

Energiekonzept für den Regionalen Planungsverband Landshut



**Gefördert durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und
Medien, Energie und Technologie**

Energiekonzept für den Regionalen Planungsverband Landshut

Auftraggeber

Regionaler Planungsverband Landshut

Bearbeiter

Institut für Energietechnik (IfE) GmbH an der
Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden
Kaiser-Wilhelm-Ring 23a
92224 Amberg
www.ifeam.de



in Zusammenarbeit mit

Institut für Systemische Energieberatung GmbH an der
Hochschule Landshut
Am Lurzenhof 1
84036 Landshut



www.ise-landshut.de

Förderung

Gefördert durch das
Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie

Bearbeitungszeitraum:

11/2014 bis 11/2016

Hinweis: Dieser Bericht ist nach bestem Wissen und Gewissen erstellt worden. Eine Garantie für die Richtigkeit der Angaben wird nicht übernommen. Eine Haftung jeglicher Art für Schäden und Folgeschäden, insbesondere entgangener Gewinn wegen Mängeln des Berichts, ist ausgeschlossen.

Copyright: Die vorliegende Studie unterliegt dem geltenden Urheberrecht. Ohne die Zustimmung der Autoren darf diese nicht an Dritte weitergegeben werden. Die nicht-autorisierte Nutzung ist nicht gestattet.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	7
Formelzeichen, Indizes und Einheiten	9
1 Einleitung	10
2 Allgemeines	12
2.1 Georeferenzierung	12
2.2 Definition des Betrachtungsgebietes	12
2.3 Flächenverteilung.....	13
2.4 Einwohnerzahl.....	13
3 Analyse des energetischen Ist-Zustands	15
3.1 Methodik	15
3.1.1 Definition des Bilanzjahres.....	15
3.1.2 Definition der Verbrauchergruppen	15
3.1.3 Datenquellen.....	16
3.1.4 Energieinfrastruktur	17
3.1.5 Ermittlung des elektrischen Endenergiebedarfs.....	18
3.1.6 Ermittlung des thermischen Endenergiebedarfs	18
3.1.7 Ermittlung des Endenergiebedarfs in der Verbrauchergruppe Verkehr.....	21
3.1.8 Ermittlung der elektrischen Energieerzeugung	21
3.2 Ergebnisse der Energie- und CO ₂ -Bilanz im Ist-Zustand	22
3.2.1 Endenergiebedarf.....	22
3.2.2 CO ₂ -Bilanz.....	25
3.3 Kartografische Darstellung der Energie- und CO ₂ -Bilanz.....	27
4 Potenzialanalyse	38
4.1 Potenziale zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz	38
4.1.1 Potenzialbegriffe	38
4.1.2 Methodik.....	39
4.1.2.1 Private Haushalte.....	40

4.1.2.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Landwirtschaft und Industrie.....	40
4.1.2.3 Kommunale Liegenschaften.....	41
4.1.3 Ergebnisse der Szenarienberechnung.....	41
4.2 Potenziale zum Ausbau der Erneuerbaren Energien	44
4.2.1 Potenzialbegriffe	44
4.2.2 Windenergiepotenzial.....	46
4.2.3 Wasserkraftpotenzial	51
4.2.4 Biomassepotenzial	54
4.2.5 Geothermiepotenzial	62
4.2.6 Solarpotenzial.....	65
4.2.7 Abwärmepotenzial	73
4.2.8 Ergebnisse der Potenzialanalyse.....	76
4.2.9 Vorstellung der Szenarien	81
4.3 Potenziale Energieinfrastruktur	83
4.3.1 Stromnetz.....	83
4.3.1.1 Auswirkungen der Potenzialanalysen auf den Stromnetzausbau	83
4.3.1.2 Grundlagen	85
4.3.1.3 Ist-Analyse des Stromnetzes in der Planungsregion.....	85
4.3.1.4 Annahmen für die Stromnetzanalyse	88
4.3.1.5 Darstellung der Ergebnisse der Stromnetzanalyse anhand der drei Szenarien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien	92
4.3.1.6 Richtwerte für die Kosten des Netzausbaubedarfs je Szenario.....	98
4.3.1.7 Nutzung von Speichern.....	100
4.3.1.8 Ergebnisse der Stromnetzanalyse.....	104
4.3.2 Erdgasnetz.....	106
4.3.3 Wärmenetze.....	106
5 Energiestrategie für den regionalen Planungsverband Landshut	108
5.1 Energiestrategie	108

5.2	Notwendiger Ausbau Erneuerbarer Energien zur Zielerreichung („Pariser Ziel“) ...	116
5.3	Überregionaler Stromnetzausbau.....	122
6	Maßnahmenkatalog für den Regionalen Planungsverband Landshut.....	130
6.1	Übergeordnete Maßnahmen	132
6.2	Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung	136
6.2.1	Private Haushalte	136
6.2.2	Kommunale Liegenschaften.....	138
6.2.3	GHD/Industrie	143
6.2.4	Verkehr.....	146
6.3	Maßnahmen zum Ausbau Erneuerbarer Energien	148
6.4	Maßnahmen zum Ausbau der Netzinfrastruktur und Speichertechnologien	158
7	Modellprojekte aus dem Maßnahmenkatalog	162
7.1	Effizienzsteigerung von Biogas-BHKW-Anlagen.....	162
7.1.1	Ist-Zustand.....	162
7.1.2	Effizienzsteigerung durch Nachverstromung.....	165
7.1.3	Effizienzsteigerung durch Repowering der BHKW-Anlagen.....	170
7.1.4	Zusammenfassung Effizienzsteigerung	172
7.1.5	Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen.....	174
7.1.6	Zusammenfassung	177
7.2	Effizienzsteigerungspotenziale in der Industrie durch Nutzung der Abwärmepotenziale	178
7.3	Optimierung der Nutzung vorhandener Photovoltaik Dachanlagen – ein zukunftsweisender Leitfaden	187
8	Energieagentur.....	195
8.1	Einbettung in den Kontext	195
8.2	IST-Analyse bestehender Energieagenturen.....	195
8.2.1	Regionale Verteilung.....	196
8.2.2	Tätigkeitsfelder	197
8.2.3	Rechtsform.....	199

8.2.4	Gesellschafter.....	199
8.2.5	Größe bestehender Energieagenturen	199
8.2.6	Finanzierung.....	199
8.3	Konzeptentwicklung für eine zu gründende Energieagentur	200
8.3.1	Tätigkeitsfelder	200
8.3.2	Rechtsform.....	201
8.3.3	Gesellschafter.....	201
8.3.4	Gesellschaftssitz	202
8.3.5	Geschäftsführer/in und Personal.....	202
8.3.6	Finanzierung.....	203
8.3.7	Fördermöglichkeiten.....	204
8.4	Fazit und Ausblick.....	204
9	Controlling-Konzept	206
10	Zusammenfassung	207
11	Quellenverzeichnis	216
12	Anhang	226
12.1	Steckbriefe der Energieagenturen	226
13	Abbildungsverzeichnis.....	241
14	Tabellenverzeichnis.....	246

Abkürzungsverzeichnis

BAB	Bundesautobahn
B	Bundesstraße
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
DE	Deutschland
DIN	Deutsches Institut für Normung
DMS	Demand Side Management
DN	Nennweite
EE	Erneuerbare Energien
EED	EU-Energie-Effizienzrichtlinie
EEG	Erneuerbarer Energien Gesetz
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EEWärmeG	Erneuerbarer Energien Wärmegesetz
EEX	European Energy Exchange („Strombörse“ Leipzig)
EnEV	Energieeinsparverordnung
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GIS	Geoinformationssystem
GEMIS	Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme
GHD/I/L	Gewerbe, Handel, Dienstleistung / Industrie / Landwirtschaft
HEL	Heizöl Extra Leicht
HH	Haushalte
HS	Hochspannung

Holz-HS	Holz-Hackschnitzel
i.d.R.	in der Regel
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KKW	Kernkraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWK-G	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LEEN	Lernendes Energie Effizienznetzwerk
LRA	Landratsamt
LS	Liegenschaft
L	Landwirtschaft
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
rd.	Rund
RPV	Regionaler Planungsverband
StMWI	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie
U-Wert	Wärmedurchgangskoeffizient
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
v.a.	vor allem
w	Wassergehalt
z.B.	zum Beispiel

Formelzeichen, Indizes und Einheiten

Einheiten

MWh	Megawattstunde
kWh	Kilowattstunde
MW	Megawatt
kW	Kilowatt
°C	Grad Celsius
%	Prozent
€	Euro
l	Liter
s	Sekunde
a	Jahr
h	Stunde
m ²	Quadratmeter
m ³	Kubikmeter
t	Tonne
kg	Kilogramm
fm	Festmeter
ha	Hektar
g	Gramm
m	Meter
km	Kilometer

Indizes

el	elektrisch
end	Endenergie
th	thermisch
p	Peak
WF	Wohnfläche
GF	Grundfläche

Formelzeichen

Hi	Heizwert
Hs	Brennwert
η	Wirkungsgrad

1 Einleitung

Der vorliegende Bericht fasst die Ergebnisse des Energiekonzepts für den Regionalen Planungsverbands (RPV) Landshut zusammen. Die Erstellung des Energiekonzepts erfolgt im Auftrag des Regionalen Planungsverbands Landshut und wird durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie (StMWi) gefördert. Im Rahmen des Energiekonzepts werden die 87 Kommunen aus den Landkreisen Dingolfing-Landau, Rottal-Inn und Kelheim sowie der Stadt und dem Landkreis Landshut betrachtet. Im vorliegenden Bericht werden die aggregierten Ergebnisse für das Betrachtungsgebiet dargestellt, d. h. die Summenwerte der Ergebnisse für die betrachteten Kommunen. Für jede teilnehmende Kommune wird ein detaillierter Gemeindesteckbrief erstellt.

In einer umfassenden Bestandsaufnahme wird zunächst detailliert die Energiebilanz im Ist-Zustand in den einzelnen Kommunen des Regionalen Planungsverbands erfasst. Dabei werden vier Verbrauchergruppen (Private Haushalte, Kommunale Liegenschaften, Gewerbe/Handel/ Dienstleistung/Industrie/Landwirtschaft und Verkehr) definiert. Die Energieströme in jeder Kommune werden aufgeschlüsselt nach den einzelnen Energieträgern (Strom, Erdgas, Heizöl, Biomasse, ...) erfasst und der Anteil der Stromproduktion und der Erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung ermittelt. Ausgehend von der energetischen Ist-Situation wird der CO₂-Ausstoß in den einzelnen Kommunen berechnet. Die detaillierte Analyse des energetischen Ist-Zustandes für jede Kommune bildet die Grundlage für die nachfolgende Potenzialanalyse und die Ausarbeitung von Detailmaßnahmen.

In einem nächsten Schritt wird für jede Kommune verbrauchergruppenspezifisch untersucht, welche Energieeinsparpotenziale und Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz bis zum Jahr 2030 realistisch ausgeschöpft werden können. Anschließend wird geprüft, welche regionalen Ausbaupotenziale an Erneuerbaren Energien vorhanden sind. Basierend darauf werden verschiedene Szenarien gebildet und auf Grundlage der Potenzialanalyse eine detaillierte und umfassende Analyse des notwendigen Stromnetzausbaus durchgeführt.

Aufbauend auf diesen Ergebnissen werden realistische, strategische Zielvorgaben in Form von Leitlinien zu den Energieeinsparpotenzialen, zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und darauf basierend zum notwendigen Stromnetzausbau abgeleitet.

Zentrales Element des Energiekonzepts ist die Ausarbeitung eines umsetzungs- und praxisorientierten Handlungsleitfadens als Maßnahmenkatalog, welcher konkrete Projekte zur Umsetzung des Energiekonzepts beschreibt. Dieser Handlungsleitfaden wird in enger Abstimmung mit den kommunalen Akteuren ausgearbeitet. Um im Rahmen dieses Energiekonzepts erste Maßnahmen direkt anzustoßen, werden drei exemplarische Leuchtturmprojekte aus dem Maßnahmenkatalog umfassend auf technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit hin geprüft (Modellprojekte).

Die Erstellung des Energiekonzepts wurde zeitlich und inhaltlich gemäß dem in Abbildung 1 dargestellten Ablaufschema durchgeführt. Hierfür wurden während der Konzepterstellung insgesamt sieben Steuerungsrounds (Vorsitzender und Geschäftsführung des Planungsverbands, Vertreter der Regierung Niederbayerns, des StMWi, der Landkreise, der Stadt Landshut sowie dem Auftragnehmer) und vier Regionalkonferenzen (alle Verbandsmitglieder sowie Beirat des Regionalen Planungsverbands) durchgeführt.

Datum	
18.11.2014	1. Regionalkonferenz: Offizieller Projektauftritt
31.03.2015	1. Steuerungsrunde
08.06.2015	2. Steuerungsrunde
29.07.2015	2. Regionalkonferenz
28.09.2015	3. Steuerungsrunde
21.10.2015	4. Steuerungsrunde
28.01.2016	5. Steuerungsrunde
24.02.2016	3. Regionalkonferenz
09.06.2016	6. Steuerungsrunde
21.11.2016	7. Steuerungsrunde
	4. Regionalkonferenz: Offizieller Projektabschluss

Abbildung 1: Übersicht Projektablauf

2 Allgemeines

2.1 Georeferenzierung

Alle im Energiekonzept für den Regionalen Planungsverband Landshut relevanten Daten werden georeferenziert in einem Geoinformationssystem (GIS) zusammengefasst und dargestellt. Dabei ist die kleinste Einheit die Kommune. Alle von übergeordneten Fachstellen zur Verfügung gestellten Daten sind ebenfalls integriert worden.

2.2 Definition des Betrachtungsgebietes

Der Regionale Planungsverband setzt sich aus insgesamt 87 Kommunen zusammen. Die geographische Lage des Planungsverbands ist in Abbildung 2 dargestellt (farbliche Unterscheidung gemäß den Landkreisgrenzen). Sämtliche Berechnungen, Abbildungen und Tabellen im Energiekonzept beziehen sich auf diese 87 Kommunen des Planungsverbands, die in der Folge als **Betrachtungsgebiet** definiert werden (es muss berücksichtigt werden, dass nur 5 Kommunen des Landkreises Kelheim Bestandteil der Planungsregion 13 sind).

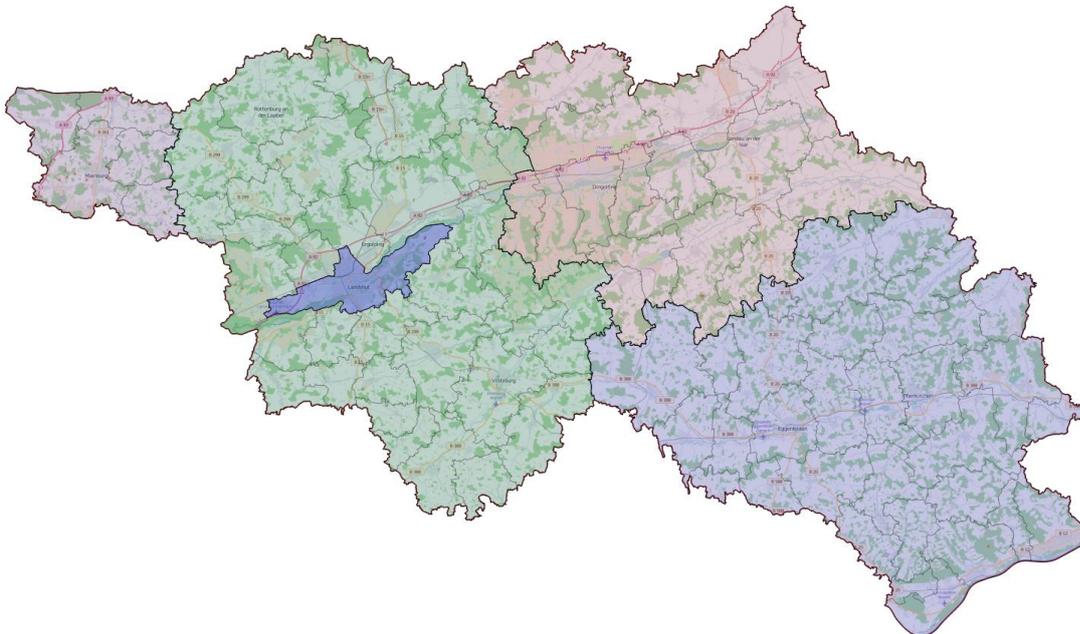


Abbildung 2: Kartenausschnitt des Betrachtungsgebietes (eigene Darstellung, Datenquelle [BayVer][OSM])

2.3 Flächenverteilung

Das Betrachtungsgebiet erstreckt sich über eine Gesamtfläche von 376.784 Hektar. In Abbildung 3 ist dargestellt, wie sich diese Fläche auf die einzelnen Nutzungsarten verteilt. Aus energetischer Sicht sind insbesondere die land- und forstwirtschaftlich genutzten Flächen von Interesse, die zur Erzeugung biogener Energieträger genutzt werden können. Der Anteil dieser Flächen beläuft sich im Betrachtungsgebiet auf knapp 90 %, was auf eine gute Basis für die Erzeugung regenerativer Energien schließen lässt. Das Potenzial zur Energiebereitstellung aus Biomasse wird in Kapitel 4.2.4 des Energiekonzepts näher dargestellt.

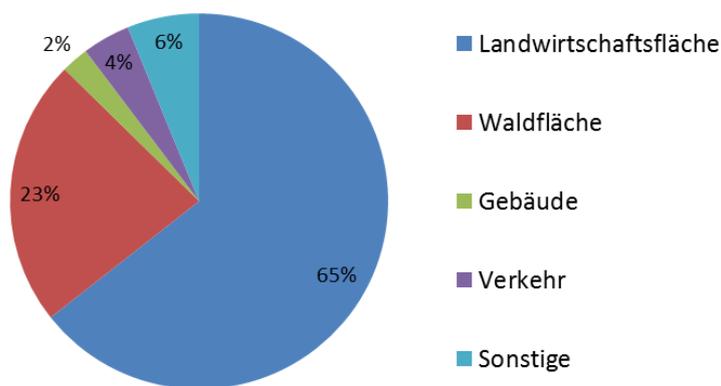


Abbildung 3: Flächenverteilung im Betrachtungsgebiet (eigene Darstellung, Datenquelle [StaBa FL])

2.4 Einwohnerzahl

Im Jahr 2013 waren in den 87 Kommunen des Betrachtungsgebiets insgesamt 447.848 Einwohner gemeldet (siehe Tabelle 1). Die Stadt Landshut mit rund 66.000 Einwohnern stellt die größte Kommune im Betrachtungsgebiet dar. Die nächstgrößeren Kommunen sind Dingolfing (rund 18.500 Einwohner) und Eggenfelden (rund 13.000 Einwohner). Das Betrachtungsgebiet lässt sich als überwiegend ländlich geprägter Raum bezeichnen.

Tabelle 1: Einwohnerzahl zum 31.12.2013 der Kommunen im Betrachtungsgebiet (Datenquelle [StaBa Bev])

	Einwohnerzahl (Stand 31.12.2013) in den Kommunen des Betrachtungsgebietes von					
	unter 2.000		2.000-5.000		über 5.000	
Landkreis Landshut (Summe 150.316 Einwohner)	Baierbach	776	Altfraunhofen	2.163	Bruckberg	5.203
	Schalkham	868	Vilsheim	2.370	Bodenkirchen	5.209
	Neufraunhofen	1.072	Weihmichl	2.465	Kumhausen	5.245
	Wurmsham	1.325	Wörth a.d.Isar	2.638	Velden	6.535
	Weng	1.434	Furth	3.459	Geisenhausen	6.757
	Postau	1.617	Buch a.Erlbach	3.562	Ergoldsbach	7.530
	Obersüßbach	1.710	Tiefenbach	3.713	Rottenburg a.d.Laabber	7.681
	Gerzen	1.747	Eching	3.756	Altdorf	11.036
	Bayerbach b.Ergolds	1.781	Niederaichbach	3.788	Vilsbiburg	11.309
	Aham	1.884	Adlkofen	3.880	Essenbach	11.478
	Kröning	1.936	Neufahrn i.NB	3.906	Ergolding	11.774
			Hohenthann	3.936		
			Pfeffenhausen	4.773		
Teil Landkreis Kelheim (Summe 21.134 EW)	Attenhofen	1.306		Mainburg	14.405	
	Volkenschwand	1.674				
	Aiglsbach	1.699				
	Elsendorf	2.050				
Landkreis Rottal-Inn (Summe 117.654 EW)	Geratskirchen	854	Mitterskirchen	2.007	Triftern	5.199
	Rimbach	883	Unterdietfurt	2.104	Kirchdorf a.Inn	5.238
	Malgersdorf	1.217	Zeilarn	2.117	Bad Birnbach	5.526
	Stubenberg	1.347	Postmünster	2.286	Gangkofen	6.356
	Bayerbach	1.632	Julbach	2.298	Arnstorf	6.729
	Reut	1.742	Egglham	2.395	Simbach a.Inn	9.649
	Ering	1.769	Johanniskirchen	2.435	Pfarrkirchen	11.953
	Schönau	1.900	Roßbach	2.893	Eggenfelden	13.090
	Wittibreut	1.991	Dietersburg	3.119		
			Hebertsfelden	3.587		
			Wurmannsquick	3.668		
			Falkenberg	3.750		
			Tann	3.911		
		Massing	4.009			
Landkreis Dingolfing- Landau (Summe 92.565 EW)			Gottfrieding	2.159	Mengkofen	6.044
			Niederviehbach	2.507	Pilsting	6.421
			Mamming	3.021	Eichendorf	6.476
			Loiching	3.520	Wallersdorf	6.741
			Simbach	3.697	Reisbach	7.635
			Marklkofen	3.738	Landau a.d.Isar	12.729
			Frontenhausen	4.553	Dingolfing	18.506
			Moosthenning	4.818		
Stadt Landshut				Landshut	66.179	
	Teil-Summe	36.214		113.001	298.633	
	Gesamt-Summe				447.848	

3 Analyse des energetischen Ist-Zustands

3.1 Methodik

3.1.1 Definition des Bilanzjahres

Die Datenerhebungen, Analysen und Berechnungen im Rahmen des Energiekonzepts beziehen sich auf das Bilanzjahr 2013. Für dieses Jahr lag die letzte vollständige Datenbasis vor, die im Rahmen der Analyse des energetischen Ist-Zustandes verfügbar war. Lediglich für die Stadt Landshut werden Daten für das Bilanzjahr 2012 genutzt (in Abstimmung mit den Akteuren vor Ort), was mit der parallelen Erstellung eines eigenen Energienutzungsplanes begründet werden kann.

3.1.2 Definition der Verbrauchergruppen

Im Rahmen des Energiekonzepts wurden folgende Verbrauchergruppen definiert:

a) Private Haushalte

Die Verbrauchergruppe „Private Haushalte“ umfasst alle zu Wohnzwecken genutzten Flächen im Betrachtungsgebiet. Dies umfasst sowohl Wohnungen in Wohngebäuden, als auch in Nicht-Wohngebäuden (z. B. hauptsächlich gewerblich genutzte Halle mit integrierter Wohnung).

b) Kommunale Liegenschaften

In der Verbrauchergruppe „Kommunale Liegenschaften“ werden alle Liegenschaften der teilnehmenden Kommunen zusammengefasst. Dies sind alle Verwaltungsgebäude (z. B. Rathäuser, Außenstellen), alle kommunalen Bildungseinrichtungen mit den zugehörigen Nebengebäuden (z. B. Kindergärten, Kinderkrippen, Schulen mit Turnhallen), Gebäude und Verbrauchsstellen der Wasser- und Abwasserversorgung (z. B. Kläranlagen, Hebewerke, Pumpstationen), Sportstätten (z. B. Schwimmbäder, Sport-/Mehrzweckhallen, Sport-/ Vereinsheime) und sonstige Einrichtungen wie beispielsweise Feuerwehrrhäuser, Jugendtreffs, Veranstaltungsgebäude. Die kommunalen Liegenschaften und deren Energieverbräuche wurden hierbei kommunenspezifisch über einen Datenerhebungsbogen abgefragt. Sofern eine Kommune keine Angaben zu ihren jeweiligen kommunalen Liegenschaften gemacht hat, konnte diese Verbrauchergruppe nicht separat ausgewiesen werden. Die Energieverbräuche sind in diesen Kommunen in der Verbrauchergruppe GHD/I/L mit enthalten. Auch die Landkreisliegenschaften sind in der Verbrauchergruppe GHD/I/L enthalten.

c) Gewerbe, Handel, Dienstleistung / Industrie / Landwirtschaft

In der Verbrauchergruppe „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen / Industrie / Landwirtschaft“ (GHD/I/L) werden alle Energieverbraucher zusammengefasst, die nicht in eine der Verbrauchergruppen Private Haushalte, Kommunale Liegenschaften oder Verkehr fallen.

d) Verkehr

In der Verbrauchergruppe „Verkehr“ sind alle zugelassenen Fahrzeuge gemäß Kraftfahrzeugbundesamt erfasst. Schienenverkehr, Flugverkehr, Schifffahrt etc. sind nicht enthalten.

3.1.3 Datenquellen

Die Analyse des Energieverbrauchs im Betrachtungsgebiet stützt sich auf folgende Datenquellen:

- Energieabsatzdaten und Energieinfrastrukturdaten der lokal tätigen Energieversorgungsunternehmen (EVU)
- Vorhandene Bestandskonzepte
- Daten der örtlichen Kaminkehrer zu den installierten Wärmeerzeugern
- Datenabfrage kommunale Liegenschaften mittels standardisierter Fragebögen
- Datenabfrage Industriebetriebe mittels standardisierter Fragebögen
- Datenabfrage bei den Biogasanlagenbetreibern mittels standardisierter Fragebögen
- Regierung von Niederbayern
- Öffentlich zugängliche statistische Daten

Auswertung von Datenerhebungsbögen:

Der energetische Ist-Zustand der einzelnen **kommunalen Liegenschaften** wurde über Fragebögen erfasst. Dabei wurden Daten zur energetischen Ist-Situation des jeweiligen Gebäudes, geplanten bzw. bereits durchgeführten Sanierungsmaßnahmen sowie dem elektrischen und thermischen Energieverbrauch erhoben. Es wurden 87 Fragebögen versandt, die Rücklaufquote beträgt 75 %.

In der Verbrauchergruppe GHD/I/L wurden die **energieintensivsten Betriebe** in jeder Kommune angeschrieben. Dabei wurden Daten über den elektrischen und thermischen Energiebedarf sowie die vorhandenen Abwärmepotenziale abgefragt. Eines der Ziele der Datenabfrage war es, die großen Energieverbraucher zu erfassen, die ihren Energiebedarf überregional decken und daher nicht in den Daten der örtlichen Energieversorgungsunternehmen enthalten sind. Ein weiteres Ziel war es, erste Ansätze zur Identifikation und Nutzung von Abwärmepotenzialen im Bereich GHD/I/L zu ermitteln. Die Auswahl der angeschriebenen Betriebe und der Versand der Fragebögen (181 Stück) erfolgten

durch den Regionalen Planungsverband. Zudem wurden die Daten aus den Bestandskonzepten integriert. Die Anzahl der vorhandenen Datensätze beläuft sich insgesamt auf 75 Stück. Im Zuge der Projektfortführung sollte die Datenbasis insbesondere in der Verbrauchergruppe GHD/I/L stetig erweitert werden.

Zusätzlich wurden insgesamt 228 im Betrachtungsgebiet ansässige **Biogasanlagenbetreiber** angeschrieben. Dabei wurden technischen Daten der BHKWs, die eingesetzten Substrate sowie die vorhandene und eventuell geplante Abwärmenutzung abgefragt. Im Rahmen des Energiekonzepts für die Planungsregion wurden 52 Datenerhebungsbögen beantwortet. Unter Berücksichtigung der Bestandskonzepte konnten insgesamt 90 Datensätze (rund 40%) ausgewertet werden.

3.1.4 Energieinfrastruktur

Stromnetze

Zur Analyse der Stromnetze wurden Daten der Bayernwerk AG [Bayernwerk N] genutzt. Zudem wurden georeferenzierte Unterlagen von der Regierung Niederbayern [RegNB S] zur Verfügung gestellt. Zusätzlich wurde auf die allgemein zugängliche Internetpräsenz des Geoportals Bayern zur Integration der öffentlich verfügbaren Netzstrukturdaten der E.ON Netz GmbH in das Geoinformationssystem zurückgegriffen [Geoportal].

Erdgasnetze

Zur Analyse der Erdgasnetze wurden Daten von der Regierung Niederbayern [RegNB G] zur Verfügung gestellt. Ferner wurden die Daten der Energienetze Bayern GmbH [ESB G] ausgewertet.

Wärmenetze

Zur Erfassung vorhandener Wärmenetze wurden die Ergebnisse der Fragebögen [Fra Ind], die Auswertungen der Bestandskonzepte sowie die Aussagen von EVU genutzt. Zusätzlich wurden die allgemein zugänglichen Internetpräsenzen wie BayernAtlas oder Energieatlas herangezogen.

Hinweis: Kleinere Wärmeverbundlösungen sind den Kommunen und EVU häufig nicht bekannt, weswegen diese ggf. nicht mit berücksichtigt wurden.

3.1.5 Ermittlung des elektrischen Endenergiebedarfs

Die lokalen Stromnetze (Netzbetrieb) im Betrachtungsgebiet werden von der Bayernwerk AG [Bayernwerk], der Elektronunternehmen Bauer GmbH & Co.KG [Bauer EU], der Elektrizitätswerke Rosenmühle e.K. [EW ROS], der Elektrizitätswerke Schmid GmbH [EW SCHH S], der Elektrizitätswerke Simbach GmbH [EW SIM S], der Gemeindewerke Gangkofen [GWGAN S], der Stadtwerke Dingolfing GmbH [STWDGF S], der Stadtwerke Dorfen GmbH [STWDOR S], den Stadtwerken Landau an der Isar [STWLAN S], den Stadtwerke Vilsbiburg [STWVI S], der Stadtwerke München Infrastruktur GmbH [SWM S], der Überlandzentrale Wörth/Isar-Altheim Netz AG [UEZW S], den Stadtwerken Pfarrkirchen [SWPAN S] und den Stadtwerken Landshut [ENP LA] betrieben. Im Rahmen des Energiekonzepts wurde von den Energieversorgungsunternehmen der absolute Energieabsatz im Betrachtungsgebiet für das Bilanzjahr 2013 zur Verfügung gestellt. Der gesamte elektrische Energiebedarf wurde als Summe der einzelnen Absatzdaten ermittelt. Für die Stadt Landshut wurden Daten für das Jahr 2012 bereitgestellt, was mit der parallelen Erstellung eines eigenen Energienutzungsplanes begründet werden kann.

Datenqualität: Die Daten liegen für das Bilanzjahr vollständig und in der Einheit kWh vor.

3.1.6 Ermittlung des thermischen Endenergiebedarfs

Wärmebereitstellung aus Erdgas

Die lokalen Erdgasnetze (Netzbetrieb) werden von der Energienetze Bayern GmbH [ESB] (bzw. deren Kooperationspartnern z.B. Stadtwerke Vilsbiburg), der Energieversorgung Ergolding-Essenbach GmbH [EVEE], der Stadtwerke Landau an der Isar [STWLANG] und den Stadtwerken Landshut [ENP LA] betrieben. Als Datengrundlage für das Energiekonzept wurde der kumulierte Erdgasabsatz je Kommune im Betrachtungsgebiet für das Bilanzjahr 2013 zur Verfügung gestellt. Für die Stadt Landshut wurden Daten für das Jahr 2012 bereitgestellt, was mit der parallelen Erstellung eines eigenen Energienutzungsplanes begründet werden kann. Zusätzlich wurden die Fragebögen an Kommunen [Fra Kom] und Industriebetriebe ausgewertet [Fra Ind].

Datenqualität: Die Daten liegen für das Bilanzjahr vollständig und in der Einheit kWh vor.

Wärmebereitstellung aus Solarthermie

Die Gesamtfläche der im Betrachtungsgebiet installierten Solarthermieanlagen wurde mit Hilfe des Solaratlas, einem interaktiven Auswertungssystem für den Datenbestand aus dem bundesweiten

„Marktanreizprogramm Solarthermie“ ermittelt. Hinzu kamen konkrete Daten einzelner Kommunen [SCHA SOL]. Im Betrachtungsgebiet sind nach Angaben des Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) (Stand: Ende 2013) Solarthermie-Anlagen mit einer Gesamt-Bruttoanlagenfläche von rund 157.001 m² installiert (eigene Berechnung, Datenquelle [BAFA Sol] [SCHA SOL]). Die Aufstellung umfasst alle Kollektortypen (Flachkollektoren, Vakuum-Röhrenkollektoren) und Anwendungen (Warmwasserbereitstellung und Heizungsunterstützung).

Aus der installierten Kollektorfläche lässt sich anhand des spezifischen mittleren Wärmeertrags der gesamte jährliche Wärmeertrag aller Solarthermie-Anlagen ermitteln. Auf Basis von Erfahrungswerten des IfE aus umgesetzten Projekten wurde für Solarthermieanlagen ein mittlerer spezifischer Ertrag von 300 kWh/(m²*a) angesetzt.

Datenqualität: Im Rahmen der Studie wurden alle Anlagen berücksichtigt, die im Solaratlas aufgeführt sind. Der Solaratlas enthält dabei alle Anlagen, die mit einer Förderung aus dem Marktanreizprogramm installiert wurden. Sollten einzelne Anlagen ohne Inanspruchnahme einer Förderung installiert worden sein, so sind diese im Rahmen der Studie nicht berücksichtigt.

Wärmebereitstellung aus Geothermie

Aus den vorhandenen Bestandskonzepten wurde der statistische Endenergiebedarf aus oberflächennaher Geothermie ermittelt. Zudem wurden die Daten der Geothermie-Wärme-gesellschaft Braunau-Simbach mbH [GBS] erhoben. Ergänzend wurden die Fragebögen an die Kommunen (Energieeinsatz in kommunalen Liegenschaften) [Fra Kom] und Industriebetriebe [Fra Ind] ausgewertet.

Datenqualität: Soweit möglich wurde die Wärmebereitstellung aus Geothermie separat ausgewiesen. Falls keine näheren Informationen vorliegen, so ist die Wärmebereitstellung aus Geothermie im Stromverbrauch (Antrieb für Wärmepumpe) enthalten. Insbesondere für Luft-Wärmepumpen liegen keine gesonderten Informationen vor.

Wärmebereitstellung aus Heizöl, Flüssiggas, Kohle und fester Biomasse

Aus den vorhandenen Bestandskonzepten sowie den Kaminkehrerdaten [KKD 1] [KKD 2] wurde der Endenergiebedarf an Heizöl, Flüssiggas, Kohle und fester Biomasse ermittelt. Unter fester Biomasse werden Stückholz, Hackschnitzel oder Holzpellets verstanden, die in Heizkesseln oder Einzelfeuerstätten (z.B. Kaminöfen) zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden.

Der Endenergiebedarf wurde anhand der installierten Kesselleistung des jeweiligen Energieträgers mit der Multiplikation charakteristischer Vollbenutzungsstunden (Erfahrungswerte IfE) berechnet.

Ergänzend wurden die Fragebögen an die Kommunen (Energieeinsatz in kommunalen Liegenschaften) [Fra Kom] und Industriebetriebe [Fra Ind] ausgewertet, sowie Informationen zur Gebäudealtersverteilung der privaten Wohngebäude genutzt.

Datenqualität: Anhand der installierten Leistung und der Art der Kessel (z.B. Heizölkessel) konnte der Energiebedarf über charakteristische Vollbenutzungsstunden prognostiziert werden. Hierbei wurden für die Zentralheizungen mittlere Vollbenutzungsstunden in Höhe von 1.200 Vollbenutzungsstunden und für die Einzelfeuerstätten (z.B. Kaminöfen) mittlere Vollbenutzungsstunden in Höhe von 400 angesetzt. Diese Betrachtung darf nur als Mittelwert einer ganzen Kommune angesetzt werden. In der Praxis werden z.B. Neubaugebiete höhere Vollbenutzungsstunden als Quartiere mit älteren, häufig überdimensionierten Heizkesseln aufweisen. Der Heizöl-, Flüssiggas- und Kohlebedarf in den kommunalen Gebäuden und Industriebetrieben liegt bei den Objekten mit Datenerhebungsbogen als konkreter Verbrauchswert vor.

Fernwärme

Zur Erfassung des Fernwärmeabsatzes wurden die Ergebnisse der Fragebögen [Fra Ind], die Auswertungen der Bestandskonzepte sowie die Aussagen von EVU genutzt. Zusätzlich wurden die allgemein zugänglichen Internetpräsenzen wie BayernAtlas oder Energieatlas herangezogen.

Datenqualität: Angaben zu bestehenden Fernwärmenetze liegen über exakte Aufstellungen vor. Sollten in einzelnen Kommunen Fernwärmenetze vorhanden sein, die im Rahmen des Energiekonzeptes nicht benannt wurden, so sind diese nicht als Fernwärme aufgeführt sondern über die Kaminkehrerdaten enthalten (Bsp: Hackschnitzelkessel, der nicht bekanntes Fernwärmenetz speist, ist in Energiebilanz nicht als Fernwärme, sondern als Biomasse mit aufgeführt)

3.1.7 Ermittlung des Endenergiebedarfs in der Verbrauchergruppe Verkehr

Für die Verbrauchergruppe Verkehr wurde der Endenergiebedarf basierend auf den Zulassungszahlen [KBA FZ] mit einer durchschnittlichen Laufleistung und einem spezifischen Verbrauch je Fahrzeugklasse erhoben [Verkehr]. Für den Sektor Landwirtschaft wurde der Treibstoffbedarf anhand der kommunenscharfen landwirtschaftlichen Fläche und der Waldfläche mit einem spezifischen Treibstoffeinsatz [ZOLL] je Hektar berechnet.

Datenqualität: Die Verbrauchserfassung im Sektor Verkehr wurde anhand durchschnittlicher Laufleistungen und Flächenangaben prognostiziert. Eine exakte Berechnung ist im Rahmen dieser Studie nicht möglich. Selbst mit Verkehrszählungen ist keine eindeutige Berechnung möglich. Die Berechnungen im Rahmen dieser Studie dienen lediglich zur Abschätzung des mittleren Energiebedarfs im Vergleich zu den anderen Verbrauchergruppen.

3.1.8 Ermittlung der elektrischen Energieerzeugung

Ergänzend zur Berechnung des Energiebedarfes wurde für das Betrachtungsgebiet ermittelt, wie viel elektrische Energie bereits im Ist-Zustand (Bilanzjahr 2013) mittels Photovoltaik-, Wasserkraft- und Windkraftanlagen sowie aus Biomasse (z.B. Biomasse-Heizkraftwerken, Biogas-Blockheizkraftwerke), dem Kernkraftwerk und sonstigen KWK-Anlagen bereitgestellt wird. Hierfür wurden von den regional tätigen Energieversorgungsunternehmen [Bauer EU] [Bayernwerk] [EW SCH S] [EW SIM EE] [GW GAN s] [EW ROS] [STWDGF S] [STWDOR S] [STWLAN S] [STWVI] [SWM S] [SWM WK] [UEWZ] sowie der E.ON Kraftwerke GmbH [EON WK] Angaben über die im Bilanzjahr erzeugten und in die Elektrizitätsnetze eingespeisten Strommengen pro Kommune zur Verfügung gestellt.

