

INOLA-
Arbeitsbericht Nr. 10
September 2019

SIMULATION REGIONALER ENERGIEPFADE IM OBERLAND BIS 2035/ 2045

AKTEURSENTSCHEIDUNGEN, ENERGIE- UND STOFFSTRÖME SOWIE ÖKONOMISCHE EFFEKTE

Martin Danner, Anne von Streit, Eva Halwachs, Veronika Locherer, Andrea Reimuth, Ana Maria Montoya Gomez, Markus Zimmer, Marie-Theres von Schickfus, Jana Lippelt, Monika Prasch, Wolfram Mauser

Diese Studie wurde im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) von 2014 bis 2019 geförderten Projekts INOLA (Innovationen für nachhaltiges Land- und Energiemanagement auf regionaler Ebene) erstellt. Für den Inhalt und die Ergebnisse der Studie sind die Autoren verantwortlich.

Autoren: Martin Danner, Veronika Locherer, Wolfram Mauser, Andrea Reimuth, Monika Prasch (LMU München, Department für Geographie, Lehr- und Forschungseinheit Hydrologie und Fernerkundung), Eva Halwachs, Anne von Streit (LMU München, Department für Geographie, Lehr- und Forschungseinheit Mensch-Umweltbeziehungen), Jana Lippelt, Ana Maria Montoya Gomez, Marie-Theres von Schickfus, Markus Zimmer (ifo Institut - Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e.V., Zentrum für Energie, Klima und Ressourcen)
© September 2019

Kontakt: Dr. Anne von Streit
Department für Geographie
Ludwig-Maximilians-Universität München
Luisenstr. 37
80333 München
E-Mail: anne.vonstreit@lmu.de

Martin Danner
Department für Geographie
Ludwig-Maximilians-Universität München
Luisenstr. 37
80333 München
E-Mail: martin.danner@geographie.uni-muenchen.de

Alle **INOLA-Arbeitsberichte** sind auf der Projektseite www.inola-region.de verfügbar.

Bereits veröffentlichte INOLA-Arbeitsberichte:

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 1: Naturräumliche Gegebenheiten und räumliche Analyse der Energieanlagen in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 2: Regionale Analyse des Energiesystems in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 3: Das naturräumliche und technische Potential für Erneuerbare Energien in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 4: Maßnahmenanalyse der Bürgerstiftung Energiewende Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 5: Akteure regionaler Energiewendeprozesse in der Modellregion Oberland. Rollen, Netzwerke, Potenziale

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 6: Akzeptanz der Energiewende im Oberland. Ergebnisse einer Passantenbefragung in ausgewählten Gemeinden der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 7: Szenarien, Zukunftswünsche, Vision. Ergebnisse der partizipativen Szenarienkonstruktion in der Modellregion Oberland

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 8: Bewertung der Energiewende im Oberland aus ökonomischer Sicht

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 9: Sanierungsverhalten von Hauseigentümern in Bayern. Vom ersten Gedanken zur tatsächlichen Umsetzung: Ergebnisse einer Haushaltsbefragung.

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 10: Simulation regionaler Energiepfade im Oberland bis 2035/2045. Akteursentscheidungen, Energie- und Stoffströme sowie ökonomische Effekte.

INOLA-Arbeitsbericht Nr. 11: Energiekompass für die Modellregion Oberland. Partizipativer multikriterieller Nachhaltigkeitsvergleich regionaler Energiepfade – Methodisches Vorgehen und Ergebnisse.

Unser Dank geht an die Mitglieder*innen der regionalen Begleitgruppe und alle Workshop-Teilnehmer*innen für ihre Unterstützung.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	vi
Tabellenverzeichnis	viii
Kurzzusammenfassung.....	xi
1 Ziele des Berichts.....	14
2 Methoden: Gekoppelte Teilmodelle des Konsenstools	16
2.1 Aufbau und Funktionsweise des Akteursmodell.....	16
2.2 Energiesystemmodell	18
2.3 Ökonomisches Modell.....	22
3 Transdisziplinäre Entwicklung der regionalen Ausbauoptionen sowie der unterschiedlichen Rahmenbedingungen für die Simulation.....	26
3.1 Projektschritte zur Entwicklung der Ausbauoptionen	26
3.2 Entwicklung von Rahmenszenarien für die Simulation	28
3.3 Die simulierten Rahmen-Ausbauoption-Kombinationen	29
4 Erforderlicher Anlagenbau zur Erreichung von 100 % EE im Oberland.....	31
4.1 Stromproduktion	31
4.2 Wärmeproduktion	35
4.3 Zwischenfazit.....	37
5 Energiepfade	39
5.1 Ausbaupfade „Weiter wie bisher“ (Rahmen Wachstum und Rahmen Krise)	42
5.1.1 Wichtigste Annahmen	42
5.1.2 Energieverbrauch	44
5.1.3 Energieproduktion.....	46
5.1.4 Energiebilanz	48
5.1.5 Anzahl der gebäudeungebundenen Anlagen	51
5.1.6 Anzahl der gebäudegebundenen Anlagen	53
5.1.7 Ökonomische Bewertung	55
5.2 Kleine Lösungen (Rahmen Wachstum und Rahmen Nachhaltig)	57
5.2.1 Wichtigste Annahmen	57
5.2.2 Energieverbrauch	59
5.2.3 Energieproduktion.....	61
5.2.4 Energiebilanz	63
5.2.5 Anzahl der gebäudeungebundenen Anlagen	66
5.2.6 Anzahl der gebäudegebundenen Anlagen	67
5.2.7 Ökonomische Bewertung	70
5.3 Ausbauoption Große Lösungen (Rahmen „Wachstum“ und Rahmen „Nachhaltig“)	72
5.3.1 Wichtigste Annahmen	72
5.3.2 Energieverbrauch	74
5.3.3 Energieproduktion.....	76
5.3.4 Energiebilanz	78
5.3.5 Anzahl der gebäudeungebundenen Anlagen	81
5.3.6 Anzahl der gebäudegebundenen Anlagen	82
5.3.7 Ökonomische Bewertung	84
6 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse	86

6.1	Die Ergebnisse im Überblick	86
6.2	Effekte und Mechanismen bei der Produktion	88
6.2.1	Windkraft.....	89
6.2.2	Solarenergie.....	89
6.2.3	Bioenergie.....	89
6.2.4	Wasserkraft	90
6.2.5	Geothermie	90
6.2.6	Stromspeicher	91
6.2.7	Wärmenetze	91
6.2.8	Ölheizungen.....	91
6.3	Verbrauch	91
6.4	Stromdelta.....	92
6.5	Förderpolitik & Investorenentscheidungen	93
7	Handlungsempfehlungen	94
8	Anhang.....	96
9	Literaturverzeichnis.....	102

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Das Konsenstool mit seinen Teilmodellen und die einfließenden Teilprojektergebnisse, die sowohl transdisziplinär (links) als auch partizipativ mit Akteuren aus der Region erarbeitet wurden (rechts).....	16
Abbildung 2: Datengrundlagen des Akteursmodells.....	17
Abbildung 3: Funktionsweise des Akteursmodells.....	18
Abbildung 4: Ablauf der stündlichen Energiesystemsimulation innerhalb der PROMET-Modellumgebung	22
Abbildung 5: Komponenten des ökonomischen Modells	23
Abbildung 6: Bepunktung von EE-Technologien im Rahmen eines Workshops	26
Abbildung 7: „Erwünschter“ Energiemix in der Region Oberland für Strom (links) und Wärme (rechts)	27
Abbildung 8: Simulierte Rahmen-Ausbaupfad-Kombinationen (rot umrandet dargestellt).....	29
Abbildung 9: Entwicklung des tatsächlichen Ausbaus und des projizierten Zubaus an Photovoltaikanlagen in der Modellregion um im Jahr 2035 den gesamten Stromverbrauch aus regenerativen Energien zu decken.....	32
Abbildung 10: Produktionsanteile am gesamten Stromverbrauch der EWO-Region für ein 100 % - Szenario.	33
Abbildung 11: Zeitkontinuierliches, regionales Stromdelta der Ausbauoption „Dachflächen-PV“ als Differenz zwischen Verbrauch und Produktion in stündlicher Auflösung sowie der Tages-, Wochen- und Monatsglättung.....	34
Abbildung 12: Zeitkontinuierliches, regionales Stromdelta der Ausbauoption „PV & Wind“ als Differenz zwischen Verbrauch und Produktion in stündlicher Auflösung sowie der Tages-, Wochen- und Monatsglättung.....	34
Abbildung 13: Kumuliertes, regionales Stromdelta der Ausbauoption „Dachflächen-PV“.....	35
Abbildung 14: Kumuliertes, regionales Stromdelta der Ausbauoption „PV & Wind“.....	35
Abbildung 15: Produktionsanteile am gesamten Wärmeverbrauch der EWO-Region für ein 100 % - Szenario. Die Anteile zeigen die reine Produktion und spiegeln nicht unbedingt den gedeckten Bedarf wider.....	36
Abbildung 16: Monatlicher Verlauf der Wärmeproduktion nach Technologie für das Beispiel-Modelljahr 2035.	37
Abbildung 17: Gegenüberstellung zwischen Modellinitialisierung (links) und tatsächlichem IST-Stand (rechts) in der Stromproduktion.	39
Abbildung 18: Gegenüberstellung zwischen Modellinitialisierung (links) und tatsächlichem IST-Stand (rechts) in der Wärmeproduktion.	41
Abbildung 19: Entwicklung der Investitionskosten Photovoltaik (links) und Wind (rechts) bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“	43
Abbildung 20: Jährlicher Stromverbrauch bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ im Vergleich zu 2015	45
Abbildung 21: Jährlicher Wärmeverbrauch bei der Ausbauoption "Weiter wie bisher" mit den Rahmen "Wachstum" und "Krise" im Vergleich zu 2015	46
Abbildung 22: Simulierte bilanzielle Stromproduktion durch Erneuerbare Energien bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Stromverbrauchs im jeweiligen Jahr.	47

Abbildung 23: Simulierte bilanzielle Wärmeproduktion durch EE bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr.....	48
Abbildung 24: Stündliches Stromdelta für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ im Jahr 2035 und 2045.	49
Abbildung 25: Bilanzen der zur energetischen Nutzung verfügbaren Rohstoffmengen für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ im Jahr 2035 und 2045	50
Abbildung 26: Simulierte Anlagenanzahlen der Stromproduktion in der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells.....	54
Abbildung 27: Simulierte Anlagenanzahl der Wärmeproduktion in der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells (2015).	54
Abbildung 28: Entwicklung der Primärheizungen in Wohngebäuden nach Energieträgern im Energiepfad "Weiter wie bisher" bis 2045	55
Abbildung 29: Jährliche regionale gesamtwirtschaftliche Effekte in der Ausbauoption „Weiter wie bisher“	57
Abbildung 30: Entwicklung der Investitionskosten Photovoltaik (links) und Wind (rechts) in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltigkeit“	58
Abbildung 31: Jährlicher Stromverbrauch bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter den Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig" 2015, 2035 und 2045.....	60
Abbildung 32: Jährlicher Wärmeverbrauch bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit dem Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig" 2035 und 2045 im Vergleich zur Modellinitialisierung 2015	61
Abbildung 33: Simulierte bilanzielle Stromproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells 2015. Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Stromverbrauchs im jeweiligen Jahr	62
Abbildung 34: Simulierte bilanzielle Wärmeproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr. ...	63
Abbildung 35: Stündliches Stromdelta für die Ausbauoption Kleine Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045.....	64
Abbildung 36: Bilanzen der zur energetischen Nutzung verfügbaren Rohstoffmengen für die Ausbauoption Kleine Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045.....	65
Abbildung 37: Simulierte Anlagenanzahlen der Stromproduktion in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells (2015).	69
Abbildung 38: Simulierte Anlagenanzahl der Wärmeproduktion in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells (2015)	70
Abbildung 39: Entwicklung der Primärheizungen in Wohngebäuden nach Energieträgern für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Nachhaltigkeit“ bis 2045	70

Abbildung 40: Jährliche regionale gesamtwirtschaftliche Effekte bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Wertschöpfung“	72
Abbildung 41: Entwicklung der Investitionskosten Photovoltaik (links) und Wind (rechts) bei der Ausbauoption „Große Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltigkeit“	73
Abbildung 42 Jährlicher Stromverbrauch im Energiepfad „Große Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Vergleich zu 2015	75
Abbildung 43: Jährlicher Wärmeverbrauch im Energiepfad "Große Lösungen" unter den Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig" im Vergleich zu 2015	76
Abbildung 44: Simulierte bilanzielle Stromproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr ...	77
Abbildung 45: Simulierte bilanzielle Wärmeproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr ...	78
Abbildung 46: Stündliches Stromdelta für die Ausbauoption Große Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045.....	79
Abbildung 47: Bilanzen der zur energetischen Nutzung verfügbaren Rohstoffmengen für die Ausbauoption Große Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045.....	80
Abbildung 48: Simulierte Anlagenanzahlen der Stromproduktion in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links).	83
Abbildung 49: Simulierte Anlagenanzahl der Wärmeproduktion in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links).	83
Abbildung 50: Entwicklung der Primärheizungen in Wohngebäuden nach Energieträgern im Energiepfad "Große Lösungen" unter Rahmen „Nachhaltig“ bis 2045.....	84
Abbildung 51: Regionale gesamtwirtschaftliche Effekte, „Große Lösungen“	85
Abbildung 52: Zusätzliche Deckung bei Strom bis 2035 und 2045	87
Abbildung 53: Zusätzliche Deckung bei der Wärme bis 2035 und 2045	87
Abbildung 54: Datenquellen und Schritte zur Erstellung des Datenbestands zur Modellparametrisierung	97

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Beschreibungen mit Quellen für die einzelnen Modellkomponenten des Energiesystemmodells zu Energieproduktion, -verbrauch, -speicher und -management sowie der Investitionskostenberechnung.....	19
Tabelle 2: Produktionsmengen von Stromanlagen und deren Anteile an der Gesamterzeugung	33
Tabelle 3: Änderung der Stromproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ unter Rahmen "Wachstum" und "Krise"	46

Tabelle 4: Änderung der Wärmeproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen "Wachstum" und "Krise"	48
Tabelle 5: Gebäudeungebundene Anlagen zur Stromerzeugung für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“	52
Tabelle 6: Großspeicher für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“	52
Tabelle 7: Gebäudeungebundene, wärmeerzeugende Anlagen für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“	52
Tabelle 8: Betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauoption „Weiter wie bisher“	56
Tabelle 9: Zunahme der Stromproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig"	61
Tabelle 10: Änderung der Wärmeproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig"	63
Tabelle 11: Gebäudeungebundene Anlagen zur Stromerzeugung für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“	66
Tabelle 12: Großspeicher für die Ausbauoption Kleine Lösungen mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“	67
Tabelle 13: Gebäudeungebundene, wärmeerzeugende Anlagen für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“	67
Tabelle 14: Betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauoption „Kleine Lösungen“	71
Tabelle 15: Änderung der Stromproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Große Lösungen“ unter Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig"	76
Tabelle 16: Änderung der Wärmeproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Große Lösungen“ unter Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig"	78
Tabelle 17: Gebäudeungebundene Anlagen zur Stromerzeugung für die Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“	81
Tabelle 18: Großspeicher für die Ausbauoption Große Lösungen unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“	81
Tabelle 19: Gebäudeungebundene, wärmeerzeugende Anlagen für die Ausbauoption Große Lösungen	82
Tabelle 20: Betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauoption „Große Lösungen“	84
Tabelle 21: Zugewinn an EE-Produktion und Anzahl der zugebauten Anlagen sowie Veränderungen beim Strom- und Wärmeverbrauch in beiden Ausbauoptionen.....	86
Tabelle 22: Verwendete Daten zur Initialisierung des Wohngebäudemodells.....	96
Tabelle 23: Datenquellen für die Modellparametrisierung des Nichtwohngebäude-Modells	96
Tabelle 24: Verwendete Parameter in den jeweiligen Rahmen-Ausbauoptionen-Kombinationen	98
Tabelle 25: Jährlicher Zugewinn an EE-Produktion sowie Veränderungen beim Strom- und Wärmeverbrauch der Energiepfade bei unterschiedlichen Rahmen. Alle Angaben als Produktionszugewinn in GWh/a.	100
Tabelle 26: Konfiguration des Energiesystemmodells	101
Tabelle 27: Grundlegende Inputparameter mit Quellen für das Energiesystemmodell.....	101

Abkürzungsverzeichnis

10H Abstandsregelung für Windkraftanlagen gemäß BAYBO, Art. 82

EE	Erneuerbare Energie(n)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EWO	Bürgerstiftung Energiewende Oberland
fm	Festmeter
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
INOLA	Forschungsprojekt „Innovationen für ein nachhaltiges Land-und Energiemanagement auf regionaler Ebene“
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
LK	Landkreis
PV	Photovoltaik
ST	Solarthermie
W_{el}	Watt Leistung elektrische Energie
W_{therm}	Watt Leistung thermische Energie
W_p	Watt Leistung (Peak)

Kurzzusammenfassung

Das Forschungsprojekt INOLA erarbeitete über fünf Jahre Lösungswege, wie das Bayerische Oberland das Ziel der vollständigen Versorgung durch Erneuerbare Energien bis 2035 erreichen, bzw. diesem Ziel möglichst nahekommen kann.

Dieser Bericht stellt verschiedene Lösungswege dar, wie im Oberland eine möglichst hohe Versorgung mit erneuerbaren Energien erzielt werden kann. Diese basieren auf unterschiedlichen Ausbauoptionen erneuerbarer Energien sowie verschiedener Maßnahmen, die darauf zielen Energie einzusparen. Um zu prüfen wie sich verschiedene Ausbauoptionen zukünftig entwickeln, wurden verschiedene Ausbauoptionen und Maßnahmen mit Hilfe eines im Rahmen des Projektes entwickelten Simulationstools, dem sogenannten INOLA-Konsenstool, simuliert. In dem INOLA-Simulationstool sind alle wesentlichen (Teil-)Projektergebnisse des Projektes INOLA zusammengeführt: Dazu zählen vor allem die inter- und transdisziplinär erstellten Analysen zur Landnutzung und des Energiesystems (INOLA-Bericht Nr. 1 & 2), die Ergebnisse zum Sanierungsverhalten von Haushalten (INOLA-Bericht Nr. 9) und zu Wärmeinseln sowie die partizipativ erarbeiteten Rahmen- und Landkreisszenarien (INOLA-Bericht Nr. 7). Die Erarbeitung von unterschiedlichen Ausbauoptionen, d.h. welchen Stellenwert welche Technologie in den einzelnen Ausbauoptionen erhalten soll, erfolgte gemeinsam mit regionalen Akteuren in mehreren Schritten. Erstens gingen die Ergebnisse der INOLA-Akzeptanzbefragung (INOLA-Bericht Nr. 6) in die Erarbeitung der zu simulierenden Ausbauoptionen ein. Zweitens, fanden drei Workshops und Fokusgruppendifkussionen mit der regionalen Begleitgruppe im Juli 2017 statt. Drittens wurden die Ergebnisse der ersten Simulationsrunde von Energiepfaden zur Erreichung von 100% EE im Rahmen der Regionalkonferenz im Juli 2018 mit den Teilnehmenden diskutiert. Auch diese Ergebnisse gingen in die Ausbauoptionen der zweiten Simulationsrunde ein.

Im Wesentlichen fanden zwei Simulationsrunden mit unterschiedlichen Zielsetzungen statt:

In der ersten Simulationsrunde war es das Ziel der Simulationen zu testen, welchen Beitrag verschiedene Energiepfade, also ein unterschiedliches Mix an EE-Technologien, zur Erreichung des Zieles 100%-EE-Technologien in einem zukünftigen Energiesystem im Oberland leisten können und welcher Zubau an EE-Anlagen hierfür notwendig ist (vgl. Kapitel 4). Die Ergebnisse beziehen sich sowohl auf den notwendigen Ausbau bei der Stromproduktion als auch bei der Wärmeproduktion. Beim Strom wurde der von den regionalen Akteuren erwünschte Ausbauoption „Dachflächen-PV“ die Ausbauoption „PV & Wind“, die eine Überarbeitung und damit Lockerung der Teilfortschreibung Windkraft des Regionalplans 17 voraussetzt, gegenübergestellt. Um bilanziell 100% EE bei der Stromproduktion zu erreichen, werden in der Ausbauoption „Dachflächen-PV“ ca. 50% des Strombedarfs durch PV - und hier im Wesentlichen durch Dachflächen-PV - gedeckt, rd. ein Drittel durch Wasserkraft, Tiefengeothermie und Bioenergie decken gemeinsam rd. 15% und rd. 2% deckt die Windkraft. Bei der Ausbauoption „PV & Wind“ wird jeweils rd. ein Drittel durch PV und Wasserkraft gedeckt, ein knappes Viertel durch die Windkraft und rd. 11% decken die Tiefengeothermie gemeinsam mit der Bioenergie ab.

Der hierzu notwendige Ausbaubedarf zeigt, welche Anstrengungen bei einer Energiewende mit Fokus auf PV notwendig sind: Um das Ziel 100 % EE in der Region zu erreichen, wäre in der Ausbauoption „Dachflächen-PV“ ein konstanter jährlicher Zubau nötig, der in etwa dem Peak des Jahres 2010 entspricht. Während Stand 2015 knapp 5 % der Gebäude eine PV-Anlage besitzen, müssten es nach

Ausbauoption „Dachflächen-PV“ im Jahr 2035 54,3 % der Gebäude sein. In der Ausbauoption „PV & Wind“ wären es immer noch ein Drittel aller Dächer. Der zusätzliche Bau von Freiflächen-PV beläuft sich in Ausbauoption „Dachflächen-PV“ auf 12,1 ha (ca. 17 Fußballfelder), in der Ausbauoption „PV & Wind“ auf 5,1 ha (ca. 7 Fußballfelder). Da die Hauptinvestoren hier Haushalte und Firmen darstellen, ist eine wesentliche Herausforderung bei diesen Ausbauoptionen wie diese Akteure zu einem verstärkten Bau von Anlagen auf den eigenen Dachflächen motiviert werden können.

Je nach Intensität des Zubaus an Photovoltaik fällt der Windkraft als zusätzliche Produktionstechnologie eine stärkere oder schwächere Rolle zu. In Ausbauoption „Dachflächen-PV“ wird zur Erreichung des 100 %-Ziels der Bau von 9 Windrädern zu je 3 MW bis 2035 angenommen. In der Ausbauoption „PV & Wind“ wären hingegen 185 Windräder derselben Größe notwendig. Diese Zahl an notwendigen Windkraftanlagen wäre unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen des Regionalplans 17 sowie der 10 H-Regelung nicht realisierbar. Eine Lockerung planerischer Restriktionen ist in dieser Ausbauoption daher unumgänglich.

Zudem zeigen die Simulationen, dass das Stromdelta, definiert als Stromverbrauch minus Stromproduktion, bei der Ausbauoption „Dachflächen-PV“ im Winter und Sommer höher ist als bei der Option „PV & Wind“. Diese Strommengen müssen im vorgelagerten Netz abgefangen, exportiert oder – im besten Fall – gespeichert werden. Ein ausgewogener Energiemix entschärft also die Volatilität und reduziert die zu speichernde Menge an Strom.

Ein weiteres wichtiges Ergebnis ist, dass eine „Wärmewende“ mit Solarthermie als treibender Technologie alleine nicht darstellbar ist. Um die „Wärmewende“ zu erreichen, sind weitere Einsparungen beim Wärmebedarf und -verbrauch durch Sanierung, Heizverhalten und Heizungstausch, die Verbesserung und Erschließung weiterer Wärmetechnologien, der Ausbau von Wärmenetzen sowie die Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme notwendig. So wurde die bilanzielle Deckung des Wärmeverbrauchs zu 100 % in der ersten Simulationsrunde unter den gegebenen Annahmen nicht erreicht. Durch die getroffenen Annahmen und die Gewichtung der Potenziale konnte in der Simulation lediglich eine bilanzielle Wärmeproduktion von gut 1.200 GWh/a erzielt werden, was in etwa 22 % des aktuellen Verbrauchs entspricht. Die Ergebnisse der ersten Simulationsrunde erfüllten allerdings zum damaligen Zeitpunkt etliche der späteren Annahmen noch nicht und sind deshalb nicht mit den Ergebnissen aus der zweiten Simulationsrunde vergleichbar.

In zweite Simulationsrunde gibt über die Fragen Auskunft, welche und wie viele EE-Anlagen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen, bzw. unterschiedlichen Zukünften, zugebaut werden und welche Energieeinsparungen zu erwarten sind sowie mit welchen ökonomischen Effekten dies für die Region verbunden ist. Um diese Simulationen durchführen zu können, wurden zunächst gemeinsam mit regionalen Akteuren mögliche Ausbauoptionen entwickelt. Ebenso wurden unterschiedliche Zukunftsszenarien generiert, die alle möglichen zukünftigen Rahmenbedingungen wie z.B. Förderkulisse, Energiepreise sowie Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung möglichst breit abbilden.

Der Bericht erläutert die Ergebnisse für drei Ausbauoptionen, die jeweils unter zwei unterschiedlichen Rahmenbedingungen simuliert wurden. Diese sind erstens die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“, zweitens die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ und drittens die Ausbauoption „Große Lösungen“, ebenfalls mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“. Neben wichtigsten Annahmen für diese Energiepfade, werden detailliert der Energieverbrauch, die Energieproduktion, die Energiebilanz, sowie

die Anzahl der gebäudegebundenen und gebäudeungebundenen Anlagen beschrieben sowie die ökonomische Bewertung jedes Pfades dargestellt.

Insgesamt belegen die Simulationsergebnisse eindrucksvoll, dass die Anstrengungen für die regionale Energiewende deutlich erhöht werden müssen, damit die Modellregion dem Ziel 2035 einen guten Schritt näherkommen kann. Nur durch einen wesentlich verstärkten Ausbau von EE-Anlagen bei gleichzeitiger starker Einsparung von Energie lässt sich eine hohe EE-Abdeckung erreichen.

Die höchste zusätzliche Deckung durch EE beim Strom kann bis 2035 mit einem Fokus auf Windkraft und PV-Freiflächenanlagen erzielt werden (+24% im Vergleich zu 2015). Bei den Simulationsergebnissen bis zum Jahr 2045 liegt die Ausbauoption mit einem Fokus auf PV-Dachflächenanlagen einem Plus von 36% vorne. Der Energiebedarf für Wärme ist beinahe dreimal so hoch wie der Bedarf an Strom. Die derzeitige Abdeckung bei der Wärme durch EE liegt allerdings erst knapp über 20 %. Dieser Wert steigt unter den simulierten Rahmenbedingungen um bis zu weiteren 40% an. Ein echter Fortschritt kann bei der Wärme bis 2045 erfolgen, allerdings nur bei einer hohen Sanierungsquote, Mindeststandards beim Neubau und einem konsequenten Heizungstausch zugunsten von erneuerbaren Energien.

Zudem zeigen die Simulationsergebnisse, dass die Energiewende im Oberland kann nur durch eine zusätzliche Förderung von erneuerbaren Energien realisiert werden kann. Sie zeigen aber auch, dass mit dem Ausbau erhebliche wirtschaftliche Effekte hinsichtlich Wertschöpfung und Arbeitsplätzen verbunden sind.

Aus den Simulationsergebnissen lassen sich zahlreiche Handlungsempfehlungen ableiten. Grundsätzlich sollte bei der Förderung von Produktionseinheiten auf einen ausgewogenen Technologiemarkt Wert gelegt werden. Ebenso müssen Energieeffizienz und -einsparung gefördert werden, um den Ausbau von Erneuerbaren Energien in der Region in einem leistbaren und akzeptablen Rahmen zu halten.

1 Ziele des Berichts

Die vier Landkreise des Bayerischen Oberlands (Bad Tölz-Wolfratshausen, Miesbach, Weilheim-Schongau, Garmisch-Partenkirchen) haben sich mit dem Beitritt zur Bürgerstiftung Energiewende Oberland (EWO) und per Kreistagsbeschluss ein ehrgeiziges Ziel gesetzt: die Energieversorgung soll bis 2035 vollständig auf Erneuerbaren Energien (EE) basieren. Das Forschungsprojekt INOLA erarbeitete über fünf Jahre Lösungswege, wie das Oberland das Ziel der vollständigen Versorgung durch Erneuerbare Energien bis 2035 erreichen, bzw. diesem Ziel möglichst nahekommen kann. Um diese Lösungswege zu testen, wurde ein Simulationstool, das sogenannte INOLA-Konsenstool, entwickelt. Mit diesem Tool wurden verschiedene Ausbauoptionen der EE-Technologien bei verschiedenen Rahmenbedingungen bis zum Jahr 2035 und 2045 simuliert. Es wurde die mögliche Energieeinsparung durch Sanierung und Heizungstausch ermittelt und erhoben, welche ökonomischen Effekte bei den verschiedenen Ausbauoptionen zu erwarten sind. Der vorliegende Bericht stellt das INOLA-Konsenstool und sowie die Simulationsergebnisse verschiedener Energiepfade im Detail vor.

Kapitel 2 widmet sich den drei unterschiedlichen Teilmodellen des sogenannten Konsenstools und ihrem Zusammenspiel. Dabei handelt es sich um ein Akteursmodell, das die Entscheidung von Gebäudebesitzern zu energetischer Sanierung und Anlagenbau abbildet, um ein Energiesystemmodell mit dem unterschiedliche Energie- und Stoffflüsse in der Region simuliert werden können und um ein ökonomisches Modell, welches unter anderem Investitionskosten und Wertschöpfung der erneuerbaren Energien im Oberland berechnen kann.

Kapitel 3 beschreibt die Entwicklung der regionalen Ausbauoptionen, die im Rahmen von Befragungen, Workshops sowie Diskussionen bei der Regionalkonferenz gemeinsam mit regionalen Akteuren entwickelt wurden. Zudem wird erläutert wie die unterschiedlichen Zukunftsszenarien generiert wurden, die alle möglichen zukünftigen Rahmenbedingungen, wie z.B. Förderkulisse, Energiepreise sowie Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung möglichst breit abbilden.

In Kapitel 4 und 5 werden die Ergebnisse der Simulationen dargestellt. In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der ersten Simulationsrunde erläutert. Hier war das Ziel der Simulationen zu testen, welchen Beitrag verschiedene Energiepfade, also ein unterschiedliches Mix an EE-Technologien, zur Erreichung des Zieles 100%-EE-Technologien in einem zukünftigen Energiesystem im Oberland leisten können und welcher Zubau an EE-Anlagen hierfür notwendig ist. Es wird sowohl auf den nötigen Ausbau bei der Stromproduktion als auch bei der Wärmeproduktion eingegangen.

In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der zweiten Simulationsrunde, nämlich unterschiedliche Energiepfade, detailliert erläutert. Insgesamt wurden drei Ausbauoptionen, jeweils unter zwei unterschiedlichen Rahmenbedingungen simuliert. Hier beantworten die Simulationen die Fragen, welche und wie viele EE-Anlagen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen, bzw. unterschiedlichen Zukünften, zu gebaut werden und welche Energieeinsparungen zu erwarten sind sowie mit welchen ökonomischen Effekten für die Region dies verbunden ist. Zuerst wird die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ vorgestellt, danach „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ und am schließlich die Ausbauoption „Große Lösungen“, ebenfalls mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“. Die einzelnen Unterkapitel zu den Energiepfaden (5.1 – 5.3) werden eingeleitet von den jeweils wichtigsten Annahmen dieser Pfade, bevor im Detail der Energieverbrauch, die Energieproduktion, die Energiebilanz, sowie die Anzahl der gebäudegebundenen und

gebäudeungebundenen Anlagen beschrieben werden. Am Ende wird die ökonomische Bewertung des jeweiligen Pfades präsentiert.

Kapitel 6 fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen und diskutiert die Simulationsergebnisse hinsichtlich der Frage, welche Effekte beim Ausbau von EE oder auch Energieeinsparung mit welchen Mechanismen, sowohl modellbedingt als auch hinsichtlich der modellierten Politik- und Fördermaßnahmen, verknüpft sind. Der Bericht schließt mit Handlungsempfehlungen in Kapitel 7.

2 Methoden: Gekoppelte Teilmodelle des Konsenstools

Für die Simulation der unterschiedlichen Energiepfade wurde das sogenannte INOLA-Konsenstool entwickelt (vgl. Abbildung 1). Das Konsenstool besteht aus drei verschiedenen Modellen, die miteinander gekoppelt wurden: ein Akteursmodell (siehe 2.1), ein Energiesystemmodell (siehe 2.2) sowie ein ökonomisches Modell (siehe 2.3). In die Modelle gehen sowohl direkt als auch indirekt über die Entwicklung der simulierten Energiepfade, alle wesentlichen (Teil-) Ergebnisse ein, die im Laufe des Projektes erarbeitet wurden. Dazu zählen vor allem die inter- und transdisziplinär erstellten Analysen zur Landnutzung und des Energiesystems (INOLA-Bericht Nr. 1 & 2), zum Sanierungsverhalten von Haushalten (INOLA-Bericht Nr. 9) und zu Wärmeinseln. Die Rahmen- und Landkreisszenarien wurden in einem breiten partizipativen Verfahren mit regionalen Stakeholdern und der Bevölkerung erarbeitet (INOLA-Bericht Nr. 7). Zudem wurden im Rahmen von Workshops mit der regionalen Begleitgruppe und der INOLA-Akzeptanzbefragung (INOLA-Bericht 6) die zu simulierenden Ausbauoptionen erarbeitet.

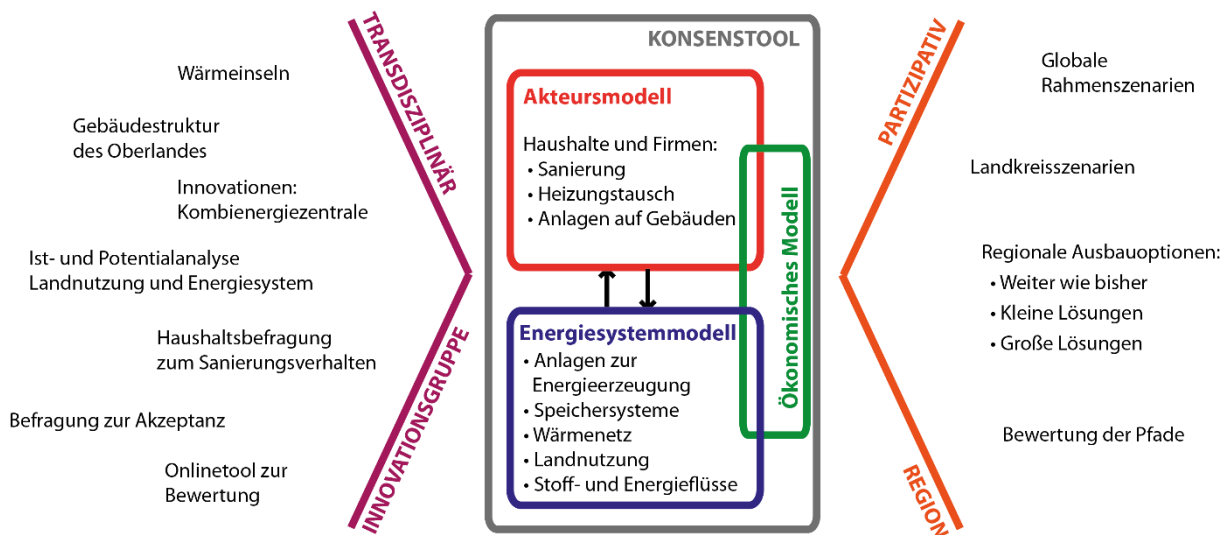


Abbildung 1: Das Konsenstool mit seinen Teilmodellen und die einfließenden Teilprojektergebnisse, die sowohl transdisziplinär (links) als auch partizipativ mit Akteuren aus der Region erarbeitet wurden (rechts)

2.1 Aufbau und Funktionsweise des Akteursmodells

Das Akteursmodell ist ein bottom-up Gebäudemodell, das die Entscheidungen von Gebäudebesitzern in der Region und deren Auswirkungen auf den regionalen Energiebedarf abbildet. Diese Entscheidungen betreffen energetische Sanierung, Heizungstausch sowie den Bau von gebäudebezogenen Anlagen wie PV-Dachanlagen und Solarthermieanlagen auf Dächern. Durch die Simulation dieser Entscheidungen, sowie Annahmen zur Entwicklung der Neubaurate kann der regionale Gebäudeenergiebedarf über die Zeit simuliert werden (vgl. Abbildung 2).

Das Gebäudemodell wurde mithilfe regionaler Zensusdaten initialisiert. Dabei wurden Daten zur Anzahl der Ein- und Mehrfamilienhäuser, zur Fläche, zum Baualter sowie zu Heizungssystem und Energieträgern verwendet (ZENSUS 2011). Diese Daten, die zum Teil auf Gemeindeebene und zum Teil auf Landkreisebene verfügbar sind, wurden mit Literaturwerten zu Strom- und Heizwärme sowie Warmwasserheizbedarf je nach Bautyp und Baualter ergänzt. Somit kann der Gebäudeenergiebedarf, unterteilt nach Strom, Heizen und Warmwasser, für jede Gemeinde berechnet werden. Eine detaillierte Aufschlüsselung der verwendeten Daten findet sich im Anhang (vgl. Tabelle 24). Um die Mo-

dellberechnungen zu validieren, wurden die Resultate zum Strombedarf mit Daten zum tatsächlichen Stromverbrauch verglichen.

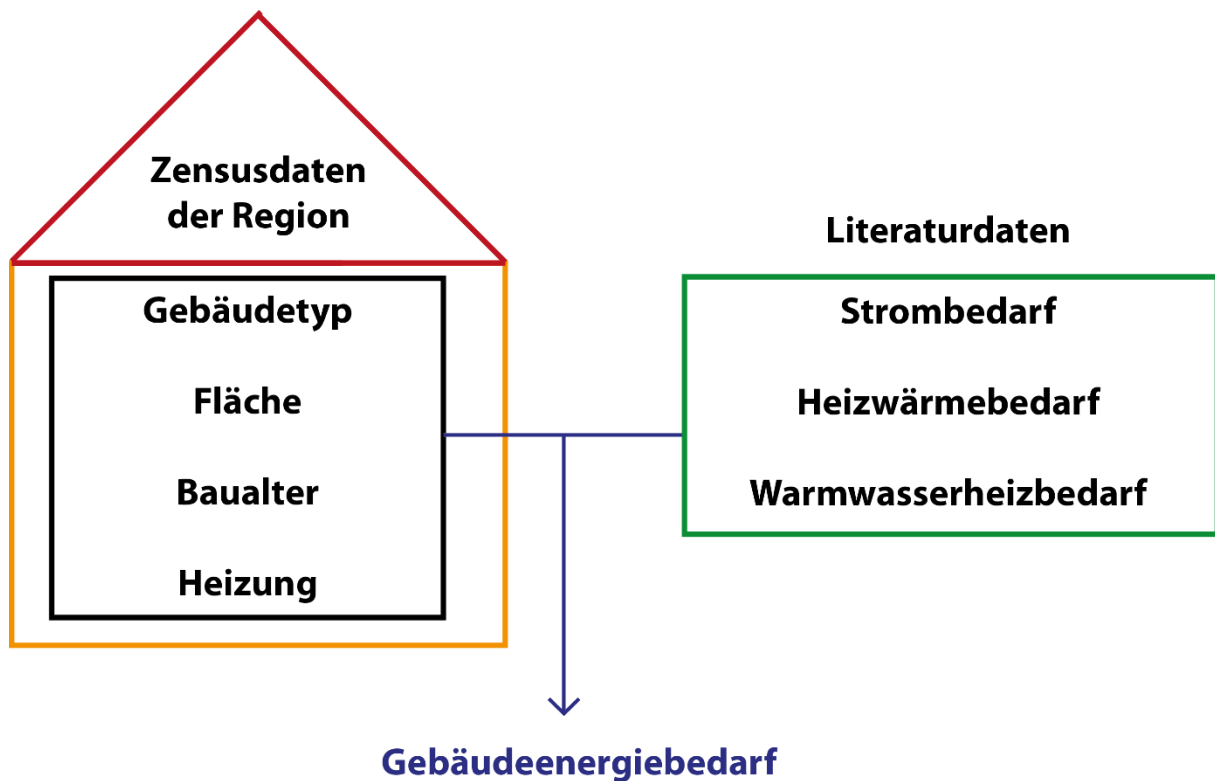


Abbildung 2: Datengrundlagen des Akteursmodells

Die Prozesse wurden für Haushalte (Wohngebäude) und für Firmen (Nichtwohngebäude) methodisch unterschiedlich implementiert. Eine Übersicht über alle verwendeten Parameter je nach Rahmen und Ausbauoption kann für Wohngebäude im Anhang (Tabelle 22) sowie für das Nichtwohngebäude-Modell in Tabelle 23 und Abbildung 54 gefunden werden:

- Gebäudefluktuation

Die jährliche **Neubau- und Abrissrate** wurde sowohl für Wohngebäude als auch Nichtwohngebäude je nach simulierten Rahmenannahmen als externer Input festgelegt. Hierbei wurde auf Zensusdaten und Zensusvorhersagen sowie Zielbilder zurückgegriffen (Umweltbundesamt 2017). Ebenfalls fixiert wurden die **Standards** (Heizenergiebedarf/m²/a) für Neubauten. Je nach Szenario wurden heutige Standards fortgeführt oder eine Verschärfung der Standards angenommen.

- Energetische Sanierung

Die Entscheidungen privater Hauseigentümer wurden probabilistisch simuliert. Das bedeutet, dass sowohl die **jährliche Sanierungsquote** als auch der durchschnittliche **Standard** nach Sanierungen (Heizenergiebedarf/m²/a) je nach Rahmen vordefiniert wurde. Bei Besitzern von Nichtwohngebäuden basieren die simulierten Entscheidungen auf einer Investitionskostenrechnung, d.h., dass die Entscheidung für eine energetische Sanierung und deren Tiefe (= Standard) nur durchgeführt wird, wenn sie sich finanziell lohnt.

- Heizungstausch

Bei Haushalten (Wohngebäude) basiert die Entscheidung für ein neues **Heizungssystem** zum einen auf Daten zu aktuellen Baufertigstellungen und zum anderen auf Daten der INOLA Haushaltsbefragung zum Thema Sanierung (siehe auch INOLA Arbeitsbericht Nr. 9). Firmen (Nichtwohngebäude) entscheiden hier mithilfe einer Investitionskostenrechnung danach, welches Heizungssystem am günstigsten wäre.

- Anlagenbau

Zum Anlagenbau gehören hier sowohl Photovoltaik- als auch Solarthermieranlagen auf Dächern. Abermals werden die **Zuwachsraten** für Wohngebäude je nach Rahmen aufgrund bisheriger Entwicklungen definiert. Bei Nichtwohngebäuden wird auch hier über eine Investitionskostenrechnung gebaut oder nicht gebaut. Zusätzlich wurden bei allen Gebäudetypen **Politikmaßnahmen** getestet. Diese beinhalten zum Beispiel verpflichtende PV-Anlagen auf Neubauten oder verpflichtende Solarthermieranlage beim Einbau einer Pelletsheizung.

Abbildung 3 zeigt die Funktionsweise des Akteursmodells im Überblick.



Abbildung 3: Funktionsweise des Akteursmodells

2.2 Energiesystemmodell

Das Energiesystemmodell berechnet räumlich verteilt in 100 m Auflösung Energieproduktionsraten und -verbräuche, Residuallasten und Stoffströme der drei Landkreise in stündlicher Auflösung. Es ist in das Landoberflächenmodell PROMET (Processes of Radiation, Mass, and Energy Transfer) integriert, das ursprünglich zur Analyse von hydrologischen und landwirtschaftlichen Prozessen entwickelt wurde (MAUSER & BACH, 2009; MAUSER et al., 2015). PROMET ist ein nicht kalibriertes Modell, das die Energie- und Stoffflüsse rein anhand physikalischer Gleichungen berechnet. PROMET wurde bereits erfolgreich für eine Vielzahl von Auflösungen und Anwendungen getestet und angewandt. Die

grundlegenden Daten, die notwendig sind, um PROMET zu betreiben sind in (MAUSER, et al., 2015) beschrieben (siehe Anhang Tabelle 26 und Tabelle 27). Die räumliche Komponente wird durch einen Rasteransatz berücksichtigt, d.h. das Untersuchungsgebiet wird in ein Raster gleichmäßig verteilter Bildpunkte unterteilt. Dies erlaubt die Berechnung der Energieflüsse individuell für jeden Standort unter Berücksichtigung der unterschiedlichen topographischen und meteorologischen Bedingungen. Die meteorologischen Rahmenbedingungen werden individuell für jeden Bildpunkt über Stationsdaten unter Berücksichtigung der Topographie interpoliert.

In dieses Grundmodell (Version 8) wurde das Energiesystemmodell eingebettet. Es besteht grundsätzlich aus vier Teilbereichen:

- Energieproduktion der Technologien Solarenergie, Windenergie, Wasserkraft, Geothermie und Umweltwärme sowie Bioenergie
- Energieverbrauch
- Energiespeicher und -management
- Investitionskostenberechnung

Tabelle 1 führt die technischen Beschreibungen der Modelle auf, die eine genaue Erläuterung zu Methodik, Parametrisierung, Input-Daten und Simulationsergebnissen enthalten.

Tabelle 1: Technische Beschreibungen mit Quellen für die einzelnen Modellkomponenten des Energiesystemmodells zu Energieproduktion, -verbrauch, -speicher und -management sowie der Investitionskostenberechnung

Modellkomponente	Nr.	Name	Quelle
Solarenergie	1	The Solar Energy Component	(LOCHERER 2018)
Windkraft	2	The Wind power Component	(LOCHERER 2018)
Geothermie, Umweltwärme und Wasserkraft	3	The Geothermal Energy, Environmental Energy and Hydropower Component	(LOCHERER & REIMUTH 2019)
Bioenergie	4	The Bioenergy Component	(REIMUTH UND LOCHERER 2018)
Energieverbrauch	5	The Energy Consumption Component	(PRASCH & REIMUTH 2018)
Energiespeicher	6	The Energy Storage Component	(REIMUTH 2017)
Energiemanagement	7	The Energy Management Component	(REIMUTH 2019)
Investitionskosten	8	The Investment Costs Component	(LOCHERER ET AL. 2019A)

Im Energiesystemmodell sind die folgenden Produktionsanlagen zur Berechnung der erneuerbaren Strom-, Gas- und Wärmeproduktion integriert:

- Windkraft
- Photovoltaik auf Dach-, Fassaden- und Freiflächen
- Solarthermie auf Dach-, Fassaden- und Freiflächen
- Wärmepumpen, Erdwärmesonden und Tiefengeothermieranlagen
- Wasserkraftwerke
- Biogasanlagen
- Gas- und Holzblockheiz(kraft)werke (BHKW)
- Pellets-, Holz- und Gaszentralheizungen

Neben technologiespezifischen Eigenheiten berücksichtigen die implementierten Modelle sämtlicher Produktionstypen Leistungsbegrenzungen und Wirkungsgrade als grundlegende Parameter, die individuell für jede Anlage einstellbar sind. Des Weiteren werden die Leistungen der Anlagen von unterschiedlichen Randbedingungen begrenzt. Die Energieproduktion von Windkraftanlagen, PV-Anlagen, ST-Anlagen und Wasserkraftwerken ist abhängig von den meteorologischen Bedingungen der Standorte sowie bei Solarenergie von der Ausrichtung der Modulflächen. Für Wärmepumpen und Erdwärmesonden, stromgeführte Gas- und Holz-BHKWs sowie die drei Zentralheizungstypen stellen der Wärmeverbrauch und teils die Rohstoffverfügbarkeiten die regelnden Faktoren dar.

