treibhausgasemissionen auf das globale Klima zu untersuchen, hat der zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)) vier repräsentative Konzentrationspfade (Representative Concentration Pathways (RCP)) entwickelt (IPCC, 2014). Diese bilden unter anderem die Emissionen sowie atmosphärische Konzentrationen von Treibhausgasen (THG) für ein Szenario mit stark reduzierten THG-Emissionen (RCP2.6), zwei mittlere (RCP4.5 und RCP6.0) sowie ein Szenario mit sehr hohen THG-Emissionen (RCP8.5) ab. Die Zahlen stehen dabei für den jeweiligen Strahlungsantrieb in W/m^2 , der durch die atmosphärischen THG-Konzentrationen für das Jahr 2100 angenommen wird (Moss et al., 2008). Auf Basis dieser Szenarien kann mithilfe von

Klimamodellen der langfristige THG-Einfluss auf das Klima untersucht werden. Meist liegen die Daten globaler Klimamodelle allerdings lediglich in grober räumlicher Auflösung im Kilometerbereich vor und bilden häufig auch zeitliche Verläufe nur mit einer Auflösung von mehreren Stunden ab (Prudhomme et al., 2002). Um auch kleinräumige klimatische Besonderheiten und Zusammenhänge abbilden zu können, wird für die Regionalisierung der Klimamodelle im vorliegenden Fall der statistische Klimaantriebs-Generator nach Mauser (2016) verwendet.

3.7.1 Der statistische Klimaantriebs-Generator nach Mauser (2016)

Der statistische Klimaantriebs-Generator nach Mauser (2016) gehört zur Familie der Wettergeneratoren und verfolgt einen *nearest neighbour resampling* Ansatz. Der Generator beruht auf der Annahme, dass Witterungsverläufe, die in der Vergangenheit gemessen wurden auch in Zukunft auftreten werden, jedoch nicht in derselben Reihenfolge und Häufigkeit (Mauser, 2016). Künftige klimatische Bedingungen werden dabei aus Bausteinen gemessener Witterungsverläufe synthetisiert. Dadurch wird sichergestellt, dass ein physikalisch und räumlich konsistenter meteorologischer Datensatz für die betreffende Region erstellt werden kann, der die dort charakteristischen Wetterbedingungen mit allen kleinräumigen Besonderheiten und Korrelationen abbildet, die über das Messnetz erfasst werden.

In die Berechnungen des Klimagenerators gehen folgende Komponenten ein:

- historische Daten eines Messnetzes, das die Witterungsbedingungen des Gebiets im Referenzzeitraum abbildet
- projizierte Änderung der Jahresmitteltemperaturen aus Klimamodelldaten
- langjährige wöchentliche Änderungen von Temperatur und Niederschlag im Vergleich zum Referenzzeitraum aus Klimamodelldaten

Die Anwendung des Generators setzt dabei voraus, dass der vorhandene Messdatensatz für die Referenzperiode einen ausreichend langen Zeitraum mit unterschiedlich stark ausgeprägten warmen Perioden abdeckt, da deren Häufigkeit in Zukunft zunehmen wird. Zudem kann der Generator nur in Gebieten und für Zeiträume angewandt werden, innerhalb derer das klimatische Regime konstant bleibt. Diese Voraussetzung wird nach Rubel und Kottek (2010) erfüllt, da für das Untersuchungsgebiet während des Untersuchungszeitraumes (2016-2045) keine Änderung der Klimazone zu erwarten ist.

Zunächst wird der historische Datensatz statistisch aufbereitet. Dabei werden wöchentliche Mitteltemperaturen und Niederschlagssummen gebildet. Das Zeitintervall von einer Woche korrespondiert mit der charakteristischen Zeitdauer der Wetterlagen im Untersuchungsgebiet, da Hoch- und Tiefdruckgebiete häufig eine ähnliche Dauer aufweisen

(Mauser, 2016). Für jede Woche im Jahresverlauf wird schließlich eine lineare Regressionsanalyse über den gesamten Referenzzeitraum durchgeführt. Diese liefert die wöchentliche durchschnittliche Mitteltemperatur, durchschnittliche gemittelte Niederschlagssumme und eine Kovarianzmatrix der beiden Größen, die deren Korrelation abbildet. Der sich ergebende wöchentliche Verlauf charakterisiert das Klima im Untersuchungszeitraum im jahreszeitlichen Verlauf.

Um nun einen meteorologischen Antrieb aus Klimaprojektionen zu synthetisieren, werden vier Komponenten zeitlich überlagert: der langjährige zu erwartende Trend der Jahresmitteltemperatur, die jahreszeitlichen Veränderungen von wöchentlicher Mitteltemperatur und Niederschlagssumme im Vergleich zum Referenzzeitraum sowie die zufällige statistische Variabilität der beiden Klimagrößen. Mithilfe statistischer Zufallsgeneratoren wird schließlich ein synthetischer Verlauf der wöchentlichen Temperatur- und Niederschlagswerte erstellt. Um einen stündlich aufgelösten Datensatz zu erhalten, wird aus dem gesamten historischen Datensatz jeweils diejenige Woche zugeordnet, die dem synthetischen Wochentrend am ähnlichsten ist. Die statistische Variabilität sowie die räumlichen Charakteristika der Witterungsverhältnisse in der Region können dadurch erhalten bleiben.

3.7.2 Auswahl des Klimaantriebs

Das für die Erstellung des meteorologischen Antriebs verwendete Messnetz besteht aus 377 Klimastationen in Deutschland und Österreich (DWD und ZAMG). Die Daten liegen in stündlicher Auflösung für die Jahre 1960-2006 vor.

Für eine robuste Abschätzung der Klima-Auswirkungen im Untersuchungsgebiet werden fünf verschiedene Globale Klimamodelle (Global Climate Models (GCM)) herangezogen:

- MIROC-ESM-CHEM (Watanabe et al., 2011)
- NorESM 1-M (Bentsen et al., 2013)
- IPSL-CM5A-LR (Dufresne et al., 2013)
- GFDL-ESM2M (Dunne et al., 2012)
- HadGEM2-ES (Collins et al., 2011)

Die verwendeten Klimaszenarien stammen aus dem ISIMIP 2a Datensatz (*Intersectoral Impact Model Intercomparison Project*) und wurden für die Verwendung innerhalb des Projektes INOLA ausgewählt. Die Daten sind nach Hempel et al. (2013) bias-korrigiert und decken den Zeitraum von 1950 bis 2099 in täglicher Auflösung ab. Die räumliche Auflösung beträgt $0,5^\circ \times 0,5^\circ$ geographischer Länge/Breite. Aus den genannten GCMs werden tägliche

Temperatur- und Niederschlagswerte für den repräsentativen Standort der Untersuchungsregion in Form einer Rasterzelle mit Koordinate 47,75° N, 11,25° O extrahiert.

Um eine möglichst große Bandbreite der möglichen klimatischen Entwicklungen abbilden zu können, werden die drei THG-Konzentrationspfade RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 ausgewählt. Zusammen mit den fünf gewählten globalen Klimamodellen ergeben sich so 15 GCM/RCP-Kombinationen. Aus den Klimaprojektionen werden die Änderungen des Zeitraums 2016-2045 im Vergleich zu 1961-1990 für Niederschlag und Temperaturen für je alle drei RCPs berechnet und wie unter Punkt 3.7.1 beschrieben mit dem Klimaantriebs-Generator für die Region aufbereitet.

3.7.3 Struktur der Modellläufe

Der unter Punkt 3.7.1 beschriebene Klimaantriebs-Generator stellt sicher, dass sich der zugrunde gelegte Klimatrend in den synthetischen meteorologischen Daten widerspiegelt. Darüber hinaus bildet er nach wie vor die statistische Variabilität des regionalen Klimas ab. Um nun eine robuste Datengrundlage für eine klimatische Untersuchung zu erhalten, wird für jede der 15 GCM/RCP-Kombinationen ein Ensemble aus 30 meteorologischen Datensätzen für den Zeitraum 2011-2050 generiert, das jeweils unterschiedliche statistische Ausprägungen desselben Klimatrends abbildet.

Für die Simulation der Auswirkungen des Klimawandels auf die EE-Technologien Wind und PV wird ein virtuelles, gleichmäßiges Punktraster über die gesamte Region gelegt, um die Auswirkungen des Klimawandels räumlich verteilt abschätzen zu können und gleichzeitig die Rechenzeit angesichts der hohen Anzahl an Simulationsläufen in annehmbarem Rahmen zu halten. Abbildung 3-10 zeigt, dass im Vergleich zu einer vollständigen Berechnung auf einem 100 x 100 m²-Raster die Heterogenität der Werteverteilung der meteorologischen und topographischen Verhältnisse innerhalb der Region bei einem Abstand der Punkte von 5 km ausreichend gut wiedergegeben werden kann. Eine Verringerung des Abstands auf 2,5 km bringt demgegenüber keine nennenswerte Verbesserung mit sich, ein Abstand von 10 km kann dagegen die Werteverteilung nicht mehr ausreichend abbilden.

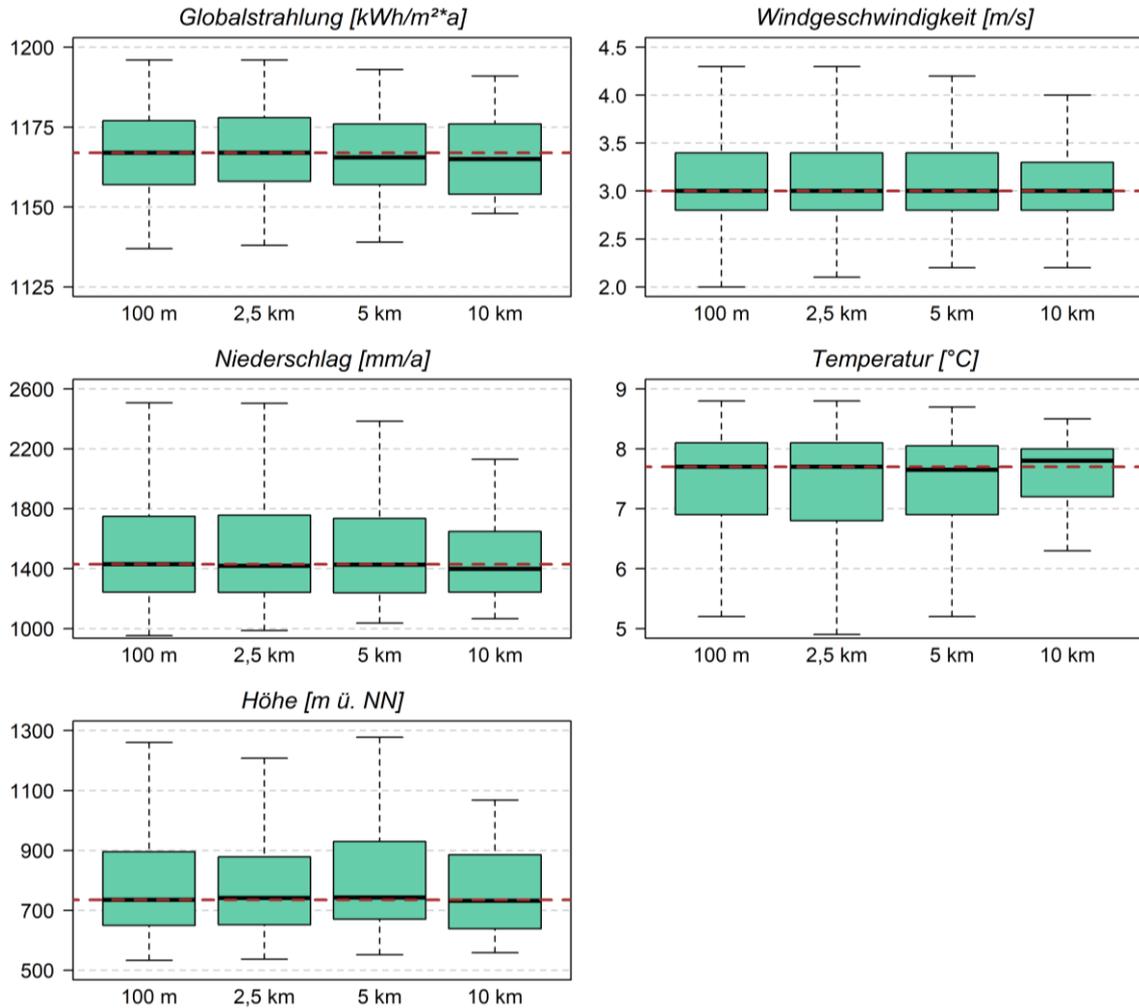


Abbildung 3-10: Vergleich der Werteverteilungen für die meteorologischen und topographischen Verhältnisse in der Region EWO bei Simulation auf 100 m vs. der Simulation in einem gleichmäßigen Punktraster mit 2,5 km, 5 km und 10 km Abstand.

Der Abstand im Punktraster wird daher auf 5 km festgesetzt, sodass sich insgesamt 116 virtuelle Anlagen ergeben (siehe Abbildung 3-11), die gleichmäßig im Raum verteilt sind. Diese können die klimatischen Auswirkungen auf die Potentiale ungeachtet der aktuell geltenden und insbesondere im Falle der Windkraft erheblichen rechtlichen Einschränkungen abbilden. Die Windkraftanlagen entsprechen bei diesen Simulationen alle dem Typ aus *WindModel5* mit einer Nennleistung von 3 MW. Für die Berechnung des PV-Ertrags wird für alle Punkte eine Anlage mit 25 kW Nennleistung bei südlicher Ausrichtung und 32,5° Neigung angenommen.

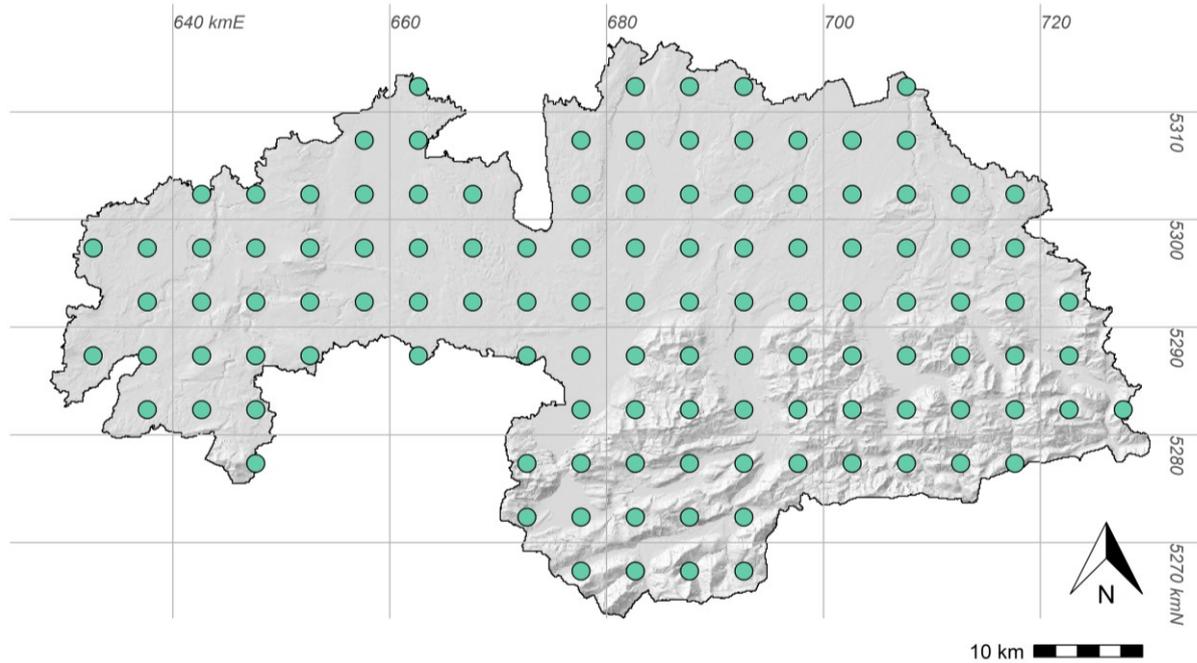


Abbildung 3-11: Gleichmäßiges Punktraster mit 116 virtuellen Energieerzeugungsanlagen für die Simulation der Klimawandelauswirkungen auf die Photovoltaik- und Windkraftproduktion. Gewählter Abstand der Punkte: 5 km; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

Die Auswirkungen des Klimawandels auf die Wasserkraft werden für alle bestehenden sowie alle in Tabelle 2-6 aufgeführten potentiellen Anlagen wie unter Punkt 3.2.2 beschrieben auf Basis der Modellumgebung der Oberen Donau mit einer räumlichen Auflösung von $1.000 \times 1.000 \text{ m}^2$ berechnet. Für die Entwicklung der Ernteerträge aus Mais und Grünland wird vorausgesetzt, dass sich die Landnutzung sowie auch die Sortenwahl im Untersuchungszeitraum nicht verändern, um den Einfluss der klimatischen Gegebenheiten eindeutig erkennbar zu machen. Die Berechnung findet auf allen Flächen der Landnutzungs Klasse Mais mit einer Auflösung von $100 \times 100 \text{ m}^2$ statt. Die Landnutzungs Klasse Grünland wird aufgrund ihres hohen Flächenanteils mit einer Auflösung von $1.000 \times 1.000 \text{ m}^2$ berechnet, um die Rechenzeit in einem annehmbaren Rahmen halten zu können.

4 Ergebnisse der Simulationen des potentiellen Energiesystems sowie der möglichen Klimaauswirkungen auf Erträge aus EE in der Region EWO

Im Folgenden werden nun die Ergebnisse der Simulationen dargestellt und analysiert. Zum einen wurde das Energiesystem der Untersuchungsregion mithilfe des integrativen Modellansatzes unter den klimatischen Bedingungen des Referenzjahres 2016 modelliert. Dabei wurde angenommen, dass alle zuvor ermittelten aktuell nutzbaren Potentiale wie in Kapitel 2.4 dargestellt realisiert werden. Damit kann insbesondere auf unterschiedlichen zeitlichen Ebenen untersucht werden, inwieweit das 100 %-Ziel der Region unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen im System greifbar bzw. umsetzbar ist. Zum anderen wurden in insgesamt 450 Modellläufen die möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf die natürlichen EE-Potentiale in der Region EWO simuliert, um aufzuzeigen, welche Chancen und Herausforderungen unabhängig rechtlicher Rahmenbedingungen unter verschiedenen repräsentativen Konzentrationspfaden des IPCC für die Energiewende in der Region entstehen könnten.

4.1 Ergebnisse der Simulation des potentiellen Energiesystems in der Region EWO

4.1.1 Simulierte jährliche Energiebilanz

Die unter Punkt 2.4 definierten Potentiale ergeben über die Simulation mit meteorologischen Messdaten des Jahres 2016 den in Abbildung 4-1 dargestellten jährlichen Energiemix. Sowohl Strom- (Abbildung 4-1 (a)) als auch Wärmebedarf (Abbildung 4-1 (b)) könnten demnach unter heutigen klimatischen Bedingungen mit den vorhandenen Potentialen bilanziell durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

Den größten Anteil nimmt dabei die Umgebungswärme mit 64,4 % der Wärmeerzeugung ein (Abbildung 4-1 (b)), wobei deren Betrieb zu einer Erhöhung des Strombedarfs um 27 % (553 GWh/a) führt (Abbildung 4-1 (a)). Über den Bestand und Ausbau von Solarthermieanlagen und Pelletheizungen kann insgesamt ein Viertel (25,2 %) des gesamten Wärmebedarfs abgedeckt werden (Abbildung 4-1 (b)), die übrigen 10,4 % werden in bereits bestehenden Nahwärmenetzen erzeugt. Seitens der Stromversorgung kann die Solarenergie in Form von Photovoltaik mit 54,0 % den größten Anteil liefern. Die Wasserkraft nimmt hier nach wie vor einen hohen Stellenwert ein, der relative Anteil sinkt allerdings im Vergleich zum aktuellen tatsächlichen Strommix von 33,8 % (Abbildung 2-6 (a)) auf 27,9 %, was vor allem auf den erhöhten Strombedarf zurückzuführen ist, da das noch nutzbare Potential der

Wasserkraft sehr gering ist. Die übrigen 18,1 % werden zu etwa gleichen Teilen durch Windkraft (5,1%), Bioenergie (6,7%) und Tiefengeothermie (6,3%) gedeckt. Über die Produktion der aktuell in der Region vorhandenen Anlagen können 39,2 % des simulierten Strom- und 19,7 % des simulierten Wärmeverbrauchs gedeckt werden.

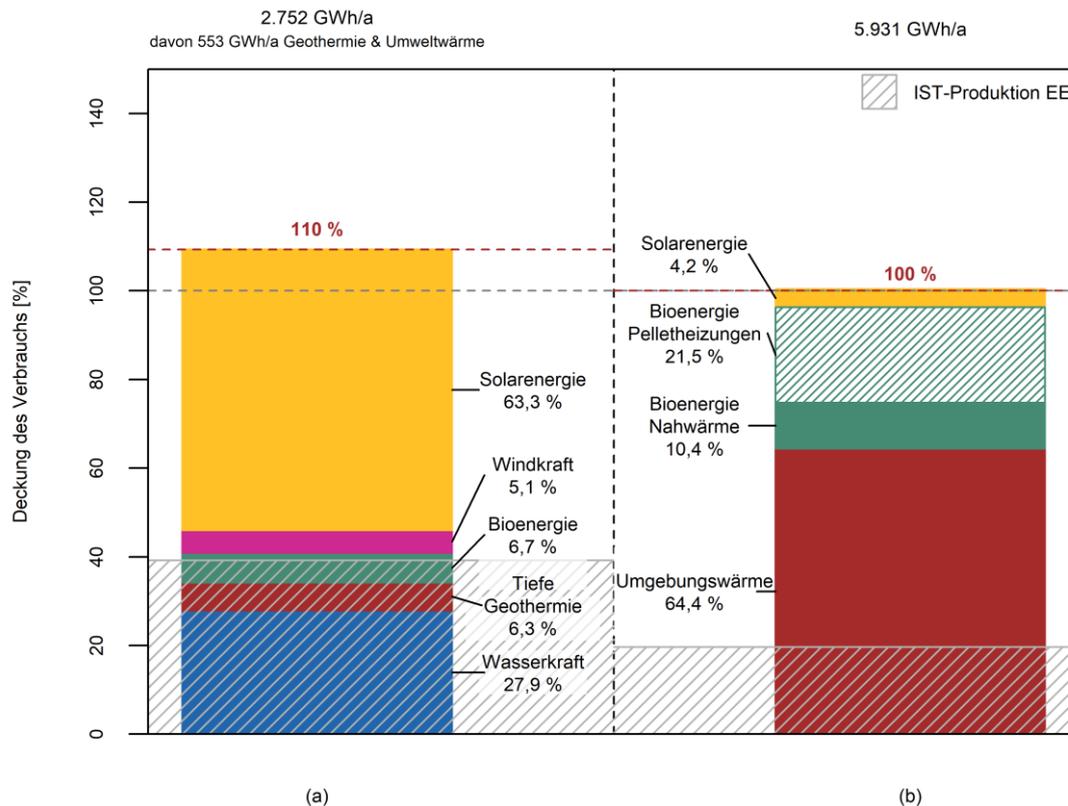


Abbildung 4-1: Simulierte jährliche Deckung des Strom- (a) und Wärmebedarfs (b) durch erneuerbare Technologien bei Verwendung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale unter aktuellen Klimabedingungen (Jahr 2016). Zu beachten ist hier, dass der Betrieb der Umgebungswärmeanlagen 553 GWh/a zusätzlichen Stromverbrauch verursachen würde; das entspricht 20,1 % des gesamten Stromverbrauchs. Die grau schraffierten Flächen zeigen jeweils den Anteil, der durch bereits bestehende EE-Anlagen in der Region gedeckt werden kann.

Der tatsächliche Strom- und Wärmeverbrauch unter Berücksichtigung des Einflusses der Lufttemperaturen und der Verteilung auf die Sektoren ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Der Gesamtstromverbrauch ist in der Simulation mit 2.752 GWh/a (Abbildung 4-2 (a)) um 26,9 % höher als aus der Statistik hervorgeht (vgl. Abbildung 2-5). Dies ist vor allem durch den massiven Ausbau der Umgebungswärme bedingt. Der Verbrauch der Wärmepumpen macht etwa 48,1 % des Stromverbrauchs der Haushalte und 7,2 % des Verbrauchs von Industrie und Handel aus. Der Wärmeverbrauch (Abbildung 4-2 (b)) ist mit 5.931 GWh/a nur geringfügig (+7,6 %) höher als der gemessene Verbrauch aus dem Jahr 2016 mit 5.331 GWh/a. Diese Abweichung ist vor allem durch die stündliche Berechnung sowie die Berücksichtigung der Lufttemperaturen in der Simulation zu erklären.

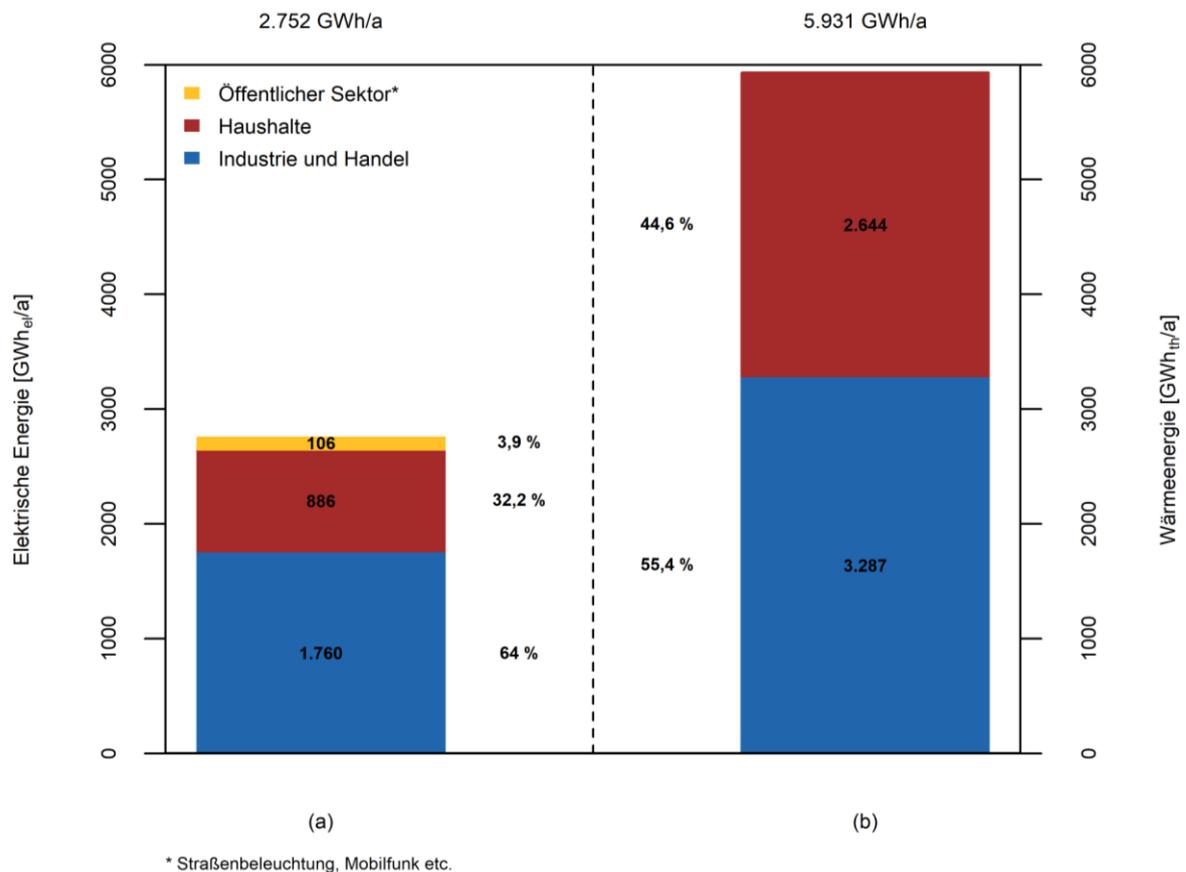


Abbildung 4-2: Simulierter jährlicher Strom- (a) und Wärmeverbrauch (b) nach Sektoren in der Region EWO unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale sowie der Klimabedingungen im Referenzjahr 2016.

4.1.2 Simulierte monatliche Energiebilanz

In Abbildung 4-3 (a) ist der jahreszeitliche Verlauf der monatlichen Stromproduktion im Verhältnis zum Verbrauch dargestellt. Hieraus ist gut ersichtlich, dass der hohe Anteil der Solarenergie vor allem in den Frühjahrs- und Sommermonaten April bis September für eine Deckung des Strombedarfs verantwortlich ist. Das hohe Energieangebot übersteigt dabei den Verbrauch um das bis zu 1,9-fache (Juli) und etwa 41 % des gesamten Stroms aus Solarenergie, der in die Bilanzrechnung für Abbildung 4-1 (a) mit eingeht, kann in der Realität nicht genutzt werden. Während der anderen Jahreshälfte (Oktober bis März) jedoch reicht die Stromproduktion nicht aus, um den monatlichen Bedarf zu decken, sodass beispielsweise im Dezember ein Anteil von 46,7 % nicht durch EE abgedeckt werden kann. Dieser Effekt wird zusätzlich dadurch verstärkt, dass in den Monaten Oktober bis März temperaturbedingt ein erhöhter Wärmeverbrauch registriert wird, wie aus Abbildung 4-3 (b) ersichtlich ist. Durch den hohen Anteil an Umgebungswärme steigt der Strombedarf in diesen Monaten am stärksten an, deren Energiebedarf macht dann zwischen 20 und 28 % des gesamten monatlichen Stromverbrauchs aus.

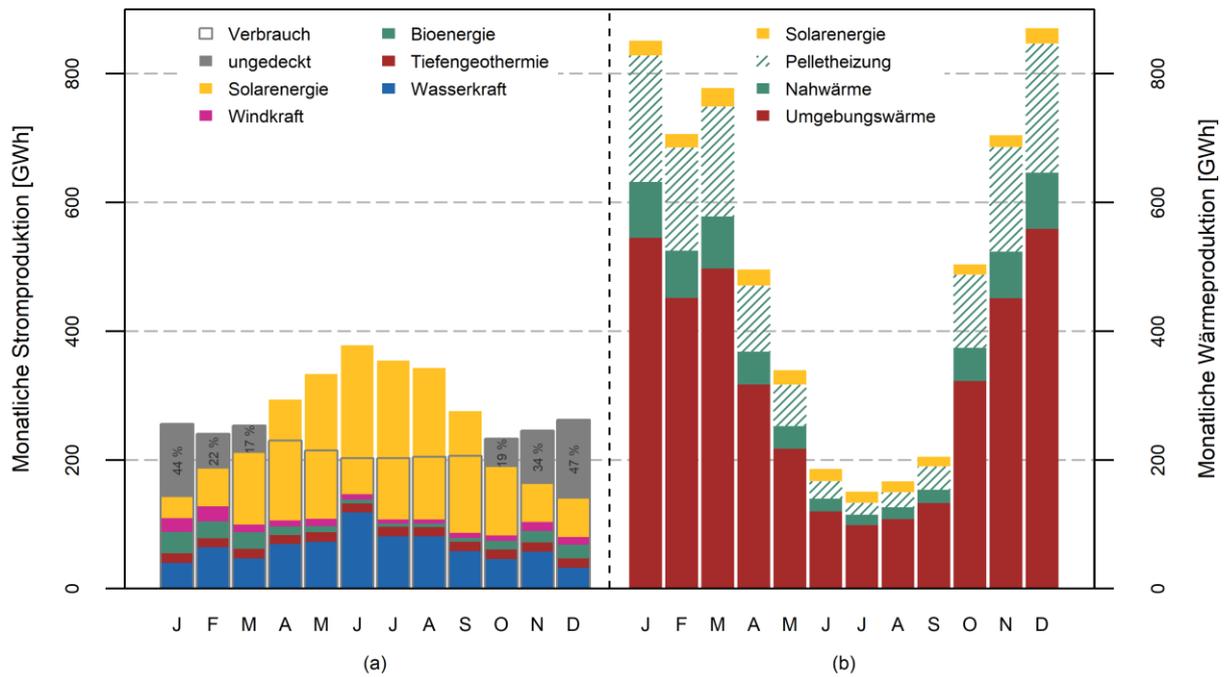


Abbildung 4-3: Simulierte monatliche Deckung des Strom- (a) und Wärmeverbrauchs (b) durch erneuerbare Technologien in der Region EWO bei Verwendung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale unter aktuellen Klimabedingungen (Jahr 2016). Bei der bedarfsgesteuerten Wärmeproduktion (b) ist eine Deckung zu jeder Zeit gewährleistet, bei der Stromproduktion (a) sind zusätzlich der eigentliche Verbrauch sowie teilweise ungedeckte Anteile zu sehen.

4.1.3 Simulierte Bedarfsabdeckung auf stündlicher Ebene

Sieht man sich nun noch die Abdeckung auf stündlicher Ebene an, so erhält man das in Abbildung 4-4 dargestellte Bild. Dargestellt sind hier die Stunden des Jahres 2016, jeweils sortiert nach der relativen Abdeckung des Strombedarfs durch grundlastfähige Kraftwerke (links), volatile Kraftwerke (Mitte) und das Zusammenspiel aus allen EE Technologien (rechts). Zu grundlastfähigen Kraftwerken zählen Wasserkraft, Tiefengeothermie und Bioenergie, als volatile Kraftwerke werden die stark witterungsabhängige Solar- und Windenergie bezeichnet.

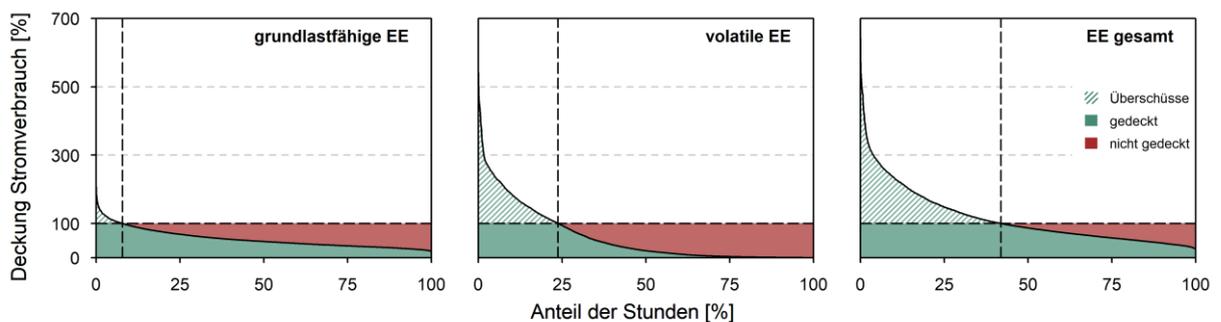


Abbildung 4-4: Simulierte relative stündliche Deckung des Stromverbrauchs in der Region EWO durch grundlastfähige Kraftwerke (links; Wasserkraft, Tiefengeothermie, Bioenergie), volatile Kraftwerke (Mitte; Wind- und Solarenergie) und über den gesamten Strommix (rechts; alle EE) unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale und der Klimabedingungen des Referenzjahres 2016.

Abbildung 4-4 (a) zeigt die erneuerbare Abdeckung des Bedarfs durch grundlastfähige Kraftwerke. Demnach kann der Stromverbrauch nur in 7,9 % der Stunden des Jahres 2016 vollständig durch grundlastfähige Kraftwerke gedeckt werden. In den übrigen Stunden findet zwar immer eine teilweise Grundlastabdeckung statt, jedoch können hier nur etwa 43 % des gesamten Verbrauchs bedient werden. Abbildung 4-4 (b) zeigt, dass mit 23,7% ein deutlich höherer Anteil an Stunden allein durch volatile EE gedeckt werden kann. Allerdings fällt die Kurve sehr viel stärker ab als bei grundlastfähigen Kraftwerken und ca. 75 % des restlichen Verbrauchs bleiben ungedeckt. Berücksichtigt man nun alle Kraftwerkstypen gemeinsam, so kann nach Abbildung 4-4 (c) etwa 41 % der Zeit der Verbrauch komplett über EE gedeckt werden, für die übrigen Stunden des Jahres bleiben allerdings nach wie vor insgesamt etwa 39 % des Bedarfs ungedeckt.

Aus Abbildung 4-3 und Abbildung 4-4 ergibt sich nun die Frage, wie sich die stündliche Abdeckung des Verbrauchs auf den Jahresverlauf verteilt. Dies ist in Abbildung 4-5 anhand der vier Jahreszeiten Winter (Dezember bis Februar), Frühling (März bis Mai), Sommer (Juni bis August) und Herbst (September bis November) dargestellt.

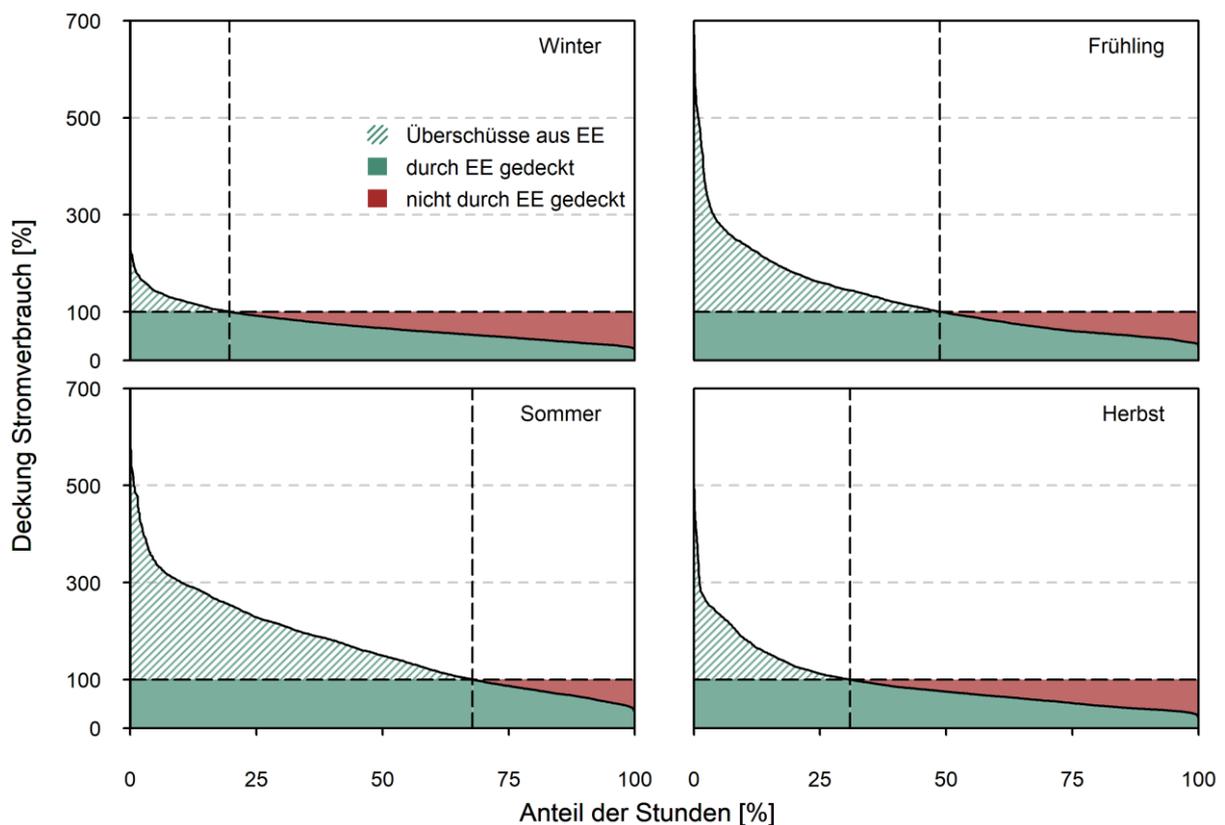


Abbildung 4-5: Simulierte relative stündliche Deckung des Stromverbrauchs durch EE in der Region EWO für die vier Jahreszeiten Winter (Dezember bis Februar), Frühling (März bis Mai), Sommer (Juni bis August) und Herbst (September bis November) unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale und der Klimabedingungen des Referenzjahres 2016.