Hinweis: Aufgrund der Festlegung auf das Bilanzjahr 2013 wurden die ab dem Jahr 2014 neu errichteten Anlagen im Rahmen des Energiekonzepts nicht berücksichtigt.

Datenqualität: Die Daten liegen für das Bilanzjahr vollständig und in der Einheit kWh vor.

3.2 Ergebnisse der Energie- und CO₂-Bilanz im Ist-Zustand

3.2.1 Endenergiebedarf

Die nachfolgend dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf das gesamte Betrachtungsgebiet als Summe der 87 Kommunen. Die individuellen Ergebnisse für die einzelnen Kommunen wurden in Form von Gemeindesteckbriefen zusammengestellt und den Kommunen zur Verfügung gestellt. Zudem wurden auch Gemeindesteckbriefe für die einzelnen Landkreise und die Planungsregion als Summe ihrer einzelnen Kommunen erstellt.

In Tabelle 2 sind als Ergebnis der Datenanalyse die Endenergieeinsatzmengen sowie die produzierten Strommengen im Betrachtungsgebiet zusammengefasst und aufgeschlüsselt auf die einzelnen Energieträger dargestellt. In Summe beläuft sich der jährliche Endenergiebedarf in den 87 betrachteten Kommunen auf rund 16,2 Millionen MWh pro Jahr.

- ➔ Der Endenergiebedarf für die Wärmeversorgung beläuft sich dabei in Summe auf rund 8,9 Millionen MWh/a.
- ➔ Der Endenergiebedarf im Sektor Verkehr beläuft sich dabei auf rund 5,1 Millionen MWh/a.
- ➔ Der Strombedarf beläuft sich dabei auf rund 2,1 Millionen MWh/a.
- ➔ Die jährliche Stromproduktion im Betrachtungsgebiet beläuft sich auf rund 13,7 Millionen MWh inkl. Kernkraftwerk (KKW) und 2,7 Millionen MWh Strom ohne KKW. Als Ergebnis ergibt sich somit eine bilanzielle Deckung des Strombedarfs im Betrachtungsgebiet von rund 600 % inkl. KKW und rund 126 % ohne KKW.
- ➔ Im Betrachtungsgebiet wird somit auch ohne das KKW bereits bilanziell mehr Strom produziert als verbraucht.

Tabelle 2: Endenergieeinsatz im Bilanzgebiet aufgeschlüsselt nach Energieträgern

Energieträger	Endenergie einsatz [MWh/a]	Strom produktion [MWh/a]	Datenquelle
Strom	2.152.170		EVU, Fragebögen Industrie
Erdgas	3.078.401		EVU, Fragebögen Kommunale Liegenschaften und Industrie
Heizöl	3.743.397		Bestandskonzepte, Kaminkehrer; Fragebögen Kommunale Liegenschaften und Industrie
Biomasse	1.614.093		Bestandskonzepte, Kaminkehrer; Fragebögen Kommunale Liegenschaften und Industrie
Solarthermie	53.960		BAFA, Kommunen
Sonstiges	412.275		EVU, Bestandskonzepte, Kaminkehrerdaten, Fragebögen Industrie
Verkehr	5.148.126		Kraftfahrzeugbundesamt
Photovoltaik		903.727	EVU
Wasserkraft		1.214.533	EVU
Biomasse		580.376	EVU, Fragebögen Biogasanlagen
Windkraft		3.453	EVU
Kernkraftwerk		11.000.000	EVU
Summe	16.202.424	13.702.088	EVU

Hinweis:

Neben der in Tabelle 2 dargestellten Stromproduktion, wird im Betrachtungsgebiet zusätzlich noch elektrische Energie über Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) mit Stromeigennutzung erzeugt. Dieser Strom wird größtenteils am Ort der Erzeugung selbst verbraucht, z.B. über ein Blockheizkraftwerk (BHKW) im Industriebetrieb. Die eingesetzten Energieträger, meist Erdgas, sind im aufgezeigten Energieeinsatz enthalten.

Wichtig: Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass wenn eine größere mit Erdgas betriebene KWK-Anlage außer Betrieb geht, der Strombedarf spürbar ansteigen und der Erdgaseinsatz dementsprechend abnehmen würde.

In Abbildung 4 ist die Aufteilung des Endenergieverbrauchs auf die einzelnen Energieträger ergänzend zur tabellarischen Darstellung für die Planungsregion sowie die Landkreise und die Stadt Landshut dargestellt. Beim Landkreis Kelheim muss berücksichtigt werden, dass nur 5 Kommunen des Landkreises Bestandteil der Planungsregion 13 sind. Der für eine ländliche Region hohe Bedarf an Erdgas und Strom ist in erster Linie auf die energieintensive Industrie zurückzuführen und demnach größtenteils der Verbrauchergruppe GHD/I/L zuzuordnen (vgl. Tabelle 3). Positiv zu erwähnen ist der hohe Anteil an Biomasse, was wiederum charakteristisch für die ländlich geprägte Region ist.

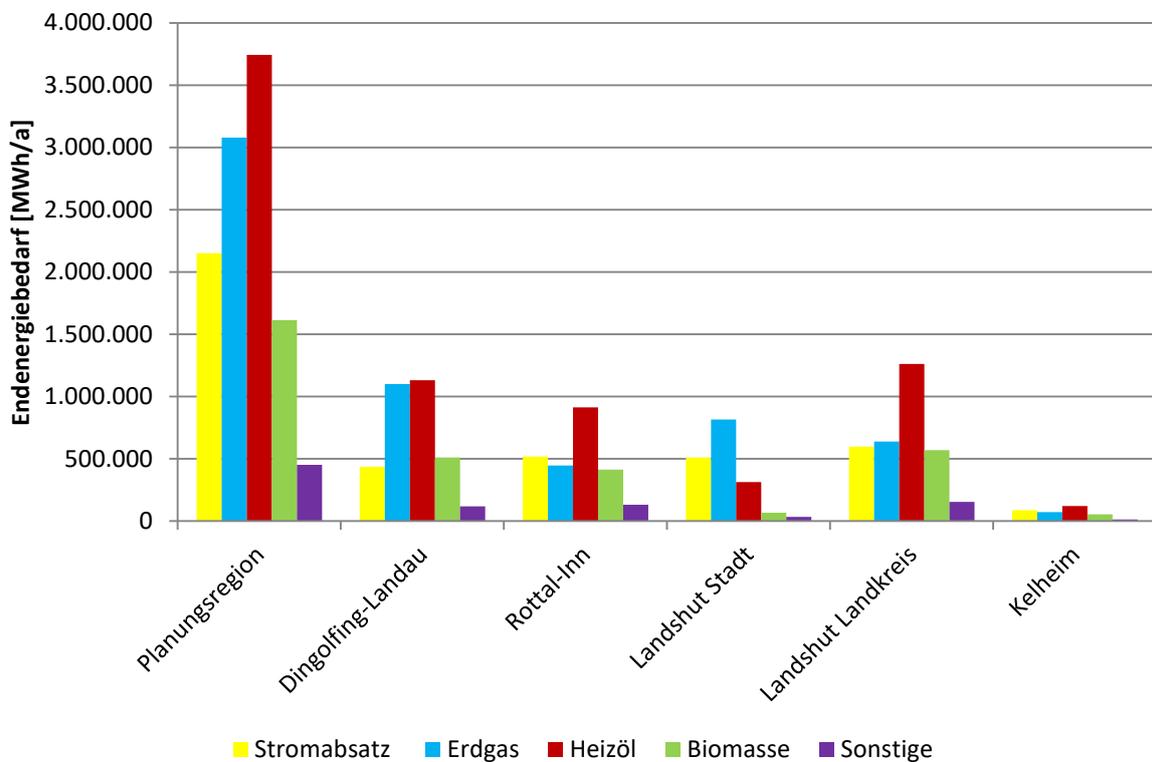


Abbildung 4: Endenergieeinsatz für die Landkreise im Bilanzgebiet aufgeschlüsselt nach Energieträgern

In Tabelle 3 und Abbildung 5 ist dargestellt, wie sich der Endenergiebedarf auf die betrachteten Verbrauchergruppen in der Planungsregion verteilt. Dabei wurde zur einfacheren Darstellung der Endenergieeinsatz zur Wärmerzeugung jeweils nur als Summe über alle Energieträger (Erdgas, Heizöl, Biomasse, ...) dargestellt.

Den größten Endenergieverbrauch weist die Verbrauchergruppe GHD/I/L auf. Demgegenüber weist die Verbrauchergruppe der kommunalen Liegenschaften einen Verbrauchswert von in Summe lediglich 1 % des gesamten Endenergiebedarfs auf. Dennoch kommt dieser Verbrauchergruppe im Hinblick auf die Umsetzung möglicher Projekte, siehe Kapitel 5, eine besondere Vorbildfunktion zu.

Tabelle 3: Endenergieeinsatz im Bilanzgebiet aufgeschlüsselt nach Verbrauchergruppen

	Endenergie elektrisch	Endenergie thermisch	Endenergie Verkehr
private Haushalte	634.743	3.416.847	
kommunale Liegenschaften	69.066	146.457	
GHD/I/L	1.448.362	5.338.824	
Verkehr			5.148.126
Summe	2.152.170	8.902.127	5.148.126

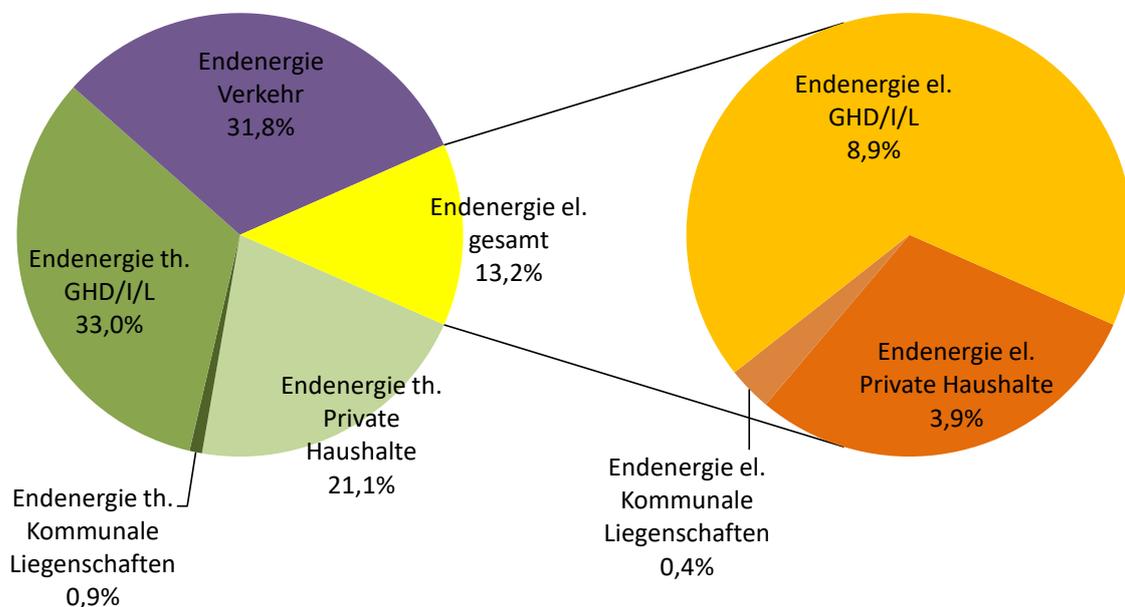


Abbildung 5: Aufteilung des Endenergiebedarfs im Betrachtungsgebiet auf die vier Verbrauchergruppen

Zusammenfassend lassen sich für die Energiebilanz im Ist-Zustand folgende Kernaussagen festhalten:

- ➔ Die thermische Endenergie nimmt einen Anteil von rund 55% des Gesamtendenergiebedarfs ein. Die dominierende Verbrauchergruppe ist der Sektor GHD/I/L.
- ➔ Rund 32% des gesamten Endenergiebedarfs sind der Verbrauchergruppe Verkehr zuzuordnen
- ➔ Die elektrische Endenergie nimmt einen Anteil von rund 13% des Gesamtendenergiebedarfs ein. Davon entfallen rund 2/3 auf die Verbrauchergruppe GHD/I/L und ein rund 1/3 auf die Privaten Haushalte.
- ➔ Ohne Berücksichtigung des Kernkraftwerks wird im Betrachtungsgebiet ein bilanzieller Deckungsanteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Höhe von 126 % erreicht.

3.2.2 CO₂-Bilanz

Zur Ermittlung der CO₂-Emissionen gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Herangehensweisen. Bislang existiert für die kommunale CO₂-Bilanzierung keine einheitliche Methodik die standardisiert angewendet wird oder aufgrund von verbindlichen Normen zwingend anzuwenden wäre.

Im Rahmen des Energiekonzepts wurden die CO₂-Emissionen mittels CO₂-Äquivalenten berechnet. Dabei wird für jeden Energieträger ein spezifischer CO₂-Emissionsfaktor ermittelt, das sogenannte CO₂-Äquivalent, das neben den direkten Emissionen (z. B. aus der Verbrennung von Erdgas) auch die vorgelagerten Bereitstellungsketten umfasst (Gewinnung und Transport des Energieträgers). Im CO₂-Äquivalent sind also alle klimawirksamen Emissionen enthalten, die für die Bereitstellung und Nutzung eines Energieträgers anfallen. Dies beinhaltet auch die Emissionen an weiteren klimawirksamen Gasen, wie z. B. Methan oder Distickstoffoxid (Lachgas), die auf die Klimawirksamkeit von Kohlendioxid normiert und im CO₂-Äquivalent verrechnet werden.

Die im Rahmen des Energiekonzepts verwendeten CO₂-Äquivalente wurden mit Hilfe des Lebenszyklus- und Stoffstromanalyse-Modells GEMIS in der Version 4.9 [GEMIS] ermittelt und sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Zusätzlich zu den in GEMIS bereits vordefinierten Prozessen wurden für das Energiekonzept durch die IfE GmbH eigene Prozessketten definiert, da die Standardwerte nicht in jedem Fall anwendbar oder kompatibel mit der gewählten Berechnungsmethodik sind. So ist beispielsweise in den vordefinierten GEMIS-Prozessketten für die Wärmebereitstellung in der Regel der Hilfsenergiebedarf (Strom) für den Wärmeerzeuger enthalten. Dieser Hilfsenergiebedarf wird im Rahmen des Energiekonzepts jedoch bereits gesondert über die Daten der Energieversorgungsunternehmen

(Stromlieferung an die Haushalte) erfasst und über das CO₂-Äquivalent für elektrischen Strom in CO₂-Emissionen umgerechnet. Würden nun die Standard-Prozessketten aus GEMIS verwendet, so würden die CO₂-Emissionen aus dem Hilfsenergiebedarf doppelt berücksichtigt. Daher wurden für die Wärmeerzeugung eigene Prozessketten ohne Hilfsenergiebedarf definiert. Die absoluten CO₂-Emissionen für die einzelnen Energieträger ergeben sich aus der eingesetzten Energiemenge multipliziert mit dem jeweiligen CO₂-Äquivalent. Für die Erzeugung elektrischer Energie innerhalb des Betrachtungsgebiets (z. B. aus Erneuerbaren Energien) wird eine CO₂-Gutschrift in Höhe des CO₂-Äquivalents für den deutschen Strommix auf Verteilnetzebene angesetzt. Dahinter steht die Annahme, dass diese Strommenge in gleicher Höhe Strom aus dem deutschen Kraftwerkspark verdrängt. Durch diese Betrachtungsweise können sich bilanziell negative CO₂-Emissionen ergeben. Dies ist in diesem Fall so zu interpretieren, dass gegenüber der durchschnittlichen Stromerzeugung in Deutschland CO₂-Emissionen eingespart werden.

Tabelle 4: Die CO₂-Äquivalente der jeweiligen Energieträger

CO₂-Äquivalente nach GEMIS 4.9 und eigenen Berechnungen IfE; 07/2014	
Brennstoff	CO₂-Äquivalent (Gesamte Prozesskette) [g/kWh]
Strom (dt. mix)	624,46
Erdgas	240,46
Flüssiggas	260,59
Heizöl EL	313,06
Diesel	319,00
Braunkohle	451,77
Uran	55,31
Biogas	92,37
Biomethan	113,25
Holzpellelets	17,58
Hackschnitzel	14,17
Scheitholz	11,37
Photovoltaik	62,50
Wasserkraft	6,42
Windenergie	9,22
Geothermie	36,65

Bezugsgröße: kWh Endenergie, Heizwert Hi

Die in diesem Kapitel ausgewiesene CO₂-Bilanz stellt die Summe der Emissionen in den einzelnen Kommunen des Betrachtungsgebiets dar. Die gemeindespezifischen Werte sind in den Gemeinde Steckbriefen enthalten.

Aus dem Gesamtendenergieverbrauch resultiert unter Gegenrechnung der im Betrachtungsgebiet bereits vorhandenen Stromeinspeisung Erneuerbarer Energien ein Ausstoß von rund 4.130.000 Tonnen CO₂ pro Jahr. Dies entspricht einem jährlichen Ausstoß klimawirksamer Gase von rund **9,2 Tonnen CO₂ pro Kopf**. Davon resultieren rund 5,5 Tonnen CO₂ pro Einwohner aus dem Einsatz elektrischer und thermischer Endenergie (inklusive Erneuerbare Energien) und rund 3,7 Tonnen CO₂ pro Einwohner aus dem Sektor Verkehr.

3.3 Kartografische Darstellung der Energie- und CO₂-Bilanz

Strom

In Abbildung 6 ist der absolute Strombedarf der einzelnen Kommunen und die übergeordneten Stromleitungsnetze ab einer Spannungsebene von 110 kV dargestellt. Es ist ersichtlich, dass nahezu alle Kommunen mit einem absolut hohen Strombedarf auch an die Stromnetze ab 110 kV angeschlossen sind (Stromnetzanalyse vgl. Kapitel 4.3.1).

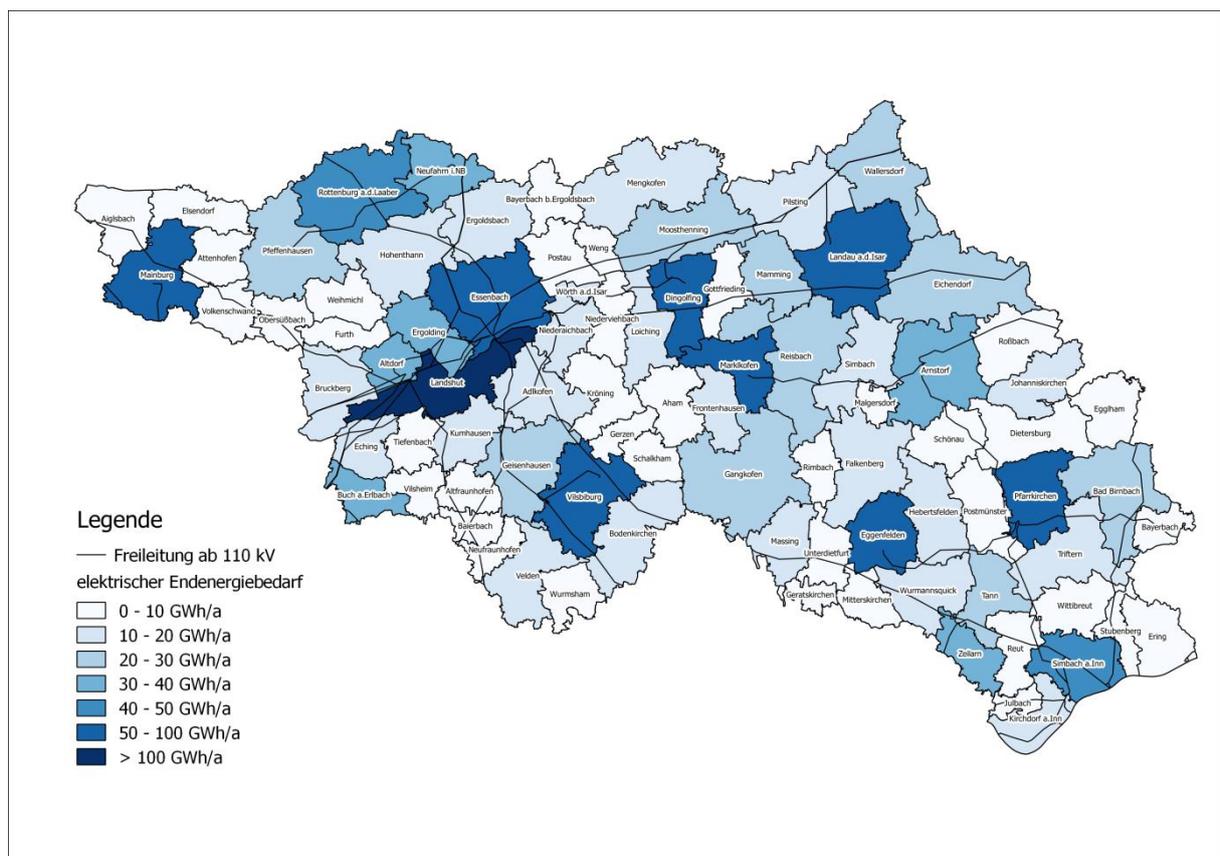


Abbildung 6: Der absolute elektrische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet

In Abbildung 7 ist der Strombedarf spezifisch auf die Anzahl der Einwohner in den jeweiligen Kommunen dargestellt. Es ist ersichtlich, dass insbesondere einige ländliche Kommunen den spezifisch höchsten Strombedarf aufweisen, was mit dort vorhandenen energieintensiven Betrieben zu erklären ist (Auswertung der Fragebögen Industrie [Fra Ind]).

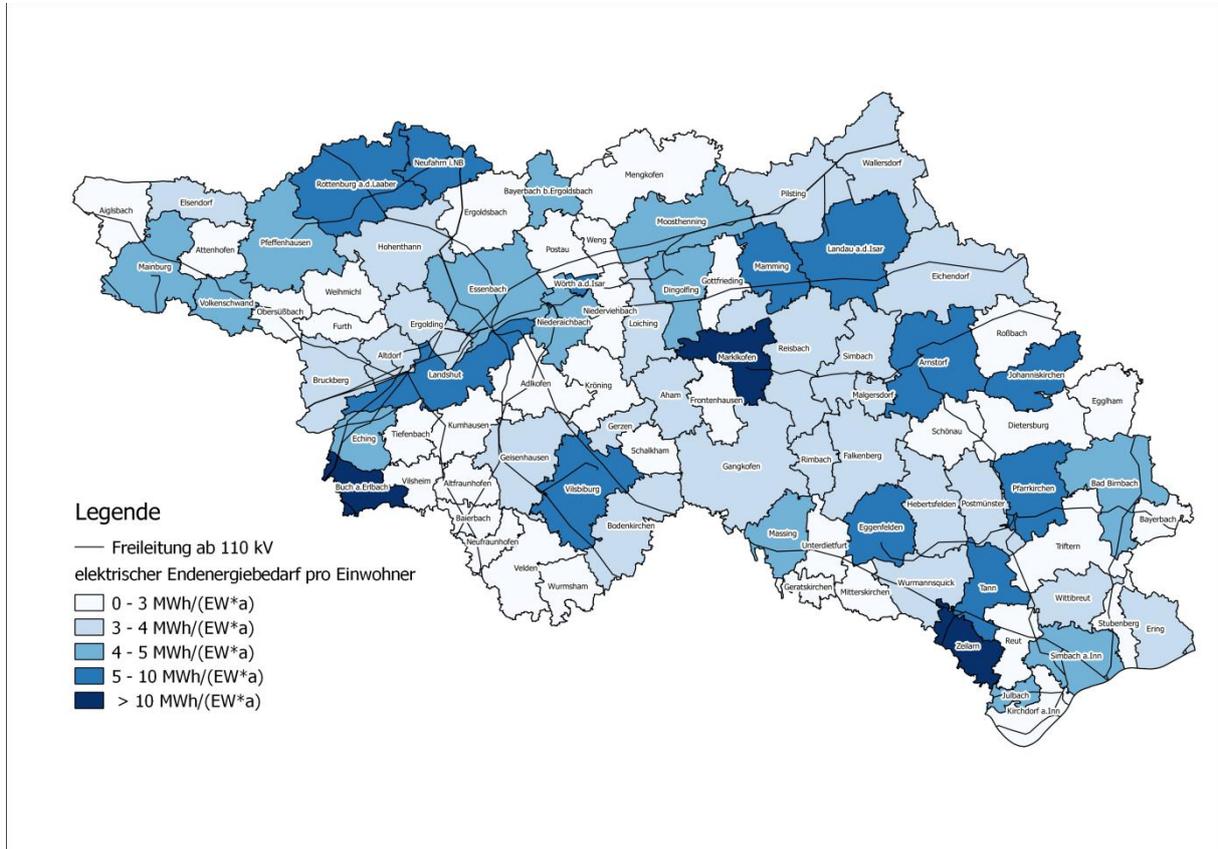


Abbildung 7: Der spezifische elektrische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet

In Abbildung 8 ist die im Betrachtungsgebiet absolute Stromproduktion örtlich bezogen dargestellt. Große Erzeuger sind hier beispielsweise das Kernkraftwerk in Essenbach, die Wasserkraftwerke entlang der Isar und dem Inn sowie große Freiflächenphotovoltaikanlagen und die Vielzahl vorhandener Biogasanlagen (siehe Abbildung 9). Windkraftanlagen spielen in der Planungsregion aktuell eine untergeordnete Rolle.

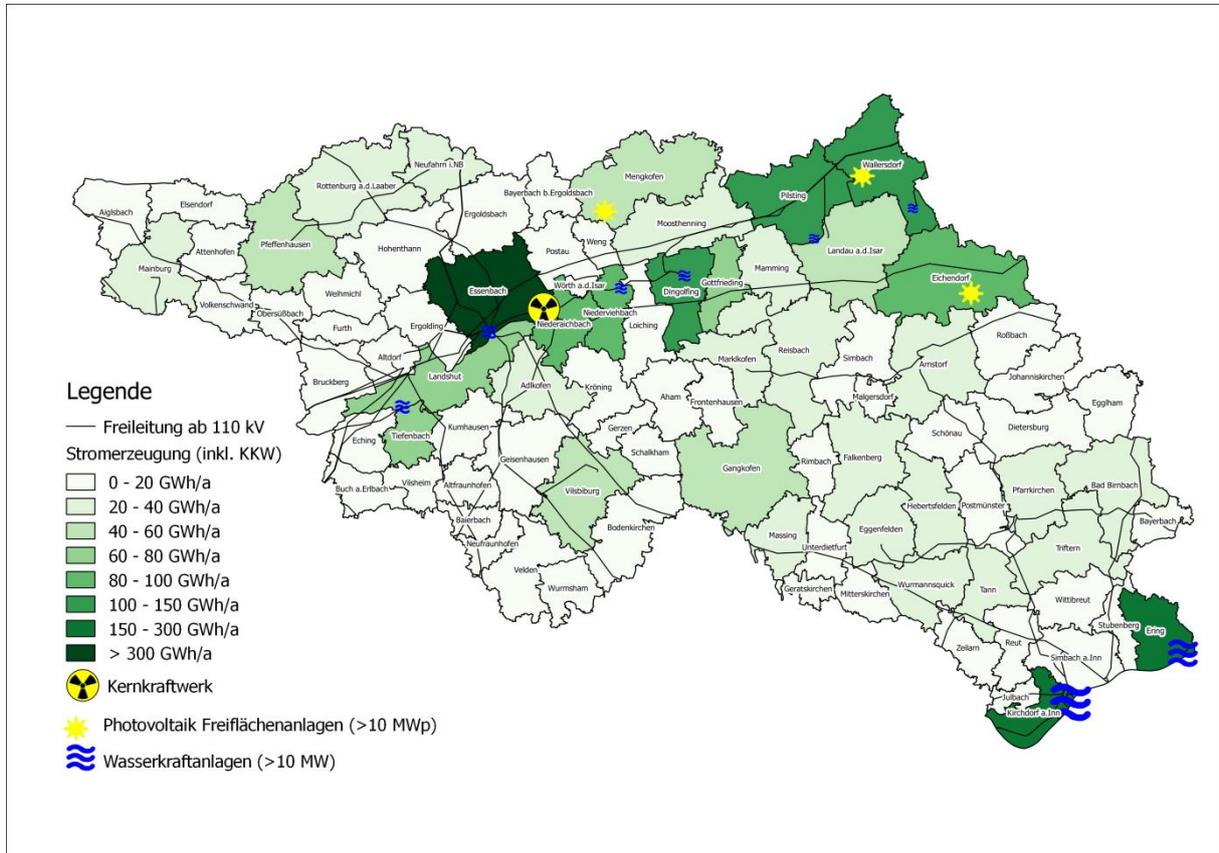


Abbildung 8: Absolute Stromproduktion im Betrachtungsgebiet mit Darstellung der „größeren“ Stromerzeugungsanlagen

Um die gleichmäßige Verteilung und die Vielzahl der Biogasanlagen zu verdeutlichen, sind diese in Abbildung 9 ergänzend dargestellt. In einem Großteil der Kommunen des Betrachtungsgebietes sind bereits Biogasanlagen installiert. Diese Erkenntnis wird im Maßnahmenkatalog (Kapitel 6 und Kapitel 7.1) aufgegriffen.

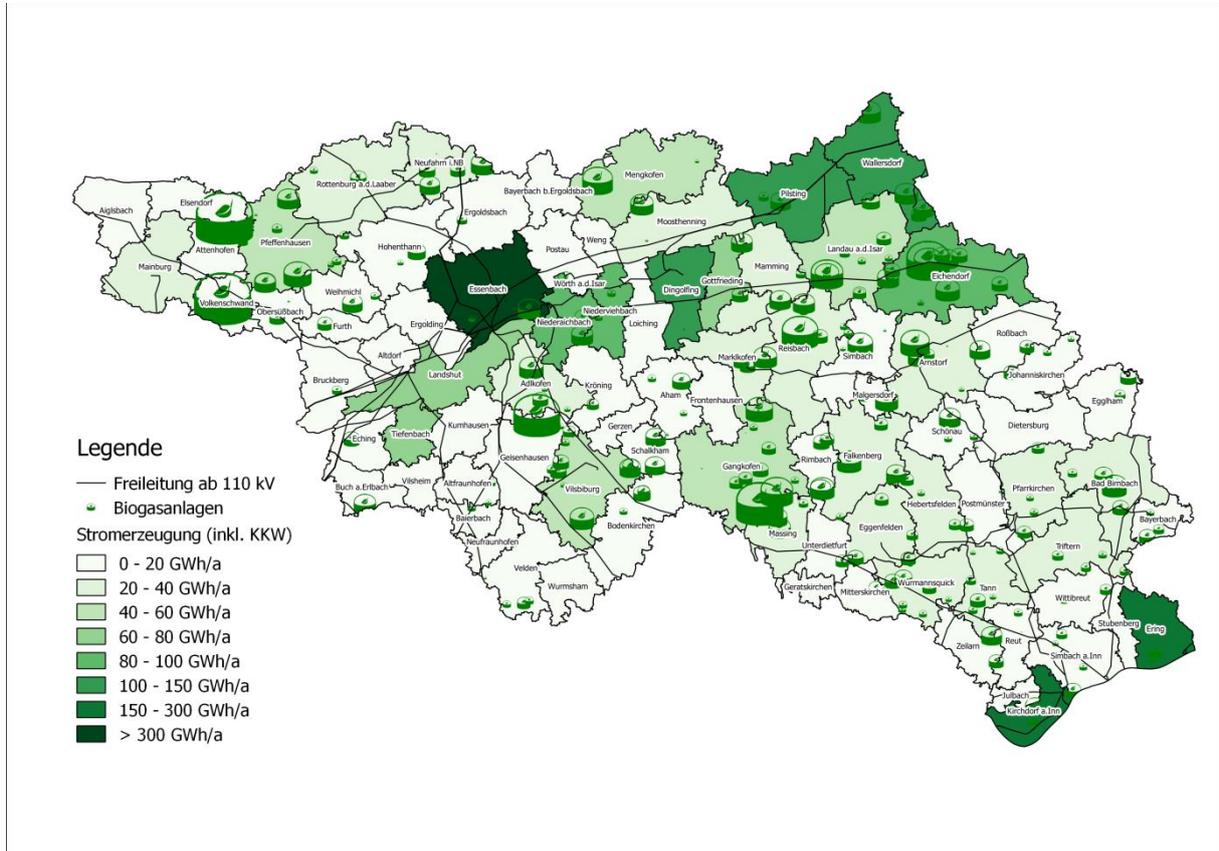


Abbildung 9: Absolute Stromproduktion im Betrachtungsgebiet mit Darstellung der Biogasanlagen

In Abbildung 10 ist der bilanzielle Deckungsanteil der Stromproduktion zum absoluten Verbrauch in den einzelnen Kommunen dargestellt. Mehr als die Hälfte der Kommunen weisen einen bilanziellen Deckungsanteil von über 100 % auf (es wird bilanziell mehr Strom produziert als verbraucht wird).

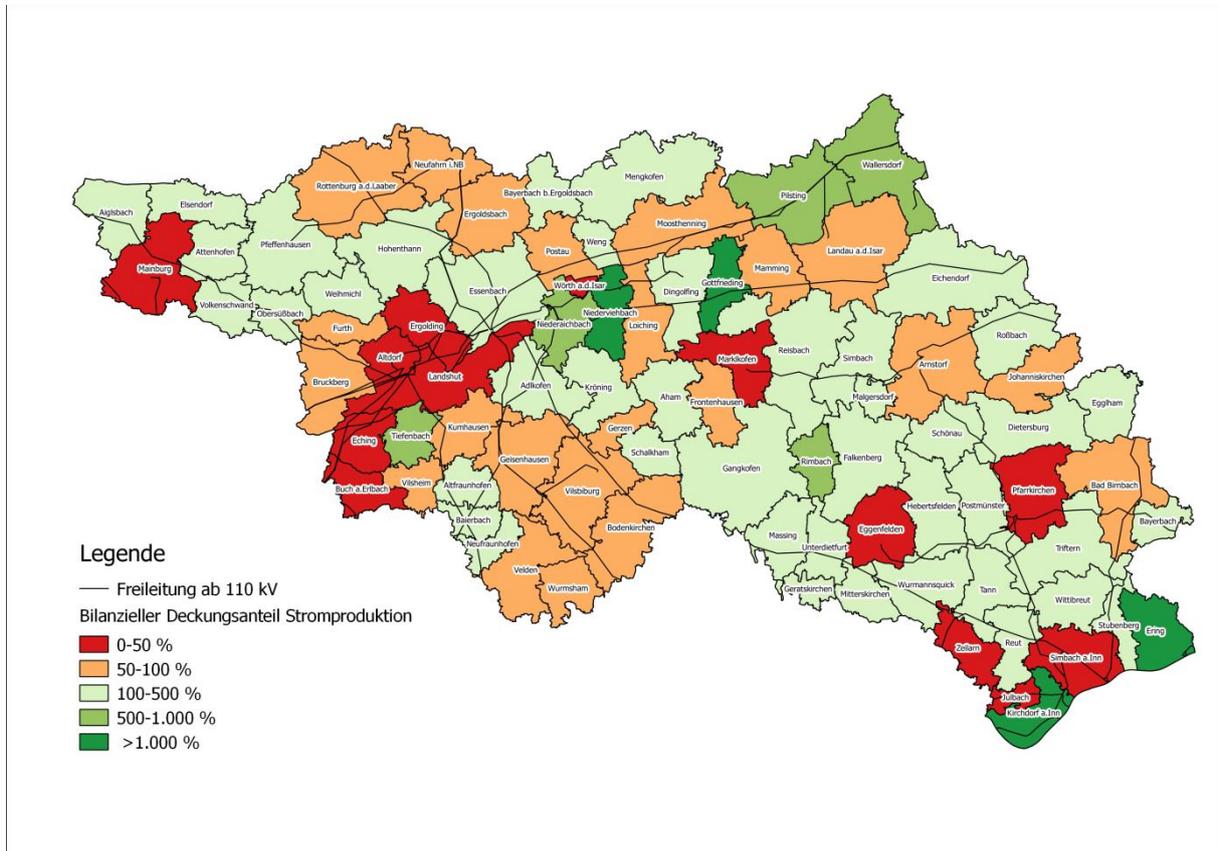


Abbildung 10: Bilanzieller Deckungsanteil der Stromproduktion im Betrachtungsgebiet

Wärme

In Abbildung 11 ist der absolute thermische Endenergiebedarf der einzelnen Kommunen und das übergeordnete Erdgasnetz dargestellt.

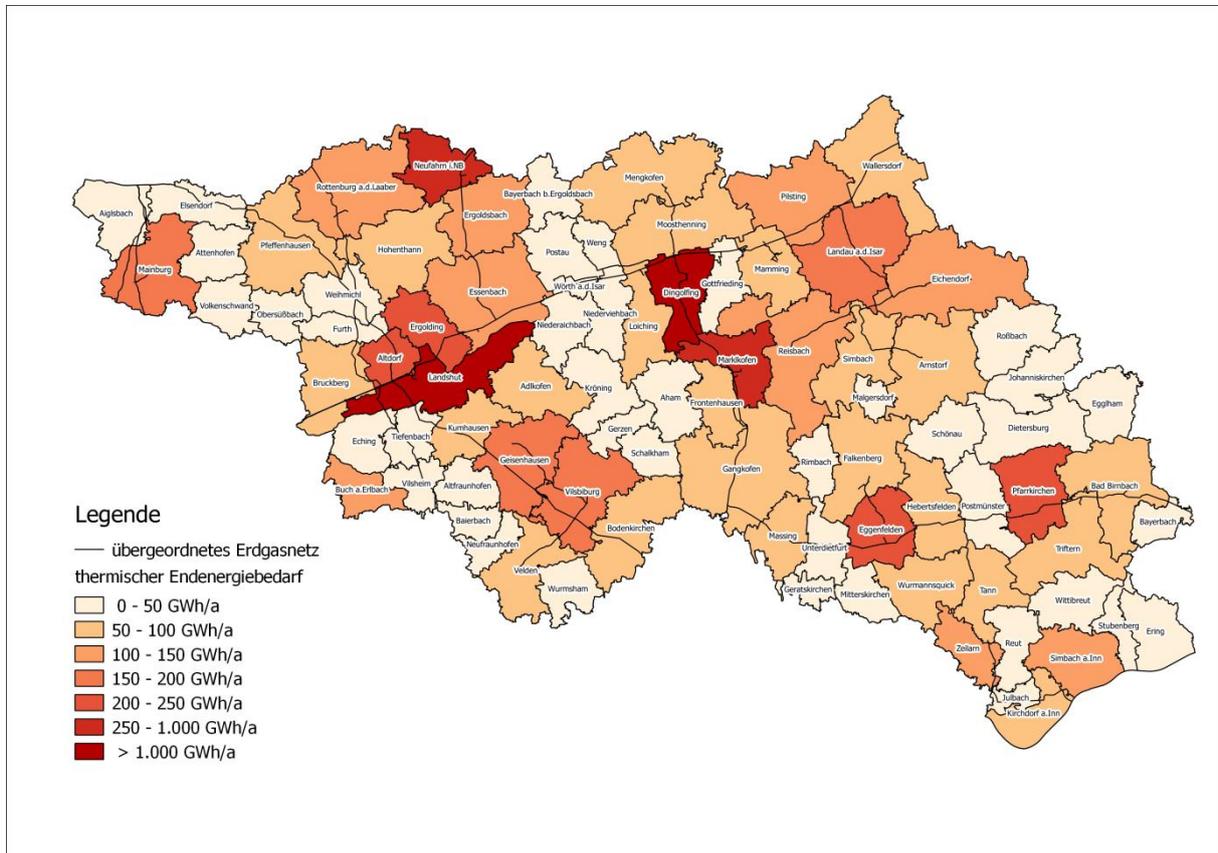


Abbildung 11: Der absolute thermische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet

In Abbildung 12 sind die Kommunen des Regionalen Planungsverbands mit einem Anschluss an das Erdgasnetz dargestellt. Bei Verschneidung von Abbildung 12 mit Abbildung 11 ist ersichtlich, dass die meisten Kommunen mit einem absolut hohen thermischen Energiebedarf auch an das Erdgasnetz angeschlossen sind. Dennoch konnten einzelne Kommunen identifiziert werden, die einen absolut hohen thermischen Energiebedarf aufweisen und noch nicht an das Erdgasnetz angeschlossen sind (z.B. Buch am Erlbach). Diese Erkenntnisse wurden auf kommunaler Ebene kommuniziert, um die weiteren Schritte mit den jeweiligen Energieversorgungsunternehmen einleiten zu können.