Der Ausbau der gebäudegebundenen Produktionsanlagen wird über das Akteursmodell angetrieben (siehe Kapitel 2.1). Dies betrifft die Produktionsanlagen PV und ST auf Dach- und Fassadenflächen, Wärmepumpen und Erdwärmesonden, Pellet-, Holz- und Gaszentralheizungen. Die gebäudeungebundenen Produktionsanlagen zur Erzeugung von Strom werden dynamisch innerhalb des Energiemodells über die Investitionskostenrechnung ausgebaut, die anhand des aktuellen Bestandes die Rentabilität neuer Anlagen berechnet und so den Bau antreibt. Dies betrifft die Technologien Windkraft, PV-Freiflächen, Tiefengeothermie, Wasserkraftwerke, Biogasanlagen ohne Wärmenetzanschluss, sowie Gas- und Holzheizkraftwerke. Die Produktionsanlagen zur Erzeugung von Wärme für Wärmenetze werden entsprechend den Entscheidungen der Akteure zum Anschluss ausgebaut (siehe Kapitel 2.1). Hierzu wird der Mix an Erzeugungsanlagen angenommen, der für die potenziellen Wärmesenken optimiert wurde.

Die Strom- und Wärmeverbräuche werden anhand des jährlich aktualisierten Gebäudebestandes für die zwei verschiedenen Gebäudetypen Wohngebäude und Industrie-, Handel- und Gewerbegebäude errechnet. Der stündliche Verbrauch wird aus den Jahreswerten, die im Akteursmodell ermittelt wurden, mit Hilfe von Lastprofilen auf die entsprechende zeitliche Ebene skaliert.

Die Energiespeicher und -management Komponente enthält erstens die Modelle der Energiespeicher. Folgende Energiespeichertypen wurden berücksichtigt:

- Batteriespeicher, die an Dach- oder Fassaden PV-Anlagen gekoppelt sind
- Netzgesteuerte Batteriespeicher
- Speicherkraftspeicher
- Power-to-Gas Anlagen mit biologischer Methanisierung
- Pufferspeicher
- Power-to-Heat Anlagen

Alle Speichermodelle enthalten Kapazitäten, Wirkungsgrade, maximale Ein- und Ausspeicherleistungen, Speicherverluste und Ladezustände als grundlegende Parameter, die individuell für jede Anlage festgelegt werden können.

Zudem sind verschiedene Betriebsstrategien für die Speicher implementiert:

- Energiemanagement auf Gebäudeebene
 - Steuerung der Pufferspeicher und Pelletheizungen für ST-Dach- und Fassadenanlagen
 - Steuerung der Pufferspeicher für Wärmepumpen und Erdwärmesonden
 - Steuerung der Batteriespeicher für PV-Dach- und Fassadenanlagen
- Energiemanagement der Wärmenetze
 - Steuerung der wärmegeführten Holz- und Gas BHKWs

- Steuerung der Pufferspeicher und Power-to-Heat Anlagen
- Energiemanagement der gebäudeungebundenen Stromspeicher
 - Berechnung des regionalen Stromdeltas aus erneuerbarer Produktion und Verbrauch
 - Steuerung der Batteriespeicher, Schwarkraftspeicher und Power-to-Gas Anlagen nach Strompreis und Stromdelta

Der Ausbau der gebäudegebundenen Batteriespeicher und Pufferspeicher wird über das Akteursmodell (vgl. Kapitel 2.1) angetrieben. Die Speicheranlagen für aus- und zugebaute Wärmenetze werden anhand des jeweiligen Technologiemies wie auch bei den Produktionsanlagen zugebaut. Der Ausbau von Stromspeichern, die der Netzregelung dienen, erfolgt über die Investitionskostenberechnung. Dies betrifft netzgesteuerte Batteriespeicher, Schwarkraftspeicher und Power-to-Gas Anlagen. Aufgrund der geringen Größe des Untersuchungsgebiets wurden keine großen Speicher mit überregionaler Bedeutung für das Stromnetz berücksichtigt. Die Rahmenbedingungen für diese Systeme können im Energiesystemmodell aufgrund des kleinräumigen Ansatzes nicht ausreichend dargestellt werden.

Der Zustand des Energiesystems kann neben den Anlagenanzahlen, -typen und Energieflüssen auch anhand der erneuerbaren Residuallasten für Strom- und Wärme sowie der Stoffbilanzen für Gas, Holz, Mais-, Grassilage und Gülle abgebildet werden. Abbildung 4 stellt den Ablauf der einzelnen Modellkomponenten für jeden Zeitschritt dar. Die potentielle Substratverfügbarkeit von Mais und Gras für Biogasanlagen wurde hierbei im Vorhinein in einem separaten Lauf unter Einbezug eines Pflanzenwachstumsmodells und unter den derzeitigen sowie jeweils angenommenen zukünftigen klimatischen Bedingungen ermittelt (HANK, BACK, & MAUSER, 2015). Die Berechnung der stündlichen Wasserkraftproduktion erfolgte in einem separaten Lauf in der Auflösung von 1000 m für die betroffenen Einzugsgebiete unter Berücksichtigung der hydrologischen Gegebenheiten. (MAUSER & PRASCH, 2016)

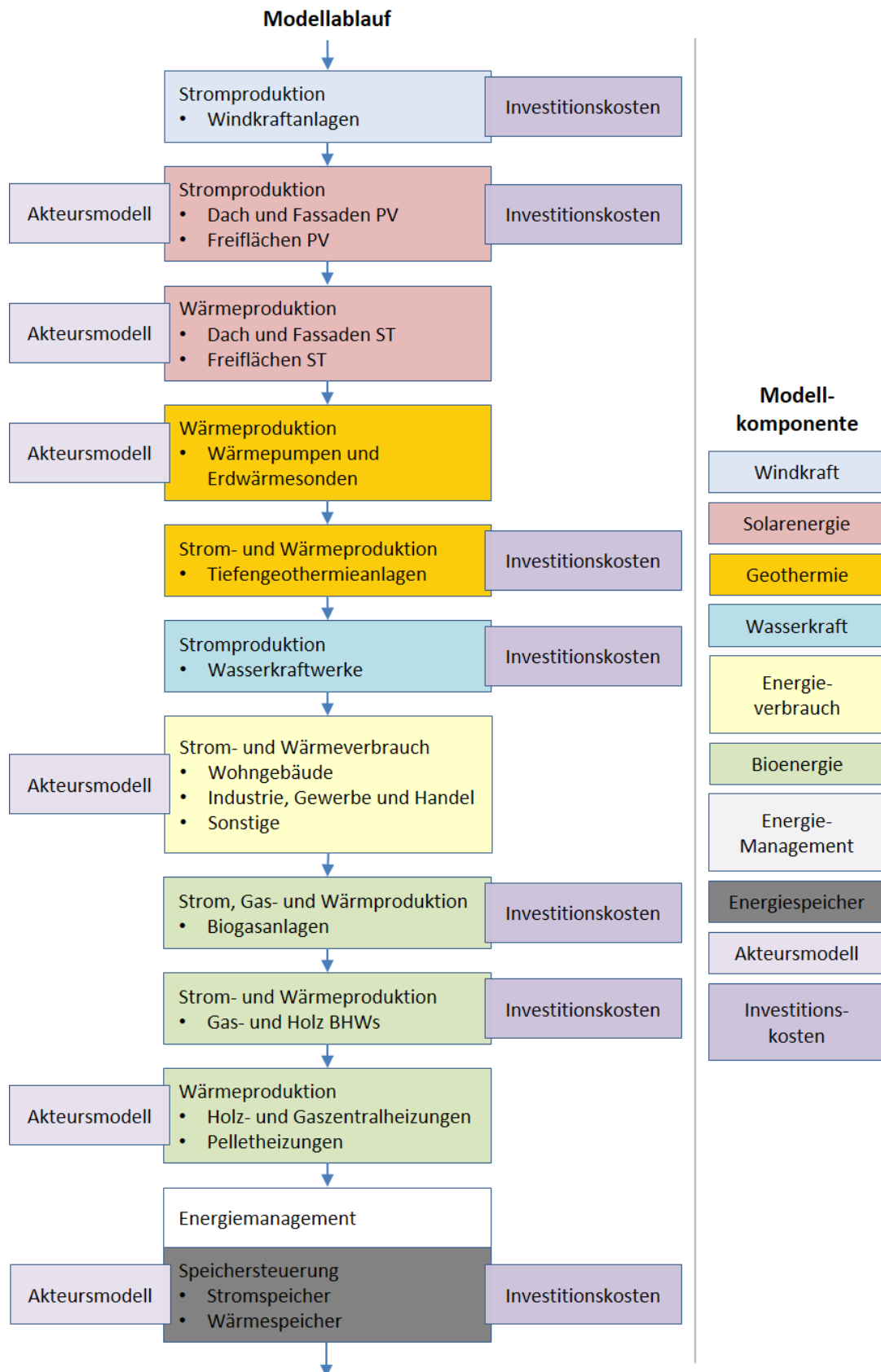


Abbildung 4: Ablauf der stündlichen Energiesystems simulation innerhalb der PROMET-Modellumgebung

2.3 Ökonomisches Modell

Das ökonomische Modell besteht aus drei Hauptkomponenten: das Investitionskosten-Mikro-Modell, das EU REGEN Strommarktmodell und das Input-Output-Modell (IO-Modell). Abbildung 5 zeigt die

einzelnen Komponenten, wobei das IO-Modell wiederum aus den regionalen, den deutschen und den globalen IO-Modell besteht. Das Investitionskosten-Modell analysiert die Wirtschaftlichkeit der Investitionsentscheidungen der Akteure auf Ebene der Einzelmaßnahmen. Dazu werden die durchschnittlichen Erlöse pro kWh berechnet, welche sämtliche Ausgaben und Einnahmen innerhalb des Betrachtungszeitraums berücksichtigen. Anhand des EU REGEN Strommarktmodells wurden mit den Szenarien und Pfaden konsistente Strompreise für den Zeitraum 2015-2045 simuliert und als Bestandteil der Investitionsentscheidungen berücksichtigt.¹

Da unter den jetzigen Rahmenbedingungen nur ein sehr niedriger Ausbau von EE-Anlagen stattfinden würde, wurden im Modell unprofitable Anlagen unterstützt, um höhere Ausbauziele zu erreichen (INOLA-Arbeitsbericht Nr. 8). Im Anschluss wurde überprüft, welche Förderkosten diese Anlagen benötigen würden, um die Verluste zu decken. Diese Vorgehensweise impliziert also, dass ein (regionaler) Fördermechanismus erforderlich ist, damit Anlagen gebaut werden, die aus heutiger Perspektive unrentabel sind, d.h. bei denen die Kosten nicht vom Strompreis und von der bundesweiten EE-Förderung gedeckt werden. Im Modell wurde dabei ein kosteneffizienter Auktionsmechanismus unterstellt. Der modellierte Politikakteur verfolgt dazu ein vorgegebenes Ausbauziel. Je nach Szenario ist dieses so gewählt, dass es sich im Minimum am Status quo und im Maximum an der Erreichung der vollständigen Energiewende bis 2035 orientiert. Der Politikakteur versteigert nun räumlich und technologisch explizit bestimmte Zubaukapazitäten. Die Investoren bieten nun den minimalen Fördersatz, zu dem sie bereit sind, das Projekt zu realisieren. Vereinfachend wird dabei angenommen, dass dieser minimale Fördersatz derjenige ist zu dem das Projekt weder Gewinne noch Verluste erwirtschaftet. Dabei ist der Politikakteur einerseits durch die fest vorgegebenen jährlichen Vergabekapazitäten durch die Verwaltung, administrative Prozesse und weitere Knappheiten in Planung und Realisierung nach oben beschränkt. Andererseits ist auch die maximale Förderung pro kWh, die der Politikakteur bereit ist zu zahlen, nach oben gedeckelt. Wird das Ausbauziel des Politikakteurs nun nicht erreicht, passt er in inkrementellen Schritten diesen maximalen Fördersatz nach oben an, beziehungsweise nach unten, falls das Ziel übererfüllt wird.

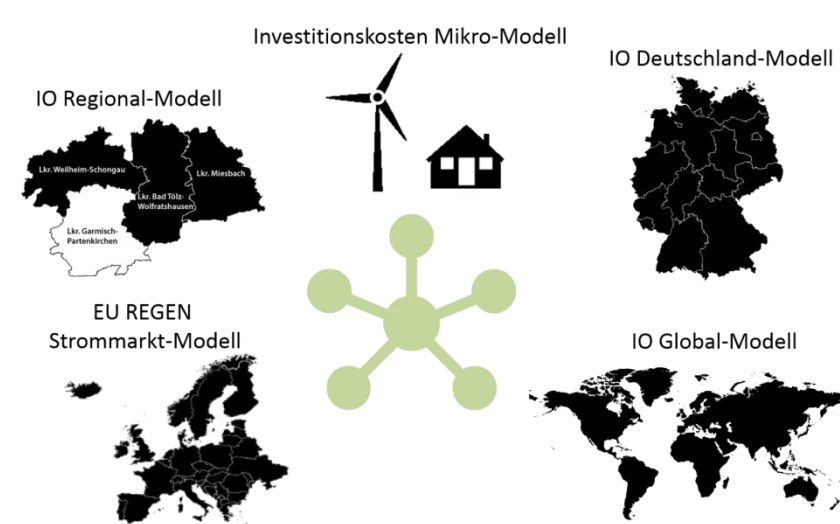


Abbildung 5: Komponenten des ökonomischen Modells

¹ Für eine ausführliche Beschreibung des EU REGEN Strommarktmodells siehe (WEISSBART & BLANFORD, 2019)

Zur Untersuchung der gesamtwirtschaftlichen Effekte wird die Input-Output-Analyse (kurz: IO-Analyse) verwendet. Die IO-Analyse basiert auf einer Matrix (Input-Output-Tabelle), welche die Verflechtungen der verschiedenen Wirtschaftssektoren (wie der Landwirtschaft oder der Stromerzeugung) untereinander, sowie die Verwendung der Güter (Entweder als Vor- oder Endprodukte) und die für die Produktion benötigten Produktionsfaktoren (beispielsweise Fachkräfte) darstellt. Die Verflechtungen der Sektoren entstehen über Vorprodukte, die zur Herstellung von Gütern eines Sektors aus anderen Sektoren benötigt werden. Die Produktionsfaktoren, die in der Input-Output-Tabelle aufgeführt werden, sind klassischerweise die zwei Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital. Im Rahmen von INOLA wird die Wirtschaft in 32 Wirtschaftssektoren aufgeteilt. Der Produktionsfaktor Arbeit wird in drei Qualifikationsstufen unterteilt: Niedrigqualifizierte, Fachkräfte und Hochqualifizierte. Darüber hinaus werden die IO-Tabellen von den drei Landkreisen an die Tabelle für den Rest von Deutschland und die Tabelle vom Rest der Welt gekoppelt, um der Tatsache Rechnung zu tragen, dass die INOLA-Region wirtschaftlich nicht isoliert ist, sondern Produkte und Dienstleistungen aus dem Rest des Landes und der Welt bezieht bzw. in andere Regionen verkauft (INOLA-Arbeitsbericht Nr. 8)

Die wirtschaftlichen Effekte werden in Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte untergliedert. Die Wertschöpfung misst den Wert der im Inland hergestellten Waren und Dienstleistungen innerhalb eines Jahres. Von der Summe der produzierten Güter sind die Vorprodukte abzuziehen, so dass es sich letztlich um eine Wertsteigerung auf den einzelnen Sektoren handelt.

Mithilfe dieser Input-Output-Tabellen können bereits erste Analysen gemacht werden. Die Möglichkeiten der Analyse sind jedoch beschränkt, insbesondere wenn sich die Menge der primären Produktionsfaktoren (z.B. Arbeit und Kapital) nicht frei an den Bedarf anpassen kann. Außerdem führen Änderungen dazu, dass Inkonsistenzen in Vergleich zu den realen Daten oder innerhalb der veränderten Tabellen auftreten. Fisher und Marshall (2011) haben eine Methode entwickelt, wie dennoch die Ergebnisse sehr gut angenähert werden können. Diese Methode kann jedoch nicht ohne weiteres auf unsere Analyse angewandt werden, weil sie absolute Abweichungen minimiert. Das hat zur Folge, dass große Wirtschaftszweige und Regionen deutlich stärker als kleine gewichtet werden. Im Rahmen von INOLA interessieren aber insbesondere die relativen Abweichungen, da sonst die Wirtschaftszweige des Rests der Welt das Ergebnis der Wirtschaftszweige in der INOLA-Region dominieren - relativ große Änderungen in einem Landkreis sind absolut und global gesehen nicht bedeutend. Dies muss in der Methodik berücksichtigt werden, da für unsere Analyse insbesondere die kleinräumigen, regionalen Effekte relevant sind. Um dieses Problem zu umgehen, wurde für dieses Projekt eine neue Anpassungsmethode entwickelt, welche die relativen Abweichungen zwischen dem Modell und den historischen Daten minimiert.

Eine weitere Innovation, die in die Input-Output-Analyse für das INOLA-Projekt implementiert wird, ist die Berücksichtigung von Verdrängungseffekten (BENZ et al., 2014). Hierbei können Beschränkungen von Produktionsfaktoren, wie die mangelnde Mobilität von Arbeitskräften, besser abgebildet werden. So wandern bei einer Steigerung der Nachfrage nach Arbeitskräfte in einem Wirtschaftsbereich, diese aus anderen Wirtschaftsbereichen ab, wodurch in deren ursprünglichen Wirtschaftsbereichen die Wertschöpfung sinkt. Für die Berechnungen wurde angenommen, dass die Produktionsfaktoren innerhalb Deutschland vollständig mobil sind, was eine plausible Annahme darstellt, wenn man berücksichtigt, dass es für die meisten Berufe keine rechtlichen Restriktionen für die „Einwanderung“ von Arbeitskräfte von einer Region in die verschiedenen Regionen Deutschlands bestehen. Dabei ist zu beachten, dass unsere Annahme bezüglich der Mobilität von Produktionsfak-

toren dazu führt, dass Produktionsfaktoren hauptsächlich aus Wirtschaftsbereichen in anderen Regionen Deutschlands zuwandern. Dadurch befinden sich die benachteiligten Wirtschaftsbereiche außerhalb des Oberlandes. Würde man eine beschränkte Mobilität der Arbeitskräfte berücksichtigen, so würden die regionalen Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte innerhalb des bayerischen Oberlandes unter allen Ausbauoptionen niedriger ausfallen als im Folgenden dargestellt.²

² Die Mobilität der Arbeitskräfte könnte z.B. durch individuelle Präferenzen bzgl. des Wohnortes oder durch die Bindung des Partners an einem Arbeitsort unter anderen Faktoren de facto beschränkt werden.

3 Transdisziplinäre Entwicklung der regionalen Ausbauoptionen sowie der unterschiedlichen Rahmenbedingungen für die Simulation

In der ersten Simulationsrunde war es das Ziel der Simulationen zu testen, welchen Beitrag verschiedene Energiepfade, also ein unterschiedliches Mix an EE-Technologien, zur Erreichung des Zieles 100%-EE-Technologien in einem zukünftigen Energiesystem im Oberland leisten können und welcher Zubau an EE-Anlagen hierfür notwendig ist (vgl. Kapitel 4). In einem zweiten Schritt sollten die Simulationen beantworten, welche und wie viele EE-Anlagen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen, bzw. unterschiedlichen Zukünften, zugebaut werden und welche Energieeinsparungen zu erwarten sind sowie mit welchen ökonomischen Effekten für die Region dies verbunden ist. Um diese Simulationen durchführen zu können, wurden zunächst gemeinsam mit regionalen Akteuren mögliche Ausbauoptionen entwickelt. Ebenso wurden unterschiedliche Zukunftsszenarien generiert, die alle möglichen zukünftigen Rahmenbedingungen, wie z.B. Förderkulisse, Energiepreise sowie Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung möglichst breit abbilden. Hier konnte auf den umfangreichen partizipativen Szenarienprozess (vgl. INOLA-Bericht Nr. 7) zurückgegriffen werden.

3.1 Projektschritte zur Entwicklung der Ausbauoptionen

Die Erarbeitung von unterschiedlichen Ausbauoptionen, d.h. welchen Stellenwert welche Technologie in den einzelnen Ausbauoptionen erhalten soll, erfolgte gemeinsam mit regionalen Akteuren in mehreren Schritten. Folgende Projektschritte und Zwischenergebnisse gingen in die Erarbeitung der Ausbauoptionen ein:

- Akzeptanzbefragung 2016 (INOLA-Arbeitsbericht Nr. 6)
- Drei Workshops und Fokusgruppendifkussionen mit der regionalen Begleitgruppe im Juli 2017
- Diskussion der Simulation von Energiepfaden zur Erreichung von 100% EE auf der Regional-konferenz im Juli 2018



Abbildung 6: Bepunktung von EE-Technologien im Rahmen eines Workshops

Aus der INOLA-Akzeptanzbefragung sowie den Workshops mit der regionalen Begleitgruppe wurden eine Ausbauoption erarbeitet, die auf Technologien fokussiert, die in der Region eine hohe Akzeptanz erfahren. Laut der INOLA-Akzeptanzbefragung erfahren Solaranlagen auf Dächern und Wasserkraftanlagen in der Bevölkerung des Oberlandes die höchste Befürwortung am Wohnort. BHKWs auf Holzbasis, PV-Freiflächenanlagen, Geothermie und Windkraft landen im Mittelfeld und Biogas erfährt bei den Befragten die geringste Befürwortung am eigenen Wohnort (INOLA-Arbeitsbericht Nr. 7). Die

Ergebnisse der Akzeptanzbefragung sowie die Zwischenergebnisse zu den Potenzialen und möglichen Konflikten einzelner EE-Technologien wurden im Rahmen von drei Workshops den Mitgliedern der INOLA-Begleitgruppe in Präsentationen und zahlreichen Postern vorgestellt und im Rahmen von Fokusgruppen diskutiert.

Zudem wurde der Stellenwert einzelner EE-Technologien für das nachhaltige Energiesystem der Zukunft in Form einer Bepunktung abgefragt. Die Einschätzungen der ExpertInnen deckten sich in großen Teilen mit den Ergebnissen der INOLA-Akzeptanzbefragung und führten zu folgendem von den regionalen Akteuren „erwünschten“ Energiemix:

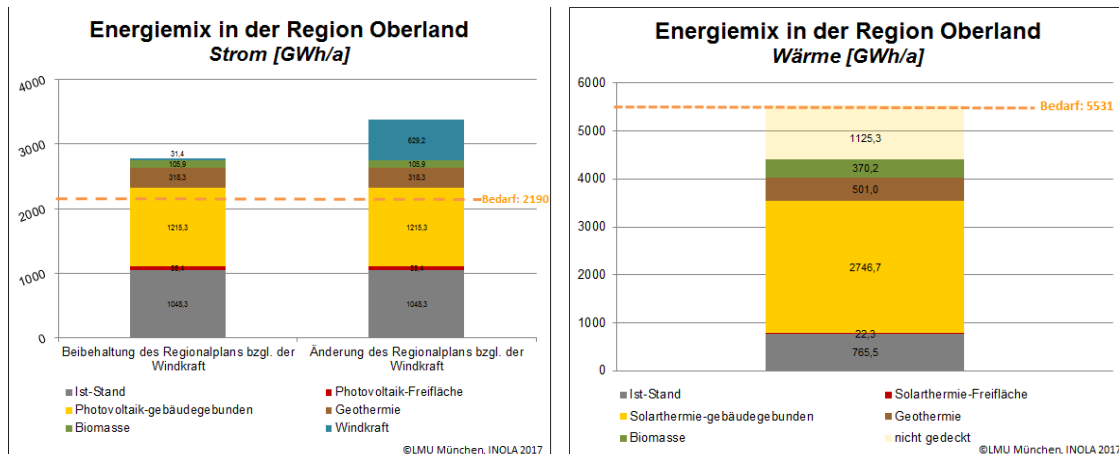


Abbildung 7: „Erwünschter“ Energiemix in der Region Oberland für Strom (links) und Wärme (rechts)

Wie aus Abbildung 7 ersichtlich bevorzugen die regionalen Akteure den sehr intensiven Ausbau gebäudegebundener Photovoltaik-Anlagen, da hier die Beeinträchtigung des Landschaftsbildes gering sei. Der Ausbau der Geothermie soll im Rahmen der sich bietenden Möglichkeiten genutzt werden, während Biogasanlagen höchstens geringfügig ausgebaut werden sollen. Hier wird vor allem eine „Vermaisung“ der Landschaft befürchtet. Wasserkraft ist in der Region stark akzeptiert, so dass ein weiterer Ausbau erwünscht ist. Allerdings sind die verfügbaren Potenziale bereits weitestgehend ausgeschöpft. Das Potenzial für Windkraft ist aufgrund der bayerischen „10-H-Regel“ nur gering, soll aber durchaus zur Stromerzeugung genutzt werden.

Für die Gewinnung von Wärmeenergie aus EE wird auch hier ein gebäudegebundener Ausbau der Solarthermie bevorzugt. Die Nutzung von Biomasse können sich die Akteure vor allem in Form von Holzheizkraftwerken für ihre Region vorstellen, während Geothermie soweit das möglich ist, neben der bereits erwähnten Nutzung für Stromerzeugung auch für die Wärmeerzeugung verwendet werden soll.

Zudem gingen in die Entwicklung der Ausbaupfade für die zweite Simulationsrunde die Diskussionen der Ergebnisse der ersten Simulationsrunde, wie 100% EE erreicht werden kann im Rahmen der Regionalkonferenz mit ein. Als wichtige Problemfelder wurden hier die nachhaltige Bereitstellung von Wärme sowie eine verstärkte Energieeinsparung identifiziert. Auf Basis dieser Diskussionen wurden die 2017 mit der regionalen Begleitgruppe ausgearbeiteten Ausbaupfade im Nachgang zur Regionalkonferenz 2018 weiterentwickelt.

Der „erwünschten“ Ausbauoption mit einem starken Fokus auf gebäudegebundene Energieerzeugungsanlagen und Speicher wurde eine weitere Ausbauoption gegenübergestellt, die stärker auf größere Energieerzeugungsanlagen setzt. Bei beiden Ausbauoptionen wird davon ausgegangen, dass die Energiewende im Oberland von Politik und Gesellschaft wesentlich aktiver vorangetrieben wird als dies heute der Fall ist.

Die dritte Ausbauoption stellt den Referenzpfad dar, bei dem heutige Entwicklungen fortgeschrieben werden. Bei dieser Option wird keine Technologie bevorzugt und es wird davon ausgegangen, dass die regionalen Aktivitäten für die Energiewende nicht verstärkt werden. Zusammengefasst stellen sich die drei simulierten Ausbauoptionen folgendermaßen dar:

1. Referenzpfad: Heutige Entwicklungen werden fortgeschrieben und die Region wird nicht aktiv in Bezug auf die regionale Energiewende; der Pfad ist grundsätzlich technologieoffen und es erfolgt keine zusätzliche Förderung für EE.
2. Kleine Lösungen: Die regionalen Aktivitäten werden verstärkt und fördern vor allem gebäudegebundene Energieerzeugungsanlagen und Speicher (d.h. vor allem PV- und Solarthermieanlagen sowie Wärmepumpen). Der Fokus liegt auf Haushalten und Firmen als Investoren.
3. Große Lösungen: Die regionalen Aktivitäten werden verstärkt und fördern vor allem gebäudeungebundene EE-Technologien wie PV-Freiflächenanlagen, Windkraft sowie bei der Wärme und Speichern Quartierslösungen wie Biomasseheizwerke und Wärmenetze. Zusätzlich zu institutionellen Investoren treten Kommunen und Stadtwerke sowie Genossenschaften als Investoren für Kombienergiezentralen und Nahwärmenetze sowie (Quartiers-)Speicher auf.

3.2 Entwicklung von Rahmenszenarien für die Simulation

Bei der Erarbeitung von Szenarien, die ein möglichst breites Spektrum an möglichen zukünftigen Entwicklungen abdecken sollen, wurde auf die Rahmenszenarien zurückgegriffen, die innerhalb des INOLA-Szenarienprozesses 2015/2016 entwickelt wurden (vgl. INOLA-Bericht Nr. 7). Diese Rahmenszenarien geben das Setting, bzw. den globalen und nationalen politischen Rahmenbedingungen für die Simulationen vor. Folgende drei Rahmenszenarien wurden für die Simulationen verwendet:

- Rahmenbedingungen „Nachhaltig“: Ein politischer und gesellschaftlicher Wandel führen zum Umdenken. Dekarbonisierung und Nachhaltigkeit werden in allen Wirtschafts- und Lebensbereichen angestrebt und aktiv umgesetzt. Es besteht ein klarer Fokus auf Umwelt- und Ressourcenschutz vor wirtschaftlichen Interessen.
- Rahmenbedingungen „Business as Usual“ (BAU): Hier führen eine Verteuerung fossiler Energieträger und der drohende Klimawandel zu Innovationen und einem Fokus auf technischen Lösungen. Angestrebt wird ein weiteres Wirtschaftswachstum mit maximaler Energieeffizienz, dem Ressourcen- und Umweltschutz klar untergeordnet wird. Im Wesentlichen werden heutige Politiken fortgeschrieben.
- Rahmenbedingungen „Krise“: Aufgrund globaler Kräfteverlagerung ist Deutschland keine Wirtschaftsmacht mehr und die EU wird wirtschaftlich abgehängt. Es erfolgen fossile Energieimporte, um die Energieversorgung zu sichern. Die Energiewende wird von anderen Themen überlagert z.B. starker demographischer Wandel, soziale Probleme. Die Energieversorgung wird über Energieimporte gesichert, Umwelt- und Ressourcenschutz werden vernachlässigt.

3.3 Die simulierten Rahmen-Ausbaupfad-Kombinationen

Aus den entwickelten Ausbaupfaden und Rahmenszenarien ergeben sich neun mögliche Rahmen-Ausbaupfad-Kombinationen. Diese wurden in der Innovationsgruppe diskutiert, auf ihre Plausibilität geprüft und entschieden, dass von den neun möglichen Kombinationen sechs Kombinationen simuliert werden (vgl. Abbildung 8).

Ausbaupfad-Optionen	Rahmenbedingungen/ Zukünfte	Wir machen weiter wie bisher und es werden keine EE-Technologien bevorzugt	Wir strengen uns an und fördern kleine Energieerzeugungsanlagen und Energieeinsparung	Wir strengen uns an und fördern größere Energieerzeugungsanlagen und Energieeinsparung
Krise global und in Deutschland		Pfad: Wir machen weiter wie bisher in einer krisenhaften, nicht-nachhaltigen Welt (Krise_BAU)		
Wachstum - Weiter wie bisher		Pfad: Wir machen weiter wie bisher in einer wachstumsgetriebenen, nicht-nachhaltigen Welt (Referenzpfad)	Pfad: Wir strengen uns an und setzen auf kleine Lösungen in einer wachstumsgetriebenen, nicht-nachhaltigen Welt (Wachstum_Klein)	Pfad: Wir strengen uns an und setzen auf große Lösungen in einer wachstumsgetriebenen, nicht-nachhaltigen Welt (Wachstum_Groß)
Nachhaltigkeit in Wirtschaft und Gesellschaft			Pfad: Wir strengen uns an und setzen auf kleine Lösungen in einer nachhaltigen Welt (Nachhaltig_Klein)	Pfad: Wir strengen uns an und setzen auf große Lösungen in einer nachhaltigen Welt (Nachhaltig_Groß)

Abbildung 8: Simulierte Rahmen-Ausbaupfad-Kombinationen (rot umrandet dargestellt)

Die Kombinationen „Nachhaltige Rahmenbedingungen“ mit einem „Weiter wie bisher“ (BAU)-Pfad wurden ebenso wie die Kombinationen „Krisenhafte Rahmenbedingungen“ mit Pfaden, in denen die Region aktiv wird und investiert („Kleine und Große Lösungen“) als nicht plausibel ausgeschlossen.

Für die zweite Simulationsrunde (vgl. Kap. 5) wurden also folgende Rahmen-Ausbaupfad-Kombinationen simuliert:

1. Rahmen „Wachstum“ mit Ausbaupfad „Weiter wie bisher“ (Referenzpfad): Die Region wird nicht aktiv und heutige Entwicklungen werden fortgeschrieben. Der Umwelt- und Ressourcenschutz wird wirtschaftlichen Interessen untergeordnet. Heutige (Förder-)Politiken werden fortgeschrieben (vgl. Kapitel 6.1)
2. Rahmen „Krise“ und Ausbaupfad „Weiter wie bisher“: Die Region wird nicht aktiv und die Energieversorgung erfolgt auch über Energieimporte. Umwelt- und Ressourcenschutz werden vernachlässigt. Förderung für Erneuerbare Energien geht zurück (vgl. Kapitel 6.1).
3. Rahmen „Wachstum“ und Ausbaupfad „Kleine Lösungen“: Die Region wird aktiv und fördert vor allem gebäudegebundene Anlagen und Speicher. Haushalte und Firmen sind die hauptsächlichen Investoren. Insgesamt wird der Umwelt- und Ressourcenschutz wirtschaftlichen Interessen untergeordnet. Heutige nationale (Förder-)Politiken werden fortgeschrieben (vgl. Kapitel 6.2).
4. Rahmen „Nachhaltig“ und Ausbaupfad „Kleine Lösungen“: Die Region wird aktiv und fördert vor allem gebäudegebundene Anlagen und Speicher. Haushalte und Firmen sind die hauptsächlichen Investoren. Insgesamt führt ein politischer und gesellschaftlicher Wandel zum Umdenken in Richtung Nachhaltigkeit und es erfolgt ein klarer Fokus auf Umwelt- und

Ressourcenschutz vor wirtschaftlichen Interessen. Die nationale Förderung von Erneuerbaren Energien steigt (vgl. Kapitel 6.2).

5. Rahmen „Wachstum“ und Ausbauoption „Große Lösungen“: Die Region wird aktiv und fördert vor allem gebäudeungebundene große Anlagen und Speicher. Als Investoren für Kombiekraftwerke und Nahwärmenetze sowie (Quartiers-)Speicher treten vor allem Kommunen und Stadtwerke sowie Genossenschaften auf. Insgesamt wird der Umwelt- und Ressourcenschutz wirtschaftlichen Interessen untergeordnet. Heutige nationale (Förder-)Politiken werden fortgeschrieben (vgl. Kapitel 6.3).
6. Rahmen „Nachhaltig“ und Ausbauoption „Große Lösungen“: Die Region wird aktiv und fördert vor allem gebäudeungebundene große Anlagen und Speicher. Als Investoren für Kombiekraftwerke und Nahwärmenetze sowie (Quartiers-)Speicher treten vor allem Kommunen und Stadtwerke sowie Genossenschaften auf. Insgesamt führt ein politischer und gesellschaftlicher Wandel zum Umdenken in Richtung Nachhaltigkeit und es erfolgt ein klarer Fokus auf Umwelt- und Ressourcenschutz vor wirtschaftlichen Interessen. Die nationale Förderung von Erneuerbaren Energien steigt (vgl. Kapitel 6.3).

4 Erforderlicher Anlagenbau zur Erreichung von 100 % EE im Oberland

Um den akzeptierten Technologiemark für das 100 %-Ziel im Oberland berechnen zu können, wurden die Abstimmungsergebnisse aus den Strategiewerkshops (siehe Kapitel 3) entsprechend aufbereitet und anschließend auf die im INOLA-Arbeitsbericht Nr. 3 (INOLA-Arbeitsbericht Nr. 3) ermittelten vorhandenen Potenziale bezogen. Die Anzahl der vergebenen Punkte in den Kategorien „stark“, „mittel“, „schwach“ und „kein weiterer Ausbau“ wurde für jede Technologie mit den Anteilen von 100 %, 66 %, 33 % und 0 % gewichtet. Die daraus resultierende Gesamtakzeptanz für die entsprechende Technologie wiederum bestimmt den zu nutzenden Anteil des vorhandenen Potenzials. Somit sind Technologien mit hoher Akzeptanz und gleichzeitig hohem ungenutztem Potenzial am stärksten im resultierenden Energiemark vertreten.

Für die Potenzialgewichtung in der Ausbauoption 1 wurde das technische Potenzial unter allen aktuell geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen als Basis angenommen (näheres siehe INOLA-Arbeitsbericht Nr. 3). In der Konsequenz erlangte die Photovoltaik auf Dächern eine zentrale Rolle in der angestrebten Energiewende des Oberlands (Ausbauoption „Dachflächen-PV“). In der alternativ abgefragten Ausbauoption 2, die eine Überarbeitung und damit Lockerung der Teilfortschreibung Windkraft des Regionalplans 17 voraussetzt, kommt insbesondere durch das nun größere vorhandene Potenzial die Windkraft als zentrale Technologie zum Tragen (Ausbauoption „PV & Wind“).

Die ermittelten Anteile wurden schließlich auf den Strom- bzw. Wärmebedarf des Jahres 2015 skaliert, sodass am Ende eine 100 %-ige bilanzielle Abdeckung möglich ist.

4.1 Stromproduktion

In der Vergangenheit erfolgte der erste nennenswerte Zubau an PV-Anlagen in der EWO-Region etwa zur Jahrtausendwende (siehe Abbildung 9). Die gesamte jährliche neu hinzukommende Nennleistung durch PV-Strom belief sich allerdings bis zum Jahr 2007 auf weniger als 10 MWp, wobei der GHD-Sektor hier höhere Anteile für sich verbuchte als private Haushalte. Dies änderte sich ab dem Jahr 2008, ab dem ein starker Anstieg an neuen Anlagen zu registrieren war. Der Zubau belief sich im Jahr 2010 auf 24,6 MWp und fiel in den folgenden Jahren wieder zurück auf unter 5 MWp. Der Boom gegen Ende des ersten Jahrzehnts und auch der nachfolgende Rückgang im Zubau ist vor allem auf die Veränderungen in der Förderpolitik der Bundesregierung (insbesondere Absenkung der EEG-Vergütung; Umstellung auf das Ausschreibungsverfahren) zurückzuführen.

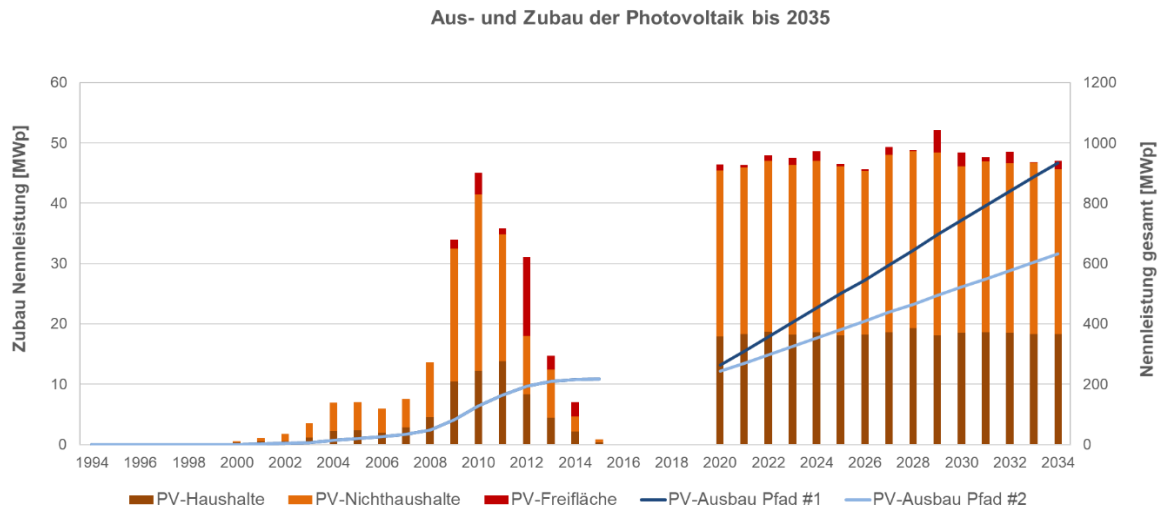


Abbildung 9: Entwicklung des tatsächlichen Ausbaus und des projizierten Zubaus an Photovoltaikanlagen in der Modellregion um im Jahr 2035 den gesamten Stromverbrauch aus regenerativen Energien zu decken

Um das Ziel 100 % EE in der Region zu erreichen, wäre in der Ausbauoption „Dachflächen-PV“ ein konstanter jährlicher Zubau nötig, der in etwa dem Peak des Jahres 2010 entspricht. Ab dem Jahr 2020 müssten dann bis 2034 jährlich im Schnitt 46,7 MWp zugebaut werden. Im Jahr 2035 wäre in der Region schließlich eine gesamte installierte Nennleistung von 934 MWp vorhanden (siehe Abbildung 9, dunkelblaue Linie). Aufgrund der verhältnismäßig niedrigeren Akzeptanz von Freiflächenanlagen würden diese nur etwa 4,4 % des PV-Stroms ausmachen. In der Ausbauoption „PV & Wind“ reduziert sich der Anteil der Photovoltaik entsprechend auf eine kumulierte Nennleistung von 633 MWp, was einem jährlichen Zubau von etwa 25 MWp ab 2020 entspricht (siehe Abbildung 9, hellblaue Linie).

Welche Anstrengungen bei einer Energiewende mit Fokus auf PV notwendig sind, lässt sich anhand des nötigen Ausbaubedarfs verdeutlichen. Während Stand 2015 4,7 % der Gebäude eine PV-Anlage besitzen, müssten es nach Ausbauoption „Dachflächen-PV“ im Jahr 2035 54,3 % der Gebäude sein. In der Ausbauoption „PV & Wind“ wären es 33,3 % der Dächer. Dabei wurde angenommen, dass jeweils eine Dachfläche pro Gebäude vollständig (abzgl. Abstandsflächen und Dachflächenfenster) mit Modulen bedeckt wird und keine Doppelnutzung mit Solarthermie-Anlagen stattfindet. Zudem wurden sowohl Haupt- als auch Nebengebäude (Garagen, Schuppen, landwirtschaftliche Gebäude etc.) berücksichtigt. Der zusätzliche Bau von Freiflächen-PV beläuft sich in Ausbauoption „Dachflächen-PV“ auf 12,1 ha (ca. 17 Fußballfelder), in der Ausbauoption „PV & Wind“ auf 5,1 ha (ca. 7 Fußballfelder). Da die Hauptinvestoren hier Haushalte und Firmen darstellen, ist eine wesentliche Herausforderung bei diesen Ausbauoptionen wie diese Akteure zu einem verstärkten Bau von Anlagen auf den eigenen Dachflächen motiviert werden können.

Je nach Intensität des Zubaus an Photovoltaik fällt der Windkraft als zusätzliche Produktionstechnologie eine stärkere oder schwächere Rolle zu. In Ausbauoption „Dachflächen-PV“ wird zur Erreichung des 100 %-Ziels der Bau von 9 Windrädern zu je 3 MW bis 2035 angenommen. In der Ausbauoption „PV & Wind“ wären hingegen 185 Windräder derselben Größe notwendig. Diese Zahl an notwendigen Windkraftanlagen wäre unter den aktuell gültigen Rahmenbedingungen des Regionalplans 17 sowie der 10 H-Regelung nicht realisierbar. Eine Lockerung planerischer Restriktionen ist in dieser Ausbauoption daher unumgänglich.

Zusammen mit Wasserkraft, Tiefengeothermie und Bioenergie summiert sich die so potentiell produzierte Strommenge in der Simulation auf 2.190 GWh, was den Stromverbrauch der Region bilanziell zu 100 % decken würde. Im Gegensatz zur Nennleistung der Anlagen bezieht sich die Stromproduktion auf die explizite Strommenge, die unter den gegebenen meteorologischen und technischen Bedingungen an den jeweiligen Standorten erzeugt werden kann. Eine Übersicht über die Produktionsmengen und -anteile beim Strom findet sich in Tabelle 2 und Abbildung 10.

Tabelle 2: Produktionsmengen von Stromanlagen und deren Anteile an der Gesamterzeugung

	Ausbauoption „Dachflächen-PV“		Ausbauoption „PV & Wind“	
	Produktion [GWh]	Produktion [%]	Produktion [GWh]	Produktion [%]
Photovoltaik	1.071	49.1	696	31.9
Wasserkraft	722	33.1	715	32.8
Tiefengeothermie	200	9.2	94	4.3
Bioenergie	141	6.5	141	6.5
Windkraft	46	2.1	534	24.5

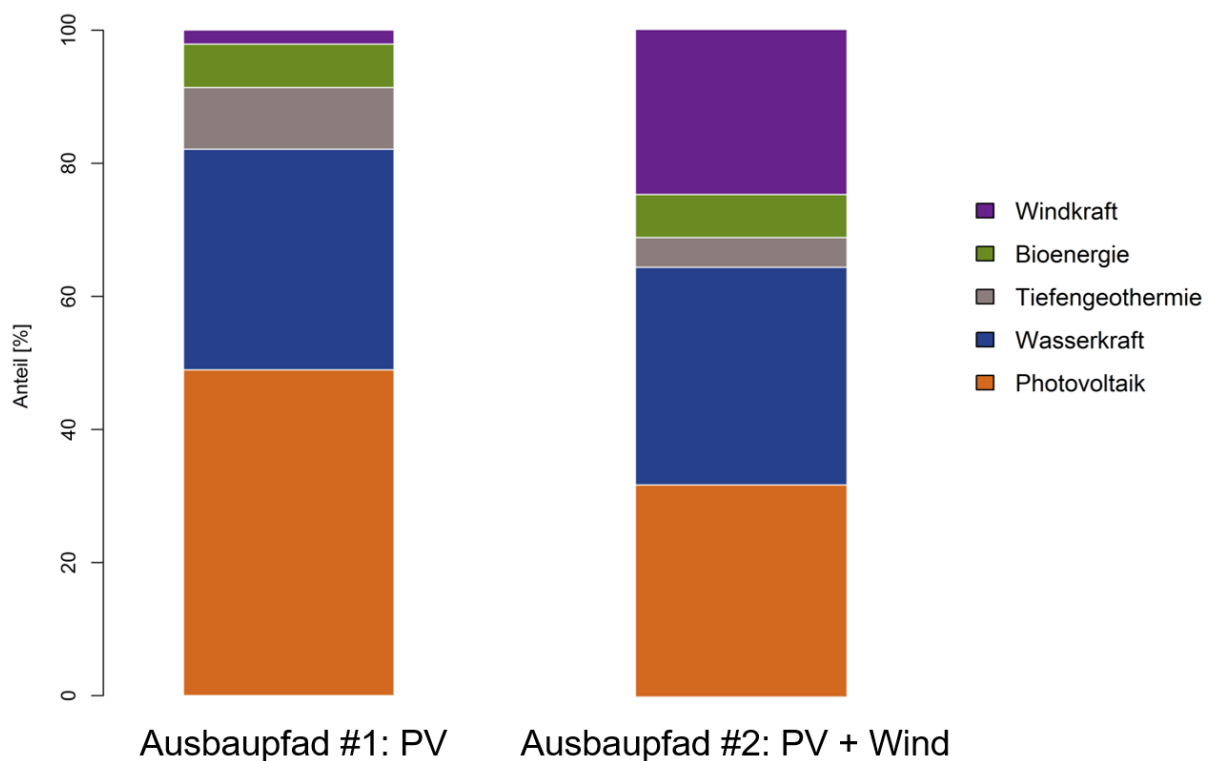


Abbildung 10: Produktionsanteile am gesamten Stromverbrauch der EWO-Region für ein 100 % - Szenario.