In Abbildung 4-5 fällt auf, dass insbesondere in den Wintermonaten mit 19,7 % nur ein geringer Teil der Stunden vollständig durch EE gedeckt werden kann. Auch im Herbst erreicht dieser Wert lediglich 31 %. Im Sommer hingegen findet eine komplette Deckung durch EE zu 67,8 % der Zeit statt, im Frühling noch in 48,7 % aller Stunden. Neben dem Strombedarf der Umgebungswärmeanlagen wird diese Diskrepanz vor allem durch die jahreszeitlich stark schwankende Verfügbarkeit der Solarenergie hervorgerufen. Auffallend ist außerdem, dass jährlich etwa 32,2 % der produzierten Energie aus EE nicht unmittelbar genutzt werden kann (grün schraffierte Bereiche). Während im Winter lediglich etwa 8,4 % Überschüsse vorhanden sind, so können im Herbst und Frühling ca. 22,7 % bzw. 34,6 % nicht unmittelbar genutzt werden. Während der Sommermonate steigt das Stromangebot zeitweise auf mehr als das Sechsfache des eigentlichen Bedarfs und führt dadurch zu einem Überschuss von 46,1 %.

Um den Einfluss der Umgebungswärme zu verdeutlichen, ist in Abbildung 4-6 die stündliche Deckung des Stromverbrauchs abgebildet, wenn der zusätzliche Bedarf der Umgebungswärmeanlagen nicht berücksichtigt würde.

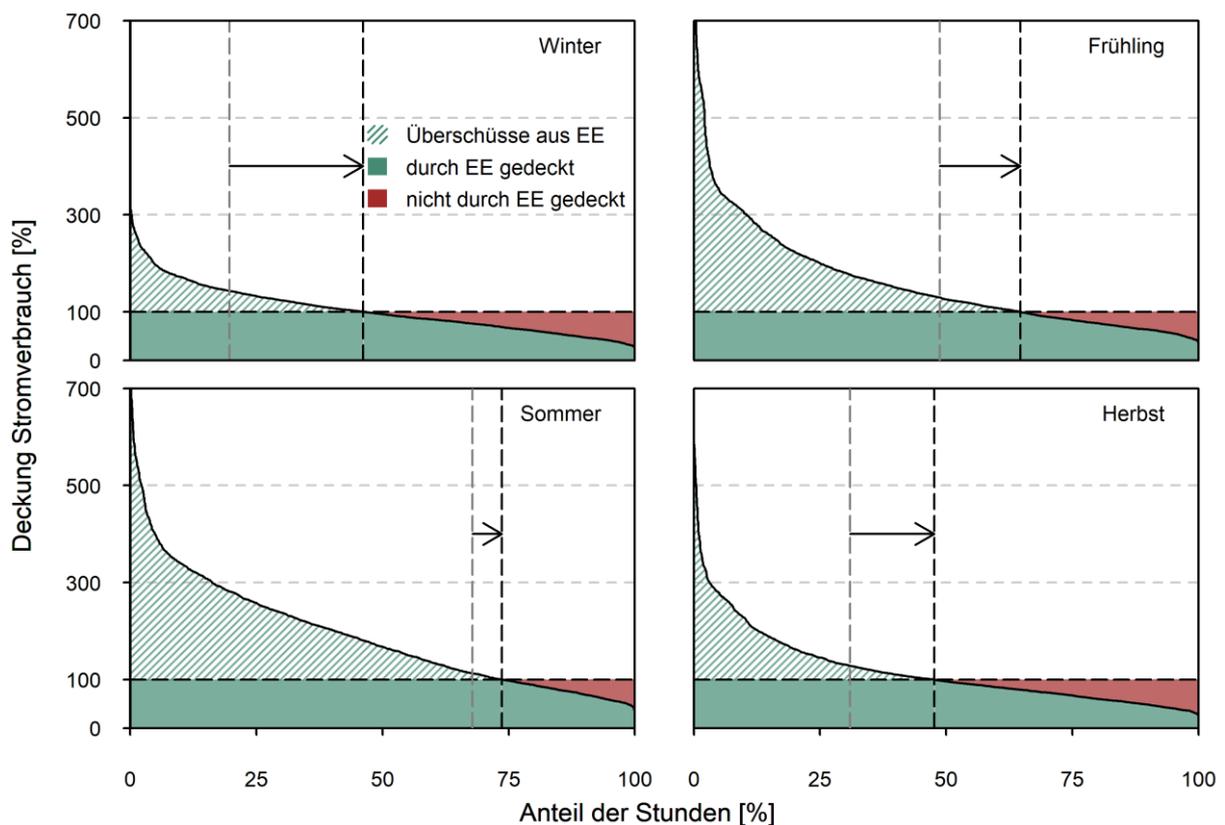


Abbildung 4-6: Simulierte relative stündliche Deckung des Stromverbrauchs in der Region EWO ohne den zusätzlichen Bedarf der Umgebungswärmeanlagen für die vier Jahreszeiten Winter (Dezember bis Februar), Frühling (März bis Mai), Sommer (Juni bis August) und Herbst (September bis November) unter Berücksichtigung der unter Punkt 2.4 beschriebenen nutzbaren Potenziale und der Klimabedingungen des Referenzjahres 2016.

Erwartungsgemäß hat dies den größten Einfluss in den Wintermonaten, in denen der Wärmebedarf am höchsten ist. Ohne den zusätzlichen Bedarf der Umgebungswärmeanlagen könnte hier der Strombedarf zu 46,2 % statt 19,7 % der Zeit durch EE gedeckt werden. In den Übergangszeiten wären immerhin 64,7 % aller Stunden im Frühling (gegenüber 48,7 %) sowie 47,6 % der Zeit im Herbst (statt 31 %) durch die Produktion aus EE gedeckt. Aufgrund des geringen Wärmebedarfs sind die Auswirkungen in den Sommermonaten am wenigsten spürbar. Hier wäre lediglich eine Steigerung auf 73,7 % (statt 67,8 %) zu erzielen. Im Umkehrschluss steigen allerdings auch die Anteile der jeweiligen Überschüsse (grün schraffierte Bereiche) entsprechend an. So würde über das Jahr etwa 39 % der Energie ungenutzt bleiben. Das entspräche saisonalen Überschüssen von etwa 20,6 % im Winter, 30,1 % im Herbst, 43,2 % und mit 51,1 % mehr als der Hälfte der sommerlichen Energieerträge aus EE.

Am Beispiel der Monate Dezember und Juni sind in Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8 die stündlichen Lastgänge innerhalb der Region sowie die stündliche Produktion aus grundlastfähigen und volatilen EE-Kraftwerken zu sehen. Die jahreszeitlichen Unterschiede sind hier deutlich erkennbar.

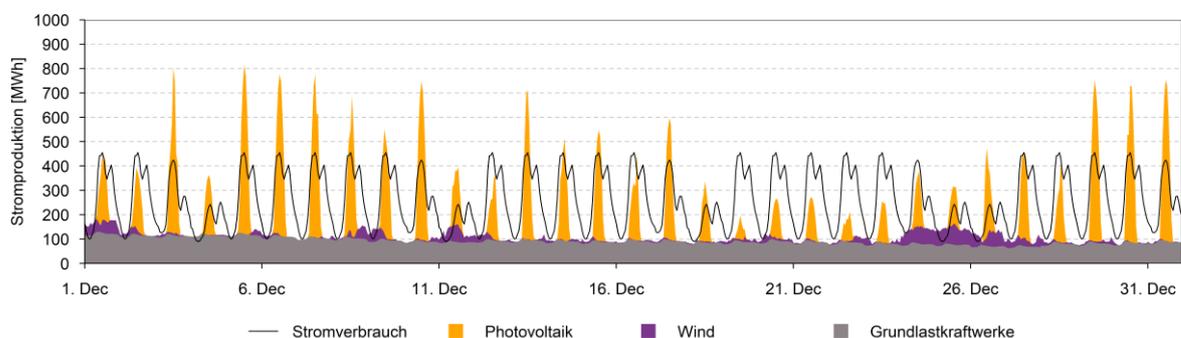


Abbildung 4-7: Simulierte stündliche Stromproduktion aus EE-Grundlast- (Wasserkraft, Tiefengeothermie & Bioenergie) und volatilen Kraftwerken (Photovoltaik & Windkraft) in der Region EWO im Dezember 2016 mit Lastgangkurve des Stromverbrauchs (schwarze Linie).

Im Dezember (Abbildung 4-7) können an vielen Tagen lediglich ein paar wenige Stunden zu 100 % über EE gedeckt werden, meist sind hier auch die grundlastfähigen Kraftwerke nicht mehr ausreichend, um den geringeren nächtlichen Strombedarf abdecken zu können. Dies ist insbesondere auf die winterliche Speicherung von Niederschlag in Schnee und Eis und dadurch wesentlich geringere Abflusswerte an den Wasserkraftwerken zurückzuführen. Zwischen 19. und 23. Dezember beispielsweise können auch tagsüber keine ausreichend hohen Spitzenwerte erzeugt werden, sodass hier ein dauerhaftes Defizit über nicht-erneuerbare Energien ausgeglichen werden muss. Ein erhöhtes Windaufkommen wie etwa zwischen 24. und 27. Dezember kann die geringe PV-Produktion teilweise ausgleichen,

dennoch reicht das Stromangebot bei weitem nicht aus. Die verringerte Sonneneinstrahlung, die durch flachere Einstrahlwinkel und kürzere Sonnenscheindauer hervorgerufen wird, sowie die Schwankungen des Windangebots wirken sich in den Wintermonaten demnach erwartungsgemäß besonders stark aus.

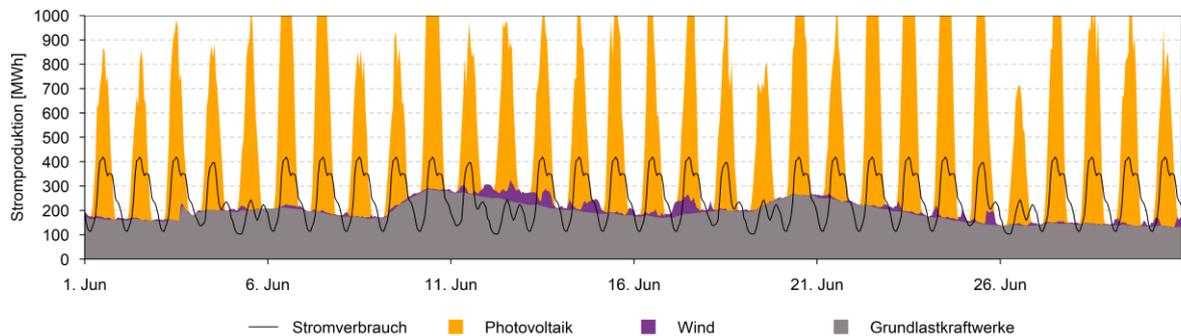


Abbildung 4-8: Simulierte stündliche Stromproduktion aus EE-Grundlast- (Wasserkraft, Tiefengeothermie & Bioenergie) und volatilen Kraftwerken (Photovoltaik & Windkraft) in der Region EWO im Juni 2016 mit Lastgangkurve des Stromverbrauchs (schwarze Linie).

Im Juni (Abbildung 4-8) hingegen kann bereits durch grundlastfähige Kraftwerke ein wesentlich größerer Anteil des Strombedarfs erneuerbar gedeckt werden, insbesondere die erhöhte Wasserkraft führt teils zu einem nächtlichen Überangebot an Strom. Der Großteil des Strombedarfs kann aufgrund des großen Strahlungsangebots über die Produktion aus Photovoltaikanlagen abgedeckt werden. Hier macht sich vor allem auch die höhere Anzahl an Sonnenstunden im Sommer deutlich bemerkbar, da es lediglich in den Abendstunden zu kürzeren Defizitzeiten kommt. Insbesondere über die Mittags- und Nachmittagsstunden jedoch herrscht ein erhebliches Überangebot an Energie vor.

Die durchschnittliche Abdeckung des Strombedarfs im Tagesverlauf durch die volatilen EE-Technologien Windkraft und Photovoltaik (oben und Mitte) sowie die Gesamtabdeckung durch EE (unten) ist Abbildung 4-9 zu entnehmen.

Daraus wird deutlich, dass die Windkraft im Durchschnitt insbesondere in den Morgenstunden, aber auch in den Abendstunden einen wichtigen Beitrag zur Abdeckung des Strombedarfs liefern kann. Zudem sind die stündlichen Beiträge zur Bedarfsdeckung im Schnitt im Winter am höchsten (siehe Abbildung 4-9 links oben). Insbesondere die Monate Januar und Februar (Abbildung 4-9 rechts oben, blau gepunktete und blau gestrichelte Linie) zeichnen sich durch einen hohen Anteil der Windenergie von bis zu 25,8 % aus. Tagsüber ist der Beitrag der Windenergie mit Minima zwischen 1,1 % und 5,9 % etwas geringer, hier liefern die Photovoltaikanlagen jedoch große Mengen an Energie, die je nach Jahreszeit und Monat zeitweise zur Deckung des gesamten Strombedarfs ausreichen würden (Abbildung 4-9 Mitte). Besonders im Sommer (gelb) ist eine durchschnittliche alleinige Deckung durch

Photovoltaik zwischen etwa 07:30 Uhr und 18:30 Uhr möglich, die Stromproduktion beträgt hier zu Spitzenzeiten das 2,3-fache des eigentlichen Bedarfs.

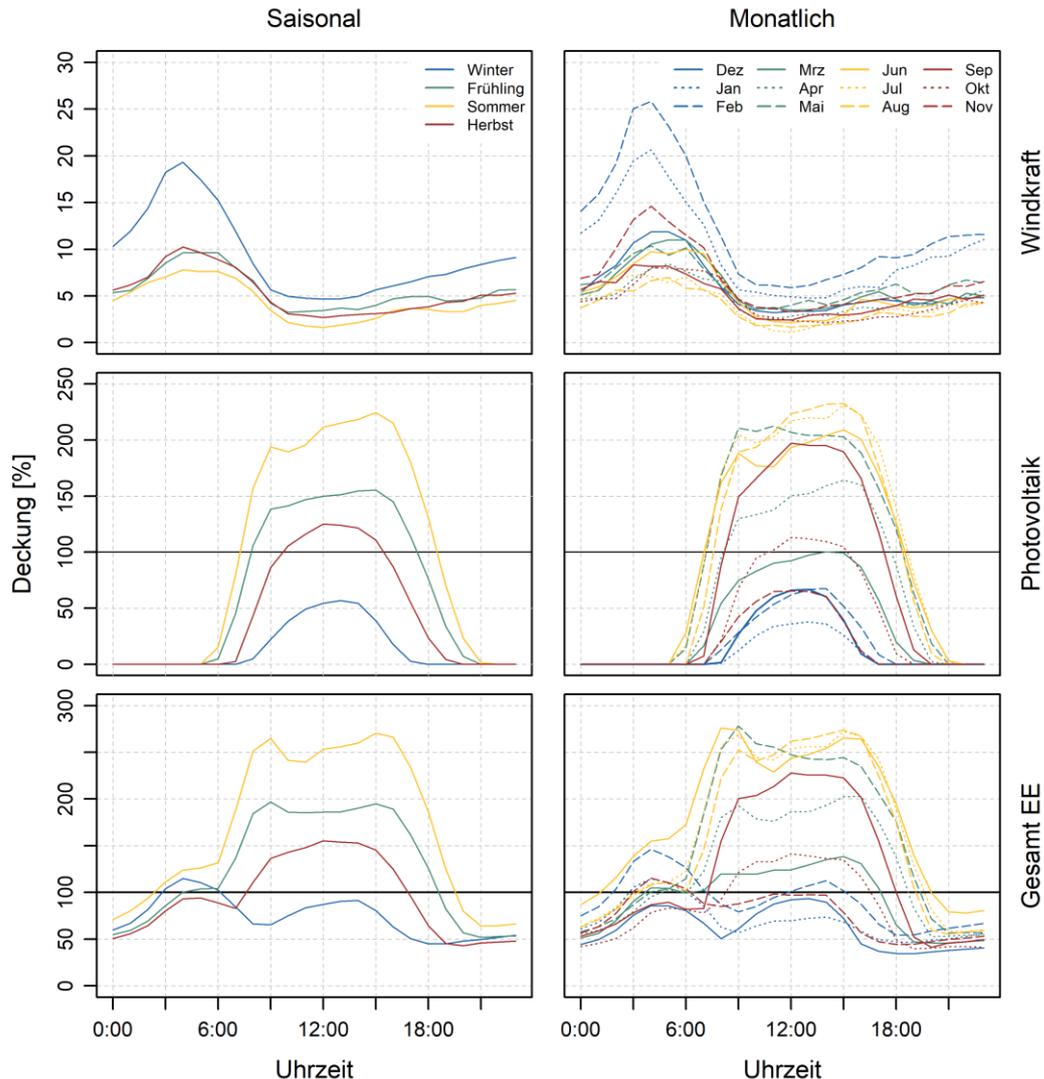


Abbildung 4-9: Durchschnittliche Deckung des Strombedarfs durch Windkraft- (oben) und Photovoltaikanlagen (Mitte) sowie durch alle EE-Technologien (unten) in % des Strombedarfs im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) für das Jahr 2016 in der Region EWO.

In den Übergangszeiten reicht die Energiemenge zwischen etwa 08:00 Uhr und 17:30 Uhr im Frühling (grün) bzw. zwischen 10:00 Uhr und 15:30 Uhr im Herbst (rot) zur Deckung des Strombedarfs aus (Abbildung 4-9 Mitte links). Hier ergeben sich allerdings insbesondere im Herbst zum Teil deutliche Unterschiede zwischen den einzelnen Monaten (Abbildung 4-9 Mitte rechts). Während die Abdeckung im September noch sehr hoch ist, reicht die produzierte Strommenge im Oktober nur noch über wenige Stunden, im November kann durch Photovoltaik keine vollständige Deckung mehr erfolgen. Im Zusammenspiel mit allen EE-Technologien zeichnen sich die Maxima aus Windkraft und Photovoltaik deutlich ab, wobei gut erkennbar ist, dass sich beide Technologien durch ihre unterschiedlichen tageszeitlichen Verläufe sehr gut ergänzen können (Abbildung 4-9 unten). Im Sommer ergibt sich so lediglich für die Nachtstunden zwischen etwa 19:30 Uhr und 02:30 Uhr (Abbildung

4-9 unten links), im Juli sogar nur zwischen etwa 20:00 Uhr und 01:30 Uhr ein mittleres Defizit (Abbildung 4-9 unten rechts, gelbe Linie), das nicht durch EE gedeckt werden kann. Im Winter reicht die Energiemenge aus EE im Mittel lediglich für die Deckung des Strombedarfs zwischen etwa 03:00 Uhr und 06:00 Uhr morgens aus (Abbildung 4-9 unten links), dabei unterscheiden sich die einzelnen Monate deutlich voneinander. Im Dezember kann lediglich eine Deckung von maximal 93,6 % erreicht werden, im Februar kann zwischen 02:00 Uhr und 07:30 Uhr sowie zwischen 12:00 Uhr und 15:00 Uhr (Abbildung 4-9 unten rechts, blaue bzw. blau gestrichelte Linie) eine 100 %-ige Deckung erreicht werden. In den Übergangszeiten sind tagsüber nahezu alle Stunden zwischen etwa 04:00 Uhr und 18:30 Uhr im Frühling (Abbildung 4-9 unten links, grün) sowie zwischen 07:30 Uhr und 16:30 Uhr im Herbst (Abbildung 4-9 unten links, rot) abgedeckt, auch hier gibt es aber große Streuung zwischen den einzelnen Monaten (Abbildung 4-9 unten rechts, grüne und rote Linien).

4.1.4 Simulierte Substratverfügbarkeit

Aus der Simulation lassen sich auch Rückschlüsse auf die stündlichen Verläufe der Substratverfügbarkeit während des Jahres 2016 von Holz, Gülle, Mais- und Grassilage ziehen. Der Holzvorrat sinkt aufgrund der Heizperiode erwartungsgemäß vor allem im ersten und letzten Drittel des Jahres. Im Landkreis Miesbach reichen die Vorräte bereits ab 20. März nicht mehr aus, hier müsste Holz zugekauft werden. Die beiden anderen Landkreise verfügen allerdings über wesentlich größere Holzvorräte, sodass hier von Synergie-Effekten zwischen den Landkreisen profitiert werden könnte. Am Ende des Jahres verbleiben immer noch etwa 52 % (etwa 280.000 m³) der Vorräte für die gesamte Region, sodass eine stärkere Nutzung durch Solar-/Pellet-Kombisystemen oder auch weiteren Biomasseheizwerken theoretisch möglich wäre. Bei Gülle und Grassilage stellt die Verfügbarkeit kein Problem dar, die Vorräte steigen bis zum Jahresende auf knapp 1 Mio. m³ Gülle bzw. etwa 600.000³ Grassilage an. Für den Betrieb von Biogasanlagen ist vor allem die Maissilage der begrenzende Faktor, sie reicht bei gegebenem Mischverhältnis innerhalb der Anlage nur für etwa 400 Volllaststunden aller in der Region vorhandenen Biogasanlagen. Das hohe Potential an Gülle und Grassilage kann demnach wie erwartet nur zu einem sehr geringen Anteil ausgeschöpft werden.

4.2 Ergebnisse der Simulation möglicher Auswirkungen des Klimawandels auf erneuerbare Energieträger in der Region EWO

Im Folgenden werden die möglichen Auswirkungen des Klimawandels unter verschiedenen repräsentativen Konzentrationspfaden des IPCC auf die EE-Potentiale in der Region anhand der Simulationsergebnisse räumlich und zeitlich analysiert. Zunächst werden dafür die projizierten Veränderungen der relevanten Klimavariablen beleuchtet und schließlich auf die zu erwartenden Änderungen der Energieerträge aus EE-Technologien eingegangen. Die räumliche Darstellung der zu erwartenden Klimavariablen erfolgt analog zu den Technologien Windkraft und Photovoltaik anhand des in Kapitel 3.7.3 erwähnten gleichmäßigen Punktrasters, das aus 116 repräsentativen Datenpunkten in der Region EWO besteht.

4.2.1 Simulierte Veränderung der Klimavariablen

4.2.1.1 Simulierte Veränderung der Lufttemperatur

Für die Jahresmitteltemperatur ergeben sich die in Abbildung 4-10 (unten) dargestellten Änderungen. Alle fünf GCMs weisen demnach auf eine Erhöhung der Jahresmitteltemperatur im Jahr 2045 im Vergleich zum Referenzjahr 2016 von durchschnittlich 0,7 K für das RCP2.6 sowie je 0,9 K für RCP4.5 und RCP8.5 hin. Auffällig ist hier, dass die Modelle NorESM 1-M und GFDL-ESM2M generell geringere Veränderungen projizieren, während durch die übrigen drei Modelle Temperaturerhöhungen von bis zu 1,2 K simuliert werden. Für die Monatsmitteltemperaturen (siehe Abbildung 4-10 oben) ist ebenfalls bei allen Modellen und durch alle Szenarien eine generelle Erhöhung der Lufttemperatur zu erwarten. Besonders stark macht sich diese Veränderung in den Wintermonaten bemerkbar, für die Temperaturerhöhungen von bis zu 2,1 K (im Monat Dezember unter RCP4.5, Modell: IPSL-CM5A-LR) projiziert werden. Auffällig sind insbesondere die Monate Februar, April, September und Dezember, für die sich im Vergleich zu den jeweils benachbarten Monaten stärker erhöhte Monatsmitteltemperaturen ergeben. Zudem bewegen sich die Werte für die RCPs 4.5 und 8.5 entgegen der Erwartung etwa in demselben Wertebereich, sodass davon auszugehen ist, dass trotz des stärkeren Strahlungsantriebs des RCP8.5 hier kaum zusätzliche Steigerungen der Temperaturen zu erwarten sind. Dies könnte beispielsweise mit einem stärkeren Bewölkungsgrad unter RCP8.5 zusammenhängen, kann jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht näher erörtert werden.

Abbildung 4-11 zeigt die räumliche Verteilung der simulierten Veränderung der Jahresmitteltemperaturen unter den drei RCPs, gemittelt über alle fünf verwendeten GCMs anhand des in Kapitel 3.7.3 definierten gleichmäßigen Punktrasters. Daraus wird noch

einmal deutlich, dass die Lufttemperaturen insbesondere unter den RCPs 4.5 und 8.5 mit bis zu +1 K deutlich zunehmen könnten. Für das RCP2.6 sind Änderungen zwischen +0.6 und +0.8 K zu erwarten. Innerhalb der Region ist der Einfluss der Topographie deutlich erkennbar. So könnte die Zunahme der Jahresmitteltemperatur vor allem in den südlichen Gebirgslagen generell etwas schwächer ausfallen als in den tieferen Lagen.

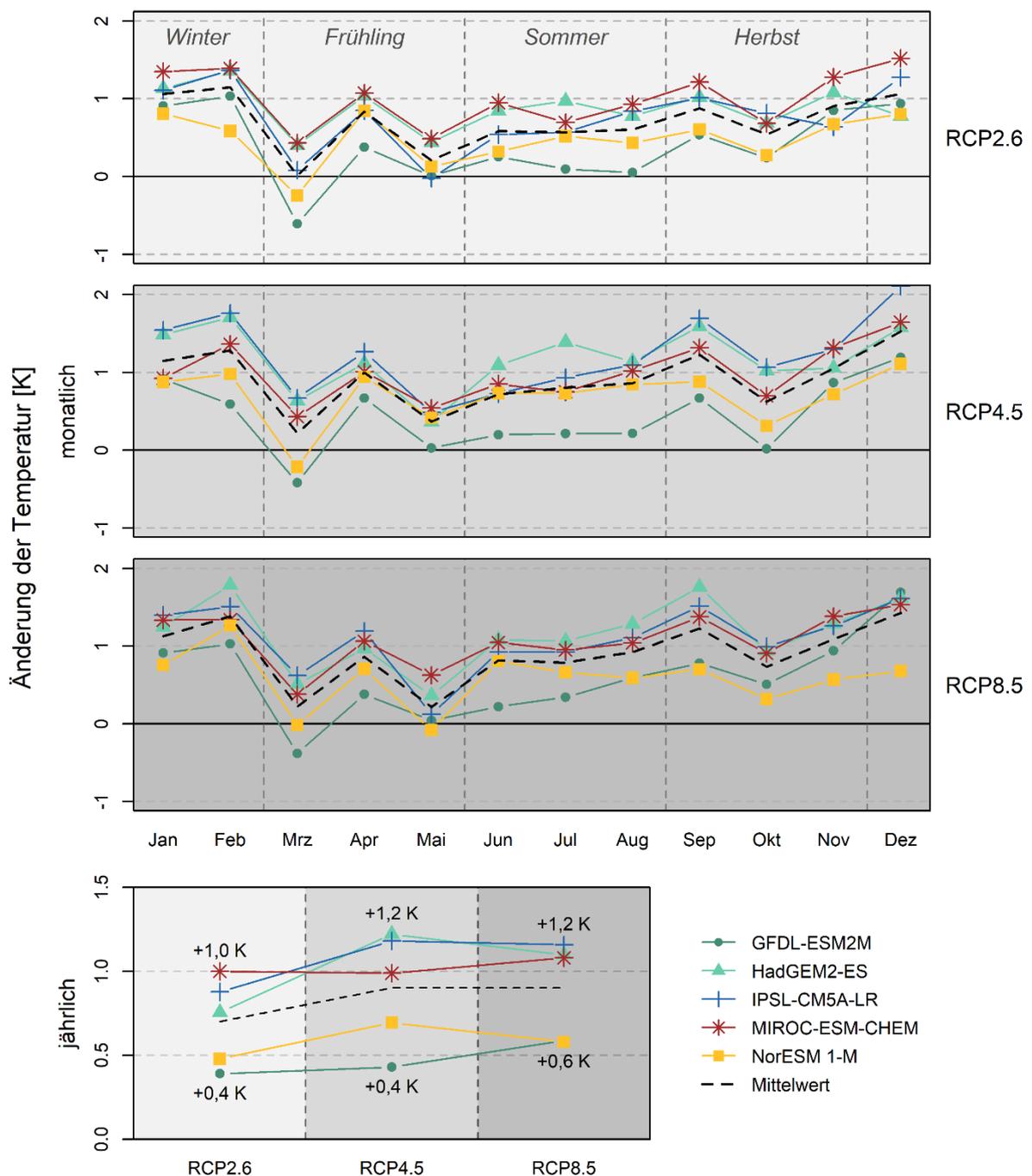


Abbildung 4-10: Simulierte Veränderung (absolut) der Monats- (oben) sowie Jahresmitteltemperaturen (unten) für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

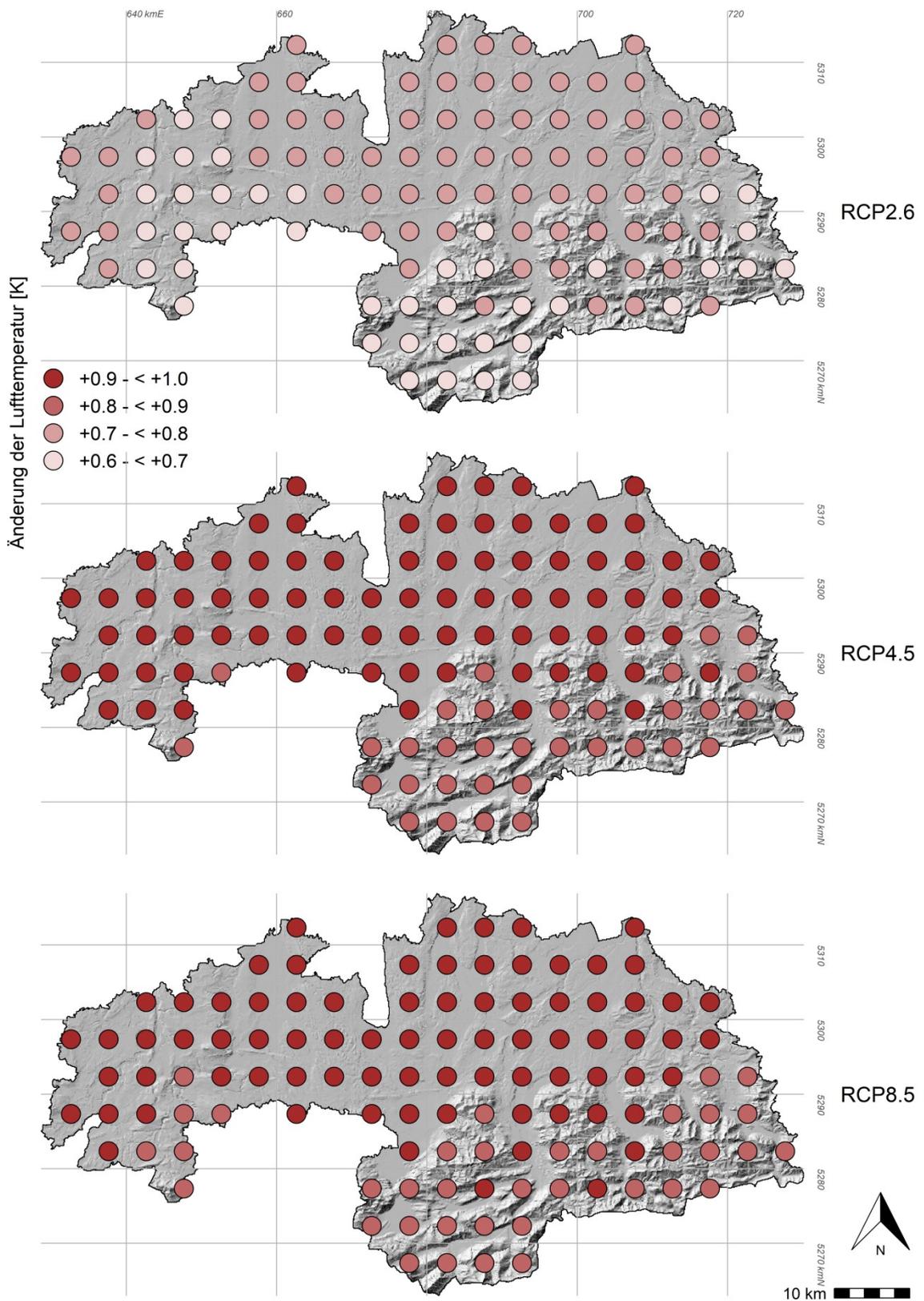


Abbildung 4-11: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der Jahresmitteltemperaturen [K] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

4.2.1.2 Simulierte Veränderung der Niederschläge

Für die Veränderung der jährlichen Niederschlagssummen ergibt sich ein relativ einheitliches Bild (siehe Abbildung 4-12 unten). Die fünf in dieser Studie verwendeten Modelle bilden alle einen Anstieg der jährlichen Niederschläge von durchschnittlich 86,7 mm (RCP2.6), 62,0 mm (RCP4.5) und 47,9 mm (RCP8.5) ab.

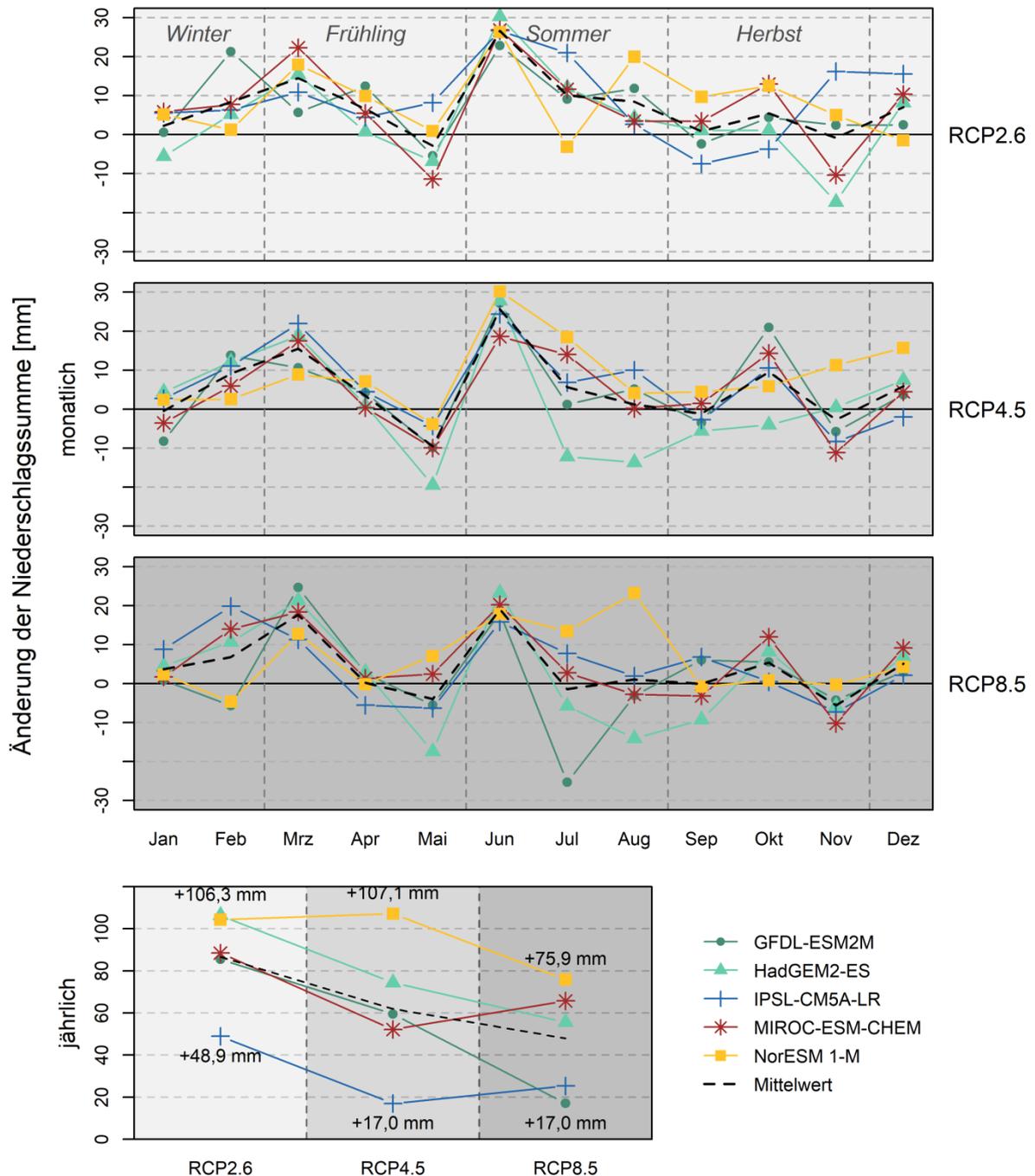


Abbildung 4-12: Simulierte Änderung [mm] der mittleren monatlichen (oben) bzw. jährlichen (unten) Niederschlagssummen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

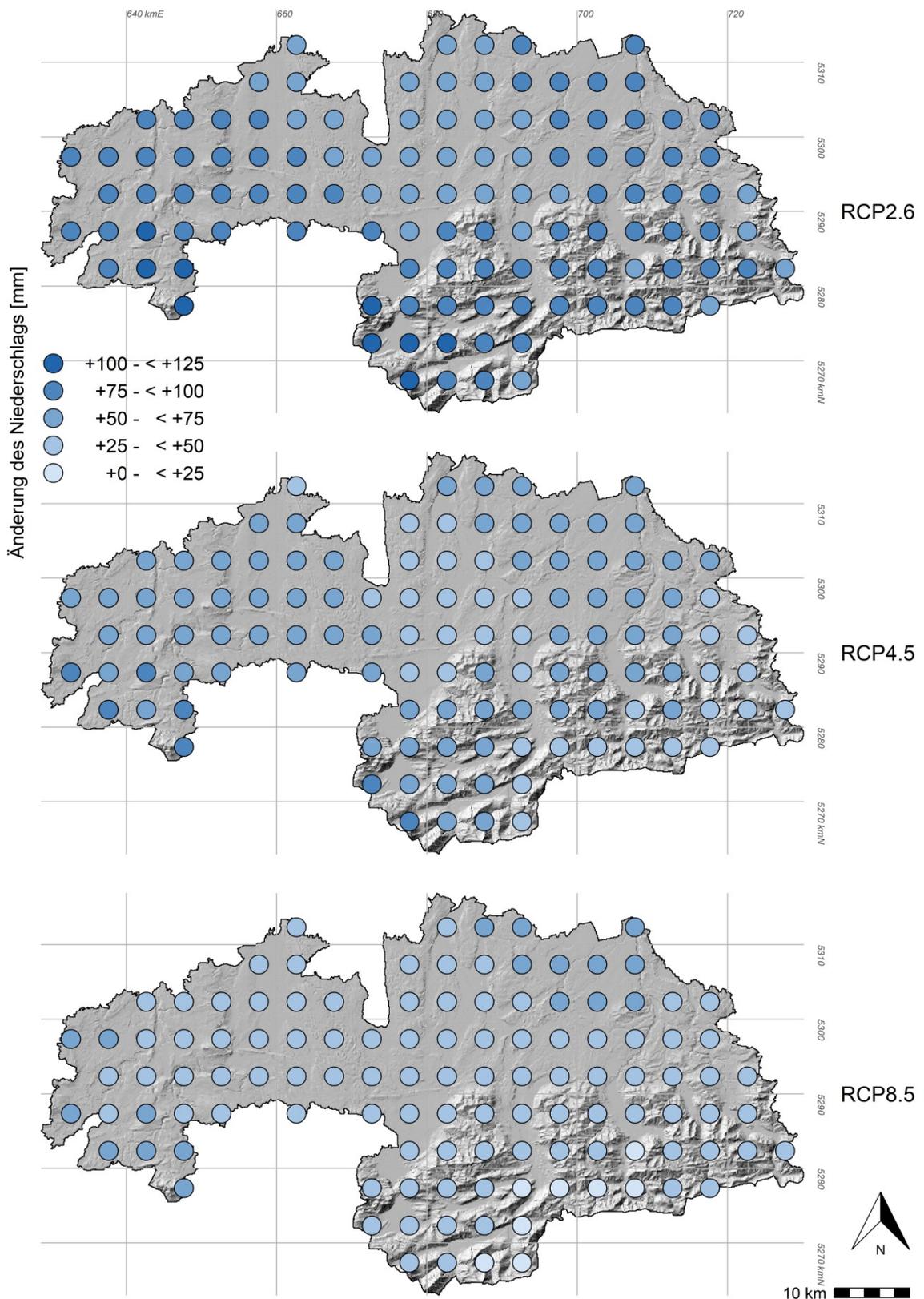


Abbildung 4-13: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der jährlichen Niederschlagssumme [mm] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

Bei der Veränderung der mittleren Monatssummen (Abbildung 4-12 oben) weist der Verlauf des Mittelwerts (schwarz gestrichelte Linie) aus den fünf verwendeten Klimamodellen auf ähnliche monatliche Ausprägungen des Trends für alle drei THG-Szenarien hin. Die Modelle bilden eine generelle Zunahme der Winterniederschläge von bis zu 21,9 mm im Februar unter RCP4.5 sowie der Sommerniederschläge von bis zu 30,3 mm im Juni unter RCP2.6 ab. Für die Monate Juli und August streuen die Modelle etwas stärker, hier könnte unter Umständen auch mit Abnahmen um bis zu 25,3 mm im Juli unter RCP8.5 gerechnet werden. Für die Übergangsjahreszeiten ergibt sich ebenfalls ein gemischtes Bild, hier ist mit zum Teil sehr hohen Zunahmen einzelner Monate um bis zu 24,7 mm im März unter RCP8.5 und Abnahmen bis 17,4 mm im Mai unter RCP8.5 zu rechnen.