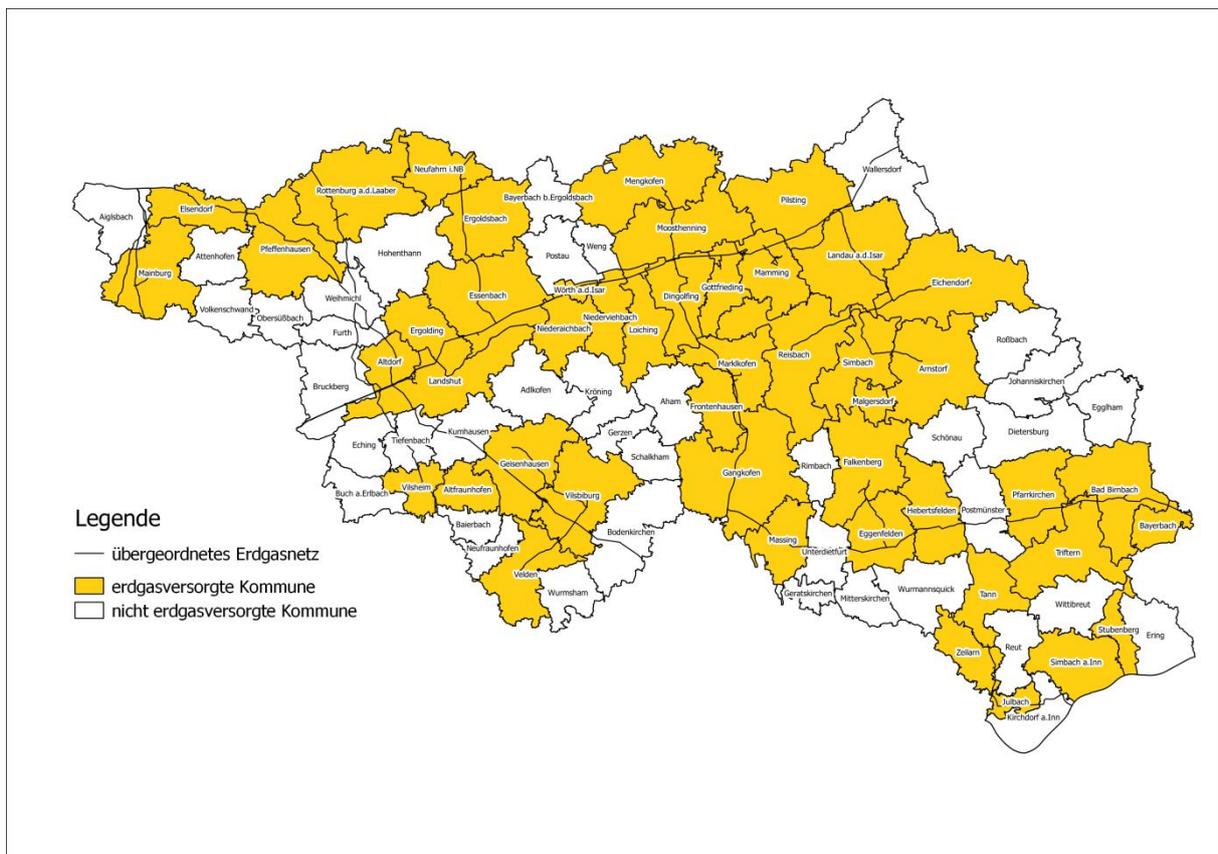


Abbildung 12: Erdgasversorgte Kommunen im Betrachtungsgebiet

In Abbildung 13 ist der thermische Endenergiebedarf spezifisch auf die Anzahl der Einwohner in den jeweiligen Kommunen dargestellt. Es ist ersichtlich, dass insbesondere einige ländliche Kommunen einen spezifisch hohen thermischen Endenergiebedarf aufweisen, was mit dort vorhandenen energieintensiven Betrieben zu erklären ist (Auswertung der Fragebögen Industrie [Fra Ind]).

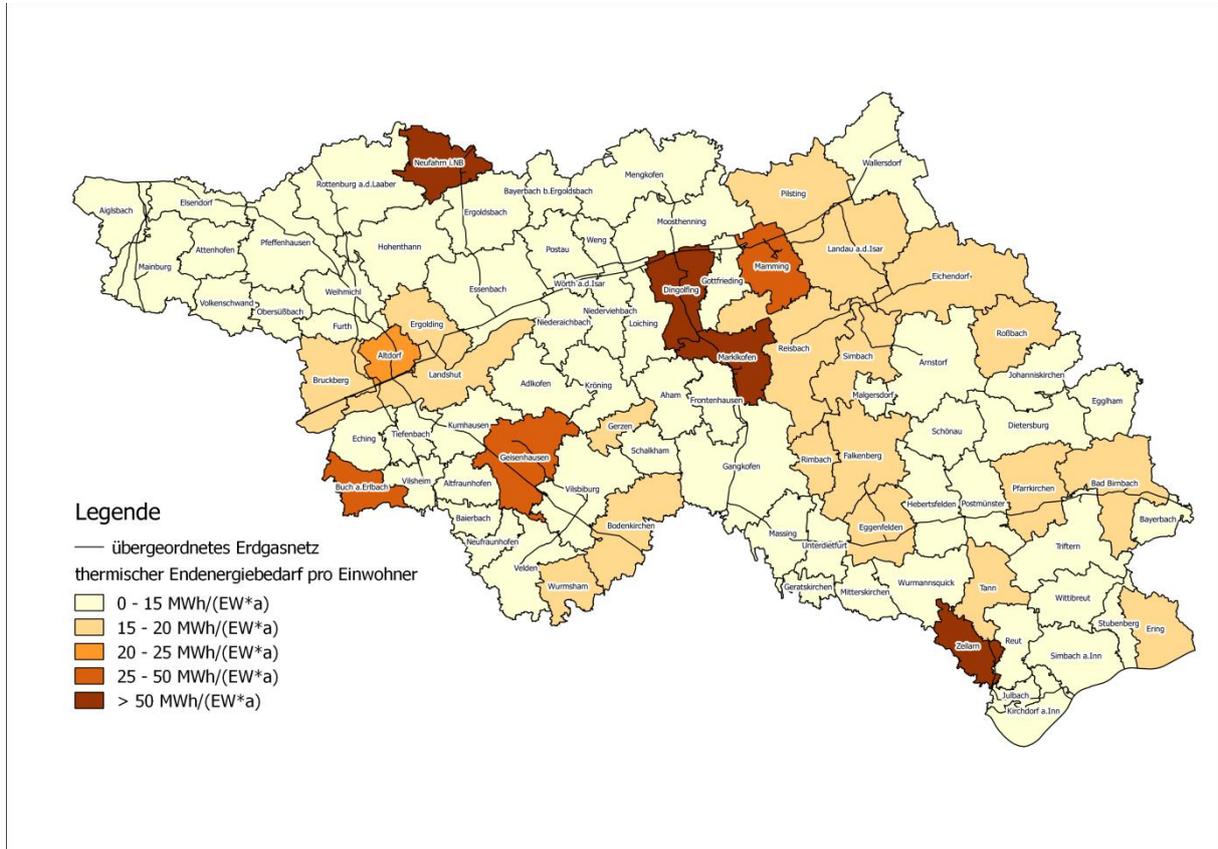


Abbildung 13: Der spezifische thermische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet

In Abbildung 14 sind die Kommunen mit identifizierten Wärmenetzen dargestellt. Insgesamt konnten über die Datenerhebung 47 Wärmenetze identifiziert werden. Davon werden 22 Wärmenetze aus Abwärme von Biogasanlagen gespeist.

Hinweis: Kleinere Wärmeverbundlösungen sind den Kommunen und EVU häufig nicht bekannt, weswegen diese ggf. nicht mit berücksichtigt wurden.

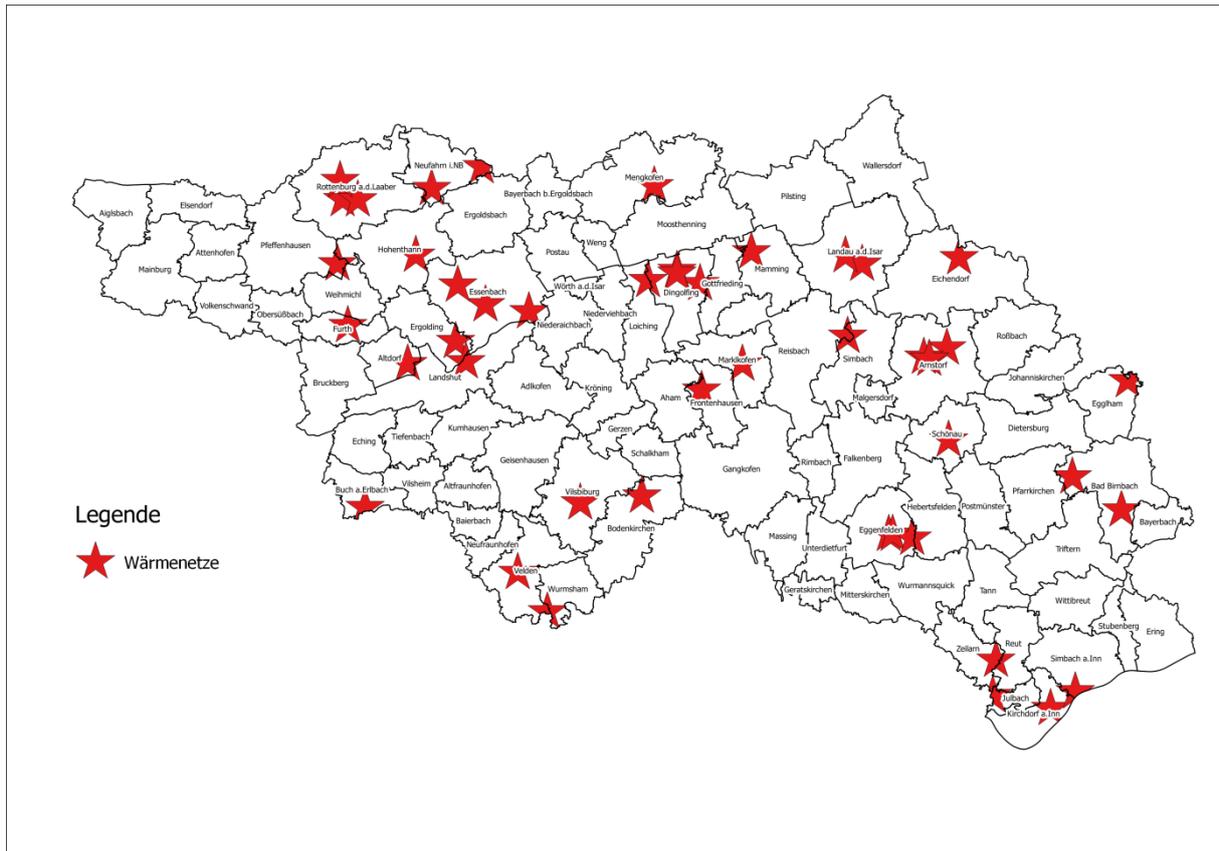


Abbildung 14: Die Wärmenetzstruktur im Betrachtungsgebiet

CO₂ – Emissionen (ohne Sektor Verkehr)

In Abbildung 15 sind die absoluten CO₂-Emissionen der einzelnen Kommunen ohne den Sektor Verkehr dargestellt. Einzelne Kommunen weisen hierbei einen bilanziell negativen CO₂-Ausstoß aus, was mit der hohen regenerativen Stromerzeugung begründet werden kann.

Hinweis: Der Sektor Verkehr wurde im Rahmen dieser territorialen Darstellung bewusst nicht berücksichtigt, da er nicht als stationär auftretend angesehen werden kann.

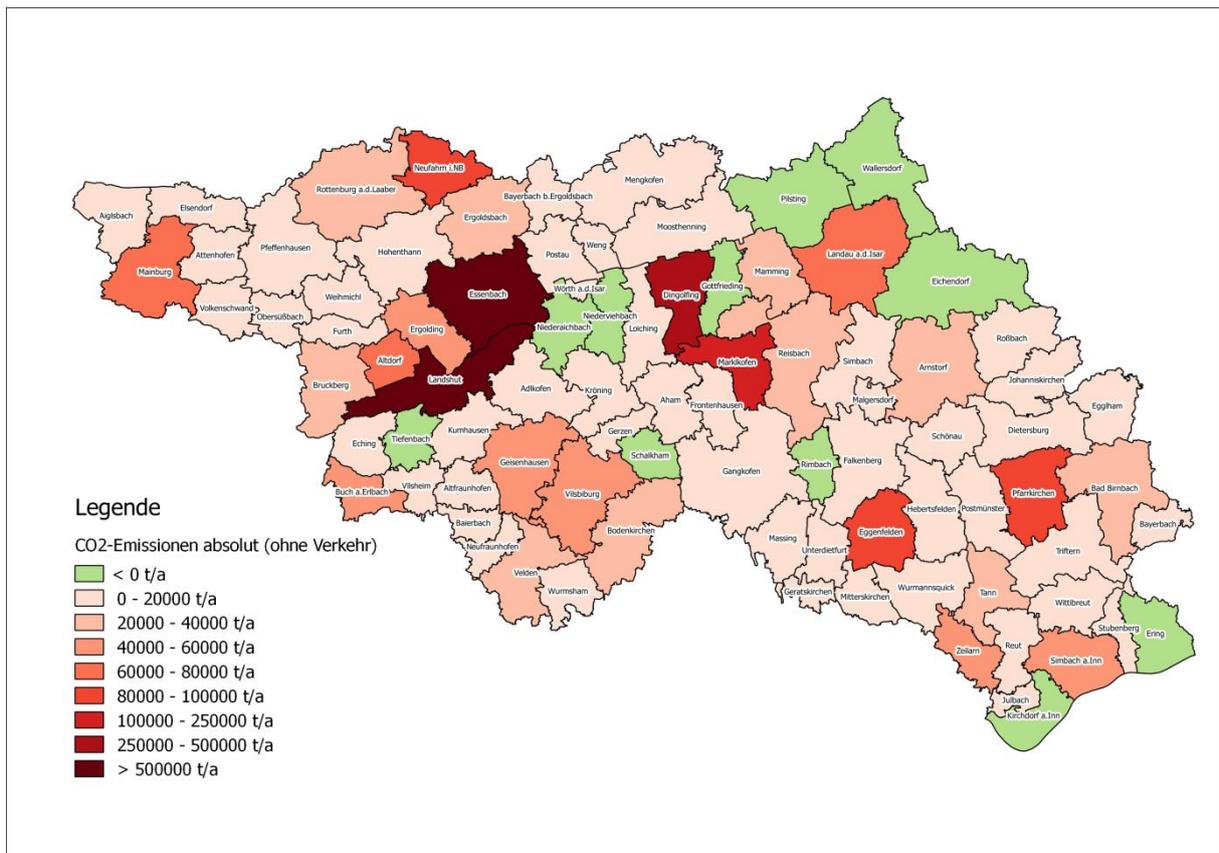


Abbildung 15: Die absoluten CO₂-Emissionen im Betrachtungsgebiet (ohne Berücksichtigung des Verkehrs)

In Abbildung 16 sind die CO₂-Emissionen spezifisch auf die Anzahl der Einwohner in den jeweiligen Kommunen bezogen dargestellt (Betrachtung ohne den Sektor Verkehr). Es ist ersichtlich, dass neben den großen Industriezentren insbesondere einige ländliche Kommunen spezifisch hohe CO₂-Emissionen aufweisen, was mit dort vorhandenen energieintensiven Betrieben zu erklären ist (Auswertung der Fragebögen Industrie [Fra Ind]).

Hinweis: Der Sektor Verkehr wurde im Rahmen dieser territorialen Darstellung bewusst nicht berücksichtigt, da er nicht als stationär auftretend angesehen werden kann.

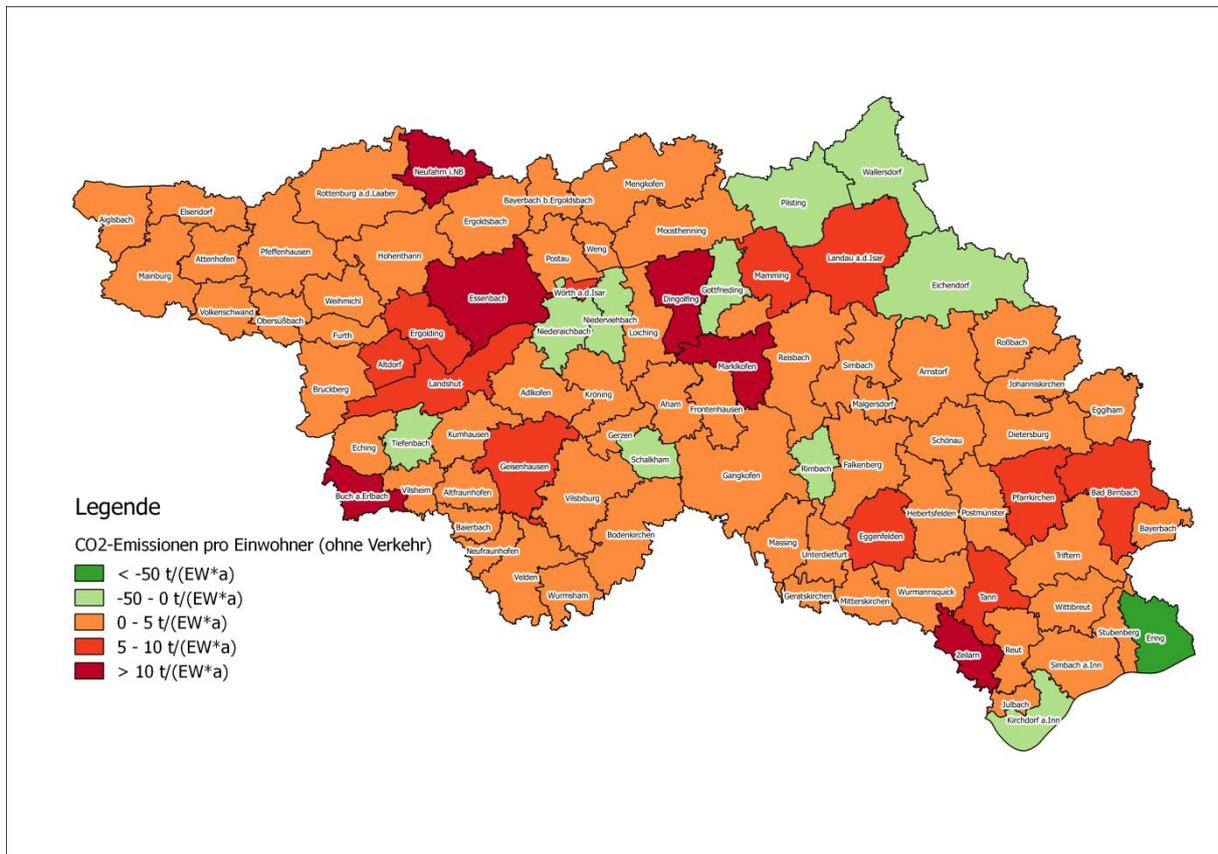


Abbildung 16: Die spezifischen CO₂-Emissionen im Betrachtungsgebiet (ohne Berücksichtigung des Verkehrs)

4 Potenzialanalyse

Im folgenden Kapitel werden die Energieeinspar- und Effizienzpotenziale sowie die Potenziale Erneuerbarer Energien als Summe für die gesamte Planungsregion dargestellt. Die kommunenscharfe Potenzialanalyse ist in den Gemeindesteckbriefen enthalten.

Hinweis:

Sowohl für die Energieeinspar- und Effizienzpotenziale als auch für die Potenziale der Erneuerbaren Energien gilt, dass keine Ergebnisse aus bereits vorliegenden Energiekonzepten/ Energienutzungsplänen oder Energie- und Klimaschutzkonzepten einzelner Kommunen übernommen worden sind. Das heißt, dass die Potenzialanalyse für alle 87 Kommunen des Regionalen Planungsverbandes einheitlich mittels der nachfolgend beschriebenen Methodik durchgeführt worden ist. Aus diesem Grund kann es zu Abweichungen im Vergleich zu Bestandskonzepten kommen. Diese können durch unterschiedliche Datenquellen, Methodik, Abschlagsfaktoren, spezifische Kennwerte und ggf. individuelle Abstimmungen vor Ort begründet sein.

4.1 Potenziale zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz

4.1.1 Potenzialbegriffe

Unter dem Begriff „**Potenzial**“ wird nachfolgend das nach dem aktuellen Stand der Technik unter Beachtung der rechtlichen Rahmenbedingungen umsetzbare Potenzial verstanden (technisches Potenzial). Davon zu unterscheiden sind das theoretische und das wirtschaftliche Potenzial. Das theoretische Potenzial ist das Potenzial, das unter Ausnutzung aller Ressourcen theoretisch verfügbar wäre und ist demzufolge größer als das technisch tatsächlich umsetzbare Potenzial. Das wirtschaftliche Potenzial ist eine Teilmenge des technischen Potenzials und umfasst nur die Maßnahmen, die sich unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich sinnvoll umsetzen lassen. In der Praxis ist eine scharfe Abgrenzung des Potenzialbegriffs allerdings nicht immer möglich. Im Allgemeinen gilt:

$$\text{Theoretisches Potenzial} > \text{Technisches Potenzial} > \text{Wirtschaftliches Potenzial}$$

Der angenommene **Betrachtungszeitraum** zur Ermittlung der Potenziale zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz beträgt 17 Jahre, d. h. es wird angenommen, dass sich die ermittelten Potenziale innerhalb der nächsten 17 Jahre umsetzen lassen. Die dargestellten Ergebnisse beziehen sich stets auf den Endzustand nach 17 Jahren im Jahr 2030 (Ausbauziel) im Vergleich zum Ausgangszustand im Bilanzjahr 2013.

4.1.2 Methodik

Im Rahmen der Potenzialermittlung zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz wurden für die einzelnen Verbrauchergruppen jeweils drei unterschiedliche Szenarien für die Einsparpotenziale ausgearbeitet. Die jeweiligen Szenarien entsprechen dabei prozentualen jährlichen Einsparungen bezogen auf den energetischen Ist-Zustand bis zum Bilanzjahr 2030. Die Ermittlung der Höhe der prozentualen Einsparung in den jeweiligen Verbrauchergruppen ist in den nachfolgenden Kapiteln erläutert und wurde im Zuge der Steuerungsrunden abgestimmt.

- **Szenario 1** entspricht dabei den jährlichen Einsparpotenzialen, wie sie aktuell bereits umgesetzt werden. Insbesondere ist hier ersichtlich, dass im Strombereich absolut keine Einsparung erfolgen würde (Einsparungen werden durch den Einsatz weiterer, neuer Anwendungsbereiche aufgehoben).
- **Szenario 2** beschreibt ein ambitioniertes aber nach Erfahrungswerten realistisch umsetzbares Einsparpotenzial. Hierfür sind jedoch Anstrengungen erforderlich, um eine Sensibilisierung in den einzelnen Verbrauchergruppen zu erreichen.
- **Szenario 3** beschreibt ein euphorisches Ziel, was nur mit höchsten Anstrengungen aller Verbrauchergruppen zu realisieren sein wird, insbesondere bei den absoluten Einsparpotenzialen im Strombereich.

Tabelle 5: Prozentuale Energieeinsparung und Effizienzsteigerung als Basis der Szenarien

	Haushalte		Kommunale Liegenschaften		GHD/L		Industrie	
	thermisch	elektrisch	thermisch	elektrisch	thermisch	elektrisch	thermisch	elektrisch
	Sanierungsrate %/a	%/a	%/a	%/a	%/a	%/a	%/a	%/a
Szenario 1	1,0	0,0	1,5	0,0	1,0	0,0	0,0	0,0
Szenario 2	2,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,0	1,0	1,0
Szenario 3	2,0	2,0	1,5	2,0	1,5	2,0	1,5	2,0

Hinweis:

Die Verbrauchergruppe Gewerbe, Handel, Dienstleistung/Landwirtschaft (GHD/L) und Industrie wurde im Rahmen dieser Berechnungen unterteilt, was mit den unterschiedlichen energetischen Verbrauchsprofilen begründet werden kann (Bsp: Industrie ist häufig von Prozesswärme dominiert, während im Bereich GHD/L häufig Raumwärme für Gebäudebeheizung den größten Anteil hat)

4.1.2.1 Private Haushalte

Ausgehend vom Gebäudebestand und der Gebäudealtersstruktur in den einzelnen Kommunen [Sta-Ba Woh] wurde das energetische Einsparpotenzial durch Gebäudesanierung bzw. Wärmedämmmaßnahmen berechnet. Zudem trägt der Einsatz von stromsparenden Haushaltsgeräten zu einer Reduzierung des Stromverbrauches und somit auch zu einer Reduktion des CO₂-Ausstoßes bei.

- Es wird angenommen, dass bezogen auf den Ist-Zustand in den nächsten 17 Jahren je nach Szenario eine mittlere Sanierungsrate von 1,0 bis 2,0 % der gesamten Wohnfläche pro Jahr auf den EnEV 2014 Standard erreicht wird

Hinweis: (Eine Sanierungsrate von 1%/a entspricht ca. dem bundesdeutschen Mittelwert [BMUB S]; eine Sanierungsrate von 2%/a stellt eine ehrgeizige Rate dar).

- Durch konsequentes Umsetzen von Maßnahmen zur Reduzierung des elektrischen Energieverbrauchs in den privaten Haushalten wird hierbei angenommen, dass bezogen auf den Ist-Zustand in den nächsten 17 Jahren je nach Szenario jährlich bis zu 2 %/a des derzeitigen Stromverbrauchs eingespart werden

4.1.2.2 Gewerbe, Handel, Dienstleistung, Landwirtschaft und Industrie

Grundsätzlich ist die Potenzialabschätzung im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung / Landwirtschaft und Industrie mit Unsicherheiten behaftet. Eine genaue Analyse der Energieeinsparpotenziale (insbesondere im Bereich Industrie) kann nur durch eine ausführliche Begehung sämtlicher Betriebe sowie der damit verbundenen, umfangreichen Datenerhebungen erfolgen. In Abstimmung mit den beteiligten Akteuren erfolgt die Ermittlung der Einsparpotenziale in der Verbrauchergruppe GHD/I/L daher in Annäherung an die EU-Energie-Effizienzrichtlinie (EED) [EED] vom 04. Dezember 2012. Es wird angenommen, dass bezogen auf den Ist-Zustand in den nächsten 17 Jahren je nach Szenario jährlich

- bis zu 1,5% des thermischen Endenergiebedarfs
- bis zu 2,0% des elektrischen Endenergiebedarfs

eingespart werden können.

4.1.2.3 Kommunale Liegenschaften

Auch für die kommunalen Liegenschaften ergibt sich ein Einsparpotenzial durch die Gebäudesanierung bzw. Wärmedämmmaßnahmen und den Einsatz stromsparender Geräte. Die Kommunen legen bei Neubauten und Sanierungsmaßnahmen größten Wert auf den effizienten Einsatz von thermischer und elektrischer Energie, sind jedoch häufig an langfristige Finanzierungspläne gebunden. Aus diesem Grund wird je nach Szenario für die nächsten 17 Jahre von einer

- mittleren Sanierungsrate von bis zu 1,5%/a
- mittleren Stromeinsparung von bis zu 2%/a

ausgegangen.

4.1.3 Ergebnisse der Szenarienberechnung

In Tabelle 6 ist der künftige Energiebedarf nach Umsetzung der beschriebenen Einspar- und Effizienzsteigerungspotenziale für die 3 ausgearbeiteten Szenarien (siehe Tabelle 5) dargestellt. Die jeweiligen Ergebnisse beziehen sich hierbei auf das Bilanzjahr 2030 und entsprechen der Summe aller Kommunen im Betrachtungsgebiet. Die kommunenspezifischen Ergebnisse sind in den Gemeindesteckbriefen wiedergegeben.

Tabelle 6: Zusammenfassung des künftigen Endenergiebedarfes im Jahr 2030 unter Berücksichtigung der Einsparpotenziale in den 3 Szenarien

	Endenergiebedarf nach Einsparung/Effizienzsteigerung für:					
	Haushalte		Kommunale Liegenschaften		GHD/I/L	
	thermisch	elektrisch	thermisch	elektrisch	thermisch	elektrisch
	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Ist-Zustand	3.416.847	634.743	146.457	69.066	5.324.303	1.448.362
Szenario 1	2.985.656	634.743	104.274	69.066	4.657.557	1.448.362
Szenario 2	2.575.740	451.924	104.274	49.174	3.967.804	1.152.913
Szenario 3	2.575.740	380.692	104.274	41.423	3.790.796	924.258

Summe der Einsparpotenziale über alle Verbrauchergruppen

Szenario 1:

Einsparpotenzial thermisch: 1.140.000 MWh/a, entsprechend rund 13% vom Ist-Zustand

Einsparpotenzial elektrisch: 0 MWh/a, entsprechend 0% vom Ist-Zustand

CO₂-Einsparung: 262.000 t/a, entsprechend rund 6% vom Ist-Zustand

Szenario 2:

Einsparpotenzial thermisch: 2.240.000 MWh/a, entsprechend rund 25% vom Ist-Zustand

Einsparpotenzial elektrisch: 498.000 MWh/a, entsprechend 23% vom Ist-Zustand

CO₂-Einsparung: 825.000 t/a, entsprechend rund 20% vom Ist-Zustand

Szenario 3:

Einsparpotenzial thermisch: 2.420.000 MWh/a, entsprechend rund 27% vom Ist-Zustand

Einsparpotenzial elektrisch: 806.000 MWh/a, entsprechend 37% vom Ist-Zustand

CO₂-Einsparung: 988.000 t/a, entsprechend rund 24% vom Ist-Zustand

→ Im Rahmen der Steuerungsrunde am 09.06.2016 wurde einstimmig beschlossen, Szenario 2 als Grundlage für die Handlungsempfehlungen im Maßnahmenkatalog festzulegen.

Szenario 2 beschreibt ein ambitioniertes aber realistisch umsetzbares Einsparpotenzial. Hierfür sind jedoch künftig weitere Anstrengungen erforderlich, um die anvisierte Energieeinsparung in den einzelnen Verbrauchergruppen zu erreichen.

In Abbildung 17 und Abbildung 18 sind die Einsparpotenziale gemäß Szenario 2 für die einzelnen Landkreise und die Stadt Landshut dargestellt.

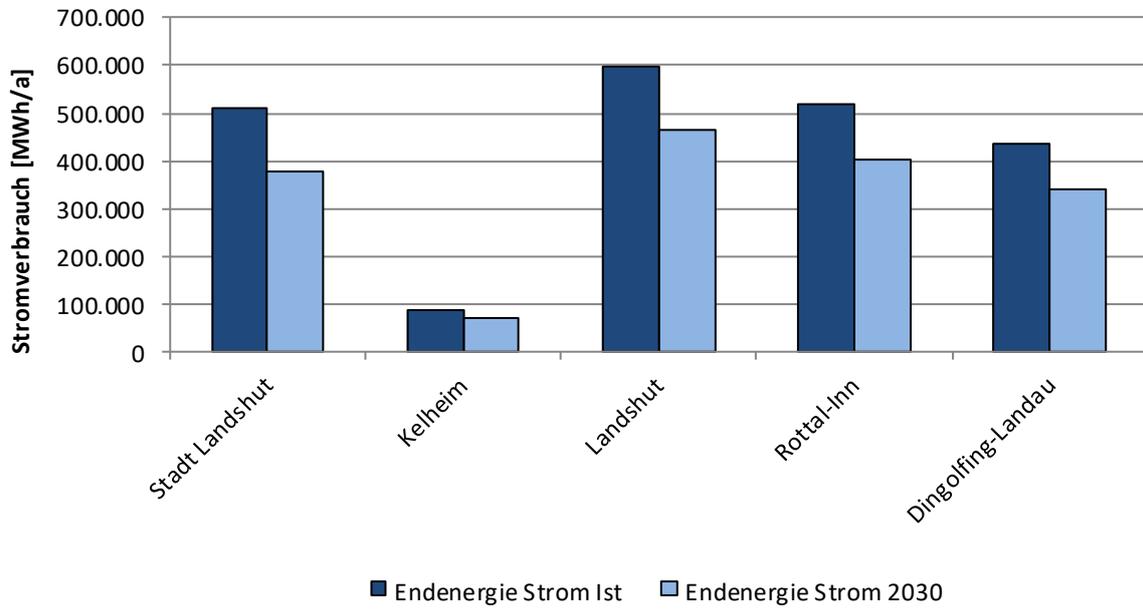


Abbildung 17: Die Einsparpotenziale elektrisch gemäß Szenario 2 in den einzelnen Landkreisen und der Stadt Landshut

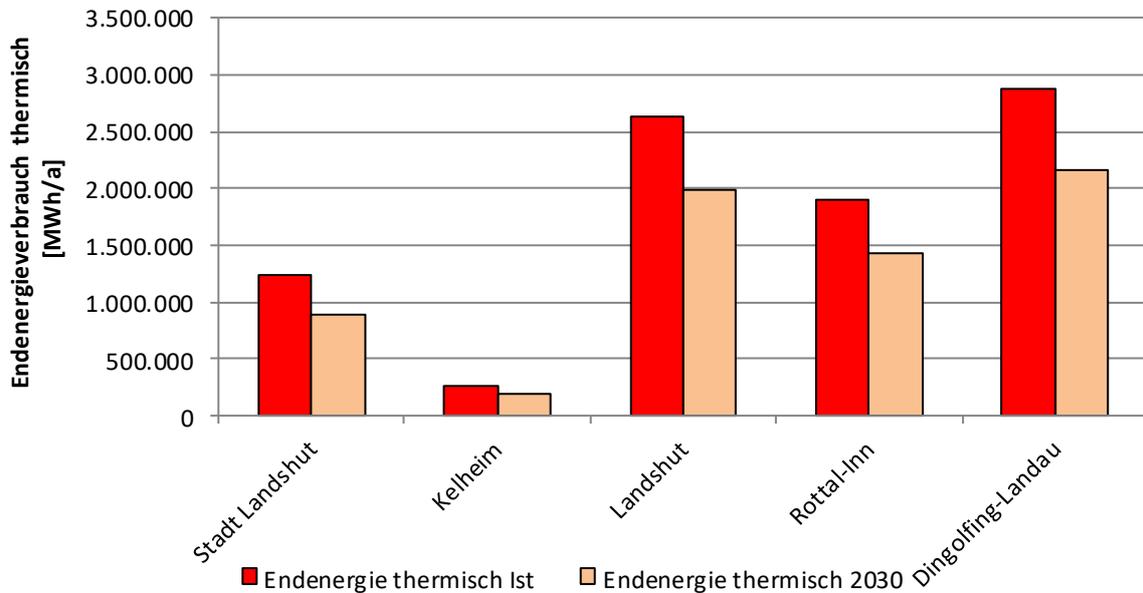


Abbildung 18: Die Einsparpotenziale thermisch gemäß Szenario 2 in den einzelnen Landkreisen und der Stadt Landshut

4.2 Potenziale zum Ausbau der Erneuerbaren Energien

Im Folgenden werden die Potenziale zur Energiebereitstellung durch regenerative Energieträger im Regionalen Planungsverband Landshut analysiert. Die Analysen sind i.d.R. als überschlägige Abschätzung zu verstehen und ersetzen keine detaillierte Machbarkeitsstudie. Es werden folgende Erneuerbare Energiepotenziale je Kommune einheitlich quantifiziert:

- Windenergie
- Solarthermie/Photovoltaik Dach
- Photovoltaik Freiflächen
- Biomasse (Bioabfall, Biogas, Holz)
- Wasserkraft

Die Potenziale für oberflächennahe sowie tiefe Geothermie werden ausschließlich kartografisch dargestellt und in ihrer Höhe nicht quantifiziert. Die Potenziale der Photovoltaikfreiflächenanlagen sowie der Windenergieanlagen werden georeferenziert dargestellt.

4.2.1 Potenzialbegriffe

Bei der nachfolgenden Potenzialanalyse wird zwischen folgenden verschiedenen Potenzialbegriffen unterschieden:

- **Theoretisches Potenzial:** Das theoretische Potenzial beschreibt das „gesamte physikalisch nutzbare Energieangebot eines Energieträgers oder einer Energietechnik innerhalb des Untersuchungsgebietes zu einem bestimmten Zeitpunkt“ [Kaltschmitt]. Es wird allein durch die physikalischen Nutzungsgrenzen bestimmt und markiert damit die Grenze des theoretisch realisierbaren Beitrags zur Energiebereitstellung. Zum Beispiel ist das theoretische Potenzial der Sonnenenergie naturgemäß enorm, da die eingestrahlte Sonnenenergie die Menge des gegenwärtigen Energiebedarfs der Menschheit um ein tausendfaches übertrifft. Aufgrund verschiedener Faktoren und Restriktionen (verfügbare Fläche, Systemwirkungsgrad, Verschattung etc.) ist das tatsächlich realisierbare Potenzial um ein vielfaches geringer. Das theoretische Potenzial macht wenig Aussage darüber, was mit der jeweiligen Technologie tatsächlich realisiert werden kann und wird daher im Folgenden nicht weiter ausgewiesen.
- **Technisches Potenzial:** Das technische Potenzial beschreibt den Anteil des theoretischen Potenzials, der unter Berücksichtigung gegebener technischer Randbedingungen nutzbar ist. Zusätzlich werden u.a. strukturelle Restriktionen sowie ggf. gesetzliche Vorgaben berücksichtigt. Nicht berücksichtigt werden hingegen Akzeptanzprobleme (z.B. in der Bevölkerung), da

diese letztlich keine technischen Einschränkungen darstellen [Kaltschmitt]. Die Differenz aus technischem (Gesamt-)potenzial und Bestand an erneuerbaren Energien (Datenbasis Ist-Analyse) bildet das technische **Zubaupotenzial**, das zum Ausschöpfen der erneuerbaren Energiequellen in der Planungsregion noch zur Verfügung steht.