Eine vollständige Deckung des Strombedarfs nach bilanzieller Rechnung ist allerdings nicht gleichzusetzen mit dem Begriff der Autarkie. Aufgrund der Volatilität der erneuerbaren Energien wird Strom teilweise zu Zeiten erzeugt, an denen er nicht komplett verbraucht werden kann. Diese Überschüsse müssen entweder in vorgelagerte Netze geleitet oder gespeichert werden. Umgekehrt

gibt es Zeiten, zu denen die Produktion nicht ausreicht um den Strombedarf der Region zu decken. Die Differenz zwischen Stromproduktion und –verbrauch wird als regionales Stromdelta bezeichnet (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12). Positive Werte stellen dabei ein Defizit dar, negative Werte beziffern die Überschüsse im Energiesystem. Die zeitkontinuierliche Darstellung des regionalen Stromdeltas gibt daher Aufschlüsse über die Schwankungen, die über Netze und Energiespeicher abgefangen werden müssen.

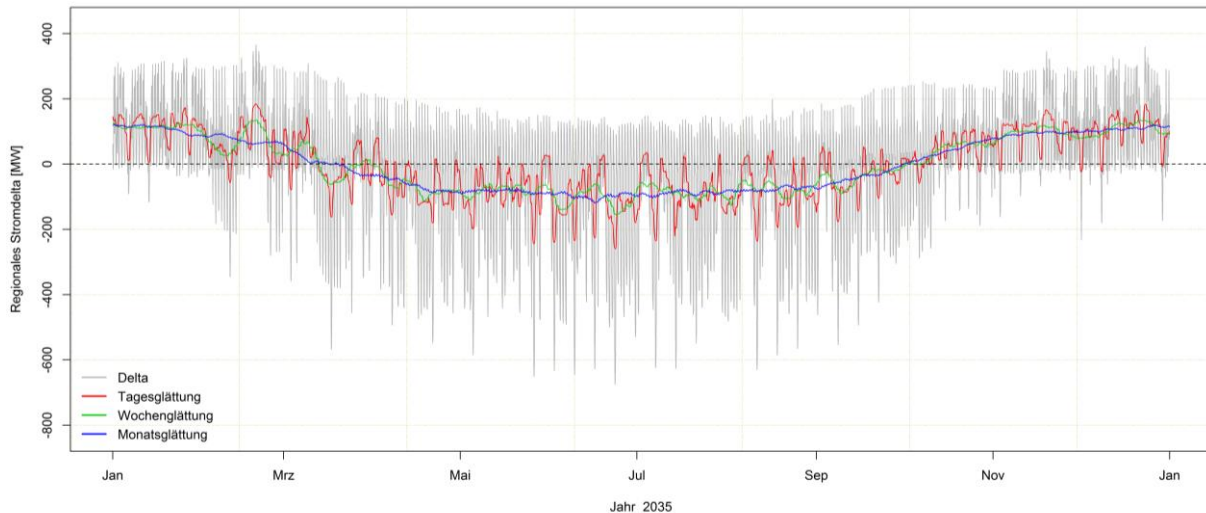


Abbildung 11: Zeitkontinuierliches, regionales Stromdelta der Ausbauoption „Dachflächen-PV“ als Differenz zwischen Verbrauch und Produktion in stündlicher Auflösung sowie der Tages-, Wochen- und Monatsglättung.

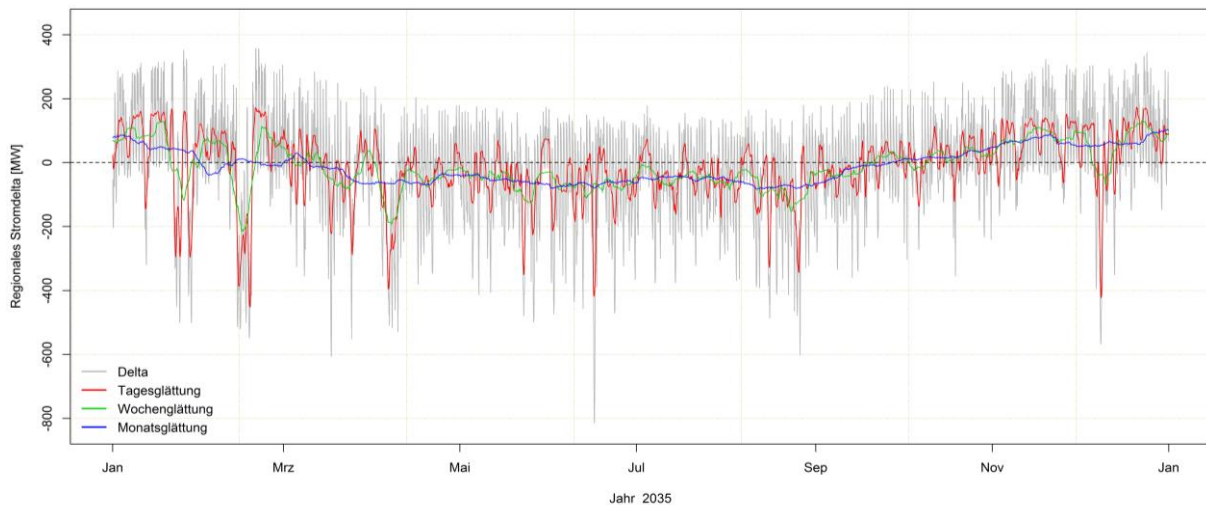


Abbildung 12: Zeitkontinuierliches, regionales Stromdelta der Ausbauoption „PV & Wind“ als Differenz zwischen Verbrauch und Produktion in stündlicher Auflösung sowie der Tages-, Wochen- und Monatsglättung.

In Abbildung 11 und Abbildung 12 sind die stündlichen Simulationswerte in grau exemplarisch für das Jahr 2035 angezeigt. Die Spitzen des Überschusses reichen in Ausbauoption „Dachflächen-PV“ (Abbildung 11) bis auf 941 MWh, in Ausbauoption „PV & Wind“ (Abbildung 12) sogar bis auf 1.191 MWh, wobei hiervon jeweils 554 MWh (Abbildung 11) und 933 MWh (Abbildung 12) auf regulierbare Anlagen entfallen. Ausbauoption „PV & Wind“ weist zwar den weitaus höheren Wert bei den Überschüssen auf, dennoch ist die Stromversorgung dort insgesamt wesentlich ausgeglichener. Das ist vor allem am Verlauf der Tages-, Wochen- und Monatsglättung (in rot, grün und blau dargestellt) erkennbar. Durch die Verteilung der Produktion auf mehrere Technologien steigt zwar an extremen

Tagen (z.B. an einem sonnigen und windigen Sommertag) die Gefahr von hohen Netzspitzen, allerdings gibt es insgesamt geringere Abweichungen vom idealen ausgeglichenen Stromdelta. Da ein Defizit nicht zu jeder Stunde neu auf- oder abgebaut wird, liefert die Betrachtung des kumulierten (also von Stunde zu Stunde aufsummierten) Stromdeltas weitere entscheidende Informationen zum simulierten Energiesystem (Abbildung 13 und Abbildung 14).

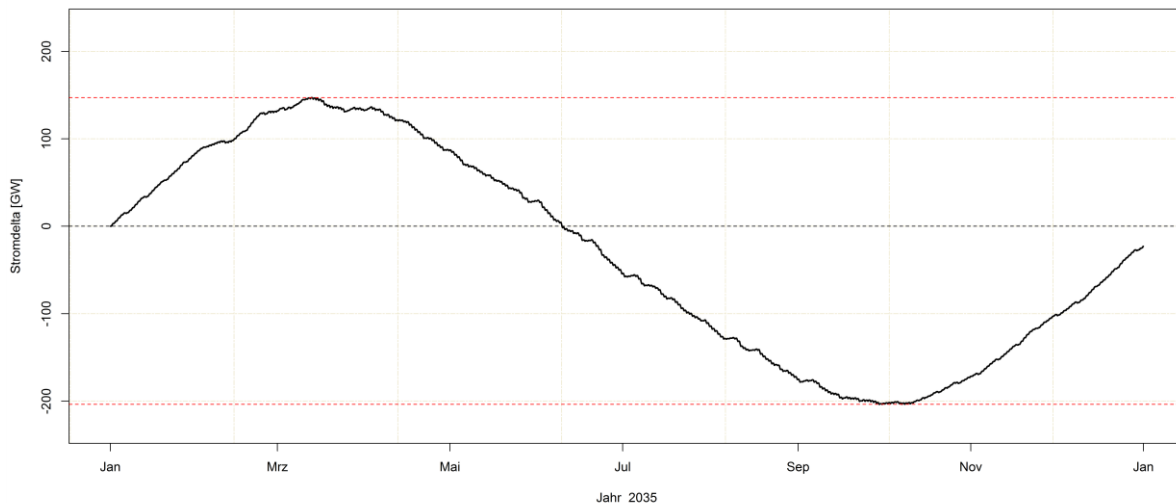


Abbildung 13: Kumuliertes, regionales Stromdelta der Ausbauoption „Dachflächen-PV“.



Abbildung 14: Kumuliertes, regionales Stromdelta der Ausbauoption „PV & Wind“.

Bei Ausbauoption „Dachflächen-PV“ (Abbildung 13) mit Fokus auf PV-Aufdachanlagen steigt das maximale Defizit im Frühjahr auf 147 GWh, während bei Ausbauoption „PV & Wind“ (Abbildung 14) das Defizit lediglich auf 75 GWh ansteigt. Die Überschüsse verhalten sich ähnlich und summieren sich in Ausbauoption „Dachflächen-PV“ (Abbildung 13) zu 204 GWh, in Ausbauoption „PV & Wind“ (Abb. 14) zu 153 GWh auf.

4.2 Wärmeproduktion

Die bilanzielle Deckung des Wärmeverbrauchs zu 100 % zeigte sich unter den gegebenen Annahmen als nicht erreichbar. Durch die getroffenen Annahmen und die Gewichtung der Potenziale konnte in der Simulation lediglich eine bilanzielle Wärmeproduktion von gut 1.200 GWh/a erzielt werden, was in etwa 22 % des aktuellen Verbrauchs entspricht (siehe Abbildung 15). Die Ergebnisse der Modell-

rechnung erfüllten allerdings zum damaligen Zeitpunkt etliche der späteren Annahmen noch nicht und sind so kaum mit den Ergebnissen aus Kapitel 5 zu vergleichen.

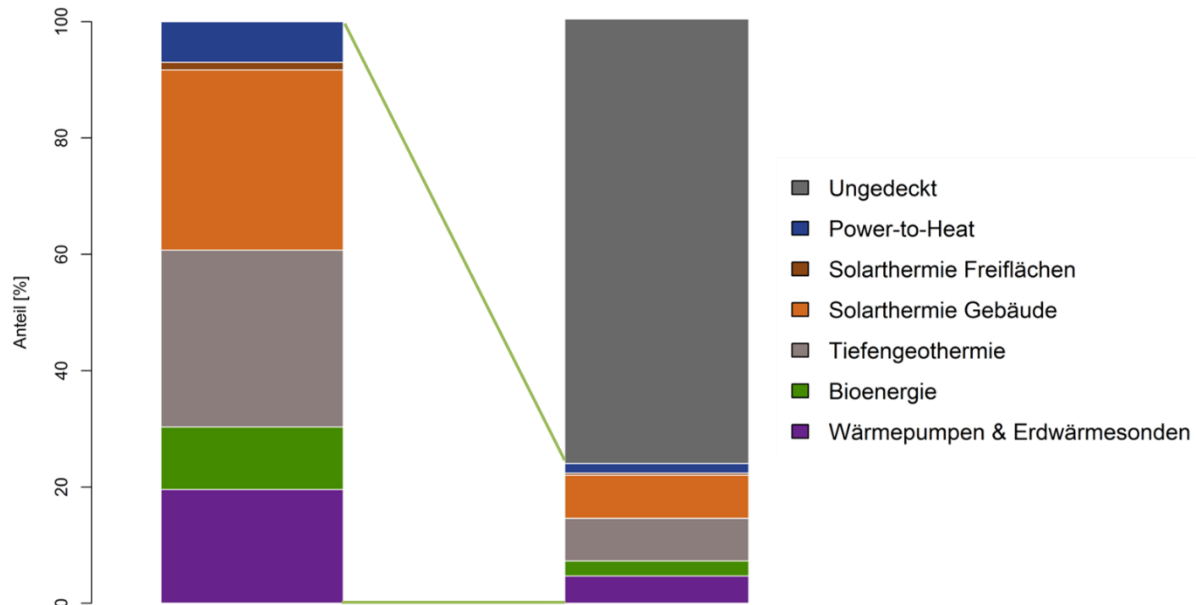


Abbildung 15: Produktionsanteile am gesamten Wärmeverbrauch der EWO-Region für ein 100 % - Szenario. Die Anteile zeigen die reine Produktion und spiegeln nicht unbedingt den gedeckten Bedarf wider

Die Tiefengeothermie und gebäudegebundene Solarthermieranlagen sind mit jeweils ca. 30 % Anteil der Produktion die wichtigsten Wärmeproduzenten. Wärmepumpen & Erdwärmesonden sowie Bioenergie spielen unter den Annahmen der Simulation von 2018 genau wie Power-to-Heat eine untergeordnete Rolle.

Folgende wesentlichen Unterschiede sind im Vergleich mit den Ergebnissen aus der gekoppelten Modellierung (vgl. Kapitel 5) zu beachten:

- Änderungen der Modelle für die Wärmeproduktion, z.B. verbesserte Koeffizienten, zusätzliche Annahmen und Rückkopplungen
- Abbildung 15 zeigt die gesamte Produktion und nicht den gedeckten Bedarf, d.h. es geht um die Energie, die unabhängig von der Tageszeit und dem Wärmebedarf zu jeder Stunde produziert wird. Das spielt insbesondere bei den Solarthermieranlagen eine wichtige Rolle, da hier zeitweise die Produktion den Bedarf deutlich übersteigt.
- Beschränkungen in der Substratverfügbarkeit von Holz, die für spätere Läufe aufgehoben wurden
- Gebäudegebundene Anlagen wurden noch nicht über Kopplung mit dem akteursbasierten Modell erzeugt; sozioökonomische Aktivitäten der Region (z.B. Zuzug, Renovierungsverhalten, etc.) sind nicht einkalkuliert
- Keine Berücksichtigung von Sekundärheizungen, z.B. Kombinationen aus Solarthermie und Holzpellets
- Keine Berücksichtigung von Nahwärmenetzen und Gasheizungen

Trotz dieser Änderungen geben die Ergebnisse vom August 2018 Aufschluss über Probleme und Chancen in der Energiewende der Wärmeproduktion.

Aus Abbildung 16 ist ersichtlich, dass die Produktion von Wärme in den Sommermonaten vor allem durch die erhöhte Solarstrahlung vorangetrieben wird. Die Solarthermie hat in dieser Zeit die höchsten Potenziale und steht damit im Kontrast zum niedrigeren Wärmebedarf. Im Winter wird das Defizit teilweise durch Umweltwärme wieder ausgeglichen. Einen wesentlichen zusätzlichen Faktor stellen demnach Pellet-, bzw. allgemein Holzheizungen dar. Diese benötigen allerdings große Mengen an natürlichen Ressourcen, die teils aus umliegenden Regionen importiert werden müssten.

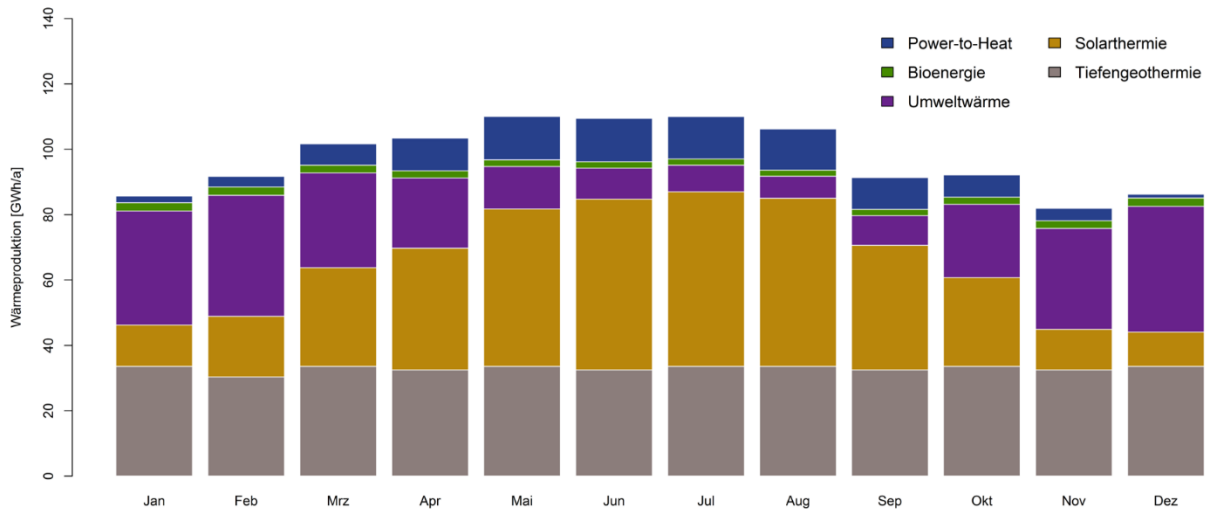


Abbildung 16: Monatlicher Verlauf der Wärmeproduktion nach Technologie für das Beispiel-Modelljahr 2035.

Es zeigt sich außerdem, dass eine „Wärmewende“ mit Solarthermie als treibender Technologie alleine nicht machbar ist. Die gezeigten Ergebnisse basieren bereits auf dem maximalen Ausbau an Solarzellen auf den Dächern und Fassaden der Modellregion. Hierbei wurde angenommen, dass die ost- und westexponierten Dachflächen für Photovoltaik und die südexponierten Dachflächen für Solarthermie genutzt werden. Zusammen mit dem starken Ausbau von PV trägt im gezeigten Szenario jedes Gebäude in der Region per Solaranlage (entweder PV oder Solarthermie) zur Energiewende bei. Dies verdeutlicht die Unverzichtbarkeit von Einsparungen im Wärmebedarf und -verbrauch (Sanierung, Heizverhalten), der Verbesserung und der Erschließung weiterer Wärmetechnologien, dem Ausbau von Wärmenetzen und der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme (INOLA-Arbeitsbericht Nr. 3).

4.3 Zwischenfazit

Die beiden simulierten Ausbauoptionen weisen unterschiedliche rechtliche, ökonomische, technische und räumliche Auswirkungen auf. Vor allem unterscheiden sie sich darin, welche Akteure für einen gesteigerten Ausbau motiviert werden müssen. Beide Ausbauoptionen bedingen einen massiven Ausbau von PV-Anlagen, um das Ziel 100 % EE beim Strom bis 2035 erreichen zu können. Bei der Ausbauoption Dachflächen-PV müsste der jährliche Anlagenzubau ab 2020 wieder auf das historische Hoch von 2010 steigen und dieses Niveau für mindestens 15 Jahre halten. Zusätzlich wäre ein Zubau an PV-Freiflächenanlagen von 12 Hektar nötig. Vor allem müssten wesentlich mehr Haushalte und Firmen in PV-Anlagen auf Dächern investieren: für diese Ausbauoption müsste mehr als jedes zweite Haus (d.h. 54 % aller Gebäude und Nebengebäude) in der Region mit einer PV-Aufdachanlage ausge-

stattet werden. Bislang hat jedes 20ste Haus (knapp 5 %) eine PV-Dachflächenanlage. Zudem zeigen die Simulationen, dass das Stromdelta, definiert als Stromverbrauch minus Stromproduktion, bei der Ausbauoption PV im Winter und Sommer höher ist als bei der Option PV und Wind. Diese Strommengen müssen im vorgelagerten Netz abgefangen, exportiert oder – im besten Fall – gespeichert werden. Ein ausgewogener Energiemix entschärft also die Volatilität und reduziert die zu speichernde Menge an Strom.

Zudem ist eine „Wärmewende“ mit Solarthermie als treibender Technologie alleine nicht darstellbar. Um die „Wärmewende“ zu erreichen, sind weitere Einsparungen beim Wärmebedarf und -verbrauch durch Gebäudesanierung, Heizverhalten und Heizungstausch, die Verbesserung und Erschließung weiterer Wärmetechnologien, der Ausbau von Wärmenetzen sowie die Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme (INOLA-Arbeitsbericht Nr. 3) notwendig. Diese Erkenntnisse flossen in die zweite Simulationsrunde ein. Hier wurden insbesondere die oben genannten Lösungsansätze und Maßnahmen simuliert. Die Ergebnisse hierzu werden im folgenden Kapitel dargestellt.

5 Energiepfade

In diesem Kapitel werden die sechs simulierten Energiepfade (siehe Kapitel 3) vorgestellt. Dabei werden jeweils die beiden Pfade jeder Ausbauoption (Kleine und Große Lösungen) unter den zwei angenommenen Rahmen (Nachhaltig, Wachstum) präsentiert, ebenso wird der Referenzpfad „Weiter wie bisher“ unter den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ vorgestellt. Diese sechs Pfade unterscheiden sich zu den vorangegangenen Kapitel 4 dadurch, dass hier nicht das 100%-Ziel festgesetzt wurde. Stattdessen wurden die unterschiedlichen Kombinationen aus Ausbauoptionen und Rahmen verwendet, um herauszufinden, wie weit die Region das Ziel einer regenerativen Energieversorgung unter verschiedenen Annahmen bis 2035 bzw. 2045 erreichen könnte.

Die Entwicklung des Energiesystems in den unterschiedlichen Ausbaupfaden wird stets mit dem Ausgangszustand zu Beginn des Simulationszeitraums (2015) verglichen. Dies erlaubt sowohl einen Vergleich zwischen den einzelnen Pfaden als auch zwischen den möglichen Zukünften im Jahr 2035/2045 mit dem Ausgangszustand.

Für einen sinnvollen Vergleich ist es allerdings nicht möglich den tatsächlich erfassten Ausbau an erneuerbaren Energien als Referenz heranzuziehen, da dieser auf anderen Annahmen beruht als jene, die im Modell zugrunde gelegt werden. Stattdessen beziehen sich alle Simulationsergebnisse der Zukunft auf den Status zur Modellinitialisierung für das Jahr 2015.

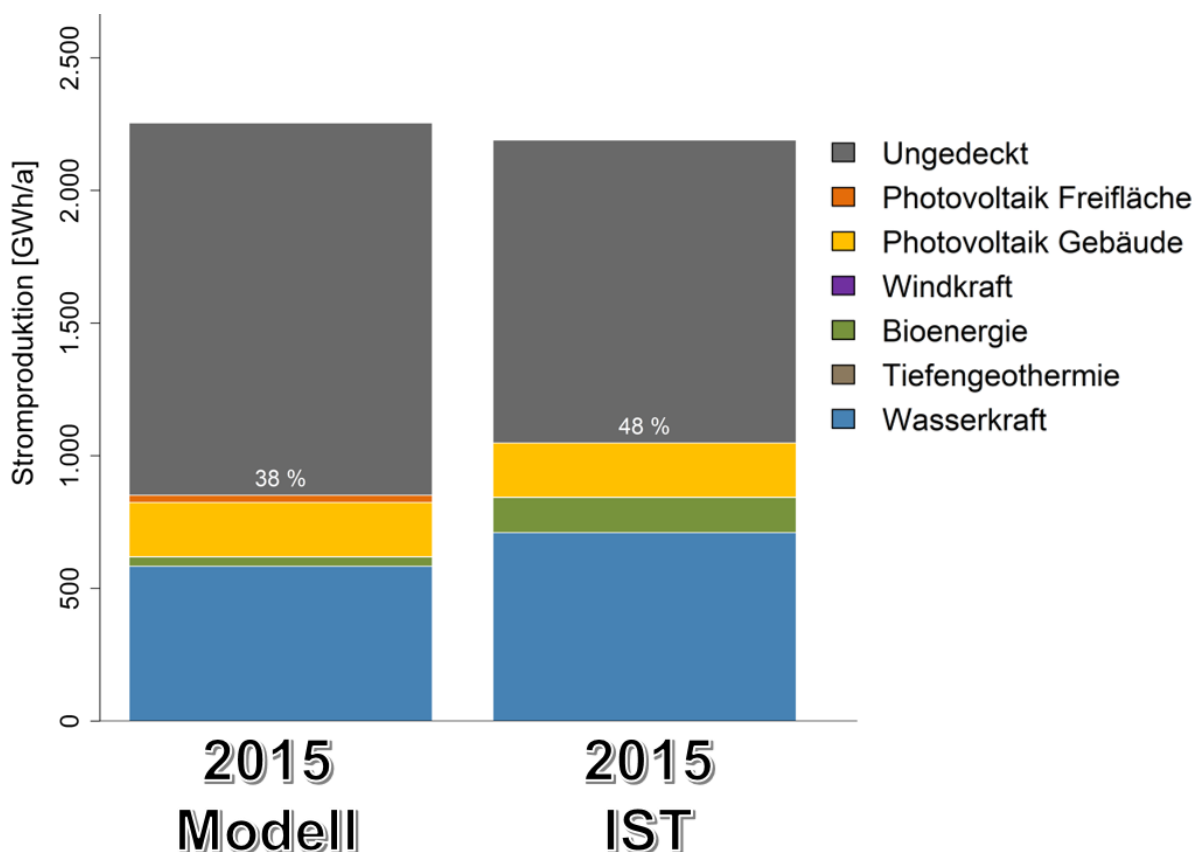


Abbildung 17: Gegenüberstellung zwischen Modellinitialisierung (links) und tatsächlichem IST-Stand (rechts) in der Stromproduktion.

Bei der Energiesystemmodellierung (siehe Abbildung 17) sind folgende Unterschiede zwischen Modellinitialisierung und tatsächlichem IST-Stand zu beachten:

(1) Wasserkraft:

Schwankungen in der Wasserkraft sind hauptsächlich durch den meteorologischen Input bedingt. Je nach Abflusswirksamkeit schwankt die Produktion der Wasserkraft von Jahr zu Jahr teilweise stärker als zwischen den einzelnen Ausbaupfaden. Darüber hinaus sind Abweichungen modellseitig bedingt, wie sie beispielsweise durch die räumliche/zeitliche Auflösung sowie durch vereinfachende Annahmen des Modells entstehen.

(2) Bioenergie:

Die tatsächliche Stromproduktion durch Biogas übersteigt die simulierte Menge um ein Vielfaches. Für das Modell wurde angenommen, dass nur Substrat verwendet werden darf, welches in der Region selbst geerntet wurde. In der Realität sind die Prozessketten überregional gehalten und die Substratmischungen wesentlich stärker von den spezifisch verwendeten Technologien abhängig.

(3) Verbrauch:

Der modellierte Stromverbrauch von 2015 liegt etwas höher als der statistisch erfasste. Ein Grund hierfür liegt in der Kopplung mit dem Wärmesektor, der im Falle von Power-to-Heat-Anlagen teils strombasiert gedeckt wird.

(4) Weitere Annahmen:

Zur Simulation des Energiesystems wurden gängige Anlagentypen angenommen, die nicht zwangsläufig überall auch in der Realität verbaut sind. Wirkungsgrade, Prozessabläufe, Management und weitere Steuergrößen sind in der Realität wesentlich komplexer und werden im Modell über gängige Näherungen abgebildet.

Aus diesen Gründen ergibt sich ein Unterschied in der Abdeckung des Strombedarfs durch EE-Technologien von 10 %. Dieser Offset spielt besonders eine Rolle, wenn es darum geht die Ergebnisse aus den Energiepfaden mit dem aktuellen Stand im Oberland zu vergleichen.

Bei der Wärme (Abbildung 18) zeigt sich ein umgekehrtes Bild. Tatsächliche 14 % gedeckter Wärmebedarf durch Erneuerbare Energien steht einem beinahe doppelt so hohen Ausbaustand zur Modellinitialisierung gegenüber. Wieder ist zu beachten, dass sich die Zahlen auf unterschiedliche Annahmen stützen und vor allem unterschiedliche Technologien dabei mit einbeziehen.

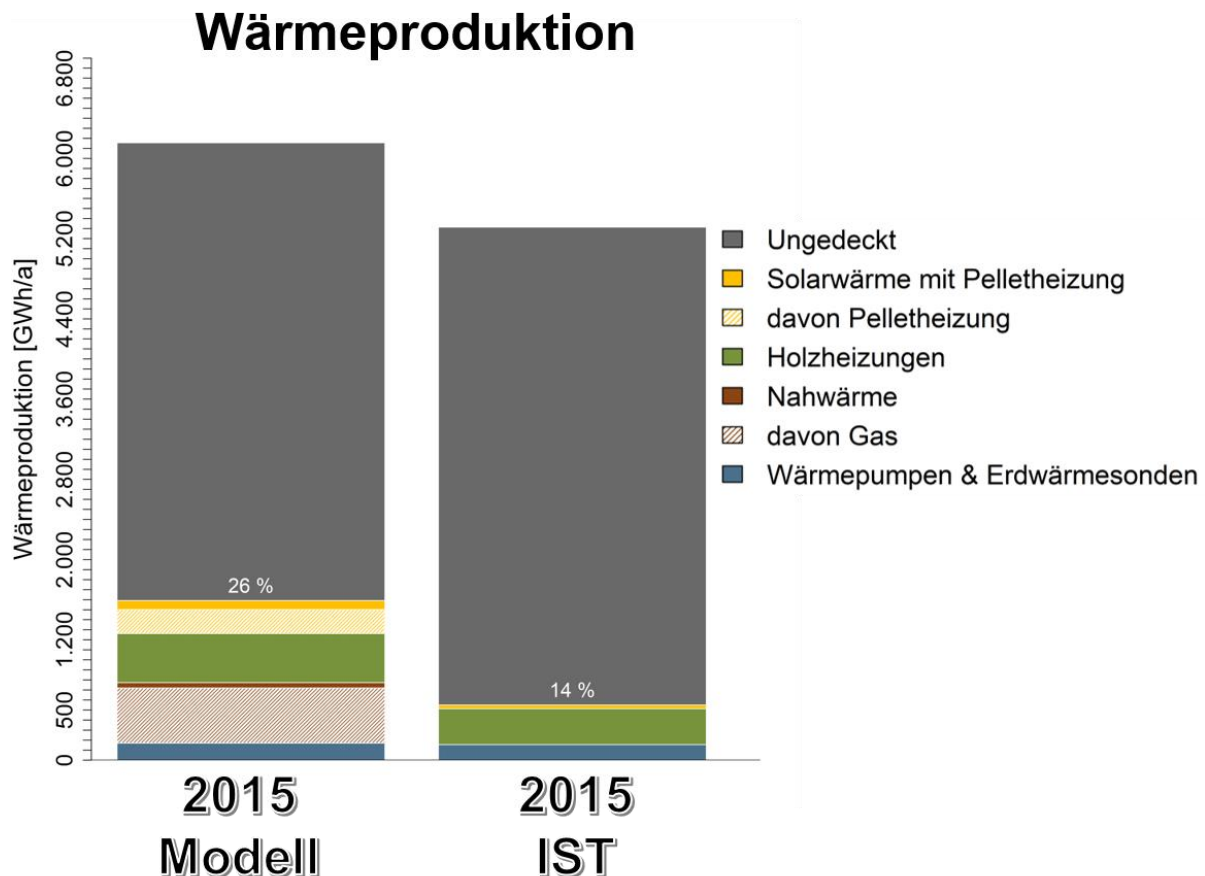


Abbildung 18: Gegenüberstellung zwischen Modellinitialisierung (links) und tatsächlichem IST-Stand (rechts) in der Wärmeproduktion.

Explizit sind folgende Unterschiede zu beachten:

- (1) Die Modelle sind so konzeptioniert, dass die eingebauten Heizungen den Wärmebedarf eines Gebäudes immer vollständig decken. Insbesondere bei den Holzheizungen führt das zu Heizsystemen, die in der Regel größer dimensioniert sind, als es in der Realität umgesetzt wird.
- (2) Im Modell wird zwischen Holzheizungen auf der einen und kombinierten Systemen (Pelletheizungen mit Solarthermie) auf der anderen Seite unterschieden. Im Konsenstool wird davon ausgegangen, dass Solaranlagen stets in Kombination mit Pelletheizungen gebaut werden und gemeinsam den Wärmebedarf des Hauses decken, während die Technologien in den offiziellen Zahlen nach Rohstoffen getrennt aufgeführt werden.
- (3) Nah- und Fernwärmenetze werden im Modell als eigener Heizungstyp geführt. Dabei ist in der Übersicht nicht näher ausgeführt, mit welcher Technologie die Wärme erzeugt wird. Ein Großteil der Nahwärmenetze wird mithilfe von Gasheizungen betrieben. Diese machen gut ein Drittel der simulierten Wärmemenge im Jahr 2015 aus. Über die Auslegung von Gasheizungen als fossile oder regenerative Wärmeträger wird in den folgenden Kapiteln näher eingegangen.
- (4) Weitere Annahmen: Zur Simulation des Energiesystems wurden gängige Anlagentypen angenommen, die nicht zwangsläufig überall auch in der Realität verbaut sind. Wirkungsgrade, Prozessabläufe, Management und weitere Steuergrößen sind in der Realität wesentlich komplexer und werden im Modell über gängige Näherungen abgebildet.

5.1 Ausbaupfade „Weiter wie bisher“ (Rahmen Wachstum und Rahmen Krise)

Im Folgenden werden die Simulationsergebnisse des Ausbaupfades „Weiter wie bisher“ unter zwei zukünftigen Rahmenbedingungen (Wachstum und Krise; vgl. Kapitel 4) dargestellt.

5.1.1 Wichtigste Annahmen

Gebäude

In den Energiepfaden „Weiter wie bisher“ werden heutige Entwicklungen in die Zukunft fortgesetzt. Für die Wohngebäude bedeutet das, dass die heutige jährliche Sanierungsquote von etwa 0,7%, sowie derzeitige durchschnittliche Standards für Neubauten und bei Sanierung weitergeschrieben werden. Auch die Entwicklung des Heizungsbestandes orientiert sich an heutigen Energieträgerverteilungen bei Neubauten sowie beim Heizungstausch. Ein Verbot von Ölheizungen ist hier nicht vorgesehen. Für die Investitionskostenrechnung bei Nichtwohngebäuden wurden für die Energiepreise, Kosten und Zinsen (soweit diese nicht selber modelliert wurden, wie im Falle der Strom- oder CO₂-Preise) zu den jeweiligen globalen Emissionsszenarien passende Szenarien aus der Literatur genutzt. Bei dem Rahmen „Wachstum“ wird eine Fortführung der Neubaurate bzw. Abrissrate der letzten 10 Jahre angenommen (1% Neubaurate und 0,3% Abrissrate bei Wohngebäuden, 1,35% Neubaurate und 1,35% Abrissrate bei Nichtwohngebäuden), während im Rahmen „Krise“ von einem Rückgang ausgegangen wird. Dieser begründet sich durch die angenommene schlechtere Wirtschaftssituation und den daraus resultierenden Rückgang im Zubau, sowohl bei Wohn- als auch Nichtwohngebäuden.

Investitionskosten

Ein wichtiger treibender Faktor der Investitionsentscheidungen und somit der Ausbaukosten sind die Kosten für die Anlagen und ihre zukünftige Entwicklung. Für die Technologien Photovoltaik, Windenergie an Land sowie Lithium-Ionen-Batterien wurde die Preisentwicklung jeweils anhand einer Kombination aus Literaturrecherchen und daraus abgeleiteter Lernkurven abgeschätzt. Die Lernkurven stellen die negative Beziehung zwischen der weltweiten installierten Kapazität der jeweiligen Technologie und deren Kosten dar: je höher der Anzahl installierten Anlagen, desto günstiger können die Anlagen hergestellt werden.³ Abbildung 19 zeigt die resultierenden Investitionskosten für Photovoltaik- und Windanlagen für jedes Jahr von 2010 bis 2050 und die unterschiedlichen Verläufe je nach Rahmenszenario. Im Rahmenszenario „Wachstum“ wird von einem schnelleren weltweiten Ausbau als im Rahmenszenario „Krise“ ausgegangen, wodurch die Anlagekosten schneller und deutlicher sinken.

Förderpolitik

Die nationale Förderung wird im Rahmen „Wachstum“ wie im EEG festgelegt fortgesetzt. Im Rahmen „Krise“ wird davon ausgegangen, dass von nationaler Seite die Förderung zügig zurückgefahren wird. Zudem wird ein (regionaler) Fördermechanismus angenommen, in dem Zubaukapazitäten auktioniert werden und bei dem im Rahmen „Krise“ einen niedrigeren maximalen Fördersatz pro kWh gilt als im Rahmen „Wachstum“ (siehe Kapitel 2.3).

³ Eine ausführliche Beschreibung der Methodik und der Entwicklung der Kosten der weiteren Technologien kann den Bericht „Technologiesteckbriefe: Entwicklung der Kosten von Technologien Erneuerbarer Energien“ entnommen werden (vgl. Lippelt und Zimmer, im Erscheinen).

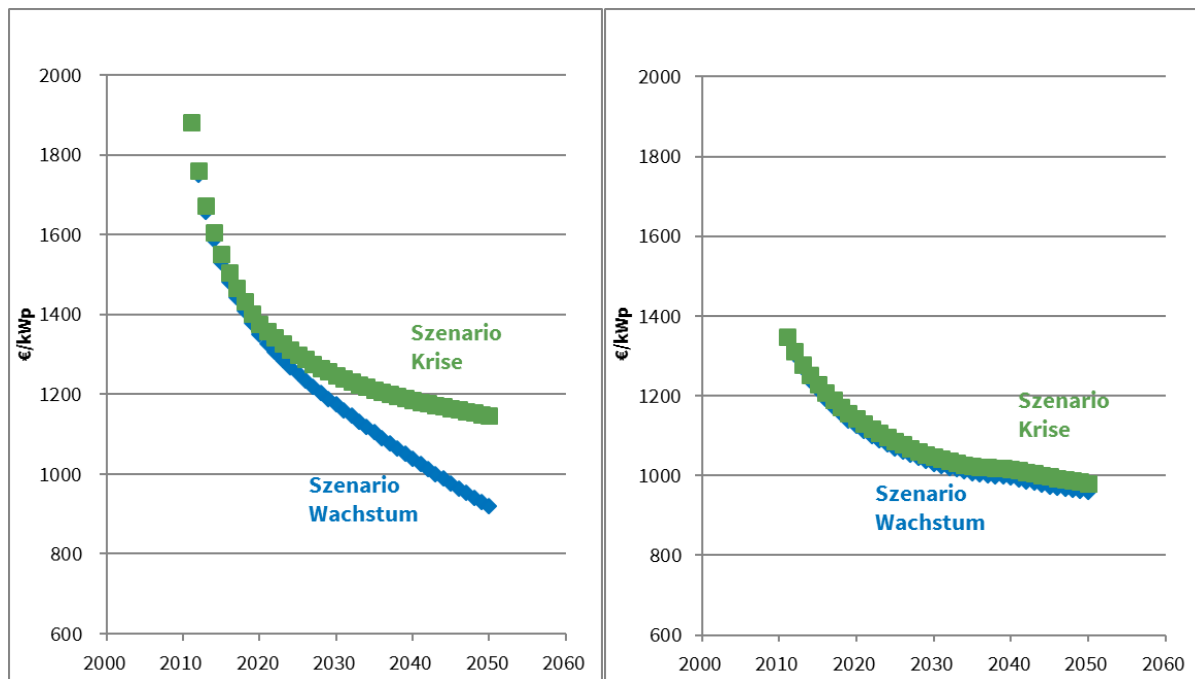


Abbildung 19: Entwicklung der Investitionskosten Photovoltaik (links) und Wind (rechts) bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“

Bioenergie

Im Rahmen „Wachstum“ wird davon ausgegangen, dass sich die aktuelle Politikausrichtung in absehbarer Zeit nicht wesentlich verändert und eine konsequente Umsetzung vorhandener Ansätze, z.B. zur Erreichung politischer Ziele im Umweltbereich, nicht stattfindet. Dies wirkt sich für die Modellannahmen zur Nutzung der Bioenergie wie folgt aus:

- Die landwirtschaftliche Nutzfläche wird 2050 zu mindestens 80 % von konventionellen und zu maximal 20 % von ökologischen Betrieben bewirtschaftet. Die Erträge aus ökologischem Anbau sind im Vergleich zum konventionellen Landbau bei Mais um 40 %, bei Grünland um 20 % niedriger.
- Die landwirtschaftlich genutzte Fläche geht um 10 % zurück.
- Erträge steigen dank Technologisierung um 20 %.
- Der Viehbestand bleibt stabil.
- Das Verhältnis Ackerland zu Grünland bleibt stabil.
- Die Entnahmemenge an Holz aus der Forstwirtschaft bleibt stabil.

Für den Rahmen „Krise“ wurde festgelegt, wie sich eine Zukunft des Oberlands ausprägt, wenn umweltpolitische Maßnahmen auf nationaler Ebene entfallen: Flächenrestriktionen werden aufgehoben oder entschärft, Grünland wird zugunsten verschiedener Feldfrüchte umgebrochen, der Anteil an Mais steigt ebenso wie der Tierbestand.

- Die landwirtschaftliche Nutzfläche wird 2050 zu mindestens 95 Prozent von konventionellen und zu maximal 5 Prozent von ökologischen Betrieben bewirtschaftet. Die Erträge aus ökologischem Anbau sind im Vergleich zum konventionellen Landbau bei Mais um 40 %, bei Grünland um 20 % niedriger.
- Die landwirtschaftlich genutzte Fläche wächst bei Mais um 20 % und sinkt beim Grünland um 30 %.

- Erträge steigen dank Technologisierung um 10 %.
- Der Bestand an Rindern bleibt stabil, steigt für Schweine um 5 % und für Hühner um 10 %.
- Das Verhältnis Ackerland zu Grünland bleibt stabil.
- Die Entnahmemenge an Holz aus der Forstwirtschaft verdoppelt sich.

Die Zahlen zu den Annahmen stammen aus dem Kursbuch Agrarwende 2050 (WRITZ, KASPERCZYK, & THOMAS, 2017) den Agrarökonomischen Projektionen für Deutschland (OFFERMANN, et al., 2018), den Representative Agricultural Pathways (VALDIVIA, et al., 2015) sowie der Zukunftsstrategie ökologischer Landbau des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft, 2019)

Windkraft

In der Windkraft bleiben im Rahmen „Wachstum“ sowohl die 10H-Regel als auch der RP17 gültig, sodass aufgrund der Flächenverfügbarkeit insgesamt 34 Anlagen (ca. 12 Windparks à 3-4 Anlagen) verwirklicht werden könnten. Unter Rahmen „Krise“ wird angenommen, dass die Flächenrestriktionen durch die 10H-Regelung zugunsten der Energiewende aufgehoben werden. Dadurch steigt das Potenzial auf 56 mögliche Anlagen (ca. 20 Windparks à 3-4 Anlagen).

Solarenergie

Das Potenzial für Freiflächen-PV-Anlagen besteht im Rahmen „Wachstum“ neben Konversionsflächen und Flächen entlang von Schienen und Autobahnen auch auf sogenannten landwirtschaftlich benachteiligten Flächen (Länderöffnungsklausel). So können auch auf Acker- oder Grünlandflächen PV-Freiflächen-Anlagen errichtet werden. Für den Rahmen „Krise“ gelten ausschließlich Naturschutzflächen als Ausschlussflächen. Das Potenzial in der Region beläuft sich für die beiden Rahmen auf eine mögliche installierte Leistung von 15,3 GWp bzw. 15,4 GWp auf mehr als 8.000 Anlagen

Tiefengeothermie

Hier wird angenommen, dass aufgrund des Risikos nicht erfolgreicher Bohrungen grundsätzlich nur ca. 1/3 der möglichen Standorte in der Region verwirklicht werden können. Das entspricht etwa vier bis fünf Anlagen.

Wasserkraft

Hier kann unter beiden Rahmen das gesamte noch vorhandene Potenzial genutzt werden. Somit könnten fünf bestehende Anlagen mit einer zusätzlichen Leistung von 16,3 MW modernisiert werden und 16 Anlagen mit einer Leistung von 2,9 MW an Querbauwerken neu errichtet werden

5.1.2 Energieverbrauch

Bei Beibehaltung bzw. Fortsetzung heutiger Trends, wird der Energieverbrauch in der Region bis 2035 bzw. 2045 nicht sinken, sondern im Gegenteil sogar steigen. Vor allem der Stromverbrauch wird in Zukunft weiter wachsen (siehe Abbildung 20 20), bei den Wohngebäuden um etwa 17,3 % (Krise) auf 550 GWh/a bzw. 24,4 % (Wachstum) auf 583 GWh/a und bei den Nichtwohngebäuden um 11,6% (Krise) auf 931 GWh/a bzw. 24,1% (Wachstum) auf 1035 GWh/a im Jahr 2035. Bis 2045 setzt sich dieser Trend weiter fort. Das liegt vor allem am Zubau von neuen Gebäuden, wobei auch die Prozessenergie bei Industrie und Gewerbe einen wesentlichen Anteil einnimmt, diese steigt ebenfalls bis 2035 zwischen 11,6 % und 24,1 % an. Durch die höhere Neubaurate steigt der Verbrauch besonders im Rahmen Wachstum. Auch der Zuwachs an Wärmepumpen, die mittlerweile im Neubau Standard sind, hat einen, wenn auch in absoluten Zahlen vergleichsweise geringen, Einfluss auf die Zunahme des Stromverbrauchs. Dennoch kann bis 2035 unter dem Rahmen Krise ein Anstieg von 303,8 % (auf

52 GWh/a) und unter dem Rahmen Wachstum 441,2 % (auf 70 GWh/a) bei den Wohngebäuden beobachtet werden. Bei den Nichtwohngebäuden sind es unter Krise ein Anstieg von 437,4% (auf 31 GWh/a) und fast eine Verzehnfachung (+909,7 % auf 57 GWh/a) unter dem Rahmen Wachstum. Keinen wesentlichen Einfluss auf den Stromverbrauch haben Straßenbeleuchtung, Mobilfunk, etc.