Die räumliche Verteilung der simulierten Veränderung der jährlichen Niederschlagssummen unter den drei RCPs geht aus Abbildung 4-13 hervor. Unter allen drei in dieser Studie verwendeten Strahlungsantriebszenarien ergibt sich aus den Simulationen ein positiver Trend. Unter RCP2.6 nehmen die Niederschläge vor allem im Osten, Süden und Westen der Region um 75 bis 125 mm pro Jahr zu. Die stärksten Zunahmen sind für die Gebirgslagen zu erwarten. Im Zentrum der Region fällt die Zunahme mit etwa 50 bis 75 mm pro Jahr etwas geringer aus, dennoch ist auch in diesem Bereich ein deutlicher Trend zu erkennen. Eine ähnliche räumliche Verteilung wird auch unter RCP4.5 abgebildet. Die Zunahmen der jährlichen Niederschlagssummen bewegen sich zwischen 50 und 100 mm pro Jahr für die Rand- und Gebirgslagen und 25 bis 50 mm für die zentralen Bereiche der Region. Die schwächsten Zunahmen sind unter RCP 8.5 zu erwarten. Die Werte bewegen sich hier hauptsächlich zwischen 0 und 50 mm pro Jahr. Lediglich in kleinräumigen Bereichen im Nordosten bzw. im Westen der Region könnten hier Zunahmen um bis zu 75 mm pro Jahr erreicht werden.

4.2.1.3 Simulierte Veränderung der Schneeniederschläge

Die Bandbreite der Veränderung der Schneeniederschläge ist in Abbildung 4-14 zu sehen. Im Jahresmittel geht aus den meisten Modellen eine Abnahme der Schneeniederschlagssummen um bis zu 90,5 mm hervor (Abbildung 4-14 unten). Hier fallen deutliche Unterschiede zwischen RCP2.6 und den RCPs 4.5 bzw. 8.5 auf. Unter RCP2.6 gehen die Modelle in ihren Annahmen stark auseinander, die Schwankungsbreite liegt hier zwischen -64,1 mm und +50,4 mm, der Mittelwert liegt dadurch bei -7,8 mm. Für die höheren Strahlungsantriebe zeichnen sich deutlichere Trends ab. So wird im Mittel eine Abnahme von 35,2 mm unter RCP4.5 sowie -11,3 mm unter RCP8.5 bei Bandbreiten von -90,5 mm bis -8,3 mm unter RCP4.5 bzw. -78,9 mm bis +19,3 mm unter RCP8.5 abgebildet.

Die monatlichen Summen weichen teils erheblich von der aktuellen Situation ab (Abbildung 4-14 oben). Generelle mittlere Zunahmen des Schneesiederschlags sind unter allen drei RCPs für die Monate Januar (bis zu 52,0 mm unter RCP8.5), April (bis zu 11,5 mm unter RCP4.5) und November (bis zu 23,9 mm unter RCP2.6) zu erwarten, während im Dezember, Februar und März mit teils erheblichen Abnahmen von bis zu 55,4 mm (im März unter RCP8.5) zu rechnen ist.

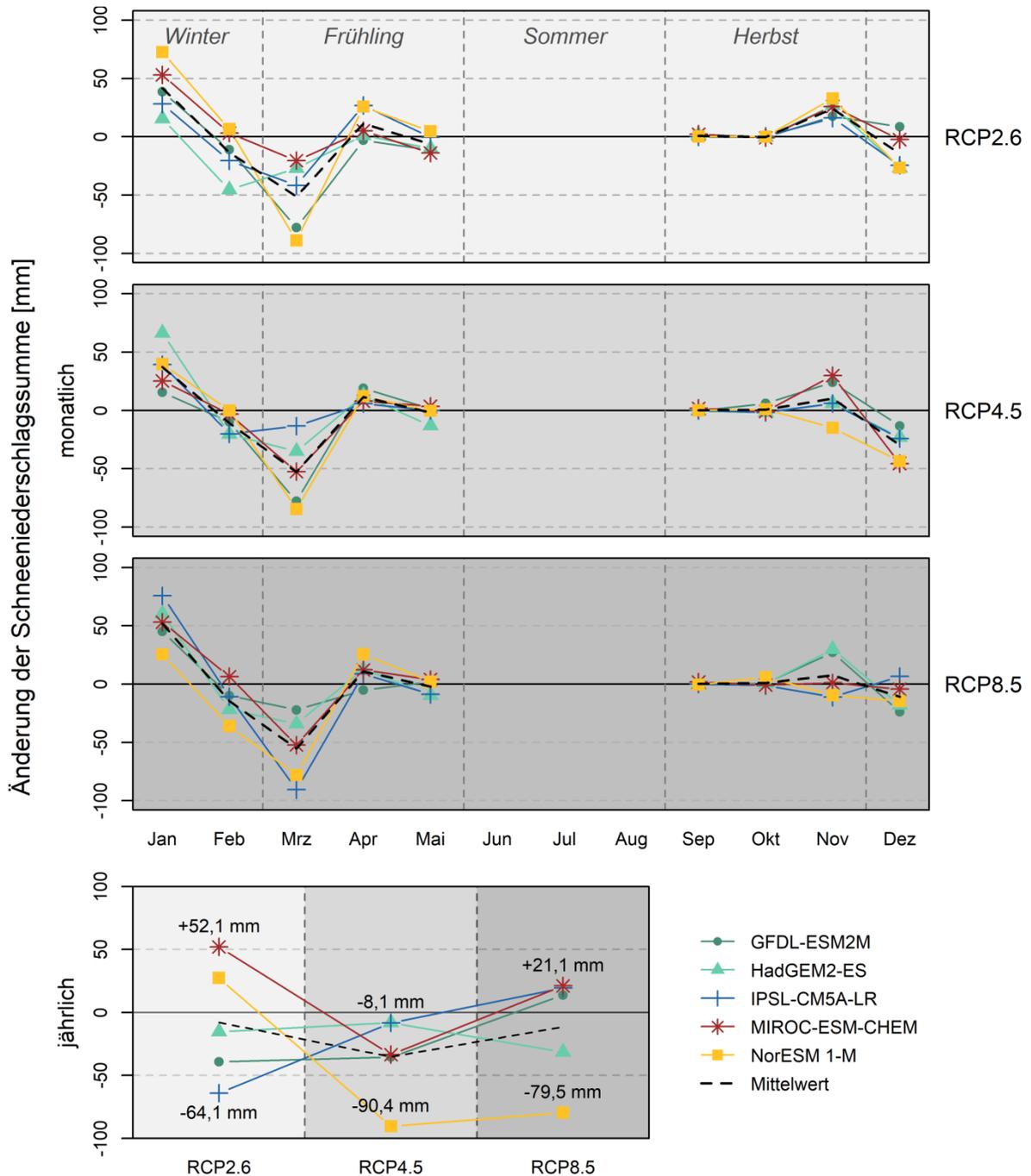


Abbildung 4-14: Simulierte Änderung (absolut) der mittleren monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Schneeniederschlagssummen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

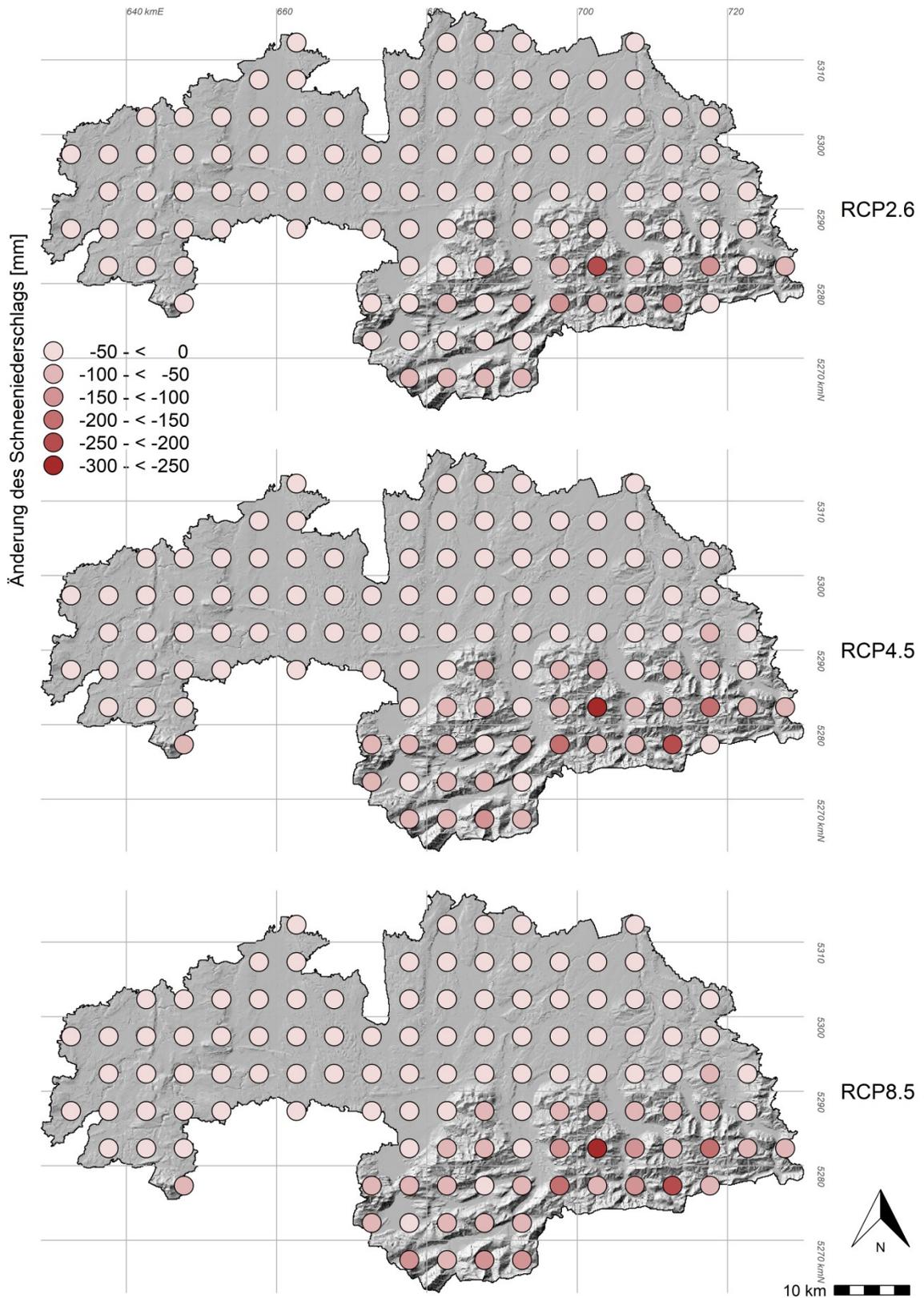


Abbildung 4-15: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der jährlichen Schneeniederschlagssumme [mm] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

Die räumliche Verteilung der simulierten Veränderung der jährlichen Schneeniederschlagssummen unter den drei in dieser Studie berücksichtigten RCPs ist in Abbildung 4-15 zu sehen. Generell sind daraus erwartungsgemäß vor allem Unterschiede für die verschiedenen Höhenlagen der Region zu erkennen. So werden die Schneeniederschläge in den niederen Lagen der Region EWO unter allen drei RCPs um 0 bis 50 mm pro Jahr abnehmen. Für die Gebirgslagen im Süden der Region fallen die Abnahmen deutlich stärker aus, hier könnten zum Teil massive Rückgänge erwartet werden. Insbesondere unter RCP4.5 und RCP8.5 werden für die hohen Lagen Abnahmen der Schneeniederschläge um bis zu 300 mm pro Jahr abgebildet.

4.2.1.4 *Simulierte Veränderung der Globalstrahlung*

Abbildung 4-16 (unten) zeigt die simulierte Veränderung der jährlichen Globalstrahlungssumme für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016. Die Projektionen zeigen keinen einheitlichen Trend. Zwei der verwendeten Modelle (GFDL-ESM2M und NorESM 1-M) – die gleichzeitig den geringsten Anstieg der Jahresmitteltemperaturen projizieren (siehe Abbildung 4-10) – deuten unter allen Pfaden eine leichte Abnahme der Globalstrahlungssumme zwischen 1,1 % und 0,4 % an, während sich bei den anderen drei Modellen leichte Zunahmen zwischen 0,3 % und 1,7 % abzeichnen. Im Durchschnitt ergeben sich leichte Zunahmen von bis zu 0,5 % (RCP4.5). Analog zur Veränderung der Jahresmitteltemperaturen ergibt sich ein geringfügig schwächerer Anstieg für das RCP8.5. Der Trend für die Veränderung der monatlichen Summen der Globalstrahlung (siehe Abbildung 4-16 oben) zeigt unter allen RCPs eine mittlere Abnahme für die Winter- und Frühlingsmonate, die insbesondere im Februar Werte von bis zu -6,4 % (unter RCP4.5) annehmen könnten. Im Sommer und Herbst bilden die verwendeten Klimamodelle generell positive Trends ab. Vor allem die Monate Juli bis September zeigen mittlere Zunahmen von bis zu 5,9 % im September unter RCP4.5 auf. Im November deuten ebenfalls alle Modellläufe auf Zunahmen um bis zu 5 % hin.

Innerhalb der Region gibt es für die Zunahmen der Globalstrahlungssumme auch aus räumlicher Sicht keinen klaren Trend (siehe Abbildung 4-17). Unter RCP2.6 werden mit bis zu +1,0 % etwas höhere Änderungen für den östlichen Rand der Region projiziert, während in den übrigen Gebieten nur geringfügige Änderungen von maximal 0,5 % zu erwarten sind. Demgegenüber ist unter den beiden höheren Strahlungsantrieben, die in dieser Studie verwendet wurden, ein etwas deutlicherer räumlicher Trend auszumachen. Unter RCP4.5 bzw. RCP8.5 ist ein angedeutetes Nordost-Südwest-Gefälle erkennbar. In den östlichen Lagen der Region EWO sind hier Zunahmen von bis zu 1,5 % möglich.

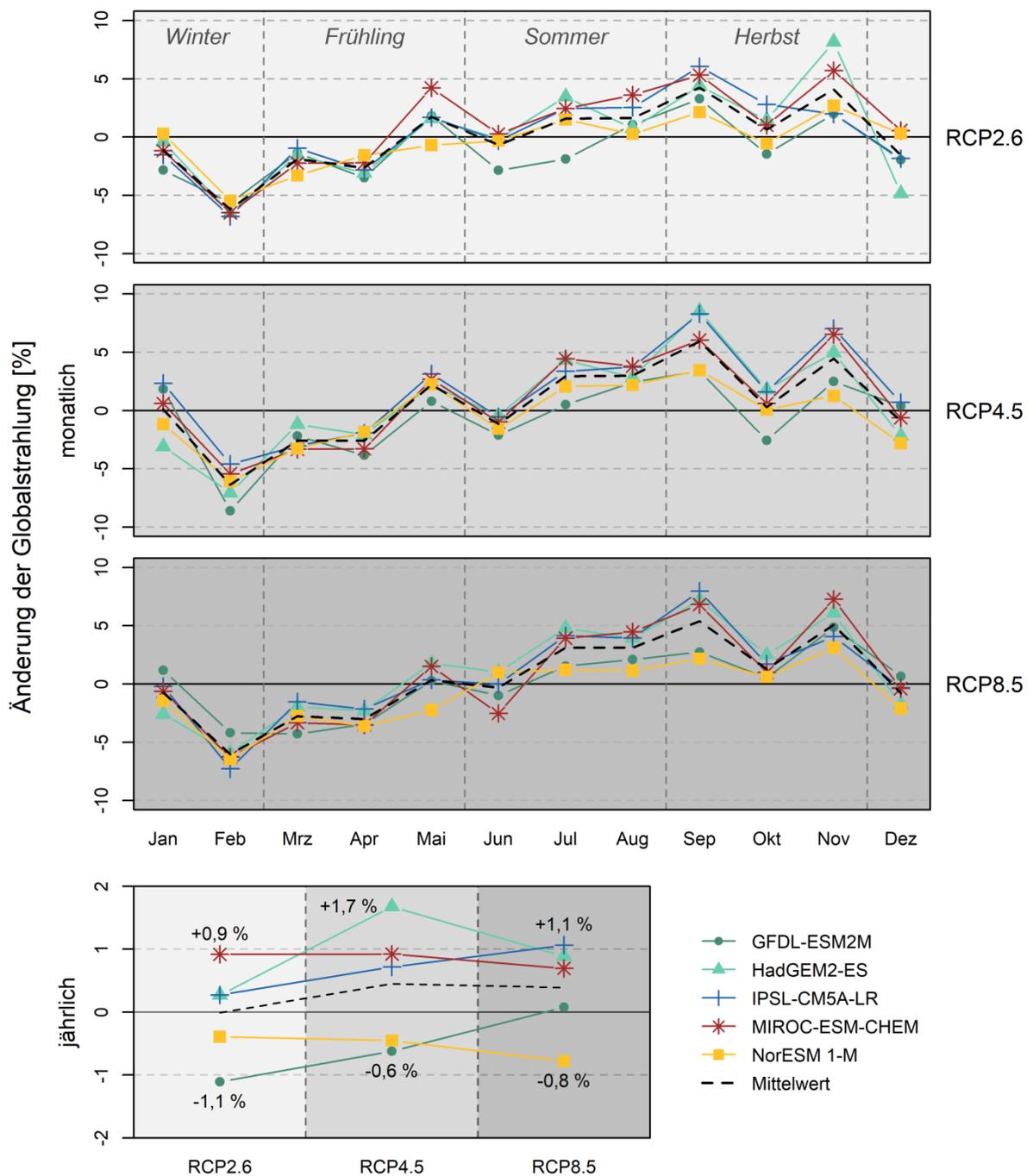


Abbildung 4-16: Simulierte Änderung (prozentual) der mittleren monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Globalstrahlungssummen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

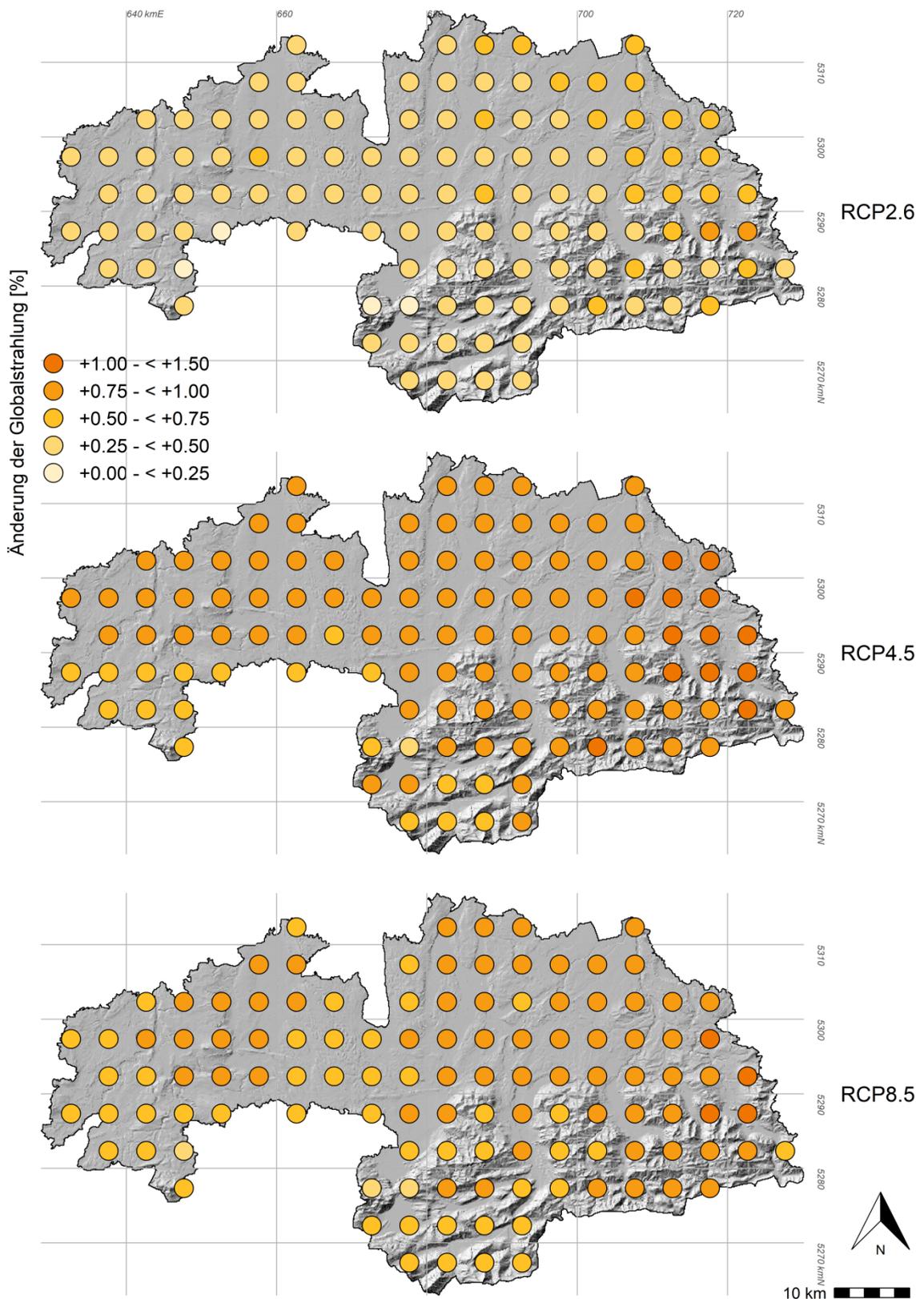


Abbildung 4-17: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der jährlichen Globalstrahlungssumme [%] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

4.2.1.5 Simulierte Veränderung der Windgeschwindigkeit

Unter allen Pfaden und Modellen werden für die mittlere jährliche Windgeschwindigkeit (siehe Abbildung 4-18 unten) im Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 sowohl Zu- als auch Abnahmen prognostiziert.

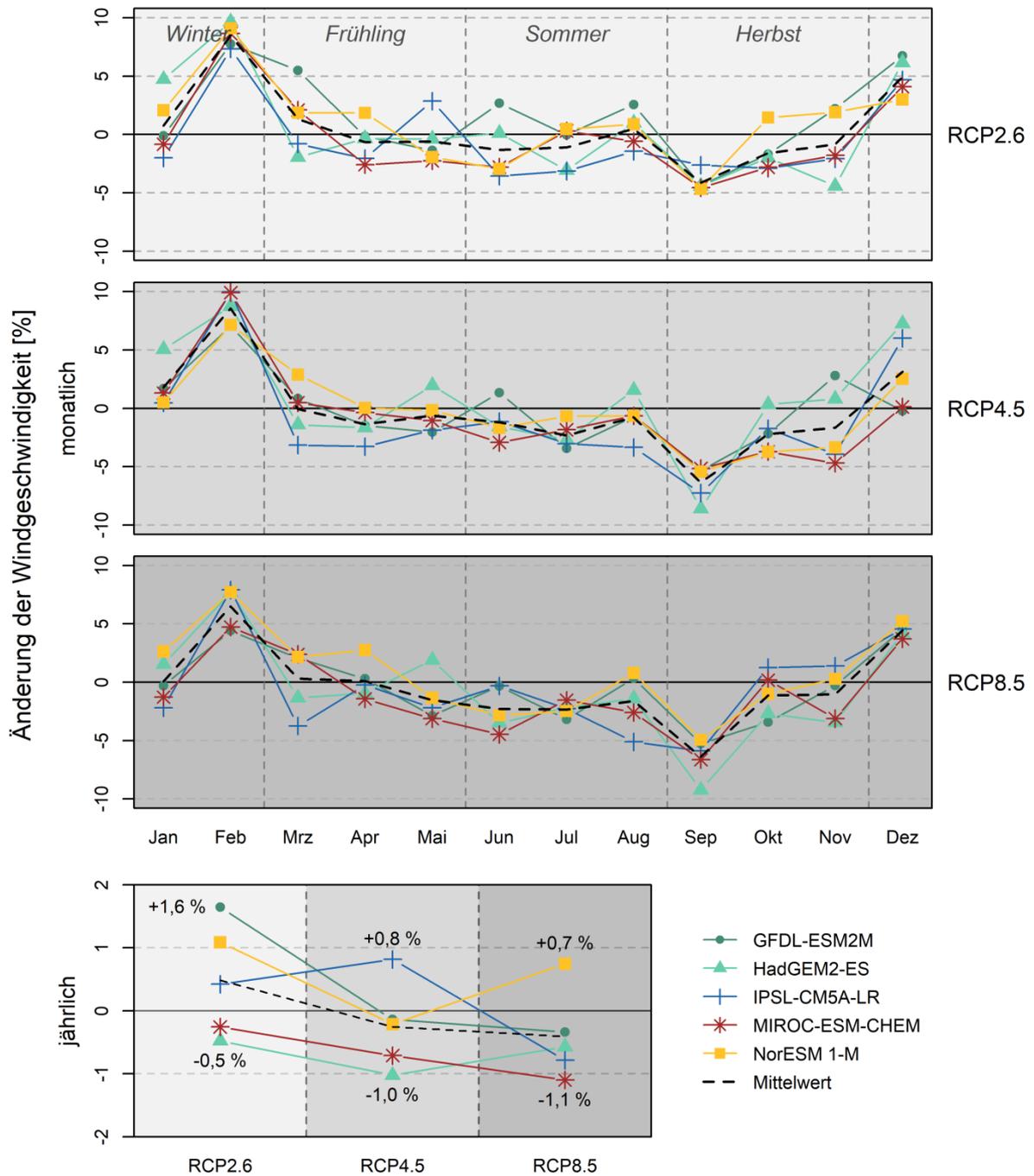


Abbildung 4-18: Simulierte Änderung (prozentual) der mittleren monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Windgeschwindigkeit für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

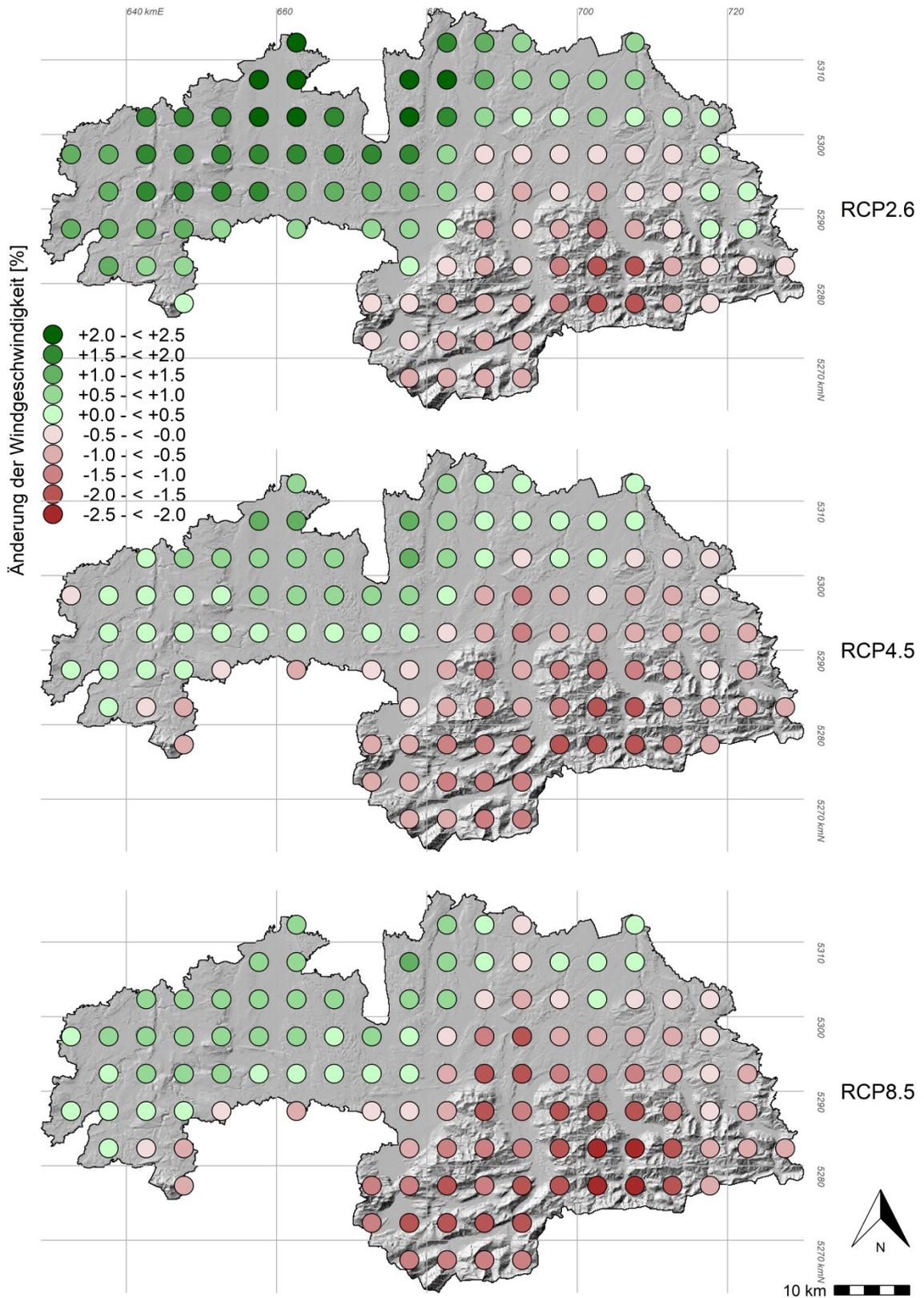


Abbildung 4-19: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten Änderung der Windgeschwindigkeit [%] für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

Im Mittel über die fünf Modelle ist demnach sowohl mit einer mittleren Zunahme um etwa 0,5 % unter RCP2.6 als auch mit mittleren Abnahmen zwischen 0,3 % und 0,4 % unter RCP4.5 bzw. RCP8.5 zu rechnen. Aus Abbildung 4-18 (oben) ist ersichtlich, dass im Frühling und Sommer generell mit leichten Abnahmen von bis zu 2,3 % im Juli unter den RCPs 4.5 und 8.5 gerechnet werden kann. Im Herbst werden stärkere Abnahmen von bis zu 6,4 % im September unter den RCPs 4.5 und 8.5 projiziert. Im Winter hingegen (insbesondere im Dezember und Februar) sind im Durchschnitt um bis zu 8,6 % höhere Windgeschwindigkeiten zu erwarten (im Februar unter RCP4.5).

Bei der räumlichen Verteilung der Änderung der Windgeschwindigkeit in Abbildung 4-19 ist unter allen drei RCPs ein deutlicher Einfluss der Topographie erkennbar. Während für die niederen Lagen im Norden und Westen der Region tendenziell leichte Zunahmen von bis zu 2,5 % unter RCP2.6 auftreten könnten, so ist für die höheren Lagen insbesondere unter RCP8.5 mit Abnahmen um bis zu 2,5 % zu rechnen.

4.2.2 Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Erneuerbaren Energien

4.2.2.1 Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Photovoltaikanlagen

Die Stromproduktion aus Photovoltaik ist als eine der volatilen Technologien vergleichsweise stark abhängig von klimatologischen Veränderungen. Abbildung 4-20 (unten) zeigt das Regionsmittel der simulierten prozentualen Veränderung der jährlichen Erträge einer durchschnittlichen Photovoltaikanlage mit 25 kWp Leistung. Generell ist unter allen drei RCPs eine mittlere Zunahme des jährlichen Stromertrags von bis zu 6,6 % (unter RCP4.5) zu erwarten, die zwischen den verschiedenen GCMs jedoch z.T. deutlich schwankt. Insbesondere für RCP4.5 wird eine Spannbreite von +0,7 % bis +14,6 % projiziert. Im jahreszeitlichen Verlauf verteilen sich diese Ertragszugewinne sehr unterschiedlich auf die einzelnen Monate, wie aus Abbildung 4-20 (oben) hervorgeht. Deutliche Zunahmen sind unter allen drei RCPs vor allem für die Monate November bis Februar erkennbar. Für diese Monate könnten Ertragszunahmen von 10,3 % (im Januar unter RCP2.6) bis zu 25,9 % (im Dezember unter RCP4.5) auftreten. Die zu erwartenden Veränderungen der Globalstrahlungssumme (Abbildung 4-16) allerdings schwanken teils erheblich für diese Monate. Daher ist anzunehmen, dass für die Ertragsgewinne nicht primär die Globalstrahlung verantwortlich ist. Die Lufttemperaturen hingegen nehmen in den Monaten November bis Februar zu (Abbildung 4-10). Photovoltaikanlagen erreichen bei einer Modultemperatur von 25 °C und einer Bestrahlung von 1.000 kW/m² ihren optimalen Wirkungsgrad. Die Modultemperatur wiederum ergibt sich aus der Umgebungstemperatur zzgl. der Materialerhitzung durch die Sonneneinstrahlung. Der Grad der Materialerhitzung unterscheidet sich zwischen Freiflächen-, gebäudeintegrierten und aufgeständerten Anlagen,

da deren Hinterlüftung dafür eine entscheidende Rolle spielt. Bei einer mittleren stündlichen Globalstrahlung von 55,3 kW/m², wie sie in den Wintermonaten in der Region vorherrscht, beträgt die Modultemperatur je nach Anlagentyp etwa 1,7 bis 2,1 K mehr als die Umgebungstemperatur. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass der Wirkungsgrad der Anlage bei gleichbleibender Einstrahlung bis zu einer Lufttemperatur von 22,9 °C bis 23,3 °C ansteigt.

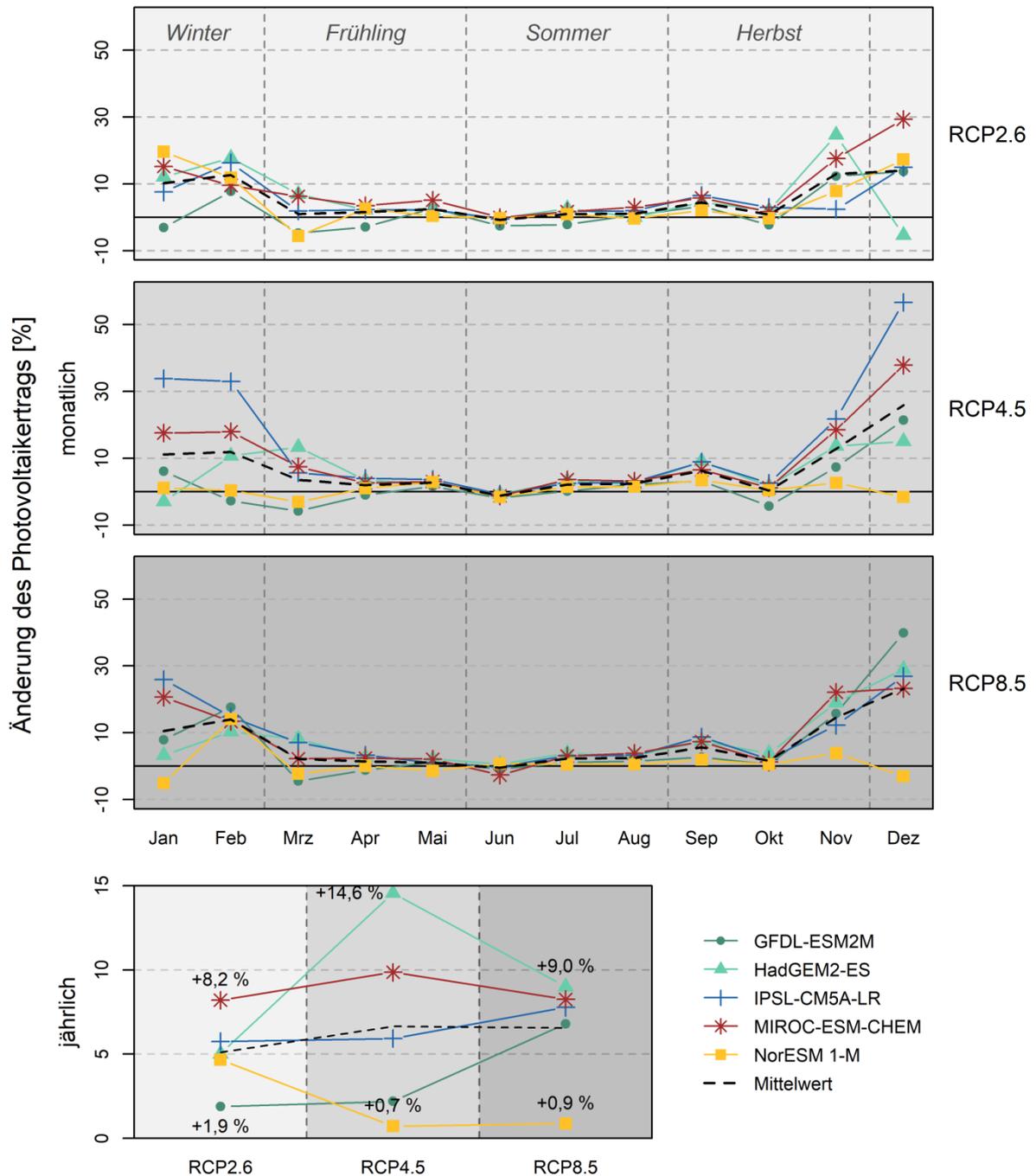


Abbildung 4-20: Simulierte Veränderung des monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Stromertrags aus Photovoltaik für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

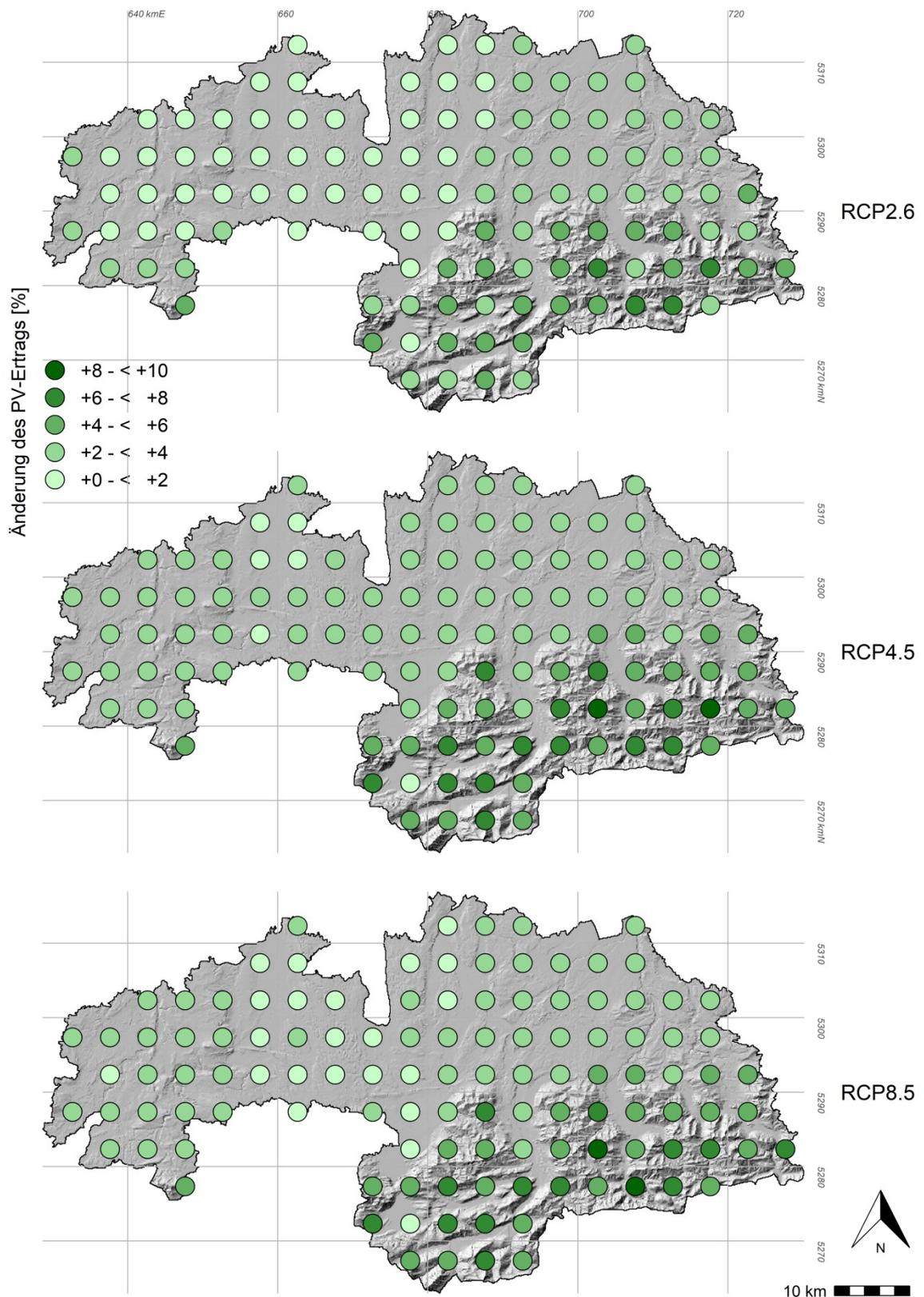


Abbildung 4-21: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Photovoltaikertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

Im Sommer hingegen beträgt die Erhöhung der Modultemperatur gegenüber der Umgebungsluft bei durchschnittlich 209,9 kW/m² bereits 6,4 bis 7,8 K, sodass hier bereits ab einer Außentemperatur von 17,2 °C bzw. 18,6 °C der Wirkungsgrad der Anlage abnimmt. Eine klimawandelbedingte Temperaturzunahme in den Wintermonaten hat daher überwiegend positive Effekte auf den Anlagenertrag, da die durchschnittlichen Ausgangstemperaturen naturgemäß geringer sind als in den Sommermonaten. Rein aus Sicht der Stromerzeugung durch Photovoltaik könnte die Region in der kalten Jahreszeit also teils erheblich vom Klimawandel profitieren. In den Monaten April bis Oktober hingegen ist trotz teilweise steigender Globalstrahlung wenig bis kein Mehrertrag aus Photovoltaikanlagen zu erwarten, da der Anstieg der Lufttemperatur hier den gegenteiligen Effekt bewirkt und zu einer Abnahme der Anlagenwirkungsgrade führen.