- **Wirtschaftliches Potenzial:** Unter dem wirtschaftlichen Potenzial wird der Teil des technischen Potenzials verstanden, der unter den angenommenen bzw. gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen wirtschaftlich erschlossen werden könnte. Das wirtschaftliche Potenzial ist daher zum einen vom Zeitpunkt und zum anderen selbstredend auch von der Sichtweise der Wirtschaftlichkeit abhängig (geforderte Höhe bspw. der Eigenkapitalverzinsung) [Kaltschmitt].

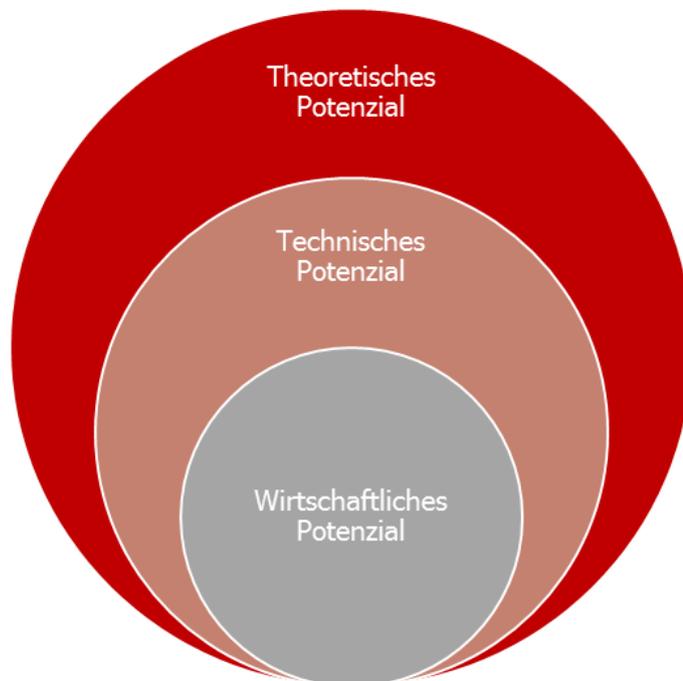


Abbildung 19: Darstellung der verschiedenen Potenzialarten

4.2.2 Windenergiepotenzial

Zur Identifikation etwaiger Windenergiepotenziale wird in Abstimmung mit dem Auftraggeber auf den bestehenden Regionalplan / Teilbereich Wind zurückgegriffen und die dort ausgewiesenen Vorrang¹- und Vorbehaltsflächen² für die Windenergienutzung in der Planungsregion Landshut als Basis für die Potenzialermittlung „Windenergie“ verwendet. Sämtliche sogenannten unbeplante „weiße Gebiete“³ der Planungsregion Landshut sind dementsprechend in der nachfolgenden Potenzialermittlung nicht berücksichtigt worden.

Nachfolgende Abbildung 20 zeigt die Vorrang- und Vorbehaltsgebiete in der Planungsregion Landshut gemäß dem Regionalplan / Teilbereich Wind. Aus dieser wird bereits ersichtlich, dass sich die Potenziale zur Windenergienutzung in der Planungsregion hauptsächlich auf den Nord- und Südwesten der Region konzentrieren.

¹ Vorranggebiete: „Bereiche mit ausreichender Windhäufigkeit von 5 m/s Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe oder mehr; Standorte, an denen keine derzeit bekannten Ausschlusskriterien zum Tragen kommen“ [PlanVer].

² Vorbehaltsgebiete: „Bereiche mit ausreichender Windhäufigkeit; Standorte, an denen Restriktionskriterien zum Tragen kommen“ [PlanVer].

³ Unbeplante Gebiete ohne regionalplanerische Aussage: „Bereiche mit geringer Windhäufigkeit, aber ohne Ausschlusskriterien; die Abwägung von Restriktionskriterien soll erst bei einem konkreten Vorhaben entschieden werden“ [PlanVer].

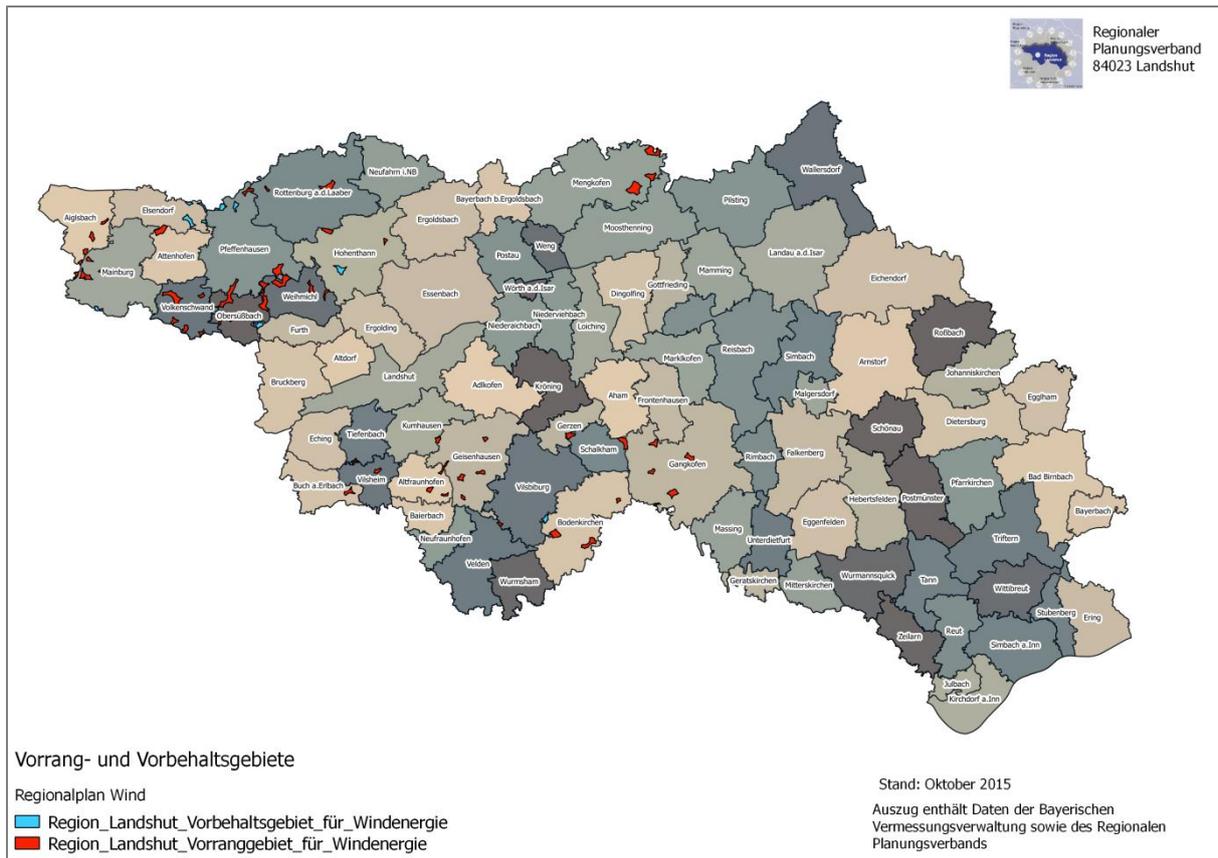


Abbildung 20: Vorrang- und Vorbehaltsgebiete in der Planungsregion Landshut gemäß Regionalplan / Teilbereich Wind

Quelle: [PlanVer]

Abbildung 21 und Abbildung 23 stellen die Methodik zur Ermittlung des Windenergiepotenzials in der Planungsregion Landshut dar. Wie Abbildung 21 zeigt, ist in einem ersten Schritt die Definition der Referenzenergieanlage erfolgt, die in allen Kommunen mit Potenzialstandorten (Vorrang- und Vorbehaltsgebiete) sowohl zur Ermittlung der möglichen Anlagenzahl je Potenzialfläche als auch zur Ermittlung des Energieertrags verwendet worden ist. Es ist die Referenzanlage Nordex N117/3000 mit einer elektrischen Nennleistung in Höhe von 3 MW und einem Rotordurchmesser von 117 m [Nordex] gewählt worden. In einem zweiten Schritt sind auf Basis der Referenzanlage die jeweiligen potenziellen Anlagenstandorte innerhalb der Vorrang- und Vorbehaltsgebiete festgelegt worden. Die Festlegung erfolgt unter der Annahme, dass die Windenergieanlagen einen Abstand in Höhe des 7-fachen Rotordurchmessers in Hauptwindrichtung (HWR) und einen in Höhe des 5-fachen Rotordurchmessers in Nebenwindrichtung (NWR) einhalten müssen, um eine gegenseitige negative Beeinträchtigung der Windenergieanlagen zu vermeiden⁴. Als Basis für die Definition der Hauptwindrichtung

⁴ vgl. auch Telefonat mit Nordex, Herrn Anegg am 12.03.2015.

tung innerhalb der Potenzialflächen wird die Stärkewindrose des Deutschen Wetterdienstes der Station Gottfrieding⁵ [DWD] verwendet. Ergebnis dieser ersten drei Schritte der Potenzialermittlung „Wind“ für die Planungsregion Landshut sind die georeferenzierten Anlagenstandorte in den einzelnen Vorrang- und Vorbehaltsgebieten der Planungsregion.

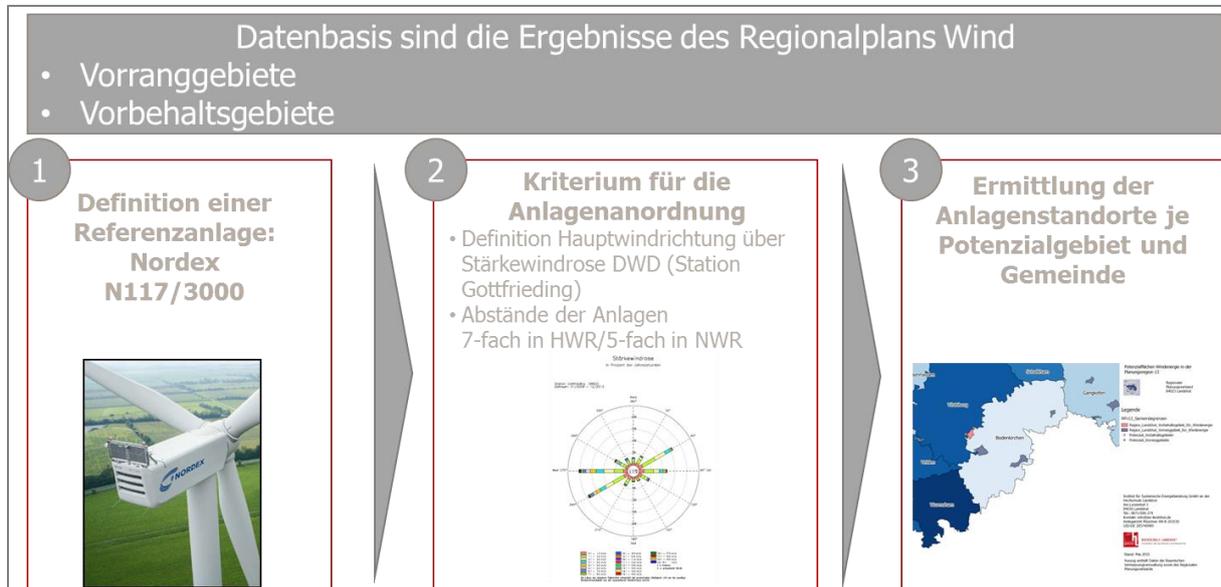


Abbildung 21: Potenzialermittlung Windenergie (1)

Abbildung 22 stellt sowohl die Bestandsanlagen der Windenergie in der Planungsregion [EnergieAtlas], sowie die auf Basis der Schritte 1-3 ermittelten potenziellen Anlagenstandorte in den im Regionalplan definierten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten dar.

⁵ Gottfrieding ist die einzige verfügbare Station im Regionalen Planungsverband Landshut und wird deshalb durchgängig als Referenz angewendet.

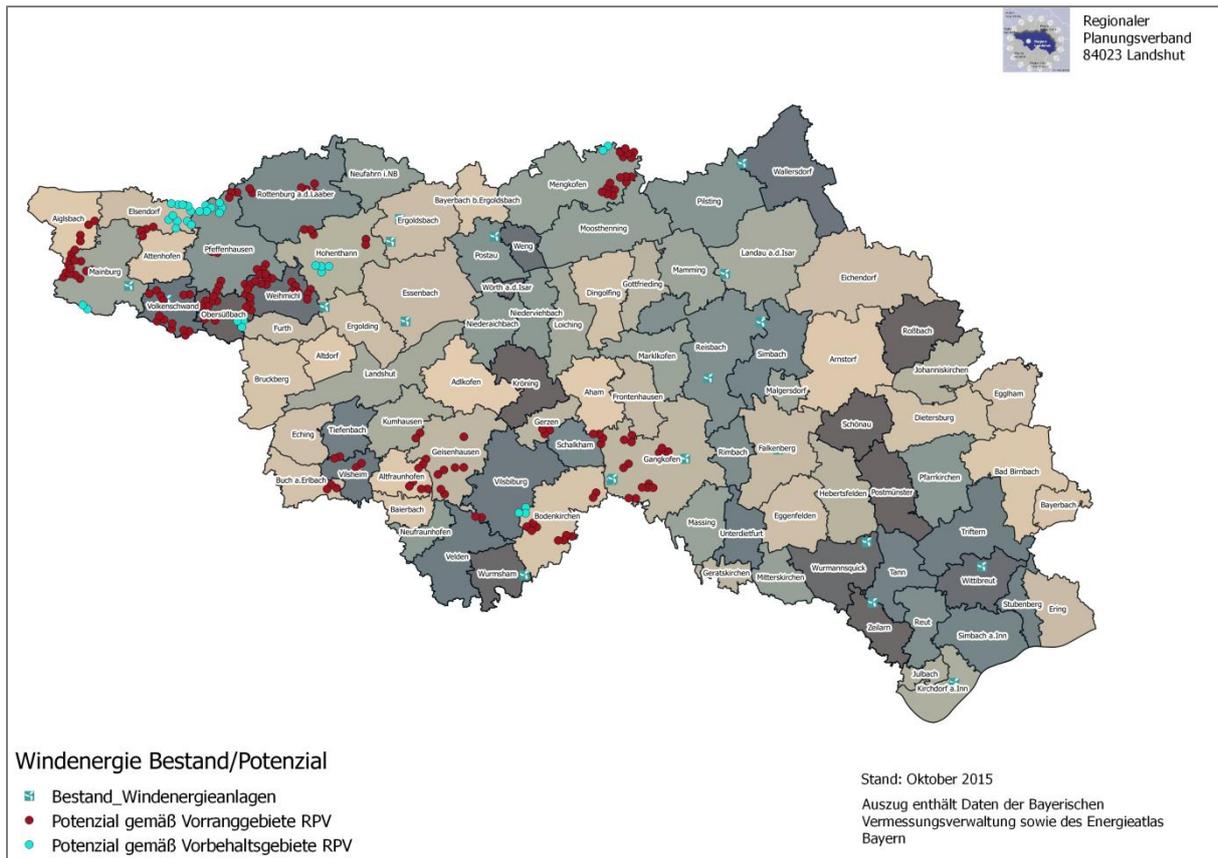


Abbildung 22: Windenergieanlagen Bestand/Potenzial in der Planungsregion⁶

Um den theoretisch möglichen Energieertrag der in Schritt 3 (vgl. Abbildung 21 in Verbindung mit Abbildung 22) definierten Anlagenstandorte berechnen zu können, sind in Schritt 4 die mittleren Windgeschwindigkeiten der Anlagenstandorte im Geoinformationssystem hinterlegt worden. Die Grundlage hierfür bildet wiederum die Karte des Deutschen Wetterdienstes zu den mittleren Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe. In 100 m Höhe liegen in der Planungsregion an den potenziellen Anlagenstandorten mittlere Windgeschwindigkeiten von 4,7 – 5,4 m/s vor [DWD_1]. Diese sind in Schritt 5 auf die Nabenhöhe von 140 m skaliert und der Energieertrag je Windgeschwindigkeit unter Berücksichtigung der Weibullverteilung ermittelt worden. In Schritt 6 ist abschließend der Energieertrag je Potenzialfläche und Gemeinde anhand der unterschiedlichen Energieerträge (in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit) je potenzieller Windenergieanlage (vgl. Abbildung 22) unter Berücksichti-

⁶ In der Karte dargestellt sind alle Bestandsanlagen aus der durchgeführten Datenerfassung. Das späteste Inbetriebnahmedatum ist daher das Jahr 2013. Das Windrad Weihbüchl ist dementsprechend in dieser noch nicht enthalten.

gung eines pauschalen technischen Abschlags (Parkabschlag, Netzverluste, etc.) in Höhe von 10 %⁷ berechnet worden (vgl. Abbildung 23).

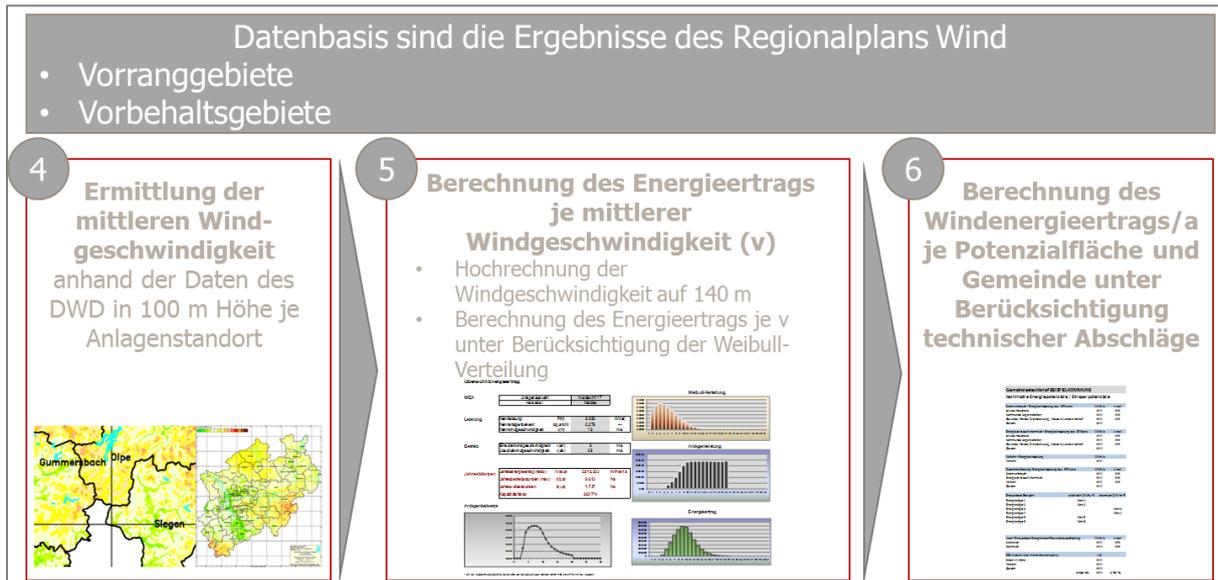


Abbildung 23: Potenzialermittlung Windenergie (2)

Es ergibt sich ein gesamtes technisches Potenzial in Höhe von ca. 915 GWh_{el}/a⁸, von dem im Jahr 2013 bereits ca. 3,5 GWh_{el}/a genutzt werden. Das Ergebnis (Zubaupotenzial) der Potenzialanalyse „Wind“ je Kommune stellt Abbildung 24 dar. Das gesamte technische Zubaupotenzial der Planungsregion Landshut beträgt ca. 911 GWh_{el}/a und verteilt sich folgendermaßen auf die einzelnen Landkreise und die Stadt Landshut:

- Lkr. Dingolfing-Landau: ca. 74 GWh_{el}/a bzw. 8 %
- Lkr. Rottal-Inn: ca. 80 GWh_{el}/a bzw. 9 %
- Lkr. Landshut: ca. 524 GWh_{el}/a bzw. 57 %
- Lkr. Kelheim: ca. 233 GWh_{el}/a bzw. 26 %
- Stadt Landshut: 0 GWh_{el}/a bzw. 0 %

Es wird deutlich, dass prozentual die Potenzialflächen in den Landkreisen Landshut und Kelheim dominieren.

⁷ vgl. auch Telefonat mit Nordex, Herrn Anegg am 12.03.2015

⁸ Jährlich mögliche Energiemenge ab dem Zeitpunkt einer 100 %-igen Ausnutzung des ermittelten Potenzials. Die gilt auch für alle anderen ausgewiesenen Zubaupotenziale.

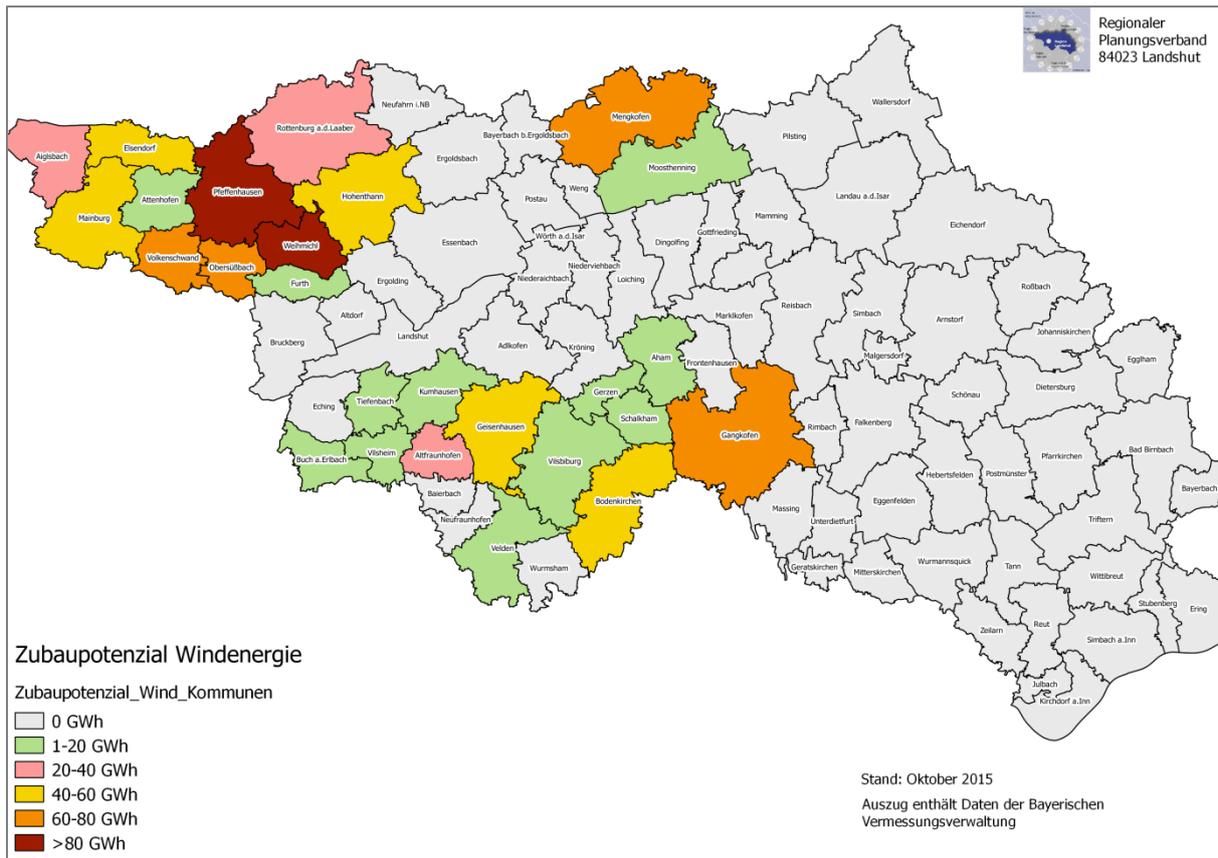


Abbildung 24: Zubaupotenzial Windenergie je Kommune

4.2.3 Wasserkraftpotenzial

Hinsichtlich des Wasserkraftpotenzials in der Planungsregion Landshut wird nachfolgend in Anlehnung an den Energieatlas Bayern [EnergieAtlas_1] zwischen dem Modernisierungs- und dem Nachrüstungspotenzial der Großkraftwerke sowie dem Neubaupotenzial an Querbauten unterschieden und damit das reine Zubaupotenzial ermittelt.

Zur Ausweisung des Modernisierungs- und Nachrüstungspotenzials der Großkraftwerke in der Planungsregion Landshut ist entsprechend Abbildung 25 vorgegangen worden. In einem ersten Schritt sind die Großkraftwerke in der Planungsregion sowie die Gesamtleistung der Großkraftwerke entlang der Isar ermittelt worden. Auf Basis dieser Daten sowie auf Basis der Angaben des Energieatlas Bayern, der die gesamten Modernisierungs- und Nachrüstungspotenziale aller Großkraftwerke (> 1 MW) für alle Gewässer Bayerns ausweist, sind die spezifischen Potenziale für die Planungsregion Landshut anhand des prozentualen Anteils der Großkraftwerke der Region an der Gesamtleistung entlang der Isar ermittelt und den jeweiligen Kommunen zugeordnet worden.

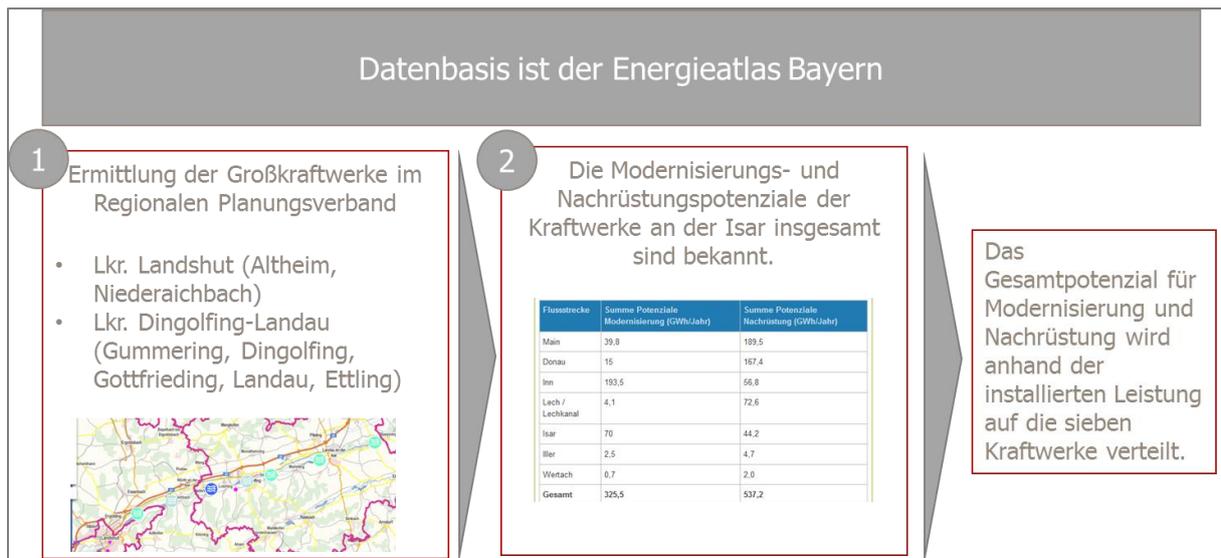


Abbildung 25: Vorgehensweise Ermittlung Modernisierungs- und Nachrüstungspotenzial

Quelle Karte: [EnergieAtlas_1]

Um auch die noch vorhandenen Potenziale für den Zubau von Kleinwasserkraftanlagen in der Planungsregion darstellen zu können, ist auf die Angaben des Energieatlas Bayern zu Neubaupotenzialen an bestehenden Querbauwerken zurückgegriffen worden. Dieses ist im Energieatlas Bayern auf der Grundlage der Neufassung des Wasserhaushaltsgesetzes (WHG, § 35 Absatz 3), der die Behörden verpflichtet, diejenigen Querbauten, deren Rückbau langfristig nicht vorgesehen ist auf ihre Eignung zur Wasserkraftnutzung zu überprüfen, ermittelt worden. Die Ergebnisse dieser Prüfung, welche durch das Landesamt für Umwelt auch unter Einbeziehung der Wasserwirtschafts- und Landratsämter der Regierungen, durchgeführt worden ist, sind im Energieatlas veröffentlicht worden [EnergieAtlas_1]. Die Ergebnisse des Energieatlas zu den möglichen Neubauten von Kleinwasserkraftanlagen sind anschließend in einem zweiten Schritt mit den beiden zuständigen Wasserwirtschaftsämtern (Landshut und Rottal-Inn) plausibilisiert worden, sodass für das Neubaupotenzial vier Anlagenstandorte in der Potenzialermittlung berücksichtigt worden sind (vgl. Abbildung 26).

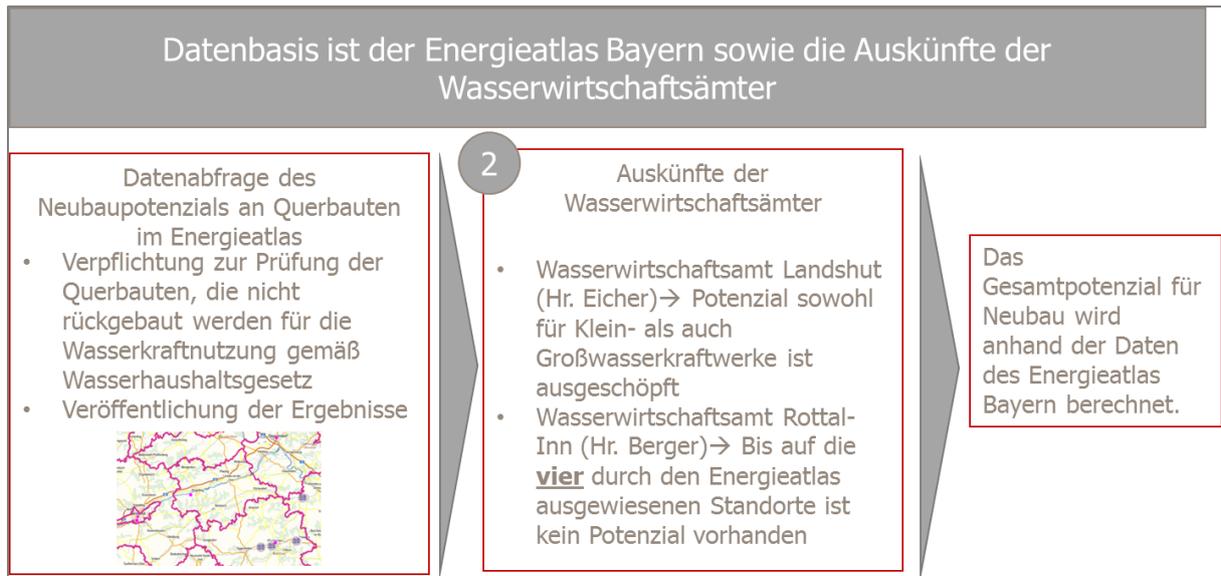


Abbildung 26: Vorgehensweise zur Ermittlung des Potenzials für den Neubau von Wasserkraftanlagen

Quelle Karte: [EnergieAtlas_1]

Dementsprechend ergibt sich ein Zubaupotenzial im Bereich der Wasserkraft (vgl. Abbildung 27), das sich aus dem Potenzial für Modernisierung und Nachrüstung sowie dem beschriebenen Neubaupotenzial von Kleinwasserkraftanlagen zusammensetzt, in Höhe von ca. 27 GWh_{el}/a. Dieses verteilt sich wie folgt auf die Landkreise sowie die Stadt Landshut:

- Lkr. Dingolfing-Landau: ca. 16 GWh_{el}/a bzw. 61 %
- Lkr. Rottal-Inn: ca. 1 GWh_{el}/a bzw. 5 %
- Lkr. Landshut: ca. 9 GWh_{el}/a bzw. 34 %
- Lkr. Kelheim: ca. 0 GWh_{el}/a bzw. 0 %
- Stadt Landshut: 0 GWh_{el}/a bzw. 0 %

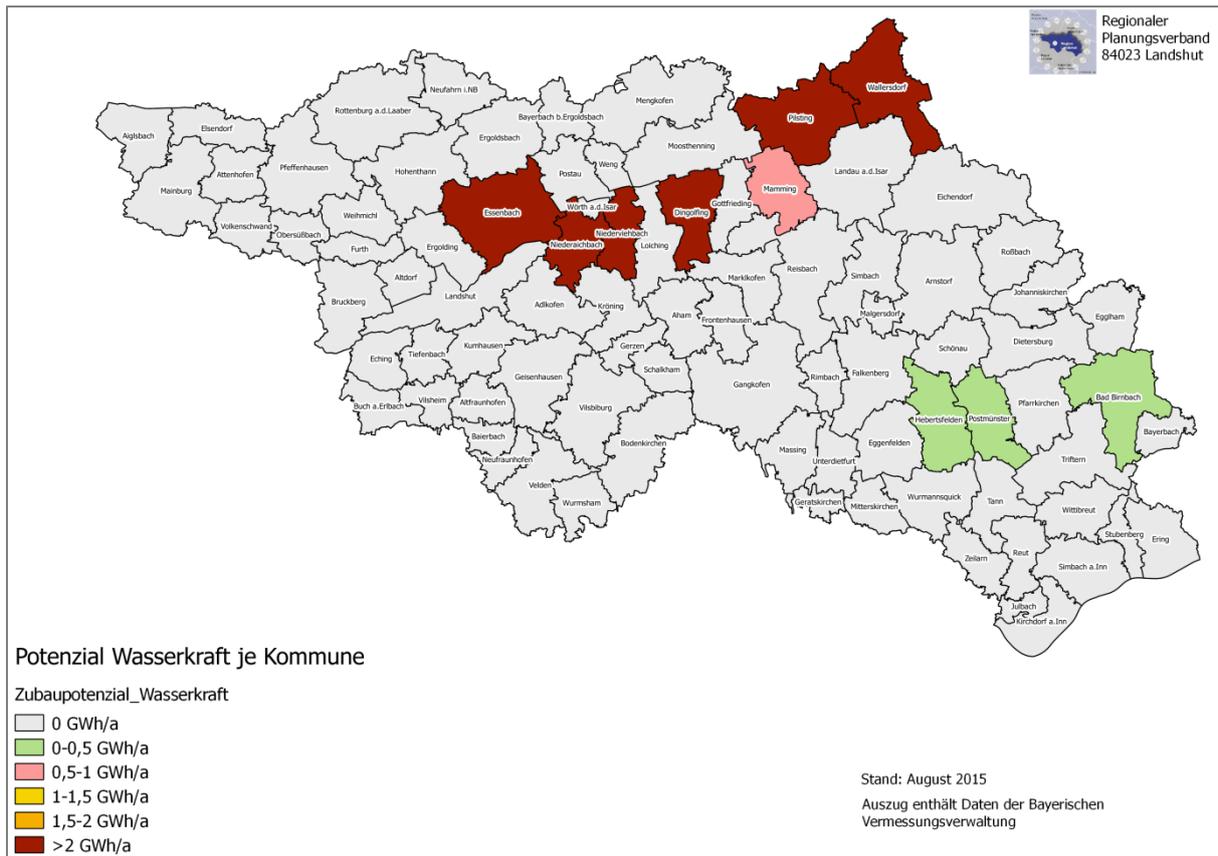


Abbildung 27: Zubaupotenzial Wasserkraft je Kommune

4.2.4 Biomassepotenzial

Biomasse (Holz, Gras, Mais etc.) kann in verschiedenen Formen, als feste Biomasse (Hackschnitzel, Pellets, Scheitholz) oder als Biogas, genutzt werden. Dabei wird die feste Biomasse verbrannt bzw. vergärt, um Wärme oder Biogas zu erzeugen. Da dieser Energieträger der einzige der erneuerbaren Energieträger ist, der grundlastfähig ist, hat die Biomasse bei der Potenzialanalyse einen besonderen Stellenwert. Im folgenden Abschnitt werden diese zwei Formen (Biogas/feste Biomasse) getrennt voneinander betrachtet und deren Potenzial erhoben. Die Ermittlung des Biogaspotenzials erfolgt unter Berücksichtigung des theoretisch notwendigen Flächenbedarfs für die Nahrungsmittelproduktion zur Versorgung der Einwohner der Planungsregion Landshut [BayStaat].

Biogas

Biogas ist ein Gemisch, das in der Regel aus ca. 50 – 75 % Methan, aus ca. 25 – 45 % Kohlenstoffdioxid sowie Wasserdampf, Sauerstoff, Ammoniak, Stickstoff, Wasserstoff und Schwefelwasserstoff besteht [FachNa]. Das Gas wird unter Luftabschluss in einem Behälter - Fermenter genannt - durch einen natürlichen bakteriellen Prozess erzeugt und kann so aufgefangen und energetisch genutzt werden. Der Heizwert liegt zwischen 5 - 7,5 kWh/m³, abhängig vom Methangehalt des eingesetzten

Substratmix [FachNa]. Für den Betrieb der Biogasanlage werden verschiedene Substrate verwendet, in Deutschland sind dies Mais- und Grassilage sowie Gülle und Bioabfälle. Zudem ist der Feingutanteil des Landschaftspflegematerials nutzbar. Auf genannten Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung sowie die Ermittlung des vorliegenden Potenzials für jede einzelne Kommune und damit die gesamte Planungsregion Landshut wird nachfolgend eingegangen. Abbildung 28 stellt die Vorgehensweise zur Ermittlung des Biomassepotenzials dar.

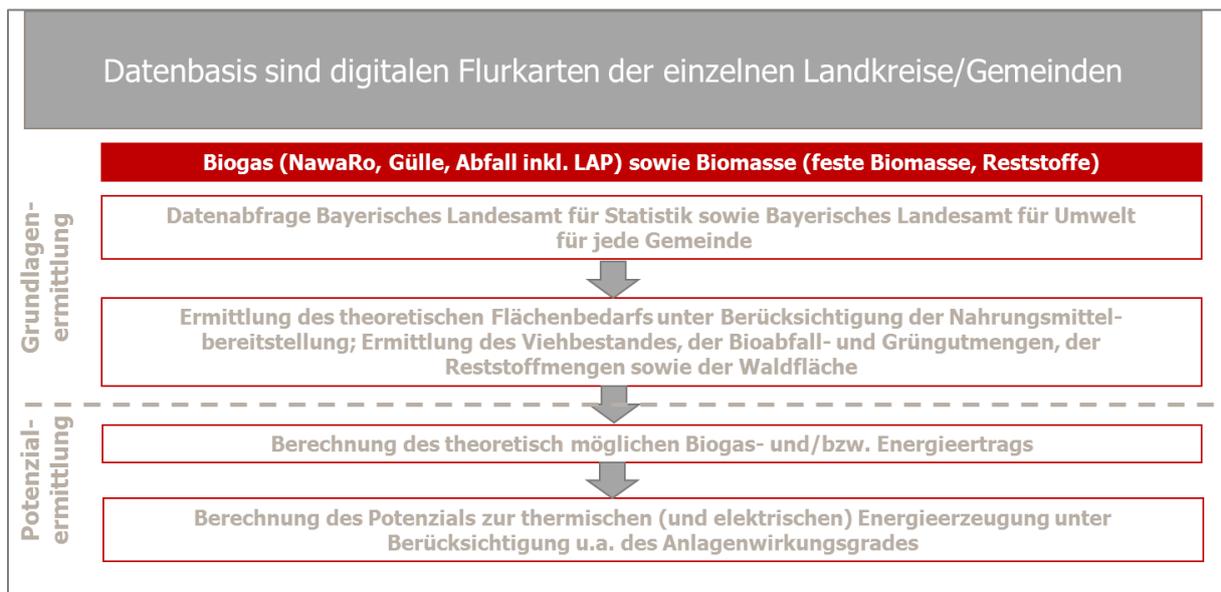


Abbildung 28: Vorgehensweise zur Ermittlung des Biomassepotenzials

Landwirtschaftliches Potenzial (Nachwachsende Rohstoffe)

In wie weit landwirtschaftliche Erzeugnisse für die Erzeugung von Energie genutzt werden können, hängt vor allem vom Weltagrarmarkt und den ortsansässigen Landwirten ab. Nachfolgend soll auf das energetisch vorhandene Potenzial in der Planungsregion eingegangen werden; unberücksichtigt bleibt, ob der einzelne Landwirt final entscheidet, die Ernte zur Energieerzeugung zur Verfügung zu stellen.