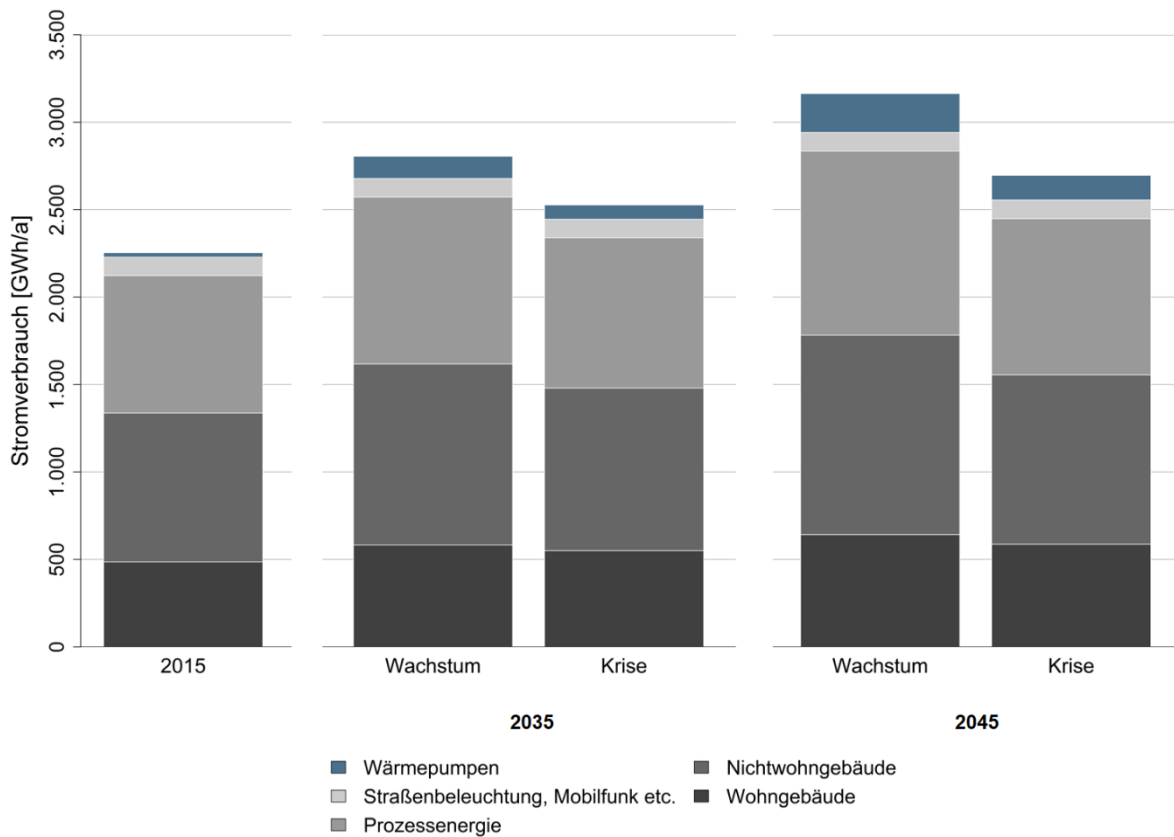


Abbildung 20: Jährlicher Stromverbrauch bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ im Vergleich zu 2015

Auch beim Wärmeverbrauch lassen sich bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ keine wesentlichen Einsparungen erkennen (vgl. Abbildung 21). Lediglich bei den Wohngebäuden kann durch energetische Sanierung eine geringe Reduktion im Wärmeverbrauch festgestellt werden (-5,8% unter der Annahme Krise und -4,7% unter der Annahme Wachstum). Dieser Trend setzt sich zwar bis 2045 fort (-12,3% unter Krise und -11,9% unter Wachstum), jedoch werden die Einsparungen im Wohngebäudebereich durch den steigenden Energieanteil im Nicht-Wohngebäudebereich unter dem Rahmen Wachstum überlagert. Bis 2035 steigt der Wärmeenergieverbrauch hier um 25,4% und bis 2045 sogar um 33,6%.

Sowohl beim Strom als auch bei der Wärme ist ersichtlich, dass Nichtwohngebäude einen erheblichen Einfluss auf den Energiebedarf der Region haben. Industrie- und Gewerbegebäude bieten also noch ein erhebliches Einsparpotenzial, um das Energiewendeziel zu erreichen.

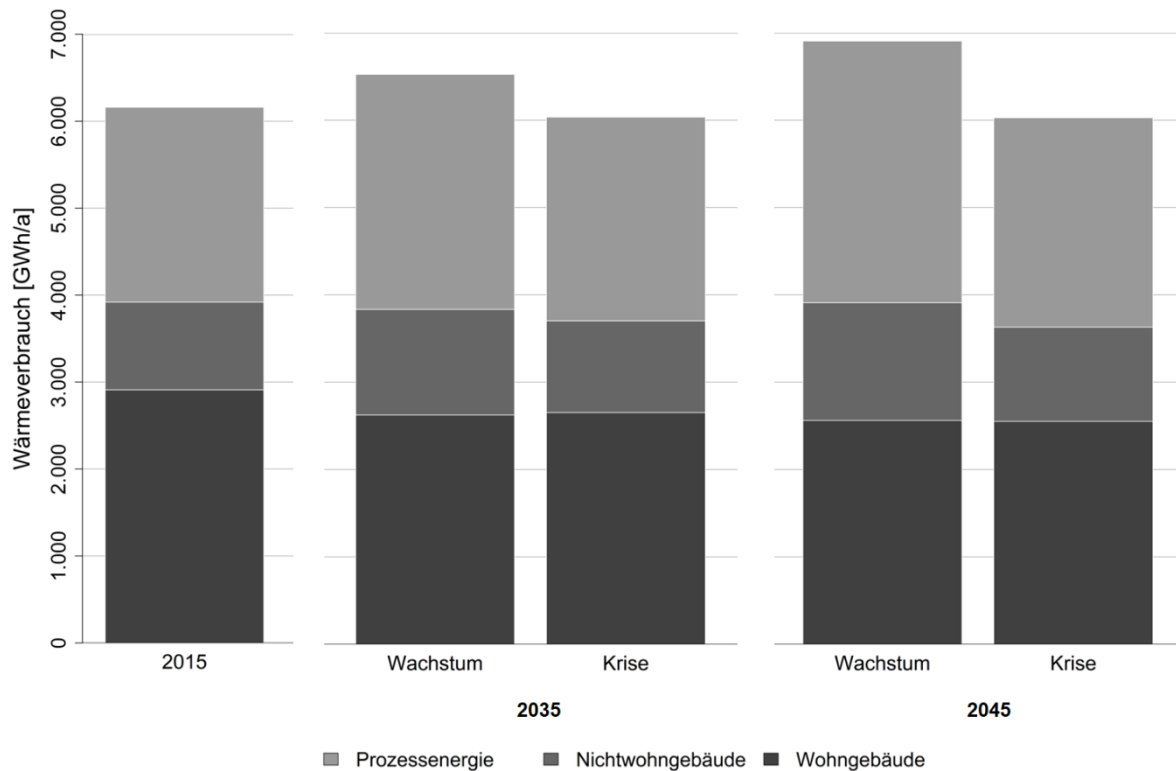


Abbildung 21: Jährlicher Wärmeverbrauch bei der Ausbauoption "Weiter wie bisher" mit den Rahmen "Wachstum" und "Krise" im Vergleich zu 2015

5.1.3 Energieproduktion

Die Änderung der Stromproduktion für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ ist in Tabelle 3 dargestellt. Je nach angenommenem Rahmen könnten bis 2035 zwischen 404 und 504 GWh jährlich mehr produziert werden als im Jahr 2015, bis 2045 wäre ein Plus von 601 bis 908 GWh erreichbar. Insgesamt könnten so Deckungsgrade zwischen 48 und 56 % erreicht werden (siehe Abbildung 22). Im finalen Energiemix trägt dabei weiterhin die heute schon starke Wasserkraft den größten Anteil, die absolute Zunahme ist dabei aber aufgrund des weitestgehend ausgeschöpften Potenzials vergleichsweise gering (bis +143 GWh/a im Jahr 2045). In beiden Rahmen spielen PV-Anlagen auf Gebäuden eine ähnlich große Rolle, die Mehrproduktion liegt bei bis zu 43 % (+88 GWh/a) im Jahr 2035 und bis zu 78 % (+159 GWh/a) in 2045. Die PV-Freiflächen kommen lediglich im Rahmen „Wachstum“ zum Tragen, hier ist allerdings eine Änderung von bis zu +256 GWh/a bis 2045 möglich. Die Windkraft kann insbesondere bis ins Jahr 2045 einen Beitrag zur Stromerzeugung leisten, hier könnten bis zu 163 GWh/a mehr als im Jahr 2015 produziert werden.

Tabelle 3: Änderung der Stromproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ unter Rahmen "Wachstum" und "Krise"

Technologie	Status quo 2015 GWh/a	Änderung 2015-2035 [GWh/a]		Änderung 2015-2045 [GWh/a]	
		Wachstum	Krise	Wachstum	Krise
Windkraft	1	+38	+66	+152	+163
PV Gebäudeanlagen	204	+88	+80	+159	+136
PV-Freiflächen	27	+114	-2*)	+256	-12*)
Tiefengeothermie	0	+196	+194	+196	+194
Wasserkraft	584	+62	+64	+143	+121
Gesamt	851	+504	+404	+908	+601

^{*)} Die Abnahme der Produktion aus PV-Freiflächen kann meteorologisch bedingt sein. Zudem enden die Laufzeiten einiger bestehender Anlagen im Untersuchungszeitraum.

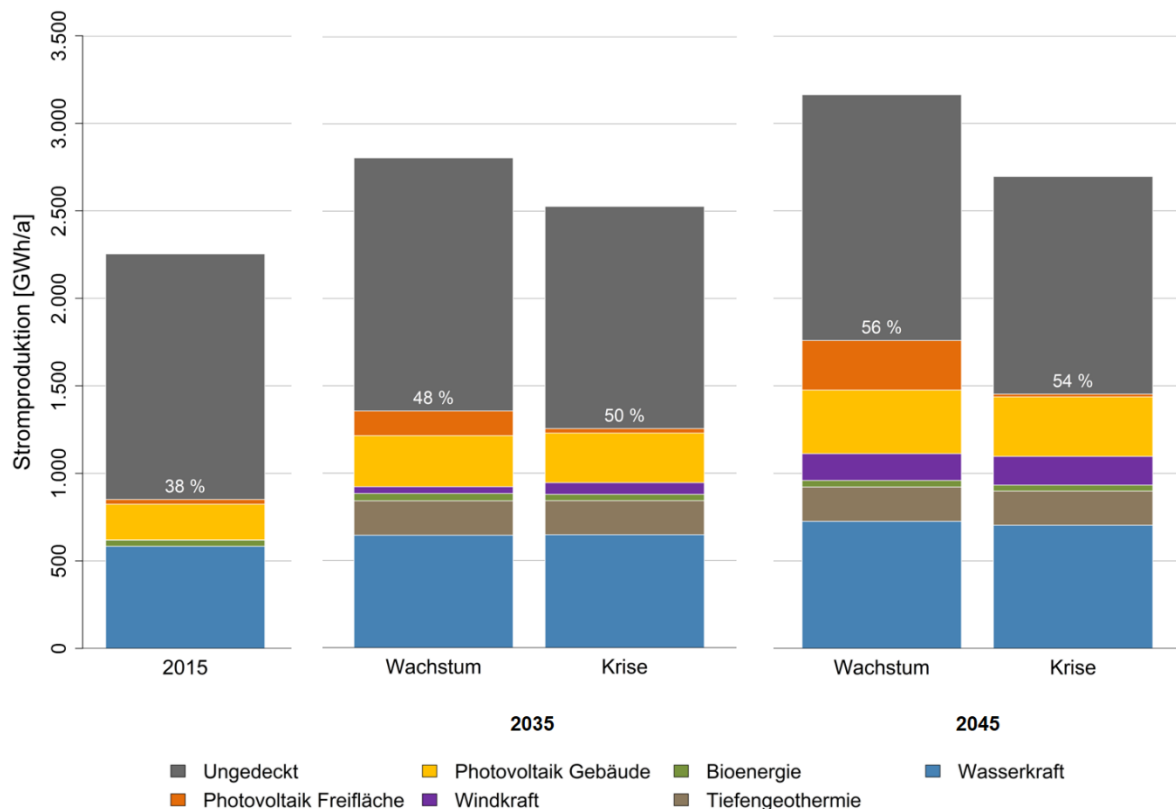


Abbildung 22: Simulierte bilanzielle Stromproduktion durch Erneuerbare Energien bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Stromverbrauchs im jeweiligen Jahr.

Die Änderung der Wärmeproduktion ist in Tabelle 4 dargestellt. Bis ins Jahr 2035 wäre demnach eine jährliche Mehrproduktion von 895 bis 1.906 GWh möglich. Im Jahr 2045 könnten je nach Rahmen sogar bis zu 3.378 GWh mehr produziert werden. Die möglichen Deckungsgrade des finalen Energiemixes (siehe Abbildung 23) variieren hierbei zwischen 41 und 72 %. Bei der Wärmeproduktion könnten demnach durchaus große Fortschritte erzielt werden. Insbesondere im Rahmen „Wachstum“ stellen Wärmepumpen und Erdwärmesonden mit Abstand den größten Anteil an der Deckung des Verbrauchs, die Steigerung liegt hier bei bis zu +2.248 GWh/a, was dem 13-fachen der Wärmeproduktion aller Wärmepumpen in der Region von 2015 entspricht. Auch im Rahmen „Krise“ spielen Wärmepumpen und Erdwärmesonden eine übergeordnete Rolle (+1.072 GWh/a). Im Rahmen „Wachstum“ könnte die Wärmeproduktion durch Holzheizungen um 80 % gesteigert werden, während diese im Rahmen „Krise“ weniger stark zum Tragen kommen. Solarthermieranlagen mit Pellettheizung spielen ebenfalls im Rahmen „Wachstum“ eine größere Rolle, hier könnten bis zu 396 GWh/a (kombiniert) mehr produziert werden.

Tabelle 4: Änderung der Wärmeproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“

Technologie	Status quo 2015 [GWh/a]	Änderung 2015-2035 [GWh/a]		Änderung 2015-2045 [GWh/a]	
		Wachstum	Krise	Wachstum	Krise
Wärmepumpen & Erdwärmesonden	170	+1.065	+481	+2.248	+1.072
Gas-BHKWs in Wärmenetzen	550	+124	+132	+211	+200
Wärmenetze (ohne Gas)	54	+98	+113	+134	+145
Holzheizungen	489	+378	+84	+389	+18
Pelletheizungen ¹⁾	240	+136	+86	+161	+104
Solarthermie ¹⁾	89	+105	-2 ²⁾	+235	+90
Gesamt	1.594	+1.906	+895	+3.378	+1.630

¹⁾ Pelletheizungen und Solarthermieanlagen werden im Modell immer in Kombination installiert.

²⁾ Die Abnahme der Produktion aus Solarthermie-Anlagen kann meteorologisch bedingt sein.

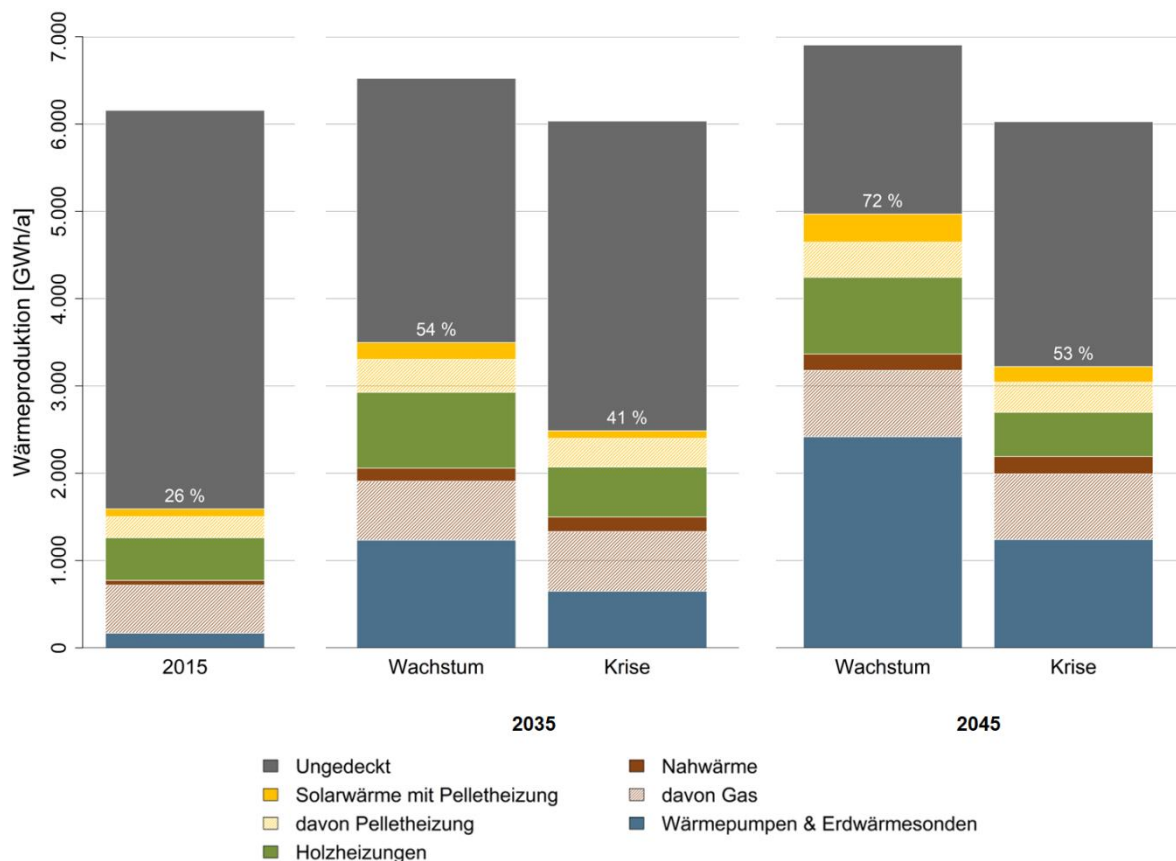


Abbildung 23: Simulierte bilanzielle Wärmeproduktion durch EE bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr.

5.1.4 Energiebilanz

Abbildung 24 zeigt die Differenz zwischen regionaler, regenerativer Stromproduktion und Stromverbrauch in stündlicher Auflösung unter der Annahme, dass sämtliche Stromflüsse vollständig transportiert werden können.

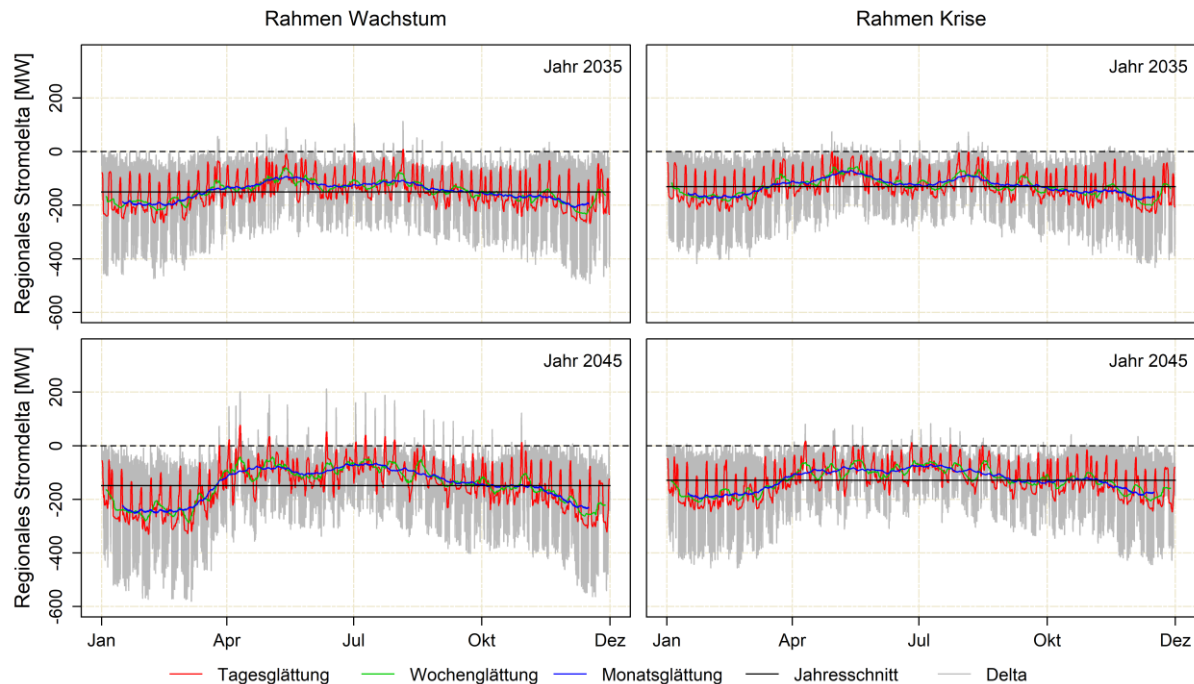


Abbildung 24: Stündliches Stromdelta für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ im Jahr 2035 und 2045.

Das Stromdelta der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ zeigt unter den Rahmenbedingungen „Wachstum“ und „Krise“, dass im Jahr 2035 keine größeren Überschüsse durch die regionalen, regenerativen Produktionsanlagen entstehen werden. Im Jahr 2045 können unter dem Rahmen „Wachstum“ wesentlich höhere Überschüsse mit bis zu 200 MW in den Sommermonaten auftreten. Unter dem Rahmen „Krise“ verändert sich das Stromdelta nur geringfügig im Vergleich zum Jahr 2035. Die gestiegenen Defizite in den Wintermonaten ergeben sich hauptsächlich aus dem zusätzlichen Strombedarf durch den Ausbau der Wärmepumpen.

Abbildung 25 zeigt den Rohstoffeinsatz von Maissilage, Grassilage, Gülle, Holz und Gas im Vergleich zum regionalen Potenzial, das zur energetischen Nutzung zur Verfügung steht. Die Nutzungsgrade für Maissilage, Grassilage, Gülle und Holz unterscheiden sich je nach Rahmenbedingungen, da beispielsweise verschiedene Entwicklungen im Bereich Naturschutz oder der Flächennutzung angenommen werden. Die Annahmen in Bezug auf die landwirtschaftliche Produktion für die Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ werden in Kapitel 5.1.1 beschrieben. Das Potenzial für Gas wird einzig beschränkt durch die Erzeugungsmengen der regionalen Produktionsanlagen; Beschränkungen wie Netzkapazitäten werden nicht berücksichtigt.

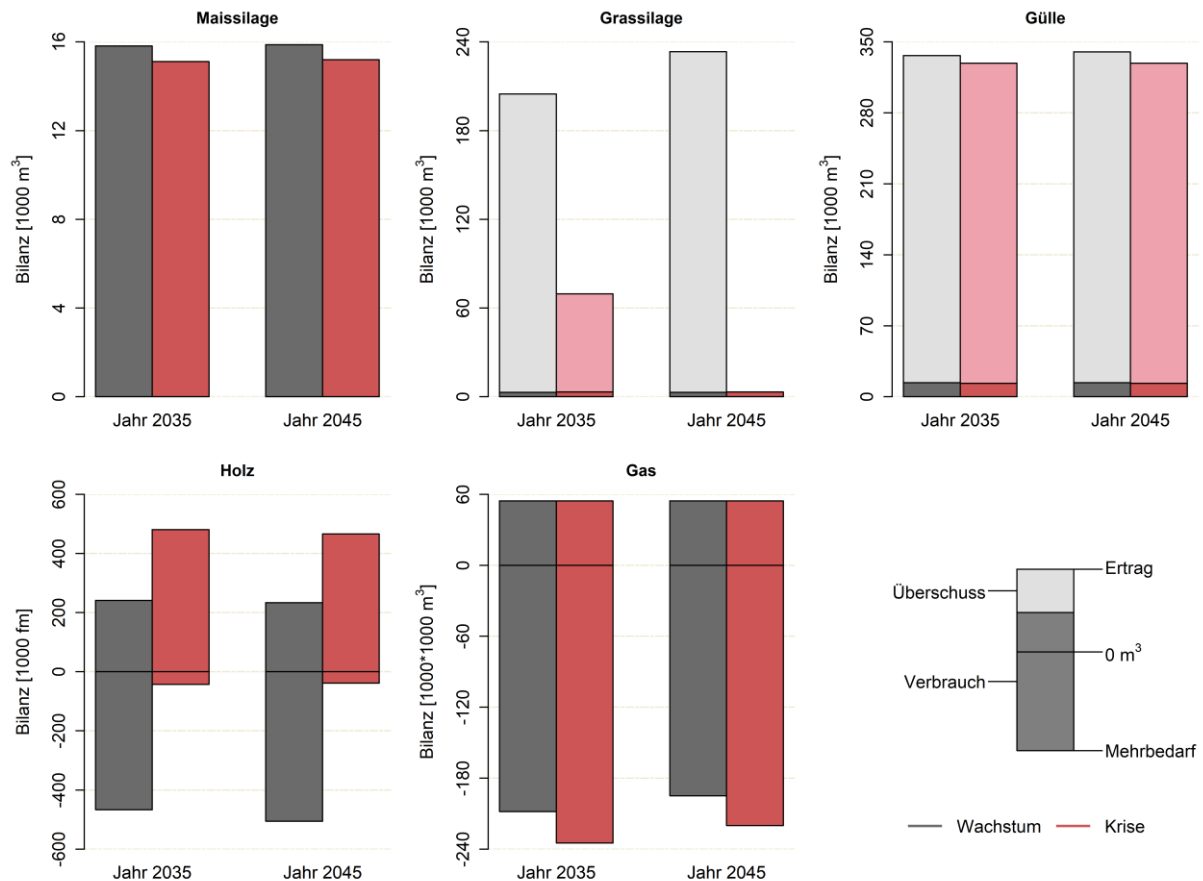


Abbildung 25: Bilanzen der zur energetischen Nutzung verfügbaren Rohstoffmengen für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ im Jahr 2035 und 2045

Sowohl unter dem Rahmen „Wachstum“ als auch unter dem Rahmen „Krise“ wird der gesamte Vorrat an Maissilage, der zur energetischen Nutzung zur Verfügung steht, zur Stromproduktion verwendet. Aufgrund der unterschiedlichen Nutzungsgrade ist das Potenzial im Rahmen Krise hierbei geringer, obwohl der stärkere Klimawandel für eine Zunahme der Erntemengen um 1.1 % in 2035 und 1.3 % in 2045 im Vergleich zum Rahmen Wachstum sorgt.

Die Rohstoffverfügbarkeit von Grassilage für die Stromproduktion in Biogasanlagen ist neben den unterschiedlichen Klimabedingungen stark durch die Rahmenbedingungen geprägt. Unter dem Rahmen „Wachstum“ wird nur ein sehr geringer Anteil des zur Verfügung stehenden Potenzials für die Energienutzung benötigt. Somit stehen auch weiterhin hohe Überschüsse in den Jahren 2035 und 2045 zur Verfügung. Dies ist unter dem Rahmen „Krise“ anders. Da von einer Abnahme des Nutzungsgrades ausgegangen wird, steht im Jahr 2035 noch gerade mal 1/3 des Potenzials vom Rahmen Wachstum zur Verfügung. Im Jahr 2045 werden die Biogasanlagen nur noch mit den Überschüssen von vorangegangenen Jahren gespeist.

Die Stoffbilanz für Gülle zeigt für beide Rahmen kaum Änderungen im Verbrauch zwischen den Jahren 2035 und 2045. Insgesamt wird nur rund 4 % des Potenzials genutzt. Aufgrund der Annahmen bezüglich der Tierbestände ergeben sich jedoch um 6,790 m³ in 2035 und 10,548 m³ in 2045 höhere Überschüsse unter dem Rahmen Wachstum als unter dem Rahmen Krise.

Die Rohstoffbilanz für Holz zeigt deutliche rahmenbedingte Unterschiede im nutzbaren Potenzial. Während in der Region nur 240.000 Festmeter (fm) Holz unter dem Rahmen Wachstum zur Verfügung stehen, verdoppelt sich diese Menge aufgrund der höheren Einschlagsquote auf 480.000 fm

unter dem Rahmen Krise im Jahr 2035. Aufgrund des starken Ausbaus von holzbefeuerten Anlagen wird jedoch 2,9-fache bzw. das 1,1-fache des für die energietechnische Nutzung zur Verfügung stehenden Potenzials benötigt. Im Jahr 2045 steigt dieser Wert auf das 3,2-fache unter dem Rahmen Wachstum an, während er unter dem Rahmen Krise konstant bleibt. Der Mehrbedarf an Holz könnte unter dem Rahmen Krise auch weiterhin regional gedeckt werden, wenn sich die Verwertung des Holzeinschlages zugunsten der energetischen Nutzung verschiebt. Unter dem Rahmen Wachstum reicht die eingeschlagene Menge an Holz nicht aus, um den gesamten Bedarf zu decken.

Die Rohstoffbilanz für Gas zeigt ähnlich wie beim Holz Defizite für beide Rahmen. Aufgrund der wesentlich höheren Anzahl an Gaszentralheizungen liegt der Gasbedarf unter dem Rahmen Krise um 10 % höher als unter dem Rahmen Wachstum. Je nach Rahmen wird das 4,8-fache bis 5,3-fache der regional, erneuerbar produzierten Menge im Jahr 2035 benötigt. Da kein Ausbau der Anlagen zur Produktion von regenerativem Gas stattfindet, bleibt das verfügbare Potenzial konstant über den Zeitraum. Im Jahr 2045 sinkt die Nutzung auf das 4,6-fache und 5,0-fache unter dem Rahmen Wachstum und Rahmen Krise.

5.1.5 Anzahl der gebäudeungebundenen Anlagen

In Tabelle 5 und Tabelle 6 ist die Entwicklung der Anlagenzahl für gebäudeungebundene Anlagen verzeichnet. Je nach Rahmenbedingungen steigt in den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ die Anzahl der Windkraftanlagen zunächst zögerlich bis 2035 und dann stärker bis 2045 an. Unter dem Rahmen Wachstum wird das maximale Potenzial von 34 Anlagen vollständig erschöpft, während bei Krise ein weiterer Ausbau möglich wäre. Der ausbleibende Zubau von PV auf Freiflächen unter dem Rahmen Krise kann teilweise dadurch erklärt werden, dass unter diesem Rahmen eine progressive Abschaffung der aktuellen bundesweiten Förderung und eine sehr niedrige zusätzliche (regionale) Förderung von maximal 4 ct/kWh angenommen werden. Zudem und im Gegensatz zu Windkraftanlagen, wird im Rahmen Krise davon ausgegangen, dass die zukünftigen PV-Anlagekosten aufgrund des weltweiten niedrigen PV-Zubaus auf hohem Niveau bleiben (s. Kapitel 5.1.1). Begrenzte natürliche Ressourcen sorgen für einen schwachen Ausbau beim Rahmen Wachstum, denn Holz-BHKWs laufen nur rentabel bei entsprechender regionaler Rohstoffverfügbarkeit. Der Zubau an Tiefengeothermieanlagen wäre theoretisch beinahe unlimitiert, da sie bei entsprechendem Betrieb und ohne Risiko von Fehlbohrungen in der Erschließung äußert wirtschaftlich arbeiten. Aus diesem Grund wurde der Zubau auf vier weitere rentable Anlagen für alle Rahmen und Energiepfade begrenzt. In einer durch Wachstum geprägten wirtschafts-fokussierten Welt, könnten bis zu 21 weitere Wasserkraftanlagen erschlossen (d.h. gebaut oder modernisiert) werden. Hierbei handelt es sich hauptsächlich um Wehre, die zusätzlich als kostengünstige Möglichkeit zur weiteren Stromproduktion genutzt werden könnten. Für große Investitionen bei den Speichern fehlt in der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ generell die nötige finanzielle Förderung, so dass nur jeweils ein Großspeicher pro Typ im Modell als Versuchsanlage realisiert wird.

Tabelle 5: Gebäudeungebundene Anlagen zur Stromerzeugung für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“

Anlagentyp	Bestand 2014	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
		Wachstum	Krise	Wachstum	Krise
Windkraftanlagen	4	9	18	34	36
PV-Freiflächen	18	33	0	60	0
Holz BHKW mit Stromproduktion	6	4	0	4	0
Gas BHKW mit Stromproduktion	6	4	4	5	5
Tiefengeothermie	0	4	4	4	4
Wasserkraft	105	19	8	21	17

Tabelle 6: Großspeicher für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Krise“

Anlagentyp	Bestand 2014	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
		Wachstum	Krise	Wachstum	Krise
Batterie Großspeicher	0	1	1	1	1
Gravity Storage	0	1	1	1	1
Power to Gas	0	1	1	1	1

In der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ wird das Potenzial auf den Ausbau bestehender Wärmenetze beschränkt. Dies trifft auf insgesamt 12 Gemeinden und insgesamt 11.656 Gebäude in der Modellregion zu.

Bis 2035 ergibt sich dabei eine Erweiterung von 5 Wärmenetzen (siehe Tabelle 7), die eine zusätzliche Abdeckung von 5741 Gebäuden bedeuten. Dies beinhaltet einen Zubau von jeweils 9 Biomasseheiz- und Gasheizkraftwerken mit 24,3 MW_{therm} und 65,3 MW_{therm} Gesamtleistung. Insgesamt wird bis zum Jahr 2035 unter beiden Rahmen eine Solarthermie-Freiflächenanlage mit 3249 m² Kollektorfläche gebaut sowie vier Power-to-Heat Anlagen mit einer Gesamtleistung von 20 MW_{therm}. Aufgrund der fehlenden Rentabilität werden keine Biogasanlagen gebaut, sodass keine weiteren Nahwärmenetze mit diesem Wärmeerzeugertyp angeschlossen werden.

Tabelle 7: Gebäudeungebundene, wärmeerzeugende Anlagen für die Ausbauoption „Weiter wie bisher“

Anlagentyp	Bestand	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
		Wachstum	Krise	Wachstum	Krise
Biomasseheizkraftwerk	48	9	9	15	12
Gasheizkraftwerk	76	9	9	14	12
Solarthermie-Freiflächenanlage	0	1	1	3	2
Power-to-Heat Anlage	0	4	4	5	5
Biogasanlagen	38	0	0	0	0
Anzahl Wärmenetze	92	5	5	9	7

Im Jahr 2045 unterscheiden sich die Ergebnisse der Ausbauoption je nach Rahmen, hier führen die Krisenbedingungen mit sieben Netzen zu einem geringeren Anstieg der ausgebauten Wärmenetze als unter dem Rahmen Wachstum, der auf zwei zusätzliche kommt. Dies bedeutet einen Wärmenetzanschluss von 7775 Gebäuden für den Krisen- bzw. 7113 Gebäude für den Wachstumsrahmen. Damit wird rund drei Viertel des vorhandenen Potenzials bis 2045 ausgebaut. Dies ergibt eine Steigerung der Wärmeerzeuger auf jeweils 14 bzw. 12 Gasheizkraftwerke mit 104,9 MW_{therm} bzw. 85,6 MW_{therm} und 15 bzw. 12 Biomasseheizwerke mit 40,5 MW_{therm} bzw. 32,4 MW_{therm}. Für beide Rahmen ergeben sich fünf zugebaute Power-to-Heat Anlagen mit 25 MW Leistung. Insgesamt werden 8208 m²² bzw. 4945 m² Solarthermie-Freiflächen verwirklicht.

5.1.6 Anzahl der gebäudegebundenen Anlagen

Durch den stetigen Zubau im Gebäudesektor in der Region steigt im Rahmen „Wachstum“ und auch „Krise“ die Anzahl der Dach-Photovoltaikanlagen stetig an. So erhöht sich die Anzahl bis zum Jahr 2035 um 10734 Anlagen bei den Wohngebäuden und 2476 Anlagen bei den Nichtwohngebäuden (Wachstum) bzw. um 10376 Anlagen bei den Wohngebäuden und 2031 Anlagen bei den Nichtwohngebäuden (Krise). Durch die günstigen finanziellen Bedingungen wird im Rahmen „Wachstum“ die Anzahl bei den Nichtwohngebäuden zusätzlich gesteigert. Die Anzahl der Batteriespeicher ist im Modell prozentuell an die Anzahl der PV-Dachanlagen gekoppelt und steigt somit ebenfalls stetig an (siehe Abbildung 26).

Bei den gebäudegebundenen Anlagen zur Wärmeproduktion fällt vor allem der starke Anstieg an Wärmepumpen ins Gewicht (siehe Abbildung 27), nämlich +9735 bei den Wohngebäuden und +4512 bei den Nichtwohngebäuden (Wachstum) bzw. +6377 bei den Wohngebäuden und +2223 bei den Nichtwohngebäuden (Krise). Wärmepumpen sind heute mittlerweile Standard bei neugebauten Gebäuden, der Zuwachs an Wärmepumpen liegt also hauptsächlich am Zubau von neuen Gebäuden. Abbildung 27 und Abbildung 28 zeigen bei den restlichen Energieträgern keine großen Veränderungen. Dies bedeutet aber auch, dass mehr als die Hälfte aller Heizungen im Jahr 2045 immer noch fossile Heizsysteme sind. Eine echte „Wärmewende“ ist bei diesem Energiepfad nicht in Sicht.

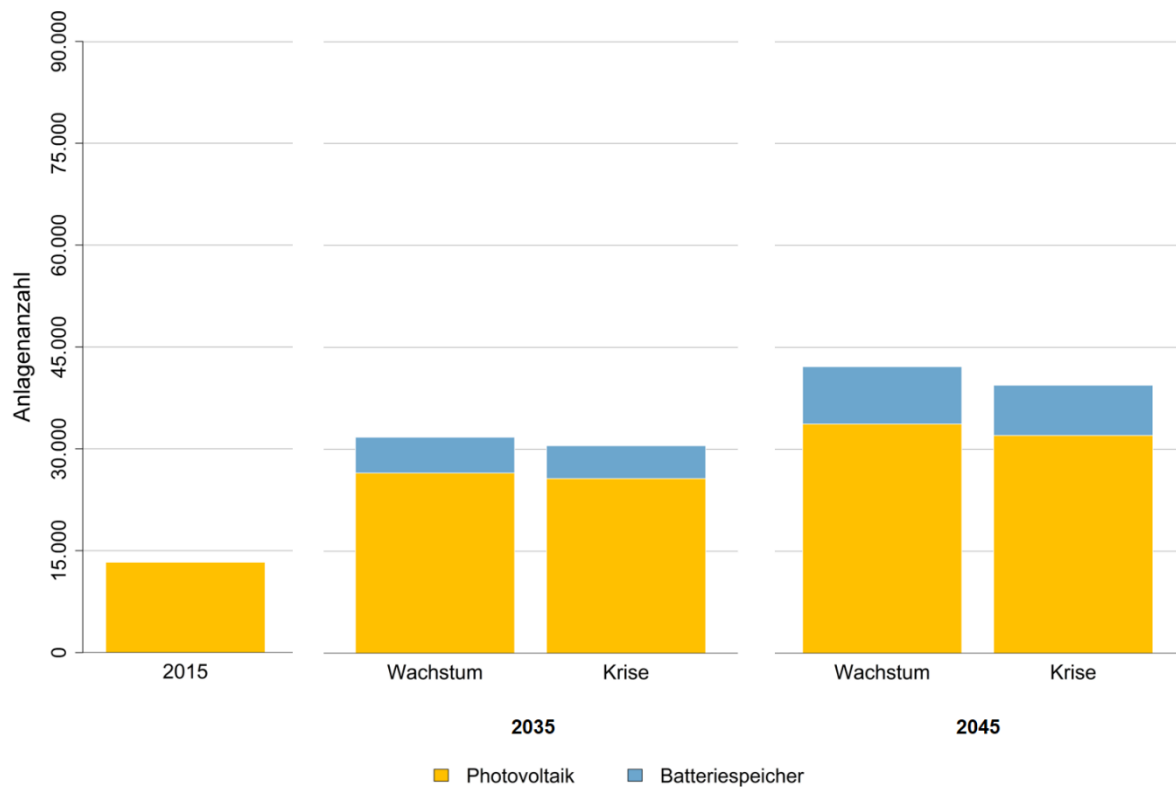


Abbildung 26: Simulierte Anlagenanzahlen der Stromproduktion in der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells

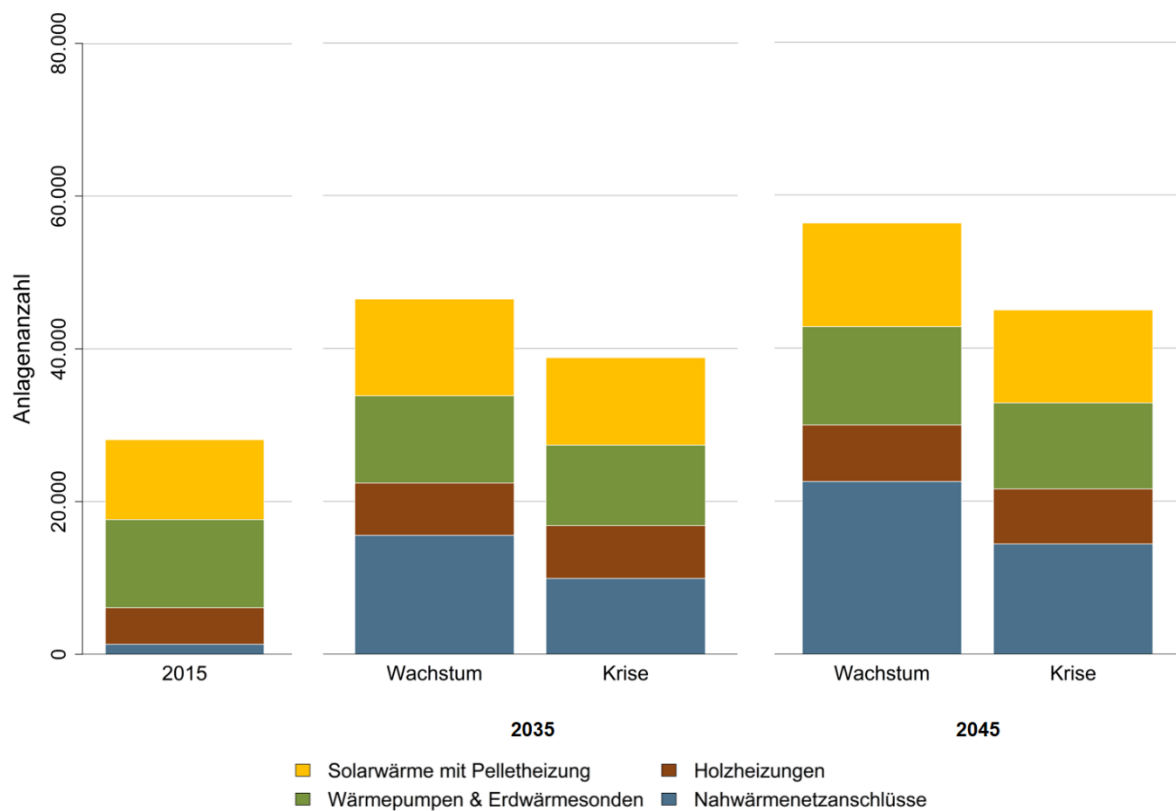


Abbildung 27: Simulierte Anlagenanzahl der Wärmeproduktion in der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit Rahmen „Wachstum“ und „Krise“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells (2015).

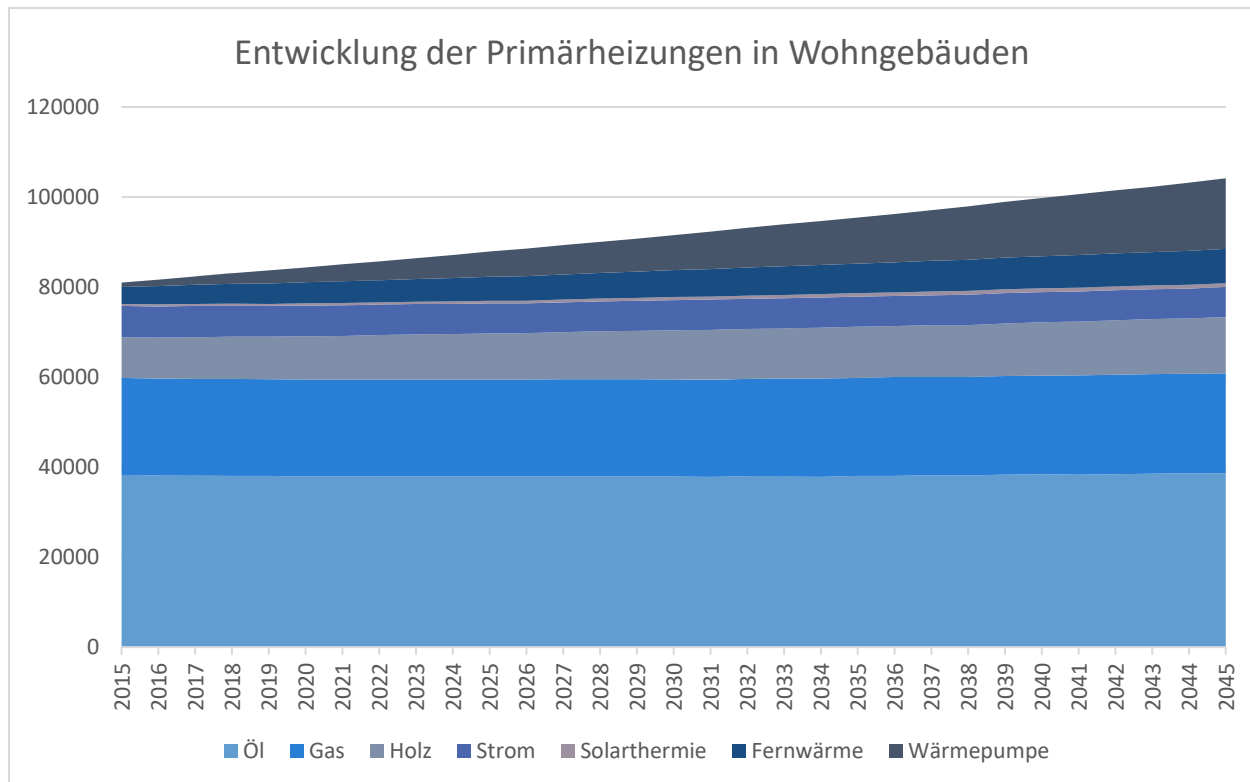


Abbildung 28: Entwicklung der Primärheizungen in Wohngebäuden nach Energieträgern im Energiepfad "Weiter wie bisher" bis 2045

5.1.7 Ökonomische Bewertung

Tabelle 8 stellt dar, wie sich die gesamtwirtschaftlichen Effekte aus betriebswirtschaftlicher Sicht in der Betrachtung der einzelnen Maßnahmen und Anlagen darstellen. Dazu wird das Investitionskostenmodell genutzt, welche die Investitionsentscheidungen der Akteure auf Ebene der Einzelmaßnahme analysiert. Die Tabelle stellt im oberen Teil die Ergebnisse für die Erneuerbare Energieerzeugung und im unteren Teil die für die energetische Sanierung dar. Die erste Zeile zeigt, dass es möglich ist, unter den jetzigen Rahmenbedingungen profitable EE-Anlagen zu bauen und zu betreiben. Allerdings liegt dieser Ausbau weit von dem Ziel der Region Oberland bis 2035 unabhängig von fossilen Energien zu sein entfernt. Die jährlich benötigte Förderung für die ansonsten unprofitablen neuen EE-Anlagen, die unter der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ entstehen, belaufen sich auf zwischen 13,7 und 36,1 Millionen Euro. Im Vergleich zu den anderen Ausbaupfaden ist das Fördervolumen im Pfad „Weiter wie bisher“ am höchsten, was sich durch die Senkung der bundesweiten Förderung erklären lässt, die unter dem Rahmenszenario „Krise“ angenommen wird. Diese Zahlen lassen sich zum einen in 38 bis 101 Euro Mehrkosten pro Einwohner im Oberland übersetzen, was nicht als eine Aufforderung verstanden werden soll, die Mehrkosten direkt auf die Bürger umzulegen. Es soll viel mehr als Hilfe für die Einschätzung der Größenordnung dienen. Zum anderen lassen sich die jährlichen Verluste in Form von Cent pro kWh erzeugten Strom darstellen. Dies ermöglicht eine Aussage über die notwendigen durchschnittlichen Zuschüsse. So müsste die EE Stromerzeugung unter der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ mit durchschnittlich 4,1-12,7 Cent/kWh bezuschusst werden, wobei der notwendige Zuschuss sich für die verschiedenen Technologien und Standorte unterscheidet.