In Abbildung 4-21 ist die räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Ertragsänderung aus den fünf GCMs für die drei Strahlungsantriebe RCP2.6 (oben), RCP4.5 (Mitte) und RCP8.5 (unten) über die 116 virtuellen Stationen zu sehen. Für alle Stationen kann eine Steigerung des Photovoltaikertrags erwartet werden, die einen Nordwest-Südost-Gradienten und damit einen deutlichen Einfluss der Topographie aufweist. Während in den nordwestlichen Lagen lediglich Zunahmen zwischen 0,1 % (unter RCP2.6) und 0,5 % (unter RCP4.5) simuliert werden, sind für den Südosten und dort insbesondere für die höheren Lagen Ertragssteigerungen von etwa 6,6 % (unter RCP2.6) bis 8,6 % (unter RCP4.5) möglich.

Die durchschnittliche Produktivität der 25 kWp-Photovoltaikanlagen im Tagesverlauf nach Saison und Monat für das Jahr 2016 ist in Abbildung 4-22 dargestellt. Stunden, in denen mangels Sonneneinstrahlung oder durch zu hohe Schneebedeckung kein Strom erzeugt wurde, wurden aus der Analyse ausgeschlossen, sodass hier die Produktivität der Ertragsstunden betrachtet wird. Eine 25 kWp-Photovoltaikanlage in der Region erzielt demnach im Schnitt unter allen RCPs im Sommer die höchsten Erträge mit bis zu 14,1 kWh (Abbildung 4-22 links, gelb) und die niedrigsten Erträge mit maximal 3,2 kWh im Winter (blau). Frühling und Herbst liegen dazwischen, wobei im Frühling mit bis zu 11,3 kWh etwas höhere Erträge erzielt werden als im Herbst mit bis zu 9,7 kWh. Die Verteilung innerhalb der einzelnen Monate zeigt sich recht unterschiedlich (Abbildung 4-22 rechts). Während sich die Sommermonate alle durch hohe Leistungsspitzen zwischen 13,9 und 14,4 kWh auszeichnen, streut die Leistung im Herbst so stark, dass er mit September einen der ertragreichsten (bis zu 12,5 kWh) und mit November (6,0 kWh) einen der ertragsärmsten Monate beinhaltet. Erwartungsgemäß streuen auch die Frühlingsmonate recht stark, jedoch etwas geringer als der Herbst. Die Werte schwanken hier zwischen 8,6 kWh im März und bis zu 13,3 kWh im April.

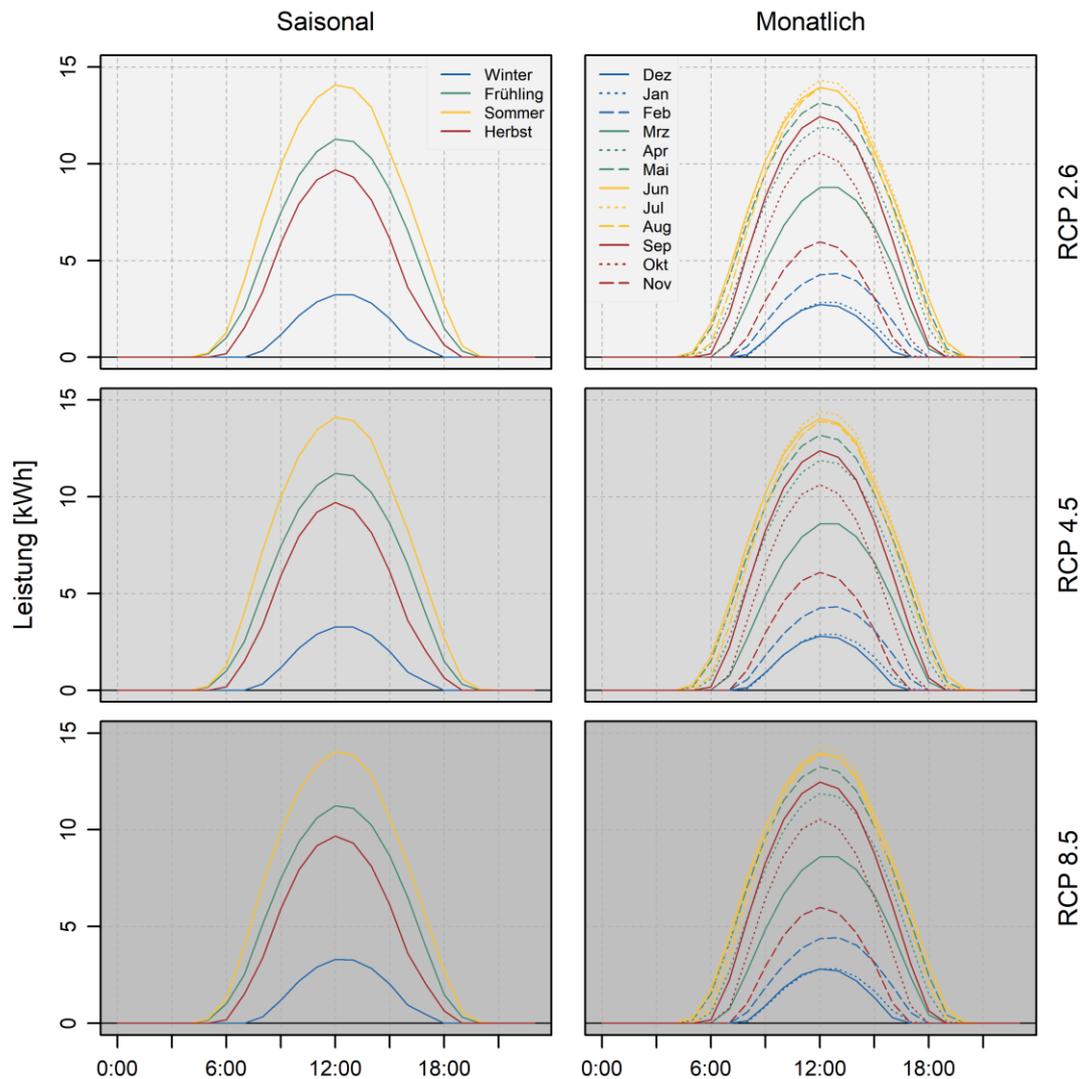


Abbildung 4-22: Durchschnittliche simulierte Produktivität einer Photovoltaikanlage mit 25 kWp installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs im Jahr 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.

Abbildung 4-23 zeigt schließlich die mittlere zu erwartende Veränderung der relativen Leistung von Photovoltaikanlagen in der Region in kWh pro 25 kWp für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 (Abbildung 4-22). Auch hier sind nur Stunden mit einem Photovoltaikertrag > 0 kWh berücksichtigt. Für Sommer und Frühling (Abbildung 4-23 links, gelb und grün) sind demnach im Mittel unter allen drei RCPs leichte Ertragszunahmen zwischen 0,1 und 0,3 kWh zu erwarten, für Herbst und Winter etwas stärkere Zunahmen von bis zu 0,6 kWh (rot und blau). Die Verteilung auf die einzelnen Monate ist in Abbildung 4-23 rechts dargestellt. Rückgänge mit bis zu 0,3 kWh werden demnach lediglich für den Juni (gelb) projiziert. Für alle übrigen Monate sind Produktivitätszunahmen zu erwarten. Diese sind im Frühling und Sommer etwas geringer mit Zunahmen zwischen 0,2 kWh im April (grün gepunktet) und 0,4 kWh im Mai und Juli (grün gestrichelt bzw. gelb gepunktet). Für die Wintermonate unterscheiden sich die Werte etwas stärker. Für Dezember wird unter

RCP8.5 ein Mehrertrag von bis zu 0,7 kWh projiziert, unter RCP 2.6 lediglich 0,4 kWh. Für Januar und Februar wird ein unter allen drei RCPs etwa gleich großer Anstieg von bis zu 0,3 kWh im Januar (blau gepunktet) und bis zu 0,9 kWh im Februar (blau gestrichelt) erwartet. Die Erträge im Oktober (rot gepunktet) könnten sich mit einer leichten Zunahme von maximal 0,2 kWh nur geringfügig ändern, für September (rot) und November (rot gestrichelt) werden hingegen höhere Ertragssteigerungen von bis zu 0,8 kWh pro Stunde und Anlage projiziert.

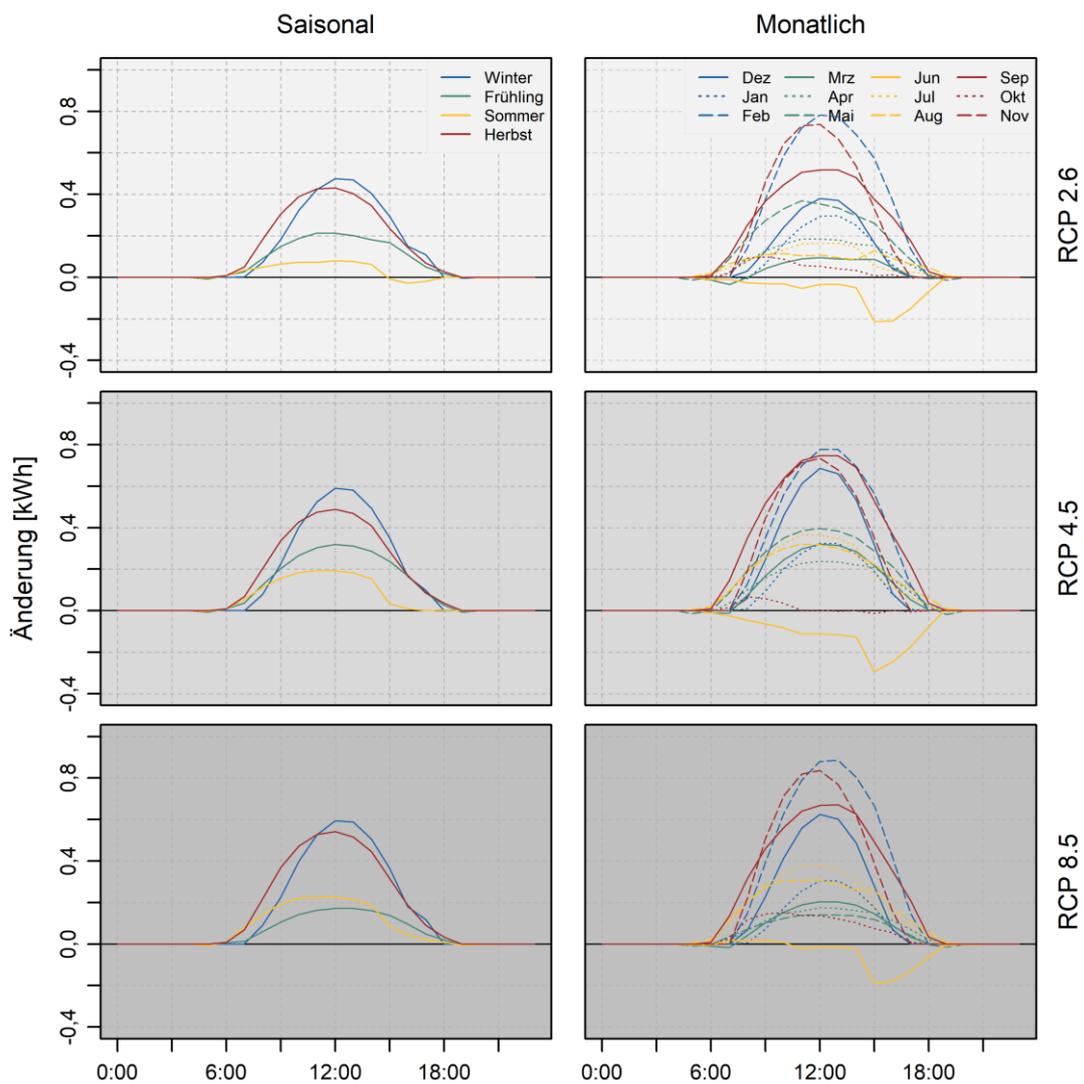


Abbildung 4-23: Durchschnittliche simulierte Veränderung der Leistung einer Photovoltaikanlage mit 25 kWp installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.

Diese Ergebnisse legen nahe, dass die Herbst- und Wintermonate nicht nur hinsichtlich der gesamten monatlichen Erträge (siehe Abbildung 4-20) sehr stark vom Klimawandel profitieren könnten, sondern auch hinsichtlich des Ertrags pro Stunde. Im Winter, wo für die Globalstrahlung keine nennenswerten Zunahmen zu erwarten sind (Abbildung 4-16), liegen die höheren Werte vor allem an den steigenden Lufttemperaturen (Abbildung 4-10) und den dadurch für den Wirkungsgrad günstigeren Modultemperaturen. Im September – wo dieser Effekt aufgrund höherer Ausgangstemperaturen weniger stark ausgeprägt ist – wirken sich die steigenden Globalstrahlungswerte (Abbildung 4-16) positiv auf den Ertrag aus, im November sorgen steigende Temperatur- und Strahlungswerte für einen Anstieg des Anlagenenertrags.

4.2.2.2 *Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Windkraftanlagen*

Die Windkraft könnte laut den vorliegenden Simulationen unter veränderten Klimabedingungen tendenziell schlechtere Erträge erzielen. Insbesondere für die RCPs 4.5 und 8.5 ist eine generelle Abnahme der mittleren jährlichen Windkrafterträge um 1,5 % bis 2,1 % zu erwarten (Abbildung 4-24 unten). Unter RCP2.6 streuen die Modelle relativ gleichmäßig in beide Richtungen, sodass hier mit einer mittleren Zunahme um 0,5 % lediglich ein schwacher Trend zu verzeichnen ist. Während über die Wintermonate mit mittleren Zunahmen von bis zu 16,2 % gerechnet werden kann, werden für die übrigen Monate des Jahres durch nahezu alle RCPs und Modelle im Mittel Abnahmen zwischen 0,8 % und 16,2 % projiziert.

In Abbildung 4-25 ist die räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Ertragsänderung aus den fünf GCMs für die drei Strahlungsantriebe RCP2.6 (oben), RCP4.5 (Mitte) und RCP8.5 (unten) zu sehen. Demnach könnte insbesondere der Nordwesten der Untersuchungsregion durch den Klimawandel um bis zu 5,6 % höhere Jahreserträge aus Windkraft erzielen (unter RCP2.6). Unter RCP4.5 könnten maximal 2,2 % Mehrertrag erreicht werden, unter RCP8.5 beträgt dieser noch maximal 1,8 %. Die höchsten Werte werden dabei jeweils in den niederen Lagen erreicht. Für den Südosten der Region zeigt sich jedoch ein eher gegenteiliges Bild. Hier bildet sich unter dem schwächeren und dem mittleren Strahlungsantrieb RCP2.6 und RCP4.5 ein negativer Trend mit Ertragseinbußen um bis zu 4,8 % bzw. 4,9 % ab. Unter dem hohen THG-Szenario RCP8.5 ist im zentralen und südöstlichen Bereich der Region EWO mit Rückgängen des Stromertrags um bis zu 7,4 % zu rechnen, die in den höheren Lagen am stärksten ausfallen.

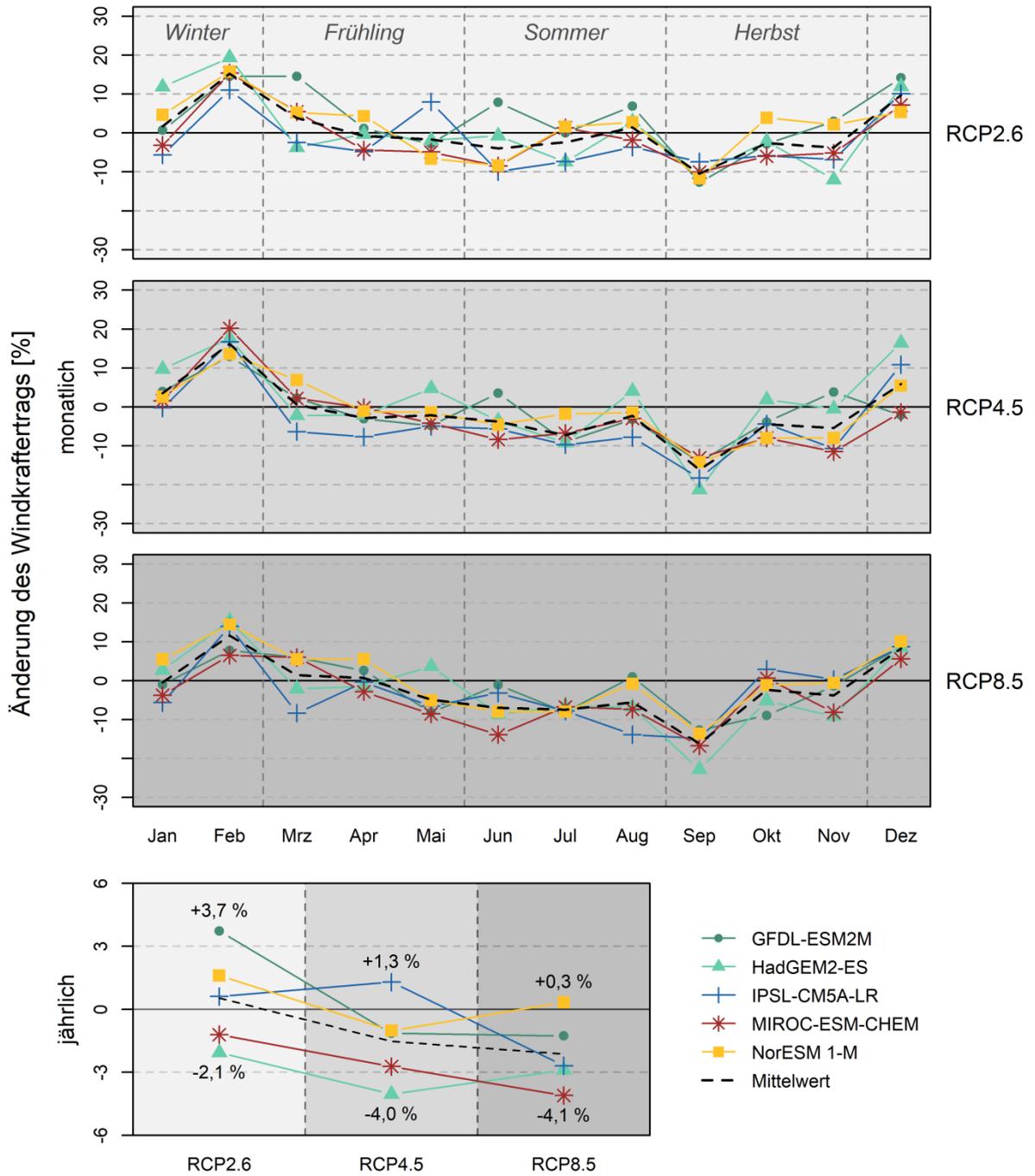


Abbildung 4-24: Simulierte Veränderung des monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Stromertrags aus Windkraft für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

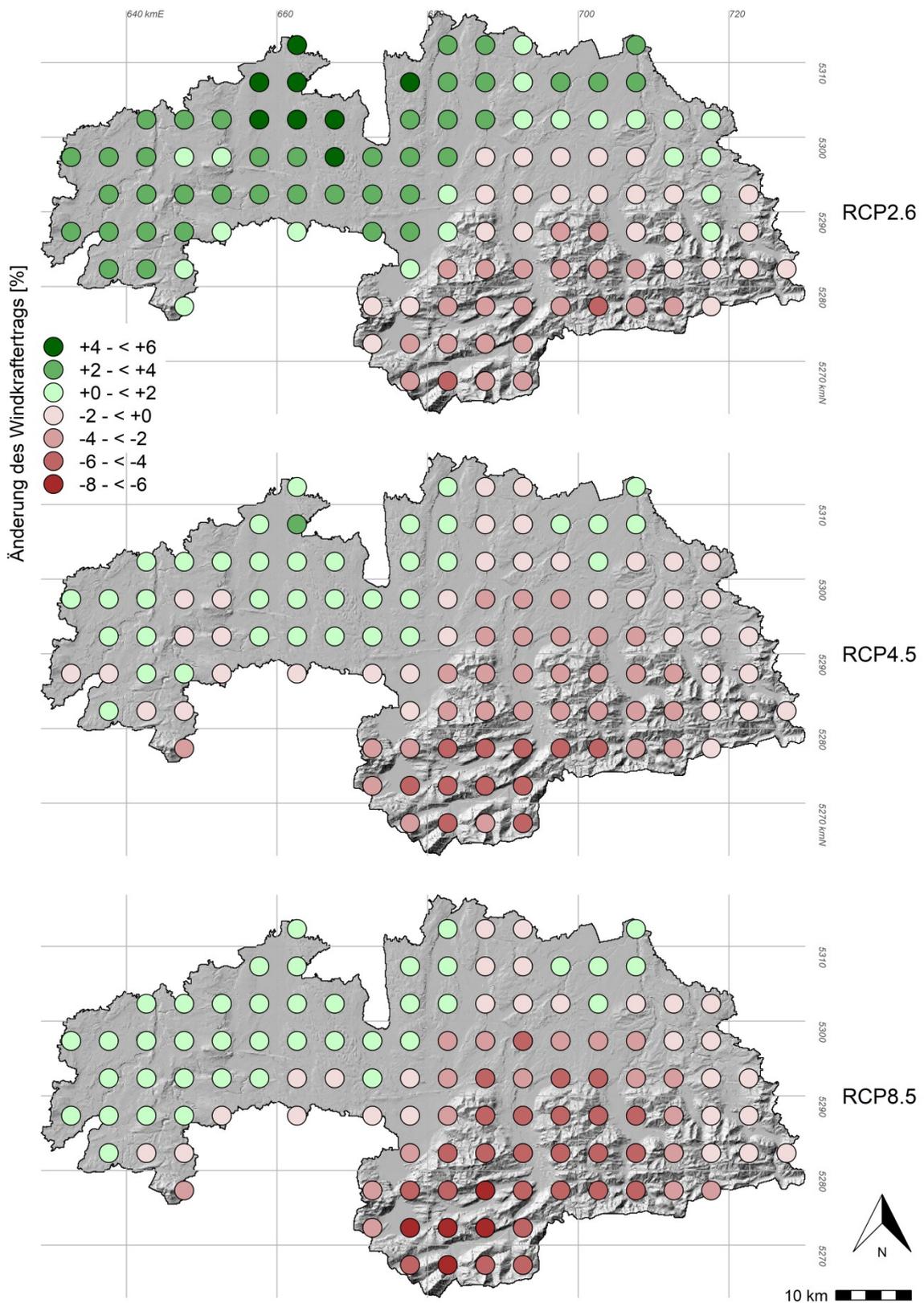


Abbildung 4-25: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Windkraftrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 anhand eines gleichmäßigen Punktrasters mit 116 repräsentativen Standorten. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

In Abbildung 4-26 ist die zu erwartende Veränderung der Volllaststundenzahl aus Windkraft zu sehen, die ein Maß für die Anlagenauslastung darstellt. Unter RCP2.6 könnte die Anzahl der Volllaststunden im Mittel über die fünf Klimamodelle um etwa 14 kWh/kW ansteigen. Unter RCP4.5 und vor allem unter RCP8.5 hingegen macht sich im Durchschnitt ein negativer Trend bemerkbar (-10 h unter RCP4.5, -14 h unter RCP8.5). Auffallend ist hier jedoch unter allen Emissionspfaden, dass die Streuung der Modelle und somit auch die Unsicherheit der Projektion deutlich zunehmen und demnach keine einheitliche Aussage abgeleitet werden kann.

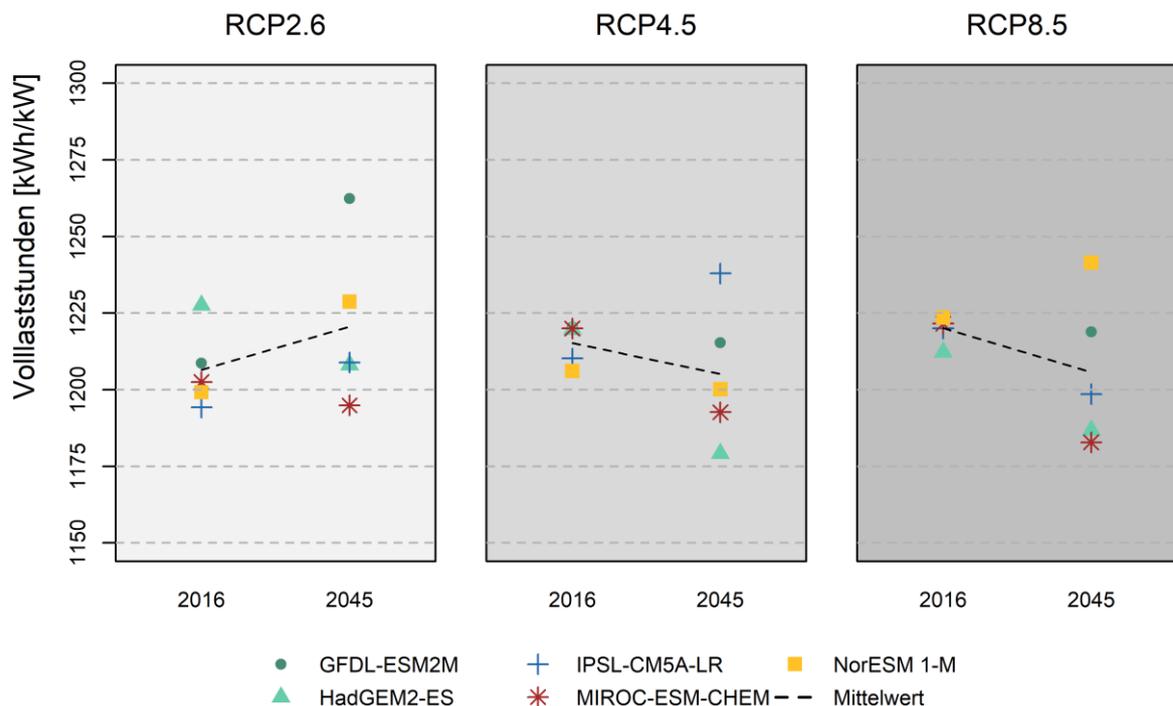


Abbildung 4-26: Simulierte Veränderung der durchschnittlichen Volllaststundenzahl von Windkraftanlagen für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

Die durchschnittliche Produktivität der Stunden mit vorhandenem Stromertrag von Windkraftanlagen in der Region ist in Abbildung 4-27 für das Jahr 2016 im Tagesverlauf dargestellt. Im Schnitt produzieren Windkraftanlagen mit einer installierten Leistung von 3.000 kW demnach die meiste Energie pro Stunde und Anlage im Winter (Abbildung 4-27 links, blau), die wenigste im Sommer (gelb). Dabei ist deutlich zu erkennen, dass der Ertrag im Tagesverlauf im Winter mit Werten zwischen etwa 445,6 kWh und 525,9 kWh am stabilsten ist. In den übrigen Jahreszeiten ist eine stärkere tageszeitliche Schwankung mit einem deutlichen Maximum um die Mittagszeit (ca. 14:00 Uhr) sowie einem Minimum in den Morgenstunden zwischen 03:00 Uhr und 06:00 Uhr erkennbar. Herbst und Frühling zeigen hier nahezu identische Tagesverläufe mit Werten zwischen 366,9 kWh und 556,2 kWh

auf, der Sommer ist mit Werten zwischen 245,8 kWh und 438,5 kWh vergleichsweise wenig produktiv. Auf monatlicher Ebene sind März (Abbildung 4-27 rechts, grün), November (rot gestrichelt) und Dezember (blau) mit Produktionsspitzen um 564,5 kWh bis 621,3 kWh am produktivsten. Auch im April (grün gepunktet) werden Spitzen von bis zu 568,8 kWh pro 3.000 kW erreicht, allerdings ist hier die tageszeitliche Schwankung größer. Während die Frühlings- und Herbstmonate relativ stark über das Produktivitätsspektrum streuen, bilden die Sommermonate (gelb, gelb gestrichelt und gelb gepunktet) unter allen drei RCPs die unproduktivsten Monate mit Ertragsspitzen von lediglich 400,7 kWh bis 476,8 kWh pro Anlage.

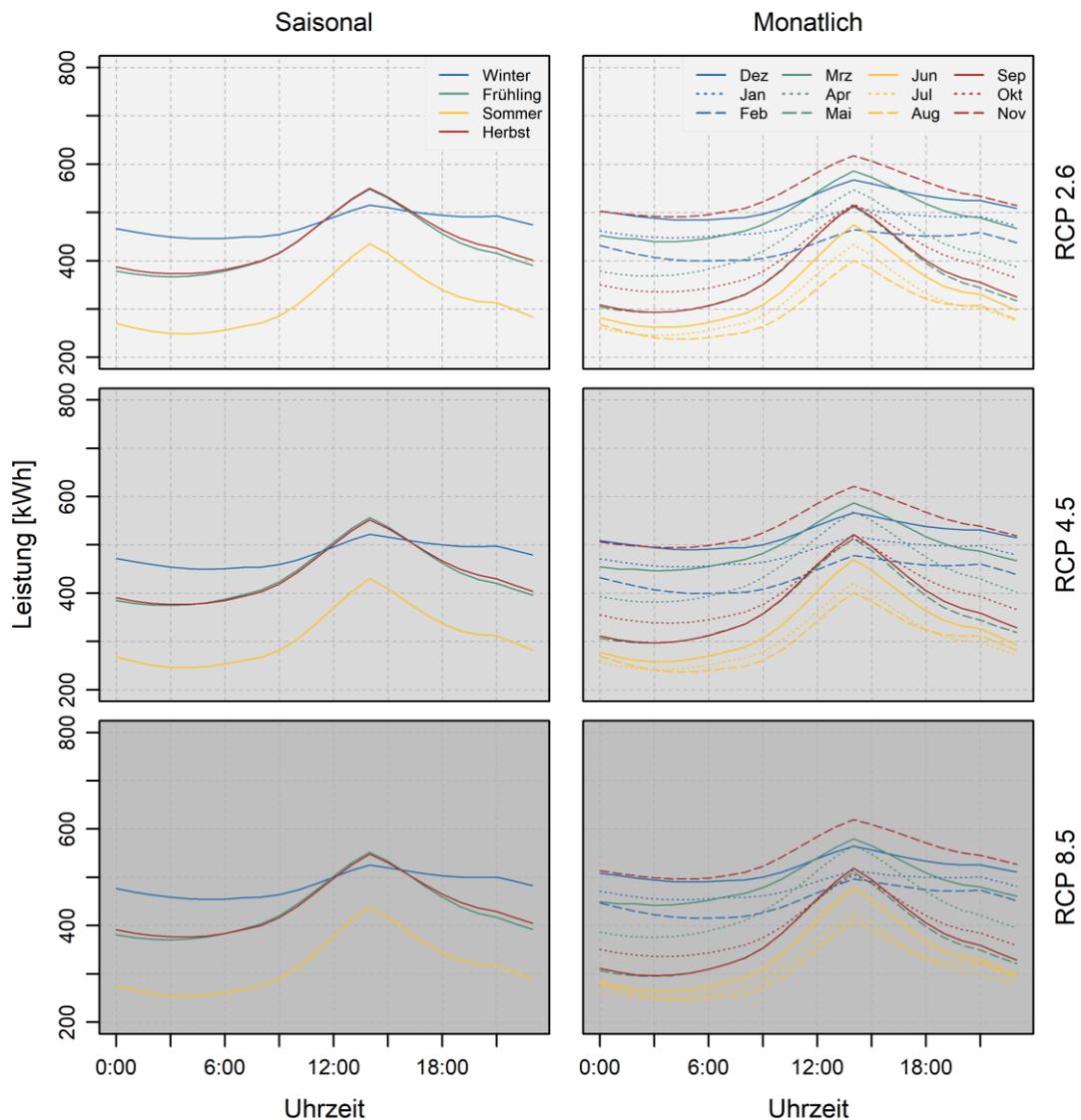


Abbildung 4-27: Durchschnittliche simulierte Produktivität einer Windkraftanlage mit 3000 kWh installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs für das Jahr 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.

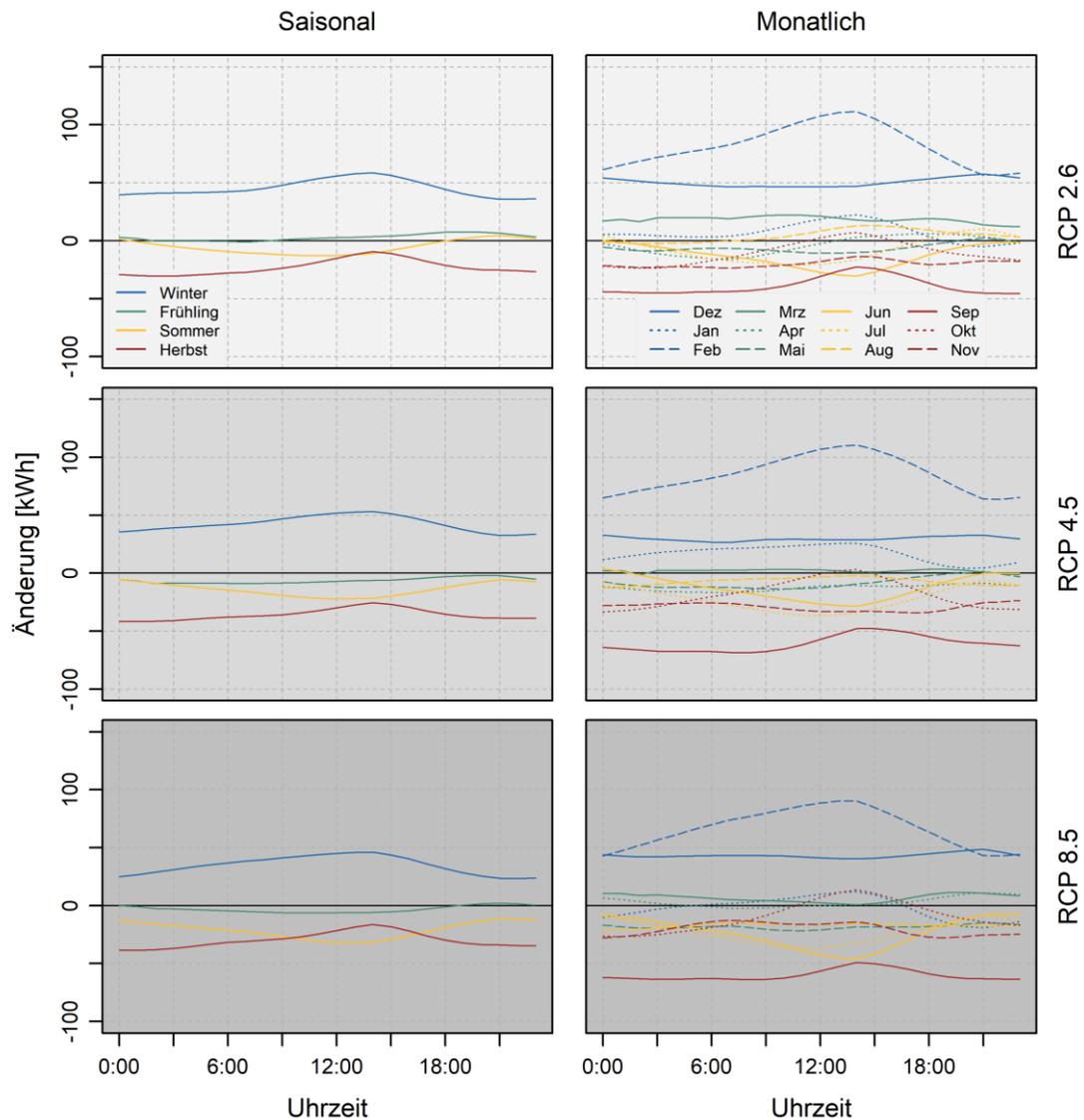


Abbildung 4-28: Durchschnittliche simulierte Veränderung der Leistung einer Windkraftanlage in kWh/kWp installierter Nennleistung im Tagesverlauf nach Jahreszeit (links) und Monat (rechts) unter den drei RCPs für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016. Nur Stunden mit vorhandener Stromerzeugung wurden berücksichtigt.

Um nun den Einfluss des Klimawandels auf den Anlagenertrag beurteilen zu können ist in Abbildung 4-28 die mittlere zu erwartende Veränderung der Leistung einer 3.000kW-Windkraftanlage in der Region in kWh für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 (Abbildung 4-27) dargestellt.

Demnach ist im Winter (Abbildung 4-28 links, blau) eine Zunahme der Erträge zwischen 23,4 kWh und 58,6 kWh zu erwarten. Hier zeigt sich analog zu Abbildung 4-24 vor allem im Februar (Abbildung 4-28 rechts, blau gestrichelt) eine sehr deutliche Steigerung von bis zu 111,4 kWh, die vor allem um die Mittagszeit sehr ausgeprägt ist. Im Dezember (blau) ist für das Jahr 2045 ebenfalls eine um bis zu 57,5 kWh höhere Produktivität zu erwarten. Im Januar (blau gepunktet) ist je nach RCP mit einer Abnahme um bis zu 19,1 kWh oder einer Zunahme um bis zu 25,7 kWh zu rechnen. Für Frühling (Abbildung 4-28 links, grün), Sommer (gelb) und Herbst (rot) ist generell weniger Produktivität zu erwarten. Während die

Produktivität im Frühling allerdings nur leicht um bis zu 9,1 kWh abnimmt bzw. unter RCP2.6 um bis zu 7,7 kWh zunimmt, so könnten die stündlichen Erträge im Herbst um bis zu 41,7 kWh abnehmen. Die größte Abnahme ist dabei mit bis zu 68,6 kWh im September (Abbildung 4-28 rechts, rot) zu erwarten.