Für die Bestimmung dieses Potenzials sind zum einen die zur Verfügung stehenden Acker- und Grünlandflächen und zum anderen die Viehzahlen sowie die vorhandenen Grüngutmengen relevant.

Die Ackerlandfläche in der Planungsregion Landshut kann mit ca. 194 Tsd. ha und die Grünlandfläche mit ca. 20 Tsd. ha beziffert werden. Sowohl die Ackerland- als auch die Grünlandfläche der einzelnen Kommunen und damit der Planungsregion Landshut werden auf Basis der Genesis-Onlinedatenbank Bayern des Bayerischen Landesamts für Statistik ermittelt [BayLaSt]. Die Ausweisung des Biogaspotenzials

tenzials aus nachwachsenden Rohstoffen erfolgt in Anlehnung an den Leitfaden Energienutzungspläne unter Berücksichtigung der je Kommune notwendigen Fläche für die Nahrungsmittelproduktion.

- **Maissilage**

Unter der Annahme, dass nur der Teil der Ackerlandfläche einer jeden Kommune abzüglich des Flächenbedarfs für die Nahrungsmittelproduktion für den Maisanbau nutzbar ist sowie eines Mobilisierungsfaktors⁹ von 25 % auf die dann verbleibende Ackerlandfläche, steht theoretisch eine Potenzialfläche von ca. 32 Tsd. ha zur Verfügung. Unter der Annahme eines Ertrags von 50 t Frischmasse (FM) pro Hektar sowie eines durchschnittlichen Biogasertrags von 215 m³/t_{FM} [BayStaat], ergibt sich ein Potenzial zur jährlichen Biogasproduktion in Höhe von ca. 344 Mio. m³/a.

- **Grassilage**

Zur Ermittlung des Biogaspotenzials aus Grassilage wird davon ausgegangen, dass nur ein Schnitt für die Biogasproduktion zur Verfügung steht und ein Mobilisierungsfaktor von 25 % angesetzt werden muss. Unter der Annahme eines Ertrags von 25 t Frischmasse (FM) pro Hektar sowie eines durchschnittlichen Biogasertrags von 185 m³/t_{FM} [BayStaat], ergibt sich ein Potenzial zur jährlichen Biogasproduktion mittels Grassilage in Höhe von ca. 24 Mio. m³/a.

- **Gülle**

Laut der Onlinedatenbank Genesis des Bayerischen Landesamts für Statistik [BayLaSt] befindet sich in der Planungsregion ein Viehbestand von ca. 63 Tsd. Milchkühen, ca. 256 Tsd. Rindern, ca. 240 Tsd. Mastschweinen, ca. 4 Tsd. Pferden und ca. 59 Tsd. Legehennen. Auf Basis dieser Daten wird anhand durchschnittlicher Zahlen der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. zum durchschnittlich möglichen Methanertrag [FachNa_2] der Methanertrag je Viehart, unter Berücksichtigung eines Mobilisierungsfaktors in Höhe von 50 %¹⁰, ermittelt. Es ergibt sich ein jährlich möglicher Methanertrag durch die Gülle in Höhe von 35 Mio. Nm³/a.

- **Landschaftspflegematerial (Feingut)**

⁹ Der Mobilisierungsfaktor stellt die Menge dar, die sich tatsächlich für die regenerative Energiegewinnung mobilisieren lässt. Dieser wird je nach Einsatzstoff/Energieträger unterschiedlich angesetzt.

¹⁰ Im Unterschied zur Mais- und Grassilage wird bei der Gülle, dem Bioabfällen sowie dem Landschaftspflegematerial aufgrund der Tatsache, dass sich auch das Erneuerbare Energien Gesetz 2014 auf den Ausbau des Einsatzes von Reststoffen in der Biogasproduktion konzentriert, von einem erhöhten Mobilisierungsfaktor ausgegangen.

Um das Biogaspotenzial auf Basis des Feinguts des Landschaftspflegematerials ermitteln zu können, werden zuerst die durchschnittlichen Grüngutmengen je Einwohner anhand durchschnittlicher Daten des Bayerischen Landesamts für Umwelt [BayLaU] der Landkreise sowie der Stadt Landshut ermittelt [BayLa]. Auf dieser Basis erfolgt anschließend die Berechnung der gesamten Grüngutmenge der Kommunen und die Aufteilung dieser in einen Grob- und Feingutanteil. Für die Berechnung des Biogasertrags wird von einem durchschnittlichen Ertrag von $150 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{FM}}$ des Feinguts [BayStaat] sowie einem Mobilisierungsfaktor von 50 %, ausgegangen. Es ergibt sich dementsprechend ein möglicher Biogasertrag in der Planungsregion in Höhe von insgesamt ca. 2 Mio. m^3/a .

Bioabfallpotenzial

Auch für die Ermittlung des Biogaspotenzials auf Basis von Bioabfällen werden zunächst die einwohnerspezifischen Bioabfallmengen des Bayerischen Landesamts für Umwelt [BayLaU_1] abgefragt und anschließend anhand dieser die gesamten Bioabfallmengen der einzelnen Kommunen der Planungsregion Landshut ermittelt. Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Biogasertrags in Höhe von $100 \text{ m}^3/\text{t}_{\text{FM}}$ [BayStaat] sowie eines Mobilisierungsfaktors von ebenfalls 50 %, ergibt sich ein theoretisch möglicher Biogasertrag aus Bioabfall in der Planungsregion in Höhe von ca. 1 Mio. m^3/a .

Auf Basis des theoretisch möglichen jährlichen Biogasertrags aus nachwachsenden Rohstoffen, Landschaftspflegematerial und Bioabfall sowie des möglichen jährlichen Methanertrags mittels Gülle, wird je Einsatzstoff der theoretisch mögliche Energieertrag ermittelt.

Für die Aufteilung des Potenzials in das thermische und elektrische Potenzial wird von einem Blockheizkraftwerk mit einem Wirkungsgrad von $\eta_{\text{el}} = 35 \%$ und $\eta_{\text{th}} = 53 \%$ ausgegangen [BayStaat]. Ferner werden ein Eigenstrombedarf der Biogasanlage in Höhe von 9 % und ein Eigenwärmebedarf in Höhe von 15 % angenommen [FachNa_1].

Hieraus errechnen sich ein elektrisches Gesamtpotenzial von ca. 899 $\text{GWh}_{\text{el}}/\text{a}$ und ein thermisches Gesamtpotenzial von ca. 1.291 $\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$.

Unter Berücksichtigung des bereits genutzten Potenzials (2013: 543 GWh_{el} ; 815 GWh_{th}) ergibt sich hieraus ein Zubaupotenzial in Höhe von ca. 356 $\text{GWh}_{\text{el}}/\text{a}$ und ca. 476 $\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$. Abbildung 29 und Abbildung 30 stellen dieses Zubaupotenzial für Biogas, bestehend aus dem Biogaspotenzial für nachwachsende Rohstoffe, Gülle, Landschaftspflegematerial sowie Bioabfall, je Kommune für die Planungsregion Landshut dar.

Das elektrische sowie das thermische Zubaupotenzial verteilen sich wie folgt auf die Landkreise sowie die Stadt Landshut:

- Lkr. Dingolfing-Landau: ca. 75 $\text{GWh}_{\text{el}}/\text{a}$ bzw. 21 % / ca. 99 $\text{GWh}_{\text{th}}/\text{a}$ bzw. 21 %

- Lkr. Rottal-Inn: ca. 79 GWh_{el}/a bzw. 22 % / ca. 100 GWh_{th}/a bzw. 21 %
- Lkr. Landshut: ca. 187 GWh_{el}/a bzw. 53 % / ca. 255 GWh_{th}/a bzw. 54 %
- Lkr. Kelheim: ca. 15 GWh_{el}/a bzw. 4 % / ca. 21 GWh_{th}/a bzw. 4 %
- Stadt Landshut: 0,3 GWh_{el}/a bzw. 0 % / ca. 0,5 GWh_{th}/a bzw. 0 %

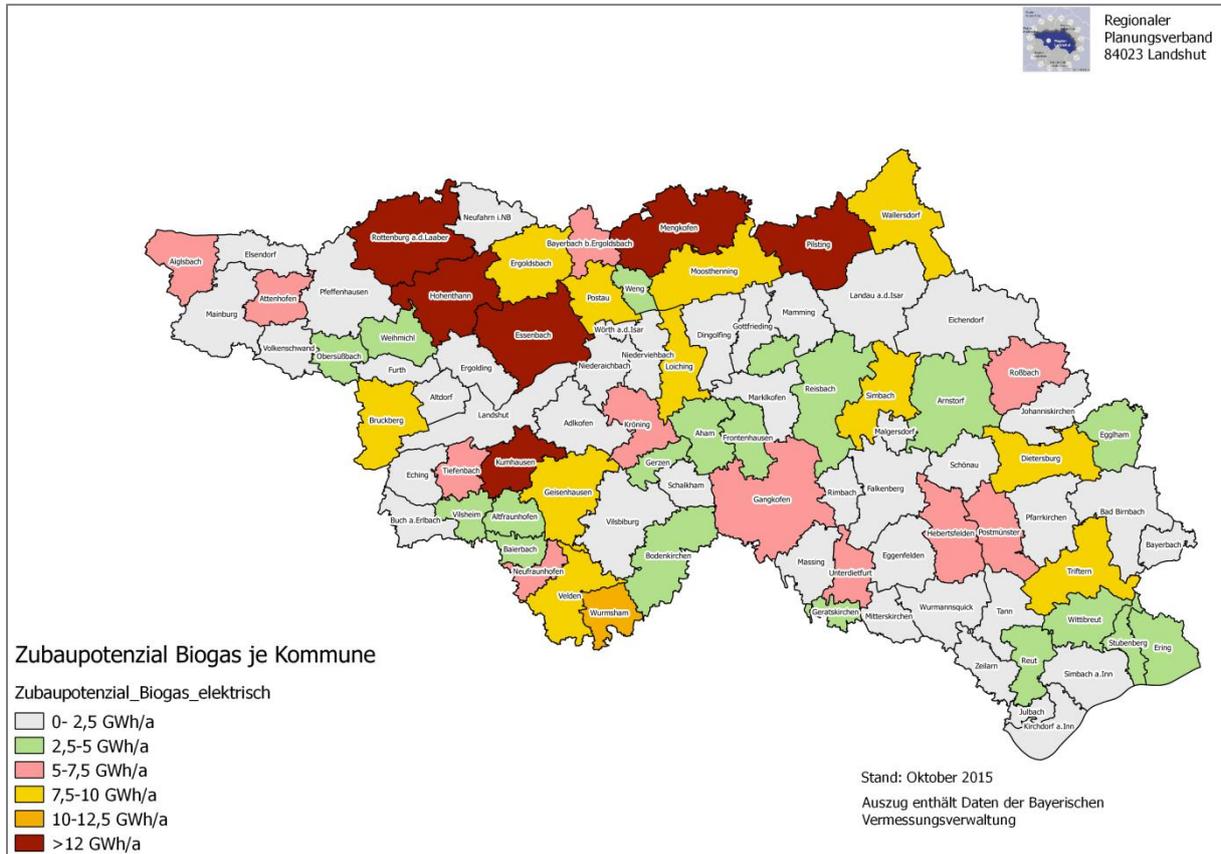


Abbildung 29: Zubaupotenzial Biogas_elektrisch

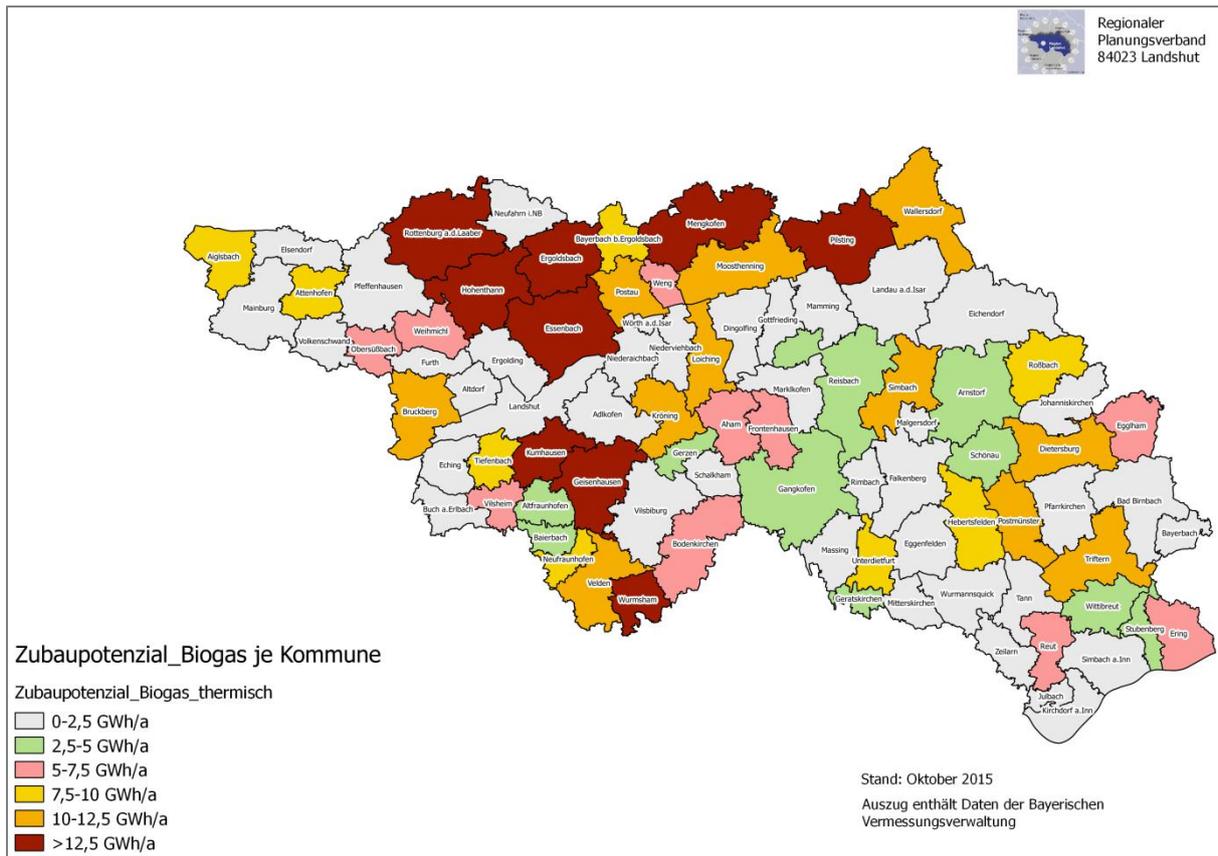


Abbildung 30: Zubaupotenzial Biogas_thermisch

Dementsprechend ergibt sich das höchste Zubaupotenzial im Landkreis Landshut.

Feste Biomasse

Unter dem Begriff der festen Biomasse werden grundsätzlich biogene Rohstoffe und biogene Reststoffe verstanden. Biogene Rohstoffe sind dabei Energiepflanzen oder Waldholz, welches gezielt zur energetischen Nutzung angebaut wird. Biogene Reststoffe dagegen sind Stoffe, die verwertet werden können, aber als Abfallprodukte eines anderen Prozesses anfallen (z.B. Ernterückstände) [BAYSTAAT]. Nachfolgend wird auf das forstwirtschaftliche Potenzial (biogene Rohstoffe) sowie das Reststoffpotenzial eingegangen.

- **Forstwirtschaftliches Potenzial**

Nach Angaben der Datenbank Genesis des Bayerischen Landesamts für Statistik in Bayern steht in der Planungsregion eine Waldfläche von ca. 87 Tsd. ha zur Verfügung. Das gesamte ermittelte Holzpotenzial setzt sich aus der möglichen nachhaltigen Erntemenge sowie dem Grobgutanteil aus dem Landschaftspflegematerial zusammen. Die nachhaltige Erntemenge in der Planungsregion Landshut, deren Zusammensetzung mit 95 % Nadelholz und 5 % Laubholz angenommen wird, wird mit 3 Fm/(ha*a) festgelegt. Der jährliche Grobgutanteil durch das Landschaftspflegematerial ergibt sich,

wie unter dem Punkt Biogas, beschrieben, auf Basis von einwohnerspezifischen Kennwerten des Landesamts für Umwelt. Dieser wird anschließend in einen entsprechenden Energieertrag umgerechnet, bei einem unterstellten Wirkungsgrad des Heizkessels von $\eta_{th} = 90 \%$, ergibt sich somit ein technisches Gesamtpotenzial von **ca. 666 GWh_{th}/a** in Form von Wärme.

Dementsprechend ergibt sich in einzelnen Gemeinden der Planungsregion Landshut ein Zubaupotenzial für feste Biomasse (vgl. auch Abbildung 31). Wird dieses Zubaupotenzial je Landkreis und in der gesamten Planungsregion in Summe betrachtet und mit der Summe der aktuellen Nutzung (Bestand Holzheizung aus 2013 in der Planungsregion 1.632 GWh_{th}) verglichen, so wird ersichtlich, dass sowohl in der Planungsregion als auch in den Landkreisen bereits eine Übernutzung der festen Biomasse besteht. Dementsprechend wird das mögliche Zubaupotenzial einzelner Kommunen (Aiglsbach) bereits durch die Übernutzung anderer Kommunen überkompensiert.

Aus diesem Grund wird unter den getroffenen Annahmen ein technisches Zubaupotenzial für den gesamten Regionalen Planungsverband von **0 GWh_{th}/a** ausgewiesen.

Es sei jedoch darauf hingewiesen, dass aus der Praxis, Amt für Ländliche Entwicklung, darauf aufmerksam gemacht worden ist, dass der derzeitige Bestand an Biomasse-Feuerstätten nicht signifikant das nachhaltige ausgewiesene Potenzial beeinflusst. Dieser Argumentation folgend, besteht dann noch ein entsprechendes Zubaupotenzial in Höhe des ausgewiesenen technischen Gesamtpotenzials in Höhe von **666 GWh_{th}/a**.



Abbildung 31: Zubaupotenzial Biomasse (holzartig)

• Reststoffpotenzial

Die biogenen Reststoffe fallen als nicht genutzte Nebenprodukte anderer Prozesse an. Aus diesem Grund eignen sie sich bevorzugt für die energetische Nutzung. Es können die in nachfolgender Tabelle 7 zusammengefassten Werte angenommen werden.

Tabelle 7: Überschlägige Massen- und Wärmeerträge ausgewählter biogener Reststoffe

Reststoff	Masseertrag (w=15%) t/(ha*a)	Bruttojahresbrennstoffeintrag MWh/(ha*a)
Getreidestroh	6	24
Rapsstroh	4,5	18
Landschaftspflegeheu	4,5	18

Quelle: [BayStaat]

Auf Grundlage der Daten aus der Onlinedatenbank Genesis wird das Flächenpotenzial sowohl für Getreidestroh als auch für Rapsstroh ermittelt, wobei davon ausgegangen wird, dass 15 % dieser Fläche, zur Verfügung steht, um das anfallende Getreide- und Rapsstroh zu nutzen [AELF].

Es ergibt sich somit ein technisches Zubaupotenzial von ca. **376 GWh_{th}/a**.

Es sei angemerkt, dass es zum einen fraglich ist, ob dieses Potenzial wirtschaftlich zu erschließen ist und zum anderen die Nutzung von Stroh als Brennstoff noch mit vielen Unwägbarkeiten und Risiken verbunden ist [Carmen]. Aus diesem Grund wird das technische Zubaupotenzial hier angeführt, jedoch in Kapitel 4.2.8 nicht berücksichtigt.

4.2.5 Geothermiepotenzial

Der Begriff „Geothermie“ oder „Erdwärme“ beschreibt die in Form von Wärme gespeicherte Energie unterhalb der Oberfläche der festen Erde [BayStaat_1]. Prinzipiell muss bei der geothermischen Energiegewinnung zwischen den zwei verschiedenen Arten, nämlich der oberflächennahen Geothermie und der Tiefengeothermie unterschieden werden. Die oberflächennahe Geothermie umfasst dabei einen Bereich bis ca. 400 m Tiefe, während für die Tiefengeothermie die technische Grenze derzeit bei etwa 7.000 m liegt [BayStaat_2].

Die Tiefengeothermie hat deutschlandweit einen Anteil von 0,6 % an der Wärmebereitstellung durch Erneuerbare Energien, da diese mit großen Risiken und Unsicherheiten behaftet ist. Der Anteil der oberflächennahen Geothermie liegt hingegen bereits bei 5,7 % [Arge_EES].

Tiefengeothermie

Bei der Tiefengeothermie werden grundsätzlich zwei Arten, die hydrothermale und petrothermale Energiegewinnung unterschieden. Bei ersterer werden dabei Heißwasser-Vorkommen, mit Temperaturen von ca. 40 bis über 100 Grad Celsius genutzt, während die petrothermale Energiegewinnung, die in den Gesteinen gespeicherte Energie nutzt. In der Regel kommt die hydrothermale Geothermie zum Einsatz. Mittels zweier Bohrungen wird hierbei zum einen das heiße Wasser gefördert und zum anderen das erkaltete Wasser wieder in den Aquifer reinjeziert. Die zur Verfügung stehende Wärmeenergie kann einerseits direkt an einen Heizkreislauf über Wärmetauscher weitergegeben werden, andererseits kann sie aber auch bei ausreichend hohen Temperaturen (über 80 Grad Celsius) zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung genutzt werden [BayStaat_2]

Der Energieatlas Bayern gibt in der Planungsregion im Südwesten der Stadt Landshut „prinzipiell günstige“ geologische Verhältnisse für eine hydrothermale Wärmeenergiegewinnung an. [ENERGIEATLAS]. Nachfolgende Abbildung 32 zeigt das Temperaturniveau sowohl in 1.500 m als auch in 500 m Tiefe. Es wird deutlich, dass die Region um die Stadt Landshut in beiden Tiefen im Vergleich

zur restlichen Planungsregion durch erhöhte Temperaturniveaus (in 1.500 m: ca. 85 Grad Celsius und in 500 m: ca. 60 Grad Celsius) hervorsteicht.

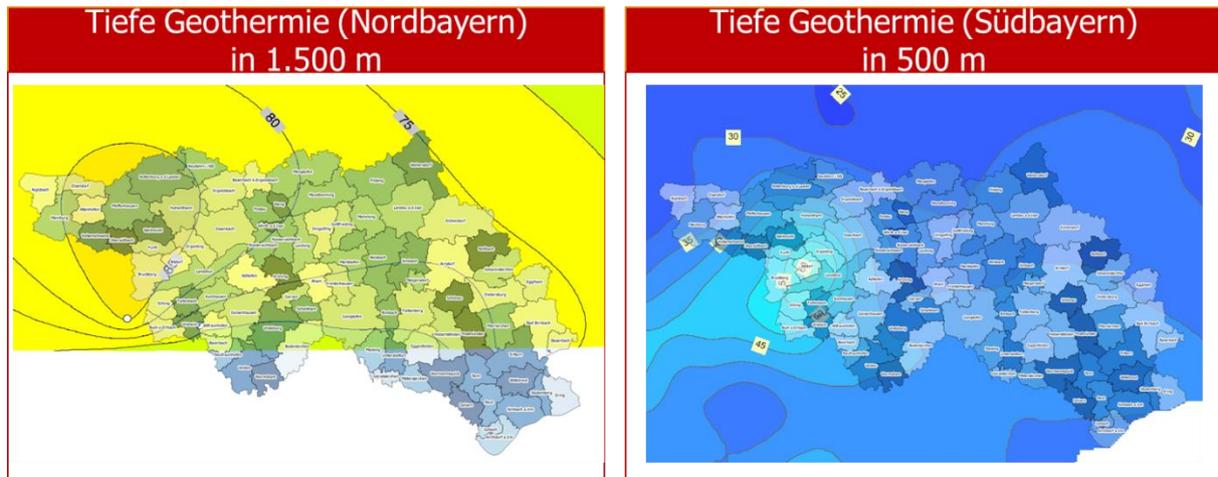


Abbildung 32: Temperaturen in 1.500 m Tiefe und 500 m im Vergleich

Quelle: [LandDBV]

Für eine exakte Ausweisung des Tiefengeothermiespotenzials in der Planungsregion sind detaillierte Machbarkeitsanalysen in Verbindung mit Bohrungen notwendig, weshalb das Potenzial nicht quantifiziert wird.

Oberflächennahe Geothermie

Die Erdwärme in Bodennähe ist zum einen gespeicherte Sonnenenergie und zum anderen Energie aus dem Erdinneren. Die durchschnittliche Temperatur an der Erdoberfläche liegt bei ca. 7 - 12° Celsius, damit ist das Temperaturniveau in niedrigen Tiefen für die direkte Nutzung zu Heizzwecken zu gering. Deshalb kann diese oberflächennahe Erdwärme nur mittels einer Wärmepumpe genutzt werden.

Die wichtigsten Arten von Wärmepumpen sind in diesem Zusammenhang:

- Erdwärmesonde
- Erdwärmekollektor
- Grundwasser-Wärmepumpe
- Luft-Wärmepumpe

Eine Wärmepumpen-Heizanlage besteht dabei aus folgenden Komponenten:

- Wärmquellenanlage (z.B. Grundwasser)
- Wärmepumpe

- und Wärmenutzungsanlage (z.B. Fußbodenheizung)

Große Bedeutung bei einer Wärmepumpe kommt dem Arbeitsmittel zu, welches bei niedrigen Temperaturen seinen Aggregatzustand (flüssig/gasförmig) ändern kann. Nachdem das Arbeitsmittel durch Energieaufnahme aus der Wärmequelle verdampft wurde, wird es im Kompressor verdichtet (Verbrauch elektrischer Energie) und damit erhitzt. Im Kondensator gibt das Heißgas seine Wärmeenergie an das Heizsystem ab und kondensiert dabei. Im Expansionsventil wird das Arbeitsmittel schließlich entspannt, wodurch dessen Temperatur abnimmt. Daran anschließend beginnt im Verdampfer der Kreisprozess von vorne [BayStaat_1].

Zu beachten ist in diesem Zusammenhang, dass sich die Nutzung der oberflächennahen Geothermie vor allem für die Wärmeversorgung auf niedrigen Temperaturniveau eignet, da die Wärmepumpe umso effizienter arbeitet je geringer die Temperaturdifferenz zwischen der Wärmequelle und dem Wärmeverbraucher ist. In der Regel eignen sich daher vor allen Neubauten sowie vollsanierte Gebäude, deren Heizsysteme niedrige Vorlauftemperaturen benötigen. Das bedeutet, dass großflächige Heizkörper (Plattenheizkörper, Fußboden-, Wandheizung) vorhanden sein müssen, um die Wohnfläche trotzdem gleichmäßig zu beheizen [BayStaat].

Neben Erdwärmesonden, die sich vor allem durch ihren geringen Platzbedarf auszeichnen, können auch Erdwärmekollektoren eingesetzt werden. Diese benötigen eine nicht überbaubare Freifläche, somit ist davon auszugehen, dass diese vor allem bei Neubauten eingesetzt werden.

Bei einer Grundwasserwärmepumpe muss das Grundwasser über einen Förderbrunnen erschlossen werden, wodurch ein Brunnenbau (meist zwei Brunnen) notwendig ist. Zudem muss das Grundwasser die geforderte Beschaffenheit aufweisen, die zuvor überprüft werden muss, wodurch auch diese Form der Wärmepumpe nur mit Einschränkungen genutzt werden kann [BayStaat_1].

Die Luft-Wärmepumpe nutzt als Wärmequelle die „Luft“ und kann somit beinahe überall erschlossen werden. Da bei dieser Art der Wärmepumpe keine Erdarbeiten notwendig sind, wird die Luft-Wärmepumpe gerne bei der Altbausanierung eingesetzt, jedoch arbeiten diese v.a. im Winter weniger effizient, da die Temperaturen der Wärmequelle vor allem im Winter - also zu Zeiten des höchsten Heizwärmebedarfs - sehr niedrig sind. Dementsprechend hat die Luft-Wärmepumpe einen erhöhten Strombedarf im Vergleich zu den anderen Formen der Wärmepumpe [BundWP].

Das Gesamtpotenzial an oberflächennaher Geothermie im Betrachtungsgebiet kann im Rahmen dieser Studie nur qualitativ aufgezeigt werden (vgl. Abbildung 33). Es zeigt sich, dass grundsätzlich ein Potenzial für die Nutzung von Erdwärmesonden sowie Erdwärmekollektoren (grüne Markierung) beinahe durchgängig vorhanden ist und auch die Nutzung von Grundwasserwärmepumpen (blaue Markierung) vor allem entlang der Isar umsetzbar ist. Vor allem in Neubaugebieten sollte daher der

Einsatz von Wärmepumpen durch gezielte Information der Bürgerinnen/Bürger als mögliche Option dargestellt werden.

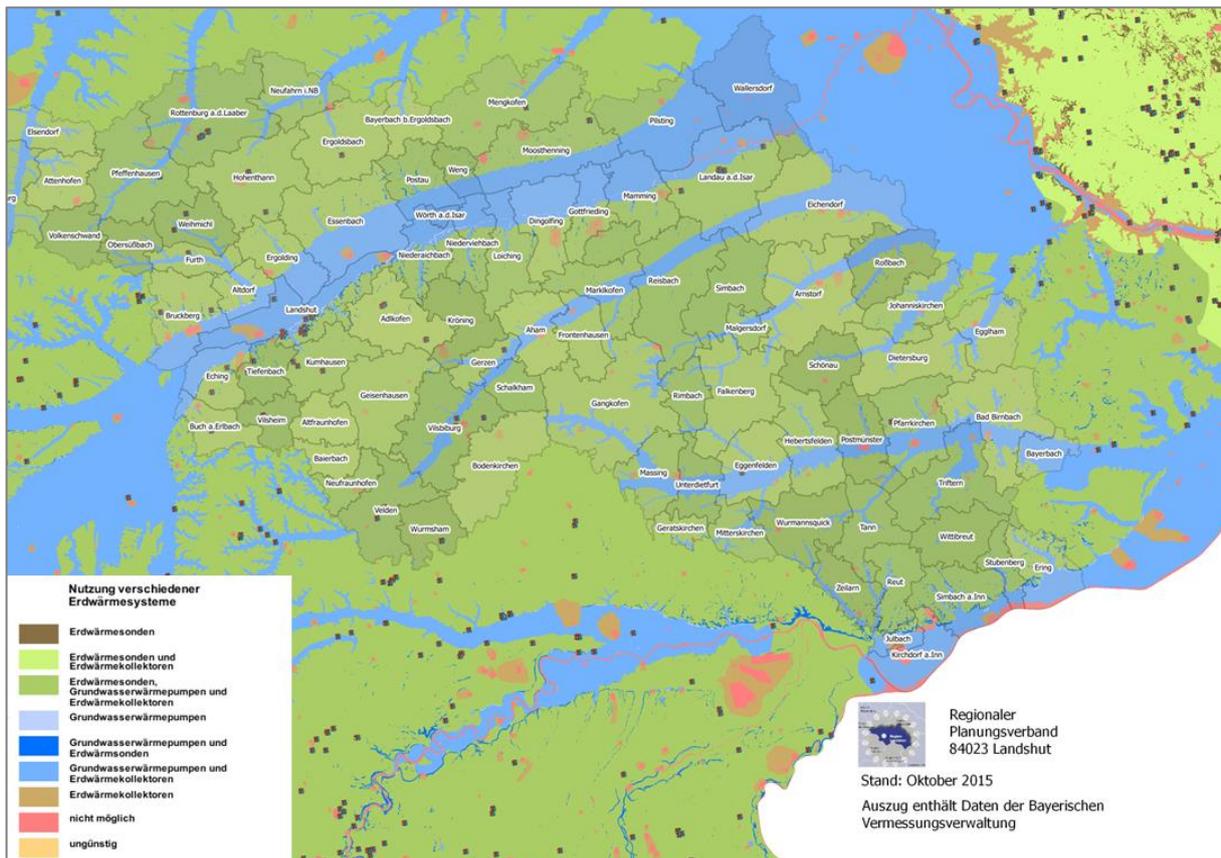


Abbildung 33: Oberflächennahe Geothermie in der Planungsregion

Quelle: [LandDBV]

4.2.6 Solarpotenzial

Sonnenenergie kann einerseits zur Warmwasser- und Raumwärmebereitstellung (Solarthermie) genutzt werden, andererseits über photovoltaische Systeme Strom erzeugen. In diesem Kapitel wird dargestellt, welche Potenziale sich durch die jeweilige Umwandlung in Wärme bzw. Strom ergeben.

Die Abschätzung des Solarpotenzials beschränkt sich in dieser Studie auf die Energiemenge, die über Photovoltaik bzw. Solarthermie auf den vorhandenen Dachflächen aller Gebäude in der Planungsregion Landshut (Wohn- und Nicht-Wohngebäude einschließlich Nebengebäuden) innerhalb eines Jahres gewonnen werden kann. Prinzipiell ist jedoch auch die Integration von Solaranlagen in die Fassade möglich.

Die Ermittlung des Solarenergiepotenzials erfolgt unter Anwendung des im Leitfaden Energienutzungsplan beschriebenen bedarfsorientierten Szenario I. In diesem wird davon ausgegangen, dass die Solarthermieranlagen ausschließlich zur Brauchwassererzeugung verwendet werden. Die grundsätzliche Vorgehensweise zur Ermittlung des Solarpotenzials in der Planungsregion Landshut stellt nachfolgende Abbildung 34 dar.

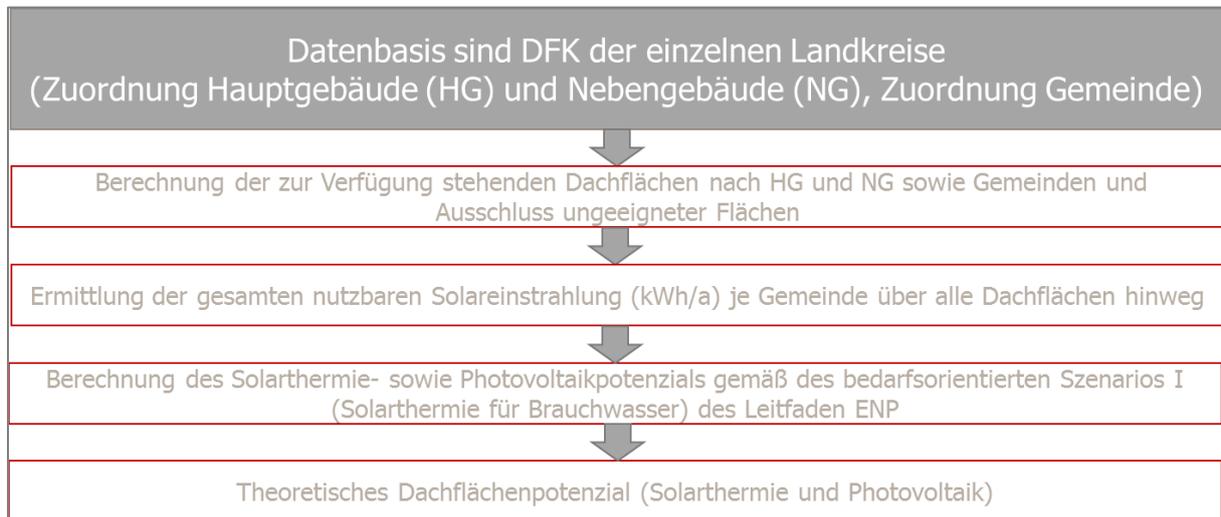


Abbildung 34: Vorgehensweise zur Ermittlung des Solarpotenzials

Zur Analyse des Solarpotenzials müssen zuerst die Dachflächen sowohl der Haupt- als auch Nebengebäude in der Planungsregion sowie je Kommune ermittelt werden. Als Grundlage hierfür dienen die Grundflächen der Haupt- und Nebengebäude, die über die digitale Flurkarte der Planungsregion bzw. der einzelnen Landkreise sowie der Stadt Landshut mittels Geoinformationssystem berechnet werden. Vereinfachend wird hier angenommen, dass die Grundflächen den Dachflächen entsprechen.

Unter dieser Annahme ergibt sich in Summe eine Gesamtdachfläche in der Planungsregion von rd. 53 Mio. m², wovon rd. 22 Mio. m² den Hauptgebäuden und rd. 31 Mio. m² den Nebengebäuden zugeordnet werden können.

Es wird angenommen, dass jeweils 50 % der Fläche der Haupt- sowie der Nebengebäude prinzipiell für die Solarenergienutzung geeignet sind. Als prinzipiell nutzbare Dachfläche in der Planungsregion Landshut für die Solarenergienutzung wird daher eine Fläche von insgesamt ca. 26 Mio. m² angesetzt.

Auf Basis dieser Annahme wird anhand der typisch nutzbaren Solareinstrahlung bezogen auf die Grundfläche (GF) (kWh/(m²_{GF}*a)) die gesamte nutzbare Solarstrahlung in der Planungsregion Lands-

hut ermittelt. Diese liegt unter der Annahme einer typisch nutzbaren Solareinstrahlung in der Planungsregion Landshut in Höhe von ca. $663 \text{ (kWh/(m}_{\text{GF}}^2 \cdot \text{a))}^{11}$ bei ca. 17.524 GWh/a.

Solarthermie

Zur Ermittlung des Solarthermiepotenzials wird zunächst der Brauchwarmwasserbedarf der Planungsregion sowie jeder einzelnen Kommune anhand typischer Werte je Einwohner ermittelt. Entsprechend den Angaben des Leitfadens Energienutzungsplan ist davon auszugehen, dass 60 % dieses Werts dem möglichen Wärmepotenzial zur Brauchwasserwärmebereitstellung durch Solarthermie entspricht.

Das technische Potenzial für Solarthermie in der Planungsregion Landshut kann demzufolge mit 235 GWh_{th}/a beziffert werden.

Es ergibt sich somit ein gesamtes technisches Zubaupotenzial (vgl. Abbildung 35) für die Solarthermie in Höhe von **ca. 182 GWh_{th}/a**, da aktuell bereits ca. 54 GWh_{th}/a mittels Solarthermieanlagen bereitgestellt werden.