Tabelle 14 informiert auch über die zu erwartenden Stromerzeugungskosten neuer EE-Anlagen. In der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ betragen diese zwischen 17,6 und 19,4 Cent/kWh. Eine Aufschlüsselung nach Technologie liefert Stromerzeugungskosten von 16,4-24,2 Cent/kWh für PV, 12,3-

14,9 Cent/kWh für Wind, 20 Cent/kWh für Tiefengeothermie und 4,5-9 Cent/kWh für Wasserkraftwerke. Stellt man die Stromerzeugungskosten für die verschiedenen Ausbauoptionen gegenüber, so stellt man fest, dass bei den PV und Wind die Stromerzeugungskosten unter der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ am höchsten sind. Das liegt an den höheren Anlagekosten, die im Krisenszenario angenommen werden (s. Kapitel 5.1.1). Um einen Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung zu ermöglichen, werden auch die Stromerzeugungskosten von Kohle- und Gaskraftwerke in Tabelle 14 präsentiert. Unseren Rechnungen zufolge liegen diese zukünftig bei jeweils 10 bzw. 20 Cent/kWh. Ein weiterer Vergleichswert bietet die Empfehlung des Umweltbundesamtes, die Umweltkosten des Stroms aus Steinkohle mit 18,79 Cent/kWh zu berücksichtigen, während die Umweltkosten für PV-, Wind- und Wasserstrom bei unter 1,7 ct/kWh liegen (Matthey und Bünger, 2019). Somit lägen die Stromerzeugungskosten inkl. Umweltkosten bei EE-Anlagen niedriger als bei Kohle (und anderen fossilen Energien), selbst bei den sehr hohen Stromerzeugungskosten für PV und Wind, die aus dieser Ausbauoption resultieren.

Für Sanierungen bei Haushalten und Energieeffizienzmaßnahmen im GHD-Sektor werden bei der Ausbauoption „Weiter wie bisher“ keine weiteren Fördermaßnahmen (über die bestehenden Maßnahmen hinaus) geplant. Dadurch lassen sich die fehlenden Werte für diesen Pfad erklären (vgl. unterer Teil von Tabelle 20).

Tabelle 8: Betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauoption „Weiter wie bisher“

Für 2035	Von	Bis
Strom Sanierung und Wärme		
Jährliche Gewinne neue EE Anlagen	0,4 Mio. €	3,1 Mio. €
Jährliche Förderung neue EE Anlagen	-13,7 Mio. €	-36,1 Mio. €
Jährliche Mehrkosten pro Einwohner	38,- €	101,- €
Zuschüsse unprofitable neue EE Anlagen	4,1 Cent/kWh	12,7 Cent/kWh
Heutige regionale Stromkosten für Haushalte	Ca. 30,9 Cent/kWh	
Heutige regionale Stromerzeugungskosten	Ca. 6,9 Cent/kWh	
Neue EE Anlagen Stromerzeugungskosten	17,6 Cent/kWh	19,4 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten PV	16,4 Cent/kWh	24,2 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Wind	12,3 Cent/kWh	14,9 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Geothermie	20,0 Cent/kWh	20,0 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Wasser	4,5 Cent/kWh	9,0 Cent/kWh
Zukünftige Stromerzeugungskosten Kohle	10,0 Cent/kWh	
Zukünftige Stromerzeugungskosten Gas	20,0 Cent/kWh	
Sanierung und Wärme		
Jährliche Förderung Sanierung und EE bei GHD	-	-
Jährliche Mehrkosten Sanierung und EE bei GHD pro Einwohner	-	-

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien unter dem Energiepfad „Weiter wie bisher“ werden in Abbildung 29 zusammengefasst dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass dieser Ausbau der Region zwischen 84 und 161 Millionen Euro Wertschöpfung pro Jahr bringen könnte, was einen Anteil von zwischen 0,8% und 1,6% an der gesamten regionalen Bruttowertschöpfung i.H.v 9,9 Mrd. Euro im Jahr 2014 entspricht (Bayerischen Landesamt für Statistik 2019). Die Beschäftigungseffekte variieren stark, je nach Qualifikationsniveau. Es entstehen zwischen 91 und 162 Arbeitsplätze für Geringqualifizierte und zwischen 339 und 597 Arbeitsplätze für Hochqualifizierte. Die

größten Beschäftigungseffekte entstehen bei den Fachkräften mit 830 bis 1481 zusätzlichen Arbeitsplätzen. Insgesamt entsprechen die Beschäftigungseffekte einem Plus von zwischen 1261 und 2242 Arbeitsplätzen über die drei Qualifikationsstufen hinweg.

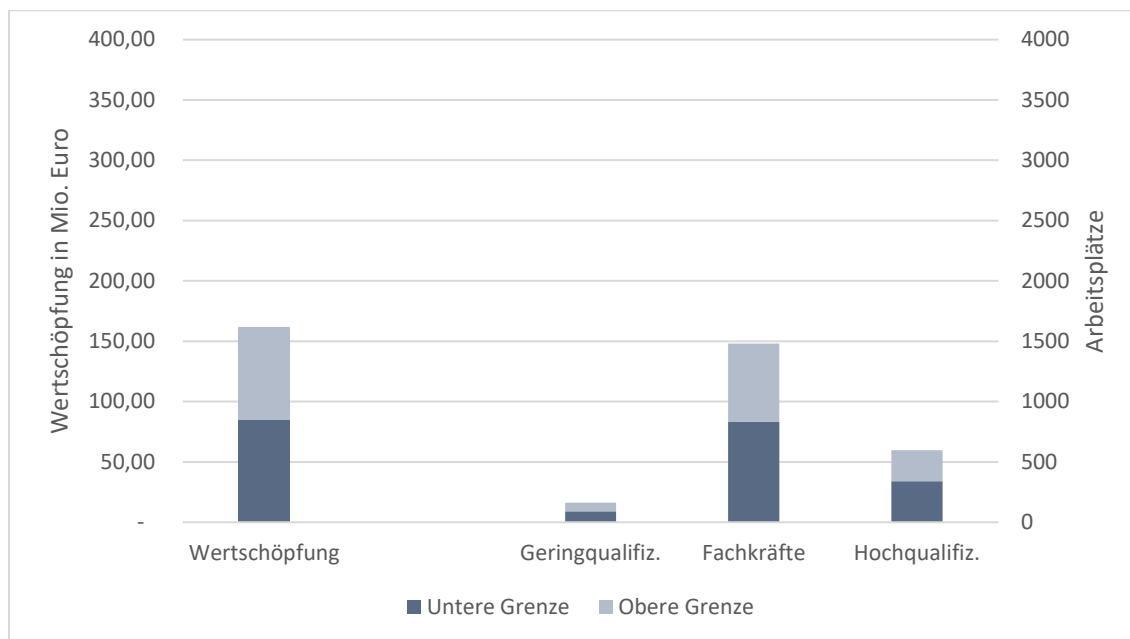


Abbildung 29: Jährliche regionale gesamtwirtschaftliche Effekte in der Ausbauoption „Weiter wie bisher“

5.2 Kleine Lösungen (Rahmen Wachstum und Rahmen Nachhaltig)

5.2.1 Wichtigste Annahmen

Gebäude

Bei den Simulationen zu „Kleine Lösungen“ setzt die Region verstärkt auf den Ausbau von kleinen, gebäudebezogenen Anlagen, wie Dach-PV, Solarthermie und Wärmepumpen. In diesen Simulationen wurde getestet, wie sich eine verpflichtende PV-Anlage bei Neubauten, sowie eine verpflichtende Solarthermieanlage bei Einbau einer Pelletsheizung auf die Region auswirken würden.

Zusätzlich soll durch regionale Anstrengungen die jährliche Sanierungsquote erhöht werden, um Einsparungen im Wärmesektor zu erreichen. Je nach nationalen Rahmen wurden dabei bei „Wachstum“ 1,4% (Verdoppelung) bzw. 2% bei „Nachhaltig“ (nationales Ziel der Bundesregierung) angenommen. Ebenfalls wurden bei „Wachstum“ die Standards für Neubauten auf heutigem Niveau belassen (30 kWh/m²/a), während bei „Nachhaltig“ eine Verschärfung auf 15 kWh/m²/a angenommen wurde. Bei den Standards bei Sanierungen wurde der heute durchschnittliche Wert von 80 kWh/m²/a auf 60 kWh/m²/a (bei „Wachstum“) bzw. 40 kWh/m²/a (bei „Nachhaltig“) gesenkt.

Außerdem wird in diesem Pfad unter beiden Rahmen davon ausgegangen, dass sowohl bei Neubau als auch bei Heizungstausch keine neue Ölheizung mehr eingebaut werden darf.

Investitionskosten

Abbildung 30 zeigt die angenommene Entwicklung der Investitionskosten von Photovoltaik- und Windanlagen. Da es im Rahmenszenario „Nachhaltigkeit“ einen deutlichen weltweiten Ausbau dieser

Technologien erwartet wird, sinken die Anlagekosten schneller und deutlicher als unter dem Rahmenszenario „Wachstum“.

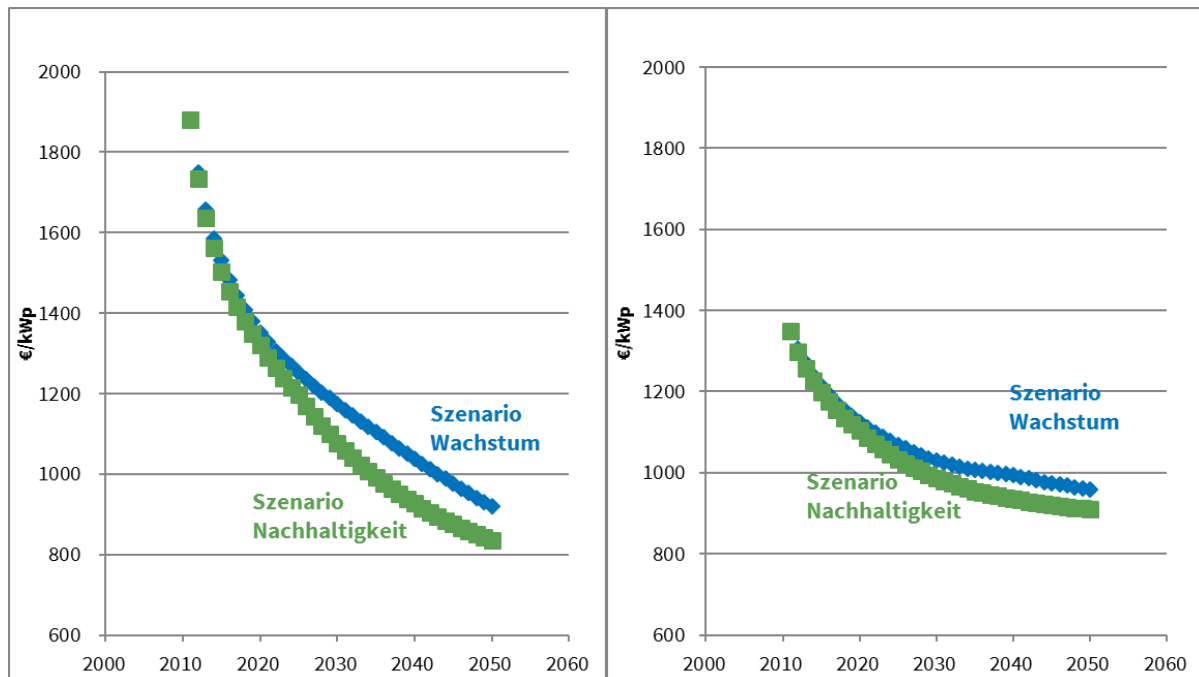


Abbildung 30: Entwicklung der Investitionskosten Photovoltaik (links) und Wind (rechts) in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltigkeit“

Förderpolitik

Für gebäudeungebundene Anlagen wird die nationale Förderung sowohl im Rahmen „Wachstum“ als auch im Rahmen „Nachhaltig“ wie im EEG festgelegt fortgesetzt. Zudem wird ein (regionaler) Fördermechanismus angenommen, in dem Zubaukapazitäten auktioniert werden. Dabei ist der maximale Fördersatz pro kWh, den der Politikakteur bereit ist zu zahlen, im Rahmen „Nachhaltig“ höher als im Rahmen „Wachstum“ (siehe Kapitel 2.3).

Für Nichtwohngebäude wird im Rahmen „Wachstum“ eine jährliche Degression der Einspeisevergütung von Strom aus PV-Anlagen von 5% angenommen, während für den Rahmen „Nachhaltig“ von einer progressiven Steigerung der Einspeisevergütung ausgegangen wird. Bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ und den beiden hier betrachteten Rahmen werden Solarthermie und Wärmepumpen mit Tilgungszuschüsse in Höhe von 20% der Investitionskosten gefördert.

Bioenergie

Der Rahmen „Weiter wie bisher“ wurde in Kapitel 5.1.1. erläutert und gilt analog für die Ausbauoption der „kleinen Lösungen“.

Der Rahmen „Nachhaltigkeit“ berücksichtigt eine mögliche Agrarwende in Kombination mit veränderten Ernährungsgewohnheiten. Es findet nicht nur eine Ausweitung des ökologischen Landbaus statt, sondern auch eine zunehmende Ökologisierung der konventionellen Landwirtschaft. Die landwirtschaftliche Nutzung sinkt, da aus Gründen des Klimaschutzes und des Naturschutzes die Nutzung extensiviert oder ganz zurückgenommen wird. Hinzu kommen Ertragsminderungen durch produktionstechnische Auflagen und auch der Tierbestand geht zurück. Folgende Modellannahmen wurden getroffen:

- Die landwirtschaftliche Nutzfläche wird 2050 zu mindestens 70 Prozent von konventionellen und zu maximal 30 Prozent von ökologischen Betrieben bewirtschaftet. Die Erträge aus ökologischem Anbau sind im Vergleich zum konventionellen Landbau bei Mais um 40 %, bei Grünland um 20 % niedriger. Die Erträge der konventionellen Landwirtschaft gehen aufgrund von Ökologisierung um 10 % zurück
- Die landwirtschaftlich genutzte Fläche geht um 15 % zurück
- Erträge steigen dank Technologisierung um 20 %
- Der Viehbestand geht stark zurück: um 55 % bei Rindern, 65 % bei Schweinen und 45 % bei Hühnern.
- Die Entnahmemenge an Holz aus der Forstwirtschaft bleibt stabil („Nachhaltigkeit durch Nutzung“)

Windkraft

In der Windkraft bleiben unter Rahmen „Wachstum“ sowohl die 10H-Regel als auch der RP17 gültig, sodass aufgrund der Flächenverfügbarkeit insgesamt 34 Anlagen (ca. 12 Windparks à 3-4 Anlagen) möglich wären. Unter Rahmen „Nachhaltig“ werden die Flächenrestriktionen durch die 10H-Regelung zugunsten der Energiewende aufgehoben, das Potenzial steigt somit auf 56 mögliche Anlagen (ca. 20 Windparks à 3-4 Anlagen). Aufgrund der Fokussierung auf gebäudegebundenen Anlagen wird jedoch für beide Rahmen eine Deckelung des nutzbaren Potenzials auf 11 Anlagen (ca. 3 Windparks à 3-4 Anlagen) angenommen. Dies entspricht dem Ausbaugrad, der im Pfad „akzeptierte Technologien“ aufgrund der Bepunktung der Expertengruppe ermittelt wurde.

Solarenergie

Das Potenzial für Freiflächen-PV-Anlagen besteht im Rahmen „Wachstum“ neben Konversionsflächen und Flächen entlang von Schienen und Autobahnen auch auf sogenannten landwirtschaftlich benachteiligten Flächen (Länderöffnungsklausel). So können auch auf Acker- oder Grünlandflächen PV-Freiflächen-Anlagen errichtet werden und das Potenzial beläuft sich auf eine mögliche installierte Leistung von 15,3 GWp auf mehr als 8.000 Anlagen. Für den Rahmen „Nachhaltig“ gelten ausschließlich Konversionsflächen und Flächen entlang von Schienen und Autobahnen. Auf diesen Flächen könnten 125 Anlagen mit einer Leistung von 158 MWp installiert werden.

Tiefengeothermie

Für das Potenzial der Tiefengeothermieanlagen wird angenommen, dass aufgrund des Risikos nicht erfolgreicher Bohrungen grundsätzlich nur ca. 1/3 der möglichen Standorte in der Region verwirklicht werden kann. Das entspricht etwa 4 bis 5 Anlagen.

Wasserkraft

Bei der Wasserkraft kann unter Rahmen „Wachstum“ das gesamte noch vorhandene Potenzial genutzt werden. Somit könnten 5 bestehende Anlagen mit einer zusätzlichen Leistung von 16,3 MW modernisiert werden und 16 Anlagen mit einer Leistung von 2,9 MW an Querbauwerken neu errichtet werden. Unter Rahmen „Nachhaltig“ wird von einer Verschärfung der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) ausgegangen, sodass hier lediglich das Modernisierungspotenzial (5 Anlagen, 16,3 MW) verwirklicht werden kann

5.2.2 Energieverbrauch

Wie auch schon bei „Weiter wie bisher“ wird sich in diesen Simulationen zu „kleine Lösungen“ der Stromverbrauch bis 2035 und auch 2045 nicht reduzieren, sondern im Gegenteil noch weiter ansteigen (siehe Abbildung 31). Das liegt vor allem am Zubau im Gebäudesektor und der damit verbunde-

nen Prozessenergie von Industrie und Gewerbe. Da im Rahmen „Nachhaltig“ von einer niedrigeren Zubaurate ausgegangen wird, liegt der Stromverbrauch hier sowohl 2035 als auch 2045 unter dem Wert von Rahmen „Wachstum“. Bei den Wohngebäuden steigt der Stromverbrauch zwischen 17,1% (+80 GWh/a unter Nachhaltig) und 24,5% (+115 GWh/a unter Wachstum) bis 2035, bzw. zwischen 20,5% (+101 GWh/a unter Nachhaltig) und 31,8% (+155 GWh/a unter Wachstum). Auch der Zubau an Wärmepumpen und die Steigerung von dessen Stromverbrauchs von 19 GWh/a (2015) auf 127 GWh/a (2035) bzw. auf 222 GWh/a (2045) ist durch den Anstieg an neugebauten Gebäuden zu erklären.

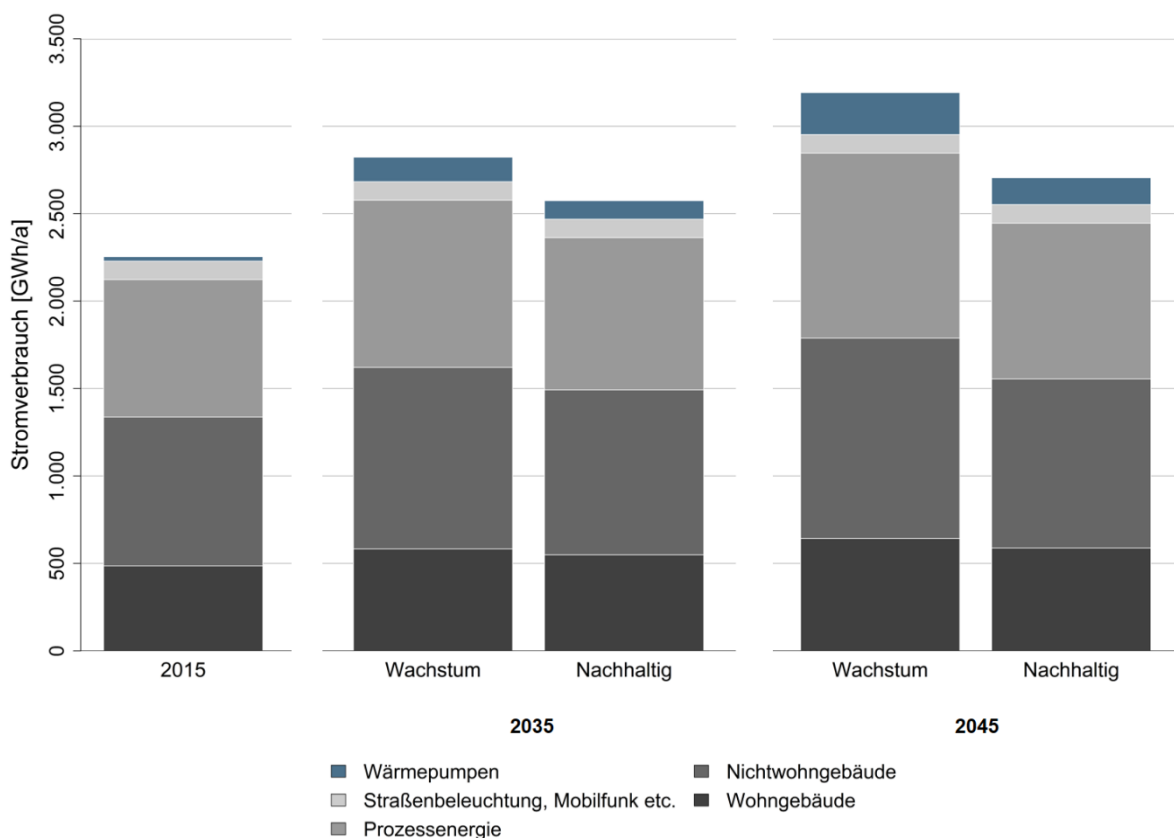


Abbildung 31: Jährlicher Stromverbrauch bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter den Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig" 2015, 2035 und 2045

Im Wärmesektor kann unter Rahmen „Nachhaltig“ von einem Rückgang des Wärmeverbrauchs ausgegangen werden (-9,8% bis 2035 bzw. -23,8% bis 2045). Vor allem durch die Erhöhung der Sanierungsrate im Wohngebäudebereich können hier erhebliche Einsparungen erzielt werden. Die Simulationen zeigen, dass unter jedem Rahmen der Wärmebedarf bei Wohngebäuden sinken wird (siehe Abbildung 32). Bei den Nichtwohngebäuden wird die Einsparung durch Sanierung durch den steigenden Verbrauch aufgrund von Neubauten überlagert. Jedoch steigt der Wärmeverbrauch bei den Nichtwohngebäuden unter dem Rahmen Nachhaltig bis 2045 nur um 2,0% (+65 GWh/a), während unter dem Rahmen Wachstum eine Zunahme von 33,9% berechnet wurde (+1003 GWh/a).

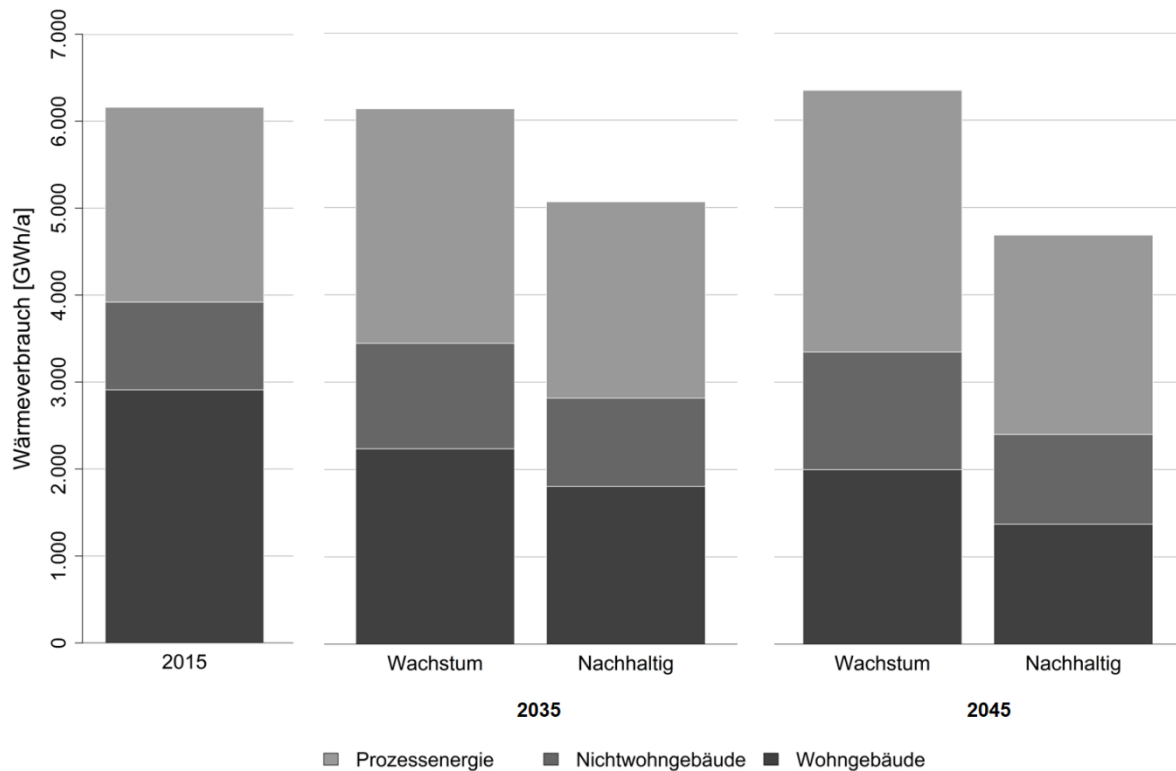


Abbildung 32: Jährlicher Wärmeverbrauch bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit dem Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig" 2035 und 2045 im Vergleich zur Modellinitialisierung 2015

5.2.3 Energieproduktion

Die Änderung der Stromproduktion für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ ist in Tabelle 10 dargestellt. Je nach angenommenem Rahmen könnten bis 2035 zwischen 593 und 642 GWh jährlich mehr produziert werden als im Jahr 2015, bis 2045 wäre ein Plus von 961 bis 993 GWh möglich. Insgesamt könnten so Deckungsgrade zwischen 56 und 68 % erreicht werden (siehe Abbildung 33). Im finalen Energiemix spielt die heute schon starke Wasserkraft zwar weiterhin eine wichtige Rolle, das Potenzial ist jedoch heute schon weitestgehend ausgeschöpft, sodass hier lediglich eine maximale Zunahme um etwa 30 % möglich wäre. Die Photovoltaik auf Gebäuden trägt in dieser Ausbauoption erwartungsgemäß maßgeblich zum Strommix bei, die derzeitige Produktion von 204 GWh/a könnte demnach in etwa verdoppelt (+268 GWh/a im Jahr 2035) bzw. verdreifacht werden (+415 GWh/a im Jahr 2045). Die PV auf Freiflächen sowie die Tiefengeothermie leisten unter beiden Rahmen etwa gleich große Beiträge zur Stromproduktion. Der Windkraft kommt im Vergleich dazu beim Rahmen Wachstum keinerlei Bedeutung zu, während beim nachhaltigen Rahmen der Zubau immerhin stärker vorangeht als im Referenzpfad.

Tabelle 9: Zunahme der Stromproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig"

Technologie	Status quo 2015 GWh/a	Änderung 2015-2035 [GWh/a]		Änderung 2015-2045 [GWh/a]	
		Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Windkraft	1	+0	+39	+0	+44
PV Gebäudeanlagen	204	+249	+268	+415	+405
PV-Freiflächen	27	+117	+111	+193	+196
Tiefengeothermie	0	+210	+190	+210	+190
Wasserkraft	584	+62	+0	+142	+173
Gesamt	851	+642	+593	+961	+993

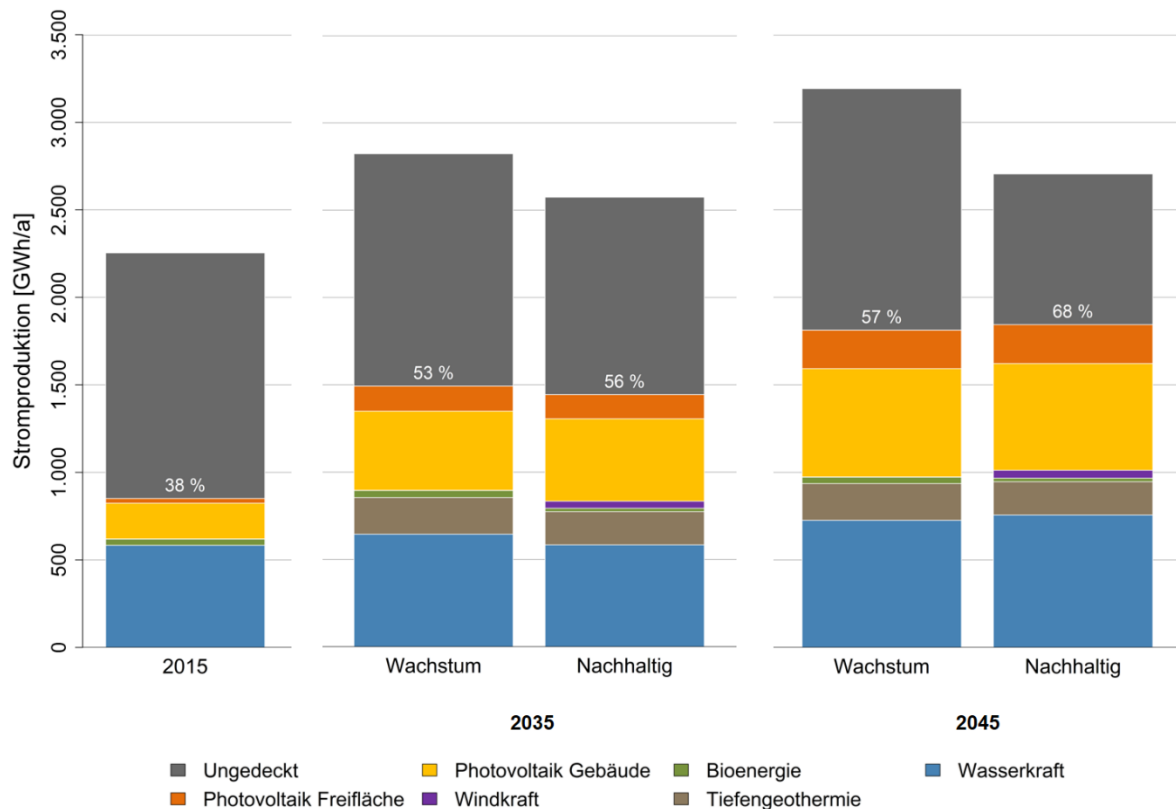


Abbildung 33: Simulierte bilanzielle Stromproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells 2015. Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Stromverbrauchs im jeweiligen Jahr

Die Änderung der Wärmeproduktion für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ ist in Tabelle 10 dargestellt. Bis ins Jahr 2035 wäre demnach eine jährliche Mehrproduktion von 1.534 bis 2.418 GWh möglich. Im Jahr 2045 könnten je nach Rahmen sogar bis zu 3.963 GWh mehr produziert werden. Die möglichen Deckungsgrade des finalen Wärmemixes (siehe **Abbildung 34**) variieren hierbei zwischen 62% und 88 %. Analog zur Ausbauoption „Weiter wie bisher“ stellen Wärmepumpen und Erdwärmesonden vor allem im Rahmen „Wachstum“ den größten Anteil an der Deckung des Verbrauchs, hier wird eine mögliche Steigerung von +2.803 GWh/a bis ins Jahr 2045 simuliert. Aber auch im Rahmen „Nachhaltig“ spielen sie eine übergeordnete Rolle, die Mehrproduktion liegt hier 2045 bei +1.528 GWh/a. Holzheizungen verzeichnen im Rahmen „Wachstum“ eine nicht zu vernachlässigende Zunahme (+385 GWh/a), während sie unter Rahmen „Nachhaltig“ sogar rückläufig sind. Den Wärmenetzen kommt unter beiden Rahmenbedingungen eine vergleichbar große Rolle zu.

Tabelle 10: Änderung der Wärmeproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“

Technologie	Status quo 2015 [GWh/a]	Änderung 2015-2035 [GWh/a]		Änderung 2015-2045 [GWh/a]	
		Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Wärmepumpen & Erdwärmesonden	170	+1.330	+967	+2.803	+1.528
Gas-BHKWs in Wärmenetzen	550	+207	+167	+173	+127
Wärmenetze (ohne Gas)	54	+118	+111	+115	+93
Holzheizungen	489	+377	+1	+385	-99
Pellettheizungen ²⁾	240	+274	+230	+310	+198
Solarthermie ²⁾	89	+113	+58	+178	+69
Gesamt	1.594	+2.418	+1.534	+3.963	+1.917

¹⁾ Die Abnahme der Produktion aus Solarthermie-Anlagen kann meteorologisch bedingt sein.

²⁾ Pellettheizungen und Solarthermieranlagen werden im Modell immer in Kombination installiert

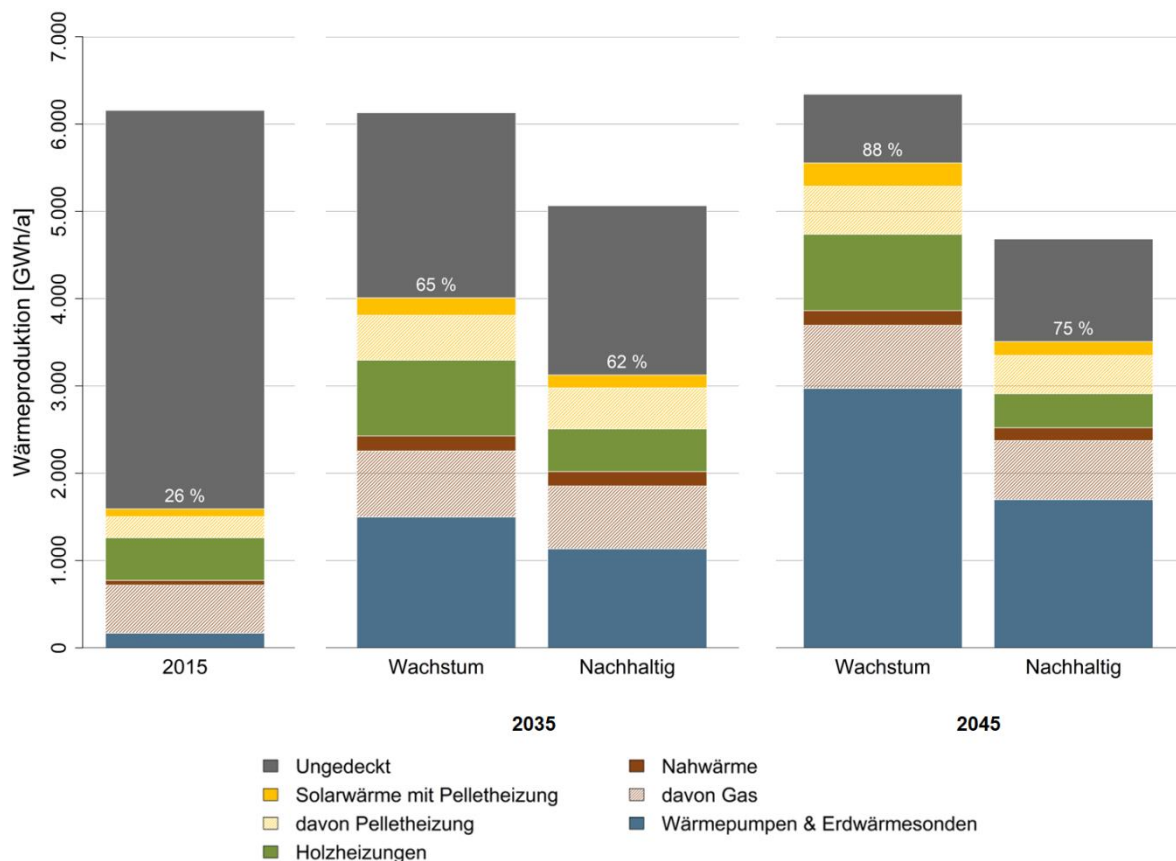


Abbildung 34: Simulierte bilanzielle Wärmeproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr.

5.2.4 Energiebilanz

Abbildung 35 zeigt die stündliche Strombilanz für die Ausbauoption Kleine Lösung unter den Rahmen Wachstum und Nachhaltig. Das Delta definiert sich als die Differenz zwischen regionaler, regenerativer Stromproduktion und Stromverbrauch in stündlicher Auflösung unter der Annahme, dass sämtliche Stromflüsse vollständig transportiert werden können.

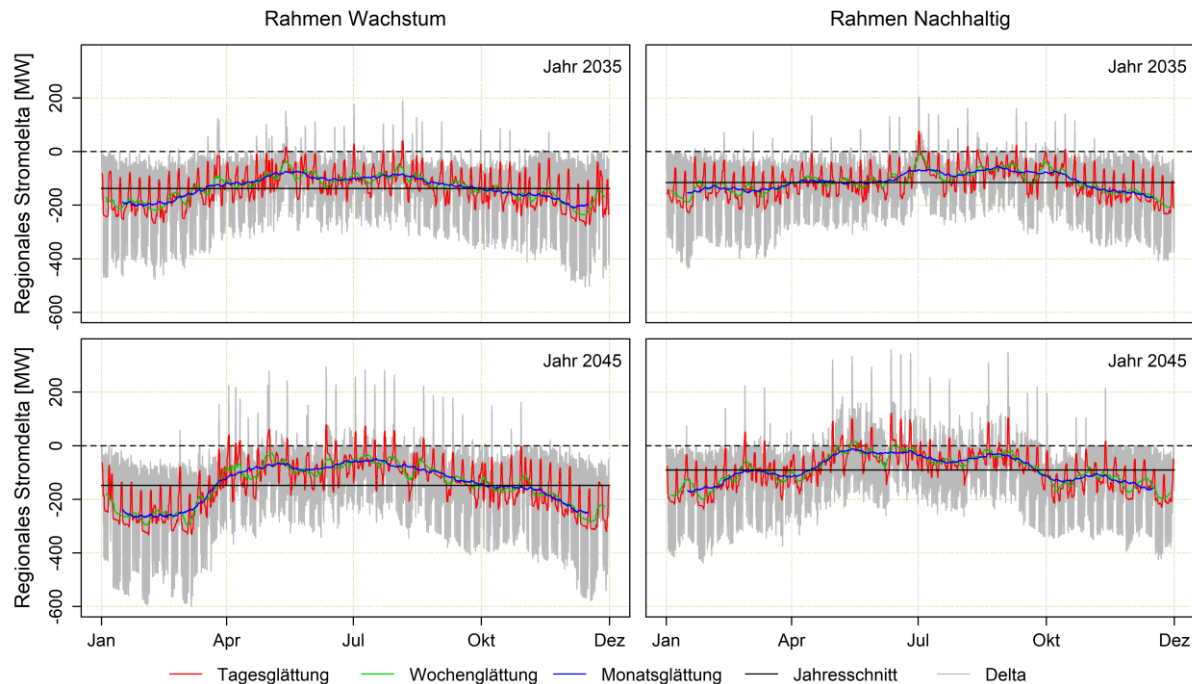


Abbildung 35: Stündliches Stromdelta für die Ausbauoption Kleine Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045.

Im Jahr 2035 wird der Stromverbrauch nur während sehr wenigen Stunden im Jahr von der regionalen, regenerativen Stromproduktion übertroffen. Im Winter treten dabei größere Defizite aufgrund des höheren Verbrauchs und des Strombedarfs an Wärmepumpen auf als in den Sommermonaten. Während im Jahr 2035 zwischen beiden Rahmen nur geringer Unterschiede auszumachen sind, zeigen sich deutlich Änderungen im Jahr 2045. Unter dem nachhaltigen Rahmen ergeben sich deutlich häufiger Stromüberschüsse in den Sommermonaten, die um bis zu 100 MW höher liegen als unter dem Rahmen Wachstum. Auch in den Winterwochen liegen die Energiedeltas aufgrund stärkerer Energieeinsparungen deutlich über denen des Rahmen Wachstums. Dies führt dazu, dass der Jahreschnitt in Richtung ausgeglichener Energiebilanz im Rahmen Nachhaltig verschoben ist.

Die Nutzung der simulierten Rohstoffe ist in Abbildung 36 für die Ausbauoption Kleine Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ dargestellt. Die Erträge stellen die regionalen, zur energetischen Nutzung verfügbaren Potenziale dar. Diese wurden unter Beachtung der entsprechenden Rahmenbedingungen anhand der Erntemengen für Maissilage, Grassilage und Holz bzw. des Anfalls von Gülle und der energetischen Nutzungsgrade simuliert (siehe Kapitel 5.2.1). Das regionale Potenzial für Gas wird einzig beschränkt durch die Erzeugungsmengen der regionalen Produktionsanlagen; Beschränkungen wie Netzkapazitäten wurden nicht berücksichtigt.

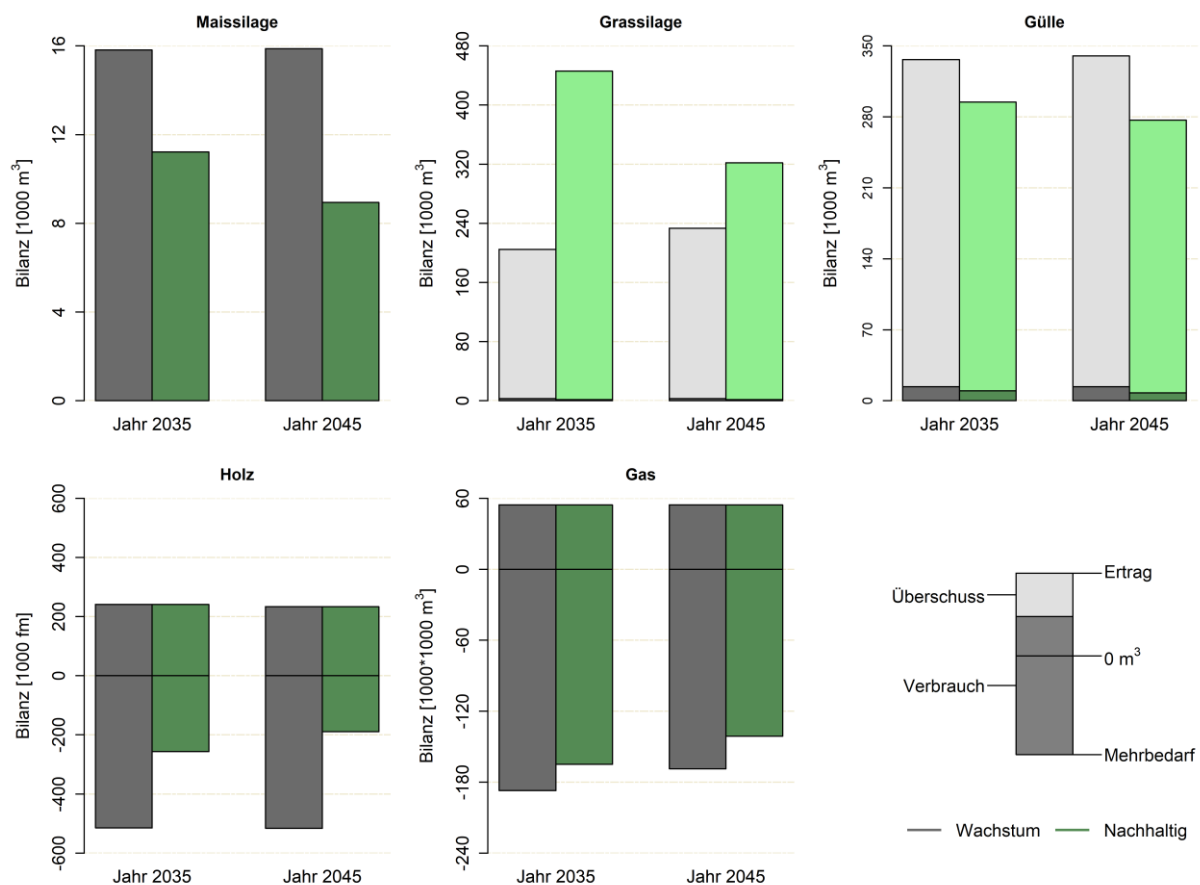


Abbildung 36: Bilanzen der zur energetischen Nutzung verfügbaren Rohstoffmengen für die Ausbauoption Kleine Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045

Abbildung 36 zeigt, dass die zur energetischen Nutzung zur Verfügung stehenden Erträge für Maissilage unter beiden Rahmenbedingungen vollständig verwertet werden. Hierbei steht im Jahr 2035 unter dem Rahmen Nachhaltig knapp 30 % weniger zur Verfügung als unter dem Rahmen Wachstum mit 15.800 m³ aufgrund der Rahmenbedingungen, die neben einem Rückgang der Maisflächen unter anderem auch eine Erhöhung des Ökolandbaus vorgeben (siehe Kapitel 5.2.1). Die unterschiedlichen Ausprägungen sorgen außerdem für ein um 1 % niedrigeres Potenzial als unter dem Rahmen Wachstum. Dieser Trend verstärkt sich noch bis zum Jahr 2045 während es unter dem Rahmen Wachstum konstant bleibt. Aufgrund der angenommenen landwirtschaftlichen Entwicklung verringert sich das Potenzial auf 8.941 m³, obwohl der Klimawandel grundsätzlich für eine Steigerung um 2 % im Vergleich zum Rahmen Wachstum sorgt.

Für Grassilage sieht die Verteilung der Potenziale hingegen umgekehrt aus: Hier steht im Jahr 2045 unter dem grünen Rahmen 45 % mehr Grassilage zur energetischen Nutzung zur Verfügung als unter dem Rahmen Wachstum, in dem nur 204.000 m³ eingesetzt werden können. Allerdings nimmt der Ertrag bis zum Jahr 2045 aufgrund der gewählten Rahmenbedingungen unter dem Rahmen Nachhaltig um 12 % auf 322.000 m³ ab, während er unter dem Rahmen Wachstum um 39 % auf 233.000 m³ steigt. Jedoch zeigt sich für beide analysierten Jahre, dass nur ein äußerst geringer Anteil des zur Verfügung stehenden Ertrages verwertet werden. Im Jahr 2035 werden nur 1.5 % im Rahmen Wachstum bzw. 1.3 % im Rahmen Nachhaltig verwendet, während der Anteil im Jahr 2045 auf unter 1 % für beide Rahmen sinkt.

Unter dem Rahmen Wachstum werden konstante Tierbestände angenommen, sodass die verfügbare Güllemenge relativ gleichbleibend bei 336.000 m³ in 2035 und 340.000 m³ Nutzungsmenge in 2045 liegt. Aufgrund des abnehmenden Tierbestandes stehen im Vergleich unter dem Rahmen Nachhaltig nur 295.00 m³ Gülle in 2035 zur Verfügung. Das verfügbare Güllesubstrat sinkt weiter ab, sodass im Jahr 2045 20 % weniger genutzt werden kann als unter dem Rahmen Wachstum. Allerdings zeigt sich auch bei der Ausbauoption Kleine Lösung, dass nur ein sehr geringer Bestandteil unter den gegebenen Modellannahmen genutzt wird. Dieser liegt für beide analysierten Jahre bei 4 % unter dem Rahmen Wachstum und bei 3 % unter dem Rahmen Nachhaltig.