4.2.2.3 *Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Wasserkraftwerken*

Die Wasserkraft in der Region könnte bis 2045 erheblich von der Klimaveränderung profitieren, wie aus Abbildung 4-29 ersichtlich wird. Demnach könnte der mittlere jährliche Ertrag über alle Modelle je nach RCP-Szenario zwischen 16,5 und 20,7 % ansteigen, die einzelnen Modelle projizieren Steigerungen um bis zu 30,7 % (Abbildung 4-29 unten).

Dabei ist eine Ertragssteigerung insbesondere über die Wintermonate zu erwarten (siehe Abbildung 4-29 oben). Die mittleren Zunahmen bewegen sich zwischen 25,1 % im Dezember unter RCP2.6 und bis zu 69,0 % im Januar unter RCP8.5, wobei sich je nach Modell und Emissionspfad Steigerungen um bis zu 104 % (Modell IPSL-CM5A-LR im Januar unter RCP4.5) ergeben. Diese starken Zunahmen ergeben sich vor allem durch steigende Niederschläge über die Wintermonate, sinkende Schneeniederschläge im Dezember und Februar sowie stark steigende Lufttemperaturen (siehe Abbildung 4-10 bzw. Abbildung 4-14). Der fallende Niederschlag ist hier vermehrt direkt abflusswirksam und wird weniger in Schnee gebunden, die steigenden Temperaturen verursachen zusätzlich eine verstärkte Schneeschmelze. Im Frühling und Herbst sind Zunahmen zu erwarten, insbesondere die Monate März, April und November könnten mit mittleren Ertragssteigerungen um bis zu 24,8 % zu Buche schlagen. In den Monaten Mai bis Oktober ist mit geringen Steigerungen von 0,4 % bis 9,7 % zu rechnen. Obwohl für die Sommermonate und insbesondere für den Monat Juni deutliche Niederschlagszunahmen projiziert werden, spiegelt sich dieser Trend nicht im Wasserkraftertrag wider. Die steigenden Lufttemperaturen im Sommer führen stattdessen zu erhöhter Verdunstung und wirken so der Ertragssteigerung entgegen.

Der Blick auf die räumliche Verteilung der durchschnittlichen jährlichen Ertragsänderung der Wasserkraft aus den fünf GCMs für die drei Strahlungsantriebe RCP2.6 (oben), RCP4.5 (Mitte) und RCP8.5 (unten) in Abbildung 4-30 zeigt ein heterogenes Bild. Demnach könnten einige Kraftwerke insbesondere entlang der Mangfall und der Isar auch von Ertragseinbußen betroffen sein. Dies äußert sich besonders stark unter RCP2.6. Knapp 33 % der bestehenden und potentiellen Anlagen verzeichnen unter diesem Strahlungsantrieb einen Rückgang der Energieerträge. Für RCP4.5 ist für knapp 18 % aller Anlagen mit einer Abnahme der jährlichen Stromproduktion zu rechnen, unter RCP8.5 sind es etwa 22 %. Ausnahmslos alle Kraftwerke, die Rückgänge erwarten müssen, haben eine installierte Leistung von weniger als 2 MW. Für den überwiegenden Teil der Kraftwerke ist mit positiven Auswirkungen

des Klimawandels von bis zu 25 % zu rechnen, vereinzelt werden an den Lechstaufen im Westen der Region EWO Werte von bis zu 75 % erreicht.

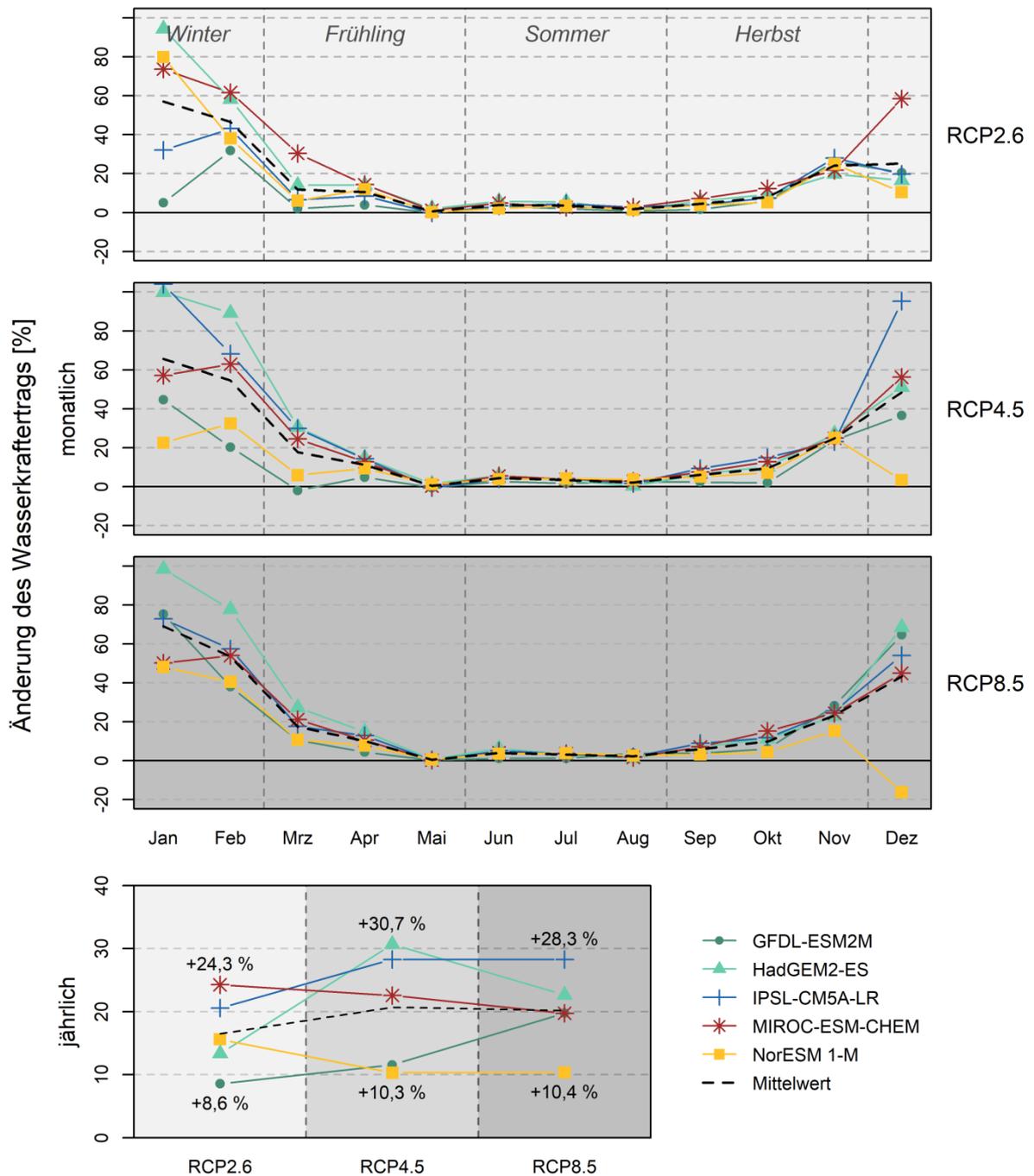


Abbildung 4-29: Simulierte Veränderung des monatlichen (oben) sowie jährlichen (unten) Stromertrags aus Wasserkraft für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

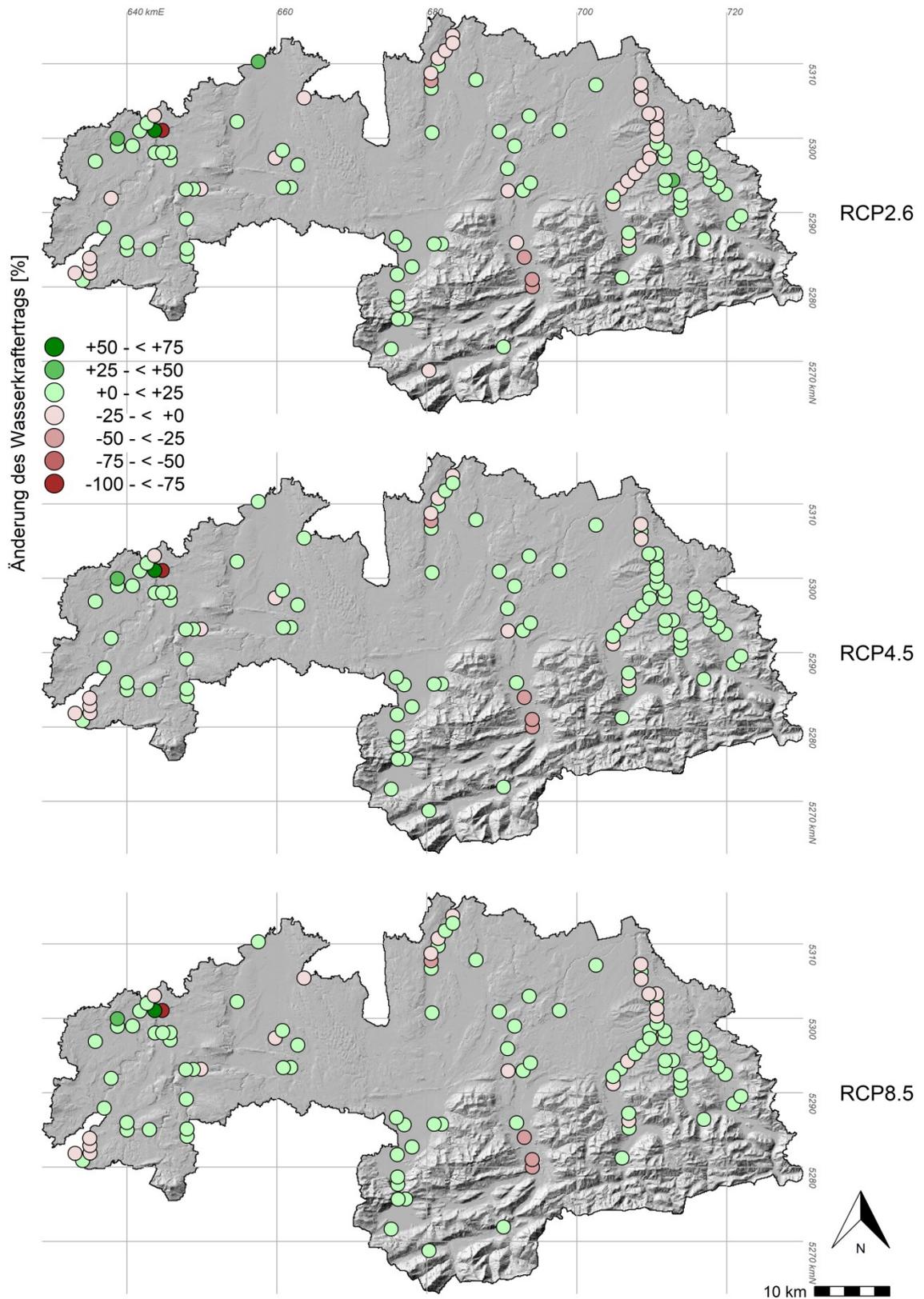


Abbildung 4-30: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Wasserkrafttrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO. Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 an den Standorten der in Kapitel 2.2.3 beschriebenen bestehenden sowie potentiellen neuen Kraftwerke. Schummerung zeigt die Topographie; Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

4.2.2.4 Simulierte Auswirkungen auf den Biomasseertrag von Grünland und Mais zur energetischen Nutzung

Die Auswirkungen auf die Bioenergie können anhand der zu erwartenden Änderungen der Ernteerträge untersucht werden. Die simulierten Änderungen der Grünlanderträge sind in Abbildung 4-31 dargestellt. Im Mittel werden für die drei RCPs Zunahmen der Grünlanderträge zwischen 5,3 % und 7,3 % projiziert. Dabei streuen die GCMs zwischen geringen Zunahmen von etwa 2,6 % (GFDL-ESM2M unter RCP2.6) bis 4,1 % (NorESM 1-M unter RCP8.5) und Zunahmen zwischen 9,9 % (MIROC-ESM-CHEM unter RCP2.6) und 10,8 % (IPSL-CM5A-LR unter RCP4.5) und 10,8 % (IPSL-CM5A-LR unter RCP4.5) und 10,8 % (IPSL-CM5A-LR unter RCP4.5). Generell ist mit steigendem Strahlungsantrieb auch eine steigende Tendenz für die Grünlanderträge erkennbar, diese Bewirtschaftungsform könnte in der Region also bis 2045 insbesondere in den südlichen Bereichen (siehe Abbildung 4-32) vom zu erwartenden Klimawandel profitieren. Für die energetische Nutzung von Bioenergie in der Region allerdings dürfte diese positive Entwicklung eine eher untergeordnete Rolle spielen. Die aktuell erzielten Grünlanderträge können dort aufgrund der fehlenden Verfügbarkeit von Maissubstrat nur zu einem Bruchteil genutzt werden.

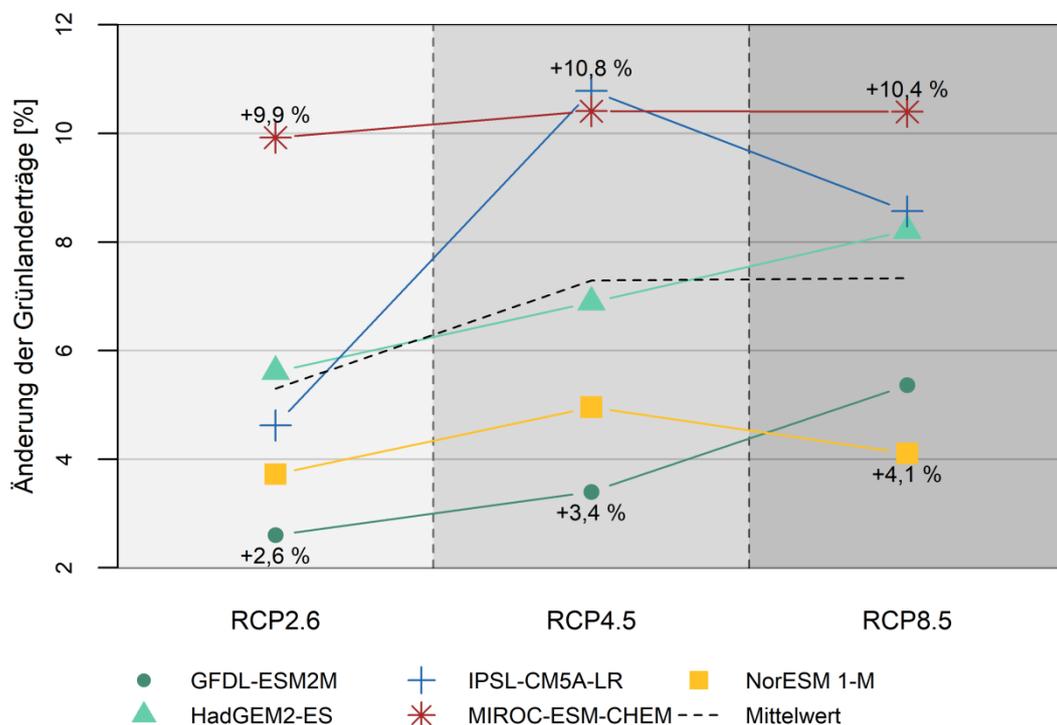


Abbildung 4-31: Simulierte Veränderung der jährlichen Ernteerträge aus Grünland für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

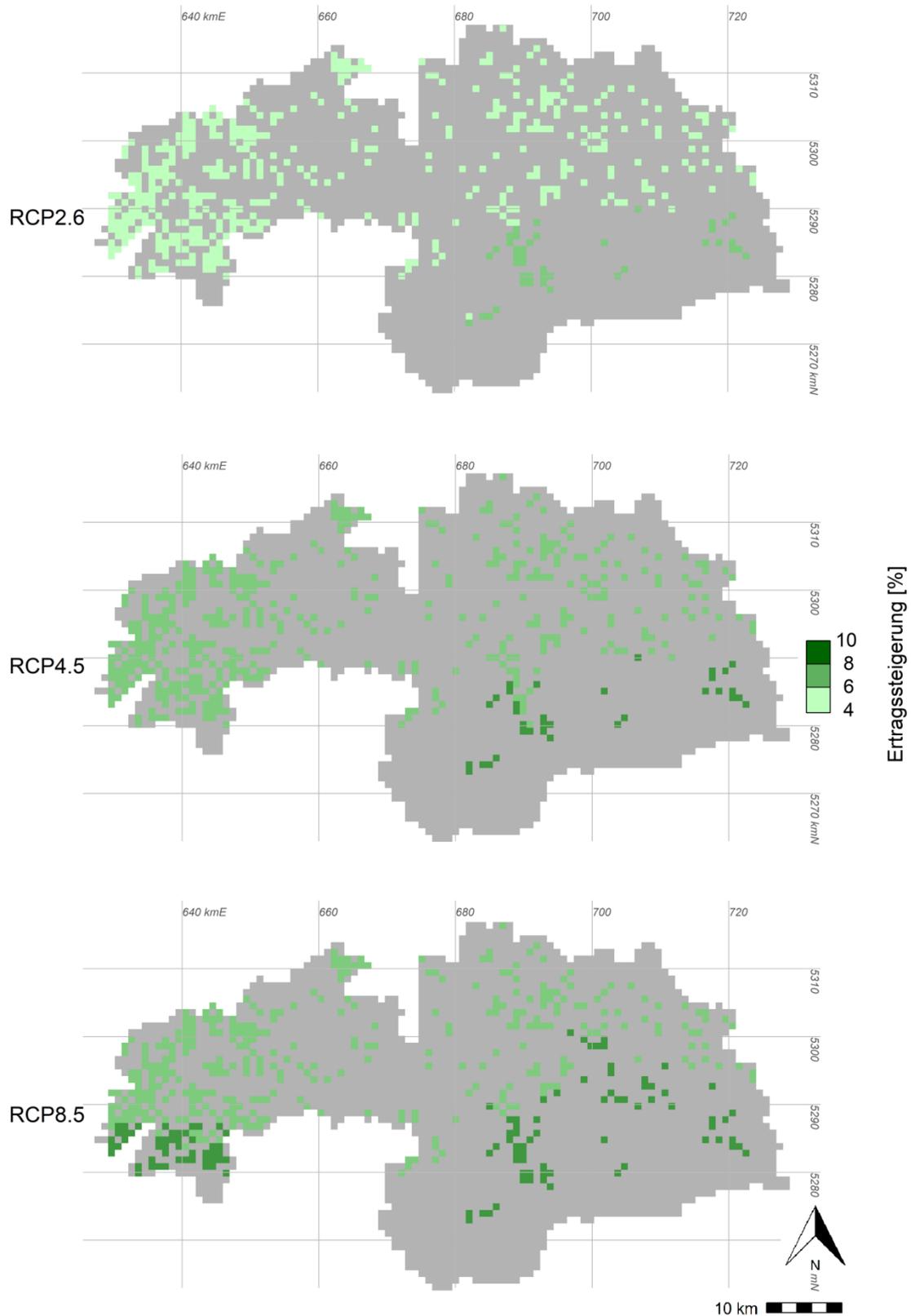


Abbildung 4-32: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Grünlandertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO mit einer Auflösung von 1.000 x 1.000 m². Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5. Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

Ein gegenteiliges Bild ergibt sich für die Maiserträge in der Region (siehe Abbildung 4-33 und Abbildung 4-34). Hier sind für die Region EWO mittlere Ertragseinbußen von 12,9 % bis 14,6 % zu erwarten. Der zu erwartende Trend zeigt zudem im Mittel eine stärkere Abnahme der Ernteerträge bei höherem Strahlungsantrieb auf. Die stark rückgängigen Niederschläge im Mai kurz nach der Aussaat könnten hier möglicherweise eine Schlüsselrolle spielen. Jedoch ist auch mit einem geringen Strahlungsantrieb wie unter RCP2.6 bereits mit Einbußen von mehr als 10 % zu rechnen. Lediglich in einigen südlichen Bereichen der Region scheint sich der Klimawandel unter RCP4.5 und 8.5 weniger stark auszuwirken, allerdings muss auch hier mit Ertragseinbußen gerechnet werden. Der Mais als Energiepflanze wird daher voraussichtlich in der Region zunehmend an Bedeutung verlieren. Vor dem Hintergrund, dass die Verfügbarkeit von Substrat aus Mais in der Region schon jetzt als begrenzender Faktor für die Bioenergie eine große Rolle spielt und die bestehenden Anlagen daher nicht vollständig mit Substrat aus der Region betrieben werden können, ist hier mit einer weiteren Verschärfung der Situation zu rechnen. Für eine bessere Nutzung der Bioenergie, insbesondere auch der reichlich vorhandenen Grünlanderträge, müsste daher Maissubstrat aus anderen Regionen importiert bzw. zugekauft werden.

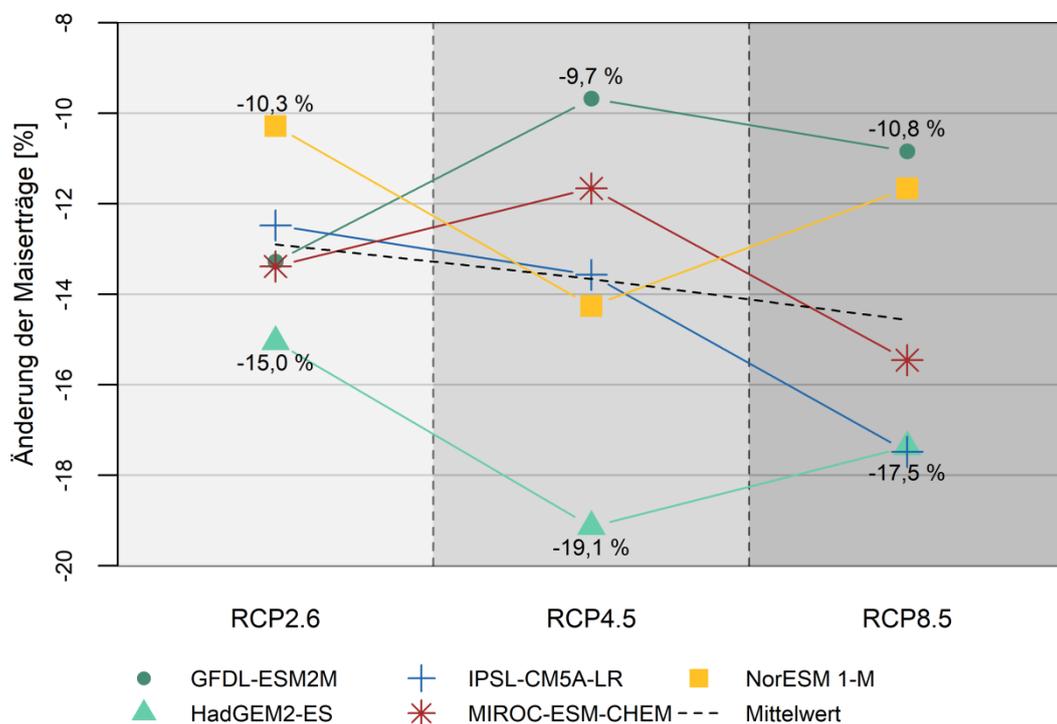


Abbildung 4-33: Simulierte Veränderung der jährlichen Ernteerträge aus Mais für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO für die fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5.

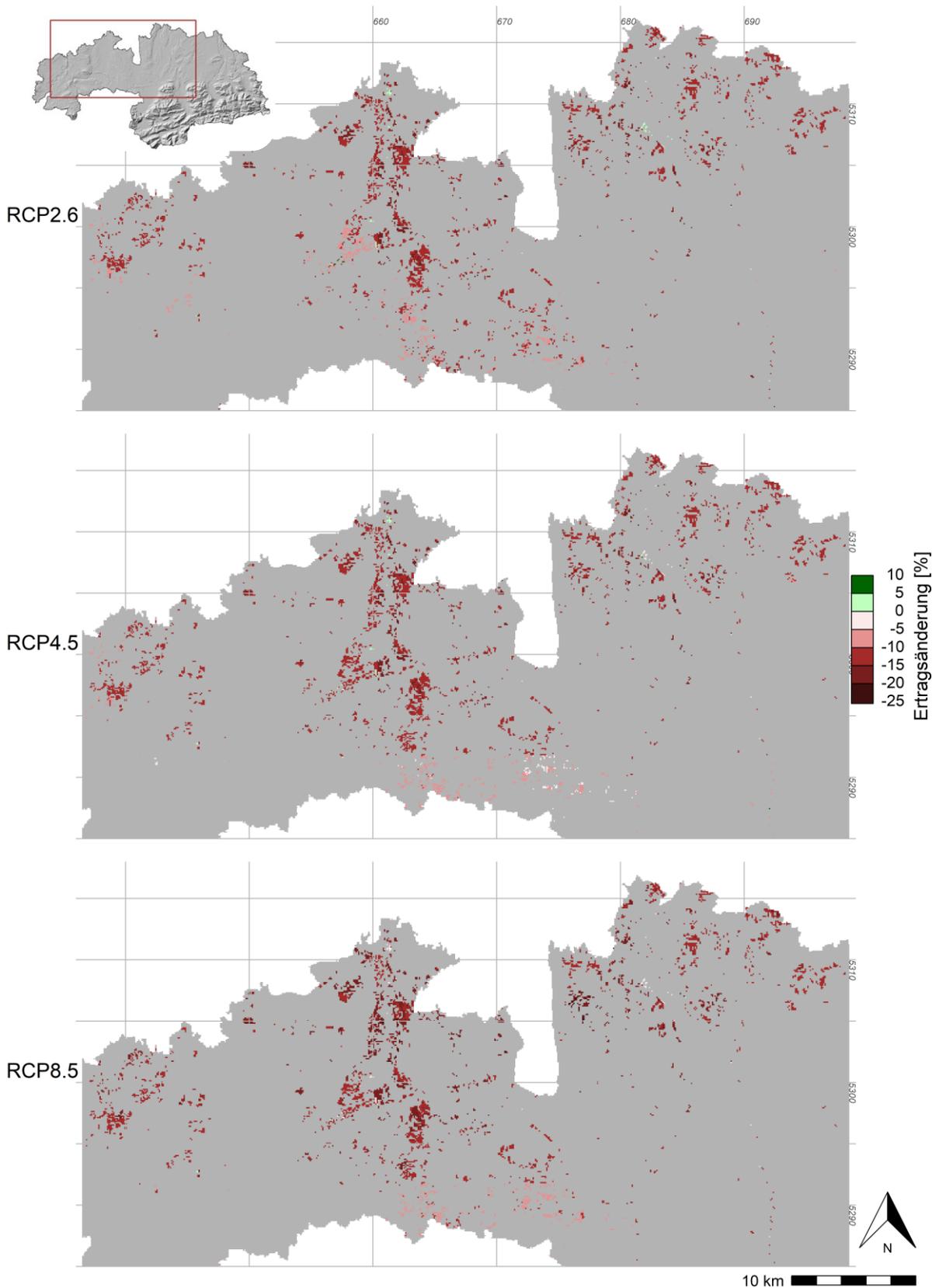


Abbildung 4-34: Räumliche Verteilung der durchschnittlichen simulierten prozentualen Änderung des Maisertrags für das Jahr 2045 im Vergleich zu 2016 in der Region EWO mit einer Auflösung von 100 x100 m². Gezeigt werden die arithmetischen Mittelwerte der fünf in dieser Studie verwendeten Klimamodelle (GFDL-ESM2M, HadGEM2-ES, IPSL-CM5A-LR, MIROC-ESM-CHEM und NorESM 1-M) unter den drei THG-Konzentrationspfaden RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5. Projektion: ETRS89, UTM Zone 32.

5 Diskussion der Ergebnisse der Simulationen des potentiellen Energiesystems sowie der möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf erneuerbare Energieträger in der Region EWO

Im Folgenden werden nun die in Kapitel 4 gezeigten Ergebnisse aus den Simulationen des potentiellen Energiesystems sowie der möglichen Auswirkungen des Klimawandels auf die Erträge aus Erneuerbaren Energien für die Region EWO diskutiert.

5.1 Simulation des potentiellen Energiesystems in der Region EWO

Die Ergebnisse legen nahe, dass die Energiewende in der Region EWO aus jährlich bilanzieller Sicht unter aktuellen Rahmenbedingungen möglich ist. Im Vergleich zur potenziellen Energieproduktion aus Abbildung 2-12 ergeben sich aus der Simulation (Abbildung 4-1) über den integrativen Modellansatz jedoch abweichende Erkenntnisse. Auf Seiten der Wärme werden insbesondere die Anteile der Umgebungswärme sowie der Bioenergie aus Nahwärme deutlich unterschätzt, der Anteil der Solarenergie und Pelletheizungen hingegen überschätzt. Das Zusammenspiel aus verfügbarer Solarenergie und notwendiger Zuheizung über Pelletheizungen sowie der Einfluss der Lufttemperaturen und Lastgangkurven auf den Heizbedarf kann nur in der Modellrechnung berücksichtigt werden, da es stark von den meteorologischen Verhältnissen abhängig ist. Der tatsächliche Wärmeverbrauch ist zudem aufgrund der in der Simulation berücksichtigten Einflussfaktoren um etwa 400 GWh/a höher als aus der Statistik hervorgeht. Der Stromverbrauch wird durch die statistisch basierten Annahmen aus der Potentialanalyse ebenfalls leicht unterschätzt, insbesondere erhöht sich durch die Simulation der Einfluss der strombetriebenen Gebäudeheizungen.

Die erneuerbaren grundlastfähigen Kraftwerke leisten einen unverzichtbaren Beitrag zur Grundversorgung, jedoch sind jahreszeitliche Schwankungen insbesondere bei der Wasserkraft zu verzeichnen, die vor allem in den Wintermonaten für höhere Defizite auf stündlicher und monatlicher Ebene sorgen. Die Versorgung mit Bioenergie ist mit Problemen verbunden. Soll ausschließlich in der Region erzeugtes Substrat verwendet werden, so sorgt die geringe Verfügbarkeit von Maissilage dafür, dass sämtliche bestehenden Biogasanlagen in der Region lediglich für etwa 400 Stunden pro Jahr betrieben werden könnten und somit wenig zur Energieversorgung beitragen. Aufgrund des hohen Viehwirtschaftsanteils sind trotz des Einsatzes als Wirtschaftsdünger sehr große Mengen an Gülle vorhanden.

Ein Mix aus erneuerbaren Energien, insbesondere mit einem solch hohen Anteil an volatilen Kraftwerken, bringt erhebliche Überschuss- und Defizitzeiten auf unterschiedlichen zeitlichen Ebenen mit sich. Die Solarenergie sorgt zum einen für ein hohes winterliches Defizit bzw. sommerliches Überangebot, zum anderen aber auch für starke tageszeitliche Schwankungen der Stromabdeckung, die durch die anderen EE-Technologien oder Zukauf von nichtregenerativem Strom ausgeglichen werden müssen. Die Windkraft kann vor allem in den Wintermonaten einen Teil dieser Defizitzeiten ausgleichen. Diese Pufferfunktion ist jedoch schwer kalkulierbar, da die Windkraft selbst starken Schwankungen unterliegt. Vor allem auf Seiten der Wärmeversorgung verdeutlichen die Ergebnisse auch, wie wichtig Einsparungen im Energieverbrauch für eine erfolgreiche Energiewende sind. Eine derart hohe Abdeckung über Umgebungswärme führt unweigerlich zu einer Verschärfung des Versorgungsproblems: der Strombedarf steigt vor allem zu den Zeiten immens an, in denen ohnehin zu wenig Strom aus EE verfügbar ist.

5.2 Simulierte Veränderung der Klimavariablen

Die Ergebnisse aus den Abschnitten 4.2.1.1 bis 4.2.1.5 lassen nun verschiedene Schlüsse für die zu erwartenden Klimaveränderungen innerhalb der Region unter den drei gewählten Konzentrationspfaden zu.

Unter RCP2.6 ist laut den durchgeführten Simulationen mit einer erhöhten Jahresmitteltemperatur von +0,7 K zu rechnen, die sich vor allem in den Wintermonaten mit Änderungen von $>+1$ K im monatlichen Durchschnitt bemerkbar macht. Diese Veränderungen sind signifikant, besonders angesichts der stark reduzierten THG-Emissionen, die diesem Szenario zugrunde liegen. Die jährlichen Niederschlagssummen könnten um knapp 87 mm zunehmen, was sich vor allem im März und Juni bemerkbar machen könnte. Für die Schneeniederschläge kann anhand der Modellergebnisse für das RCP2.6 keine eindeutige Aussage getroffen werden, im Mittel tendieren die Modelle jedoch hin zu einer leichten Abnahme. Für die Globalstrahlung werden keine wesentlichen Veränderungen der Jahressummen erwartet. Saisonal könnte es jedoch zu Abnahmen im Winter/Frühling bzw. Zunahmen im Sommer/Herbst kommen, die sich je in der Größenordnung um 5 % bewegen. Auch für die Windgeschwindigkeiten ergeben sich nur geringfügige Zunahmen von <1 % im Jahresdurchschnitt, die sich allerdings im Winter vor allem im Nordwesten der Region stärker auswirken und dadurch bedeutsam für den möglichen Ertrag von Windkraftanlagen werden könnten.

Unter RCP4.5 beträgt die zu erwartende Änderung der Jahresmitteltemperatur +1,2 K. Sie ist deutlich höher als unter RCP2.6 und könnte im Dezember zu einer starken Erhöhung der Mitteltemperatur von 2,1 K führen. Angesichts der aktuell vorherrschenden

Jahresmitteltemperaturen von lediglich 2,0 °C in den südlichen Gebirgslagen bzw. 8,8 °C in den niederen Lagen des Nordwestens weisen diese Werte auf eine massive Veränderung des regionalen Klimasystems hin. Die Niederschläge könnten auch unter RCP4.5 generell zunehmen, wobei sich die Zunahmen auf die Wintermonate sowie den Juni konzentrieren. Insgesamt fallen die Zunahmen jedoch etwas schwächer aus als unter RCP2.6. Bedingt durch steigende Temperaturen werden die Schneeniederschläge unter den Annahmen dieses Emissions-Szenarios im Mittel abnehmen, was sich vor allem auf die Monate Dezember, Februar und März konzentriert. Generell sind die stärksten Abnahmen in den südlichen Gebirgslagen zu erwarten, was aber vor allem den dort vorherrschenden höheren Ausgangswerten geschuldet sein dürfte. Auch unter RCP4.5 werden für die Jahresglobalstrahlungssumme lediglich geringfügige Veränderungen von etwa +0,5 % erwartet, die sich im Norden der Region etwas stärker auswirken könnten als im gebirgigen Süden. Die saisonalen Abweichungen decken sich jedoch mit denen unter RCP2.6. Die Abnahmen im Winter und Frühling bzw. die Zunahmen im Sommer und Herbst bewegen sich um etwa +/- 6 %. Im Frühjahr, Sommer und Herbst kann unter diesem Szenario mit leichten Abnahmen der Windgeschwindigkeit gerechnet werden, im Winter hingegen sind höhere Windgeschwindigkeiten zu erwarten. Tendenziell könnten die nordwestlichen Gebiete von leichten Zunahmen (etwa 1,5 %) profitieren, während für den Südosten Abnahmen um bis zu 2 % projiziert werden.

Unter RCP8.5 wird ebenfalls eine Temperaturzunahme von 1,2 K projiziert, entgegen der Erwartungen wirkt sich der stärkere Strahlungsantrieb nicht stärker auf die Lufttemperaturen aus. Die Zunahme der Niederschläge fällt in diesem Szenario am geringsten aus, im Hochsommer (Juli und August) ist tendenziell mit Abnahmen zu rechnen. Die Schneeniederschläge könnten im Mittel um etwa 11 mm zurückgehen, was insbesondere in den Wintermonaten den steigenden Lufttemperaturen und dadurch höheren flüssigen Niederschlägen geschuldet sein dürfte. Für die Globalstrahlung ergeben sich analog zu den Lufttemperaturen ähnliche Veränderungen wie unter RCP4.5; Abnahmen im Winter und Frühling sowie Zunahmen im Sommer und Herbst. Die Abnahme der Windgeschwindigkeiten fällt etwas stärker aus als unter RCP4.5, die Zunahmen in den Wintermonaten sind geringer, die Abnahmen vor allem von Mai bis September etwas höher.

5.3 Simulierte Auswirkungen auf den Ertrag aus Erneuerbaren Energien

Die unter den gegebenen Annahmen zu erwartenden jährlichen Veränderungen der Erträge aus Erneuerbaren Energien sind in Abbildung 5-1 zusammengefasst. Gezeigt sind die simulierten jährlichen Erträge aus Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft – je bezogen auf

die durchschnittliche berechnete Anlagengröße – sowie für Grünlandwirtschaft und Maisanbau für das Referenzjahr 2016 (weiß hinterlegt) und für das Jahr 2045 unter RCP2.6 (hellgrau), RCP4.5 (mittelgrau) und RCP8.5 (dunkelgrau).

Demnach sind grundsätzlich für alle fünf Energieträger Ertragsänderungen durch den Einfluss des Klimawandels zu erwarten, jedoch zeigt sich kein einheitlich positiver oder negativer Trend. Positive Veränderungen könnten vor allem für Photovoltaik, Wasserkraft und Grünlanderträge auftreten. Bereits unter RCP2.6 könnte es zu sehr deutlichen Zunahmen kommen, die jeweils höchsten Ertragssteigerungen könnten jedoch im Mittel unter RCP4.5 auftreten, während unter RCP8.5 die Mehrerträge geringfügig niedriger liegen. Die Erträge aus Windkraft könnten weitestgehend gleich bleiben bzw. unter höherem Strahlungsantrieb (RCP4.5 und 8.5) leicht sinken. Für die Maiserträge muss hingegen bereits unter RCP2.6 von deutlichen Ertragseinbußen ausgegangen werden, die stärksten zu erwartenden Abnahmen treten unter RCP8.5 auf.

Zudem können aus Abbildung 5-1 Aussagen über die Entwicklung der Schwankungsbreite der Energie- bzw. Ernteerträge unter den angenommenen RCPs im Vergleich zum Referenzjahr 2016 getroffen werden. Für die Photovoltaik ist erkennbar, dass die Erträge unter allen drei RCPs deutlich seltener auf Werte < 25 MWh pro Anlage sinken könnten, dafür aber häufiger als im Referenzjahr 2016 auch Erträge > 30 MWh pro Anlage erreicht werden könnten. Ein ähnliches Bild ergibt sich für die Wasserkraft, wo unter den angenommenen THG-Szenarien kaum noch Erträge < 300 MWh pro Anlage simuliert werden, jedoch häufiger Erträge von > 350 bis 390 MWh pro Anlage erreicht werden könnten. Insgesamt zeigt sich, dass die Wasserkrafterträge in ihrer Schwankungsbreite abnehmen und an Stabilität zunehmen könnten. In der Windkraft ist ein gegenteiliger Trend erkennbar. Die Schwankungsbreite könnte je nach Modell deutlich zunehmen und daher für stärkere Unsicherheiten in der Ertragserwartung von Windkraftanlagen sorgen. Der mitunter deutlichste Trend findet sich bei den Ernteerträgen der Grünlandwirtschaft, für die wesentlich seltener Erträge < 8 t/ha und dafür umso häufiger Erträge > 9 t/ha zu erwarten sind. Im Gegensatz dazu werden für die Maisernte unter allen drei RCPs häufiger Erträge < 40 t/ha und seltener Erträge > 50 t/ha simuliert.