Dieses verteilt sich wie folgt auf die Landkreise sowie die Stadt Landshut:

- Lkr. Dingolfing-Landau: ca. 38 GWh_{th}/a bzw. 21 %
- Lkr. Rottal-Inn: ca. 48 GWh_{th}/a bzw. 26 %
- Lkr. Landshut: ca. 60 GWh_{th}/a bzw. 33 %
- Lkr. Kelheim: ca. 9 GWh_{th}/a bzw. 5 %
- Stadt Landshut: 28 GWh_{th}/a bzw. 15 %

¹¹ Hier wird der Mittelwert der im Leitfaden Energienutzungsplan angegebenen nutzbaren Solarstrahlung pro m² Gebäudegrundfläche der Zonen IV und V angesetzt [BayStaat].

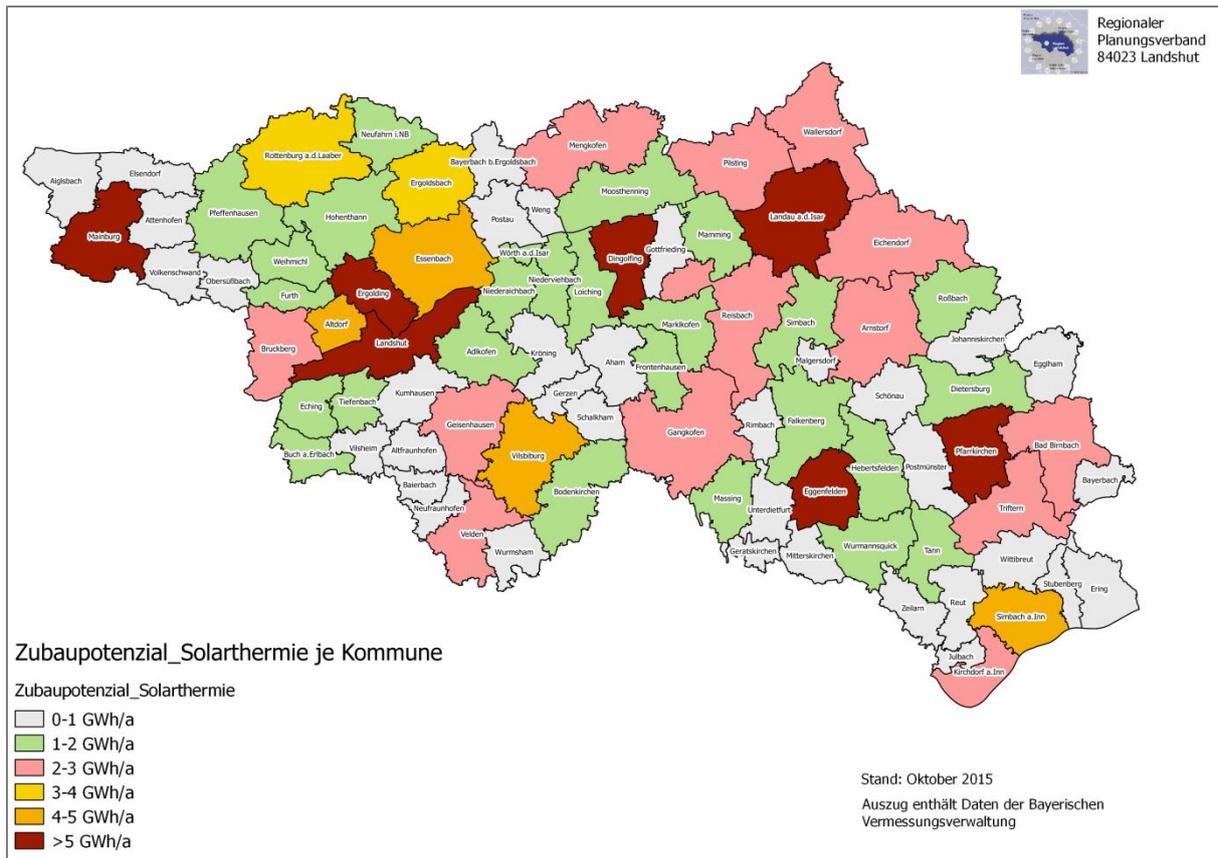


Abbildung 35: Zubaupotenzial Solarthermie

Photovoltaik

Das mögliche Potenzial mittels Photovoltaikdachanlagen in der Planungsregion Landshut wird über die abzüglich der für die Solarthermie notwendige Solareinstrahlung/a verbleibende nutzbare jährliche Solareinstrahlung in der Planungsregion ermittelt. Unter der Annahme eines Jahresnutzungsgrads für Photovoltaik in Höhe von 9 % [BAYSTAAT], ergibt sich somit ein technisches Potenzial für Photovoltaikdachanlagen in der Planungsregion in Höhe von ca. 1.483 GWh_{el}/a.

In der Planungsregion werden im Jahr 2013 bereits ca. 705 GWh_{el} durch installierte Photovoltaikanlagen produziert.

Es ergibt sich somit ein technisches Zubaupotenzial für Photovoltaikdachflächen in Höhe von ca. 778 GWh_{el}/a (vgl. Abbildung 36).

Dieses verteilt sich wie folgt auf die Landkreise sowie die Stadt Landshut:

- Lkr. Dingolfing-Landau: ca. 154 GWh_{el}/a bzw. 20 %
- Lkr. Rottal-Inn: ca. 219 GWh_{el}/a bzw. 28 %
- Lkr. Landshut: ca. 287 GWh_{el}/a bzw. 37 %
- Lkr. Kelheim: ca. 28 GWh_{el}/a bzw. 4 %
- Stadt Landshut: 89 GWh_{el}/a bzw. 11 %

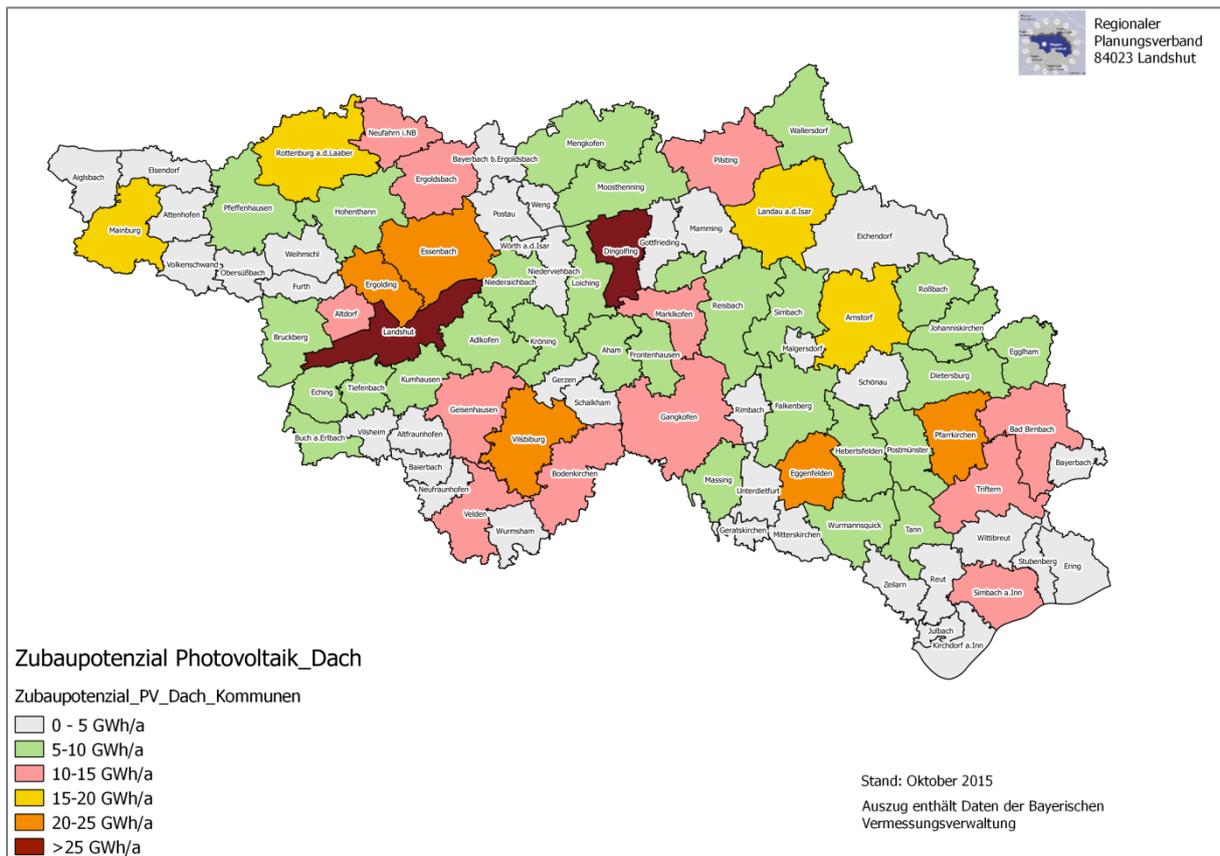


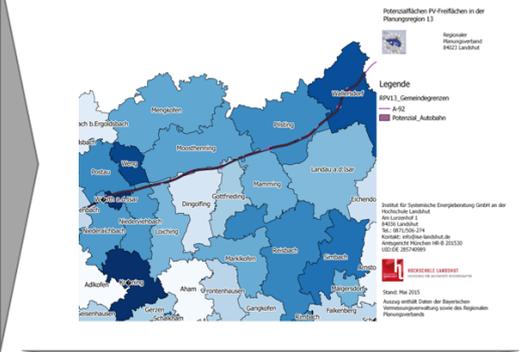
Abbildung 36: Zubaupotenzial Photovoltaik

Freiflächenanlagen

Gemäß dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) dürfen Photovoltaik (PV)-Freiflächen zum einen auf Flächen errichtet werden, die sich längs von Autobahnen und Schienen in einer Entfernung von 110 m vom Rand der Befestigung befinden. Zum anderen dürfen sie auf bereits versiegelten Flächen oder Konversionsflächen errichtet werden [BundWE]. Die Ermittlung der Potenzialflächen je Kommune für die Errichtung von Photovoltaikfreiflächen erfolgte dementsprechend entlang der Autobahn und Bahnlinie sowie unter Berücksichtigung weiterer Restriktionen, wie Schutzgebieten (vgl. Abbildung 37). Sondergebiete „Energie“ oder bereits vorliegende Teilflächennutzungspläne für versiegelte Flächen und Konversionsflächen sind in der vorliegenden Potenzialermittlung nicht berücksichtigt worden. Unter Berücksichtigung dieser würde sich das Potenzial weiter erhöhen.

Datenbasis sind die digitalen Flurkarten der einzelnen Landkreise/Gemeinden sowie die Verkehrsachsen (Autobahn, Bahn) der Gemeinden

- Es werden die PV-Freiflächenpotenziale gemäß EEG ermittelt
 - Geeignete Flächen befinden sich bis zu 110 m vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn entfernt
 - Ausschlusskriterien müssen berücksichtigt werden
- Für die Potenzialermittlung werden gemäß EEG sowie Angaben des Energieatlas Bayern folgende Ausschlussflächen berücksichtigt:
 - Naturschutzgebiete, Landschaftsschutzgebiete
 - FFH-Gebiete, Vogelschutzgebiete
 - Wasserschutzgebiete
 - Naturparke, Biosphärenreservate, Nationalparke



Berechnung des technischen Potenzials je Potenzialfläche und Gemeinde

Abbildung 37: Vorgehensweise Ermittlung Photovoltaikfreiflächenpotenzial

Die sich daraus ergebenden Potenzialflächen entlang der Bahnlinie sowie der Autobahn sowie die Photovoltaik-Freiflächenbestandsanalagen sind in nachfolgender Abbildung 38 je Kommune dargestellt. Das ausgewiesene technische Zubaupotenzial sollte in einem nächsten Schritt in den einzelnen Gemeinden diskutiert und ggf. weiter detailliert werden, da bspw. städtebauliche Aspekte nicht in die Analysen eingeflossen sind.

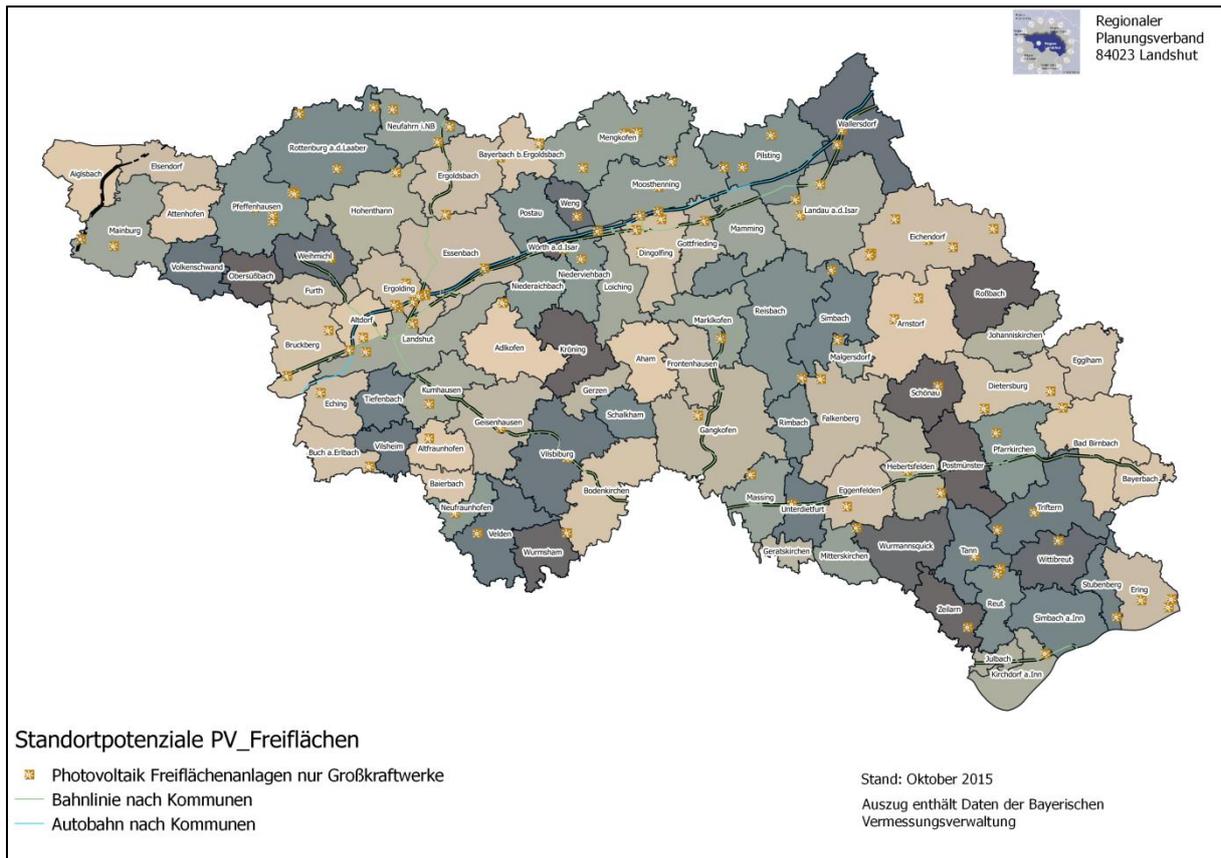


Abbildung 38: Bestandanlagen PV-Freiflächen sowie Potenzialflächen entlang der Bahn und Autobahn

Auf Basis der sich ergebenden Potenzialflächen für Photovoltaikfreiflächenanlagen ist mittels eines pauschalen Ansatzes der durchschnittlich möglichen zu installierenden Leistung pro Hektar Fläche [BAYSTAAT] sowie der durchschnittlichen Volllaststunden der Photovoltaik in Bayern der jährliche Energieertrag unter Berücksichtigung eines Mobilisierungsfaktors von 80 % (Ausschluss zu kleiner Flächen), ermittelt worden [EnergieAtlas_2]. Das technische Potenzial für Photovoltaik-Freiflächenanlagen in der Planungsregion Landshut kann dementsprechend mit $589 \text{ GWh}_{el}/a$ beziffert werden.

In der Planungsregion werden im Jahr 2013 bereits ca. 199 GWh_{el} durch installierte Photovoltaikfreiflächenanlagen produziert.

Es ergibt sich somit ein technisches Zubaupotenzial für Photovoltaikfreiflächenanlagen in Höhe von **ca. $390 \text{ GWh}_{el}/a$** (vgl. Abbildung 39).

Dieses verteilt sich wie folgt auf die Landkreise sowie die Stadt Landshut:

- Lkr. Dingolfing-Landau: ca. 75 GWh_{el}/a bzw. 19 %
- Lkr. Rottal-Inn: ca. 126 GWh_{el}/a bzw. 32 %
- Lkr. Landshut: ca. 171 GWh_{el}/a bzw. 44 %
- Lkr. Kelheim: ca. 17 GWh_{el}/a bzw. 5 %
- Stadt Landshut: 0 GWh_{el}/a bzw. 0 %

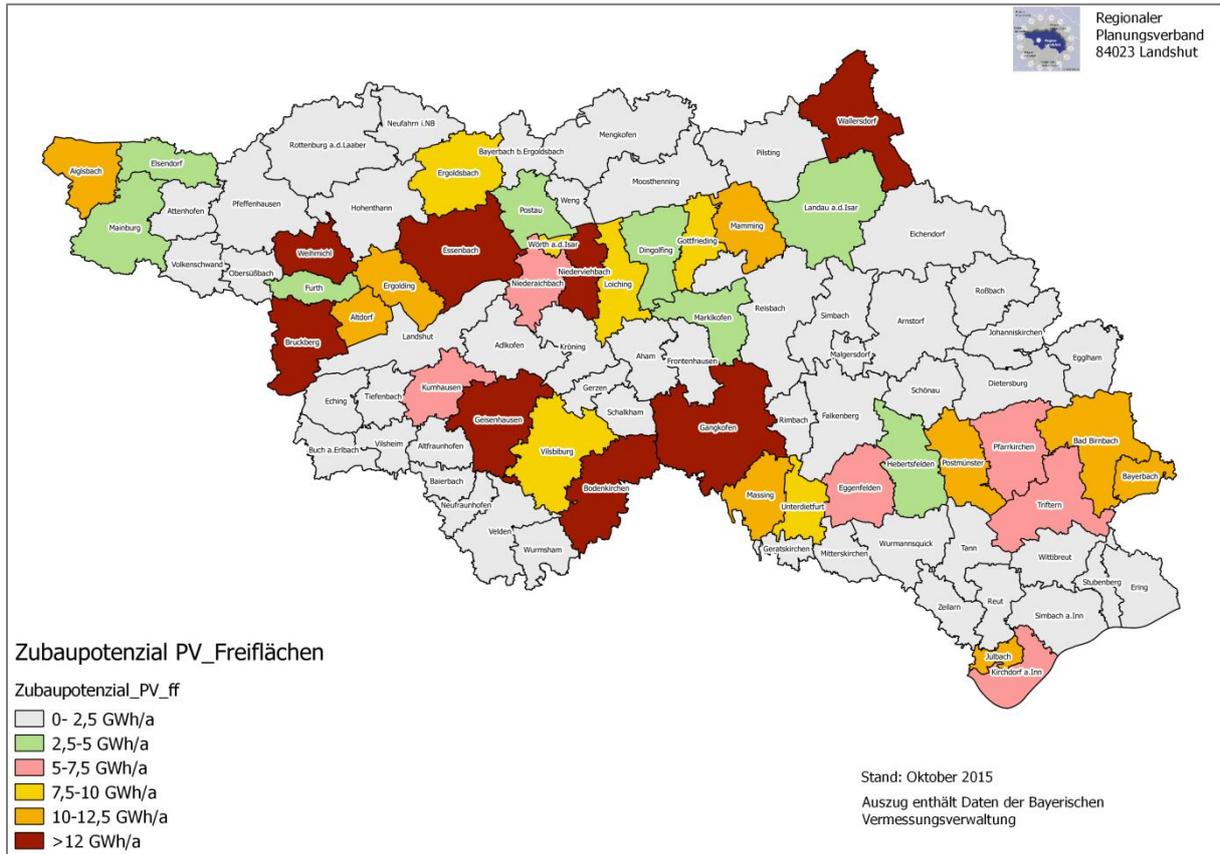


Abbildung 39: Zubaupotenzial Photovoltaikfreiflächen

4.2.7 Abwärmepotenzial

Industrie

Unter Abwärme wird im Allgemeinen diejenige thermische Energie verstanden, welche als „Nebenprodukt“ eines Prozesses anfällt und i.d.R. ungenutzt an die Umgebung abgegeben wird. Es kann somit ein wichtiger Schritt hin zu mehr Effizienz und Klimaschutz sein, Abwärme sinnvoll für die Energieversorgung zu nutzen. Abwärme kann dabei in verschiedenen Formen z.B. als Abwasser, Abluft, Abgas oder „verbrauchtes“ Kühlwasser anfallen. Entscheidend für die Nutzung von Abwärme sind die Fragen:

- Welches Unternehmen könnte Abwärme bereitstellen?
- Welcher Aufwand ist notwendig, um die anfallende Abwärme nutzen zu können?
- Welches Temperaturniveau hat die zur Verfügung stehende Abwärme?
- Welche Wärmemenge steht dementsprechend zur Verfügung?
- Wie steht diese Abwärme zeitlich zur Verfügung?

[BAYSTAAT]

Um das Abwärmepotenzial in der Planungsregion Landshut festzustellen, ist in Abstimmung mit dem Planungsverband ein Fragebogen an die größten Industrie- und Gewerbebetriebe [Fra Ind] versendet worden. Der Rücklauf aus dieser Befragung sowie die im Energieatlas Bayern für die Planungsregion Landshut hinterlegten Abwärmequellen dienen als Grundlage für die Ermittlung des gesamten Abwärmepotenzials in der Planungsregion (vgl. Abbildung 40).



Abbildung 40: Vorgehensweise zur Ermittlung des Abwärmepotenzials

Die einzelnen Abwärmequellen stellt nachfolgende Abbildung 41 geografisch verortet für die Planungsregion Landshut dar.

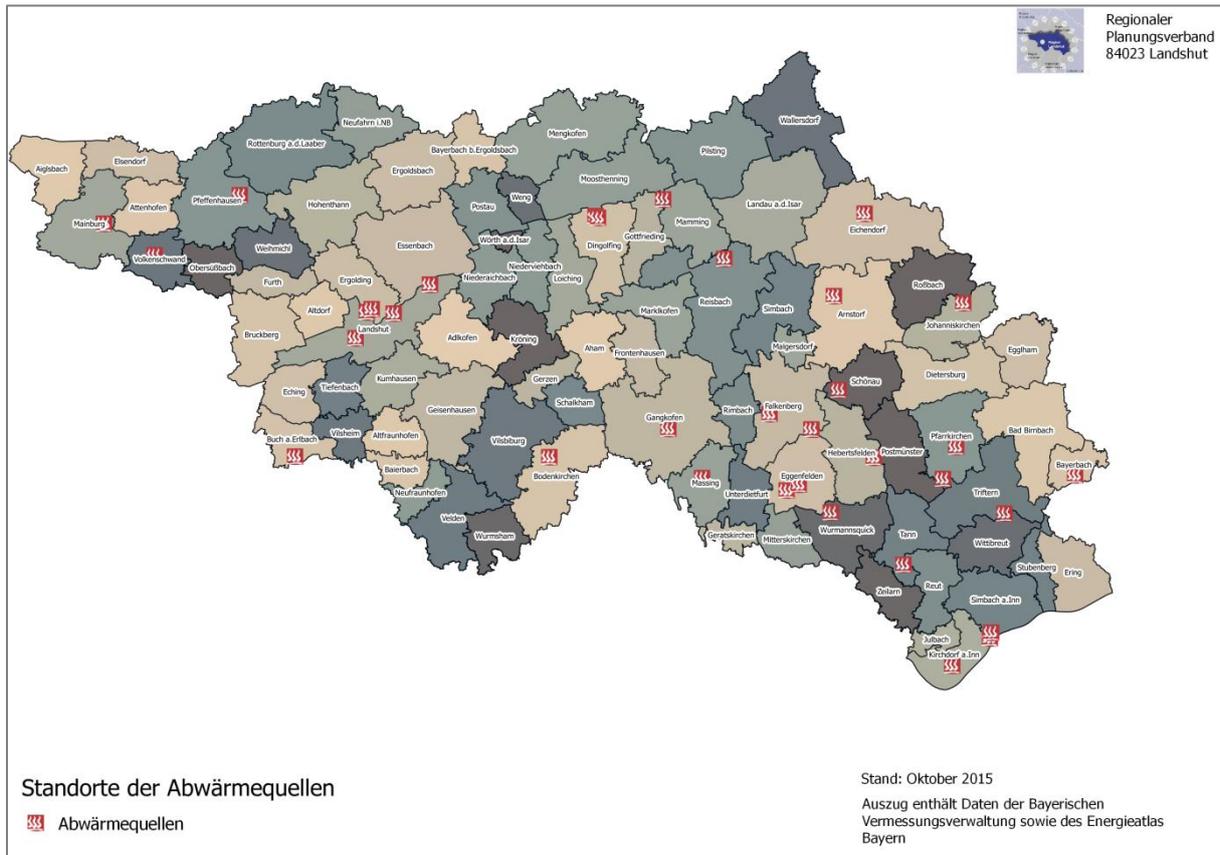


Abbildung 41: Standorte der Abwärmequellen in der Planungsregion Landshut

Das Abwärmepotenzial der Planungsregion kann demzufolge mit ca. 100 GWh_{th}/a beziffert werden, wobei es sich wie folgt auf die einzelnen Landkreise sowie die Stadt Landshut verteilt:

- Lkr. Dingolfing-Landau: ca. 30 GWh_{th}/a bzw. 30 %
- Lkr. Rottal-Inn: ca. 38 GWh_{th}/a bzw. 38%
- Lkr. Landshut: ca. 6 GWh_{th}/a bzw. 6 %
- Lkr. Kelheim: ca. 6 GWh_{th}/a bzw. 6 %
- Stadt Landshut: 20 GWh_{th}/a bzw. 20 %

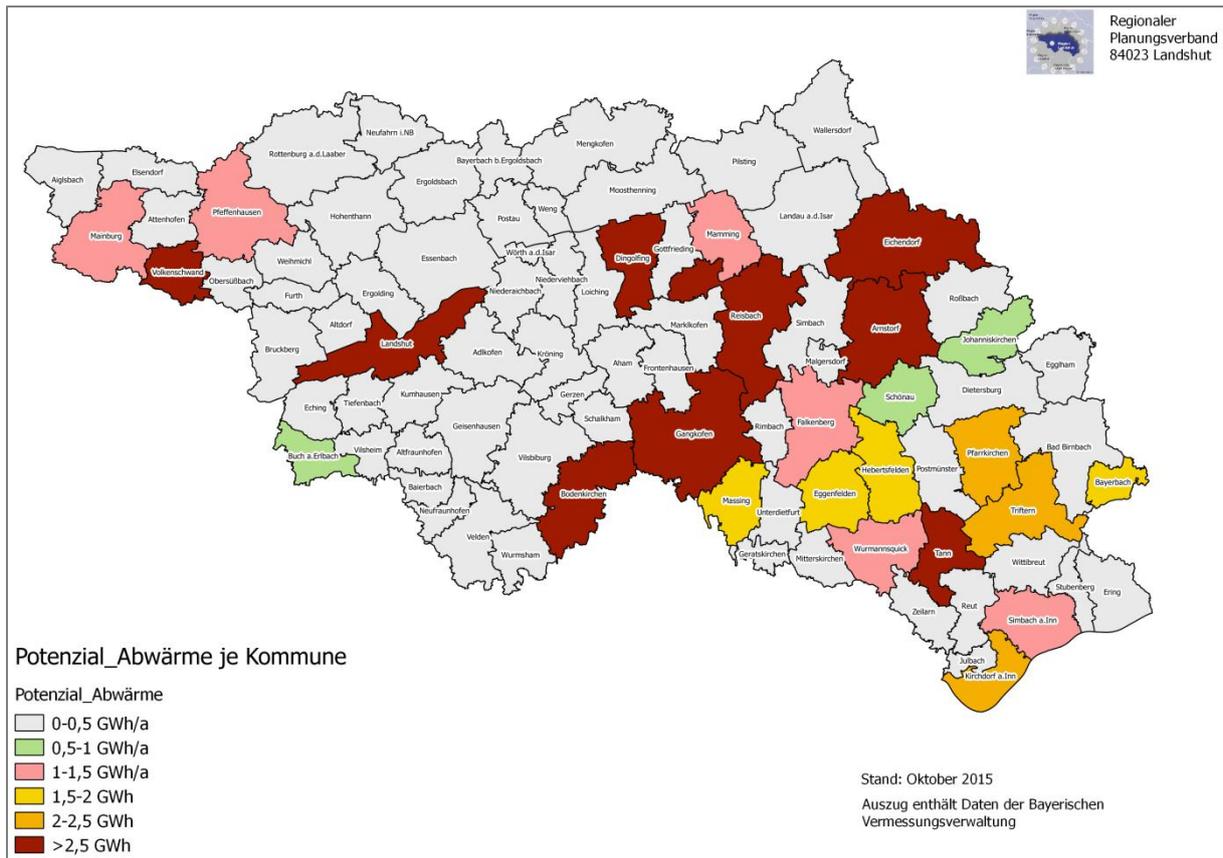


Abbildung 42: Abwärmepotenzial je Kommune

Biogasanlagen

In der Planungsregion Landshut konnte eine Vielzahl an Biogasanlagen identifiziert werden, die über nicht genutzte Abwärmepotenziale verfügen. Aus diesem Grund hat sich die Steuerungsrunde dazu entschlossen, dieses Thema als eigenes Modellprojekt näher zu betrachten. Die Ergebnisse sind in Kapitel 7.1 zusammengefasst.

4.2.8 Ergebnisse der Potenzialanalyse

Durch Umsetzung der ermittelten Potenziale im Bereich der Erneuerbaren Energien könnten zusätzlich jährlich rund 2.462 GWh elektrische Energie und rund 767 GWh thermische Energie in der Planungsregion Landshut bereitgestellt werden. Damit würde der Anteil Erneuerbarer Energien im Bereich der elektrischen Energie bei 240 % (Ist: 126 %) und im Bereich der thermischen Energie bei 27 % (Ist: 19 %) liegen.

Nachfolgende Grafiken zeigen zusammenfassend die Zubaupotenziale der Erneuerbaren Energien sowie deren Verteilung auf die vier Landkreise sowie die Stadt Landshut.

In Abbildung 43 ist zu erkennen, dass das größte technische elektrische Zubaupotenzial (1.178 GWh_{el} bzw. 48 %) bei der Stromerzeugung im Landkreis Landshut, hervorgerufen durch die höchsten Zubaupotenziale bei allen Erneuerbaren Energieträgern, liegt. Es folgen der Landkreis Rottal-Inn sowie der Landkreis Dingolfing-Landau mit einem Anteil von 20 % und 16 % am gesamten elektrischen Zubaupotenzial der Planungsregion Landshut. In ersterem dominiert vor allem das Zubaupotenzial Photovoltaik Dach und Photovoltaikfreifläche, während in Dingolfing das höchste Zubaupotenzial bei den Photovoltaikdachanlagen liegt. Der Landkreis Kelheim hat einen reduzierten Anteil von 12 % am gesamten Zubaupotenzial, dies ist im Vergleich zu den anderen Landkreisen darauf zurückzuführen, dass nur fünf Kommunen des Landkreises Teil der Planungsregion Landshut sind. Aufgrund der vorhandenen Vorrang- und Vorbehaltsflächen liegt das höchste Zubaupotenzial dieses Landkreises im Bereich der Windenergie. Dies ist auch der Grund dafür, dass trotz geringer Anzahl der Kommunen, ein relativ hoher Anteil am gesamten elektrischen Zubaupotenzial erreicht werden kann. Die Stadt Landshut hat zum einen auf Grund der Fläche zum anderen aber auch aufgrund fehlender Wind- und Photovoltaikfreiflächenpotenziale¹² den geringsten Anteil von 4 % am gesamten elektrischen Zubaupotenzial. Hier ist vor allem noch ein Zubaupotenzial durch Photovoltaikdachanlagen gegeben.

¹² Konversionsflächen und etwaige zusätzliche Freiflächen außerhalb der EEG-Vergütung sind im Rahmen des Energiekonzepts nicht berücksichtigt worden.

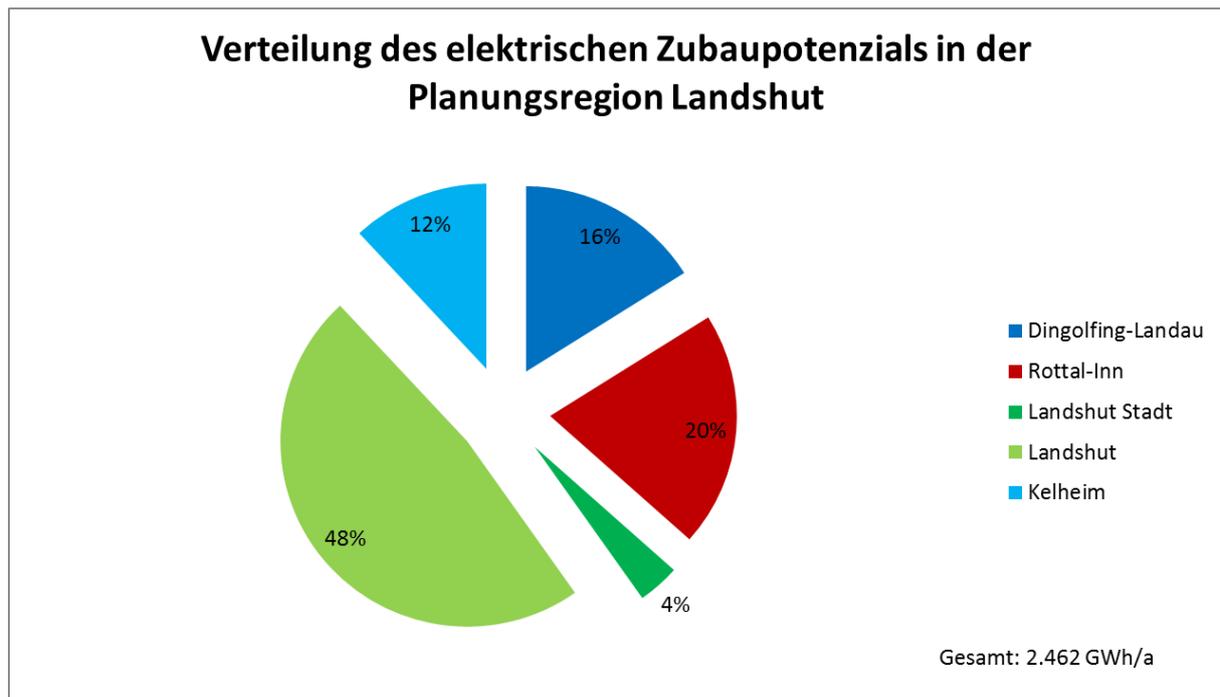


Abbildung 43: Verteilung des gesamten elektrischen Zubaupotenzials in der Planungsregion Landshut

Nachfolgende Abbildung 44 stellt die Verteilung des thermischen Zubaupotenzials in der Planungsregion Landshut dar. Es wird ersichtlich, dass sich die Anteile leicht ändern, die Reihenfolge der höchsten Zubaupotenziale jedoch beinahe gleich bleibt. Auch hier ist der Landkreis Landshut mit einem Anteil von 42 % dominierend. Dies ist im Fall des thermischen Zubaupotenzials vor allem auf das im Vergleich zu den anderen Landkreisen noch hohe Zubaupotenzial Biogas zurückzuführen. Es folgen wiederum die Landkreise Rottal- Inn und der Landkreis Dingolfing-Landau mit einem Anteil von 25 % und 22 % am gesamten thermischen Zubaupotenzial. Die Stadt Landshut hat im Vergleich zu den Landkreisen, hervorgerufen durch eine insgesamt hohe Quadratmeterzahl der Dachflächen, ein hohes solarthermisches Potenzial und deshalb einen Anteil von 6% am gesamten thermischen Zubaupotenzial. Der Landkreis Kehlheim hingegen weist aufgrund des geringsten solarthermischen Potenzials auch das geringste thermische Zubaupotenzial in Summe und damit einen Anteil von 5 % am gesamten thermischen Zubaupotenzial auf.

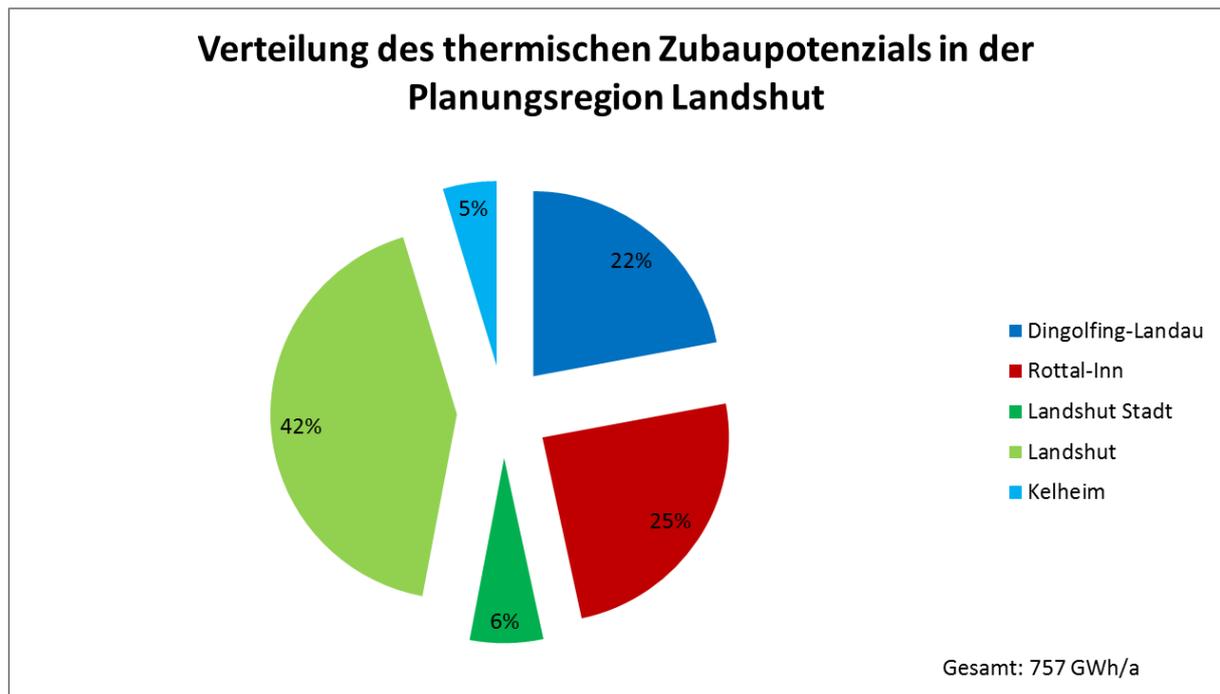


Abbildung 44: Verteilung des thermischen Zubaupotenzials in der Planungsregion Landshut

Zur besseren Übersicht der Zubaupotenziale werden in den beiden nachfolgenden Abbildungen (vgl. Abbildung 45, Abbildung 46) zusammenfassend die Zubaupotenziale elektrisch und thermisch pro Energieträger sowohl für die Landkreise und die Stadt Landshut als auch für die Planungsregion in Summe dargestellt. Es wird nochmals ersichtlich, dass die größten Zubaupotenziale im Bereich der elektrischen Energie in der Planungsregion Landshut durch die Erneuerbaren Energieträger Wind und Aufdach-Photovoltaik hervorgerufen werden (vgl. Abbildung 45), wobei der Landkreis Landshut insgesamt das größte elektrische Zubaupotenzial in der Planungsregion besitzt. Die Höhe des thermischen Zubaupotenzials der Planungsregion wiederum ist stark abhängig vom Biogaspotenzial (vgl. Abbildung 46), welches wiederum vor allem im Landkreis Landshut unter den hier getroffenen Annahmen noch sehr ausgeprägt ist.