Da für den Rahmen Wachstum und Nachhaltig gleiche Annahmen über die Holzeinschlagsrate und den Nutzungsgrad getroffen wurden, stehen für beide Szenarien 240.000 fm in 2035 und 233.600 fm in 2045 für die energetische Verwertung zur Verfügung. Allerdings zeigt sich unter beiden Rahmen, dass dieser Vorrat nicht ausreicht, um den Rohstoffverbrauch zu decken. Unter dem Rahmen Wachstum wird in beiden Jahren das Dreifache des Vorrats benötigt. Dies bedeutet, dass nicht nur der gesamte eingeschlagene Anteil genutzt werden müsste, sondern auch Holzeinschlagsrate erhöht werden müsste, um den Holzbedarf mit regionalen Rohstoffen zu decken. Unter dem Rahmen Nachhaltig werden hingegen nur 256.6000 fm in 2035 und 189.000 fm in 2045 zusätzlich benötigt. Dies könnte durch eine Erhöhung des Anteils am Holzeinschlag, der zur energetischen Nutzung vorgesehen ist, auf 75 % und 65 % erreicht werden.

Die Rohstoffbilanz für Gas bietet ein ähnliches Bild. Da keine Anlagen zur regenerativen Gaserzeugung zugebaut werden, liegt die Produktion in allen Jahren konstant bei 54.000.000 m³³ unter den beiden Rahmenbedingungen. Unter dem Rahmen Wachstum benötigt die Region das 4.4-fache in 2035 und 4.1-fache in 2045 des Ertrages. Aufgrund der geringeren Anzahl an gasbasierten Produktionsanlagen sowie des niedrigeren Verbrauchs überschreitet der Gasbedarf den Ertrag unter dem nachhaltigen Rahmen nur um das 4.0-fache in 2035 und 3.6-fache in 2045.

5.2.5 Anzahl der gebäudeungebundenen Anlagen

Durch den Fokus auf kleine Lösungen, geht der Ausbau an Windkraftanlagen im Rahmen Wachstum überhaupt nicht voran (Tabelle 11). Das nutzbare Potenzial wird hier aufgrund unzureichender finanzieller Förderung nicht genutzt, während im Rahmen „Nachhaltig“ das vorhandene Potenzial beinahe ausgeschöpft wird. Trotz allem können Windkraftanlagen auch bei einem Fokus auf gebäudegebundene Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Auch die anderen gebäudeungebundenen Anlagen entwickeln sich nur zögerlich, bspw. PV-Freiflächen, die im nachhaltigen Rahmen von entsprechender politischen Lockerungen profitieren. Im nachhaltigen Rahmen ist kein Ausbau an Holz-BHKWs möglich, da der Ausbau an Solarthermieranlagen bei den kleinen Lösungen auch Pelletheizungen forciert, die beim Holzverbrauch bevorzugt werden. Großspeicher erhalten beim Fokus auf kleine Lösungen keine ausreichende Förderung, so dass auch hier die Gesamtzahl gering bleibt.

Tabelle 11: Gebäudeungebundene Anlagen zur Stromerzeugung für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“

Anlagentyp	Bestand 2014	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
		Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Windkraftanlagen	4	0	10	0	10
PV-Freiflächen	18	27	39	51	66
Holz BHKW mit Stromproduktion	6	4	0	4	0
Gas BHKW mit Stromproduktion	6	5	5	5	5
Tiefengeothermie	0	4	4	4	4
Wasserkraft	105	19	5	21	5

Tabelle 12: Großspeicher für die Ausbauoption Kleine Lösungen mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“

Anlagentyp	Bestand	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
	2014	Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Batterie Großspeicher	0	1	1	1	4
Gravity Storage	0	1	1	1	1
Power to Gas	0	1	1	1	1

Im Bereich Wärme ist auch hier ist das Wärmenetzpotenzial auf den möglichen Ausbau von 12 bereits bestehender Wärmenetze und damit 11.656 Gebäude beschränkt.

Für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ ergeben sich die mit neun erweiterten Wärmenetzen mit 7775 Gebäuden bis 2035 unter beiden Rahmenbedingungen die gleichen Zubauraten (siehe Tabelle 13). Bis 2045 findet dann kein weiterer Ausbau statt. Insgesamt werden hierzu 15 Biomasseheizwerke mit 40,5 MW_{therm} Leistung benötigt sowie 14 Gasheizkraftwerke mit 104,9 MW_{therm} Leistung. Der Ausbau der Option Kleine Lösung beinhaltet auch 3 Solarthermie-Freiflächenanlagen mit 8208 m² Flächenbedarf und 5 Power-to-Heat Anlagen mit 25 MW Leistung.

Tabelle 13: Gebäudeungebundene, wärmeerzeugende Anlagen für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“

Anlagentyp	Bestand	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
		Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Biomasseheizkraftwerk	48	15	15	15	15
Gasheizkraftwerk	76	14	14	14	14
Solarthermie-Freiflächenanlage	0	3	3	3	3
Power-to-Heat Anlage	0	5	5	5	5
Biogasanlagen	38	0	0	0	0
Anzahl Wärmenetze	92	9	9	9	9

5.2.6 Anzahl der gebäudegebundenen Anlagen

Durch die Maßnahme, dass bei Neubauten verpflichtend automatisch eine PV-Dachanlage installiert werden muss, steigt die Anzahl dieser Anlagen unter beiden Rahmenannahmen stark an. Sie kann bis 2035 im Vergleich zum Jahr 2015 mehr als verdreifacht (+33008 Anlagen unter Nachhaltig bzw. +32007 Anlagen unter Wachstum) werden (siehe Abbildung 37). Analog dazu steigt die Anzahl der Batteriespeicher auf Gebäudeebene stark an. Auch die Maßnahme, dass zu jeder neu installierten Pelletsheizung eine Solarthermieanlage am Dach verpflichtend mit installiert werden muss, hat einen starken Einfluss auf den gebäudebezogenen Ausbau. So kann die Anzahl aller Solarthermieanlagen bis 2035 mehr als verdoppelt werden (siehe Abbildung 38). Allerdings muss hier beachtet werden, dass zwischen Primärheizungen und Sekundärheizungen (die oft nur für Warmwasserbereitung genutzt werden) nicht unterschieden wird. Abbildung 39 zeigt, dass sich die Anzahl der Solarthermie-Primärheizungen im Wohngebäudebereich zwar verdoppelt, allerdings insgesamt einen kleinen Anteil an allen Heizungen in der Region einnimmt. Dies liegt vor allem daran, dass sich diese Art von Energieträger nur bei Neubauten effizient nutzen lässt, da bei älteren Gebäuden der Energiebedarf zu hoch wäre und eine Deckung ausschließlich durch Solarthermie unverhältnismäßig teuer wäre.

In diesem Pfad kann außerdem, trotz Fokus auf gebäudebezogenen Anlagen, ein Anstieg bei Nah/-Fernwärme erreicht werden. Allerdings weit weniger, als dies beim Pfad „Große Lösungen“ der Fall ist (siehe Kapitel 5.3.5).

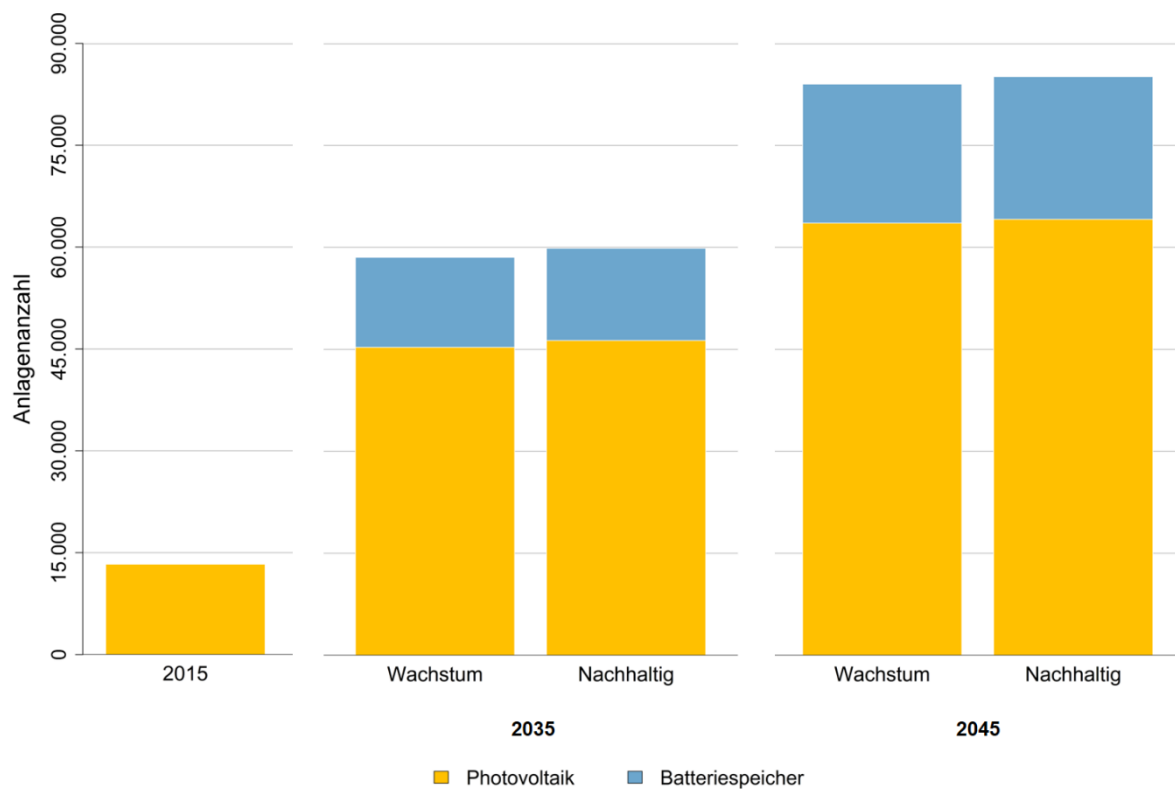


Abbildung 37: Simulierte Anlagenanzahlen der Stromproduktion in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells (2015).

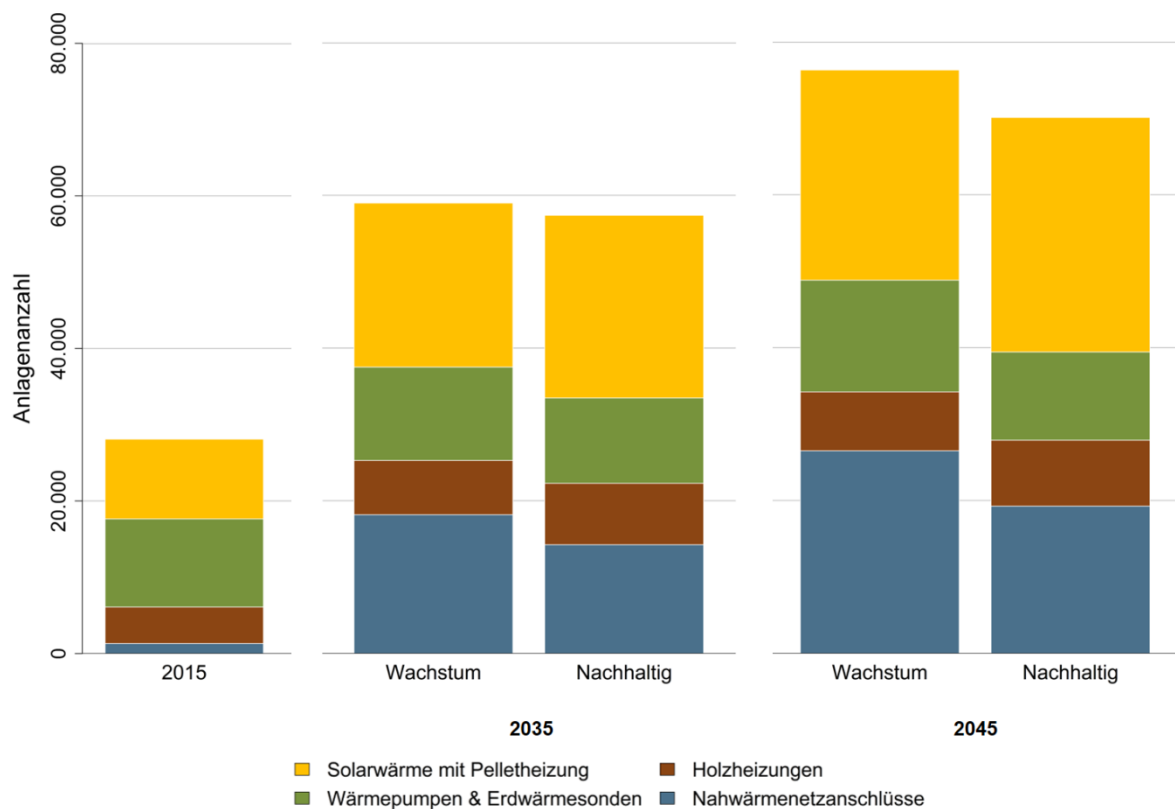


Abbildung 38: Simulierte Anlagenanzahl der Wärmeproduktion in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 und 2045 im Vergleich zum Status Quo des Modells (2015)

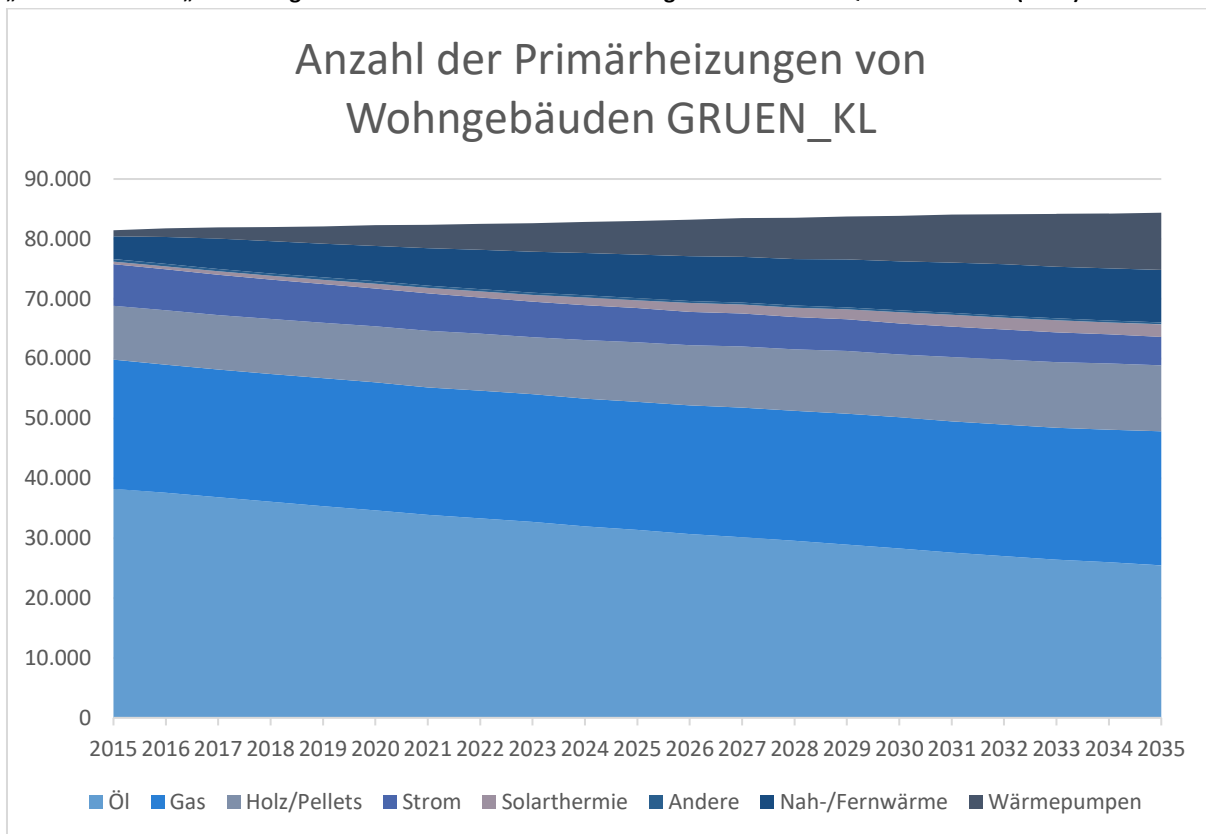


Abbildung 39: Entwicklung der Primärheizungen in Wohngebäuden nach Energieträgern für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Nachhaltigkeit“ bis 2045

5.2.7 Ökonomische Bewertung

Tabelle 14 liefert die betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauoption „Kleine Lösungen“. Die profitablen EE-Anlagen bei dieser Ausbauoption würden Gewinne in Höhe von 3,3-3,6 Millionen Euro erwirtschaften. Das jährliche Fördervolumen für die unter den heutigen Rahmenbedingungen unprofitablen neuen EE-Anlagen, die bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ entstehen, beläuft sich auf zwischen 10,8 und 14,3 Millionen Euro. Teilt man diese Zahlen durch die Einwohnerzahl im Oberland, so kommt man auf einem Betrag von 30 bis 40 Euro Mehrkosten pro Einwohner. Bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ müsste die EE Stromerzeugung mit durchschnittlich 4,7-4,9 Cent/kWh bezuschusst werden, damit der Ausbau stattfindet.

Tabelle 14: Betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauoption „Kleine Lösungen“

Für 2035	Von	Bis
Strom Sanierung und Wärme		
Jährliche Gewinne neue EE Anlagen	3,3 Mio. €	3,6 Mio. €
Jährliche Förderung neue EE Anlagen	-10,8 Mio. €	-14,3 Mio. €
Jährliche Mehrkosten pro Einwohner	38,- €	101,- €
Zuschüsse unprofitable neue EE Anlagen	4,7 Cent/kWh	4,9 Cent/kWh
Heutige regionale Stromkosten für Haushalte	Ca. 30,9 Cent/kWh	
Heutige regionale Stromerzeugungskosten	Ca. 6,9 Cent/kWh	
Neue EE Anlagen Stromerzeugungskosten	17,6 Cent/kWh	18,5 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten PV	13,4 Cent/kWh	14,7 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Wind	8,9 Cent/kWh	11,6 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Geothermie	20,0 Cent/kWh	20,2 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Wasser	7,5 Cent/kWh	10,9 Cent/kWh
Zukünftige Stromerzeugungskosten Kohle	10,0 Cent/kWh	
Zukünftige Stromerzeugungskosten Gas	20,0 Cent/kWh	
Sanierung und Wärme		
Jährliche Förderung Sanierung und EE bei GHD	1,2 Mio. €	1,6 Mio. €
Jährliche Mehrkosten Sanierung und EE bei GHD pro Einwohner	3,3 €	4,5 €

Die zu erwartenden Stromerzeugungskosten neuer EE-Anlagen werden auch in Tabelle 14 dargestellt. Wenn die Region auf die Ausbauoption „Kleine Lösungen“ setzt, betragen diese zwischen 17,6 und 18,5 Cent/kWh. Durch einen Vergleich mit den zu erwartenden Stromerzeugungskosten in der Ausbauoption „Große Lösungen“ (siehe Tabelle 20) wird deutlich, dass kleine Lösungen im Durchschnitt höhere Kosten pro kWh verursachen, was sich durch die geringere Effizienz dieser Anlagentypen erklären lässt. Aufgeschlüsselt nach Technologie liegen die Stromerzeugungskosten bei 13,4-14,7 Cent/kWh für PV, 8,9-11,6 Cent/kWh für Wind, 20-20,2 für Tiefengeothermie und 7,5-10,9 Cent/kWh für Wasserkraftwerke. Unter dieser Ausbauoption liegen die Stromerzeugungskosten inklusive Umweltkosten bei EE-Anlagen viel niedriger als bei Kohle- und Gaskraftwerke.

Im unteren Teil von Tabelle 14 wird die jährlich abgerufene Förderung für Sanierungen bei Haushalten und Energieeffizienzmaßnahmen im GHD-Sektor dargestellt. Diese beläuft sich auf 1,2-1,6 Millionen Euro für die Ausbauoption „Kleine Lösungen“, was Mehrkosten in Höhe von 3,30-4,50 Euro pro Einwohner in der Region bedeutet. Generell lässt sich hierbei feststellen, dass ein höheres Umweltbewusstsein und ein höherer Bekanntheitsgrad der Fördermaßnahmen dazu führen, dass mehr Fördermittel abgerufen werden.

Abbildung 40 zeigt die Ergebnisse der gesamtwirtschaftlichen Bewertung. Die zusätzliche Wertschöpfung, die bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ generiert wird, beträgt 252 bis 299 Millionen Euro pro Jahr, was einen Anteil von 2,5%-3% an der gesamten regionalen Bruttowertschöpfung im Jahr 2014 darstellt. Insgesamt entstehen zwischen 3694 und 5364 Arbeitsplätze, wobei ca. 7% an Geringqualifizierte (267-287 Arbeitsplätze) und 26% an Hochqualifizierte (990-1420 Arbeitsplätze) fallen. Mit zwischen 2437 und 3557 Arbeitsplätze und einem Anteil von 66% entstehen die größten Beschäftigungseffekte bei den Fachkräften. Dabei ist es zu beachten, dass angesichts des schon heute spürbaren Fachkräftemangels die Besetzung dieser Stellen eine Herausforderung darstellt. Setzt man die absoluten Beschäftigungszahlen in Relation zu den gesamten Arbeitsplätzen in der Region, so lässt

sich feststellen, dass bei dem Ausbaupfad „Kleine Lösungen“ zwischen 2,3%-3,4% der Arbeitsplätze in direkter oder indirekter Verbindung mit der Energiewende stehen.

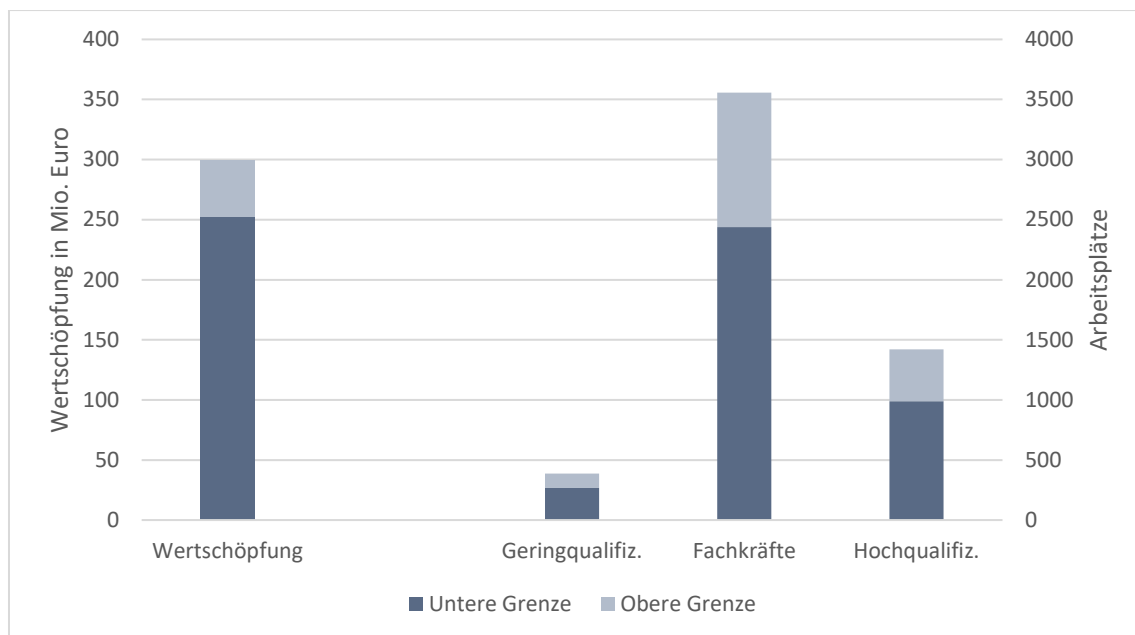


Abbildung 40: Jährliche regionale gesamtwirtschaftliche Effekte bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Wertschöpfung“

5.3 Ausbauoption Große Lösungen (Rahmen „Wachstum“ und Rahmen „Nachhaltig“)

5.3.1 Wichtigste Annahmen

Gebäude

Bei den Simulationen zu der Ausbauoption „Große Lösungen“ setzt die Region verstärkt auf den Ausbau von großen, nicht-gebäudebezogenen Anlagen, wie Windkraft, Nah/Fernwärme, sowie Freiflächen-Photovoltaik und -Solarthermie. In diesen Simulationen wurden keine zusätzlichen Politikmaßnahmen im Gebäudebereich angenommen, das heißt, dass nur bereits heute bestehende Maßnahmen fortgeschrieben wurden.

Zusätzlich wird durch regionale Anstrengungen die jährliche Sanierungsquote erhöht, um verstärkte Einsparungen im Wärmesektor zu erreichen. Je nach Rahmen wurden dabei bei „Wachstum“ eine Verdoppelung der heutigen Sanierungsquote auf 1,4% bzw. 2% für den Rahmen „Nachhaltig“ (nationales Ziel der Bundesregierung) angenommen. Ebenfalls wurden bei dem Rahmen „Wachstum“ die Standards für Neubauten auf heutigem Niveau belassen (30 kWh/m²/a), während bei dem Rahmen „Nachhaltig“ eine Verschärfung auf 15 kWh/m²/a angenommen wurde. Bei den Energiestandards bei Sanierungen wurde der heute durchschnittliche Wert von 80 kWh/m²/a auf 60 kWh/m²/a beim Rahmen „Wachstum“ bzw. 40 kWh/m²/a beim Rahmen „Nachhaltig“ gesenkt.

Außerdem wird bei dieser Ausbauoption bei beiden Rahmen davon ausgegangen, dass sowohl bei Neubau als auch beim Heizungstausch keine neuen Ölheizungen mehr eingebaut werden dürfen.

Investitionskosten

In Bezug auf die Entwicklung der Investitionskosten basiert die Ausbauoption „Große Lösungen“ auf denselben Annahmen wie die Ausbauoption „Kleine Lösungen“, denn die Entwicklung der Investitionskosten unterscheidet sich nur zwischen den verschiedenen Rahmen und nicht zwischen den Ausbauoptionen (Abbildung 42).

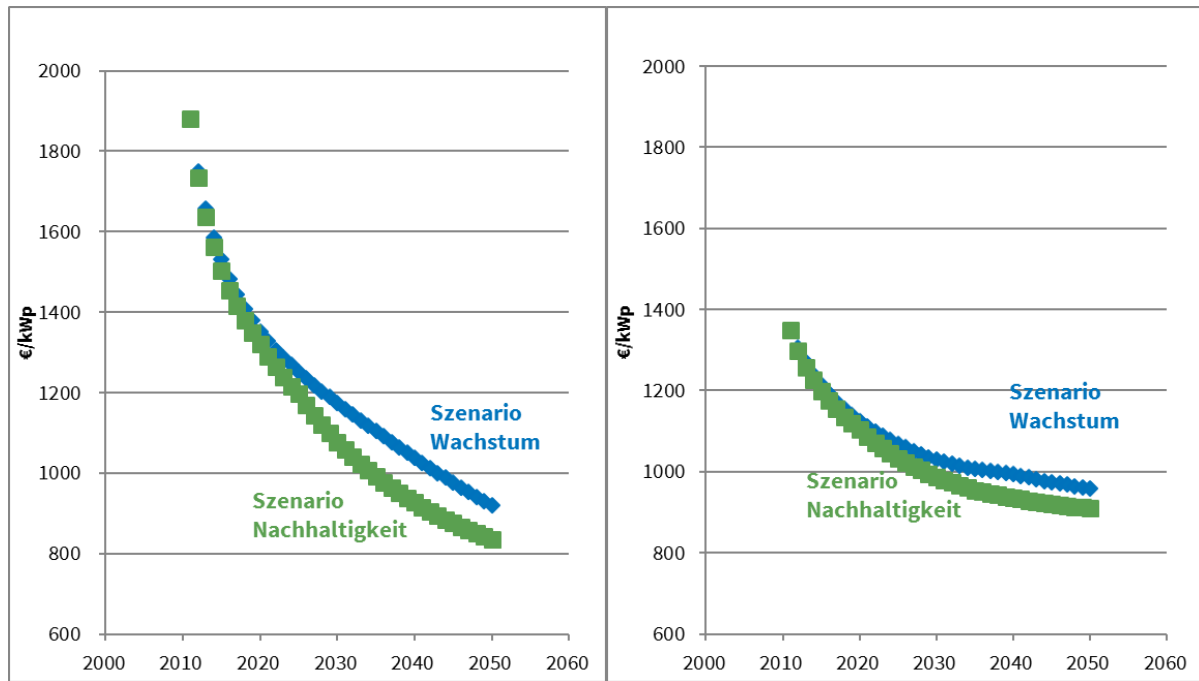


Abbildung 41: Entwicklung der Investitionskosten Photovoltaik (links) und Wind (rechts) bei der Ausbauoption „Große Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltigkeit“

Förderpolitik

Für gebäudeungebundene Anlagen wird die nationale Förderung sowohl im Rahmen „Wachstum“ als auch im Rahmen „Nachhaltig“ wie im EEG festgelegt fortgesetzt. Zudem wird ein (regionaler) Fördermechanismus angenommen, in dem Zubaukapazitäten auktioniert werden und bei dem im Rahmen „Nachhaltig“ höhere maximale Fördersätze pro kWh gelten als im Rahmen „Wachstum“ (siehe Kapitel 2.3). Für Nichtwohngebäude wird im Rahmen „Wachstum“ eine jährliche Degression der Einspeisevergütung von Strom aus PV-Anlagen von 5% angenommen, während für den Rahmen „Nachhaltig“ von einer progressiven Steigerung der Einspeisevergütung ausgegangen wird.

Bioenergie

Die land- und forstwirtschaftlichen Annahmen für die Rahmen „Weiter wie bisher“ und „Nachhaltig“ wurden in den Kapiteln 5.1.1. und 5.2.1. erläutert und gelten analog für die Ausbauoption der „großen Lösungen“.

Windkraft

In der Windkraft bleibt bei Rahmen „Wachstum“ die 10H-Regel gültig, aufgrund des Fokus auf gebäudeungebundene Anlagen werden jedoch die Restriktionen des Regionalplans aufgehoben, sodass aufgrund der höheren Flächenverfügbarkeit insgesamt 966 Anlagen (ca. 313 Windparks à 3-4 Anlagen) möglich wären. Bei dem Rahmen „Nachhaltig“ werden sowohl die Regelungen des Regionalplans als auch die Flächenrestriktionen durch die 10H-Regelung zugunsten der Energiewende

aufgehoben. Das Potenzial steigt dann auf 1.360 mögliche Anlagen (ca. 439 Windparks à 3-4 Anlagen).

Solarenergie

Das Potenzial für Freiflächen-PV-Anlagen besteht im Rahmen „Wachstum“ neben Konversionsflächen und Flächen entlang von Schienen und Autobahnen auch auf sogenannten landwirtschaftlich benachteiligten Flächen (Länderöffnungsklausel). So können auch auf Acker- oder Grünlandflächen PV-Freiflächen-Anlagen errichtet werden und das Potenzial beläuft sich auf eine mögliche installierte Leistung von 15,3 GWp auf mit mehr als 8.000 Anlagen. Für den Rahmen „Nachhaltig“ werden ausschließlich Konversionsflächen und Flächen entlang von Schienen und Autobahnen einbezogen. Auf diesen Flächen könnten 125 Anlagen mit einer Leistung von 158 MWp installiert werden.

Tiefengeothermie

Für das Potenzial der Tiefengeothermieranlagen wird angenommen, dass aufgrund des Risikos nicht erfolgreicher Bohrungen grundsätzlich nur ca. 1/3 der möglichen Standorte in der Region verwirklicht werden kann. Das entspricht etwa 4 bis 5 Anlagen (bei beiden Rahmen).

Wasserkraft

Bei der Wasserkraft kann bei dem Rahmen „Wachstum“ das gesamte noch vorhandene Potenzial genutzt werden. Somit könnten fünf bestehende Anlagen mit einer zusätzlichen Leistung von 16,3 MW modernisiert werden und 16 Anlagen mit einer Leistung von 2,9 MW an Querbauwerken neu errichtet werden. Bei dem Rahmen „Nachhaltig“ wird von einer Verschärfung der Wasserrahmenrichtlinie (WRRL) ausgegangen, sodass hier lediglich das Modernisierungspotenzial (5 Anlagen, 16,3 MW) verwirklicht werden kann.

5.3.2 Energieverbrauch

Genau wie bei den vorherigen Simulationen der Ausbauoption „Kleine Lösungen“, zeigt sich auch bei der Ausbauoption „Große Lösungen“, dass sich der Stromverbrauch in Zukunft nicht verringern wird (Abbildung 42). So steigt der Gesamtstromverbrauch bis 2035 um 15,2% (Nachhaltig) bzw. 29,5% (Wachstum) und bis 2045 um 20,0% (Nachhaltig) bzw. 41,6% (Wachstum). Das liegt auch hier vor allem am Zubau, insbesondere von Nichtwohngebäuden. Da im Rahmen „Nachhaltig“ von einer niedrigeren Zubaurate ausgegangen wird, liegt der Stromverbrauch hier sowohl 2035 als auch 2045 niedriger als im Rahmen „Wachstum“, allerdings deutlich über den Zahlen von 2015. Auch die Zunahme des Stromverbrauchs durch Wärmepumpen ist hauptsächlich durch den Zubau von Gebäuden zu erklären. Dieser nimmt bis 2035 um 78 GWh/a (Nachhaltig) bzw. 107 GWh/a (Wachstum) zu.

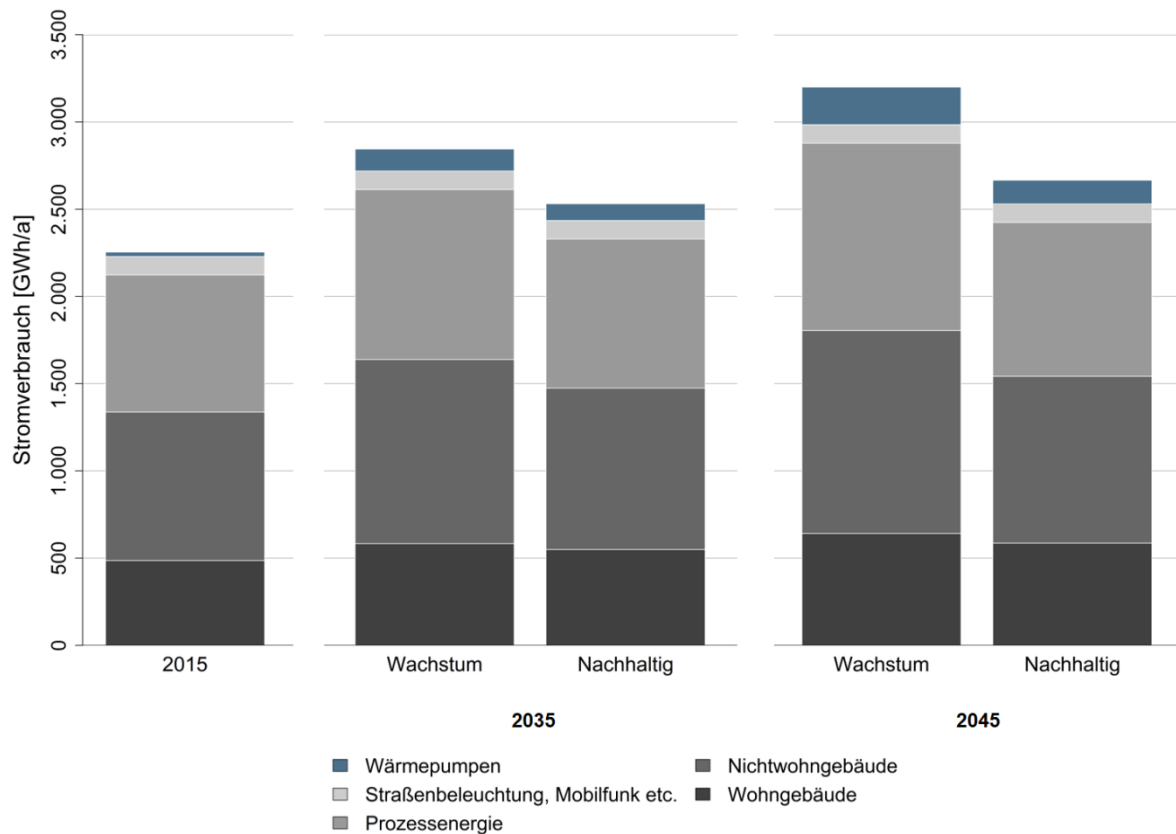


Abbildung 42 Jährlicher Stromverbrauch im Energiepfad „Große Lösungen“ mit den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Vergleich zu 2015

Wie auch schon bei der Ausbauoption „Kleine Lösungen“, kann auch bei dem Rahmen „Nachhaltigkeit“ von einem Rückgang des Wärmeverbrauchs ausgegangen werden (siehe Abbildung 43). Durch die Erhöhung der Sanierungsrate im Wohngebäudebereich können hier erhebliche Einsparungen erzielt werden. Die Simulationen zeigen, dass bei jedem Rahmen der Wärmebedarf bei Wohngebäuden sinken wird. So nimmt der Wärmebedarf von Wohngebäuden bis 2035 um 29,7% (-744 GWh/a unter Rahmen Nachhaltig) bzw. um 11,2% (-280 GWh/a unter Rahmen Wachstum) ab. Bis zum Jahr 2045 sind es sogar 52,7% (-1534 GWh/a unter Rahmen Nachhaltig) bzw. um 31,3% (-911 GWh/a unter Rahmen Wachstum) ab. Bei den Nichtwohngebäuden wird die Einsparung durch energetische Sanierung allerdings durch den steigenden Verbrauch aufgrund von Neubauten (vor allem durch die Prozessenergie) überlagert.

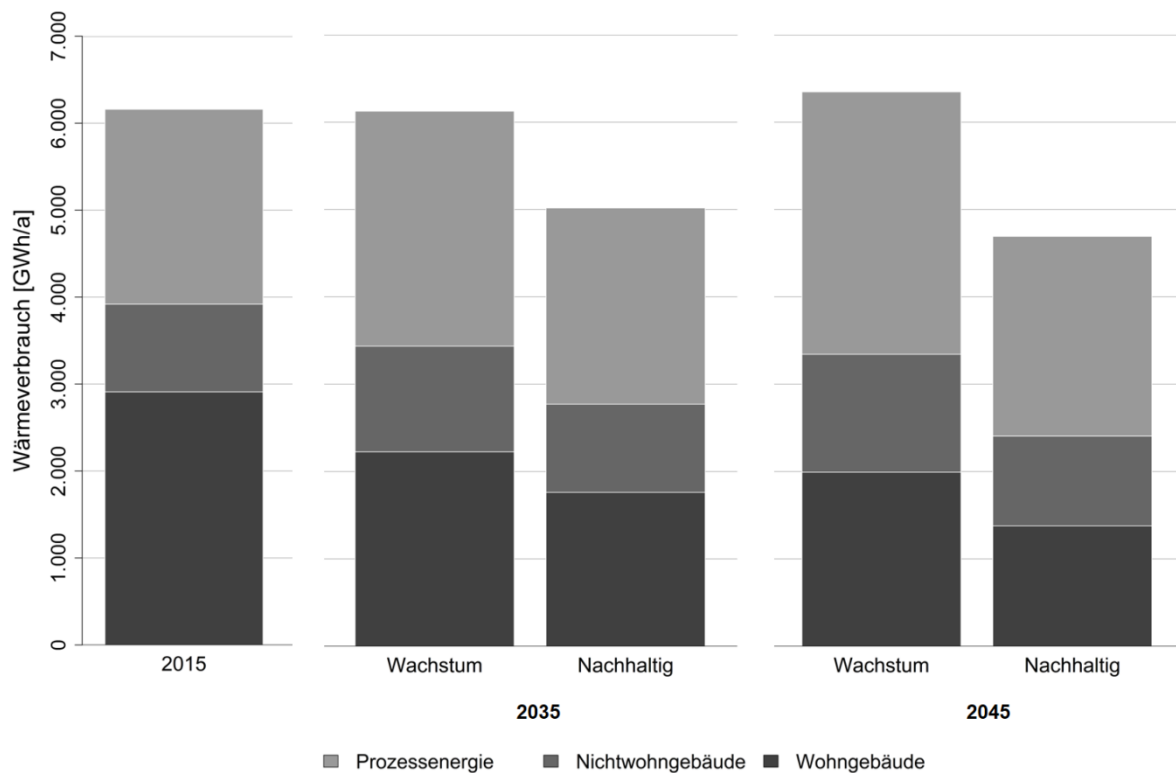


Abbildung 43: Jährlicher Wärmeverbrauch im Energiepfad "Große Lösungen" unter den Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig" im Vergleich zu 2015

5.3.3 Energieproduktion

Tabelle 15 zeigt die Änderung der Stromproduktion für die Ausbauoption „Große Lösungen“. Je nach angenommenem Rahmen wäre demnach im Jahr 2035 eine Mehrproduktion zwischen 609 und 719 GWh jährlich möglich, bis 2045 könnte ein Plus von bis zu 1.115 GWh erreicht werden. Im finalen Strommix könnten so Deckungsgrade zwischen 51 und 74 % erreicht werden (siehe Abbildung 44). Die Photovoltaik auf Gebäuden und Freiflächen erlangt dabei große Bedeutung, unter Rahmen „Wachstum“ könnten durch Freiflächen-PV bis zu 337 GWh/a mehr produziert werden. Im Gegensatz zur Ausbauoption „Kleine Lösungen“ spielt hier auch die Windkraft insbesondere bis ins Jahr 2045 eine wichtige Rolle als Stromproduzent, die Mehrproduktion liegt bei bis zu 353 GWh/a unter Rahmen „Nachhaltig“ für das Jahr 2045.

Tabelle 15: Änderung der Stromproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Große Lösungen“ unter Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig"

Technologie	Status quo 2015 GWh/a	Änderung 2015-2035 [GWh/a]		Änderung 2015-2045 [GWh/a]	
		Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Windkraft	1	+139	+233	+209	+353
PV Gebäudeanlagen	204	+89	+161	+159	+244
PV-Freiflächen	27	+133	+170	+337	+189
Tiefengeothermie	0	+196	+170	+196	+170
Wasserkraft	584	+62	+0	+142	+173
Gesamt	851	+609	+719	+1.031	+1.115

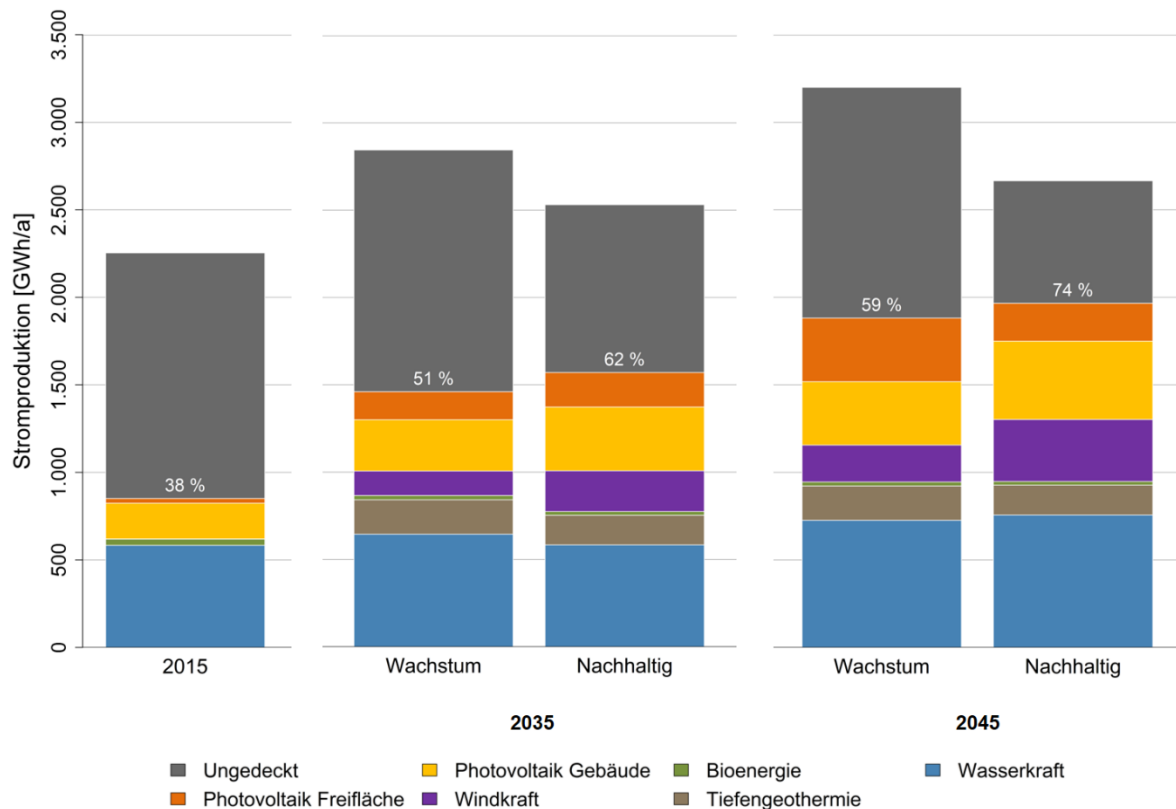


Abbildung 44: Simulierte bilanzielle Stromproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr

Die Änderung der Wärmeproduktion für die Ausbauoption „Große Lösungen“ ist in Tabelle 18 dargestellt. Je nach angenommenem Rahmen könnten bis 2035 bis zu 2.456 GWh jährlich mehr produziert werden als im Jahr 2015, bis 2045 wäre ein Plus von 1.930 bis 3.828 GWh möglich. Die Deckungsgrade des finalen Wärmemixes (siehe Abbildung 45) würden hierbei zwischen 64 und 85 % erreichen. Wie in den anderen beiden Ausbauoptionen spielen auch hier Wärmepumpen und Erdwärmesonden in beiden Rahmen – vor allem aber im Rahmen „Wachstum“ – eine maßgebliche Rolle bei der Deckung des Verbrauchs (+2.352 GWh/a bis 2045). Holzheizungen verzeichnen wie auch in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“ im Rahmen „Wachstum“ eine nicht zu vernachlässigende Zunahme von bis zu 357 GWh/a, während sie unter Rahmen „Nachhaltig“ auch hier rückläufig sind. Wärmenetze spielen unter beiden Rahmen eine wesentlich größere Rolle als im Jahr 2015, die Mehrproduktion beläuft sich hier auf bis zu 792 GWh/a (inkl. Gas-BHKWs).

Tabelle 16: Änderung der Wärmeproduktion pro Technologie für die Ausbauoption „Große Lösungen“ unter Rahmen "Wachstum" und "Nachhaltig"

Technologie	Status quo 2015 [GWh/a]	Änderung 2015-2035 [GWh/a]		Änderung 2015-2045 [GWh/a]	
		Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Wärmepumpen & Erdwärmesonden	170	+1.105	+815	+2.352	+1.299
Gas-BHKWs in Wärmenetzen	550	+543	+517	+539	+454
Wärmenetze (ohne Gas)	54	+244	+250	+253	+234
Holzheizungen	489	+351	-42	+357	-129
Pellettheizungen ¹⁾	240	+91	+23	+101	-13
Solarthermie ¹⁾	89	+123	+70	+226	+85
Gesamt	1.594	+2.456	+1.633	+3.828	+1.930

¹⁾ Pellettheizungen und Solarthermieranlagen werden im Modell immer in Kombination installiert.