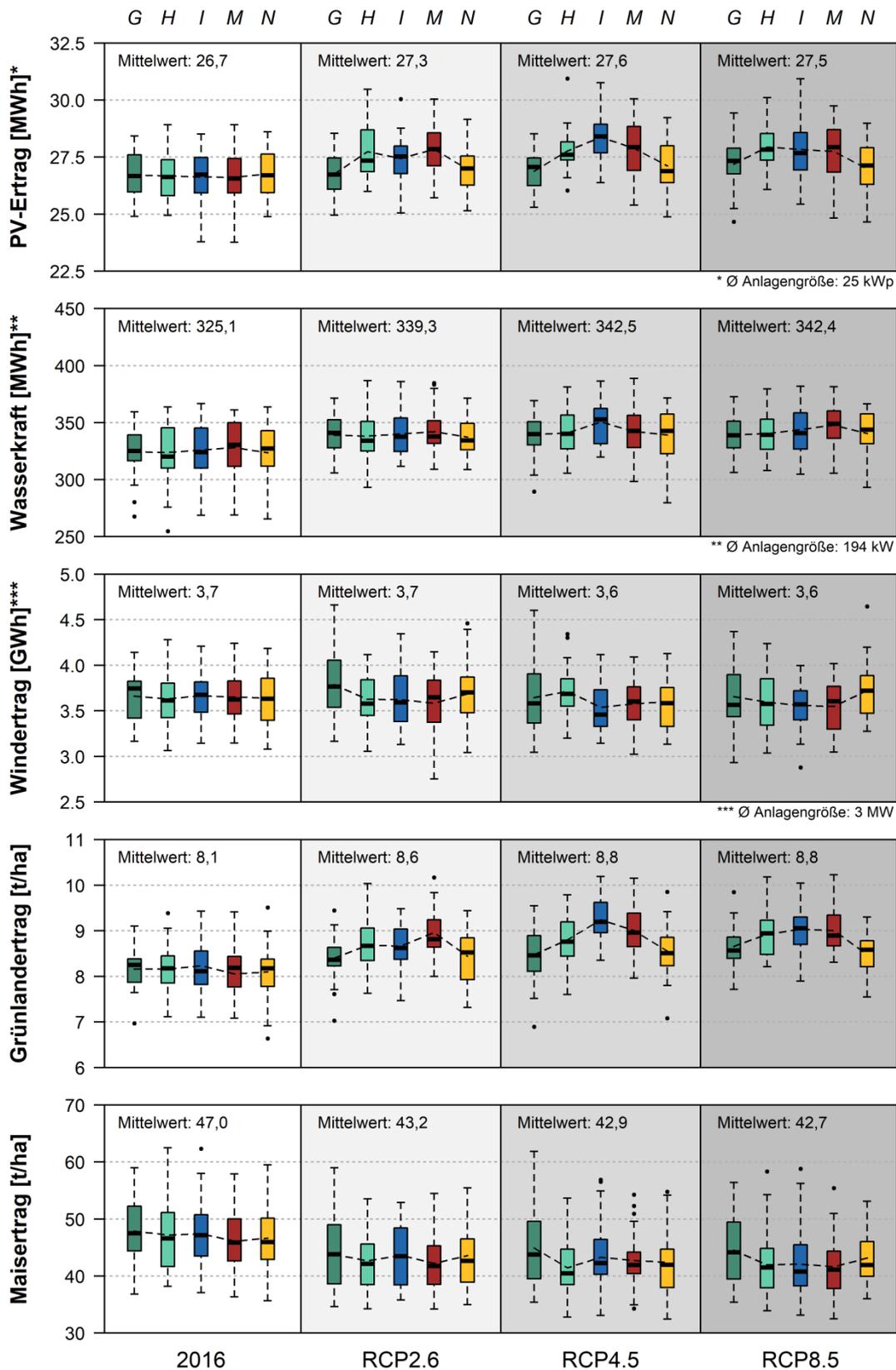


Abbildung 5-1: Simulierte jährliche Erträge aus PV, Wasserkraft, Windkraft, Grünland und Mais im Referenzjahr 2016 sowie für die drei Emissionspfade RCP2.6, RCP4.5 und RCP8.5 im Jahr 2045 für alle 5 Klimamodelle (G = GFDL-ESM2M, H = HadGEM2-ES, I = IPSL-CM5A-LR, M = MIROC-ESM-CHEM, N = NorESM1-M). Dargestellt sind alle vorhandenen Werte aus den je 30 modellierten Ausprägungen der Klimaveränderung; dabei jeweils die mittleren 50 % als Box inkl. Median sowie die Streuung der Werte anhand der Antennen und Punkte (= Ausreißer). Die Mittelwerte sind schwarz gestrichelt sowie absolut dargestellt.

6 Fazit und Ausblick

Die Potentialanalyse hat gezeigt, dass in der betrachteten Region EWO zum einen bereits 50,1 % des Strom- sowie 21,2 % des Wärmeverbrauchs aus erneuerbaren Energien gedeckt werden und zum anderen beträchtliche ungenutzte Potentiale zur Energiegewinnung aus erneuerbaren Energieträgern vorhanden sind. Unter rein naturräumlich-technischen Gesichtspunkten übersteigen die Potentiale den aktuellen Energiebedarf bei weitem. So sind allein aus Solarenergie genug ungenutzte Flächen (Freiflächen und Flächen auf Gebäuden) vorhanden, um das 22-fache des jährlichen Strom-, bzw. das 6-fache des jährlichen Wärmeverbrauchs zu erzeugen. Jedoch beinhalten diese Potentiale keine praxisnahe Dimensionierung und räumliche Überschneidungen zwischen den Technologien sind nicht ausgeschlossen. Unter Berücksichtigung gängiger Dimensionierungspraktiken, geltender rechtlicher Rahmenbedingungen sowie unter Ausschluss einer Doppelnutzung von Flächen ist rein rechnerisch ausreichend Potential vorhanden, um den jährlichen Strombedarf (Stand 31.12.2016) bilanziell zu 133 % decken zu können. Das weitaus größte Potential kann dabei aus der Solarenergie geschöpft werden, wo sich insbesondere hohe Ausbaupotentiale auf Gebäuden ergeben. Die Auswertungen ergeben jedoch, dass der aktuelle Wärmebedarf lediglich zu 66 % durch das noch nutzbare Potential gedeckt werden kann. Die größten Potentiale liegen dabei in der Wärmeengewinnung aus Holz sowie der Nutzung von Umgebungswärme.

Das Energiesystemmodell wurde unter Berücksichtigung des in der Potentialanalyse berechneten nutzbaren Potentials mit real gemessenen Wetterdaten des Jahres 2016 betrieben, um die Chancen und möglichen Probleme eines derzeit realisierbaren EE-Ausbaus untersuchen zu können. In einem weiteren Schritt wurde das Modell mit Daten verschiedener Klimaszenarien betrieben, um mögliche Auswirkungen des Klimawandels auf die zu erwartenden Erträge der einzelnen Technologien in der Region einerseits und damit auch auf das simulierte Energiesystem andererseits untersuchen zu können. Dabei wurden insbesondere für die volatilen Energieträger Sonne und Wind die aktuell geltenden Einschränkungen des Potentials außer Acht gelassen, um mögliche Chancen für die Region EWO aufzeigen zu können.

Aus den Ergebnissen dieser beiden Modellierungsschritte können nun mögliche Auswirkungen für das Energiesystem in der Untersuchungsregion abgeleitet werden. Auf monatlich bilanzieller Ebene kann die Region von den zu erwartenden Veränderungen durch den Klimawandel profitieren. In den Monaten Oktober bis März sind selbst bei Ausschöpfung aller aktuell nutzbaren Potentiale immer noch zwischen 17 % und 47 % des benötigten Stroms nicht durch EE aus der Region EWO abgedeckt. Die durch den

klimatischen Einfluss künftig höheren Erträge aus der Photovoltaik in den Monaten November bis Februar, die vor allem durch steigende Lufttemperaturen und damit verbundene höhere Anlagenwirkungsgrade verursacht werden, könnten daher erheblich zu einer besseren Abdeckung des Strombedarfs beitragen. Im Dezember und Februar sind zudem Mehrerträge aus der Windkraft zu erwarten. Die steigenden Stromerträge aus Wasserkraft könnten vor allem im November bis März die Defizite zusätzlich reduzieren. Die zu erwartende Abnahme der Windkrafterträge wird – zumindest auf monatlich bilanzieller Ebene – von Mai bis September wohl eine untergeordnete Rolle spielen, da in diesen Monaten ohnehin große Überschüsse aus der Photovoltaik vorhanden sind.

Auf stündlicher Ebene ist die Energiewende mit wesentlich größeren Herausforderungen verbunden. So führt ein starker Ausbau der Solarenergie zwar zu einem rein rechnerisch hohen jährlichen Deckungsgrad, in der Realität jedoch kann dadurch etwa 1/3 der produzierten Energie nicht unmittelbar genutzt werden. Im Sommer werden zeitweise Erzeugungsspitzen zur Mittagszeit erreicht, die das knapp 6-fache des momentanen Bedarfs betragen. Im Winter sowie in den Morgen- und Abendstunden hingegen ist häufig keine vollständige Deckung gegeben. Die Windkraft kann diese Defizite teilweise ausgleichen, da sie vor allem in den Morgenstunden etwas höhere Erträge liefert. Sie sollte bei der Konzeption eines erneuerbaren Energiesystems daher berücksichtigt werden. Dennoch ist sie selbst durch eine starke Volatilität gekennzeichnet. Zudem ist die Windkraft in Südbayern nach wie vor teils massiven Akzeptanzproblemen ausgesetzt, die Planungsprozesse verschleppen oder gar verhindern können.

Die Geothermie kann bei erfolgreicher Erschließung einen beträchtlichen Beitrag zur Energiewende leisten. Sie ist vom Klimawandel unbeeinträchtigt und kann Grundlast abdecken. Die Erschließung selbst ist allerdings mit sehr hohen Kosten bei hohem Risiko verbunden und unterliegt keiner Erfolgsgarantie, sodass es schwierig sein kann, Investoren für die ambitionierten Projekte zu gewinnen. Dennoch kann sie eine wichtige Stütze im Energiesystem sein und je nach Standort insbesondere auch zur Stabilisierung der Wärmeversorgung beitragen.

Die Bioenergie erwartet eine gemischte Entwicklung. Für Grünland werden durch den Klimawandel steigende Erträge erwartet, die Maiserträge könnten in der Untersuchungsregion hingegen stark zurückgehen. Im Zuge der Energiewende könnte in der Region beispielsweise in Erwägung gezogen werden, stärker auf Gülleverwertungsanlagen zurückzugreifen, da insbesondere die geringere Verfügbarkeit von Mais künftig noch stärker als limitierender Faktor für den Betrieb bestehender Biogasanlagen anzusehen ist. Allerdings könnte die Wahl von besser an die neuen Klimabedingungen angepassten Sorten unter Umständen dazu beitragen, die Maisernte in

Zukunft wieder zu erhöhen und eine Nutzbarkeit weiterhin zu gewährleisten. Die Verfügbarkeit von Holz würde zumindest rein rechnerisch eine stärkere Abdeckung durch Solar-/Pellet-Kombianlagen oder weitere Nahwärmenetze aus derzeitiger Sicht zulassen, sofern Synergieeffekte zwischen den drei Landkreisen genutzt werden. Der hohe simulierte Rohstoffverbrauch bei Waldholz ist allerdings als kritisch zu betrachten, da er eine ausschließlich energetische Nutzung des gesamten Holzeinschlags voraussetzt und dabei die stoffliche Verwertung außer Acht lässt.

Unter verschiedenen Ausprägungen des Klimawandels könnte die Region je nach Technologie stärker oder schwächer profitieren. Während für PV und Wasserkraft die höchsten Ertragssteigerungen unter RCP4.5 projiziert werden, ist die Zunahme des Grünlandertrags unter RCP8.5 geringfügig höher als unter RCP4.5. Windkraft sowie der Maisanbau scheinen durch einen stärkeren Klimawandel am wenigsten begünstigt zu werden. Auffällig ist zudem, dass bei allen Technologien die Unterschiede zwischen RCP4.5 und RCP8.5 wesentlich geringer ausfallen als zwischen diesen beiden und RCP2.6.

Die Untersuchungsregion kann von Synergieeffekten profitieren, sofern im Ausbau von EE auf räumlich differenzierte Entwicklungen der volatilen EE eingegangen wird. Im Nordwesten der Region sind nur geringe positive Veränderungen im Stromertrag aus PV-Anlagen zu erwarten, allerdings könnten die Bedingungen für die Nutzung der Windkraft hier günstiger werden. Im Südosten hingegen ist mit erschwerten Standortbedingungen für Windkraftanlagen zu rechnen, während die PV-Erträge teils erheblich zunehmen könnten. Nach derzeit geltenden Regelungen – insbesondere im Bereich Natur- und Umweltschutz – sind im Südosten der Region EWO allerdings kaum Potentialflächen für den Bau von Freiflächen-PV-Anlagen vorhanden, sodass die positiven Auswirkungen des Klimawandels dort lediglich in den besiedelten Bereichen in Form von Dachflächen-PV genutzt werden können. Bei der Windkraft hingegen schränken insbesondere die 10 H-Regelung sowie der Regionalplan RP17 das naturräumliche Flächenpotential erheblich auf wenige Bereiche im Nordwesten der Region ein. Diese Tatsachen verdeutlichen, dass der in dieser Arbeit gewählte Ansatz, die Untersuchung der Auswirkungen des Klimawandels auf Basis des gleichmäßigen Punktrasters durchzuführen, folgerichtig ist, um die vorhandenen Diskrepanzen zwischen rechtlich möglichem und natürlichem Potential aufzudecken. Im Hinblick auf die ambitionierten Bestrebungen der Region und die Tatsache, dass die beiden volatilen Energieträger Wind und Sonne eine maßgebliche Rolle bei der Umsetzung der Energiewende spielen können sollten Änderungen der aktuellen Rahmenbedingungen in Betracht gezogen werden.

Die simulierte Zunahme der Lufttemperaturen könnte vor allem von Oktober bis Februar weiter zur Entschärfung der Problematik beitragen: durch höhere Außentemperaturen sinkt

der Heizwärmebedarf. Bei einem derart hohen Anteil von strombetriebenen Umgebungswärmeanlagen kann also damit gerechnet werden, dass durch verminderten Heizwärmebedarf während der kalten Jahreszeit auch der Strombedarf abnimmt. Die Erwärmung durch den Klimawandel könnte sich demnach für diese Jahreszeit in der Region positiv auf die Deckung des Stromverbrauchs auswirken. Umgekehrt kann eine Erhöhung der sommerlichen Durchschnittstemperaturen den vermehrten Einsatz von Kühlaggregaten und Klimaanlage erforderlich machen und somit den Strombedarf in den Sommermonaten erhöhen.

Die Simulationen wurden auf Basis des Energiebedarfs im Jahr 2016 durchgeführt und erlauben eine Einschätzung der Möglichkeiten im Rahmen aktueller Bedingungen. Ein möglicherweise steigender Energiebedarf könnte die Situation noch zusätzlich verschärfen und die Energiewende erschweren. Zur künftigen Entwicklung des Energieverbrauchs gibt es jedoch verschiedenste Annahmen. In einer Studie für die Agora Energiewende – eine Initiative zur Förderung der Energiewende in Deutschland durch die Zusammenarbeit politischer, gesellschaftlicher, wirtschaftlicher und wissenschaftlicher Akteure – wurden vier verschiedene mögliche Szenarien zur Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland bis ins Jahr 2050 analysiert (Fraunhofer IWES, 2015). Sie bewegen sich zwischen einer Abnahme des Energiebedarfs um 15,2 % (0,4 % pro Jahr) bis hin zu einer Zunahme um 44,6 % (1,24 % pro Jahr). Eine eindeutige Entwicklung lässt sich hieraus also nicht ableiten. In Bayern hat der Stromverbrauch innerhalb von 11 Jahren von 70 TWh/a im Jahr 2003 auf 89 TWh/a im Jahr 2013 um ca. 27 % (2,5 % pro Jahr) zugenommen (BayLfStat, 2016). Ein weiterhin derart stark ansteigender Strombedarf würde die Projektionen aus der Agora-Studie weit übertreffen. Eine nachhaltige Energiewende ist stark abhängig von der Entwicklung des Energieverbrauchs. Insbesondere bei Verwendung strombetriebener Gebäudeheizungen wie Umgebungswärmeanlagen ist die Rückkoppelung auf den Strombedarf relativ stark, wie die Simulationen in dieser Arbeit gezeigt haben. Effizientere Gebäudeheizungen sowie energiesparende Bauweisen sorgen demnach auch für einen geringeren Strombedarf und einen entsprechend geringeren erforderlichen Ausbau an EE. Auch Einsparungen beim Stromverbrauch durch z.B. effizientere Geräte sowie intelligente Stromnutzung (Stichwort „smart grid“) bilden eine wichtige Säule der Energiewende. Für den gezielten regionalen Ausbau von EE bedarf es daher verlässlicher Zahlen zur Entwicklung des Energieverbrauchs in der betreffenden Region, der beispielsweise auch die möglichen Entwicklungen in der E-Mobilität berücksichtigt.

Die Umsetzung der Energiewende ist stark davon abhängig, wie langwierig und bürokratisch vorbelastet der Bau einzelner Anlagen in der Praxis ist. So stellt der gebäudegebundene Anlagenausbau (Solarenergie auf Dächern bzw. an Fassaden sowie

Heizungstausch) die einfachste Maßnahme zur Energiewende dar. Dabei sind keinerlei Eingriffe in die Natur oder langwierige Genehmigungs- und Ausbauverfahren vonnöten. Zudem findet keine weitere Flächenversiegelung statt und eine dezentrale Stromversorgung wird dadurch begünstigt. Der hohen Volatilität der Solarenergie kann dabei z.B. durch die Koppelung mit Batteriespeichern entgegengewirkt werden. Reimuth et al. (2020) haben den Einfluss verschiedener PV-Installations- und Batterie-Koppelungsraten auf den regionalen Netzausgleich sowie den Selbstversorgungsgrad in einer Kommune im Untersuchungsgebiet untersucht. So kann durch die Koppelung mit Batteriespeichern auf Haushaltsebene ein Selbstversorgungsgrad von bis zu 57,6 % erreicht werden. Ab einer PV-Installationsrate von 10 % (d.h. 10 % aller Gebäude sind mit einer PV-Anlage ausgestattet) kann die produzierte Energie nicht mehr komplett verbraucht werden, im Extremfall (PV-Installationsrate = 99 %) können sogar bis zu 2/3 der gesamten produzierten Energie nicht genutzt werden. Durch die zusätzliche Installation von Batteriespeichern kann dieser Anteil allerdings um etwa 16,3 % gesenkt werden (Reimuth et al., 2020). Ein unkontrollierter PV-Ausbau auf Gebäudeebene führt demnach nicht zwangsweise zu einem intelligenteren Energiesystem, vielmehr bedarf es der richtigen Mischung an Produktions- und Speichersystemen, um das regionale Optimum erreichen zu können.

Diese Ergebnisse beruhen auf der Annahme eines stark ausgebauten erneuerbaren Energiesystems. Ein derart starker Ausbau der Erneuerbaren Energien ist zwar aus politischer, rechtlicher und naturräumlicher Sicht durchaus möglich, aber nicht wahrscheinlich. Die rückläufigen Zahlen der letzten Jahre deuten auf eine Stagnation der Energiewende hin, die nicht zuletzt durch bürokratische Hürden und mangelnde Akzeptanz verursacht wurde. Der Ausbau müsste in den kommenden Jahren massiv vorangetrieben werden, um derart hohe Deckungsanteile zu erreichen. So hatten im Jahr 2016 8,9 % aller Wohngebäude in der Region eine PV-Anlage, der in dieser Arbeit simulierte Ausbau hingegen erfordert Anlagen auf 75,5 % aller Wohngebäude. Ähnlich verhält es sich mit Solarthermie-Anlagen. Derzeit haben etwa 12,5 % der Wohngebäude eine solarthermische Anlage, die Simulation nimmt einen Anteil von 45,3 % der Wohngebäude an. Insbesondere private Akteure müssten daher wesentlich stärker animiert werden, in erneuerbare Energien zu investieren. Die Bundesregierung hat mit dem EEG im Jahr 2000 ein Anreizsystem geschaffen, das allerdings durch massive Reduzierung der Fördersummen in den letzten Jahren an Attraktivität eingebüßt hat.

Die Ergebnisse zeigen, dass eine jährliche bilanzielle Betrachtung des Energiesystems auf rein statistischen Werten Überschüsse und Defizite auf monatlicher, täglicher und stündlicher Ebene vernachlässigt und so im Vergleich zur Simulation mit einem räumlich und zeitlich differenzierten Modell zu teils sehr unterschiedlichen Erkenntnissen führt. Der

in dieser Arbeit verfolgte Ansatz erweist sich als geeignet, um eine solide wissenschaftliche Grundlage für die optimale Planung und Durchführung der Energiewende schaffen zu können. Jede der dynamisch integrierten Komponenten des Energiesystems (Energieproduktion, Energieverbrauch, Energiespeicher sowie Energiemanagement und -verteilung) kann räumlich explizit simuliert und regionsspezifische bzw. lokale Besonderheiten können berücksichtigt werden. Die räumliche und zeitliche Auflösung können dabei der Fragestellung angepasst werden. Auch sämtliche Eingangsinformationen für das Modell wie beispielsweise der Klimaantrieb können frei gewählt werden und ermöglichen somit vielfältige Analysen der betrachteten Region. Gleichzeitig ist dadurch eine Übertragbarkeit des Ansatzes auf andere Gebiete gegeben.

Rückblickend ist festzustellen, dass obwohl es zur Simulation von Energiesystemen bereits zahlreiche Tools gibt, diese überwiegend techno-ökonomische Ansätze verfolgen. Keines der existierenden Tools vereint eine ausreichend hohe räumliche und zeitliche Auflösung mit dem hier verwendeten integrativen Ansatz gleichzeitiger Einbeziehung umfangreicher naturräumlicher und technischer Informationen sowie einer detaillierten Abbildung zugrundeliegender physikalischer Prozesse in einem Landoberflächenprozessmodell. Das in dieser Arbeit vorgestellte Modellwerkzeug erfüllt diese Anforderungen und erlaubt es damit erstmals, eine fundierte naturwissenschaftliche Grundlage für eine praxisnahe, zukunftsorientierte und individuelle Konzeption eines nachhaltigen Energiesystems auf regionaler Ebene zu schaffen.

Referenzen

- ADV, 2015. ATKIS ®, DLM 1000. Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem. Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland.
- AKBI, A., SABER, M., AZIZA, M. & YASSAA, N., 2017. An overview of sustainable bioenergy potential in Algeria. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 72, 240-245.
- ALLOUHI, A., ZAMZOUM, O., ISLAM, M. R., SAIDUR, R., KOUSKSOU, T., JAMIL, A. & DEROUICH, A., 2017. Evaluation of wind energy potential in Morocco's coastal regions. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 72, 311-324.
- B.A.U.M CONSULT GMBH, 2013. *Integriertes Klimaschutzkonzept für den Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen* [Online]. München. Verfügbar unter: <https://www.lra-toelz.de/integriertes-klimaschutzkonzept-fuer-den-landkreis-bad-toelz-wolfratshausen#:~:text=Mit%20der%20Erstellung%20eines%20Klimaschutzkonzepts,Klimaschutzma%C3%9Fnahmen%20in%20der%20Region%20nachkommen.> [Abgerufen am 14.08.2019].
- BARBOSA, L., BOGDANOV, D., VAINIKKA, P. & BREYER, C., 2017. Hydro, wind and solar power as a base for a 100% renewable energy supply for South and Central America. *PLoS ONE*, 12 (3).
- BAUER, L. & MATYSIK, S., 2020. *Windkraftanlagen Datenbank* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.wind-turbine-models.com/turbines> [Abgerufen am 10.01.2020].
- BAYERNWERK, 2017. *Feed-in data of the EWO-Region, Bad Tölz, Miesbach, Weilheim i. OB.*
- BAYLFL, 2012. *Biogas in Bayern - Zahlen zum 31.12.2011. Biogas-Betreiber-Datenbank Bayern. Detaillierfassung zu den Themenbereichen Substrateinsatz, Behälterausstattung, Biogasspeicherkapazität, Blockheizkraftwerke sowie Wärmenutzung. 01. September 2012* [Online]. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft. Verfügbar unter: http://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/iba/dateien/bbd_2011_detailauswertung.pdf [Abgerufen am 17.10.2017].
- BAYLFSTAD, 2011. *Zensus* [Online]. Wiesbaden: Bayerisches Landesamt für Statistik. Verfügbar unter: <https://www.zensus2011.de> [Abgerufen am 02.02.2016].
- BAYLFSTAD, 2015a. *Agrarstrukturerhebung (Bodennutzung): Gemeinde, landwirtschaftlich genutzte Fläche, Kulturarten (17)/ Kulturarten (45), Jahre.* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Verfügbar unter: www.statistikdaten.bayern.de [Abgerufen am 10.12.2015].
- BAYLFSTAD, 2015b. *GENESIS-Online Datenbank (Datensätze)* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Verfügbar unter: <https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/> [Abgerufen am 15.05.2015].
- BAYLFSTAD, 2015c. *Statistik kommunal 2014. Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen. 09 173. Eine Auswahl wichtiger statistischer Daten* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Verfügbar unter: <https://www.statistik.bayern.de/statistikkommunal/09173.pdf> [Abgerufen am 07.03.2016].
- BAYLFSTAD, 2015d. *Statistik kommunal 2014. Landkreis Miesbach. 09 182. Eine Auswahl wichtiger statistischer Daten* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Verfügbar unter: <https://www.statistik.bayern.de/statistikkommunal/09182.pdf> [Abgerufen am 08.03.2016].

- BAYLFSTAD, 2015e. *Statistik kommunal 2014. Landkreis Weilheim-Schongau. 09 190. Eine Auswahl wichtiger statistischer Daten* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Verfügbar unter: <https://www.statistik.bayern.de/statistikkommunal/09190.pdf> [Abgerufen am 08.03.2016].
- BAYLFSTAD, 2018. *Stromerzeugung und -verbrauch* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung. Verfügbar unter: <https://www.statistik.bayern.de/statistik/energie/> [Abgerufen am 11.07.2018].
- BAYLFSTAT, 2016. *Netto- und Bruttostromverbrauch in Bayern nach Verbrauchergruppen 2003-2013* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik. Verfügbar unter: <https://www.statistik.bayern.de/statistik/energie/> [Abgerufen am 24.10.2017].
- BAYLFSTAT, 2017. *Agrarstrukturerhebung: Landwirtschaftliche Betriebe mit Viehhaltung und Viehbestand am 1. März 2016 nach Tierarten und regionaler Einheit* [Online]. Bayerisches Landesamt für Statistik, Sachgebiet 33 - Agrarstruktur. Verfügbar unter: www.statistikdaten.bayern.de [Abgerufen am 17.10.2017].
- BAYSTMUV, 2015. *Klimaschutzprogramm Bayern 2050* [Online]. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz. Verfügbar unter: https://www.stmwk.bayern.de/download/8745_klimaschutzbayern2050.pdf [Abgerufen am 24.07.2020].
- BAYSTMUV, BAYSTMWIVT & BAYSTMI, 2011. *Leitfaden Energienutzungsplan* [Online]. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz; Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie; Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.bayern.de/kommunen/energienutzungsplan.html> [Abgerufen am 09.07.2020].
- BAYSTMWI, 2014. *Bayerischer Windatlas* [Online]. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. Verfügbar unter: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2014/Bayerischer-Windatlas-Maerz-2014.pdf [Abgerufen am 28.07.2017].
- BAYSTMWI, 2015. *Energie-Atlas Bayern* [Online]. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie. Verfügbar unter: www.geoportal.bayern.de/energieatlas-karten [Abgerufen am 20.08.2018].
- BAYSTMWI, 2016. *Bayerisches Energieprogramm* [Online]. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie; Referat 86 - Bavarian State Ministry of Economics and Media, Energy and Technology; Department 86. Verfügbar unter: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2016/2016-02-08-6339_Bayerisches_Energieprogramm_gesichert.pdf [Abgerufen am 28.07.2017].
- BAYSTMWI, 2019. *Monitoringbericht zum Umbau der Energieversorgung Bayerns*. [Online]. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie, stmwi.bayern.de. Verfügbar unter: https://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwi/Publikationen/2019/2019-07-11_Monitoringbericht_2019.pdf [Abgerufen am 09.12.2019].
- BAYSTMWIVT, 2013. *Landesentwicklungsprogramm Bayern, Anhang 3 (zu 2.3.3): Alpenplan*. Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie.
- BDEW, VKU, GEODE, 2016. *BDEWVKU\GEODE-Leitfaden. Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*.

- BENTSEN, M., BETHKE, I., DEBERNARD, J. B., IVERSEN, T., KIRKEVÅG, A., SELAND, Ø., DRANGE, H., ROELANDT, C., SEIERSTAD, I. A., HOOSE, C. & KRISTJÁNSSON, J. E., 2013. The Norwegian Earth System Model, NorESM1-M - Part 1: Description and basic evaluation of the physical climate. *Geoscientific Model Development*, 6, 687-720.
- BKG, 2011. *Verwaltungsgrenzen Deutschland (De, Länder, Rgbz, Kreise)* [Online]. Bundesamt für Kartographie und Geodäsie. Verfügbar unter: <http://www.arcgis.com/home/item.html?id=ae25571c60d94ce5b7fcbf74e27c00e0> [Abgerufen am 05.09.2014].
- BLANDOW, V., WEINDORF, W., ZERTA, M. & ZITTEL, W., 2010. *Klimaschutzkonzept für den Landkreis Weilheim-Schongau* [Online]. Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH. Verfügbar unter: https://www.weilheim-schongau.de/media/1749/klimaschutzkonzept-wm-sog_23-feb-2010.pdf [Abgerufen am 14.08.2019].
- BLFD, 2015. *Denkmaldaten*. Bayerisches Landesamt für Denkmalpflege.
- BMU, 2017. *Der Klimaschutzplan 2050 - Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie* [Online]. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Verfügbar unter: <https://www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/> [Abgerufen am 08.04.2019].
- BMU, 2019. *Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik. Ausgabe 2019* [Online]. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit. Verfügbar unter: https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Pool/Broschueren/klimaschutz_zahlen_2019_broschuere_bf.pdf [Abgerufen am 11.12.2019].
- BOGDANOV, D. & BREYER, C., 2016. North-East Asian Super Grid for 100% renewable energy supply: Optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options. *Energy Conversion and Management*, 112, 176-190.
- BOUSQUET, C., SAMORA, I., MANSO, P., ROSSI, L., HELLER, P. & SCHLEISS, A. J., 2017. Assessment of hydropower potential in wastewater systems and application to Switzerland. *Renewable Energy*, 113, 64 - 73.
- BRAUN WINDTURBINEN GMBH, 2013. *ANTARIS Kleinwindanlagen* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.braun-windturbinen.com/produkte/antaris-kleinwindanlagen/> [Abgerufen am 03.05.2019].
- BSW, 2015. *Solaratlas* [Online]. Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. - German Solar Industry Association. Verfügbar unter: <http://www.solaratlas.de/index.php?id=startseite> [Abgerufen am 22.06.2016].
- BWP, 2015. *BWP-Branchenstudie 2015. Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Daten zum Wärmepumpenmarkt bis 2015 und Prognosen bis 2030*. [Online]. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. Verfügbar unter: https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/2016-04-08_Branchenprognose_2015_web.pdf [Abgerufen am 14.03.2018].
- ÇAPIK, M., YILMAZ, A. O. & ÇAVUŞOĞLU, İ., 2012. Present situation and potential role of renewable energy in Turkey. *Renewable Energy*, 46, 1-13.
- CARVALHO, D., ROCHA, A., GÓMEZ-GESTEIRA, M. & SANTOS, C. S., 2017. Potential impacts of climate change on European wind energy resource under the CMIP5 future climate projections. *Renewable Energy*, 101, 29-40.
- COLLINS, W. J., BELLOUIN, N., DOUTRIAUX-BOUCHER, M., GEDNEY, N., HALLORAN, P., HINTON, T., HUGHES, J., JONES, C. D., JOSHI, M., LIDDICOAT, S., MARTIN, G., O'CONNOR, F., RAE, J., SENIOR, C., SITCH, S., TOTTERDELL, I., WILTSHIRE, A. & WOODWARD, S., 2011. Development and evaluation of an Earth-System model – HadGEM2. *Geoscientific Model Development*, 4, 1051-1075.

- COLMENAR-SANTOS, A., FOLCH-CALVO, M., ROSALES-ASENSIO, E. & BORGE-DIEZ, D., 2016. The geothermal potential in Spain. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 56, 865-886.
- CONNOLLY, D., LUND, H., MATHIESEN, B. V. & LEAHY, M., 2010. A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87, 1059-1082.
- COSENTINO, S. L., TESTA, G., SCORDIA, D. & ALEXOPOULOU, E., 2012. Future yields assessment of bioenergy crops in relation to climate change. *Italian Journal of Agronomy*, 7 (e22), 154-166.
- CROOK, J. A., JONES, L. A., FORSTER, P. M. & CROOK, R., 2011. Climate change impacts on future photovoltaic and concentrated solar power energy output. *Energy & Environmental Science*, 4, 3101.
- CUNGE, J. A., 1969. On the subject of a flood propagation computation method (Muskingum method). *Journal of Hydraulic Research*, 7 (2), 205-230.
- CVETKOVIC, S., RADOICIC, T. K., VUKADINOVIC, B. & KIJEVCANIN, M., 2014. Potentials and status of biogas as energy source in the Republic of Serbia. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 31, 407-416.
- CZEPLAK, G. & KASTEN, F., 1987. Parametrisierung der atmosphärischen Wärmestrahlung bei bewölktem Himmel. *Meteorologische Rundschau*, 40, 184-187.
- DABBAGHIYAN, A., FAZELPOUR, F., ABNAVI, M. D. & ROSEN, M. A., 2016. Evaluation of wind energy potential in province of Bushehr, Iran. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 55, 455-466.
- DBFZ, 2015. *DBFZ Reports* [Online]. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Verfügbar unter: <https://www.dbfz.de/referenzen-publikationen/dbfz-reports.html> [Abgerufen am 17.01.2016].
- DESTATIS, 2017. *Bevölkerung: Kreise, Stichtag*. Statistisches Bundesamt. Verfügbar unter: https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data.jsessionid=C16C310C8F9DACFFBC3E9E62367D1768.tomcat_GO_1_2?operation=previous&levelindex=3&levelid=1530881497499&levelid=1530881421704&step=2.
- DEVIS, A., LIPZIG, N. P. M. V. & DEMUZERE, M., 2018. Should future wind speed changes be taken into account in wind farm development? *Environmental Research Letters*, 13, 064012.
- DIMPLEX, 2007. *Projektierungshandbuch Heizen und Kühlen mit Wärmepumpen* [Online]. Verfügbar unter: <http://www.dimplex.de/fileadmin/dimplex/downloads/planungshandbuecher/projektierungshandbuch-wp-kuehlen/PHB-waermepumpe-heizen-kuehlen-Jul07.pdf> [Abgerufen am 20.11.2018].
- DOLJAKA, D., POPOVIĆ, D. & KUZMANOVIĆ, D., 2017. Photovoltaic potential of the City of Požarevac. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 73, 460-467.
- DUFRESNE, J., FOUJOLS, M., DENVIL, S. & AL., E., 2013. Climate change projections using the IPSL-CM5 Earth System Model: from CMIP3 to CMIP5. *Climate Dynamics*, 40 (9-10), 2123-2165.
- DUNNE, J. P., JOHN, J. G., ADCROFT, A. J., GRIFFIES, S. M., HALLBERG, R. W., SHEVLIAKOVA, E., STOUFFER, R. J., COOKE, W., DUNNE, K. A., HARRISON, M. J., KRASTING, J. P., MALYSHEV, S. L., MILLY, P. C. D., PHILLIPPS, P. J., SENTMAN, L. T., SAMUELS, B. L., SPELMAN, M. J., WINTON, M., WITTENBERG, A. T. & ZADEH, N., 2012. GFDL's ESM2 Global Coupled Climate-Carbon Earth

- System Models. Part I: Physical Formulation and Baseline Simulation Characteristics. *Journal of Climate*, 25 (19), 6646-6665.
- DWD, 2015. *Klimadaten Deutschland. Messstationen. Monatswerte* [Online]. Verfügbar unter: http://www.dwd.de/bvbw/appmanager/bvbw/dwdwwwDesktop?nfpb=true&pageLabel=dwdwww_klima_umwelt_klimadaten_deutschland&T82002gsbDocumentPath=Navigaation%2FOeffentlichkeit%2FKlima_Umwelt%2FKlimadaten%2Fkldaten_kostenfrei%2Fausgabe_monatswerte_node.html%3Fnnn%3Dtrue [Abgerufen am 9.6.2015].
- DWD CDC, 2016a. *Rasterdaten der vieljährigen mittleren Monatssummen und der vieljährigen mittleren Jahressumme für die Globalstrahlung auf die horizontale Ebene für Deutschland basierend auf Boden- und Satellitenmessungen, Version V003, 1981-2010* [Online]. Verfügbar unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/multi_annual/radiation_global/ [Abgerufen am 17.08.2016].
- DWD CDC, 2016b. *Vieljährige mittlere Raster der Lufttemperatur (2m) für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.* [Online]. Verfügbar unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/multi_annual/air_temperature_mean/ [Abgerufen am 17.08.2016].
- DWD CDC, 2016c. *Vieljähriges Mittel der Raster der Niederschlagshöhe für Deutschland 1981-2010, Version v1.0.* [Online]. Verfügbar unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/grids_germany/multi_annual/precipitation/ [Abgerufen am 17.08.2016].
- DWD CDC, 2017. *Klimadaten Deutschland. Messstationen. Stündliche Werte* [Online]. Verfügbar unter: https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/wind/historical/ [Abgerufen am 15.09.2017].
- EICKER, U., 2012. *Solare Technologien für Gebäude. Grundlagen und Praxisbeispiele*, Vieweg+Teubner Verlag, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.
- ELEKTRIZITÄTSWERKE BÖBING E.G., 2017. *Feed-in data of the EWO-Region, Bad Tölz, Miesbach, Weilheim i. OB.*
- ELEKTRIZITÄTSWERKE TEGERNSEE, 2017. *Feed-in data of the EWO-Region. Bad Tölz, Miesbach, Weilheim i.OB.*
- ENERCON, 2015. *ENERCON Produktübersicht* [Online]. Verfügbar unter: https://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/ENERCON_Produkt_de_6_2015.pdf [Abgerufen am 27.08.2018].
- ENERGYMAP, 2015. *Anlagen zur Produktion Erneuerbarer Energien. Oberbayern* [Online]. Verfügbar unter: <http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105/111/166.html> [Abgerufen am 07.05.2015].
- ERDWERK GMBH, 2019. *Holzkirchen* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.erdwerk.com/index.php/de/holzkirchen> [Abgerufen am 05.04.2019].
- EWO, 2014a. *INOLA - Innovation für die Region. INOLA - Innovations for the region* [Online]. Bürgerstiftung Energiewende Oberland. Verfügbar unter: <http://energiewende-oberland.de/hp5238/INOLA.htm> [Abgerufen am 24.11.2017].
- EWO, 2014b. *Satzung der gemeinnützigen Stiftung Energiewende Oberland. Bürgerstiftung für Erneuerbare Energien und Energieeinsparung. Neufassung vom 03.12.2014. Energiewende Oberland. Bürgerstiftung für Erneuerbare Energien und Energieeinsparung.*

- FAHRMEIR, L., HEUMANN, C., KÜNSTLER, R., PIGEOT, I. & TUTZ, G., 2016. *Statistik - Der Weg zur Datenanalyse*, Berlin Heidelberg, Springer-Verlag.
- FANT, C., SCHLOSSER, C. A. & STRZEPEK, K., 2016. The impact of climate change on wind and solar resources in southern Africa. *Applied Energy*, 161, 556-564.
- FAROOQ, M. K. & KUMAR, S., 2013. An assessment of renewable energy potential for electricity generation in Pakistan. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 20, 240-254.
- FARQUHAR, G. D., VON CAEMMERER, S. & BERRY, J. A., 1980. A biochemical model of photosynthetic CO₂ assimilation in leaves of C₃ species. *Planta*, 149 (1), 78-90.
- FNR, 2012. *Energiepflanzen für Biogasanlagen Bayern*. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). Verfügbar unter: <https://mediathek.fnr.de/energiepflanzen-fur-biogasanlagen-regionalbrochure-bayern.html>.
- FNR, 2014. *Basisdaten Bioenergie Deutschland 2014* [Online]. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e.V. Verfügbar unter: https://mediathek.fnr.de/media/downloadable/files/samples/b/a/basisdaten_9x16_2014_web.pdf [Abgerufen am 18.05.2018].
- FNR, 2019. *Faustzahlen* [Online]. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR). [Abgerufen am 02.04.2019].
- FRAUNHOFER ISE, 2019. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland* [Online]. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de [Abgerufen am 31.07.2019].
- FRAUNHOFER IWES, 2015. *Wie hoch ist der Stromverbrauch in der Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Studie im Auftrag von Agora Energiewende* [Online]. Berlin: Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Agora Energiewende. Verfügbar unter: https://www.agora-energiawende.de/fileadmin2/Projekte/2015/Stromverbrauch_in_der_Energiewende/086_IWES_Szenarienvergl_dt_WEB.pdf [Abgerufen am 27.09.2020].
- GAETANI, M., VIGNATI, E., MONFORTI, F., HULD, T., DOSIO, A. & RAES, F., 2015. *JRC Science and Policy Report. Climate modelling and renewable energy resource assessment*. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Institute for Energy and Transport.
- GAIRAA, K. & BAKELLI, Y., 2013. Solar energy potential assessment in the Algerian south area: case of Ghardaïa region. *J. Renewable Energy*, 2013.
- GEMEINDEWERKE HOLZKIRCHEN, 2017. *Feed-in data of the EWO-Region, Bad Tölz, Miesbach, Weilheim i. OB.*
- GEMEINDEWERKE PEIßENBERG, 2017. *Feed-in data of the EWO-Region, Bad Tölz, Miesbach, Weilheim i. OB.*
- GULAGI, A., CHOUDHARY, P., BOGDANOV, D. & BREYER, C., 2017. Electricity system based on 100% renewable energy for India and SAARC. *PLoS ONE*, 12 (7).
- GÜNGÖR-DEMIRCI, G., 2015. Spatial analysis of renewable energy potential and use in Turkey. *J. Renewable Sustainable Energy*, 7 (1).
- GUTSCH, M., LASCH-BORN, P., LÜTTGER, A. B., SUCKOW, F., MURAWSKI, A. & PILZ, T., 2015. Uncertainty of biomass contributions from agriculture and forestry to renewable energy resources under climate change. *Meteorologische Zeitschrift*, 24 (2), 213-223.
- HALWACHS, E., STREIT, A. V. & UTZ, A., 2017. *Akzeptanz der Energiewende im Oberland. Ergebnisse einer Passantenbefragung in ausgewählten Gemeinden der Modellregion Oberland.* [Online]. Verfügbar unter: [127](https://inola-</p></div><div data-bbox=)

- [region.de/download/akna5v9ba5kp0e41nc6oba37dtk/INOLA_Arbeitsbericht_Nr6_2018-01-30neu.pdf](https://www.region.de/download/akna5v9ba5kp0e41nc6oba37dtk/INOLA_Arbeitsbericht_Nr6_2018-01-30neu.pdf) [Abgerufen am 18.12.2019].
- HANK, T., 2008. *A Biophysically Based Coupled Model Approach for the Assessment of Canopy Processes Under Climate Change Conditions*. Dissertation, LMU München.
- HANK, T., BACH, H. & MAUSER, W., 2015. Using a Remote Sensing-Supported Hydro-Agroecological Model for Field-Scale Simulation of Heterogeneous Crop Growth and Yield: Application for Wheat in Central Europe. *Remote Sensing*, 7 (4), 3934.
- HAU, E., 2013. *Wind Turbines. Fundamentals, Technologies, Application, Economics*, Berlin, Springer.
- HEMPEL, S., FRIELER, K., WARSZAWSKI, L., SCHEWE, J. & PIONTEK, F., 2013. A trend-preserving bias correction – the ISI-MIP approach. *Earth Syst. Dynam.*, 4 (2), 219-236.
- HERNÁNDEZ, U. F., JAEGER, D. & SAMPERIO, J. I., 2017. Bioenergy Potential and Utilization Costs for the Supply of Forest Woody Biomass for Energetic Use at a Regional Scale in Mexico. *Energies*, 10 (8).
- HOSKING, J. S., MACLEOD, D., PHILLIPS, T., HOLMES, C. R., WATSON, P., SHUCKBURGH, E. F. & MITCHELL, D., 2018. Changes in European wind energy generation potential within a 1.5 °C warmer world. *Environmental Research Letters*, 13, 054032.
- HUEGING, H., HAAS, R. & BORN, K., 2013. Regional Changes in Wind Energy Potential over Europe Using Regional Climate Model Ensemble Projections. *Journal of Applied Meteorology and Climatology*, 52, 903-917.
- IPCC, 2014. Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer (eds.). IPCC. Geneva, Switzerland: IPCC.
- JAKEMAN, A. J., 2008. *Environmental modelling, software and decision support*, Oxford, Elsevier Science.
- JEBARAJ, S. & INIYAN, S., 2006. A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10, 281-311.
- JØRGENSEN, S. E. & BENDORICCHIO, G., 2001. *Fundamentals of Ecological Modelling*, Elsevier.
- JUAIDI, A., MONTOYA, F. G., IBRIK, I. H. & MANZANO-AGUGLIARO, F., 2016. An overview of renewable energy potential in Palestine. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 65, 943-960.
- KALTSCHMITT, M., STREICHER, W. & WIESE, A. (Hrsg.), 2013. *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, Berlin: Springer Verlag.
- KAUR, G., BRAR, Y. S. & KOTHARI, D. P., 2017. Potential of Livestock Generated Biomass: Untapped Energy Source in India. *Energies*, 10 (7).
- KHAN, J. & ARSALAN, M. H., 2016. Estimation of rooftop solar photovoltaic potential using geo-spatial techniques: A perspective from planned neighborhood of Karachi - Pakistan. *Renewable Energy*, 90, 188-203.
- KLIMAKOM E.G & GREEN CITY ENERGY AG, 2011. *Integriertes kommunales Klimaschutzkonzept Landkreis Miesbach* [Online]. München. Verfügbar unter: [https://www.landkreis-miesbach.de/Landkreis/Klimaschutz/Integriertes Klimaschutzkonzept/](https://www.landkreis-miesbach.de/Landkreis/Klimaschutz/Integriertes_Klimaschutzkonzept/) [Abgerufen am 14.08.2019].