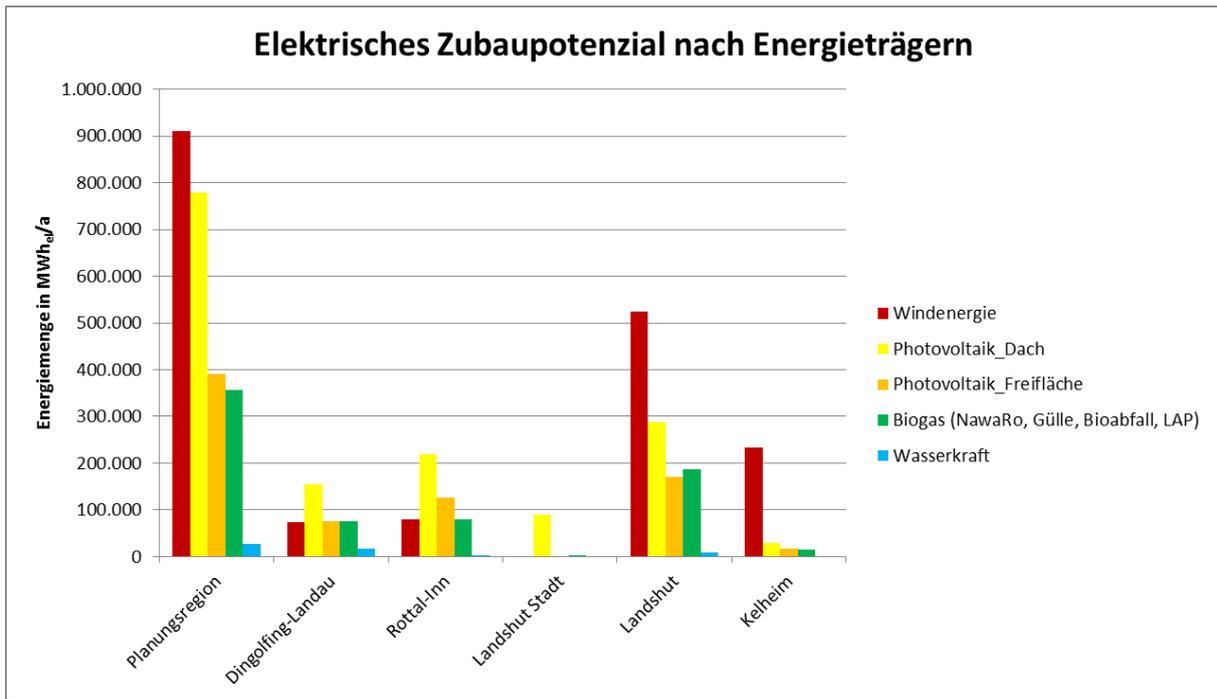


Abbildung 45: Zusammenfassung Potenzialanalyse Erneuerbare (Strom)

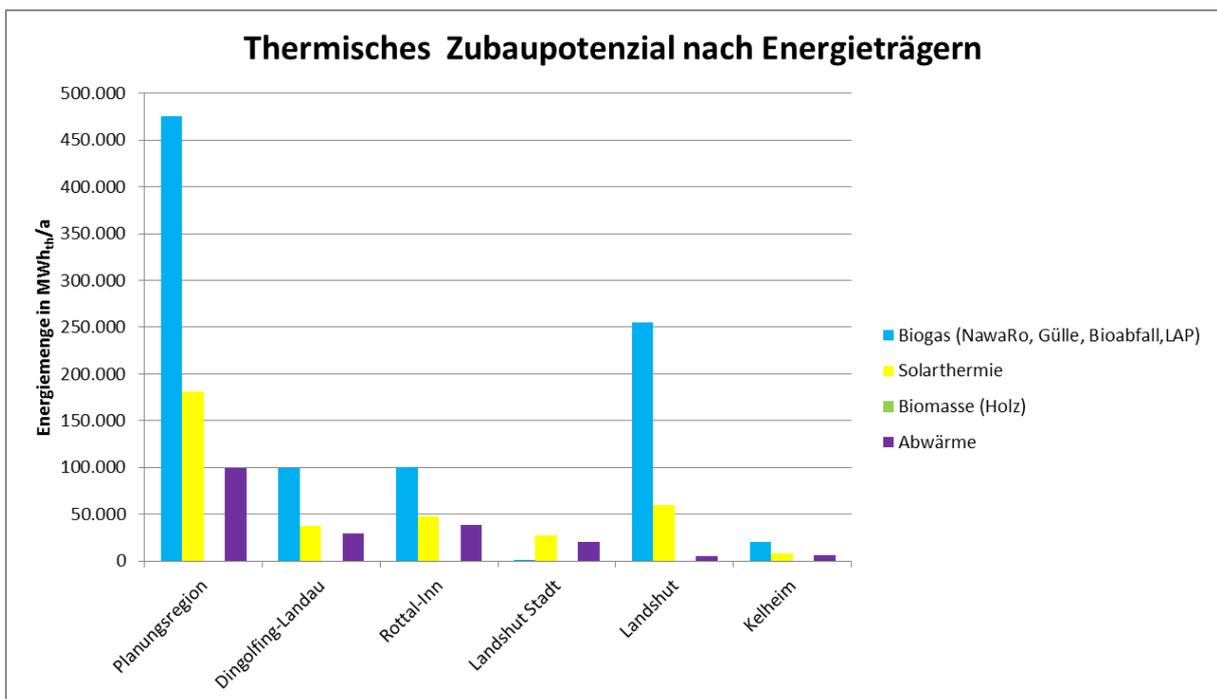


Abbildung 46: Zusammenfassung Potenzialanalyse Erneuerbare (Wärme)

Die hier aufgeführten Potenziale spiegeln lediglich Zubaupotenziale wider, welche eine detaillierte wirtschaftliche Bewertung im Nachgang notwendig machen.

Entsprechend der Potenzialanalyse Erneuerbarer Energien ergibt sich entsprechend bei einer 100%igen Umsetzung des ermittelten technischen Zubaupotenzials der Erneuerbaren Energien unter der Annahme eines konstanten Stromverbrauchs in der Planungsregion (2013: ca. 2.700 GWh_{el}) eine mögliche Gesamtstromerzeugung (inkl. Bestand, ohne Kernenergie) in Höhe von ca. 5.100 GWh_{el}/a. Damit ist bilanziell eine Erhöhung der Überdeckung durch Erneuerbare Energien in der Planungsregion Landshut von 126 % (Stand 2013) auf 241 % möglich (vgl. Abbildung 47).

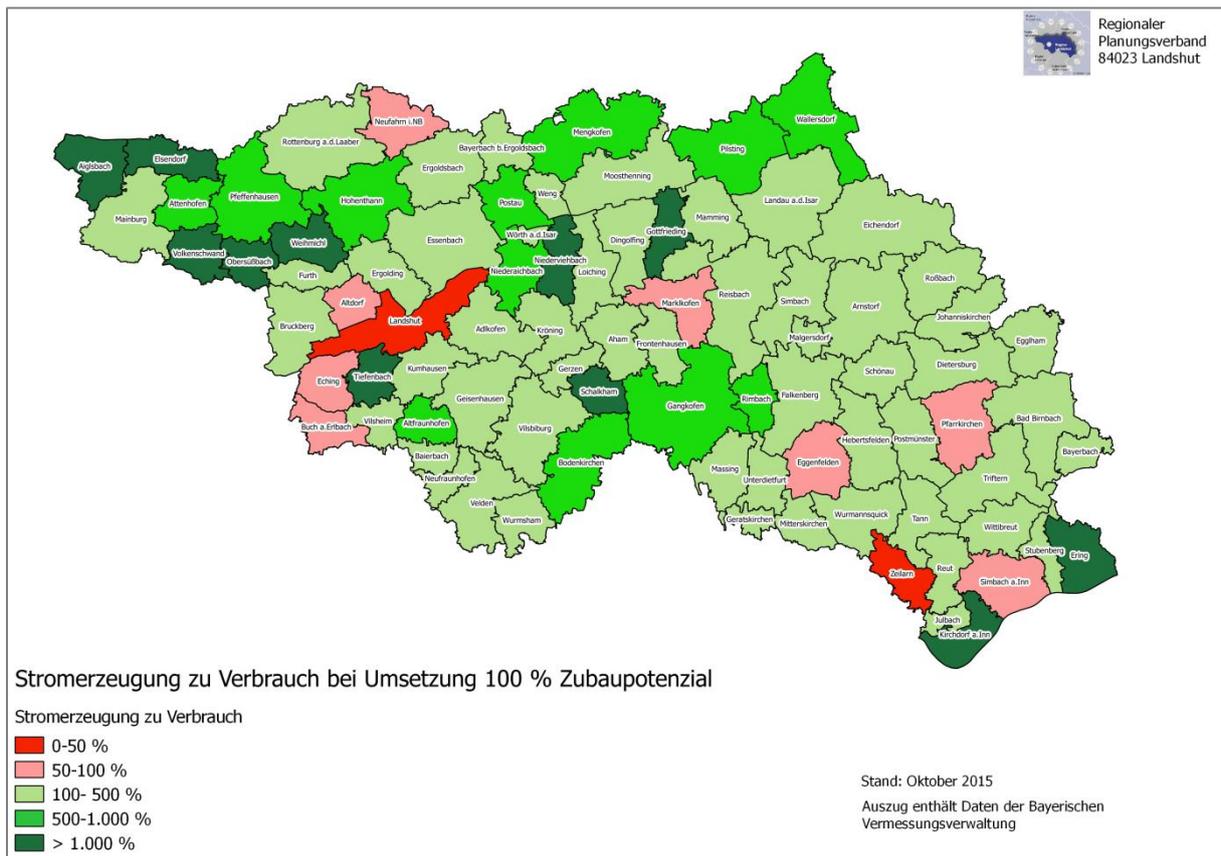


Abbildung 47: Anteil Stromerzeugung zu Verbrauch bei Umsetzung des gesamten technischen, elektrischen Zubaupotenzials

Wird angenommen, dass sowohl das ausgewiesene technische elektrische Zubaupotenzial für die Windenergie als auch das für die Photovoltaikfreiflächenanlagen nicht umgesetzt werden können, alle anderen Potenziale jedoch zu 100 % realisiert werden, so wäre eine Erhöhung der bilanziellen energetischen Überdeckung von 126 % (Stand 2013) auf 180 % möglich.

4.2.9 Vorstellung der Szenarien

Auf Basis der durch die Phasen der Ist-Analyse, der Erstellung der Energie- und CO₂-Bilanz sowie der Potenzialanalyse gewonnenen Erkenntnisse werden drei verschiedene Szenarien entwickelt, die in der nachfolgenden Stromnetzanalyse (vgl. Kapitel 4.3) berücksichtigt und deren Auswirkungen auf den notwendigen Stromnetzausbau beschrieben werden. Im Zusammenhang mit der Betrachtung zu den Stromnetzen wird vorausgeschickt, dass hier ein Betrachtungszeitraum bis 2020 und 2030 gewählt wird, der sich u.a. über den Planungszeitraum sowie der Bauzeit von Stromnetzen inkl. zugehöriger Infrastruktur ergibt. Im Konkreten ist hier berücksichtigt worden, dass z.B. der Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in Stufen bzw. Etappen erfolgt (u.a. Windparks werden mit größeren Leistungen gemeinsam gebaut) und sich der Netzausbau aufgrund von Planungs-, Behörden- und Genehmigungsverfahren erfahrungsgemäß über einen längeren Zeitraum erstreckt. Dies führt insbesondere dazu, dass der resultierende Infrastrukturausbau zeitlich nicht unmittelbar dem Erzeugungsausbau folgen kann.

Es werden folgende drei Szenarien für die Planungsregion Landshut nachfolgend analysiert (vgl. Abbildung 48):

- **Szenario I:** In Szenario I werden die Zubauraten der Erneuerbaren Energien der vergangenen Jahre als Grundlage für die weitere, lineare Fortschreibung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in der Planungsregion Landshut zugrunde gelegt (vgl. Kapitel 4.2.1). Es wird angenommen, dass bis 2020 sowohl bei der Wasserkraft als auch bei der Windenergie 30 % des technischen Zubaupotenzials und bis 2030 100 % des technischen Zubaupotenzials erschlossen werden kann.
- **Szenario II:** Auch Szenario II legt die Zubauraten der Erneuerbaren Energien der vergangenen Jahre zugrunde, geht jedoch davon aus, dass das Windpotenzial nicht genutzt wird. Für die Wasserkraft gelten die Annahmen aus Szenario I. Weiterhin wird eine lineare Zubaurate unterstellt.
- **Szenario III:** In Szenario III gelten die Annahmen entsprechend des Szenario I, es wird jedoch angenommen, dass das Biogaspotenzial nicht realisiert wird.

Nachfolgende Abbildung stellt zusammenfassend die Höhe der elektrischen Energieerzeugung nach Szenarien sowie die mögliche CO₂-Einsparung je Szenario dar.

- 1) Szenario I (Zubauraten der vergangenen Jahre; Wasserkraft und Wind 30 % des Potenzials bis 2020 und bis 2030 Wasserkraft und Wind 100 %)
 - Elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren bis 2020: 688 GWh/a
 - Elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren bis 2030: 1.448 GWh/a
 - CO₂-Einsparung bis 2020/2030: 389.000 t/a / 850.000 t/a (9% / 21% vom Ist-Zustand)
- 2) Szenario II (Zubauraten der vergangenen Jahre; Wasserkraft 30 % des Potenzials bis 2020 und bis 2030 100 %; **kein Wind**)
 - Elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren bis 2020: 415 GWh/a
 - Elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren bis 2030: 537 GWh/a
 - CO₂-Einsparung bis 2020/2030: 222.000 t/a / 290.000 t/a (5% / 7% vom Ist-Zustand)
- 3) Szenario III (Zubauraten der vergangenen Jahre; Wasserkraft und Wind 30 % des Potenzials bis 2020 und bis 2030 Wasserkraft und Wind 100 %); **kein Biogas**)
 - Elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren bis 2020: 403 GWh/a
 - Elektrische Energieerzeugung aus Erneuerbaren bis 2030: 1.139 GWh/a
 - CO₂-Einsparung bis 2020/2030: 241.000 t/a / 690.000 t/a (6% / 17% vom Ist-Zustand)

Abbildung 48: Höhe der elektrischen Energieerzeugung sowie mögliche CO₂-Einsparung nach Szenarien

4.3 Potenzielle Energieinfrastruktur

4.3.1 Stromnetz

Im Folgenden werden auf Basis der Ergebnisse der vorherigen Phasen (Analyse des energetischen Ist-Zustands sowie Potenzialanalyse) zum einen das bestehende Stromnetz mit dem Schwerpunkt auf die Einspeisung sowie der resultierenden Übertragungsmöglichkeiten (Netzkapazitäten) mit dem Ziel der Bedarfsermittlung der Netze analysiert. Zum anderen werden der notwendige Ausbaubedarf sowie die Auswirkungen des in der Potenzialanalyse ermittelten technischen Zubaupotenzials Erneuerbarer Energien auf die Stromnetze in den unterschiedlichen Szenarien (vgl. Kapitel 4.2.9) dargestellt.

4.3.1.1 Auswirkungen der Potenzialanalysen auf den Stromnetzausbau

Auswirkungen der Energieeinspar- und Effizienzpotenziale auf den Stromnetzausbau

Im Zusammenhang mit den angenommenen Szenarien für Energieeinsparung und Effizienzsteigerungen (vgl. Kapitel 4.1) bei den Endkunden wird seitens der Stromnetzbetrachtungen davon ausgegangen, dass hier keine unmittelbaren Auswirkungen auf die Netze gegeben sind. Dies erklärt sich dadurch, dass hier, wenn es zu einer energetischen Reduktion des Energieverbrauchs, z.B. über die Dauer der Anwendung, kommt nicht unmittelbar eine Reduktion der Leistung erfolgt, welche für die Auslegung und den Betrieb der Netze von Bedeutung ist. Weiterführend ist der (nicht vorhandene) Gleichzeitigkeitsfaktor der eingesetzten Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung zu berücksichtigen, denn nicht alle getroffenen Ansätze laut den Szenarien werden bei den Stromverbrauchern zeitgleich angewendet, sodass es hier zu einer kumulativen Entlastung der Netze käme (Stand 2015 – ohne zentrale Steuerungen dieser Maßnahmen). Somit kann es über die hier angenommenen Szenarien für Energieeinsparung und Effizienzsteigerungen bei den Endkunden ohne die Berücksichtigung eines koordinierten Lastmanagements (Demand Side Management – DMS) zu keinen Netzentlastungen kommen, welche Auswirkungen auf die Netzdimensionierung haben.

Da aus netztechnischer Sicht die planungsrelevanten Parameter insbesondere die Spannungsqualität gemäß zugehöriger Europannorm, die Belastbarkeit der Betriebsmittel sowie im Hochspannungsnetz die (n-1)-Sicherheit für Lasten sind, kommt es in den hier angenommenen Szenarien für Energieeinsparung und Effizienzsteigerungen ohne DMS zu keinen Veränderungen des Netzausbaus, dieser wird in der Planungsregion aktuell vorwiegend durch den Zubau von neuen Erzeugungsanlagen beeinflusst.

Auswirkungen der Ausbaupotenziale Erneuerbarer Energien

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Stromnetzinfrastruktur. Allgemein gilt, dass Erzeugungsanlagen mit höheren Leistungen, im Allgemeinen ab > 6 MW, häufig in das Hochspannungsnetz einspeisen. Weiterführend ist zu berücksichtigen, dass insbesondere regionale Konzentrationen und inhomogene Verteilungen der Einspeisung einer der wichtigsten und markantesten Treiber für Maßnahmen im Stromnetz sind. Dies begründet sich u.a. in den Übertragungsleistungen der einzelnen Stromnetze sowie den technischen Rahmenbedingungen und normativen Vorgaben der Spannungsqualität. Zusätzlich wird angeführt, dass hier bisherige Erfahrungen aus vergleichbaren Studien sowie Netzanalysen in den Betrachtungen miteingeflossen sind. Aufgrund dessen werden im Rahmen dieses Energiekonzepts die Mittel- und Hochspannungsnetze betrachtet und über die bestehenden und realen Netzdaten analysiert.

Zur Analyse des Stromnetzes¹³ im Regionalen Planungsverband ist folgendermaßen vorgegangen worden:

- 1) Grundlagen
- 2) Ist-Analyse des Stromnetzes in der Planungsregion
- 3) Annahmen für die Stromnetzanalyse
- 4) Darstellung der Ergebnisse der Stromnetzanalyse anhand der drei Szenarien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien (vgl. 4.2.9)
- 5) Richtwerte für die Kosten des Netzausbaubedarfs je Szenario
- 6) Nutzung von Speichern

Zur Analyse des Stromnetzes wird weiterführend angemerkt, dass die Spannungsebenen Mittel- und Hochspannung aufgrund der oben beschriebenen leistungsbezogenen Konzentration von Erzeugungsanlagen berücksichtigt wurden. Die Niederspannungsnetze werden häufig durch den Ausbau von lokalen Erzeugungsanlagen mit kleineren Leistungen konfrontiert (z.B. Photovoltaik dach- und/oder fassadenintegriert). Hier ist unter Berücksichtigung von Netz- bzw. Betriebsmittelauslegungen sowie den zugehörigen netzbetrieblichen Planungsparametern, u.a. Spannungsänderung, davon auszugehen, dass diese vorwiegend über lokal bedingte Ausbauten, wie z.B. Querschnittverstärkungen oder den Einbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren, integriert werden können. Zusätzlich kommt es aufgrund der starken Regionalisierungen des Energieversorgungssystems zu einer bedingten Abbildbarkeit der Niederspannungsnetze.

¹³ Es sei angemerkt, dass die folgende Analyse keine detaillierte Netzstudie ersetzt. Eine detaillierte Netzstudie, wie beispielsweise [TUM], geht über die Zielsetzungen dieses Energiekonzepts hinaus.

Diese Detaillierung kann im Rahmen des beauftragten Energiekonzepts nicht auf dem Detaillierungsgrad der Niederspannungsebene durchgeführt werden.

4.3.1.2 Grundlagen

Allgemein wird so vorgegangen, dass der nächstgelegene technisch und wirtschaftlich geeignete Netzverknüpfungspunkt gesucht wird. Das ist der Netzverknüpfungspunkt, der die geringsten Gesamtanschlusskosten (Anlagen- plus Netzbetreiber) hervorruft.

Es kann aufgrund der Lastflusssituation im Netzabschnitt beim Zubau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen auch ein Ausbau bzw. eine Verstärkung der vorgelagerten Netze (z.B. Transformatoren, Abgänge, Leitungen) notwendig sein. Die jeweils individuellen Situationen, welche sich insbesondere aufgrund des räumlich sehr differenzierten Potenzials der Nutzung von Energiequellen aber auch aufgrund der technischen Spezifikationen und der Netzkonzepte ergeben, gilt es ebenfalls zu berücksichtigen.

Wesentlich ist die Berücksichtigung des zeitlichen Verlaufs des Einsatzes der Erzeugungsanlagen in Verbindung mit dem zeitlichen Lastverlauf, d.h. wie die Erzeugungseigenschaft der Erzeugung mit dem Verbrauch übereinstimmt. Der Einsatz der Erzeugungsanlagen wird vom Anlagenbetreiber bestimmt bzw. vom Stromhändler vorgegeben und berücksichtigt somit nicht die aktuelle Lastsituation im Netz.

Die Verfügbarkeit von ausreichenden Netzkapazitäten ist für den Betrieb von Netzen eine der wesentlichen Voraussetzungen. Die erforderlichen Netzkapazitäten umfassen allgemein das Verteiler- und Übertragungsnetz.

4.3.1.3 Ist-Analyse des Stromnetzes in der Planungsregion

Der Ausbau von Erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung hat unterschiedliche Auswirkungen auf die Stromnetzinfrastuktur [siehe auch BMWi 2016_1]. Allgemein gilt, dass Erzeugungsanlagen mit höheren Leistungen, im Allgemeinen > 6 MW, unter Berücksichtigung des wirtschaftlichen Netzanschlusses in das Hochspannungsnetz (110-kV-Netz) einspeisen. Weiterführend ist zu berücksichtigen, dass insbesondere regionale Konzentrationen und inhomogene Verteilungen der Einspeisung einer der wichtigsten und markantesten Treiber für Maßnahmen im Stromnetz sind. Dies begründet sich u.a. in den maximal zulässigen Übertragungsleistungen der einzelnen bestehenden Stromnetze sowie den technischen Rahmenbedingungen und normativen Vorgaben der Spannungsqualität. Zusätzlich wird angeführt, dass hier bisherige Erfahrungen aus vergleichbaren Studien sowie Netzanalysen in den Betrachtungen miteingeflossen sind, bei denen u.a. ein kostenintensiver Netzausbau in

den Mittel- und Hochspannungsnetzen gesehen wird, wobei hier regionale Konzentrationen von Erzeugungszubauten ebenfalls Kosten in den Niederspannungsnetzen verursachen. Aufgrund des Ziels den Planungsverband überregional zu analysieren werden nachfolgend die Mittel- und Hochspannungsnetze betrachtet und über die bestehenden und realen Netzdaten analysiert.

Zur Analyse des Stromnetzes in der Planungsregion werden in einem ersten Schritt die Netzdaten (Hochspannungsnetz mit Übergabe zum Mittelspannungsnetz), die Netzeinspeisung aus höheren Spannungsebenen sowie die Leitungsparameter in der Netzplanungssoftware sowie Lastflussberechnungsprogramm (NEPLAN®) und teilweise auch im Geoinformationssystem implementiert. Daran anschließend erfolgt ein Abgleich der Netzstrukturdaten und damit eine Validierung des gesamten Netzes sowie die Konkretisierung der Netzanschlusspunkte und Proberechnungen zu den Lastflüssen (vgl. Abbildung 49).

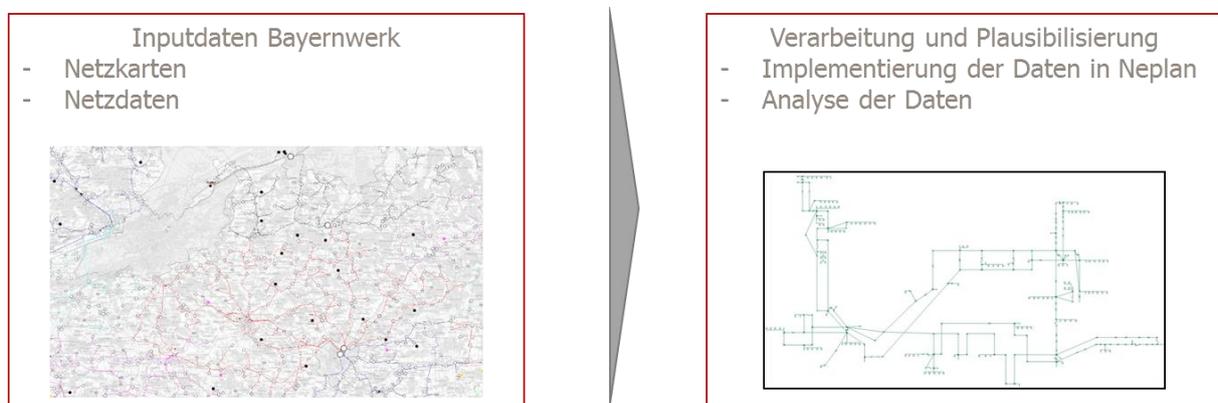


Abbildung 49: Vorgehensweise zur Aufnahme des Ist-Zustands in der Planungsregion Landshut

Zur detaillierten Analyse des Stromnetzes ist in einem weiteren Schritt anhand der Informationen zum aktuellen 20-kV-Netz (Mittelspannungsnetz) und zum aktuellen 110-kV-Netz (Hochspannungsnetz) in der Planungsregion Landshut, die für diese Analyse vom Bayernwerk AG zur Verfügung gestellt worden sind, die gesamte Planungsregion in verschiedene Netzabschnitte eingeteilt worden (vgl. Abbildung 50). Diese Einteilung der Planungsregion erfolgt im Geoinformationssystem. Den einzelnen Netzabschnitten sind in einem weiteren Schritt sowohl die Bestandanlagen bzw. deren Leistung (kW) und Erzeugung (kWh) als auch das ermittelte Zubaupotenzial zugeordnet worden, um darauf aufbauend in der Netzplanungssoftware NEPLAN® Lastflussberechnungen zu ermöglichen.

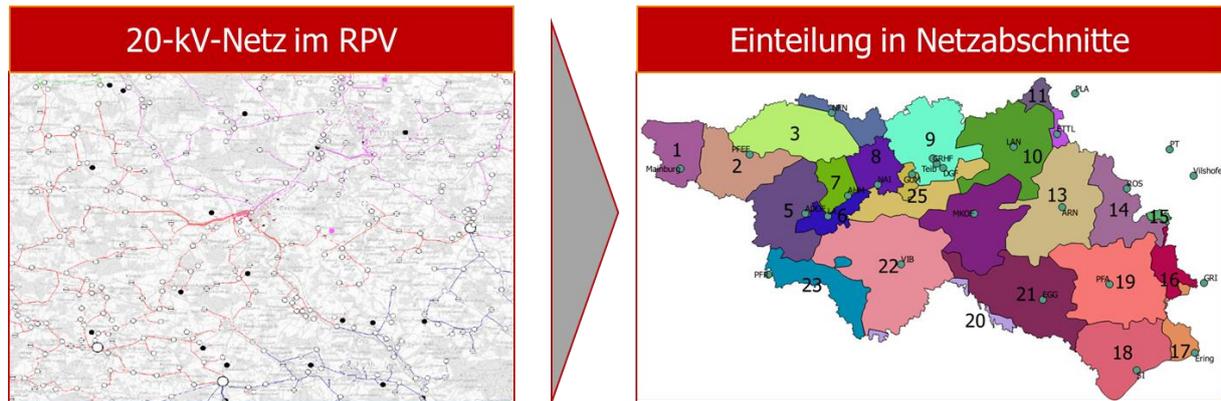


Abbildung 50: Einteilung des 20-kV-Netzes in der Planungsregion in Netzabschnitte

Auf Grundlage dieser Arbeitsschritte ist eine Verschneidung der Einspeiseleistungen mit den verschiedenen Netzabschnitten unter Berücksichtigung der leistungsmäßigen Richtwerte für die Zuordnung zu den Spannungsebenen, der vorhandenen Umspannwerke, der 110-kV-Leitungen sowie der georeferenzierten Zubaupotenziale möglich.

Dies stellt die Basis für die weitere Stromnetzanalyse dar (vgl. Abbildung 51).

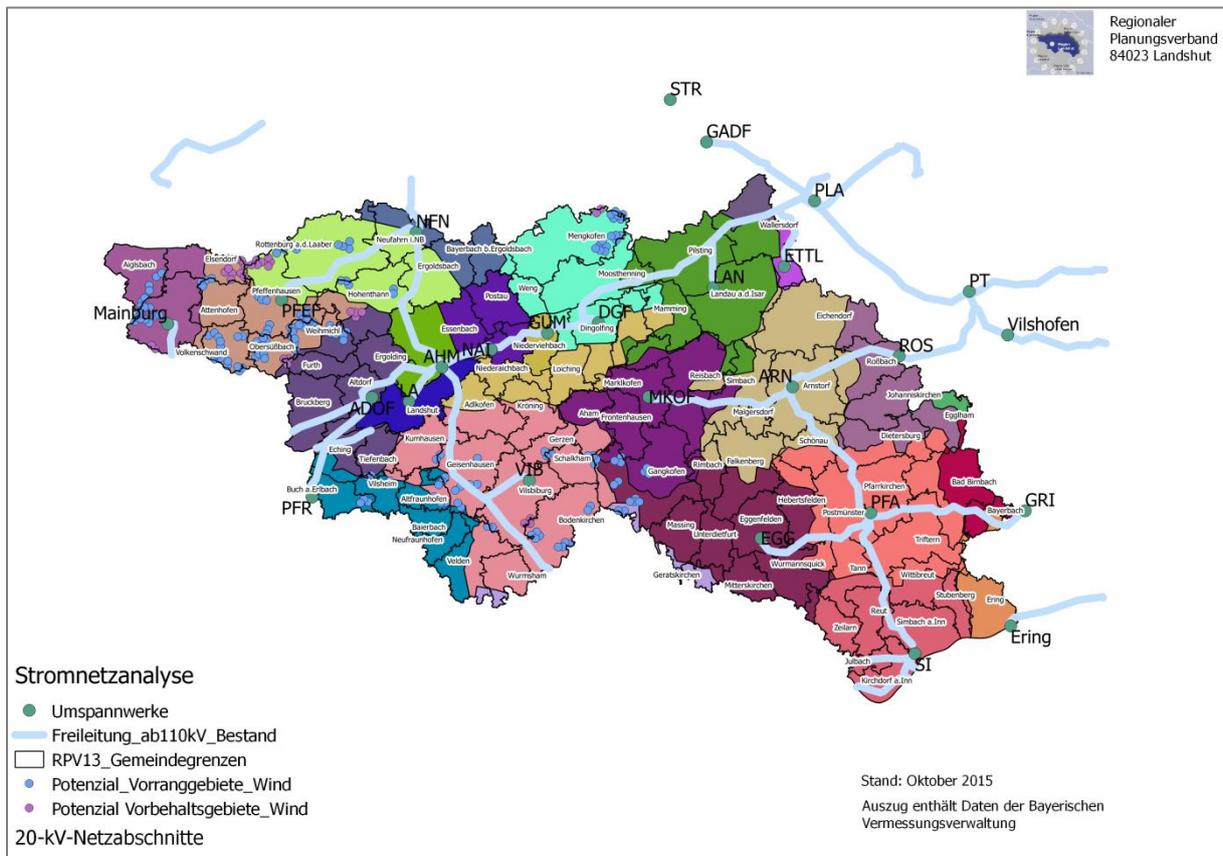


Abbildung 51: Verschneidung der Einzelinformationen für die Stromnetzanalyse – 20-kV-Netzabschnitte und 110-kV-Netz

Hinsichtlich der Stromnetzanalyse ist wie folgt vorgegangen worden: Zunächst sind die georeferenzierten Bestandsanlagen sowie die georeferenzierten Potenziale¹⁴ und deren Kennwerte (Leistung in kW und Energie in kWh) in NEPLAN® übertragen worden und anhand dieser Informationen ist in einem zweiten Schritt der Netzausbau für obig beschriebene Szenarien ermittelt worden. Die einzelnen Annahmen und Detailschritte werden im Folgenden beschrieben.

4.3.1.4 Annahmen für die Stromnetzanalyse

Bevor auf die Ergebnisse der Stromnetzanalyse in den einzelnen unter Kapitel 4.2.9 dargestellten Szenarien eingegangen wird, werden zuerst die weiterführenden Annahmen für die Prognose von Umsetzung bzw. Ausbau der technischen Zubaupotenziale beschrieben. Grundsätzlich wird in der nachfolgenden Stromnetzanalyse sowie in den Szenarien von zwei Prognosezeithorizonten – bis 2020 bzw. bis 2030 – ausgegangen. Als Grundlage für die Berechnung des jährlichen technischen Zubaupotenzials je Energieträger dienen die jährlichen Zubauraten der verschiedenen Erneuerbaren Energien vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2013 gemäß der GIS-Bestandsdaten des Energieatlas Bayern aus der Ist-Analyse (siehe Abbildung 52).

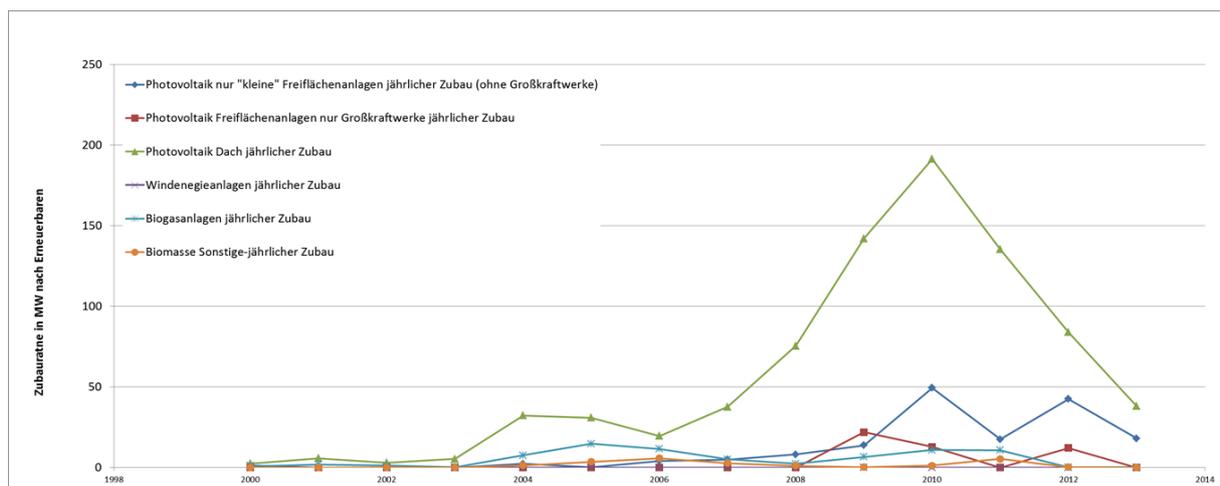


Abbildung 52: Jährliche Zubauraten der einzelnen erneuerbaren Energieträger von 2000-2013 auf Basis der GIS-Daten der Bestandsanlagen im Regionalen Planungsverband

Datenquelle: [ENERGIEATLAS]

¹⁴ Bei erneuerbaren Energiepotenzialen, bei denen das Potenzial nicht georeferenziert vorliegt, wird das Potenzial entsprechend der Gebietsflächen auf die vorliegenden Netzgebiete verteilt.

Auf die einzelnen relevanten technischen Zubaupotenziale Erneuerbarer Energien in der Planungsregion Landshut bezogen, sind unter Berücksichtigung dieser jährlichen Zubauraten, folgende Annahmen getroffen worden:

- **Zubaupotenzial Photovoltaik (Freiflächen)**
 - Grundlage sind die in der Potenzialanalyse ermittelten technischen Zubaupotenziale (u.a. gemäß PV-Freiflächen – GIS-basiert [MW])
 - Der jährliche Zubau wird in den einzelnen Szenarien entsprechend des durchschnittlichen historischen Zubaus der letzten sechs Jahre (unter Berücksichtigung der verfügbaren Daten und erfolgten Ausbauten, vgl. Abbildung 52) ermittelt.
- **Zubaupotenzial Windenergie**
 - Grundlage sind die auf Basis des Regionalplans Wind in den Vorrang- und Vorbehaltsflächen ermittelten technischen Zubaupotenziale für die Windenergie– GIS-basiert [MW]
 - Der jährliche Zubau wird in den Szenarien prozentual bezogenen auf das gesamte technische Zubaupotenzial angesetzt, da für Bayern keine referenzierbaren historischen Daten zum Windenergieausbau vorliegen (vgl. Kapitel 4.2.2).
- **Zubaupotenzial Wasserkraft**
 - Grundlage sind die in der Potenzialanalyse ermittelten technischen Zubaupotenziale für Modernisierung und Nachrüstung bei den Großkraftwerken sowie die für den Neubau von Kleinwasserkraftwerken (GIS-basiert)
 - Der jährliche Zubau wird in den Szenarien prozentual bezogenen auf das gesamte technische Zubaupotenzial angesetzt, da für Bayern keine referenzierbaren historischen Daten zum Wasserkraftausbau vorliegen (vgl. Kapitel 4.2.3).
- **Zubaupotenzial Biogas**
 - Grundlage ist das in der Potenzialanalyse ermittelte technische Zubaupotenzial für Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen, Gülle, Landschaftspflegematerial sowie Bioabfall (GIS-basiert)
 - Der jährliche Zubau wird in den einzelnen Szenarien entsprechend des durchschnittlichen historischen Zubaus der letzten neun Jahre (unter Berücksichtigung der verfügbaren Daten und erfolgten Ausbauten, vgl. Abbildung 52) ermittelt.

Insgesamt gilt für die Prognose bis 2030 eine Betriebsdauer der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen von durchgängig 20 Jahren u.a. aus technischen Gründen sowie aufgrund des energiewirtschaftlichen Rahmens (Erneuerbare Energien Gesetz). Eine Ausnahme stellt hier einzig die Wasser-

kraft dar, bei der angenommen wird, dass diese auch im Zeithorizont bis 2030 weiterhin betrieben werden kann.