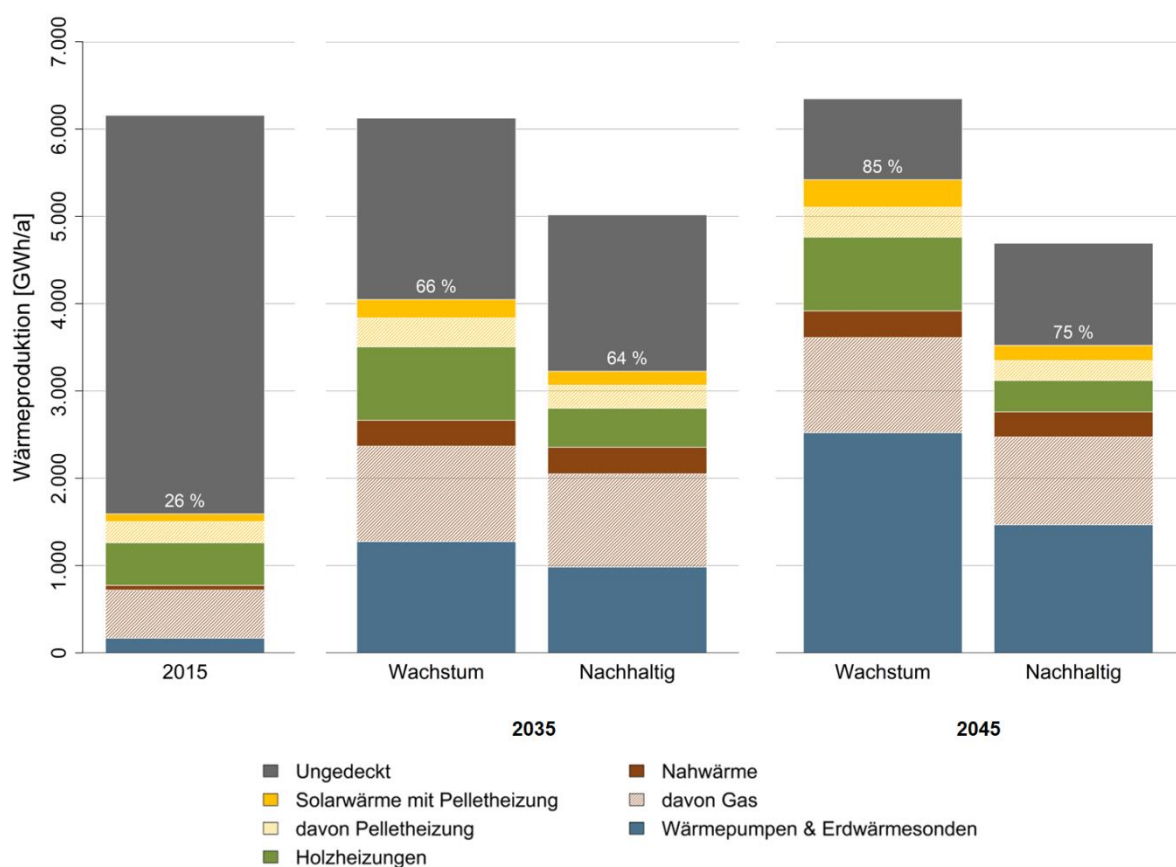


Abbildung 45: Simulierte bilanzielle Wärmeproduktion durch Erneuerbare Energien in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links). Die Prozentzahlen beziffern den bilanziellen Deckungsgrad des Wärmeverbrauchs im jeweiligen Jahr

5.3.4 Energiebilanz

In Abbildung 46 ist das regionale Stromdelta unter der Ausbauoption Große Lösung dargestellt, das als die Differenz zwischen regionaler, regenerativer Stromproduktion und Stromverbrauch in stündlicher Auflösung definiert ist. Hierbei liegt die Annahme zugrunde, dass sämtliche Stromflüsse vollständig transportiert werden können.

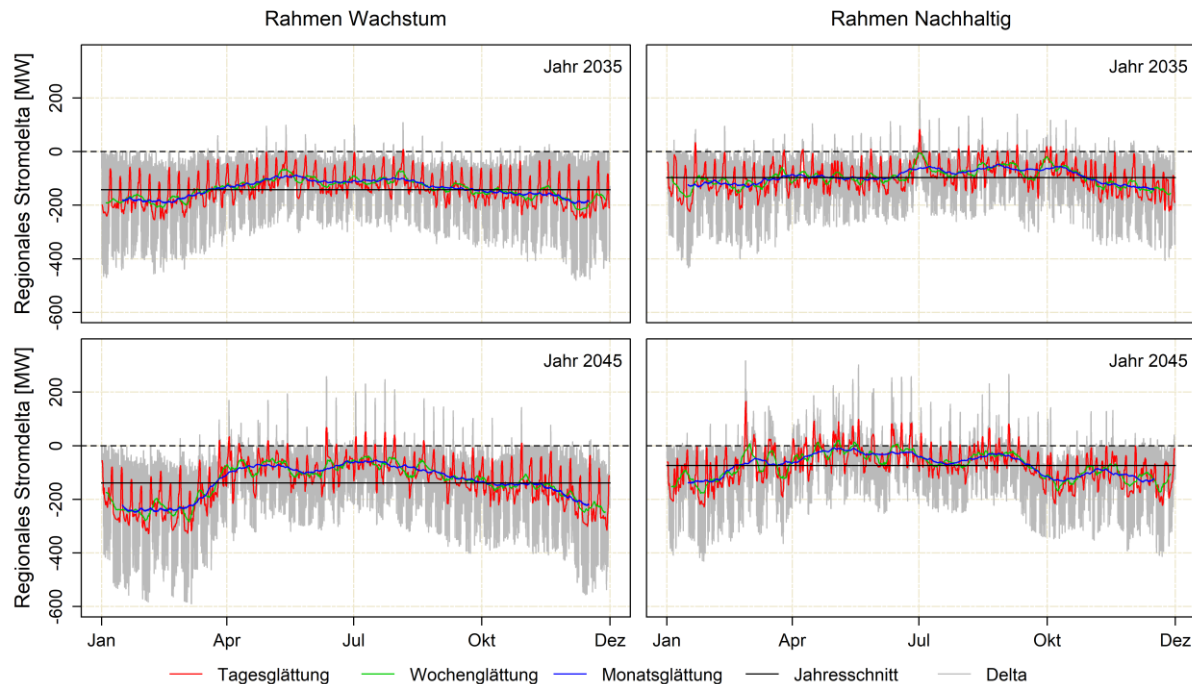


Abbildung 46: Stündliches Stromdelta für die Ausbauoption Große Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045.

Für das Jahr 2035 zeigen sich im Stromdelta nur geringe Unterschiede zwischen den Rahmen Wachstum und Nachhaltig. Aufgrund des niedrigeren Verbrauchs und der höheren Anzahl an Produktionsanlagen werden unter dem Rahmen „Nachhaltig“ häufiger Stromüberschüsse generiert. Diese verteilen sich gleichmäßig auf das ganze Jahr im Gegensatz zum Rahmen Wachstum, unter dem diese nur in den Sommermonaten auftreten. Diese Unterschiede werden im Jahr 2045 deutlicher sichtbar. Zwar steigen die Überschüsse unter beiden Rahmen signifikant an, allerdings verteilen sich die Stunden mit positivem Delta auch 2045 unter dem Rahmen Nachhaltig wesentlich gleichmäßiger über das Jahr. Der Vergleich der Rahmen in den Wintermonaten zeigt, dass bei Wachstum die Stromdeltas wesentlich negativer sind als beim nachhaltigen Rahmen. Dies liegt unter anderem an einer geringeren Abnahme des regionalen Energieverbrauchs.

Die Verteilung des regionalen, zur energetischen Nutzung verfügbaren Rohstoffpotenzials und -einsatzes ist in Abbildung 47 für der Ausbauoption Große Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ abgebildet. Diese wurden unter Annahme der in Kapitel 5.3.1 beschriebenen Rahmenbedingungen für Maissilage, Grassilage und Holz bzw. des Anfalls von Gülle berechnet. Das regionale Potenzial für Gas wird einzig beschränkt durch die Gaserzeugung der Biogasanlagen; weitere Beschränkungen wie Netzkapazitäten wurden nicht berücksichtigt.

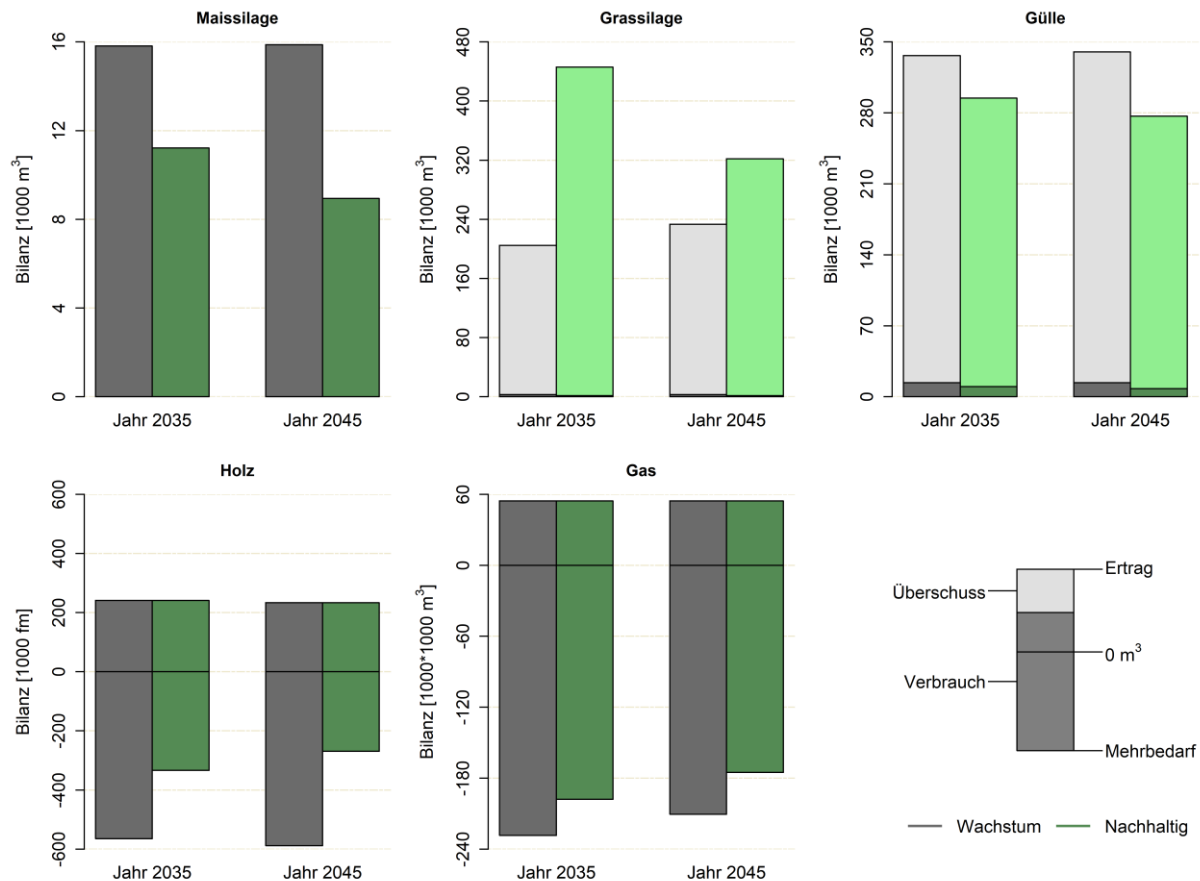


Abbildung 47: Bilanzen der zur energetischen Nutzung verfügbaren Rohstoffmengen für die Ausbauoption Große Lösung unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ im Jahr 2035 und 2045

Das Potenzial an Maissilage, das bei der Ausbauoption Große Lösung zur energetischen Verwertung zur Verfügung steht, ist hauptsächlich von den landwirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflusst (siehe Kapitel 5.3.1). Die unterschiedlichen Annahmen für den Klimawandel sorgen im Ertrag nur für 1-2 % Abweichungen zwischen dem Rahmen Wachstum und Nachhaltig. Während unter dem Rahmen Wachstum insgesamt 15.800 m³ Maissilage zur energetischen Verwertung zur Verfügung stehen, ist das Potenzial im Jahr 2035 für den Rahmen Nachhaltig um 29 % geringer. Unter dem Rahmen Wachstum bleibt das Potenzial im Jahr 2045 konstant bei 15.800 m³, wohingegen es unter dem Rahmen Nachhaltig weiter auf 8.900 m³ absinkt. Die zur energetischen Nutzung zur Verfügung stehenden Potenziale werden unter beiden Rahmenbedingungen vollständig verwertet.

Die Rohstoffbilanz für Grassilage hingegen zeigt höhere Überschüsse unter den Rahmen Nachhaltig. Hier liegt im Jahr 2035 das Potenzial um 241.200 m³ über dem des Rahmens Wachstum mit 204.700 m³. Im Jahr 2045 verringern sich die Überschüsse unter dem Rahmen Nachhaltig auf 321.200 m³ im Vergleich zu 233.400 m³ unter dem Rahmen Wachstum. Bei beiden Energiepfaden wird nur ein geringer Anteil des Substrates verwertet. Im Jahr 2035 liegt dieser bei 1 % für beide Szenarien, der bis zum Jahr 2045 weiter auf unter 1 % absinkt.

Da unter dem Rahmen Wachstum ein konstanter Tierbestand und Nutzungsgrad über den gesamten Simulationszeitraum angenommen wurde, liegt der verfügbare Gülleanfall gleichbleibend bei 336.400 m³ und 340.000 m³ in 2035 und 2045. Dies sieht unter dem Rahmen Nachhaltig anders aus, da von einer Abnahme der Tierbestände ausgegangen wird. Hier steht in 2035 nur 86 % des Substrates im Vergleich zum Rahmen Wachstum bzw. 81 % in 2045 zur Verfügung. Unter beiden Rahmen werden nur 4 % in 2035 und 3 % in 2045 zur Energieproduktion genutzt.

Da für den Rahmen Wachstum und Nachhaltig gleiche Annahmen über die Holzeinschlagsrate und den Nutzungsgrad getroffen wurden, stehen für beide Szenarien 240.000 fm in 2035 und 233.600 fm in 2045 für die energetische Verwertung zur Verfügung. Allerdings unterscheidet sich der Rohstoffeinsatz deutlich: Unter dem Rahmen Wachstum werden insgesamt 805.600 fm in 2035 und 821.600 fm in 2045 verwendet, sodass das zur Verfügung stehende Potenzial um das 3-fache überstiegen wird. Dies bedeutet, dass der Holzeinschlag erhöht und vollständig zur Energieerzeugung genutzt werden müsste, um den bestehenden Bedarf zu decken. Unter dem Rahmen Nachhaltig wird nur in 2035 60 % und in 2045 46 % des Rohstoffeinsatzes aus dem Rahmen Wachstum benötigt. Hier würde es genügen, den Nutzungsgrad auf 86 % in 2035 und 77 % in 2045 zu steigern, um den Bedarf regional zu decken.

5.3.5 Anzahl der gebäudeungebundenen Anlagen

Wenn ausreichend rechtliche und naturräumliche Kapazitäten in nachhaltigen Rahmen geschaffen werden, stellen finanzielle Aspekte den entscheidenden limitierenden Faktor für die Windenergie dar (Tabelle 17). Im Energiepfad der großen Lösungen werden bedeutend mehr Windräder gebaut, allerdings gäbe es insbesondere durch Wegfall der Restriktionen im Regionalplan und der 10H-Richtlinie noch ausreichend Möglichkeiten für weitere Anlagen, sofern sie denn rentabel liefen. Auch ohne Länderöffnungsklausel finden sich genug Standorte für die 51 (bzw. 81) zusätzlichen PV-Freiflächenanlagen bis 2035 (2045), doch dazu braucht es die entsprechenden Förderungen und eine günstige Entwicklung der Investitionskosten. Große Anlagen wie BHKWs werden hauptsächlich mit Gas betrieben, da für Holz-BHKWs bei den großen Lösungen für beide Rahmen die nötigen Ressourcen bereits zur Wärmeproduktion verwendet werden. Schwerkraftspeicher sowie Power to Gas sind nach wie vor trotz ausgiebiger Förderung nicht lukrativ genug, was dafürspricht, dass deren Nutzen für das Energiesystem bislang noch unzureichend in monetären Zahlen ausgedrückt werden kann, oder ihre Kosten schlicht noch zu hoch sind. Batteriespeicher werden bei ausreichender Förderung durch Bund und bspw. Kommune in nennenswerter Anzahl errichtet (5 bis 2035, 15 bis 2045) um den Ausbau der Stromerzeugungsanlagen sinnvoll zu begleiten.

Tabelle 17: Gebäudeungebundene Anlagen zur Stromerzeugung für die Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“

Anlagentyp	Bestand	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
	2014	Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Windkraftanlagen	4	24	42	55	74
PV-Freiflächen	18	39	51	69	81
Holz BHKW mit Stromproduktion	6	0	0	0	0
Gas BHKW mit Stromproduktion	6	10	11	12	12
Tiefengeothermie	0	4	4	4	4
Wasserkraft	105	19	5	21	5

Tabelle 18: Großspeicher für die Ausbauoption Große Lösungen unter den Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“

Anlagentyp	Bestand	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
	2014	Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Batterie Großspeicher	0	1	5	1	15
Gravity Storage	0	1	1	1	1
Power to Gas	0	1	1	1	1

Im Bereich Wärme wurde für die Ausbauoption Große Lösungen das gesamte Neu- und Ausbaupotenzial an Wärmenetzen in der EWO-Region angenommen. Dies betrifft insgesamt 36 Gebiete mit 27.720 Gebäuden. Bis zum Jahr 2035 werden zwischen 17 Wärmenetze unter dem Rahmen Wachstum und 20 Wärmenetze unter dem Rahmen Nachhaltig gebaut (siehe Tabelle 19). Dies bedeutet eine Abdeckung von 12.592 Gebäuden unter dem Rahmen Wachstum und 14.239 Gebäuden unter dem Rahmen Grün. Die Leistung der zugebauten Biomasseheizwerke von 75,6 MW_{therm} bzw. 86,4 MW_{therm} von verteilt sich auf 28 bzw. 32 Anlagen, die Leistung der Gasheizkraftwerke von insgesamt 195,8 MW_{therm} sowie 221,4 MW_{therm} auf 27 Anlagen bzw. 31 Anlagen. Die Ausbauoption Große Lösung enthält einen starken Zubau von 9 bzw. 11 Solarthermie-Freiflächen mit 15.630,1 m² bzw. 24.931,8 m² Kollektorfläche. Unter beiden Rahmen werden bis zum Jahr 2035 9 Power-to-Heat Anlagen gebaut mit einer Gesamtleistung von 45 MW.

Tabelle 19: Gebäudeungebundene, wärmeerzeugende Anlagen für die Ausbauoption Große Lösungen

Anlagentyp	Bestand	Zubau 2015-2035		Zubau 2015-2045	
		Wachstum	Nachhaltig	Wachstum	Nachhaltig
Biomasseheizkraftwerk	48	28	32	34	34
Gasheizkraftwerk	76	27	31	33	33
Solarthermie-Freiflächenanlage	0	9	11	11	11
Power-to-Heat Anlage	0	9	9	9	9
Biogasanlagen	38	0	0	0	0
Anzahl Wärmenetze	92	17	20	21	21

Im Jahr 2045 zeigt die Ausbauoption Große Lösung einen Aus- und Neubau von 21 Wärmenetzen mit einem Anschlussgrad von 14637 Gebäuden unabhängig vom gewählten Rahmen. Die notwendige Wärme wird durch 34 Biomasseheizwerke mit 91,8 MW_{therm} Gesamtleistung, 33 Gasheizkraftwerke mit 236,4 MW_{therm} Leistung und 11 Solarthermie-Freiflächenanlagen mit 24.931,8 m² Kollektorfläche erzeugt. Wie bereits im Jahr 2035 werden 9 Power-to-Heat Anlagen mit einer Gesamtleistung von 45 MW eingesetzt. Der verstärkte Einsatz von Abwärme aus Biogasanlagen spielt auch in der Ausbauoption Große Lösungen keine Rolle.

5.3.6 Anzahl der gebäudegebundenen Anlagen

Da in der Ausbauoption „Große Lösungen“ keine zusätzlichen Politikmaßnahmen zur Förderung von gebäudebezogenen Anlagen forciert werden, fällt der Zubau an PV-Dachanlagen deutlich geringer aus als bei „Kleine Lösungen“ (siehe Abbildung 48). Allerdings können die heutigen Zahlen bis zum Jahr 2035 zumindest mehr als verdoppelt werden, was auch durch die immer günstiger werdenden Investitionskosten zu erklären ist.

Im Bereich Wärme steigt vor allem die Anzahl an Fern/Nahwärmeanschlüssen bis 2035 stark an (+5067 unter Nachhaltig bzw. +4509 unter Wachstum), was an dem größeren zur Verfügung stehenden Potenzial in dieser Simulation liegt. Auch Holzheizungen verdoppeln sich zirka in der Anzahl.

Die Anzahl der Ölheizungen geht zwar durch das angenommene Verbot stetig zurück, allerdings ist auch im Jahr 2045 noch ein bedeutender Anteil im System vorhanden (siehe Abbildung 50).

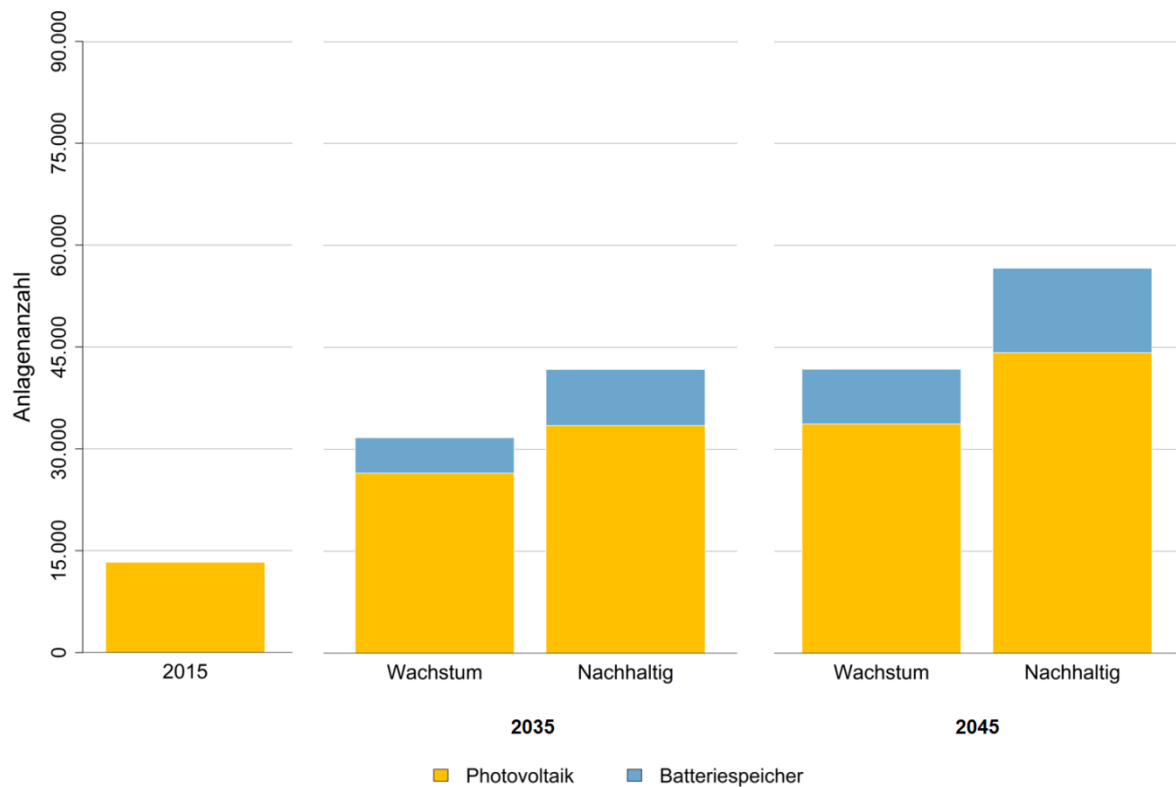


Abbildung 48: Simulierte Anlagenanzahlen der Stromproduktion in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links).

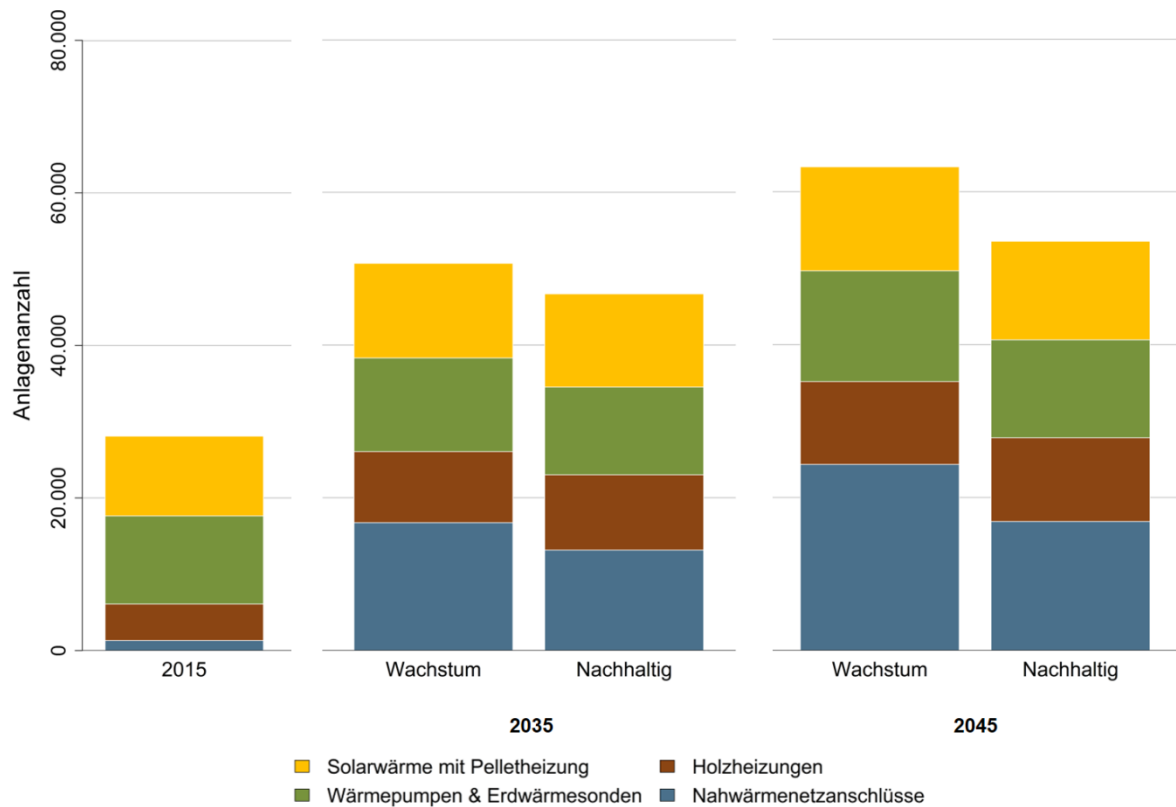


Abbildung 49: Simulierte Anlagenanzahl der Wärmeproduktion in der Ausbauoption „Große Lösungen“ unter den angenommenen Rahmen „Wachstum“ und „Nachhaltig“ für die Jahre 2035 (Mitte) und 2045 (rechts) im Vergleich zum Status Quo des Modells (links).

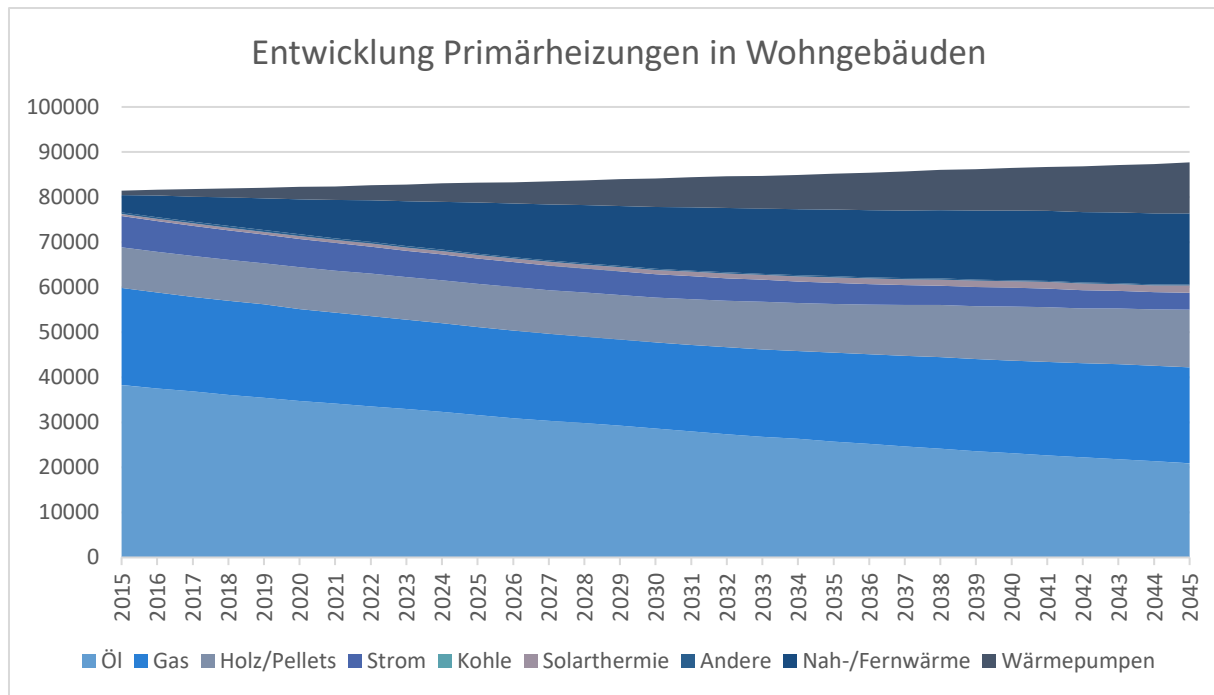


Abbildung 50: Entwicklung der Primärheizungen in Wohngebäuden nach Energieträgern im Energiepfad "Große Lösungen" unter Rahmen „Nachhaltig“ bis 2045

5.3.7 Ökonomische Bewertung

Ähnlich wie unter dem Pfad „Kleine Lösungen“, betragen die erwirtschafteten Gewinne neuer EE-Anlagen unter der Ausbauoption „Große Lösungen“ zwischen 3,6 und 3,7 Millionen Euro (vgl. Tabelle 20). Im Gegensatz dazu, ist das jährliche Fördervolumen mit 17,5-31 Millionen Euro um das 1,5- bis 2-fache höher unter der Ausbauoption „Große Lösungen“ als unter der Ausbauoption „Kleine Lösungen“. Zur besseren Einschätzung der Größenordnung, lassen sich diese Zahlen in 49 bis 86 Euro Mehrkosten pro Einwohner in der Region übersetzen. Teilt man die jährliche Förderung durch den erzeugten Strom, so kommt man auf die Erkenntnis, dass unter dieser Ausbauoption die EE-Stromerzeugung mit durchschnittlich 4,5-9,3 Cent/kWh bezuschusst werden müsste. Die zu erwartenden Stromerzeugungskosten neuer EE-Anlagen betragen durchschnittlich zwischen 15,6-16,5 Cent/kWh. Tabelle 20 liefert auch die Stromerzeugungskosten pro Technologie. Für PV betragen diese zwischen 14,7 und 16,1 Cent/kWh, bei Wind sind es 9,4 bis 9,8 Cent/kWh, bei Geothermie 20-20,2 Cent/kWh und bei Wasser 7,7-10,6 Cent/kWh. Somit liegen die Stromerzeugungskosten inklusive Umweltkosten für EE sowohl im Durchschnitt über alle berücksichtigten EE-Technologien als auch für die einzelnen Technologien unter den Stromerzeugungskosten inklusive Umweltkosten für fossilen Energieträger (vgl. MATTHEY & BÜNGER, 2019).

Für Sanierungen bei Haushalten und Energieeffizienzmaßnahmen im GHD-Sektor werden bei der Ausbauoption „Große Lösungen“ keine weiteren Fördermaßnahmen (über die bestehenden Maßnahmen hinaus) geplant. Dadurch lassen sich die fehlenden Werte für diesen Pfad erklären (vgl. unterer Teil von Tabelle 20).

Tabelle 20: Betriebswirtschaftliche Bewertung der Ausbauoption „Große Lösungen“

Für 2035	Von	Bis
Strom Sanierung und Wärme		
Jährliche Gewinne neue EE Anlagen	3,6 Mio. €	3,7 Mio. €
Jährliche Förderung neue EE Anlagen	-17,5 Mio. €	-31 Mio. €

Jährliche Mehrkosten pro Einwohner	49 €	86 €
Zuschüsse unprofitable neue EE Anlagen	4,5 Cent/kWh	9,3 Cent/kWh
Heutige regionale Stromkosten für Haushalte	Ca. 30,9 Cent/kWh	
Heutige regionale Stromerzeugungskosten	Ca. 6,9 Cent/kWh	
Neue EE Anlagen Stromerzeugungskosten	15,6 Cent/kWh	16,5 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten PV	14,7 Cent/kWh	16,1 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Wind	9,4 Cent/kWh	9,8 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Geothermie	20,0 Cent/kWh	20,2 Cent/kWh
Stromerzeugungskosten Wasser	7,7 Cent/kWh	10,6 Cent/kWh
Zukünftige Stromerzeugungskosten Kohle	10,0 Cent/kWh	
Zukünftige Stromerzeugungskosten Gas	20,0 Cent/kWh	
Sanierung und Wärme		
Jährliche Förderung Sanierung und EE bei GHD	-	-
Jährliche Mehrkosten Sanierung und EE bei GHD pro Einwohner	-	-

Im Hinblick auf die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Ausbauoption „Große Lösungen“ liefert Abbildung 51 die Hauptergebnisse der Analyse. Die Investitionen in Erneuerbare Energien, die unter dieser Ausbauoption entstehen, bringen der Region zwischen 256 und 324 Millionen Euro zusätzliche Wertschöpfung pro Jahr. Das entspricht einen Anteil von 2,5% bis 3,2% an der gesamten regionalen Bruttowertschöpfung im Jahr 2014. Zwischen 2,4% und 3,5% der Arbeitsplätze sind direkt oder indirekt mit der regionalen Energiewende verbunden, was in absoluten Zahlen zwischen 3771 und 5497 neue Arbeitsplätze entspricht. Die Maßnahmen, die in der Ausbauoption „Große Lösungen“ stattfinden, sind somit arbeitsintensiver als in der Ausbauoption „Kleine Lösungen“. Abbildung 51 stellt die Unterteilung der Beschäftigungseffekte nach den drei Qualifikationsstufen dar. Zwischen 273 und 397 zusätzliche Arbeitsplätze entfallen auf Geringqualifizierte und zwischen 1008 und 1459 Arbeitsplätze auf Hochqualifizierte. Mit zwischen 2489 und 3639 zusätzlichen Arbeitsplätzen (66% der gesamten Arbeitsplätze) entsteht bei den Fachkräften der bei weitem größte Teil der Beschäftigungseffekte.

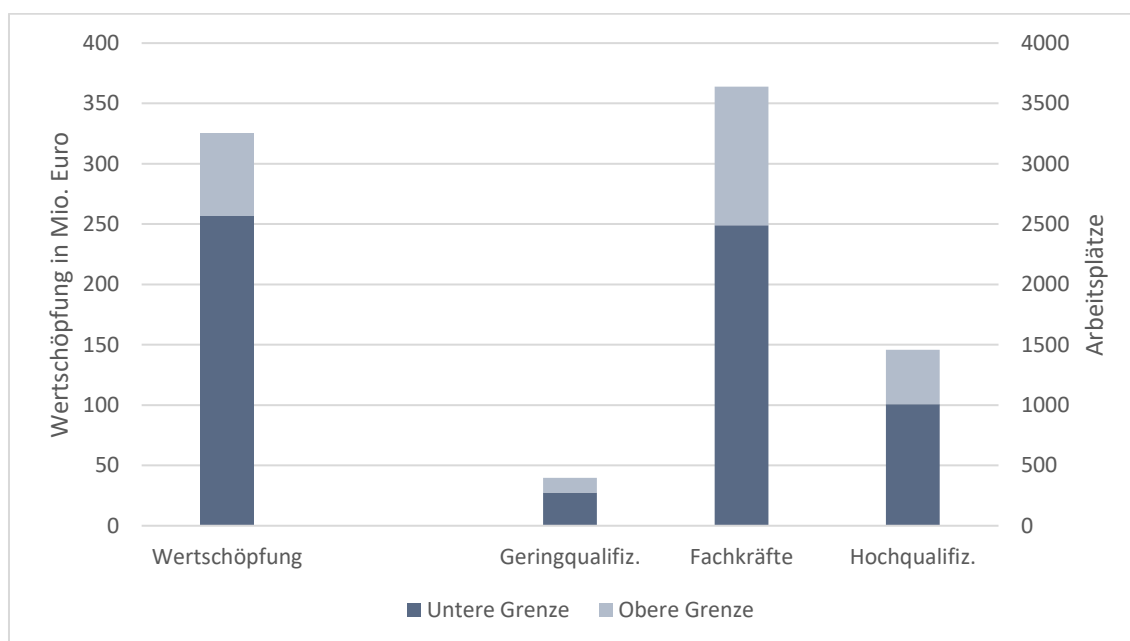


Abbildung 51: Regionale gesamtwirtschaftliche Effekte, „Große Lösungen“

6 Zusammenfassung und Diskussion der Ergebnisse

Im Folgenden werden in einem ersten Schritt überblicksartig nur die Simulationsergebnisse unter den jeweils günstigsten Bedingungen diskutiert und gezeigt, welche maximale Abdeckung mit EE bei günstigen Rahmenbedingungen erreicht werden kann. Tabelle 25 im Anhang gibt einen Überblick zum jährlichen Zugewinn an EE-Produktion sowie Veränderungen beim Strom- und Wärmeverbrauch der Energiepfade bei allen unterschiedlichen Rahmen.

Die aus den Simulationen resultierenden Zahlen zum Ausbau von Anlagen zur Erzeugung von erneuerbaren Energien ergeben sich aus einem komplexen Geflecht von wirtschaftlichen, gesellschaftlichen und naturräumlichen Voraussetzungen mit politischen Entscheidungen und finanziellen Fördermechanismen. Es ist daher nicht immer möglich, einzelne Kriterien zu isolieren und ihren Beitrag exakt zu quantifizieren. Ein wesentlicher Aspekt des Szenarienprozesses war es, die Parameter als äußere Rahmenbedingungen gemeinschaftlich und in sinnvoller gegenseitiger Abhängigkeit zu variieren. In einem zweiten Schritt wird in diesem Kapitel deshalb eingehend diskutiert, welche Effekte mit welchen Mechanismen, sowohl modellbedingt als auch hinsichtlich der modellierten Politik- und Fördermaßnahmen, verknüpft sind.

6.1 Die Ergebnisse im Überblick

Insgesamt belegen die Simulationsergebnisse eindrucksvoll, dass die Anstrengungen für die regionale Energiewende deutlich erhöht werden müssen, damit die Modellregion dem Ziel 2035 einen guten Schritt näherkommen kann (vgl. Tabelle 21). Nur durch einen wesentlich verstärkten Ausbau von EE-Anlagen bei gleichzeitiger starker Einsparung von Energie lässt sich eine hohe EE-Abdeckung erreichen.

Tabelle 21: Zugewinn an EE-Produktion und Anzahl der zugebauten Anlagen sowie Veränderungen beim Strom- und Wärmeverbrauch in beiden Ausbauoptionen

		Kleine Lösungen		Große Lösungen	
		Zugewinn Produktion [GWh/a]	Zubau [Anlagenzahl]	Zugewinn Produktion [GWh/a]	Zubau [Anlagenzahl]
Strom	Wasserkraft	61,5	19	61,5	19
	Tiefengeothermie	209,9	4	196,3	4
	Bioenergie	5	19	-10,3	32
	Windkraft	39	10	232,7	42
	PV Gebäude	267,7	33008	161,1	20204
	PV Freiflächen	116,6	39	169,8	51
	Zusätzlicher Stromverbrauch	320		277	
	Zusätzliche Deckung	15%		24%	
Wärme					
	Wärmepumpen & Erdwärmesonden	1329,6	16867	1105,3	15436
	Gasheizungen	-947,4	-2065	-935,6	-4776
	Nahwärmenetzanschlüsse	325,2	3264	786,9	5067
	Holzheizungen	377,3	1101	350,6	1068

	Solarthermie mit Pelletheizung	383,3	13455	210,2	1927
	Veränderung Wärmeverbrauch	-1094		-1141,8	
	Zusätzliche Deckung	39%		40%	

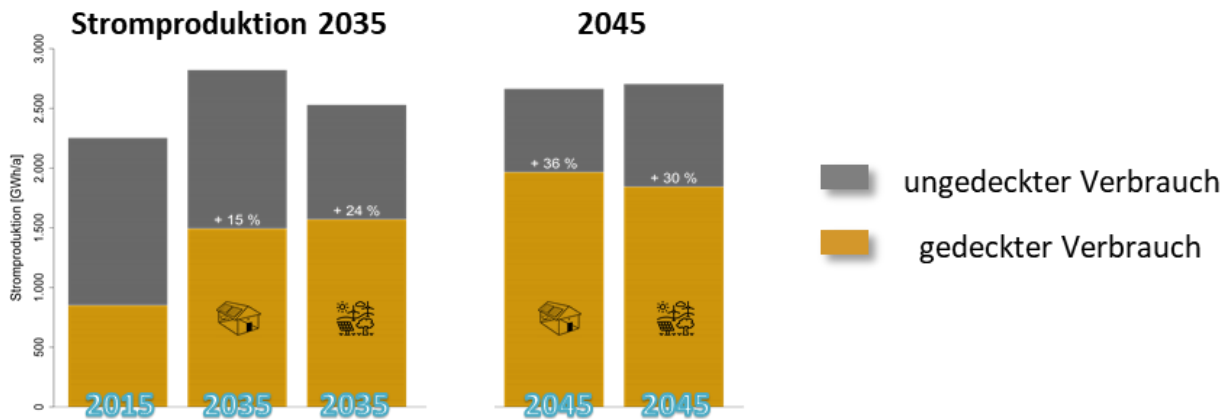


Abbildung 52: Zusätzliche Deckung bei Strom bis 2035 und 2045

Der Vergleich der simulierten Ausbauoptionen zeigt, dass sich die höchste zusätzliche Deckung durch EE beim Strom mit einem Fokus auf „Großen Lösungen“ bis zum Jahr 2035 erzielen lässt, nämlich 24 % mehr im Vergleich zu 2015. Windkraft und PV-Freiflächen haben hier einen hohen Stellenwert. Bei den „Kleinen Lösungen“ leisten PV-Dachanlagen den höchsten Beitrag zur Stromproduktion (vgl. Tabelle). Bei den Simulationsergebnissen bis zum Jahr 2045 zeigen sich vor allem die Anstrengungen von Firmen und Haushalten und die „Kleinen Lösungen“ liegen dort mit einem Plus von 36% vorne. Die verschiedenen Ausbauoptionen berücksichtigen jeweils einen unterschiedlichen Stromverbrauch. Insgesamt gilt: je niedriger der Stromverbrauch, desto einfacher wird eine größere Abdeckung durch EE erzielt.

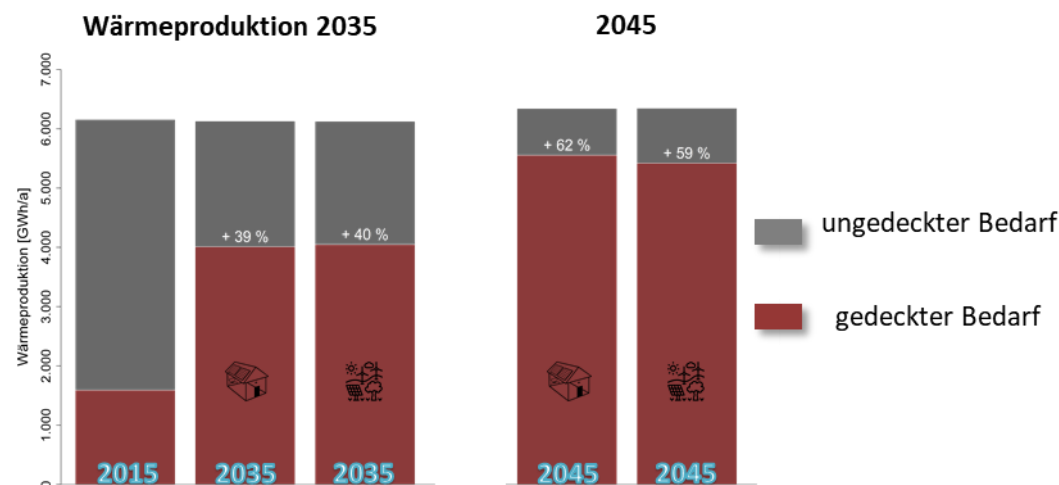


Abbildung 53: Zusätzliche Deckung bei der Wärme bis 2035 und 2045

Der Energiebedarf für Wärme ist beinahe dreimal so hoch wie der Bedarf an Strom. Die derzeitige Abdeckung bei der Wärme durch EE liegt allerdings erst knapp über 20 %. Dieser Wert steigt unter

den simulierten Rahmenbedingungen bei beiden Ausbauoptionen um bis zu weiteren 40% an. Die Option „Große Lösungen“ setzt hierbei vor allem auf zentrale Heizwerke, die Option „Kleine Lösungen“ legt den Fokus auf gebäudegebundene Anlagen wie Wärmepumpen, Erdwärmesonden, Solarthermie und Pelletheizungen. Es gelten bei der Wärme zwei Rahmenbedingungen: erstens wird von einem konsequenten Ausbau von Wärmenetzen und einer hohen Anschlussrate ausgegangen und zudem erfolgt die Wärmeproduktion zu einem beträchtlichen Teil mit Gas. Dieses kann und wird auch bereits teilweise durch Methanisierung gewonnen, allerdings ist derzeit der größte Teil noch immer aus fossilen Quellen.

Ein echter Fortschritt kann bei der Wärme bis 2045 erfolgen, allerdings nur bei einer hohen Sanierungsquote, Mindeststandards beim Neubau und einem konsequenten Heizungstausch zugunsten von erneuerbaren Energien.

Hinsichtlich der Residuallasten und Speicherung ist die Ausbauoption „Große Lösungen“ zwar durch höhere Stromüberschüsse und Defizite gekennzeichnet als die Option „Kleinen Lösungen“. Allerdings sind diese gleichmäßig über das Jahr verteilt. Dies resultiert aus dem stärkeren Mix an Erzeugungstechnologien, der für einen besseren Ausgleich zwischen Verbrauch und Produktion sorgt.