- KOCH, F., PRASCH, M., BACH, H., MAUSER, W., APPEL, F. & WEBER, M., 2011. How Will Hydroelectric Power Generation Develop under Climate Change Scenarios? A Case Study in the Upper Danube Basin. *Energies*, 4, 1508-1541.
- KOCH, H., VÖGELE, S., HATTERMANN, F. F. & HUANG, S., 2015. The impact of climate change and variability on the generation of electrical power. *Meteorologische Zeitschrift*, 24 (2), 173-188.
- KTBL, 2013. *Faustzahlen Biogas*, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL).
- KUCHARCZAK, L., SCHÄFER, S., LINDOW, S. & MOSER, P., 2010. *Regionale Klimaschutzkonzepte als Instrument für die Energiewende. Inhalte, Struktur und Funktionen. Entwicklungsperspektiven für nachhaltige 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen. Arbeitsmaterialien 100EE, Vol. 5. deENet (Hrsg.), Kassel.*
- LDBV, 2015a. *3D-Gebäudemodell LoD2 (Datensatz)*. Bayerisches Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung.
- LDBV, 2015b. *Digitales Geländemodell 25 m (Datensatz)*. Bayerisches Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung. Verfügbar unter: www.geodaten.bayern.de.
- LDBV, 2015c. *Kundeninformation LoD2. Bayerisches Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung, Online erhältlich unter http://www.vermessung.bayern.de/geobasis_lvq/3DGebaeude/lod2.html [Abgerufen am: 04.10.2015].*
- LECHELER, S., 2012. *Potentialstudie Geothermie im Gebiet "Energiewende Oberland"*. Universität der Bundeswehr München, Fakultät für Maschinenbau, Technische Thermodynamik (MB5/1).
- LECHWERKE, 2017. *Feed-in data of the EWO-Region, Bad Tölz, Miesbach, Weilheim i. OB*. Unpublished.
- LEHNER, B., CZISCH, G. & VASSOLO, S., 2005. The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. *Energy Policy*, 33, 839-855.
- LFL, 2009. *Wirtschaftsdünger und Gewässerschutz. Lagerung und Ausbringung von Wirtschaftsdüngern in der Landwirtschaft* [Online]. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft, <http://www.LfL.bayern.de>. Verfügbar unter: https://www.lfl.bayern.de/mam/cms07/publikationen/daten/informationen/p_34348.pdf [Abgerufen am 05.02.2019].
- LFU, 2012. *Querbauwerke - Transverse structures*. Bayerisches Landesamt für Umwelt - Bavarian environment agency, www.lfu.bayern.de. Verfügbar unter: <http://www.lfu.bayern.de/gdi/dls/querbauwerke.xml>.
- LFU, 2014. *Praxis-Leitfaden für die ökologische Gestaltung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen*. Bayerisches Landesamt für Umwelt, www.lfu.bayern.de. Verfügbar unter: http://www.bestellen.bayern.de/application/stmug_app000049?SID=1726939127&ACTIONxSESSxSHOWPIC%28BILDxKEY:lfu_nat_00209,BILDxCLASS:Artikel,BILDxTYPE:PDF%29.
- LFU, 2015a. *Bayerisches Fachinformationssystem Naturschutz. Biotopkartierung Bayern*. Bayerisches Landesamt für Umwelt, www.lfu.bayern.de.
- LFU, 2015b. *Bayerisches Fachinformationssystem Naturschutz. Naturschutzgebiete*. Bayerisches Landesamt für Umwelt, www.lfu.bayern.de.
- LFU, 2015c. *Bayerisches Fachinformationssystem Naturschutz. Ökoflächenkataster*. Bayerisches Landesamt für Umwelt, www.lfu.bayern.de.

- LFU, 2015d. *Geodatendienste, Natur (Datensätze)* [Online]. Verfügbar unter: http://www.lfu.bayern.de/umweltdaten/geodatendienste/index_download.htm [Abgerufen am 02.02.2015].
- LFU, 2015e. *Geotope*. Bayerisches Landesamt für Umwelt, www.lfu.bayern.de.
- LFU, 2015f. *Gewässerkundlicher Dienst Bayern* [Online]. Verfügbar unter: <http://www.gkd.bayern.de/> [Abgerufen am 31.07.2015].
- LFU, 2015g. *NSG, LSG, HQSG, TWSG, FFH-Gebiete und Vogelschutzgebiete (Datensatz)* [Online]. Bayerisches Landesamt für Umwelt. Verfügbar unter: www.lfu.bayern.de [Abgerufen am 05.03.2015].
- LFU, 2015h. *Schutzgebiete: Abgrenzungen*. Bayerisches Landesamt für Umwelt, www.lfu.bayern.de.
- LFU, 2018. *Oberflächennahe Geothermie* [Online]. Bayerisches Landesamt für Umwelt. Verfügbar unter: https://www.lfu.bayern.de/geologie/geothermie/geothermie_oberflaechennah/index.htm [Abgerufen am 16.07.2020].
- LOCHERER, V., 2018a. *Technical Release No. 1: INOLA Software Documentation. The Solar Energy Component. Solar Power and Solar Heat Modules*.
- LOCHERER, V., 2018b. *Technical Release No. 2: INOLA Software Documentation. The Wind Power Component*.
- LOCHERER, V. & REIMUTH, A., 2019. *Technical Release No. 3: INOLA Software Documentation. The Geothermal Energy, Environmental Energy and Hydropower Component*.
- LTW, Leitwind 3.000 kW: Type Certificate IEC61400-22.
- LUVTEC GMBH, o.J. Kleinwindkraftanlage 1,5 kW.
- LWF, 2014a. *Die Ergebnisse der Bundeswaldinventur 2012 für das Bundesland Bayern* [Online]. Verfügbar unter: <http://www.bundeswaldinventur.bayern.de> [Abgerufen am 08.01.2016].
- LWF, 2014b. Merkblatt 12. Der Energieinhalt von Holz. Freising: Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF).
- MAUSER, W., 2016. The Statistical Climate Generator. In: MAUSER, W. & PRASCH, M. (Hrsg.) *Regional Assessment of Global Climate Change Impacts. The Project GLOWA-Danube*. Cham: Springer.
- MAUSER, W. & BACH, H., 2009. PROMET - Large scale distributed hydrological modelling to study the impact of climate change on the water flows of mountain watersheds. *Journal of Hydrology*, 376 (3-4), 362-377.
- MAUSER, W., BACH, H., FRANK, T., HANK, T., KOCH, F., MARKE, T., MUERTH, M., PRASCH, M., STRASSER, U. & ZABEL, F., 2015. PROMET—Processes of Mass and Energy Transfer. An Integrated Land Surface Processes and Human Impacts Simulator for the Quantitative Exploration of Human-Environment Relations. Part 1: Algorithms Theoretical Baseline Document. Available online: https://www.geographie.uni-muenchen.de/departement/fiona/forschung/projekte/promet_handbook/promethandbook1.pdf.
- MCCLATCHEY, R. A., FENN, R. W., SELLEY, E. A., VOLZ, F. E. & GARING, J. S., 1972. Optical Properties of the Atmosphere, third ed. . In: AIR-FORCE CAMBRIDGE RESEARCH LABORATORIES, B. A.-.-, ENVIRONMENTAL RESEARCH PAPER NO. 411) (Hrsg.).

- MEYNEN, E. & SCHMITHÜSEN, J., 1953. *Handbuch der naturräumlichen Gliederung Deutschlands. Erste Lieferung*, Bad Godesberg, Bundesanstalt für Landeskunde und Raumforschung.
- MIMA, S. & CRIQUI, P., 2015. The Costs of Climate Change for the European Energy System, an Assessment with the POLES Model. *Environmental Modeling & Assessment*, 20, 303-319.
- MORIASI, D. N., ARNOLD, J. G., LIEW, M. W. V., BINGNER, R. L., HARMEL, R. D. & VEITH, T. L., 2007. Model Evaluation Guidelines for Systematic Quantification of Accuracy in Watershed Simulations. *Transactions of the ASABE*, 50 (3), 885-900.
- MÖSER, W. & RASCHKE, E., 1983. Mapping of global radiation and cloudiness from METEOSAT image data. *Meteorologische Rundschau*, 36 (2), 33-37.
- MOSS, R., BABIKER, M., BRINKMAN, S., CALVO, E., CARTER, T., EDMONDS, J., ELGIZOULI, I., EMORI, S., ERDA, L., HIBBARD, K., JONES, R., KAINUMA, M., KELLEHER, J., LAMARQUE, J. F., MANNING, M., MATTHEWS, B., MEEHL, J., MEYER, L., MITCHELL, J., NAKICENOVIC, N., BRIAN O'NEILL, R. P., RIAHI, K., ROSE, S., RUNCI, P., STOUFFER, R., VUUREN, D. V., WEYANT, J., WILBANKS, T., YPERSELE, J. P. V. & ZUREK, M., 2008. *Towards New Scenarios for Analysis of Emissions, Climate Change, Impacts, and Response Strategies. IPCC Expert Meeting Report, 19-21. September 2007, Noordwijkerhout, Niederlande*. Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/236487152_Towards_New_Scenarios_for_Analysis_of_Emissions_Climate_Change_Impacts_and_Response_Strategies_Technical_Summary.
- NASH, J. E. & SUTCLIFFE, J. V., 1970. River flow forecasting through conceptual models. Part I - A discussion of principles. *Journal of Hydrology*, 10, 282-290.
- NOVELAN, 2014. *Projektierungshandbuch Wärmepumpe 2014/2015*. Verfügbar unter: https://www.novelan.com/fileadmin/content/marketing/NOVELAN_Projektierungshandbuch_2014-15.pdf.
- OCHSNER, K., 2009. *Wärmepumpen in der Heizungstechnik: Praxishandbuch für Installateure und Planer*, Müller.
- PENG, G., LESLIE, L. M. & SHAO, Y. (Hrsg.), 2002. *Environmental Modelling and Prediction*, Berlin: Springer.
- PLANUNGSVERBAND REGION OBERLAND, 2015. *Sechste Verordnung zur Änderung des Regionalplans der Region Oberland (RP 17) (9. Fortschreibung, Teilfortschreibung Windkraft)*. Regierung von Oberbayern. Verfügbar unter: http://www.bestellen.bayern.de/application/stmug_app000049?SID=1726939127&ACTIONxSESSxSHOWPIC%28BILDxKEY:ifu_nat_00209,BILDxCLASS:Artikel,BILDxTYPE:PDF%29.
- PLENEFISCH, T., BRÜCKNER, L., CERANNA, L., GESTERMANN, N., HOUBEN, G., TISCHNER, T., WEGLER, U., WELLBRINK, M. & BÖNNEMANN, C., 2015. *Tiefe Geothermie - mögliche Umweltauswirkungen infolge hydraulischer und chemischer Stimulationen*. Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR). Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/texte_1_04_2015_tiefe_geothermie.pdf.
- PONISIO, L. C., M'GONIGLE, L. K., MACE, K. C., PALOMINO, J., DE VALPINE, P. & KREMEN, C., 2015. Diversification practices reduce organic to conventional yield gap. *Proc. R. Soc. B*, 282 (1799), 20141396.
- PRASCH, M. & REIMUTH, A., 2018. *Technical Release No. 5: INOLA Software Documentation. The Energy Consumption Component*.

- PRASCH, M., STRASSER, U. & MAUSER, W., 2007. *Validation of a physically based snow model for the simulation of the accumulation and ablation of snow (ESCIMO)*.
- PROJEKT 100%-ERNEUERBARE-ENERGIE-REGIONEN, 2009. *Schriftliche Befragung von Erneuerbare-Energie-Regionen in Deutschland. Regionale Ziele, Aktivitäten und Einschätzungen in Bezug auf 100% Erneuerbare Energie in Regionen*.
- PRUDHOMME, C., REYNARD, N. & CROOKS, S., 2002. Downscaling of global climate models for flood frequency analysis: where are we now? *Hydrological Processes*, 16, 1137-1150.
- QUASCHNING, V., 2013. *Regenerative Energiesysteme. Technologie - Berechnung - Simulation*, München, Carl Hanser Verlag.
- REIMUTH, A., 2017. *Technical Release No. 6: INOLA Software Documentation. The Energy Storage Component*.
- REIMUTH, A., 2019. *Technical Release No. 7: INOLA Software Documentation. The Energy Management Component*.
- REIMUTH, A. & LOCHERER, V., 2018. *Technical Release No. 4: INOLA Software Documentation. The Bioenergy Component*.
- REIMUTH, A., LOCHERER, V., DANNER, M. & MAUSER, W., 2020. How Does the Rate of Photovoltaic Installations and Coupled Batteries Affect Regional Energy Balancing and Self-Consumption of Residential Buildings? *Energies*, 13.
- RICHTER, K., ATZBERGER, C., HANK, T. B. & MAUSER, W., 2012. Derivation of biophysical variables from Earth observation data: validation and statistical measures. *Journal of Applied Remote Sensing*, 6.
- RUBEL, F. & KOTTEK, M., 2010. Observed and projected climate shifts 1901–2100 depicted by world maps of the Köppen-Geiger climate classification. *Meteorologische Zeitschrift*, 19 (2), 135-141.
- SCHABBACH, T. & LEIBBRANDT, P., 2014. *Solarthermie - Wie Sonne zu Wärme wird*, Springer Vieweg, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- SCHABBACH, T. & WESSELAK, V., 2012. *Energie - Die Zukunft wird erneuerbar*, Springer Vieweg, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- SCHRAMM, W., 2016a. *Stromertrag der Windkraftanlage in Peiting. Monatliche Daten für die Jahre 2004-2016*.
- SCHRAMM, W., 2016b. *Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der Windkraftanlage in Peiting. Stündliche Daten für die Jahre 2011/2012*.
- SHOAIB, M., SIDDIQUI, I., AMIR, Y. M. & REHMAN, S. U., 2017. Evaluation of wind power potential in Baburband (Pakistan) using Weibull distribution function. *Renewable Sustainable Energy Rev.*, 70, 1343-1351.
- SINHA, S. & CHANDEL, S. S., 2014. Review of software tools for hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 192-205.
- SMITH, J. & SMITH, P., 2007. *Introduction to Environmental Modelling*, Oxford University Press.
- SOLAUN, K. & CERDÁ, E., 2019. Climate change impacts on renewable energy generation. A review of quantitative projections. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116, 109415.
- SSYMANK, A., 1994. Neue Anforderungen im europäischen Naturschutz. Das Schutzgebietssystem Natura 2000 und die "FFH-Richtlinie der EU". *Natur und Landschaft*, 69 (9), 395 - 406.

- STADTWERKE BAD TÖLZ, 2017. *Feed-in data of the EWO-Region, Bad Tölz, Miesbach, Weilheim i. OB*. Stadtwerke Bad Tölz.
- STADTWERKE BAD TÖLZ, 2019a. *Stromertrag einer Windparkbeteiligung der Stadtwerke Bad Tölz eines Windparks in Oberbayern. Stündliche Daten für die Jahre 2017/2018*.
- STADTWERKE BAD TÖLZ, 2019b. *Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe für Anlagen einer Windparkbeteiligung der Stadtwerke Bad Tölz eines Windparks in Oberbayern. Stündliche Daten für die Jahre 2017/2018*.
- STADTWERKE UNNA, 2015. *VDEW Lastprofile*. Verfügbar unter: http://www.gipsprojekt.de/featureGips/Gips.jsessionid=36DBE8EAF15E68329A3F6493121749DB?Session-Mandant=sw_unna&Anwendung=EnWGKnotenAnzeigen&PrimaryId=133029&Mandantkuerzel=sw_unna&Navigation=J.
- STRASSER, U., FRANZ, H. & MAUSER, W., 2007. *Distributed modelling of snow processes in the Bertesgaden National Park (Germany)*.
- SUOMALAINEN, K., WANG, V. & SHARP, B., 2017. Rooftop solar potential based on LiDAR data: Bottom-up assessment at neighbourhood level. *Renewable Energy*.
- SWINBANK, W. C., 1963. Long-wave radiation from clear skies. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*, 89, 339-348.
- TAMPUBOLON, T., ABDULLAH, K., SAN, L. H. & YANTI, J., 2015. The identification of geothermal with geographic information system and remote sensing in district of Dolok Marawa. *2ND PADJADJARAN INTERNATIONAL PHYSICS SYMPOSIUM 2015 (PIPS-2015): Materials Functionalization and Energy Conservations*, 1712, 030011.
- TOBIN, I., GREUELL, W., JEREZ, S., LUDWIG, F., VAUTARD, R., VLIET, M. T. H. V. & BRÉON, F.-M., 2018. Vulnerabilities and resilience of European power generation to 1.5 °C, 2 °C and 3 °C warming. *Environmental Research Letters*, 13, 044024.
- TOBIN, I., JEREZ, S., VAUTARD, R., THAIS, F., MEIJGAARD, E. V., PREIN, A., DÉQUÉ, M., KOTLARSKI, S., MAULE, C. F., NIKULIN, G., NOËL, T. & TEICHMANN, C., 2016. Climate change impacts on the power generation potential of a European mid-century wind farms scenario. *Environmental Research Letters*, 11, 034013.
- TOBIN, I., VAUTARD, R., BALOG, I., BRÉON, F.-M., JEREZ, S., RUTI, P. M., THAIS, F., VRAC, M. & YIOU, P., 2015. Assessing climate change impacts on European wind energy from ENSEMBLES high-resolution climate projections. *Climatic Change*, 128, 99-112.
- TODINI, E., 2007. A mass conservative and water storage consistent variable parameter Muskingum-Cunge approach. *Hydrology and Earth System Sciences*, 4, 1549-1592.
- TOTSCHNIG, G., HIRNER, R., MÜLLER, A., KRANZL, L., HUMMEL, M., NACHTNEBEL, H.-P., STANZEL, P., SCHICKER, I. & FORMAYER, H., 2017. Climate change impact and resilience in the electricity sector: The example of Austria and Germany. *Energy Policy*, 103, 238-248.
- UBA, 2018. *Umgebungswärme und Wärmepumpen* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/umgebungswaerme-waermepumpen#umgebungsw%C3%A4rme> [Abgerufen am 16.07.2020].
- UBA, 2019a. *Bioenergie – ein weites und komplexes Feld* [Online]. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie#textpart-1> [Abgerufen am 02.04.2019].

- UBA, 2019b. *Erneuerbare-Energien-Gesetz* [Online]. Umweltbundesamt. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-gesetz#erfolg> [Abgerufen am 15.07.2020].
- UNFCCC, 2017. *The Paris Agreement* [Online]. United Nations Framework Convention on Climate Change. Verfügbar unter: http://unfccc.int/paris_agreement/items/9485.php [Abgerufen am 24.11.2017].
- UNFCCC, 2019. *Paris Agreement - Status of Ratification* [Online]. Verfügbar unter: <https://unfccc.int/process/the-paris-agreement/status-of-ratification> [Abgerufen am 08.04.2019].
- VERBRAUCHERZENTRALE BAYERN E.V., 2018. *Solarthermie: Solarwärme für Warmwasser und Heizung* [Online]. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale-bayern.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/solarthermie-solarwaerme-fuer-warmwasser-und-heizung-5568> [Abgerufen am 23.03.2019].
- WALBERG, D., 2012. *Typische Energieverbrauchskennwerte deutscher Wohngebäude*. Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen e.V. (ARGE e.V.). Verfügbar unter: http://www.iwu.de/fileadmin/user_upload/dateien/energie/ake48/IWU-Tagung_2012-05-31Walberg_ARGE_Energieverbrauchskennwerte.pdf.
- WATANABE, S., HAJIMA, T., SUDO, K., NAGASHIMA, T., TAKEMURA, T., OKAJIMA, H., NOZAWA, T., KAWASE, H., ABE, M. & YOKOHATA, T., 2011. MIROC-ESM 2010: Model description and basic results of CMIP5-20c3m experiments. *Geoscientific Model Development*, 4 (4), 845-872.
- WATTER, H., 2015. *Regenerative Energiesysteme. Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*, Wiesbaden, Springer Vieweg.
- WEIDNER, U., HIENDLMEIER, S., ZENKER, M., BORCHERT, H., FRIEDRICH, S., SCHULMEYER, F. & LEUCHTWEIS, C., 2016. *Energieholzmarkt Bayern 2014. Abschlussbericht*. Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF).
- WENIGER, J., TJADEN, T. & QUASCHNING, V., 2014. Sizing of residential PV battery systems. *Energy Procedia*, 46, 78-87.
- WESSELAK, V. & VOSWINCKEL, S., 2016. *Photovoltaik - Wie Sonne zu Strom wird*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- WILD, M., FOLINI, D., HENSCHER, F., FISCHER, N. & MÜLLER, B., 2015. Projections of long-term changes in solar radiation based on CMIP5 climate models and their influence on energy yields of photovoltaic systems. *Solar Energy*, 116, 12-24.

Anhang

Anhang 1: Durchschnittlicher Wärmebedarf der Wohn- und Nichtwohngebäude in der Modellregion (BayLfStaD, 2011, BayStMUV et al., 2011, Walberg, 2012, BayLfStaD, 2015d, BayLfStaD, 2015c, BayLfStaD, 2015e, Bayernwerk, 2017, Elektrizitätswerke Böbing e.G., 2017, Elektrizitätswerke Tegernsee, 2017, Gemeindewerke Holzkirchen, 2017, Gemeindewerke Peißenberg, 2017, Lechwerke, 2017, Stadtwerke Bad Tölz, 2017, BayLfStaD, 2018).

Gemeinde	Ø Wärmebedarf pro Wohngebäude [kWh/a]	Ø Wärmebedarf pro Nichtwohngebäude [kWh/a]
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen		
Bad Heilbrunn	29.261	18.233
Bad Tölz	33.789	23.511
Benediktbeuern	28.724	20.334
Bichl	33.062	20.387
Dietramszell	32.067	18.532
Egling	30.114	18.681
Eurasburg	29.523	17.844
Gaißach	30.583	18.379
Geretsried	31.191	20.414
Greiling	31.039	15.499
Icking	38.997	23.750
Jachenau	26.553	16.649
Kochel a.See	32.309	19.881
Königsdorf	27.526	16.675
Lenggries	29.425	17.843
Münsing	32.459	18.878
Reichersbeuern	31.666	18.095
Sachsenkam	23.303	19.703
Schlehdorf	25.390	18.808
Wackersberg	31.668	18.487
Wolfratshausen	27.352	25.251
Landkreis Miesbach		
Bad Wiessee	37.665	20.861
Bayrischzell	28.578	21.323
Fischbachau	31.397	19.698
Gmund	31.257	19.910
Hausham	33.485	22.193
Holzkirchen	26.544	21.398
Irschenberg	36.132	19.442
Kreuth	36.132	22.386
Miesbach	29.960	22.266
Otterfing	27.772	20.890
Rottach-Egern	36.246	20.729
Schliersee	31.570	21.260
Tegernsee	45.767	22.864
Valley	31.439	19.746
Waakirchen	29.955	20.006

Gemeinde	Ø Wärmebedarf pro Wohngebäude [kWh/a]	Ø Wärmebedarf pro Nichtwohngebäude [kWh/a]
Warngau	31.736	19.461
Weyarn	30.871	20.648
Landkreis Weilheim-Schongau		
Altenstadt	29.097	18.565
Antdorf	32.600	17.240
Bernbeuren	29.804	17.765
Bernried	29.530	21.931
Böbing	30.515	18.540
Burggen	28.646	20.330
Eberfing	27.502	17.153
Eglfing	31.691	17.517
Habach	31.607	18.955
Hohenfurch	29.562	19.074
Hohenpeißenberg	28.286	19.961
Oberhausen	25.129	18.128
Iffeldorf	27.712	17.307
Ingenried	35.860	17.538
Huglfing	34.376	18.982
Obersöchering	28.573	17.480
Pähl	28.376	18.141
Peißenberg	28.860	21.998
Peiting	27.683	18.401
Penzberg	27.957	23.662
Polling	29.822	18.193
Prem	34.592	16.836
Raisting	26.360	19.770
Rottenbuch	31.743	16.907
Schongau	27.717	22.170
Schwabbruck	28.579	17.656
Schwabsoien	35.471	19.535
Seeshaupt	32.173	18.538
Sindelsdorf	28.732	17.746
Steingaden	32.873	16.479
Weilheim	28.056	22.793
Wessobrunn	31.378	17.727
Wielenbach	29.069	17.482
Wildsteig	32.849	18.349

Anhang 2: Dimensionierung der Solarthermieranlagen für Wohngebäude in der Modellregion (BayLfStaD, 2011, Eicker, 2012, AdV, 2015, BayLfStaD, 2015b, Verbraucherzentrale Bayern e.V., 2018).

Gemeinde	Einwohner (EW)	Anzahl der Wohngebäude	Wohnfläche je Wohngebäude [m ²]	EW pro Gebäude	Kollektorfläche zur Heizungsunterstützung [m ²] ¹⁾	Kollektorfläche zur Trinkwassererwärmung [m ²] ²⁾	Kollektorfläche für Kombianlage [m ²]
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen							
Bad Heilbrunn	3.775	939	106,1	4,0	10,6	6,0	16,6
Bad Tölz	18.070	3.163	85,4	5,7	10,0	8,6	18,6
Benediktbeuern	3.500	843	94,6	4,2	10,0	6,2	16,2
Bichl	2.124	561	113,9	3,8	11,4	5,7	17,1
Dietramszell	5.313	1.278	122,9	4,2	12,3	6,2	18,5
Egling	5.400	1.372	122,5	3,9	12,3	5,9	18,2
Eurasburg	4.319	1.119	125,2	3,9	12,5	5,8	18,3
Gaißach	3.021	678	103,9	4,5	10,4	6,7	17,1
Geretsried	23.610	4.260	91,6	5,5	10,0	8,3	18,3
Greiling	1.423	373	113,4	3,8	11,3	5,7	17,1
Icking	3.695	1.182	154,9	3,1	15,5	4,7	20,2
Jachenau	833	222	114,0	3,8	11,4	5,6	17,0
Kochel a.See	3.997	1.109	97,2	3,6	10,0	5,4	15,4
Königsdorf	2.988	788	115,1	3,8	11,5	5,7	17,2
Lenggries	9.787	2.355	98,1	4,2	10,0	6,2	16,2
Münsing	4.199	1.168	132,9	3,6	13,3	5,4	18,7
Reichersbeuern	2.267	526	107,1	4,3	10,7	6,5	17,2
Sachsenkam	1.303	320	112,1	4,1	11,2	6,1	17,3
Schlehdorf	1.217	318	108,2	3,8	10,8	5,7	16,6
Wackersberg	3.434	759	99,6	4,5	10,0	6,8	16,8
Wolfratshausen	17.843	3.881	93,8	4,6	10,0	6,9	16,9
Landkreis Miesbach							
Bad Wiessee	4.731	992	87,0	4,8	10,0	7,2	17,2
Bayrischzell	1.592	478	99,2	3,3	10,0	5,0	15,0
Fischbachau	5.626	1.450	103,1	3,9	10,3	5,8	16,1
Gmund	5.890	1.616	101,5	3,6	10,2	5,5	15,6
Hausham	8.135	1.531	85,3	5,3	10,0	8,0	18,0
Holzkirchen	15.804	3.532	102,9	4,5	10,3	6,7	17,0
Irschenberg	3.192	655	127,4	4,9	12,7	7,3	20,0
Kreuth	3.474	928	93,2	3,7	10,0	5,6	15,6
Miesbach	11.136	2.321	96,5	4,8	10,0	7,2	17,2
Otterfing	4.605	1.159	114,5	4,0	11,5	6,0	17,4
Rottach-Egern	5.607	1.788	108,9	3,1	10,9	4,7	15,6
Schliersee	6.784	1.896	97,1	3,6	10,0	5,4	15,4
Tegernsee	3.639	836	96,9	4,4	10,0	6,5	16,5
Valley	3.098	707	119,7	4,4	12,0	6,6	18,5
Waakirchen	5.571	1.398	105,5	4,0	10,6	6,0	16,5
Warngau	3.799	873	121,9	4,4	12,2	6,5	18,7
Weyarn	3.366	836	124,7	4,0	12,5	6,0	18,5

Gemeinde	Einwohner (EW)	Anzahl der Wohngebäude	Wohnfläche je Wohngebäude [m ²]	EW pro Gebäude	Kollektorfläche zur Heizungsunterstützung [m ²] ¹⁾	Kollektorfläche zur Trinkwassererwärmung [m ²] ²⁾	Kollektorfläche für Kombianlage [m ²]
Landkreis Weilheim-Schongau							
Altenstadt	3.222	884	103,7	3,6	10,4	5,5	15,8
Antdorf	1.247	289	122,7	4,3	12,3	6,5	18,7
Bernbeuren	2.399	716	125,9	3,4	12,6	5,0	17,6
Bernried	2.158	530	101,6	4,1	10,2	6,1	16,3
Böbing	1.778	441	121,2	4,0	12,1	6,0	18,2
Burggen	1.666	494	126,3	3,4	12,6	5,1	17,7
Eberfing	1.354	352	126,2	3,8	12,6	5,8	18,4
Eglfing	1.019	257	128,2	4,0	12,8	5,9	18,8
Habach	1.111	273	130,8	4,1	13,1	6,1	19,2
Hohenfurch	1.529	479	126,3	3,2	12,6	4,8	17,4
Hohenpeißenberg	3.736	1.169	106,8	3,2	10,7	4,8	15,5
Oberhausen	2.648	725	122,6	3,7	12,3	5,5	17,7
Iffeldorf	2.494	735	112,3	3,4	11,2	5,1	16,3
Ingenried	983	271	147,1	3,6	14,7	5,4	20,2
Huglfing	2.042	599	129,1	3,4	12,9	5,1	18,0
Obersöchering	1.514	361	124,1	4,2	12,4	6,3	18,7
Pähl	2.350	731	128,2	3,2	12,8	4,8	17,6
Peißenberg	12.364	3.024	97,6	4,1	10,0	6,1	16,1
Peiting	11.359	2.946	99,9	3,9	10,0	5,8	15,8
Penzberg	16.209	3.649	96,3	4,4	10,0	6,7	16,7
Polling	3.225	909	116,0	3,5	11,6	5,3	16,9
Prem	847	269	121,9	3,1	12,2	4,7	16,9
Raisting	2.228	667	120,9	3,3	12,1	5,0	17,1
Rottenbuch	1.687	481	117,8	3,5	11,8	5,3	17,0
Schongau	11.912	2.786	93,5	4,3	10,0	6,4	16,4
Schwabbruck	949	260	124,5	3,7	12,5	5,5	17,9
Schwabsoien	1.297	393	131,7	3,3	13,2	5,0	18,1
Seeshaupt	3.047	878	113,4	3,5	11,3	5,2	16,5
Sindelsdorf	1.122	286	112,0	3,9	11,2	5,9	17,1
Steingaden	2.739	770	120,7	3,6	12,1	5,3	17,4
Weilheim	21.534	4.832	95,8	4,5	10,0	6,7	16,7
Wessobrunn	2.146	571	126,6	3,8	12,7	5,6	18,3
Wielenbach	3.190	938	118,5	3,4	11,8	5,1	16,9
Wildsteig	1.282	349	126,1	3,7	12,6	5,5	18,1

¹⁾ 1 m² Kollektorfläche pro 10 m² Wohnfläche, mindestens jedoch 10 m² (Verbraucherzentrale Bayern e.V., 2018)

²⁾ 1,5 m² Kollektorfläche pro Person (EW) (Eicker, 2012)

Anhang 3: Dimensionierung der Solarthermieanlagen für Nichtwohngebäude in der Modellregion (BayLfStaD, 2011, Eicker, 2012, AdV, 2015, BayLfStaD, 2015b, Verbraucherzentrale Bayern e.V., 2018).

Gemeinde	Wärmebedarf pro Wohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Wärmebedarf pro Nichtwohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Kollektorfläche Kombianlage Wohngebäude [m ²] ²⁾	Bedarf/Kollektorfläche Kombianlage Wohngebäude ²⁾	Kollektorfläche Kombianlage Nichtwohngebäude
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen					
Bad Heilbrunn	29.261	18.233	16,6	1.758	10,4
Bad Tölz	33.789	23.511	18,6	1.820	12,9
Benediktbeuern	28.724	20.334	16,2	1.770	11,5
Bichl	33.062	20.387	17,1	1.937	10,5
Dietramszell	32.067	18.532	18,5	1.731	10,7
Egling	30.114	18.681	18,2	1.658	11,3
Eurasburg	29.523	17.844	18,3	1.612	11,1
Gaißach	30.583	18.379	17,1	1.791	10,3
Geretsried	31.191	20.414	18,3	1.703	12,0
Greiling	31.039	15.499	17,1	1.819	8,5
Icking	38.997	23.750	20,2	1.932	12,3
Jachenau	26.553	16.649	17,0	1.559	10,7
Kochel a.See	32.309	19.881	15,4	2.097	9,5
Königsdorf	27.526	16.675	17,2	1.600	10,4
Lenggries	29.425	17.843	16,2	1.813	9,8
Münsing	32.459	18.878	18,7	1.737	10,9
Reichersbeuern	31.666	18.095	17,2	1.844	9,8
Sachsenkam	23.303	19.703	17,3	1.345	14,6
Schlehdorf	25.390	18.808	16,6	1.533	12,3
Wackersberg	31.668	18.487	16,8	1.887	9,8
Wolfratshausen	27.352	25.251	16,9	1.619	15,6
Landkreis Miesbach					
Bad Wiessee	37.665	20.861	17,2	2.196	9,5
Bayrischzell	28.578	21.323	15,0	1.906	11,2
Fischbachau	31.397	19.698	16,1	1.947	10,1
Gmund	31.257	19.910	15,6	2.001	10,0
Hausham	33.485	22.193	18,0	1.863	11,9
Holzkirchen	26.544	21.398	17,0	1.561	13,7
Irschenberg	36.132	19.442	20,0	1.802	10,8
Kreuth	36.132	22.386	15,6	2.314	9,7
Miesbach	29.960	22.266	17,2	1.742	12,8
Otterfing	27.772	20.890	17,4	1.595	13,1
Rottach-Egern	36.246	20.729	15,6	2.325	8,9
Schliersee	31.570	21.260	15,4	2.054	10,3
Tegernsee	45.767	22.864	16,5	2.769	8,3
Valley	31.439	19.746	18,5	1.695	11,6
Waakirchen	29.955	20.006	16,5	1.812	11,0
Warngau	31.736	19.461	18,7	1.696	11,5
Weyarn	30.871	20.648	18,5	1.668	12,4

Gemeinde	Wärmebedarf pro Wohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Wärmebedarf pro Nichtwohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Kollektorfläche Kombianlage Wohngebäude [m ²] ²⁾	Bedarf/Kollektorfläche Kombianlage Wohngebäude ²⁾	Kollektorfläche Kombianlage Nichtwohngebäude
Landkreis Weilheim-Schongau					
Altenstadt	29.097	18.565	15,8	1.837	10,1
Antdorf	32.600	17.240	18,7	1.739	9,9
Bernbeuren	29.804	17.765	17,6	1.692	10,5
Bernried	29.530	21.931	16,3	1.816	12,1
Böbing	30.515	18.540	18,2	1.679	11,0
Burggen	28.646	20.330	17,7	1.619	12,6
Eberfing	27.502	17.153	18,4	1.495	11,5
Eglfing	31.691	17.517	18,8	1.689	10,4
Habach	31.607	18.955	19,2	1.648	11,5
Hohenfurch	29.562	19.074	17,4	1.698	11,2
Hohenpeißenberg	28.286	19.961	15,5	1.827	10,9
Oberhausen	25.129	18.982	17,7	1.416	13,4
Iffeldorf	27.712	17.307	16,3	1.698	10,2
Ingenried	35.860	17.538	20,2	1.779	9,9
Huglfing	34.376	18.128	18,0	1.908	9,5
Obersöchering	28.573	17.480	18,7	1.528	11,4
Pähl	28.376	18.141	17,6	1.609	11,3
Peißenberg	28.860	21.998	16,1	1.789	12,3
Peiting	27.683	18.401	15,8	1.754	10,5
Penzberg	27.957	23.662	16,7	1.678	14,1
Polling	29.822	18.193	16,9	1.763	10,3
Prem	34.592	16.836	16,9	2.045	8,2
Raisting	26.360	19.770	17,1	1.542	12,8
Rottenbuch	31.743	16.907	17,0	1.862	9,1
Schongau	27.717	22.170	16,4	1.689	13,1
Schwabbruck	28.579	17.656	17,9	1.594	11,1
Schwabsoien	35.471	19.535	18,1	1.957	10,0
Seeshaupt	32.173	18.538	16,5	1.945	9,5
Sindelsdorf	28.732	17.746	17,1	1.681	10,6
Steingaden	32.873	16.479	17,4	1.889	8,7
Weilheim	28.056	22.793	16,7	1.682	13,6
Wessobrunn	31.378	17.727	18,3	1.715	10,3
Wielenbach	29.069	17.482	16,9	1.715	10,2
Wildsteig	32.849	18.349	18,1	1.813	10,1

¹⁾ siehe Anhang 1

²⁾ siehe Anhang 2

Anhang 4: Dimensionierung der Umgebungswärmeanlagen für Wohngebäude in der Modellregion (Dimplex, 2007, Ochsner, 2009, BayLfStaD, 2011, Novelan, 2014, BayLfStaD, 2015b).

Gemeinde	Wohnfläche je Wohngebäude [m ²]	Einwohner pro Gebäude	Wärmebedarf Wohngebäude [kWh/m ²] ¹⁾	Gebäudewärmebedarf [kW]	Bedarf für Trinkwassererwärmung [kW]	Gesamtwärmebedarf [kW]	Anlagenleistung Wohngebäude [kW]
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen							
Bad Heilbrunn	106,1	4,0	164,2	8,5	1,0	9,5	12,7
Bad Tölz	85,4	5,7	144,4	6,8	1,4	8,2	11,0
Benediktbeuern	94,6	4,2	153,7	7,6	1,1	8,7	11,6
Bichl	113,9	3,8	157,8	9,1	1,0	10,1	13,4
Dietramszell	122,9	4,2	165,7	9,8	1,0	10,9	14,5
Egling	122,5	3,9	167,7	9,8	1,0	10,8	14,4
Eurasburg	125,2	3,9	158,1	10,0	1,0	11,0	14,6
Gaißach	103,9	4,5	164,7	8,3	1,1	9,4	12,6
Geretsried	91,6	5,5	140,3	7,3	1,4	8,8	11,7
Greiling	113,4	3,8	162,9	9,1	1,0	10,1	13,5
Icking	154,9	3,1	200,5	12,4	0,8	13,2	17,6
Jachenau	114,0	3,8	172,9	9,1	1,1	10,3	13,7
Kochel a.See	97,2	3,6	176,6	7,8	0,9	8,7	11,6
Königsdorf	115,1	3,8	154,2	9,2	0,9	10,1	13,5
Lenggries	98,1	4,2	159,9	7,8	1,1	8,9	11,9
Münsing	132,9	3,6	164,9	10,6	0,9	11,6	15,4
Reichersbeuern	107,1	4,3	160,0	8,6	1,0	9,6	12,8
Sachsenkam	112,1	4,1	133,5	9,0	1,0	10,0	13,4
Schlehdorf	108,2	3,8	152,7	8,7	1,0	9,6	12,9
Wackersberg	99,6	4,5	158,6	8,0	1,1	9,1	12,1
Wolfratshausen	93,8	4,6	141,2	7,5	1,2	8,7	11,6
Landkreis Miesbach							
Bad Wiessee	87,0	4,8	156,6	7,0	1,3	8,2	11,0
Bayrischzell	99,2	3,3	189,7	7,9	1,0	8,9	11,9
Fischbachau	103,1	3,9	175,2	8,2	1,0	9,2	12,3
Gmund	101,5	3,6	173,3	8,1	1,0	9,2	12,2
Hausham	85,3	5,3	159,1	6,8	1,2	8,1	10,8
Holzkirchen	102,9	4,5	137,0	8,2	1,1	9,3	12,5
Irschenberg	127,4	4,9	172,3	10,2	1,1	11,3	15,0
Kreuth	93,2	3,7	174,5	7,5	1,0	8,4	11,3
Miesbach	96,5	4,8	149,9	7,7	1,2	8,9	11,9
Otterfing	114,5	4,0	154,6	9,2	1,0	10,2	13,5
Rottach-Egern	108,9	3,1	173,2	8,7	0,9	9,6	12,8
Schliersee	97,1	3,6	170,9	7,8	0,9	8,7	11,6
Tegernsee	96,9	4,4	167,5	7,8	1,1	8,8	11,8
Valley	119,7	4,4	163,8	9,6	1,1	10,7	14,2
Waakirchen	105,5	4,0	163,0	8,4	1,0	9,4	12,5
Warngau	121,9	4,4	158,6	9,7	1,0	10,8	14,3
Weyarn	124,7	4,0	165,8	10,0	1,0	11,0	14,6

Gemeinde	Wohnfläche je Wohn- gebäude [m ²]	Einwohner pro Gebäude	Wärme- bedarf Wohn- gebäude [kWh/m ²] ¹⁾	Gebäude- wärme- bedarf [kW]	Bedarf für Trink- wasser erwärmung [kW]	Gesamt- wärme- bedarf [kW]	Anlagen- leistung Wohn- gebäude [kW]
Landkreis Weilheim-Schongau							
Altenstadt	103,7	3,6	177,7	8,3	1,0	9,3	12,3
Antdorf	122,7	4,3	164,7	9,8	1,0	10,8	14,5
Bernbeuren	125,9	3,4	179,9	10,1	0,8	10,9	14,5
Bernried	101,6	4,1	149,8	8,1	1,0	9,2	12,2
Böbing	121,2	4,0	172,9	9,7	1,0	10,7	14,3
Burgen	126,3	3,4	173,7	10,1	0,9	11,0	14,6
Eberfing	126,2	3,8	147,2	10,1	0,9	11,0	14,7
Eglfing	128,2	4,0	163,8	10,3	1,1	11,3	15,1
Habach	130,8	4,1	156,3	10,5	1,0	11,4	15,2
Hohenfurch	126,3	3,2	189,8	10,1	0,8	10,9	14,6
Hohenpeißenberg	106,8	3,2	176,5	8,5	0,8	9,3	12,5
Oberhausen	122,6	3,7	170,7	10,3	0,9	11,2	14,9
Iffeldorf	112,3	3,4	157,6	9,0	0,9	9,9	13,2
Ingenried	147,1	3,6	184,5	11,8	0,9	12,7	16,9
Huglfing	129,1	3,4	159,9	9,8	0,9	10,8	14,3
Obersöchering	124,1	4,2	148,2	9,9	1,1	11,0	14,7
Pähl	128,2	3,2	163,8	10,3	0,8	11,1	14,8
Peißenberg	97,6	4,1	162,2	7,8	1,0	8,8	11,8
Peiting	99,9	3,9	168,9	8,0	1,0	9,0	12,0
Penzberg	96,3	4,4	143,3	7,7	1,1	8,8	11,8
Polling	116,0	3,5	167,3	9,3	0,9	10,1	13,5
Prem	121,9	3,1	204,0	9,8	0,8	10,6	14,1
Raisting	120,9	3,3	162,9	9,7	0,9	10,5	14,0
Rottenbuch	117,8	3,5	187,2	9,4	0,9	10,3	13,8
Schongau	93,5	4,3	150,7	7,5	1,2	8,6	11,5
Schwabbruck	124,5	3,7	164,4	10,0	0,9	10,9	14,5
Schwabsoien	131,7	3,3	200,8	10,5	0,9	11,4	15,2
Seeshaupt	113,4	3,5	164,3	9,1	0,9	10,0	13,3
Sindelsdorf	112,0	3,9	161,5	9,0	1,0	10,0	13,3
Steingaden	120,7	3,6	184,7	9,7	0,9	10,5	14,0
Weilheim	95,8	4,5	142,9	7,7	1,1	8,8	11,7
Wessobrunn	126,6	3,8	170,3	10,1	0,9	11,0	14,7
Wielenbach	118,5	3,4	178,4	9,5	0,9	10,4	13,8
Wildsteig	126,1	3,7	182,2	10,1	0,9	11,0	14,7

¹⁾ siehe Anhang 1

Anhang 5: Dimensionierung der Umgebungswärmeanlagen für Nichtwohngebäude in der Modellregion (Dimplex, 2007, Ochsner, 2009, BayLfStaD, 2011, Novelan, 2014, BayLfStaD, 2015b).

Gemeinde	Bedarf pro Wohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Bedarf pro Nichtwohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Anlagenleistung Wohngebäude [kW]	Bedarf/Leistung	Anlagenleistung Nichtwohngebäude [kW]
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen					
Bad Heilbrunn	29.261	18.233	12,7	2.303	7,9
Bad Tölz	33.789	23.511	11,0	3.073	7,7
Benediktbeuern	28.724	20.334	11,6	2.487	8,2
Bichl	33.062	20.387	13,4	2.459	8,3
Dietramszell	32.067	18.532	14,5	2.213	8,4
Egling	30.114	18.681	14,4	2.093	8,9
Eurasburg	29.523	17.844	14,6	2.016	8,9
Gaißach	30.583	18.379	12,6	2.429	7,6
Geretsried	31.191	20.414	11,7	2.673	7,6
Greiling	31.039	15.499	13,5	2.307	6,7
Icking	38.997	23.750	17,6	2.214	10,7
Jachenau	26.553	16.649	13,7	1.940	8,6
Kochel a.See	32.309	19.881	11,6	2.777	7,2
Königsdorf	27.526	16.675	13,5	2.040	8,2
Lenggries	29.425	17.843	11,9	2.471	7,2
Münsing	32.459	18.878	15,4	2.104	9,0
Reichersbeuern	31.666	18.095	12,8	2.471	7,3
Sachsenkam	23.303	19.703	13,4	1.745	11,3
Schlehdorf	25.390	18.808	12,9	1.974	9,5
Wackersberg	31.668	18.487	12,1	2.611	7,1
Wolfratshausen	27.352	25.251	11,6	2.355	10,7
Landkreis Miesbach					
Bad Wiessee	37.665	20.861	11,0	3.426	6,1
Bayrischzell	28.578	21.323	11,9	2.407	8,9
Fischbachau	31.397	19.698	12,3	2.556	7,7
Gmund	31.257	19.910	12,2	2.561	7,8
Hausham	33.485	22.193	10,8	3.113	7,1
Holzkirchen	26.544	21.398	12,5	2.131	10,0
Irschenberg	36.132	19.442	15,0	2.401	8,1
Kreuth	36.132	22.386	11,3	3.210	7,0
Miesbach	29.960	22.266	11,9	2.514	8,9
Otterfing	27.772	20.890	13,5	2.051	10,2
Rottach-Egern	36.246	20.729	12,8	2.842	7,3
Schliersee	31.570	21.260	11,6	2.721	7,8
Tegernsee	45.767	22.864	11,8	3.886	5,9
Valley	31.439	19.746	14,2	2.214	8,9
Waakirchen	29.955	20.006	12,5	2.388	8,4
Warngau	31.736	19.461	14,3	2.213	8,8
Weyarn	30.871	20.648	14,6	2.114	9,8

Gemeinde	Bedarf pro Wohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Bedarf pro Nichtwohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Anlagenleistung Wohngebäude [kW]	Bedarf/Leistung	Anlagenleistung Nichtwohngebäude [kW]
Landkreis Weilheim-Schongau					
Altenstadt					
Antdorf	32.600	18.565	14,5	2.255	7,9
Bernbeuren	29.804	17.240	14,5	2.049	7,6
Bernried	29.530	17.765	12,2	2.416	8,7
Böbing	30.515	21.931	14,3	2.134	9,1
Burggen	28.646	18.540	14,6	1.960	8,7
Eberfing	27.502	20.330	14,7	1.872	10,4
Eglfing	31.691	17.153	15,1	2.101	9,2
Habach	31.607	17.517	15,2	2.074	8,3
Hohenfurch	29.562	18.955	14,6	2.030	9,1
Hohenpeißenberg	28.286	19.074	12,5	2.270	9,4
Oberhausen	25.129	19.961	14,9	1.685	8,8
Iffeldorf	27.712	18.982	13,2	2.107	11,3
Ingenried	35.860	17.307	16,9	2.123	8,2
Huglfing	34.376	17.538	14,3	2.398	8,3
Obersöchering	28.573	18.128	14,7	1.948	7,6
Pähl	28.376	17.480	14,8	1.920	9,0
Peißenberg	28.860	18.141	11,8	2.454	9,4
Peiting	27.683	21.998	12,0	2.308	9,0
Penzberg	27.957	18.401	11,8	2.377	8,0
Polling	29.822	23.662	13,5	2.207	10,0
Prem	34.592	18.193	14,1	2.457	8,2
Raisting	26.360	16.836	14,0	1.876	6,9
Rottenbuch	31.743	19.770	13,8	2.308	10,5
Schongau	27.717	16.907	11,5	2.407	7,3
Schwabbruck	28.579	22.170	14,5	1.973	9,2
Schwabsoien	35.471	17.656	15,2	2.335	8,9
Seeshaupt	32.173	19.535	13,3	2.423	8,4
Sindelsdorf	28.732	18.538	13,3	2.163	7,6
Steingaden	32.873	17.746	14,0	2.347	8,2
Weilheim	28.056	16.479	11,7	2.397	7,0
Wessobrunn	31.378	22.793	14,7	2.133	9,5
Wielenbach	29.069	17.727	13,8	2.106	8,3
Wildsteig	32.849	17.482	14,7	2.237	8,3

¹⁾ siehe Anhang 1

Anhang 6: Deckung des Wärmebedarfs für Wohngebäude durch Pelletheizungen (TWE = Trinkwassererwärmung, HZU = Heizungsunterstützung) in der Modellregion.

Gemeinde	Bedarf pro Wohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Deckung bei Solarthermie für TWE mit 55 % Deckungsgrad [kWh/a]	Deckung bei Solarthermie für HZU 22,5 % Deckungsgrad [kWh/a]	Deckung Pelletheizung bei ST für TWE [kWh/a]	Deckung Pelletheizung bei ST für TWE + HZU [kWh/a]
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen					
Bad Heilbrunn	29.261	2.092	5.728	2.7169	21.441
Bad Tölz	33.789	2.416	6.614	3.1373	24.759
Benediktbeuern	28.724	2.054	5.623	2.6670	21.048
Bichl	33.062	2.364	6.472	3.0698	24.226
Dietramszell	32.067	2.293	6.277	2.9775	23.497
Egling	30.114	2.153	5.895	2.7961	22.066
Eurasburg	29.523	2.111	5.779	2.7412	21.633
Gaißach	30.583	2.187	5.987	2.8396	22.410
Geretsried	31.191	2.230	6.106	2.8961	22.855
Greiling	31.039	2.219	6.076	2.8820	22.744
Icking	38.997	2.788	7.634	3.6209	28.575
Jachenau	26.553	1.899	5.198	2.4655	19.457
Kochel a.See	32.309	2.310	6.324	2.9999	23.674
Königsdorf	27.526	1.968	5.388	2.5558	20.170
Lenggries	29.425	2.104	5.760	2.7321	21.561
Münsing	32.459	2.321	6.354	3.0138	23.784
Reichersbeuern	31.666	2.264	6.199	2.9402	23.203
Sachsenkam	23.303	1.666	4.562	2.1637	17.076
Schlehdorf	25.390	1.815	4.970	2.3574	18.604
Wackersberg	31.668	2.264	6.199	2.9404	23.205
Wolfratshausen	27.352	1.956	5.354	2.5396	20.042
Landkreis Miesbach					
Bad Wiessee	37.665	2.693	7.373	34.972	27.599
Bayrischzell	28.578	2.043	5.594	26.535	20.940
Fischbachau	31.397	2.245	6.146	29.152	23.006
Gmund	31.257	2.235	6.118	29.022	22.903
Hausham	33.485	2.394	6.555	31.091	24.536
Holzkirchen	26.544	1.898	5.196	24.646	19.450
Irschenberg	36.132	2.583	7.073	33.549	26.476
Kreuth	36.132	2.583	7.073	33.549	26.476
Miesbach	29.960	2.142	5.865	27.818	21.953
Otterfing	27.772	1.986	5.436	25.786	20.350
Rottach-Egern	36.246	2.592	7.095	33.654	26.559
Schliersee	31.570	2.257	6.180	29.312	23.133
Tegernsee	45.767	3.272	8.959	42.495	33.536
Valley	31.439	2.248	6.154	29.191	23.037
Waakirchen	29.955	2.142	5.864	27.813	21.950
Warngau	31.736	2.269	6.212	29.467	23.254
Weyarn	30.871	2.207	6.043	28.664	22.621

Gemeinde	Bedarf pro Wohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Deckung bei Solarthermie für TWE mit 55 % Deckungsgrad [kWh/a]	Deckung bei Solarthermie für HZU 22,5 % Deckungsgrad [kWh/a]	Deckung Pelletheizung bei ST für TWE [kWh/a]	Deckung Pelletheizung bei ST für TWE + HZU [kWh/a]
Landkreis Weilheim-Schongau					
Altenstadt	29.097	2.080	5.696	27.016	21.321
Antdorf	32.600	2.331	6.381	30.269	23.888
Bernbeuren	29.804	2.131	5.834	27.673	21.839
Bernried	29.530	2.111	5.781	27.419	21.638
Böbing	30.515	2.182	5.973	28.333	22.360
Burgen	28.646	2.048	5.608	26.598	20.991
Eberfing	27.502	1.966	5.383	25.535	20.152
Eglfing	31.691	2.266	6.203	29.425	23.221
Habach	31.607	2.260	6.187	29.347	23.160
Hohenfurch	29.562	2.114	5.787	27.449	21.662
Hohenpeißenberg	28.286	2.022	5.537	26.264	20.727
Oberhausen	25.129	1.797	4.919	23.332	18.413
Iffeldorf	27.712	1.981	5.425	25.730	20.306
Ingenried	35.860	2.564	7.020	33.296	26.277
Huglfing	34.376	2.458	6.729	31.918	25.189
Obersöchering	28.573	2.043	5.593	26.530	20.937
Pähl	28.376	2.029	5.555	26.347	20.792
Peißenberg	28.860	2.063	5.649	26.796	21.147
Peiting	27.683	1.979	5.419	25.704	20.285
Penzberg	27.957	1.999	5.472	25.958	20.485
Polling	29.822	2.132	5.838	27.690	21.852
Prem	34.592	2.473	6.771	32.118	25.347
Raisting	26.360	1.885	5.160	24.476	19.316
Rottenbuch	31.743	2.270	6.214	29.474	23.260
Schongau	27.717	1.982	5.426	25.735	20.309
Schwabbruck	28.579	2.043	5.594	26.535	20.941
Schwabsoien	35.471	2.536	6.943	32.935	25.992
Seeshaupt	32.173	2.300	6.298	29.873	23.575
Sindelsdorf	28.732	2.054	5.624	26.678	21.054
Steingaden	32.873	2.350	6.435	30.523	24.088
Weilheim	28.056	2.006	5.492	26.050	20.558
Wessobrunn	31.378	2.244	6.142	29.135	22.992
Wielenbach	29.069	2.078	5.690	26.991	21.301
Wildsteig	32.849	2.349	6.430	30.500	24.070

¹⁾ siehe Anhang 1

Anhang 7: Deckung des Wärmebedarfs für Nichtwohngebäude durch Pelletheizungen (TWE = Trinkwassererwärmung, HZU = Heizungsunterstützung) in der Modellregion.

Gemeinde	Bedarf pro Nichtwohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Deckung bei Solarthermie für TWE mit 55 % Deckungsgrad [kWh/a]	Deckung bei Solarthermie für HZU 22,5 % Deckungsgrad [kWh/a]	Deckung Pelletheizung bei ST für TWE + HZU [kWh/a]
Landkreis Bad Tölz-Wolfratshausen				
Bad Heilbrunn	18.233	1.304	3.569	13.360
Bad Tölz	23.511	1.681	4.602	17.228
Benediktbeuern	20.334	1.454	3.980	14.900
Bichl	20.387	1.458	3.991	14.939
Dietramszell	18.532	1.325	3.628	13.579
Egling	18.681	1.336	3.657	13.689
Eurasburg	17.844	1.276	3.493	13.075
Gaißach	18.379	1.314	3.598	13.467
Geretsried	20.414	1.460	3.996	14.958
Greiling	15.499	1.108	3.034	11.357
Icking	23.750	1.698	4.649	17.403
Jachenau	16.649	1.190	3.259	12.200
Kochel a.See	19.881	1.421	3.892	14.568
Königsdorf	16.675	1.192	3.264	12.219
Lenggries	17.843	1.276	3.493	13.074
Münsing	18.878	1.350	3.695	13.833
Reichersbeuern	18.095	1.294	3.542	13.259
Sachsenkam	19.703	1.409	3.857	14.437
Schlehdorf	18.808	1.345	3.682	13.782
Wackersberg	18.487	1.322	3.619	13.546
Wolfratshausen	25.251	1.805	4.943	18.503
Landkreis Miesbach				
Bad Wiessee	20.861	1.492	4.084	15.286
Bayrischzell	21.323	1.525	4.174	15.624
Fischbachau	19.698	1.408	3.856	14.434
Gmund	19.910	1.424	3.897	14.589
Hausham	22.193	1.587	4.344	16.262
Holzkirchen	21.398	1.530	4.189	15.679
Irschenberg	19.442	1.390	3.806	14.246
Kreuth	22.386	1.601	4.382	16.403
Miesbach	22.266	1.592	4.359	16.315
Otterfing	20.890	1.494	4.089	15.307
Rottach-Egern	20.729	1.482	4.058	15.189
Schliersee	21.260	1.520	4.162	15.578
Tegernsee	22.864	1.635	4.476	16.754
Valley	19.746	1.412	3.865	14.469
Waakirchen	20.006	1.430	3.916	14.659
Wamgau	19.461	1.391	3.809	14.260
Weyarn	20.648	1.476	4.042	15.130

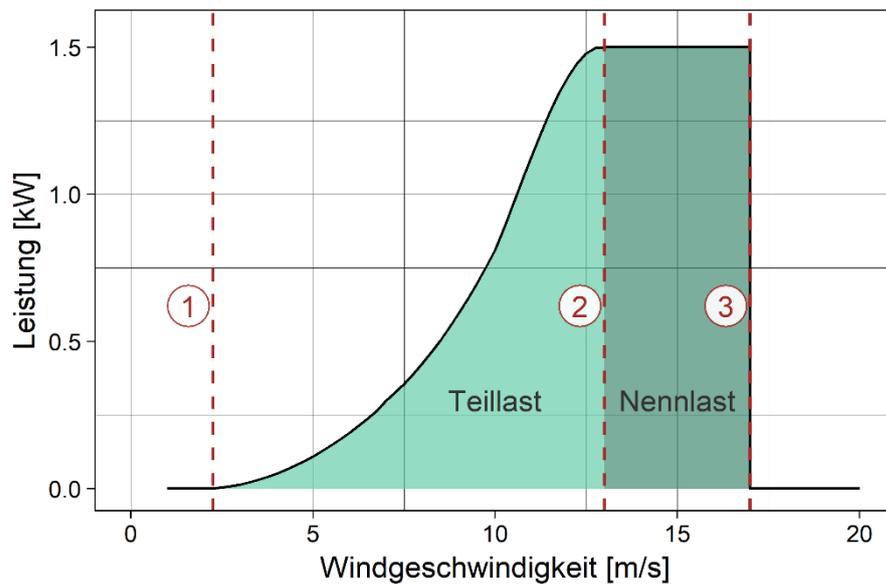
Gemeinde	Bedarf pro Nicht- wohngebäude [kWh/a] ¹⁾	Deckung bei Solar- thermie für TWE mit 55 % Deckungsgrad [kWh/a]	Deckung bei Solar- thermie für HZU 22,5 % Deckungs- grad [kWh/a]	Deckung Pellethei- zung bei ST für TWE + HZU [kWh/a]
Landkreis Weilheim-Schongau				
Altenstadt	18.565	1.327	3.634	13.604
Antdorf	17.240	1.233	3.375	12.633
Bernbeuren	17.765	1.270	3.477	13.017
Bernried	21.931	1.568	4.293	16.070
Böbing	18.540	1.326	3.629	13.585
Burggen	20.330	1.454	3.980	14.897
Eberfing	17.153	1.226	3.358	12.569
Eglfing	17.517	1.252	3.429	12.836
Habach	18.955	1.355	3.710	13.889
Hohenfurch	19.074	1.364	3.734	13.976
Hohenpeißenberg	19.961	1.427	3.907	14.626
Oberhausen	18.982	1.296	3.549	13.283
Iffeldorf	17.307	1.237	3.388	12.682
Ingenried	17.538	1.254	3.433	12.851
Huglfing	18.128	1.357	3.716	13.909
Obersöchering	17.480	1.250	3.422	12.808
Pähl	18.141	1.297	3.551	13.293
Peißenberg	21.998	1.573	4.306	16.119
Peiting	18.401	1.316	3.602	13.483
Penzberg	23.662	1.692	4.632	17.338
Polling	18.193	1.301	3.561	13.331
Prem	16.836	1.204	3.296	12.337
Raisting	19.770	1.414	3.870	14.486
Rottenbuch	16.907	1.209	3.310	12.389
Schongau	22.170	1.585	4.340	16.245
Schwabbruck	17.656	1.262	3.456	12.937
Schwabsoien	19.535	1.397	3.824	14.314
Seeshaupt	18.538	1.325	3.629	13.584
Sindelsdorf	17.746	1.269	3.474	13.003
Steingaden	16.479	1.178	3.226	12.075
Weilheim	22.793	1.630	4.462	16.702
Wessobrunn	17.727	1.267	3.470	12.989
Wielenbach	17.482	1.250	3.422	12.810
Wildsteig	18.349	1.312	3.592	13.445

¹⁾ siehe Anhang 1

Anhang 8: Bewertung der Modellgüte zur Berechnung von Windkraft- und Photovoltaik-Erträgen mithilfe der statistischen Parameter Bestimmtheitsmaß (R^2), Nash-Sutcliffe-Efficiency (NSE) und Steigung der linearen Regression (m) für ausgewählte Anlagen in der Modellregion.

Anlage	Leistung [kW]	Monatserträge			Tageserträge			Stundenerträge		
		R^2	NSE	m	R^2	NSE	m	R^2	NSE	m
PV 1	30,0	0,87	0,75	1,12	0,55	0,49	0,68	0,49	0,48	0,49
PV 2	24,3	0,93	0,87	1,17	0,71	0,67	0,86	0,61	0,61	0,65
PV 3	36,0	0,9	0,68	0,86	0,62	0,4	0,59	0,54	0,41	0,41
PV 4	30,8	0,95	0,87	0,91	0,71	0,63	0,64	0,63	0,57	0,51
PV 5	35,1	0,94	0,89	1,14	0,68	0,66	0,81	0,57	0,56	0,61
PV 6	29,7	0,94	0,9	1,09	0,71	0,68	0,81	0,52	0,51	0,52
PV 7	101,4	0,99	0,87	1,22	0,84	0,73	0,98	0,73	0,66	0,83
PV 8	16,6	0,96	0,92	0,89	0,82	0,78	0,71	0,56	0,54	0,53
PV 9	35,9	0,91	0,81	1,04	0,63	0,55	0,68	0,49	0,46	0,48
PV 10	1.412,8	0,99	0,98	1,05	0,77	0,77	0,8	0,71	0,7	0,74

Anhang 9: Leistungskurve für WindModel1 (1,5 kW Nennleistung, 10 m Nabenhöhe) inkl. Polynome zu deren mathematischer Beschreibung (nach LuvTec GmbH, o.J.).



$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in [0; 3.5]$$

$$E_{Wind} = 0.0108 * v_{hub}^2 - 0.0385 * v_{hub} + 0.0321$$

$$v_{hub} \in]3.5; 7[$$

$$E_{Wind} = 0.0225 * v_{hub}^2 - 0.2115 * v_{hub} + 0.6765$$

$$v_{hub} \in [7; 10[$$

$$E_{Wind} = -0.02 * v_{hub}^3 + 0.635 * v_{hub}^2 - 6.395 * v_{hub} + 21.26$$

$$v_{hub} \in [10; 13[;$$

$$E_{Wind} \in [0; 1.5]$$

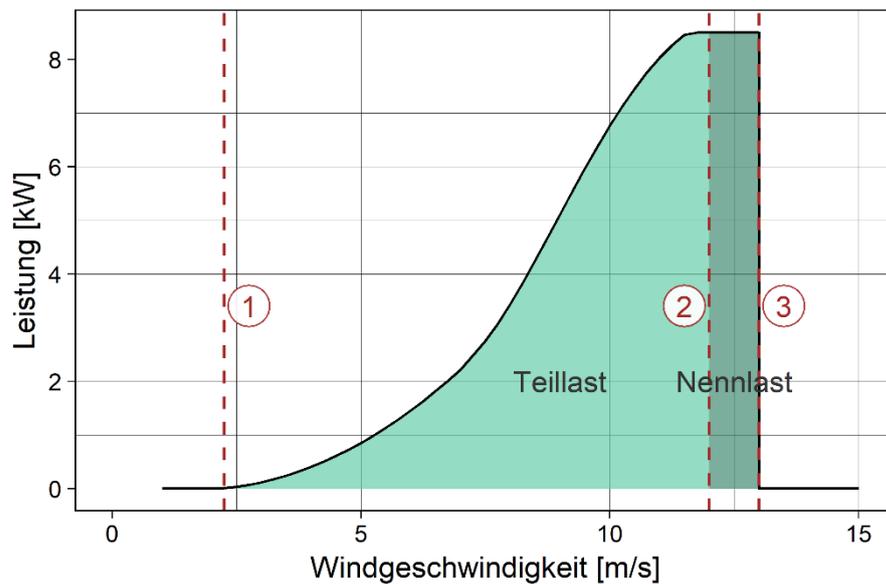
$$E_{Wind} = 1.5$$

$$v_{hub} \in [13; 17[$$

$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in [17; \infty[$$

Anhang 10: Leistungskurve für WindModel2 (8,5 kW Nennleistung, 20 m Nabenhöhe) inkl. Polynome zu deren mathematischer Beschreibung (nach BRAUN Windturbinen GmbH, 2013).



$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in [0; 2.25]$$

$$E_{Wind} = 0.0792 * v_{hub}^2 - 0.2673 * v_{hub} + 0.2071$$

$$v_{hub} \in]2.25; 7.25[$$

$$E_{Wind} = 0.0074 * v_{hub}^4 - 0.3413 * v_{hub}^3 + 5.5998 * v_{hub}^2 - 37.701 * v_{hub} + 91.091$$

$$v_{hub} \in [7.25; 12];$$

$$E_{Wind} \in [0; 8.5]$$

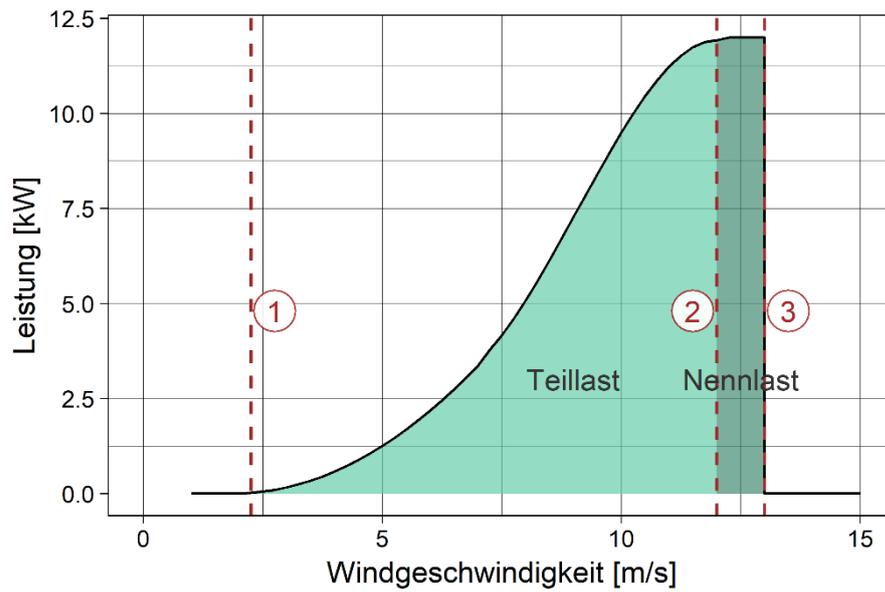
$$E_{Wind} = 8.5$$

$$v_{hub} \in [12; 13]$$

$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in]13; \infty[$$

Anhang 11: Leistungskurve für WindModel3 (12 kW Nennleistung, 25 m Nabenhöhe) inkl. Polynome zu deren mathematischer Beschreibung (nach BRAUN Windturbinen GmbH, 2013)



$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in [0; 2.25]$$

$$E_{Wind} = 0.128 * v_{hub}^2 - 0.4792 * v_{hub} + 0.45$$

$$v_{hub} \in]2.25; 7.25[$$

$$E_{Wind} = -0.0889 * v_{hub}^3 + 2.419 * v_{hub}^2 - 19.642 * v_{hub} + 52.917$$

$$v_{hub} \in [7.25; 12[;$$

$$E_{Wind} \in [0; 12]$$

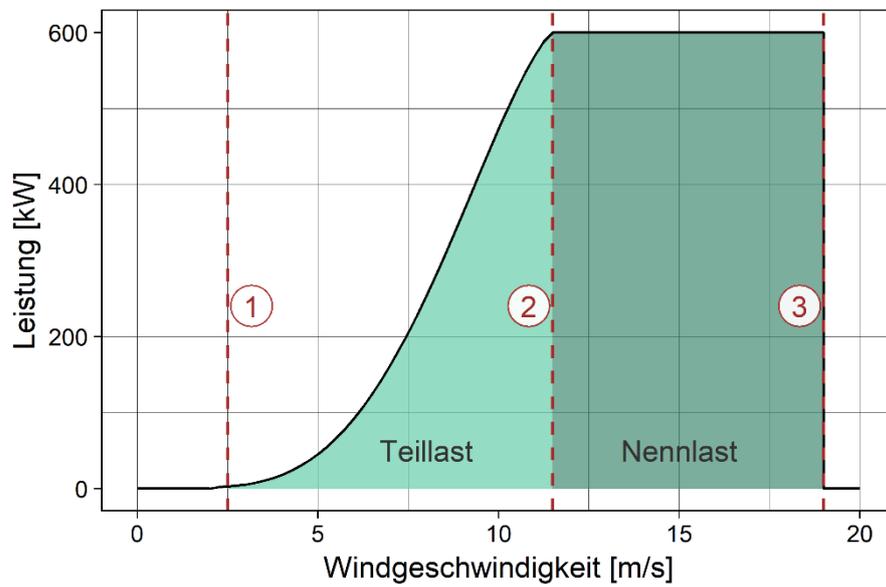
$$E_{Wind} = 12$$

$$v_{hub} \in [12; 13]$$

$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in]13; \infty[$$

Anhang 12: Leistungskurve für WindModel4 (600 kW Nennleistung, 70 m Nabenhöhe) inkl. Polynome zu deren mathematischer Beschreibung (nach Bauer und Matysik, 2020).



$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in [0; 2.5]$$

$$E_{Wind} = -0.0116 * v_{hub}^5 + 0.197 * v_{hub}^4 - 0.3087 * v_{hub}^3 - 0.46 * v_{hub}^2 + 1.879 * v_{hub} - 0.9234$$

$$v_{hub} \in [2.5; 11.5];$$

$$E_{Wind} \in [0; 600]$$

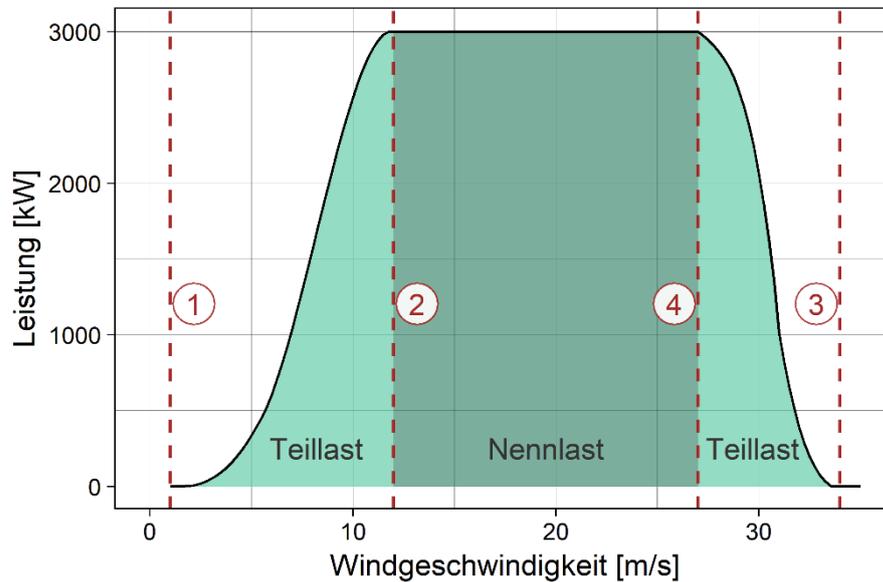
$$E_{Wind} = 600$$

$$v_{hub} \in]11.5; 19]$$

$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in]19; \infty[$$

Anhang 13: Leistungskurve einer synthetischen Anlage für WindModel5 (3.000 kW Nennleistung, 149 m Nabhöhe) inkl. Polynome zu deren mathematischer Beschreibung (nach LTW, ENERCON, 2015, Bauer und Matysik, 2020).



$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in [0; 1]$$

$$E_{Wind} = 3 * v_{hub} - 3$$

$$v_{hub} \in]1; 2]$$

$$E_{Wind} = 0.1771 * v_{hub}^4 + 0.8495 * v_{hub}^3 + 12.247 * v_{hub}^2 - 42.64 * v_{hub} + 29.417$$

$$v_{hub} \in]2; 5]$$

$$E_{Wind} = -13.056 * v_{hub}^3 + 320.17 * v_{hub}^2 - 2073.8 * v_{hub} + 4344.3$$

$$v_{hub} \in]5; 12[;$$

$$E_{Wind} \in [0; 3000]$$

$$E_{Wind} = 3000$$

$$v_{hub} \in [12; 27]$$

$$E_{Wind} = -28.708 * v_{hub}^3 + 2349.1 * v_{hub}^2 - 64194 * v_{hub} + 588810$$

$$v_{hub} \in]27; 31[$$

$$E_{Wind} = -18.25 * v_{hub}^3 + 1912.3 * v_{hub}^2 - 66774 * v_{hub} + 776974$$

$$v_{hub} \in [31; 34[;$$

$$E_{Wind} \in [0; 3000]$$

$$E_{Wind} = 0$$

$$v_{hub} \in [34; \infty[$$

Anhang 14: Anzahl der neu installierten Anlagen in der Simulation des Energiesystems mit den derzeit nutzbaren Potentialen.

Anlagentyp		TOL	MB	WM	EWO
Photovoltaik	Wohngebäude	18.447	15.219	21.960	55.626
	Nichtwohngebäude	16.789	14.506	24.270	55.565
	Freiflächen	14	31	80	125
Solarthermie	Wohngebäude	11.283	10.911	15.001	37.195
	Nichtwohngebäude	1.441	1.500	1.651	4.592
Pelletheizungen	Wohngebäude	11.243	10.838	14.961	37.042
	Nichtwohngebäude	1.441	1.500	1.651	4.592
Windkraft		5	16	13	34
Wasserkraft	Neubau	5	10	1	16
	Modernisierung	1	0	4	5
Tiefengeothermie		1	1	2	4
Umgebungswärme	Wohngebäude	10.069	10.047	13.673	33.789
	Nichtwohngebäude	1.297	1.340	1.531	4.168