Mit den beiden Ausbauoptionen sind erhebliche wirtschaftliche Effekte verbunden. Bei beiden Ausbauoptionen entfallen jährlich 2,5 % bis 3,2 % der regionalen Bruttowertschöpfung (9,9 Mrd. Euro im Jahr 2014) auf mit der Energiewende verbundene wirtschaftliche Aktivitäten. Und es sind 2,3 % - 3,5 % der Arbeitsplätze im Oberland direkt oder indirekt mit der Energiewende verbunden. Die Energiewende bietet wirtschaftliche Chancen für die Region, die bislang allerdings bei weitem nicht ausgeschöpft werden.

Die Ausbauoption „Große Lösungen“ ist insgesamt wertschöpfungs- und arbeitsintensiver. Die Beschäftigungseffekte nach Qualifikationsstufen zeigen bei beiden Ausbauoptionen, dass der Bedarf an Fachkräften stärker steigt als der an Gering- oder Hochqualifizierten. Dieser hohe Bedarf an Fachkräften könnte sich allerdings auch als Hürde für die Umsetzung der Energiewende erweisen und hier müsste durch gezielte Nachwuchsförderung gegengesteuert werden.

Die Energiewende im Oberland kann nur durch eine zusätzliche Förderung von erneuerbaren Energien realisiert werden. Die modellierten Ausbauoptionen schließen auch Anlagen ein, die unter den jetzigen Rahmenbedingungen unprofitabel sind. Das bedeutet, dass eine (regionale) Förderung notwendig ist, damit diese Anlagen gebaut werden. Bei den simulierten Ausbauoptionen beläuft sich die notwendige jährliche Förderung auf 40 Euro bis 86 Euro Mehrkosten pro Einwohner in der Region. Somit müssten die unprofitablen Anlagen mit durchschnittlich 4,5-9,3 Cent/kWh bezuschusst werden. Damit würden sich durchschnittliche Stromerzeugungskosten von 15,6 - 18,5 ct/kWh ergeben. Verglichen mit den zukünftigen Stromerzeugungskosten aus Kohle, die zukünftig bei ca. 20 ct/kWh liegen dürften, erscheinen diese Kosten durchaus konkurrenzfähig.

6.2 Effekte und Mechanismen bei der Produktion

Im Folgenden werden die Produktionseinheiten, die je nach Modelllauf zugebaut werden, näher betrachtet. Zudem wird diskutiert, welche Effekte mit welchen Mechanismen, sowohl modellbedingt als auch hinsichtlich der simulierten Politikmaßnahmen, verknüpft sind.

6.2.1 Windkraft

Die bestehenden politischen Restriktionen (10H-Regel und Ausschlussgebiete in der Regionalplanung) werden im Zusammenhang mit dem Ausbau der Windkraft in der Region Oberland als stärkster hemmender Faktor wahrgenommen. Die Ergebnisse zeigen, dass tatsächlich eine Lockerung notwendig wäre, um die Ziele der Region zu verwirklichen. Allerdings zeigen die Ergebnisse auch, dass gleichzeitig eine entsprechende Förderung die nötigen finanziellen Anreize schaffen muss. Als relativ kostengünstige Produktionsanlagen ist die Windkraft allerdings sowohl auf EEG-Zuschüsse als auch zusätzliche (regionale) Mittel angewiesen. Bei ausreichender Verfügbarkeit an Flächen und Förderungen ist Zubaugeschwindigkeit entscheidend, d.h. wie viele Windräder/-parks pro Jahr technisch realisiert werden können. Eine hohe Ausbaugeschwindigkeit könnte die regionalen Ziele bis 2045 möglich machen, da eine Lockerung der aktuell gültigen Bestimmungen des Regionalplans der Planungsregion 17 trotz bestehender 10H-Regel eine genügend große Anzahl an potenziellen Windkraftstandorten ermöglicht. Dies könnte zusätzliche Investoren dazu bewegen, den erforderlichen starken Ausbau der Windkraft einzuleiten.

6.2.2 Solarenergie

Die Entwicklung der Anlagenzahlen bei der Solarenergie wird in gebäudebezogene und Freiflächenanlagen sowie in Anlagen zur Strom- und zur Wärmeerzeugung unterschieden. Im Gebäudesektor greifen politische Maßnahmen vor allem in der Form von gesetzlichen Verpflichtungen. Dies könnte beispielsweise bedeuten, dass Neubauten nur mit Dach-PV-Anlage realisiert werden dürfen, wie es beispielsweise in Wien bald für Einfamilienhäuser verpflichtend eingeführt wird, oder dass eine Installation von Pelletheizungen nur in Kombination mit Solarthermieanlage erfolgen darf. Ein wichtiges Kriterium für den weiteren Ausbau der Solarenergie sind die projizierten Kosten für Solarmodule. Je nach angenommenen Rahmenbedingungen fallen die Kosten pro kWp bis 2045 teilweise sogar unter das Niveau von Windrädern und stellen somit eine lukrative Alternative auch für Freiflächenstandorte dar. Ähnlich zur Windkraft spielt hier die Länderöffnungsklausel eine Rolle bei der Verfügbarkeit potenzieller Standorte. Dies gilt insbesondere für Photovoltaikanlagen. Bei entsprechend hohen regionalen Zuschüssen reichen die vorhandenen Konversionsflächen in der Region nicht aus, um das gesteckte Ausbauziel zu verwirklichen. Das bedeutet, dass eine rigorose Unterstützung von PV-Freiflächenanlagen ab einem gewissen Punkt nur durch Lockerung im Flächenschutz zu realisieren ist. In dem Fall läge der Beitrag der Photovoltaik auf Freiflächen auf gleichem Niveau wie der der gebäudegebundenen Systeme.

6.2.3 Bioenergie

Ein Ausbau an Biogasanlagen zur Stromerzeugung konnte im Modell für die Region nicht abgebildet werden, da die Gesamtkosten die zu erwartenden Profite trotz Förderungsmaßnahmen weiterhin übersteigen. Grund dafür sind die getroffenen Annahmen zum Betrieb der Anlage mit einem Substratmix aus Grasschnitt, Maissilage und Tierexkrementen, welche allesamt in der Region selbst bewirtschaftet sein müssen. Während Gras und Tierexkremente unter allen Rahmenbedingungen in genügend großer Menge vorhanden ist, stellt die Maismenge einen limitierenden Faktor dar. Ein Ausbau dieser Technologie unter anderen Rahmenbedingungen oder Spezialisierung auf andere Substratmischungen ist denkbar. Auch Holz-BHKWs zur Stromerzeugung werden im Modell nur in sehr geringen Mengen zugebaut, solange Holz als Rohstoff für andere Verwendungen reserviert ist (vor allem bei starkem Zubau an Pelletheizungen und Holzfeueranlagen für den Betrieb von Wärmenetzen). Bioenergie zur primären Stromerzeugung spielt demnach für den Ausbau der erneuerbaren

Energien in der Region Oberland eine stark untergeordnete Rolle. Davon unberührt bleibt der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung, z.B. über Biomasseheizkraftwerke, die insbesondere von einer Förderung für dezentrale Anlagentypen unabhängig von den nationalen Rahmenbedingungen profitieren. Im Bereich der gebäudegebundenen Wärmeerzeugung durch Bioenergie spielt neben der Ressourcenverfügbarkeit auch das Verhalten der Bewohner beim Heizungstausch eine Rolle. Da Hausbesitzer häufig bei Heizungstausch lediglich ihr vorheriges (oft fossiles) Heizungssystem ersetzen, ist es notwendig gezielt auf erneuerbare Alternativen aufmerksam zu machen. Am effektivsten würde sicher ein Verbot von Ölheizungen beim Heizungstausch und im Neubau auf die Verteilung von Energieträgern auswirken.

6.2.4 Wasserkraft

Der Ausbau der Wasserkraft ist in jeder Hinsicht aufgrund der regionalen Begebenheiten stark begrenzt. Zwar ist sie bislang die wichtigste Stütze im Mix der Stromerzeugung aus EE in der Region, allerdings ist – unter den bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen – eine Erweiterung nur in Form von Modernisierung bestehender Kraftwerke oder ggf. als Neubau auf bestehenden Querbauwerken vorgesehen. Laut Modellrechnung ergeben sich relevante Zugewinne vor allem bis 2045. Die finanzielle Bezuschussung der Anlagen spielt vor allem eine Rolle, wenn das Potenzial auf Modernisierungen beschränkt ist. Die zusätzliche Stromproduktion aus Wasserkraft ist allerdings stark durch die hydrologischen Verhältnisse in den Betrachtungsjahren beeinflusst und schwankt mitunter um einen größeren Betrag als der eigentliche Zubau, was Aussagen zur Effektivität der getroffenen Maßnahmen deutlich erschwert.

6.2.5 Geothermie

Die reelle Bewertung zur Wirtschaftlichkeit von Tiefengeothermieranlagen unterliegt vor allem den Kosten, die vor dem profitablen Betrieb einer Anlage aufgebracht werden müssen. Da diese im Investitionskostenmodell nicht abgebildet sind, werden bestehende Anlagen unter allen Rahmenbedingungen und regionalen Förderoptionen gleichermaßen als rentabel eingestuft. Der Ausbau an solchen Anlagen unterliegt daher stärker als bei anderen Technologien einer zielgerichteten Suche nach geeigneten Standorten und einer raschen Verwirklichung der Bauvorhaben.

Die oberflächennahe Geothermie hat hingegen das Potenzial, zu einer soliden Stütze der Energiewende im Wärmesektor zu werden. Die Ausbauzahlen von Wärmepumpen und Erdwärmesonden orientieren sich dabei an der Entwicklung der gebäudegebundenen Heizungssysteme und damit auch an den Bau- und Renovierungstätigkeiten in der Region.

Allein aus der Produktionsseite heraus betrachtet bedeutet dies also, dass ein verminderter Neubau die Gesamtmenge an Wärme aus EE beschränkt. Dieses Phänomen kann auch bei anderen gebäudegebundenen Anlagen beobachtet werden und liefert Hinweise, warum der Deckungsgrad an EE-Wärme im Rahmen „Wachstum“ höher ist, als im Rahmen „Nachhaltigkeit“ (vgl. Tabelle 25 im Anhang).

6.2.6 Stromspeicher

Während Power-to-X Technologien (z.B. Power-to-Gas) und Schwachkraftspeicher noch im Bereich der ersten marktreifen Lösungen bzw. in der Entwicklung stecken, gelten Batteriespeicher derzeit generell als Technologie mit dem größten technologisch-ökonomischen Vorsprung. Vor diesem Hintergrund überrascht es nicht, dass nach ökonomischer Bewertung nur Batteriespeicher laut Simulation rentabel sind und zugebaut werden konnten. Dabei gilt: je höher die Förderung, desto mehr Speicher könnten sich lohnen. Für einen signifikanten Speicherausbau reicht der Modellhorizont hingegen nicht aus, was auch durch zahlreiche Studien zu dem Thema gestützt wird (z. B. SCHMITT et al. 2017). Zusätzlich hemmen die derzeitigen Gesetze mit EEG-Umlagen beim Einspeichern diese Form des Speicherausbaus.

Bei den angenommenen Energieschwankungen und in einer rein regionalen Betrachtungsweise sind Speichereinrichtungen noch nicht rentabel. Hierbei gilt zu beachten, dass eine Teilnahme der Speicher am Regelleistungsmarkt durch das Simulationstool nicht abgebildet wurde. Im Laufe des Modellhorizonts könnten sich gebäudeungebundene Speicher dann nämlich durchaus in bestimmten Anwendungen lohnen.

Die Entwicklung der gebäudegebundenen Speicher verläuft hingegen analog zum Ausbau der Photovoltaik-Anlagen und orientiert sich somit an Förderprogramme, die insbesondere Technologien auf Haushaltsebene bezuschussen.

6.2.7 Wärmenetze

Das Potenzial an dezentraler Wärmeversorgung durch Wärmenetze wird ohne finanzielle Förderung nur unzureichend ausgeschöpft. Die hohen Anschlussquoten in den gezeigten Simulationen können nur bei einer Anschlusspflicht bei Heizungstausch und Neubau oder durch entsprechenden finanzielle Anreize erreicht werden. Die zusätzliche Wärmeenergie, die über die Wärmenetze verteilt wird, hängt letztlich aber auch mit einem Ausbau von zugehörigen Produktionsanlagen wie BHKWs oder Solarthermie-Freiflächenanlagen zusammen. Produktionssteigerung und verzeichneter Anstieg in den Anlagenzahlen verhalten sich nicht zwingend linear, da unterschiedliche Wärmenetze mit unterschiedlichen Energiemengen assoziiert sind.

6.2.8 Ölheizungen

Um fossile Energieträger aus dem Heizenergiesystemen der Region zu verdrängen ist es wesentlich schon jetzt mit einem Ölheizungsverbot bei Neubau und auch bei Heizungstausch zu starten. Denn selbst bei einem sofortigen Verbot dauert es viele Jahre, bis alle Heizungen auf Erneuerbare Energiesysteme umgestellt werden.

6.3 Verbrauch

Der Wärmeverbrauch im Gebäudesektor ist hauptsächlich abhängig von der jährlichen Sanierungsquote in der Region. Schon eine Verdoppelung der derzeitigen Quote würde hohe Einsparungen mit sich bringen, ideal wäre allerdings eine Verdreifachung. Wichtig ist vor allem der Fokus auf ältere Gebäude, die einen besonders hohen Energieverbrauch haben, während beim Neubau nur ein sehr

geringes Potenzial für Einsparungen besteht (da diese bereits sehr energieeffizient sind). Auch die Sanierungstiefe spielt eine untergeordnete Rolle, denn es ist viel wichtiger, dass viele Gebäude zumindest teilweise saniert werden, als dass wenige Gebäude besonders stark saniert werden. Bei den Nichtwohngebäuden ist es wichtig hier auf betriebsinterne prozessbezogene Einsparmaßnahmen zu setzen, da bei gleichbleibenden Energieverbrauch pro m², durch den Zuwachs an Gewerbe und Industrie die positiven Effekte der energetischen Sanierung oft überlagert werden.

Der Stromverbrauch im Gebäudebereich ist stark abhängig von der jeweiligen Neubaurate, da der Verbrauch pro m² als stabil angenommen wird. Neue nachhaltige Wohnkonzepte und kleinere Wohnflächen pro Person könnten diesem Trend entgegenwirken. Zusätzlich kommt zum Stromverbrauch noch der Anstieg an Wärmepumpen (die im Neubau mittlerweile Standard sind). Allerdings ist der prozentual starke Anstieg im Stromverbrauch mit der vergleichsweise sehr hohen gewonnenen Wärmeenergie in Beziehung zu setzen. Wie auch beim Wärmeverbrauch, sind bei der Reduzierung des Stromverbrauches die Nichtwohngebäude gefragt. Denn durch das Wachstum bei Industrie und Gewerbe werden ohne betriebsinterne prozessbezogene Einsparmaßnahmen die Einsparungen durch den Neubau überlagert.

In der Einzelansicht betrachtet sind die Sanierung von Gebäuden und der Heizungstausch zu erneuerbaren Energien sowie die Installation von gebäudebezogenen Energieproduktionsanlagen (wie PV), der stärkste Treiber regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung.

6.4 Stromdelta

Das Stromdelta, als Referenzgröße zur regionalen Balance zwischen Stromverbrauch und -produktion, zeigt, dass vor allem in den Wintermonaten noch größere Defizite in der Stromversorgung herrschen. Der Trend hängt einerseits von der Anzahl an verbauten Wärmepumpen und damit grundlegenden Entscheidungen im Gebäudesektor, andererseits vom jeweiligen Fokus des Energiesystems insgesamt ab. Bei stärkerem Fokus auf Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen, ergeben sich im Winter höhere Defizite. Da die insgesamt produzierte Strommenge zur vollständigen Versorgung der Region in den Modellrechnungen noch nicht ausreicht, ist das umgekehrte Problem der Überschüsse aus PV-Anlagen im Sommer nur für vereinzelte Tagesmittelwerte gegen Ende des Simulationszeitraums relevant. Es zeigt sich ferner, dass sich die Amplitude des jährlichen Stromdeltas bei Fokus auf zentrale Stromproduktion immer weiter verschärft, während es bei einem ausgewogenen Technologiemix geglättet wird. Insbesondere grundlastfähige Technologien wie Geothermie und Wasserkraft, aber auch die Windkraft, wirken sich positiv auf das winterliche Stromdelta aus und leistet auch aus ökonomischer Sicht einen wertvollen Beitrag. Dieser fließt zwar nicht unmittelbar in die Investitionskostenrechnung und den Strompreis ein, senkt aber in der Realität zusätzlich die Systemkosten in der Region. Es ist zu erwarten, dass Kraftwerke zur Produktion von Strom als Grundlast im Modell noch stärker zugebaut würden, wenn Stromerzeuger für Stromnetze und -speicher bezahlen müssten, da dies die Kosten des Gesamtsystems wegen der stärkeren Reduktion der Lastenverschiebung weiter senken würde.

6.5 Förderpolitik & Investorenentscheidungen

Beim Vorhandensein eines Fördermechanismus, in dem die Technologien miteinander um Fördermittel konkurrieren (wie der Mechanismus, der hier simuliert wurde), können sich Änderungen der politischen Restriktionen bei einer Technologie (z.B. die 10H-Regel) auf den Ausbau einer anderen Technologie auswirken. So führt, unter sonst identischen Rahmenbedingungen, eine Lockerung der 10H-Regel zu einem zügigerem Ausbau der Windkraft, wodurch der Druck beispielsweise mehr PV zuzubauen, um das Ausbauziel zu erreichen geringer wird, was wiederum zu geringeren Zuwächsen bei den regionalen Förderungen für PV führen könnte. Aus diesem Grund soll die Gesamtheit der Restriktionen und Fördermechanismen betrachtet werden, um möglichen unerwünschten Wechselwirkungen entgegenzuwirken. In der jetzigen Modellierung steuert ein Politikakteur über eine flexible Anpassung der maximalen Fördersätze. In der Realität sind aber auch andere Einschränkungen bedeutend. Dies können insbesondere Engpässe und Verzögerungen bei den Genehmigungsverfahren oder bei den benötigten Fachkräften sein, oder auch Verzögerungen durch Klagen, Einsprüche oder Beteiligungsverfahren. Im Modell sind diese gemeinschaftlich durch technologiespezifische Obergrenzen abgebildet, welche von beobachteten Zubauaktivitäten in der Vergangenheit hergeleitet wurden. In den Modellläufen zeigt sich, dass die Möglichkeit der Einflussnahme auf diesen Parameter mehr für den Ausbau bringen würde, als höhere Förderungen. Eine Beobachtung, die durchaus mit der Realität übereinstimmt. Im Modell, wie in der Realität, werden potenziell verfügbare Fördermöglichkeiten nicht genutzt oder abgerufen und die Realisierung von Anlagen stark verzögert. Das führt aufgrund des Auktionierungsmechanismus im vorliegenden Modell zu hohen Unterschieden in der beobachteten Förderung zwischen den Technologien, obwohl die Förderung im Modell grundsätzlich nach dem Credo der technologieneutralen Förderung gestaltet ist. Das bedeutet, dass sich die maximal mögliche Förderung pro kWh für alle Technologien angleicht. Konkret werden also beispielsweise - aus Sicht der Förderung - nur besonders günstige Windkraftanlagen realisiert, während gleichzeitig PV-Anlagen mit deutlich höherem durchschnittlichem Förderbedarf gebaut werden, weil bei der Windkraft andere Faktoren als die Förderung den Zubau hemmen. Ursächlich für die nach Technologien unterschiedlichen durchschnittlichen Fördersätze ist insbesondere auch, dass die aus dem Anlagenstandort resultierende Effizienz einen starken Einfluss auf die Priorisierung für den Zubau hat. Dies stellt eine sehr realitätsnahe Annahme dar. Es werden in jeder Technologie also mit hoher Wahrscheinlichkeit die „besseren“ und damit wirtschaftlicheren Standorte zuerst realisiert.

Im Bereich der Investition in große Produktionsanlagen spielen Förderungen eine entscheidende Rolle und stellen den wesentlichen Treiber der Energiewende auf regionaler Ebene dar. Damit unterscheidet sich dieser Sektor vom Sanierungsbereich, bei dem politische Entscheidungen und Restriktionen als Faktoren mit höherer Wirksamkeit identifiziert werden konnten. Die Häufigkeit der Investoren-Entscheidungen ist modellseitig vorgegeben und beeinflusst somit auch die Zahlen zum simulierten Zubau. Eine häufigere Rentabilitätsprüfung für neue Anlagen führt bei zu erwartenden Profiten zu einem stärkeren Ausbau der jeweiligen Technologie. Der Bau dieser Anlagen stellt allerdings gleichzeitig hohe Ansprüche an die Anzahl der Arbeitskräfte und einen stärkeren Eingriff in die natürlichen Ökosysteme dar.

7 Handlungsempfehlungen

Aus den Simulationsergebnissen lassen sich zahlreiche Handlungsempfehlungen ableiten. Diese werden im Folgenden unterteilt nach Empfehlungen zum Ausbau erneuerbarer Energie, Empfehlungen zur Energieeinsparungen und Empfehlungen zur Förderung diskutiert. Grundsätzlich sollte bei der Förderung von Produktionseinheiten auf einen ausgewogenen Technologiemix Wert gelegt werden. Ebenso müssen Energieeffizienz und -einsparung gefördert werden, um den Ausbau von Erneuerbaren Energien in der Region in einem leistbaren und akzeptierten Rahmen zu halten.

Handlungsempfehlungen zum Ausbau

Die Ergebnisse zeigen, dass der Ausbau Erneuerbarer Energien nicht ausschließlich über gebäudegebundene Anlagen erfolgen kann. Diese Erkenntnis impliziert zukünftige Landschaftsveränderung und eine Notwendigkeit hierfür Akzeptanz zu schaffen.

Zudem zeigte sich, dass sich die Amplitude des jährlichen Stromdeltas bei Fokus auf zentrale Stromproduktion immer weiter verschärft, während es bei einem ausgewogenen Technologiemix geglättet wird. Dabei wirken sich grundlastfähige Technologien wie Geothermie und Wasserkraft, aber auch die Integration weiterer Produktionstypen wie Windkraft, positiv auf das winterliche Stromdelta aus und leisten auch aus ökonomischer Sicht einen wertvollen Beitrag für das regionale Energiesystem.

Darüber hinaus sollte der Regionalplan Teilfortschreibung Windkraft überarbeitet werden, um weitere ertragreiche Flächen für die Windkraftnutzung im Oberland freizugeben. An der Überarbeitung sollten Bürgerinnen und Bürger des Oberlandes frühzeitig und noch vor dem formalen Verfahren beteiligt werden. Allerdings könnten trotz der Einschränkungen der 10H-Regel und insbesondere des Regionalplans schon jetzt Windräder mit rund 100 MW Leistung auf den verfügbaren Flächen realisiert werden.

Um Nutzungskonflikte zu reduzieren und für eine bessere Ausnutzung des vorhandenen Potenzials an Biomasse zu sorgen, sollte verstärkt Gülle anstelle von Maissilage in Biogasanlagen eingesetzt werden, sofern die Anlagen dafür ausgelegt sind

Durch die Sektorenkopplung von Strom und Wärme können der Stromnetzausbau und der Stromspeicherbedarf deutlich reduziert werden. Dies beinhaltet den Einsatz von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung oder Power-to-Heat Anlagen.

Zudem könnten netzdienliche Stromspeicher für die regionale Energiewende von großem Nutzen sein. Allerdings sind hier aufgrund der hohen Kosten gemeinschaftliche Lösungen anzustreben, weshalb die Kooperation zwischen Energieversorgern, Naturschutzverbänden und Landkreisen verstärkt sowie über-regionale Handlungsakteure miteinbezogen werden sollten.

Energieeinsparung

Ein wichtiges Ergebnis ist, dass bei Beibehaltung aktueller Entwicklungen im Bereich Sanierung und Heizungstausch sich der regionale Gebäudeenergiebedarf nicht verringern wird. Deswegen muss die derzeitige jährliche Sanierungsquote durch gezielte Förderung mindestens verdoppelt werden. Hier

sollten Kampagnen darauf zielen, die generelle Sanierungstätigkeit in der Region zu erhöhen. Wie die Ergebnisse zeigen, ist es wichtiger, dass viele Hausbesitzer überhaupt (auch kleinere) Maßnahmen durchführen, und nicht nur wenige Hausbesitzer groß-investive Sanierungen vornehmen. Dabei sollten Hausbesitzer in älteren Bauvierteln gezielt angesprochen werden, da sich hier ein besonders hohes Wärmeeinsparpotenzial bietet. Allerdings sind für verstärkte Einsparung neben Sanierung und Heizungstausch auch gesellschaftliche Veränderungen wie weniger Neubautätigkeiten und Verhaltensänderungen beim Konsum von Energie notwendig.

Förderung erneuerbarer Energien

Um einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien im Gang zu setzen und die regionale Energiewende zu verwirklichen, ist eine stärkere Förderung von erneuerbaren Energien notwendig. Regionale Präferenzen und zusätzliche Wertschätzung für regionale Energiewendemaßnahmen rechtfertigen regionale Förderinstrumente und regionale Vergemeinschaftung, bzw. Umlage der entstehenden Kosten. So entsteht ein zusätzlicher Nutzen aus regionalen Maßnahmen, die über reine CO₂-Vermeidung hinausgehen und sorgt für eine höhere Zahlungsbereitschaft für Maßnahmen die regional umgesetzt werden. Da den Gemeinden keine größeren Finanzierungsinstrumente hierfür zur Verfügung stehen, sollten diese insbesondere auf bayerischer Ebene umgesetzt werden. Dabei ist es auch wichtig, dass wirtschaftlich weniger leistungsstarke Haushalte entlastet werden.

Angesichts des bereits heute existierenden Fachkräftemangels in Deutschland, welcher durch die erforderlichen Sanierungsmaßnahmen und den Ausbau erneuerbarer Energien noch verschärft wird, kann der Fachkräftemangel zur kritischen Komponente für die Umsetzung der Energiewende werden. Es besteht also dringender Handlungsbedarf, um eine gezielte Nachwuchsförderung sowie stärkere Anreize, die die Attraktivität der Berufsgruppen erhöhen, auf den Weg zu bringen.

Tiefengeothermie sollte gefördert werden, indem Risiken der Bohrungen und des Betriebs (kein Bohrungserfolg, Folgeschäden) in den Gemeinden von unabhängigen Trägern übernommen werden (Bohrrechte Lizensieren, Versicherungen)

8 Anhang

Tabelle 22: Verwendete Daten zur Initialisierung des Wohngebäudemodells

Gebäudeeigenschaften	Einheit	Datenquelle
Baualter	Jahreszahl	Zensus 2011
Gebäudetyp	SFH (Ein- und Zweifamilienhäuser) MFH (Mehrfamilienhäuser)	Zensus 2011
Fläche	m ²	Zensus 2011
Renovierungsstatus	Wurde das Gebäude bereits saniert	ARGE 2011
Heizbedarf kWh/m ² /a	kWh/m ² /a	IWU 2015
Warmwasserheizbedarf kWh/m ² /a	kWh/m ² /a	IWU 2015
Strombedarf kWh/m ² /a	kWh/m ² /a	Statistik Österreich
Heizungsalter	Jahreszahl (4-stellig)	Zensus 2011
Heizungssystem	CHS (Zentralheizung) DHS (Fern-/Nahwärme) RHS (Raumheizung)	Zensus 2011
Primärheizung Energieträger	Typ	Im Neubau: Baufertigstellungen Bei Renovierung: INOLA Haushaltsbefragung zum Sanierungsverhalten
Sekundärheizung	Anzahl der Sekundär-Solarthermieanlagen	EnergyMap/Solarkataster
PV-Anlage	Anzahl der Dach-PV Anlagen	EnergyMap/Solarkataster;
Speichersystem	Anzahl der Batteriespeicher	Agora 2014

Tabelle 23: Datenquellen für die Modellparametrisierung des Nichtwohngebäude-Modells

Datenbestand	Quelle	Raumbezug	Zeit	EBF ⁴
Gebäude inkl. Grundfläche und Funktion	LDBV 2015b	Modellregion (GIS)	~2014 ⁵	GF
Gebäudefläche nach Baualterklasse und Funktion	BMVBS 2011, S.69	D	1991	WF
Vergleich Gebäudezahlen und -fläche je Funktion	BMVBS 2011, S.116ff.	D	1991-2009	WF
Baufertigstellungen	BLS 2018	Modellregion (Gemeinden)	1983-2016	WF
Energierrelevante Altersklassen bei Nichtwohngebäuden	BMVBS 2011, S.34ff.	D	1976-1996	
Energiebedarf Heizung und Warmwasser	ZEUS 2014	Steiermark (A)	2008-2013	BGF
Gebäudebestand je Funktion und Baualterklasse	Statistik Austria Registerzählung 2011	Tirol (A) Bezirke	2011	NGF

⁴ Siehe Definition der Energiebezugsfläche (GF = Grundfläche, WF = Wohnfläche, NGF = Nettogrundfläche, BGF = Bruttogrundfläche)

⁵ Abhängig von der Gemeinde bzw. vom Landkreis sind die Daten aus 2013, 2014 oder 2015

In Abbildung 54 ist die Erstellung des Modelldatensatzes für das Nichtwohn-Gebäudemodell aus verschiedenen Datenquellen schematisch dargestellt.

1. Da es (abseits der GIS LoD2-Daten) keine Bestandsdaten für Nichtwohngebäude in der Modellregion gibt, muss im ersten Schritt eine Abschätzung des Gebäudebestandes auf Gemeindeebene aufgrund der Baufertigstellungen 1984-2014 und einer geschätzten Neubaurate erfolgen. Diese Neubaurate ist aus dem Gebäudebestand in Tirol 2011 (ohne Innsbruck) nach Baualtersklasse und Bezirk abgeschätzt, wobei unterstellt wird, dass die Neubaurate in Bayern ähnlich ist, wie in Tirol.
2. Aus den LoD2 GIS-Daten ist es möglich, die Anzahl der Nichtwohngebäude je Gemeinde und Gebäudefunktion zu berechnen. Da die GIS-Daten auch sehr kleine Gebäude enthalten, die in der Statistik keine Berücksichtigung finden (siehe Definition von Gebäuden in der Statistik), müssen die erhaltenen Werte an die im ersten Schritt berechneten Bestandsdaten für Nichtwohngebäude angepasst werden. Daraus ergibt sich die Hochrechnung des Nichtwohngebäudebestandes 2014 je Funktion und Gemeinde für 2014.
3. Aus dem deutschlandweiten Gebäudebestand 1991 nach Baualtersklasse und Gebäudefunktion sowie aus der Anzahl der Fertigstellungen je Gemeinde (in dem Fall von 1992 bis 2014) können nun die Bestandsdaten 2014 (Anzahl und Nutzfläche) je Gemeinde, Funktion und Baualtersklasse abgeschätzt werden.
4. Schließlich werden die durchschnittliche Bruttogrundfläche je Gebäudefunktion aus den ZEUS-Daten, der Energiebedarf Elektrizität aus der EnEV09, sowie der Anteil der Energieträger und Heizungsarten aus Tirol (ohne Innsbruck) 2001 verwendet, um den Nichtwohngebäuden eine Fläche, einen Strombedarf (ohne Heizenergie), einen Heizenergieträger und eine Heizungsart zuzuordnen.

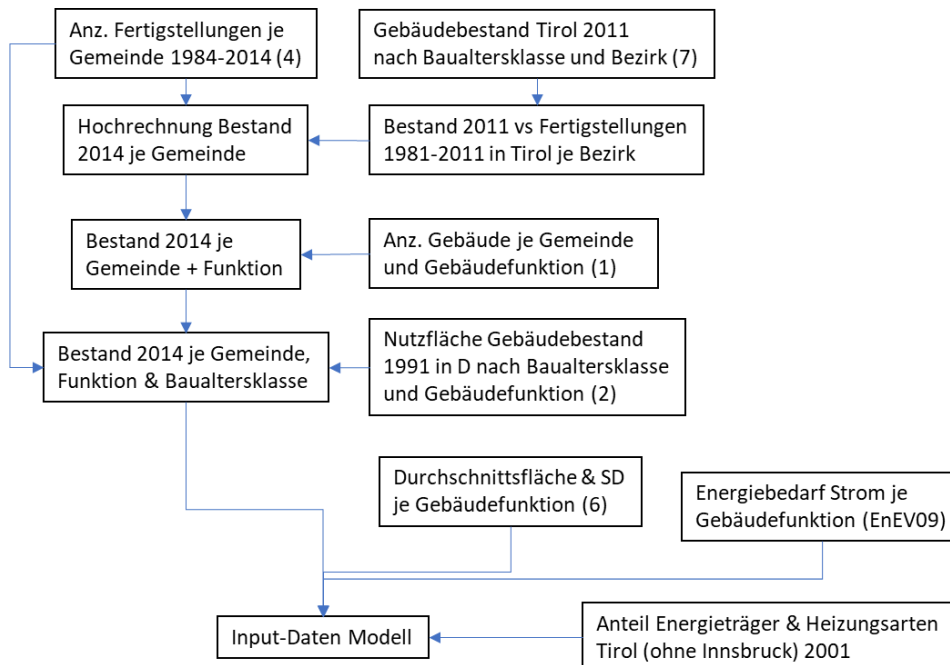


Abbildung 54: Datenquellen und Schritte zur Erstellung des Datenbestands zur Modellparametrisierung

Tabelle 24: Verwendete Parameter in den jeweiligen Rahmen-Ausbauoptionen-Kombinationen

Ausbauoption/Rahmen	GRÜN	BAU	KRISE
BAU			
Neubaurate	0,70%	1%	0,70%
Standard für Neubau	15 kWh/m ²	30 kWh/m ²	30 kWh/m ²
jährliche Sanierungsquote	1,40%	0,70%	0,70%
Standard für Renovierung	60 kWh/m ²	80 kWh/m ²	100 kWh/m ²
Jährliche Rate zu Heizungstausch	1,40%	0,70%	0,70%
PV Zuwachsrate (gemessen an Gesamtgebäuden)	1%	0,60%	0,60%
Wahrscheinlichkeit, dass bei PV auch Batteriespeicher gebaut wird	0,39%	0,39%	0,39%
Policy: Bei Neubau wird PV installiert	nein	nein	nein
Policy: Bei Pelletsheizung wird ST installiert	nein	nein	nein
Verteilung Energieträger	Verbot von Ölheizungen bei Neubau und bei Renovierung	Fortsetzung bisheriger Entwicklungen bei Neubau und Renovierung	Fortsetzung bisheriger Entwicklungen bei Neubau und Renovierung
Potenzial für Fernwärme	Gemeinden mit vorhandenen Netz	Gemeinden mit vorhandenem Netz	Gemeinden mit vorhandenem Netz
KLEINE LÖSUNGEN			
Neubaurate	0,70%	1%	0,70%
Standard für Neubau	15 kWh/m ²	30 kWh/m ²	30 kWh/m ²
jährliche Sanierungsquote	2,00%	1,40%	1,40%
Standard für Renovierung	40 kWh/m ²	60 kWh/m ²	80 kWh/m ²
Jährliche Rate zu Heizungstausch	2,00%	1,40%	1,40%
PV Zuwachsrate (gemessen an Gesamtgebäuden)	1%	0,60%	0,60%
Wahrscheinlichkeit, dass bei PV auch Batteriespeicher gebaut wird	0,39%	0,39%	0,39%
Policy: Bei Neubau wird PV installiert	Ja	Ja	Ja
Policy: Bei Pelletsheizung wird ST installiert	Ja	Ja	Ja
Verteilung Energieträger	Verbot von Ölheizungen bei Neubau und bei Renovierung	Verbot von Ölheizungen bei Neubau und bei Renovierung	Verbot von Ölheizungen bei Neubau und bei Renovierung
Potenzial für Fernwärme	Gemeinden mit vorhandenen	Gemeinden mit vor-	Gemeinden mit vorhandenen

	Netz	handenen Netz	Netz
GROßE LÖSUNGEN			
Neubaurate	0,70%	1%	0,70%
Standard für Neubau	15 kWh/m ²	30 kWh/m ²	30 kWh/m ²
jährliche Sanierungsquote	2,00%	1,40%	1,40%
Standard für Renovierung	40 kWh/m ²	60 kWh/m ²	80 kWh/m ²
Jährliche Rate zu Heizungstausch	2,00%	1,40%	1,40%
PV Zuwachsrage (gemessen an Gesamtgebäuden)	1%	0,60%	0,60%
Wahrscheinlichkeit, dass bei PV auch Batteriespeicher gebaut wird	0,39%	0,39%	0,39%
Policy: Bei Neubau wird PV installiert	nein	nein	nein
Policy: Bei Pelletsheizung wird ST installiert	nein	nein	nein
Verteilung Energieträger	Verbot von Ölheizungen bei Neubau und bei Renovierung	Verbot von Ölheizun- gen bei Neubau und bei Renovierung	Verbot von Ölheizungen bei Neubau und bei Renovierung
Potenzial für Fernwärme	maximales Potenzial	maximales Potenzial	maximales Potenzial

Tabelle 25: Jährlicher Zugewinn an EE-Produktion sowie Veränderungen beim Strom- und Wärmeverbrauch der Energiepfade bei unterschiedlichen Rahmen. Alle Angaben als Produktionszu-
gewinn in GWh/a.

		Weiter wie bisher				Kleine Lösungen				Große Lösungen			
		Wachstum		Krise		Wachstum		Nachhaltigkeit		Wachstum		Nachhaltigkeit	
		2035	2045	2035	2045	2035	2045	2035	2045	2035	2045	2035	2045
Strom	Windkraft	38	152	66	163	0	0	39	44	139	209	233	353
	PV-Gebäudeanlagen	88	159	80	136	249	415	268	405	89	159	161	244
	PV-Freiflächen	114	256	-2*)	-12*)	117	193	111	196	133	337	170	189
	Tiefengeothermie	196	196	194	194	210	210	190	190	196	196	170	170
	Wasserkraft	62	143	64	121	62	142	0	173	62	142	0	173
	Veränderung Verbrauch	609	910	331	442	627	946	378	412	649	938	335	451
	Veränderung Produktion	504	908	404	601	642	961	593	993	609	1031	719	1115
	Zusätzliche Deckung	48%	56%	50%	54%	53%	57%	56%	68%	51%	59%	62%	74%
Wärme	Wärmepumpen & Erdwärmesonden	1.065	2.248	481	1.072	1.330	2.803	967	1.528	1.105	2.352	815	1.299
	Gas-BHKWs in Wärmenetzen	-124	211	132	200	207	173	167	127	543	539	517	454
	Wärmenetze (ohne Gas)	98	134	113	145	118	115	111	93	244	253	250	234
	Holzheizungen	378	389	84	18	377	385	1	-99	351	357	-42	-129
	Pelletheizungen	136	161	86	104	274	310	230	198	91	101	23	-13
	Solarthermie	105	235	-22	90	113	178	58	69	123	226	70	85
	Veränderung Verbrauch	908	746	420	-132	515	187	-548	-1467	511	182	-596	-1476
	Veränderung Produktion	1906	3378	895	1630	2418	3963	1534	1917	2456	3828	1633	1930
	Zusätzliche Deckung	54%	72%	41%	53%	65%	88%	62%	75%	66%	85%	64%	75%

Tabelle 26: Konfiguration des Energiesystemmodells

PROMET-Version	8
Pflanzenmodell	Penman-Monteith
Koordinatensystem	UTM ETRS 89
Auflösung	1h, 100m
Simulationszeitraum	01.01.2011-31.12.2045

Tabelle 27: Grundlegende Inputparameter mit Quellen für das Energiesystemmodell

Inputparameter	Quelle
Digitales Geländemodell	(LDBV 2015a)
Bodenparameter	
Verteilung der Bodenklassen	(BÜK 2013)
Gebäudebestand	(LDBV 2015b)
Verteilung der Gemeinden	(BAYERISCHE VERMESSUNGSVERWALTUNG 2018)
Landnutzungsverteilung	(AdV 2015)
Niederschlagsmuster	Basierend auf (MAUSER UND PRASCH 2016)

9 Literaturverzeichnis

ADV (2015): DEUTSCHLAND., A. D. V. D. L. D. B. (Eds.) ATKIS ®. Amtliches Topographisch-Kartographisches Informationssystem. Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland.

AGORA ENERGIEWENDE (2014): Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin. Online: https://www.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2013/speicher-in-der-energie-wende/Agora_Speicherstudie_Web.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

ARBEITSGEMEINSCHAFT FÜR ZEITGEMÄßES BAUEN E.V. (ARGE) (2011): Wohnungsbau in Deutschland 2011 - Modernisierung oder Bestandsersatz. Studie zum Zustand und der Zukunftsfähigkeit des deutschen „Kleinen Wohnungsbaus“. Kiel.

BAYERISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK (BLS) (2018): Baufertigstellungen: Gemeinden, Nichtwohngebäude, Wohnungen in Nichtwohngebäuden, Nutzfläche, Jahr; GENESIS Datenbank. Online: <https://www.statistikdaten.bayern.de/>. Zugriff: 30.05.2020.

BAYERISCHE VERMESSUNGSVERWALTUNG (2018): Verwaltungsgrenzen (Datensatz). Online: www.geodaten.bayern.de. Zugriff: 30.05.2020.

BLANFORD, G. J., WEISSBART, C. (2019): A framework for modeling the dynamics of power markets – The EU-REGEN Model. Online: <https://www.ifo.de/publikationen/2019/working-paper/framework-modeling-dynamics-power-markets-eu-regen-model>. Zugriff: 30.05.2020.

BÜK (2013): (BGR), B. F. G. U. R. (Eds.) Bodenübersichtskarte der Bundesrepublik Deutschland 1:1.000.000. Hannover.

BUNDESINSTITUT FÜR BAU-, STADT- UND RAUMFORSCHUNG (BBSR) IM BUNDESAMT FÜR BAUWESEN UND RAUMORDNUNG (BBR) (2011): Typologie und Bestand beheizter Nichtwohngebäude in Deutschland. BMVBS, BMVBS-Online-Publikation16/11. Online: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVBS/Online/2011/DL_ON162011.pdf;jsessionid=BDDF82C759979723A2B918E56ACBACED.live21303?__blob=publicationFile&v=2. Zugriff: 30.05.2020.

BUNDESMINISTERIUM FÜR ERNÄHRUNG UND LANDWIRTSCHAFT (BMEL) (2019): Zukunftsstrategie ökologischer Landbau. Berlin.

GNIECHWITZ, T., HOLZ, A., SCHULZE, T., WALBERG, D. (2011): Wohnungsbau in Deutschland - 2011 - Modernisierung oder Bestandsersatz. [Studie zum Zustand und der Zukunftsfähigkeit des deutschen "Kleinen Wohnungsbaus"]. Kiel: Arbeitsgemeinschaft für zeitgemäßes Bauen (Bauforschungsbericht, 59).

HANK, T., BACK, H., & MAUSER, W. (2015): Using a remote sensing-supported hydroagroecological model for field-scale simulation of heterogeneous crop growth and yield: Application for wheat in central Europe. remote sensing 7 (4), S. 3934-3965.

INOLA-ARBEITSBERICHT NR. 3 (2016): Das naturräumliche und technische Potenzial für Erneuerbare Energien in der Modellregion Oberland. Unter Mitarbeit von Locherer, V.; Süß, A.; Prasch, M.; Mauser, W.; Reinhardt, J.; Dillmann, A.; Mayer, W. Online: https://inola-region.de/download/a1211afbjpgtsjv9ch4ssqvqch/INOLA_Arbeitsbericht_Nr3_2018-01-30.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

INOLA-ARBEITSBERICHT NR. 6. (2017): Akzeptanz der Energiewende im Oberland. Ergebnisse einer Passantenbefragung in ausgewählten Gemeinden der Modellregion Oberland. Unter Mitarbeit von von Streit, A.; Hallwachs, E.; Utz, A. Online: https://innovationsgruppen-landmanagement.de/fileadmin/user_upload/dokumente/Publikationen/INOLA/INOLA_Arbeitsbericht_Nr6_2018-01-30.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

INOLA-ARBEITSBERICHT NR. 7. (2017): Szenarien, Zukunftswünsche, Visionen. Ergebnisse der partizipativen Szenarienkonstruktion in der Modellregion Oberland. Unter Mitarbeit von Musch, A.-K.; von Streit, A. Online: https://inola-region.de/download/afi0956v3grn3fl1q0isdbepf8f/INOLA_Arbeitsbericht_Nr7_2018-01-30.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

INOLA-ARBEITSBERICHT NR. 8. (2019): Bewertung der Energiewende im Oberland aus ökonomischer Sicht. Unter Mitarbeit von Bierl, K.; Gille, A.; Lippelt, J.; Montoya Gomez, A. M.; von Schickfus, M.-T.; Dr. Zimmer, M. Online: https://inola-region.de/download/a1hotagf62kjo2jk8ljqnkuh9k/INOLA_Arbeitsbericht_Nr8_2019-11-07.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

LDBV (Bayerisches Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung) (2015A): Digitales Geländemodell 25 m (Datensatz).

LDBV (Bayerisches Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung) (2015B): 3D-Gebäudemodell LoD2 (Datensatz).

LOGA, T., STEIN, B., DIEFENBACH, N., BORN, R. (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden ; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - "Typology approach for building stock energy assessment", EPISCOPE - "Energy performance indicator tracking schemes for the continuous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks". 2., erw. Aufl. Darmstadt: IWU. Online: http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

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), S. 362-377.

MAUSER, W., PRASCH, M. (2016). Regional Assessment of Global Change Impacts. The Project GLOWA-Danube. Springer International Publishing.

MAUSER, W., BACH, H., FRANK, T., HANK, T., KOCH, F., MARKE, T., et al. (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. Online: https://www.geographie.uni-muenchen.de/departement/fiona/forschung/projekte/promet_hnadbook/promethandbook1.pdf
Zugriff: 30.05.2020.

OFFERMANN, F., BANSE, M., FREUND, F., HAß, M., KREINS, P., LAQUAI, V., OSTERBURG, B., PELIKAN, J., RÖSEMANN, C., SALAMON, P. (2018) THÜNEN-BASELINE 2017 – 2027: Agrarökonomische Projektionen für Deutschland. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut. Online: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn059667.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

SCHMIDT, O., HAWKES, A., GAMBHIR, A., STAFFELL, I. (2017). The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nature Energy*, 2(8), 1-8.

STATISTICS AUSTRIA (2001): Energieeinsatz der Haushalte ab 2003/2004, Wien.

VALDIVIA, R. et al. (2015). Representative Agricultural Pathways and Scenarios for Regional Integrated Assessment of Climate Change Impacts, Vulnerability, and Adaptation. In: Rosenzweig, C. & Hillel, D. (Hrsg.): *Handbook of Climate Change and Agroecosystems*. S. 101-156). Online: https://www.worldscientific.com/doi/pdf/10.1142/9781783265640_0005. Zugriff: 30.05.2020.

WRITZ, A., KASPERCZYK, N., THOMAS, F. (2017). *Kursbuch Agrarwende 2050 - ökologisierte Landwirtschaft in Deutschland*. Online: https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20170105_studie_agrarwende2050_lf.pdf. Zugriff: 30.05.2020.

ZEUS Datenbank (Energieausweise Steiermark) (2014): Energieausweise. Online: <https://www.energieausweise.net/>. Zugriff: 30.05.2020.