Hinweis

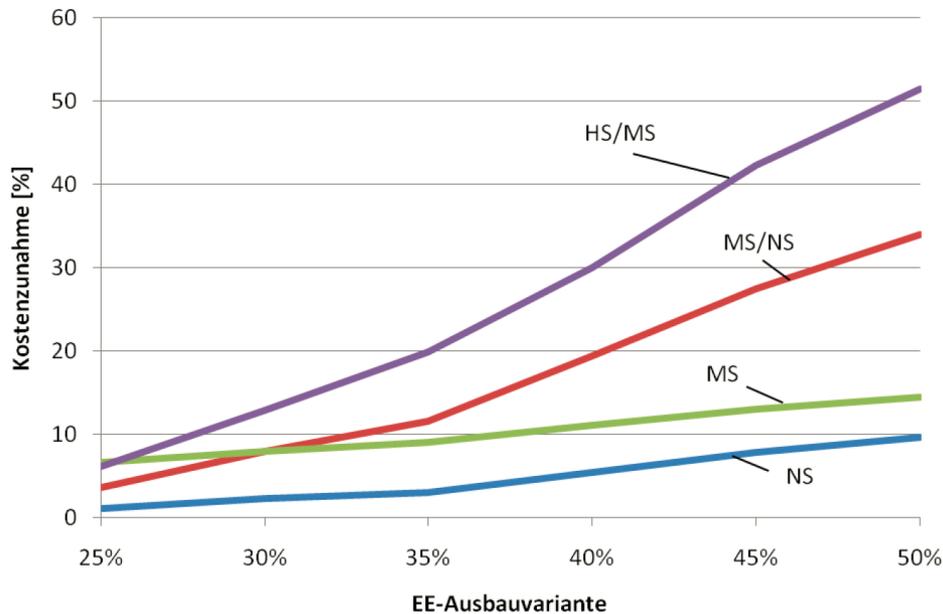
Beim Ausbau von Photovoltaik (PV) dach- und fassadenintegrierten Anlagen ist davon auszugehen, dass diese grundsätzlich auf der Niederspannungsebene angeschlossen werden. Hier ist unter Berücksichtigung von Netz- bzw. Betriebsmittelauslegungen sowie den zugehörigen netzbetrieblichen Planungsparametern, u.a. Spannungsänderung, davon auszugehen, dass diese vorwiegend über lokal bedingte Ausbauten, wie z.B. Querschnittverstärkungen oder den Einbau von regelbaren Ortsnetztransformatoren, integriert werden können. Der lokale Ausbaubedarf ist hier zum aktuellen Zeitpunkt sehr schwer abschätzbar, stellt aber auch aufgrund von bisherigen Untersuchungen, siehe Abbildung 53, keinen unmittelbaren technischen und kostenmäßigen Treiber dar. Zudem werden auch in anderen Studien, wie z.B. Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050 – siehe [Elsner], aufgrund von starken Regionalisierungen des Energieversorgungssystems sowie der bedingten Abbildbarkeit die Verteilnetze generell nicht betrachtet.

Weiterführend hat die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung der PV-Systeme einen Einfluss auf die Spannung und kann somit u.a. die Spannungsanhebung begrenzen. Die maximale Einspeiseleistung von PV-Systemen bei Anlagen mit kleiner 30 kWp wird auf 70 % der installierten PV-Leistung begrenzt, sofern die Leistungsabgabe nicht im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber ferngesteuert wird, vgl. [BMWi 2014]. Neben der zeitlichen Verlagerung von verschiebbaren Lasten können auch Batteriespeicher eingesetzt werden, um Einspeisespitzen abzufangen und die Einspeiseleistung zu begrenzen. Soll die Errichtung des Batteriespeichersystems durch das Speicherförderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert werden, erfordert dies derzeit die Begrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 60 % der Nennleistung des PV-Systems, siehe [BMU 2013].

„Da die Reduzierung der Netzeinspeisung zur Erhöhung der Aufnahmekapazität eines bestehenden Netzes beiträgt, ist mittelfristig eine weitere Reduktion der zulässigen maximalen Einspeiseleistung anzustreben. Dadurch könnten Batteriespeicher noch stärker zur Verbesserung der lokalen Spannungsverhältnisse sowie zur Betriebsmittelentlastung beitragen“ [Weniger].

Allgemein wird angemerkt, dass es u.a. aufgrund von räumlichen Konzentrationen von Photovoltaikanlagen, z.B. in ländlichen Regionen, zu deutlich höheren Ausbaurkosten im Niederspannungsnetz kommen kann, die hier aufgrund der überregionalen Betrachtung unberücksichtigt bleiben. Da insbesondere in der untersuchten Region der Ausbau der PV Dachanlagen nach der Spitze im Jahr 2010

(vgl. auch Abbildung 52) stark rückläufig war und der Ausbau stark von Förderungen beeinflusst wird, wird im Folgenden für die Netzanalysen kein signifikanter Ausbau angenommen.



Quelle: Eigene Darstellung Consentec GmbH (NS: Niederspannung, MS: Mittelspannung, HS: Hochspannung)

Abbildung 53: Kosten Netzausbau nach Netzebenen

Im Gegensatz hierzu werden PV-Freiflächenanlagen aufgrund der höheren Leistungen sowie der räumlichen Konzentration, z.B. neben Autobahn- oder Bahnstrecken, vorzugsweise an das Mittelspannungsnetz angeschlossen und anschließend häufig an Hochspannungsnetz (Umspannwerk) übergeben. Windkraftwerke werden vorwiegend als Windkraftparks verwirklicht, die über ein Mittelspannungsnetz miteinander verbunden sind und anschließend ebenfalls an das Hochspannungsnetz über Umspannwerke (20 kV auf 110 kV) angeschlossen werden.

4.3.1.5 Darstellung der Ergebnisse der Stromnetzanalyse anhand der drei Szenarien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien

Auf der Grundlage dieser Annahmen können im Szenario I die im Folgenden beschriebenen Ergebnisse für die einzelnen erneuerbaren Energieträger für den Zeithorizont bis 2020 festgehalten werden.

Photovoltaik (Freiflächen)

Abbildung 54 stellt exemplarisch für einen Netzabschnitt den ermittelten durchschnittlichen Zubau bezogen auf kW/km^2 in der Planungsregion Landshut sowie den theoretischen Zubau für Photovoltaik bis 2020 in MW sowie in % dar. Diese Daten dienen als Basis für die Lastflussberechnungen in der Netzplanungssoftware NEPLAN®.

Zubau bis 2020 unter Berücksichtigung des jährlichen Ausbaus	
PV Freiflächen georeferenziert aus GIS Daten	
Bezogen auf Stand 2013 - somit 6 Jahre Mittelwert	
Quelle "jährliche Zubauraten_23 08 2015_aha" - Durchschnitt von 2008-2013	kW/km²/a
jährliche Zubauraten der einzelnen Sparten im gesamten RPV Gebiet in [kW/km²/a] aus GIS Daten	
jährlicher Zubau_PV Freiflächen; aus PV "kleine" Freiflächenanlagen GIS von 2008-2013	6,618
	MW
Zubaupotenzial_PV Freiflächen	19,482
	MW
theoretischer Zubau_PV_Freiflächen	5,523
über max Zubaupotenzial bewerteten Zubau_PV_Freiflächen	5,523
umgesetzt bis 2020	%
theoretischer Zubau_PV_Freiflächen	28,3%
über max Zubaupotenzial bewerteten Zubau_PV_Freiflächen	28,3%

Abbildung 54: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Photovoltaik für einen Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020

Wasserkraft

Abbildung 55 stellt exemplarisch für einen Netzabschnitt den technischen Zubau entsprechend für die Wasserkraft dar, wobei die Bewertung in diesem Fall nicht auf Basis des Ausbaus, sondern unter der Annahme der Umsetzung von 30 % (vgl. Kapitel 4.3.1.4) des technischen Zubaupotenzials bis 2020 erfolgt. Es wird daher davon ausgegangen, dass bis 2020 0,2 MW des technischen Zubaupotenzials umgesetzt werden.

Wasserkraft	
Zubau Wasserkraft - %-Annahme vom Potenzial bis 2020	30%
	MW
Zubaupotenzial_Wasser_Summe	0,734
	MW
Zubau_Wasser	0,220
umgesetzt bis 2020	%
Zubau_Wasser	30,0%

Abbildung 55: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Wasserkraft für einen Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020

Windenergie

Auch für die Windenergie ist bei der Bewertung von einem pauschalen prozentualen Ansatz (vgl. Kapitel 4.3.1.4) ausgegangen worden, sodass hier exemplarisch für einen Netzabschnitt bis 2020 von einem Zubau in Höhe von 20,7 MW (vgl. Abbildung 56), ausgegangen wird.

Wind georeferenziert aus GIS Daten	
Bezogen auf Stand 2013 - somit 6 Jahre Mittelwert	
Quelle "jährliche Zubauraten_23 08 2015_aha" - Durchschnitt von 2008-2013	
jährliche Zubauraten der einzelnen Sparten im gesamten RPV Gebiet in [kW/km²/a] aus GIS Daten	
Zubau Windenergieanlagen - %-Annahme vom Potenzial bis 2020	30%
	MW
Zubaupotenzial Wind Vorrang- und Vorbehaltsgebiete	68,996
	MW
theoretischer Zubau_Wind %-Zubaurate	20,699
umgesetzt bis 2020	%
theoretischer Zubau_Wind %-Zubaurate	30,0%

Abbildung 56: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Windenergie in einem Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020

Biogas

Hinsichtlich des Biogases zeigt sich auf Basis der angenommen durchschnittlichen Zubauraten der letzten neun Jahre, dass das ermittelte technische Zubaupotenzial bereits im Zeithorizont bis 2020 ausgeschöpft werden kann (vgl. Abbildung 57, exemplarisch für einen Netzabschnitt).

Biogas	
Bezogen auf Stand 2012 - somit 9 Jahre	
Quelle "jährliche Zubauraten_23 08 2015_aha" - Durchschnitt von 2004-2012	kW/km²/a
jährliche Zubauraten der einzelnen Sparten im gesamten RPV Gebiet in [kW/km²/a] aus GIS Daten	
jährlicher Zubau_Biogas	2,052
	MW
Zubaupotenzial_Biogas_Summe	1,211
	MW
theoretischer Zubau_Biogas	1,712
über max Zubaupotenzial bewerteten Zubau_Biogas	1,211
	%
umgesetzt bis 2020	
theoretischer Zubau_Biogas	141,4%
über max Zubaupotenzial bewerteten Zubau_Biogas	100,0%

Abbildung 57: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Biogas für einen Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020

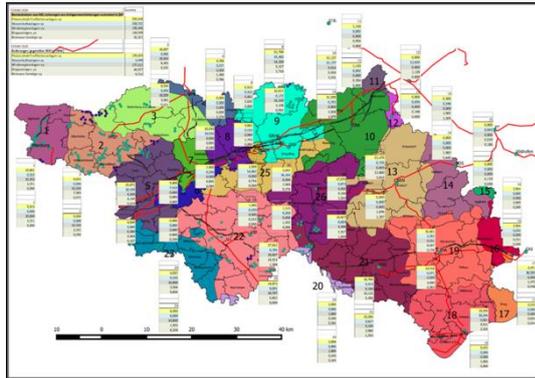
In Summe ergibt sich entsprechend der beschriebenen Annahmen für den Regionalen Planungsverband Landshut der in nachfolgender Abbildung dargestellte technische Zubau (in MW) über die gesamte Netzregion im Zeitraum bis 2020 bzw. bis 2030 (vgl. Abbildung 58).

STAND 2020	Summe
Bestandsdaten aus GIS; Leistungen aus Anlagennennleistungen summiert in [MW]	
Photovoltaik Freiflächenanlagen-xy	333,148
Wasserkraftanlagen-xy	218,712
Windenergieanlagen-xy	178,395
Biogasanlagen_xy	118,349
STAND 2020	
Änderungen gegenüber 2013 in [MW]	
Photovoltaik Freiflächenanlagen-xy	125,625
Wasserkraftanlagen-xy	1,440
Windenergieanlagen-xy	177,112
Biogasanlagen_xy	44,527
STAND 2030	Summe
Bestandsdaten aus GIS; Leistungen aus Anlagennennleistungen summiert in [MW]	
Photovoltaik Freiflächenanlagen-xy	445,640
Wasserkraftanlagen-xy	222,071
Windenergieanlagen-xy	591,027
Biogasanlagen_xy	121,018
STAND 2030	
Änderungen gegenüber 2020 in [MW]	
Photovoltaik Freiflächenanlagen-xy	167,675
Wasserkraftanlagen-xy	3,359
Windenergieanlagen-xy	413,862
Biogasanlagen_xy	54,606

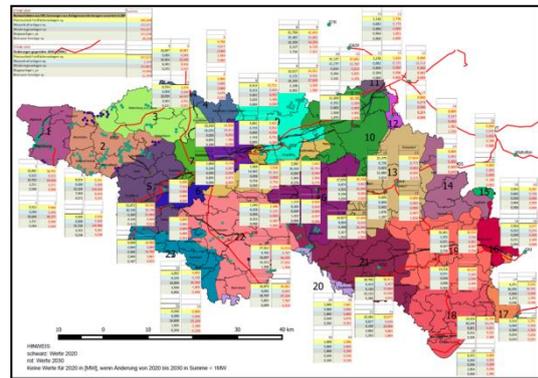
Abbildung 58: Summen der Anlagenleistung bis 2020 bzw. 2030 in Szenario I

Diese gesamten technischen Zubaupotenziale der Planungsregion Landshut sind entsprechend auf die Netzregionen sowohl für den Prognosezeitraum 2020 als auch für den bis 2030 übertragen worden, um eine Lastflussberechnung in der Netzplanungssoftware NEPLAN® zu ermöglichen, siehe Abbildung 59.

Summe über Netzregionen bis 2020



Summe über Netzregionen bis 2030

**Abbildung 59: Summe der technischen Zubaupotenziale je Netzregion**

Diese Analysen zum technischen Zubaupotenzial je Energieträger (in MW) für den Zeithorizont bis 2020 bzw. bis 2030 für die Planungsregion sowie für jede einzelne Netzregion werden den jeweiligen Umspannwerken je Netzregion zugeordnet und auf diesem Weg der Ausbaubedarf für das Netz sowie für zusätzlich notwendige Umspannwerke (z.B. wenn räumlichen Konzentrationen von Erzeugungsanlagen vorliegen, insbesondere bei leistungsgrößen PV-Freiflächenanlagen oder Windkraftwerke) bestimmt. Dieser Schritt erfolgt unter Berücksichtigung der Lastflussrechnungen für die beiden Zeithorizonte. Die Schwerpunkte der durchgeführten Betrachtungen beziehen sich auf die Mittel- und Hochspannung, dies unter anderem aus dem netztechnischen Grund, dass hier mit hohem Ausbaubedarf gerechnet werden kann. Dies begründet sich u.a. in der regionalen Konzentration von Potenzialen der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien sowie dem Umstand, dass seitens der Netzbetreiber u.a. im Niederspannungsnetz und der erforderlichen Ortsnetztransformatorstationen bereits laufend an Ausbauten, Verstärkungen und Anpassungen, z.B. über regelbare Transformatoren, arbeiten.

In den Betrachtungen sind Standardbetriebsmittel eingeflossen, diese sind z.B.:

- Niederspannungskabel – Aluminium 4x150mm²
- Ortsnetztransformatoren mit der Leistung von 630 kVA
- Mittelspannungskabel – Aluminium 3x1x240mm²
- Umspannung von Hoch- auf Mittelspannung mit der Leistung von 40 MVA

Insbesondere für den Betrieb der Netze sind folgende Betrachtungen bzw. normativen Vorgaben berücksichtigt worden:

- EN 50160 – Europeanorm – Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- Maximale Dauerbelastbarkeit von Betriebsmitteln
- (n-1)-Sicherheit für den Betrieb von Hochspannungsnetzen für den Lastfall
- Umschaltmöglichkeiten

Ergebnisse

Als Ergebnis kann folgender Ausbaubedarf bis 2030 in den einzelnen Szenarien festgehalten werden:

Tabelle 8: Ausbaubedarf in den verschiedenen Szenarien unter den beschriebenen Annahmen

Betriebsmittel	Ausbaubedarf Szenario I	Ausbaubedarf Szenario II	Ausbaubedarf Szenario III
20-kV-Leitungsausbau	rd. 635 km	rd. 265 km	rd. 635 km
Umspannwerke	1	0	1
Hochspannungstransformatoren	11 (inkl. 2 für neues UW)	6	11 (inkl. 2 für neues UW)
Abgangfelder um Umspannwerk	rd. 18	rd. 10	rd. 18
110-kV-Leitungsbau (inkl. Erweiterung)	rd. 30-50 km	rd. 10 km	rd. 30-50 km

4.3.1.6 Richtwerte für die Kosten des Netzausbaubedarfs je Szenario

Um eine Abschätzung der Kosten des Netzausbaus für die Planungsregion Landshut in den einzelnen Szenarien vornehmen zu können, sind in den nachfolgenden drei Tabellen die Richtwerte der Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel je nach Netzebene dargestellt. Diese Daten sind als vorläufige Schätzung unter Berücksichtigung des Ausbaus gemäß der zugrundeliegenden Potenziale und prognostizierten Ausbauleistungen (Zubauten) gemäß den eingangs angeführten Annahmen zu verstehen.

Tabelle 9: Richtwerte für die Kosten¹⁵ unterschiedlicher Betriebsmittel der Niederspannungsebene

Betriebsmittel	Kosten in [€] (Richtwert)
Kabelleitung (Kosten je km Systemlänge)	50.000 bis 100.000
Transformatortausch (kein regelbarer Ortsnetztransformator)	10.000
Ortsnetzstation	30.000 bis 40.000

Tabelle 10: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Mittelspannungsebene

Betriebsmittel	Kosten in [€] (Richtwert)
Kabelleitung (Kosten je km Systemlänge)	70.000 bis 130.000
Abgangsfeld Mittelspannung im Umspannwerk	60.000 bis 70.000
Transformatortausch (inkl. Transformator, bauliche Nebenkosten und Sekundärtechnik)	1.000.000
Umspannwerk (2 Umspanner)	2.500.000 bis 3.000.000

Tabelle 11: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Hochspannungsebene

Betriebsmittel	Kosten in [€] (Richtwert)
Freileitung (Kosten je km Trassenlänge)	300.000 bis 600.000
Freileitungsbelegung – z.B. Seiltausch (Kosten je Systemlänge)	50.000
Kabelleitung (Kosten je km Systemlänge)	600.000 bis 900.000
Transformatorfeld Hochspannung im Umspannwerk	600.000 bis 750.000

Auf Basis der in den obigen Tabellen dargestellten Richtwerte für die verschiedenen Betriebsmittel in den einzelnen Spannungsebenen zeigt die nachfolgende Tabelle den notwendigen Netzausbau sowie die dadurch entstehenden Kosten je Szenario.

¹⁵ Diese sind i.d.R. vom Netzbetreiber zu tragen.

Tabelle 12: Netzausbaubedarf und Richtwerte der Kosten je Szenario

Angenommener/berechneter Netzausbaubedarf für prognostizierten Erzeugungszubau bis 2030			
		Szenario I	
		Richtwerte Durschnittskosten in [€]	Richtwerte Kosten in [€]
20-kV-Leitungsausbau	635 km	100.000 €	63.500.000 €
Umspannwerke (inkl. 2 Umspanner)	1	2.750.000 €	2.750.000 €
Hochspannungstransformatoren	9	1.000.000 €	9.000.000 €
Abgangfelder im Umspannwerk	18	65.000 €	1.170.000 €
110-kV-Freileitungsbau (inkl. Erweiterung)	50 km	450.000 €	22.500.000 €
Summe (Stand 2015-12-07)			98.920.000 €
		Szenario II (ohne Windkraftwerke)	
		Richtwerte Durschnittskosten in [€]	Richtwerte Kosten in [€]
20-kV-Leitungsausbau	265 km	100.000 €	26.500.000 €
Umspannwerke (inkl. 2 Umspanner)	0	2.750.000 €	0 €
Hochspannungstransformatoren	6	1.000.000 €	6.000.000 €
Abgangfelder im Umspannwerk	10	65.000 €	650.000 €
110-kV-Freileitungsbau (inkl. Erweiterung)	10 km	450.000 €	4.500.000 €
Summe (Stand 2015-12-07)			37.650.000 €
		Szenario III (wie Szenario I - ohne Biogas)	
		Richtwerte Durschnittskosten in [€]	Richtwerte Kosten in [€]
20-kV-Leitungsausbau	635 km	100.000 €	63.500.000 €
Umspannwerke (inkl. 2 Umspanner)	1	2.750.000 €	2.750.000 €
Hochspannungstransformatoren	9	1.000.000 €	9.000.000 €
Abgangfelder im Umspannwerk	18	65.000 €	1.170.000 €
110-kV-Freileitungsbau (inkl. Erweiterung)	50 km	450.000 €	22.500.000 €
Summe (Stand 2015-12-07)			98.920.000 €

HINWEIS:

Sowohl die Ergebnisse Potenzialanalyse für Erneuerbare Energien als auch die Stromnetzanalyse sind in einem Treffen mit der Bayernwerk AG besprochen worden.

4.3.1.7 Nutzung von Speichern

Allgemein wird vorausgeschickt, dass es unterschiedliche Technologien von Speichern gibt, welche im Rahmen dieser Betrachtungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz sowie bei den Endverbrauchern eingesetzt werden können. Die Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile dieser verschiedenen Speichertechnologien werden in diversen Studien ausführlich diskutiert, wie beispielsweise in [RWTH Aachen], [Fraunhofer ISI], [ISEA], [FENES]. Daher soll in dieser Studie der Fokus auf den Auswirkungen von Speichern im Netz bzw. auf der Netzdimensionierung liegen.

Vorab wird auf die nominale Speicherkapazität (Nennkapazität der Energiemenge, die dem Batteriespeicher/Akkumulator unter definierten Nennbedingungen entnommen werden kann) sowie auf die nutzbare Speicherkapazität (nutzbarer Anteil der Nennkapazität zur Erhöhung der Lebensdauer – auf einen festgelegten Ladezustandsbereich beschränkt) hingewiesen. Aufgrund dessen ist die nutzbare meist geringer als die nominale Speicherkapazität.

Energiespeicher weisen zwei wesentliche Eigenschaften auf, im Fall der Ladung wirken diese wie eine Last und im Fall der Einspeisung wie eine Erzeugungsanlage. Beide Fälle sind wesentlich für die Dimensionierung von Netzen, denn im Nieder- und Mittelspannungsnetz gilt es insbesondere die Spannungsqualität gemäß zugehöriger Europannorm einzuhalten, auf die Belastbarkeit/Auslastung der Betriebsmittel (z.B. Transformatoren) zu achten, die Kurzschlussleistung im Netz zu gewährleisten sowie die Symmetrie der Belastung bestmöglich sicherzustellen.

Im Zusammenhang mit einem Energiespeichermanagement kann angeführt werden, dass als Energiespeicherung allgemein ein System oder Verfahren verstanden wird, mit dem eine Aufnahme und deren spätere Abgabe von Energie in einer bestimmten Form über eine bestimmte Zeit erfolgt. Um die Einspeisung an die Last bzw. den Verbrauch anpassen zu können bedarf es variabler Einspeisung und/oder Speicher. Energiespeicher werden heute bereits mit großen Energieinhalten und Leistungen betrieben, wie z.B. in der Wasserkraft als Speicher- oder Pumpspeicherkraftwerke. Nun besteht die Anforderung an die Stromnetze der Zukunft, die dezentralen – meist volatilen und nicht an den Verbrauch angepassten Erzeugungsanlagen – besser in das elektrische System integrieren zu können.

Der Einsatz und Betrieb von dezentralen Energiespeichern kann dann als system- bzw. netzdienlich bezeichnet werden, wenn diese einen positiven Beitrag zu den typischen Kenngrößen der Stromversorgung (z.B. Spannung, Netzauslastung) liefern.

Niederspannungsnetz

Im Bereich der Niederspannung können zu diesem Zweck Energiespeicher zum Einsatz kommen, welche die Energie von z.B. PV-Anlagen in der Mittagszeit speichern und am Abend die gespeicherte Energie wieder in das Netz (z.B. Hausinstallationsnetz oder öffentliches Netz) abgeben. Durch einen solchen Einsatz von kleinen Speichern (mit z.B. Energieinhalten von einigen kWh) kommt es zur besseren Ausnutzung der Netzkapazitäten (geringere Energieflüsse im Netz), zur Reduktion der Spannungsanhebungen durch die Einspeisung und durch die Verringerung der Energieeinspeisung in das Netz zu einem Ausgleich am Markt (bei bekannten Speicher- und Einspeisevorgängen).

Allgemein erfolgt hier – unter Voraussetzung einer flächendeckend geeigneten Allokation von dezentralen Speichern – ein ähnlicher Einsatz wie beim Erzeugungsmanagement, jedoch wird hier die Energie zwischengespeichert.

Aus stromnetztechnischer Sicht ist bei den Energiespeichern (z.B. Akkumulatoren bei den Verbrauchern, PV-Anlagen, etc.) zu berücksichtigen, dass diese ohne eine zielführende Steuerung zu keiner Netzentlastung führen, da der Ausbau der Netze nach Last/Verbrauch und Erzeugung/Einspeisung erfolgt. „Eine rein eigenversorgungsoptimierte Betriebsstrategie ohne Reduzierung der Einspeiseleistung trägt wenig zur Systemdienlichkeit der Batteriespeicher bei. Um PV-Speichersysteme zusätzlich netzoptimiert zu betreiben, ist die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung vorteilhaft“ [Weniger] (vgl. auch Hinweis Kapitel 4.3.1.4). Bei einem netzdienlichen Einsatz (durch die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung mit einer Abregelung oder Optimierung der Betriebsstrategie des Speichers, d.h. Steuerung und/oder Verschiebung der Batterieladeleistung) durch dezentrale Speicher auf der Niederspannungsebene kann ein Netzausbau eventuell vermieden oder zeitlich verzögert und gegebenenfalls auch geringere Kosten durch diesen verursacht werden, siehe dazu auch [Agora], [HTW Berlin] und [FENES]. Dies bedarf jedoch immer einer Einzelfallbetrachtung und ist nicht pauschal zu beurteilen, da der Ausbaugrad der Erneuerbaren Energien dies entscheidend beeinflusst.

Wie oben ausgeführt sind hier technische Einrichtungen zur Steuerung/Regelung der Speicher erforderlich. Aufgrund der aktuellen förderbedingten Einspeisung von Erneuerbaren Energien, wie auch in der betrachteten Region zu verzeichnen, erfolgt hier der Einsatz der Erzeugungsanlagen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten, also nicht netzdienlich. Die Studie [FENES] zeigt, dass Batteriespeicher im Verteilnetz in einem marktgetriebenen Einsatz zu einem erhöhten Netzausbaubedarf und damit höheren Kosten für die Stromversorgung führen können. Daher ist es aus netztechnischer Sicht, auch in Verbindung mit einer geforderten Versorgungssicherheit, sowie einem möglichen Zuzug von Gewerbe- und Industriekunden in der Planungsregion nicht im Rahmen dieser Studie möglich, abzuschätzen, in welchem Umfang ein Speicherzubau in der Niederspannungsebene den Netzausbau auf dieser Ebene vermeiden könnte. Dennoch können zukünftig Maßnahmen seitens der Kommunen

ergriffen werden, die eine Nutzung von z.B. nicht mehr geförderten (bezogen auf die Vergütung der Einspeisung) Erzeugungsanlagen (z.B. PV) in Kombination mit (netzdienlichen) Speichern vorantreiben. Aus wirtschaftlicher Sicht ist beim Betrieb von Energiespeichern im Markt aktuell zu berücksichtigen (Stand Dezember 2015), dass ein wirtschaftlicher Einsatz (u.a. aufgrund der vorherrschenden Energie-/Börsenpreise) nur schwierig darstellbar ist (vgl. auch Kapitel 7.3).

Neben dem Einsatz dezentraler Speicher kann der notwendige Netzausbau in der Niederspannungsebene auch durch regelbare Ortsnetztransformatoren oder die Abregelung der erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen reduziert werden [Agora]. Der Einbau regelbarer Ortsnetztransformatoren zur Reduktion des Netzausbaus wird beispielsweise vom Bayernwerk seit einigen Jahren, wo technisch und wirtschaftlich möglich, realisiert.

Mittelspannungsnetz

Auf der Mittelspannungsebene gilt es generell festzuhalten, dass hier ein Speicherausbau ebenso wie ein kombinierter Einsatz von Energiespeichern und konventionellem Netzausbau im Vergleich zum rein konventionellen Netzausbau bezüglich der Kosteneffizienz unter den angenommenen Rahmenbedingung der Studie [Agora] nicht zielführend ist. Weiterführend ist insbesondere zur Spannungsqualität und der Versorgungssicherheit immer eine Einzelfallbetrachtung erforderlich.

Hochspannungsnetz

Der Ausbau der Hochspannungsnetze, insbesondere für den Anschluss von leistungsstarken Erzeugungsanlagen, kann nicht durch Speicher vermieden werden.

Hinweis

Auszugsweise zur Netzstabilität sowie dem Einsatz von Speichern – über mehrere Spannungs- und Netzebenen wird auf [DENA-Syst] verwiesen. So ist hier u.a. ausgeführt: „Die Untersuchungen dieser dena-Studie zeigen, dass die Netzstabilität durch Systemdienstleistungen im Jahr 2030 auf der Basis der im Übertragungsnetz existierenden bzw. im Netzentwicklungsplan Strom 2013 zusätzlich geplanten Betriebsmittel gemeinsam mit einer Nutzbarmachung großer Erneuerbarer Erzeuger insbesondere auf der Hochspannungsebene, Großbatterien und durch größere flexible Industrielasten gewährleistet werden kann. Zur Ansteuerung dieser großen Einheiten ist die heute existierende konventionelle Leittechnik grundsätzlich geeignet. Wenn darüber hinaus längerfristig eine Vielzahl dezentraler Anlagen auf Mittel- und Niederspannungsebene für die Erbringung von Systemdienstleistungsprodukten technisch-organisatorisch eingebunden werden soll, ist ergänzend die Verfügbarkeit einer standardisierten Informations- und Kommunikationsinfrastruktur in der Breite notwendig. Kosten und Nutzen einer solchen Lösung müssen eingehend geprüft werden“ [DENA-Syst].

Beispiel Power-to-Gas

Bei zunehmendem Ausbau der erneuerbaren Energien wird verstärkt eine effiziente Koppelung der verschiedenen Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) wichtig. Exemplarisch sei hier die Koppelung des Strom- und Gassektors durch Power to Gas aufgeführt. Hinsichtlich Power to Gas (PtG) ist zu berücksichtigen, dass eine räumliche Konzentration von Stromerzeugung (Power) und Gasleitungsinfrastruktur (Gas) gegeben sein muss. Eine Stromnetzentlastung ist bei PtG nur dann gegeben, wenn die Erzeugung auf die technische Verfügbarkeit der PtG-Anlage und des Gasnetzes ausgerichtet ist, d.h. keine Einspeisung dieser Erzeugungsanlagen in das Stromnetz vorgesehen ist.

Im vorliegenden Fall des Planungsverbands sind in einigen Netzbereichen sehr gute räumliche Nähe von möglichen Windkraftanlagen (vgl. Kapitel 4.2.2) und Gasleitungen gegeben, welche den Einsatz von Power-to-Gas-Anlagen theoretisch ermöglichen. Dies ist insbesondere in der nachfolgenden Abbildung 60 gut erkennbar. Somit könnten hier Power-to-Gas-Anlagen für Windkraftwerke zum Einsatz kommen. Im Zusammenhang mit der Ersparnis von Stromleitungen wird auf die Ergebnisse des Netzausbaubedarfs ohne Windkraft (Szenario II) verwiesen. Somit sind keine unmittelbaren Umspannwerke bzw. zusätzliche Transformatoren für die Einspeisung in das Stromnetz erforderlich, dennoch sind in diesem Zusammenhang dann umfangreiche Netzausbauten auf der 20-kV-Netzebene für die räumliche Konzentration der Windkraftanlagen notwendig, um diese zu den Power-to-Gas-Anlagen in der Nähe der Gasleitungen zu führen. Die betrachteten Netzausbaumaßnahmen im 20-kV-Netz begründen sich u.a. dadurch, dass erfahrungsgemäß leistungsgrößere Erzeugungsanlagen auf einen Leistungsabschnitt (z.B. 6 MW) zusammengefasst werden und über diese Mittelspannungsleitungen zu (neu errichteten) Umspannwerken (Netzanschlusses Hochspannungsnetz – 110-kV-Netz) geführt werden.

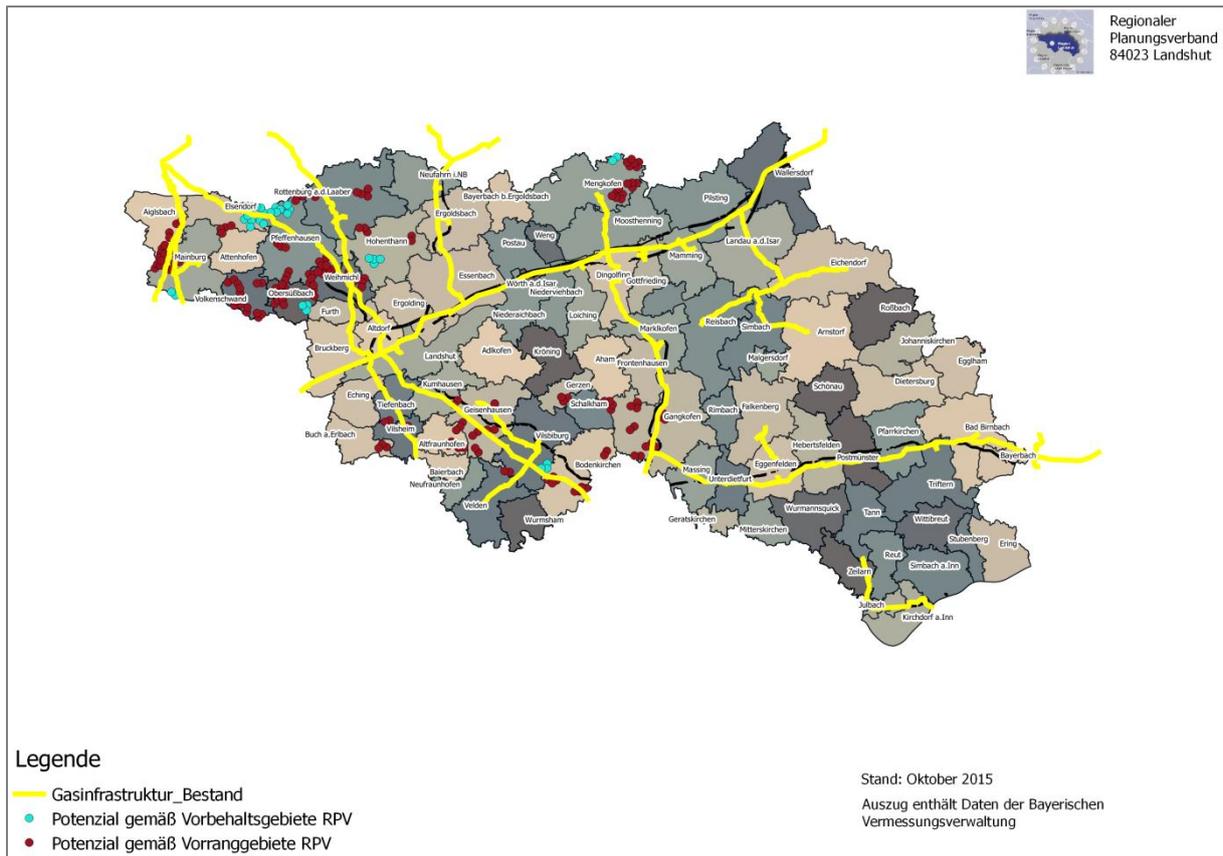


Abbildung 60: Windenergiepotenziale sowie Gasinfrastruktur in der Planungsregion

4.3.1.8 Ergebnisse der Stromnetzanalyse

Entsprechend der drei untersuchten Szenarien ist in der vorliegenden Stromnetzanalyse der Netzausbaubedarf in der 20 kV- sowie der 110 kV-Ebene sowie die notwendigen Umspannwerke, Transformator und Abgangsfelder um Umspannwerke ermittelt worden (vgl. Kapitel 4.3.1.5 sowie Tabelle 8). Zum regionalen Netzausbaubedarf sei an dieser Stelle angemerkt, dass der Ausbaubedarf auf Basis der lokalisierten Potenziale von Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung der verschiedenen Szenarien mit den darin dargestellten räumlichen Zuordnungen (z.B. Windparks, PV-Freiflächenanlagen, vgl. auch Kapitel 4.2) erfolgte. Eine weitere Detaillierung (exakter Trassenverlauf) über die beschriebenen Annahmen zu den Netzen konnte und kann hier planerisch nicht durchgeführt werden. Der notwendige Netzausbau wird schließlich auch von der politischen Ausrichtung (siehe Kapitel 5) in der gesamten Planungsregion bzw. den einzelnen Landkreisen sowie der Stadt Landshut abhängen und ist somit zudem derzeit noch nicht absehbar. Generell kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass es zielführend ist, zunächst leitungsnahe Standorte für zukünftige Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen (z.B. Windparks) zu wählen, um den Netzausbau möglichst gering zu halten.

Um die Planungs- und Genehmigungsverfahren zeitlich zu verkürzen ist es in jedem Fall im Hinblick auf den, je nach gewählter Energiestrategie, notwendigen Netzausbau zielführend

- frühzeitig eine Abstimmung von Erzeugungs- und Netzinfrastrukturausbau – insbesondere auf kommunaler Ebene – zu erzielen,
- Informationsveranstaltungen proaktiv zu veranstalten,
- Beteiligungen der Anwohnerinnen und Anwohner zu ermöglichen.

Hinsichtlich des Einsatzes von dezentralen Speichern kann festgehalten werden, dass dieser einzig in der Niederspannungsebene, jedoch nicht in der Mittel- und Hochspannungsebene, einen Netzausbau eventuell vermeiden oder zeitlich verzögern kann. Aus diesem Grund sollten in der Planungsregion Landshut zukünftig Maßnahmen seitens der Kommunen vorangetrieben werden, welche eine Nutzung von z.B. nicht mehr geförderten (bezogen auf die Vergütung der Einspeisung) Erzeugungsanlagen (z.B. PV) in Kombination mit (netzdienlichen) Speichern vorantreiben. Die aktive Unterstützung der regionalen/dezentralen Energieversorgung kann u.a. durch eine abgestimmte Förderung für den Einsatz von (netzdienlichen) Energiespeichern in Abstimmung mit der Erhöhung der Eigenversorgung erfolgen. Über einen gesteuerten Einsatz bzw. Betrieb von Energiespeichern (Speichermanagement – siehe auch Abschnitt 4.3.1.7) können Netze insbesondere zu Zeitpunkten mit hohen Einspeisungen entlastet und somit ein möglicher Netzausbau im Niederspannungsnetz reduziert bzw. verhindert werden.

Dezentrale Speicher lassen sich dabei, in Abhängigkeit der Verfügbarkeiten, kurzfristig regional implementieren, insbesondere in Ein- und Mehrfamilienhäusern. Die Implementierung könnte z.B. über regionale/kommunale Förderungen bzw. Anreize für die Beschaffung und den Einbau koordiniert über lokale Elektronunternehmen erfolgen. So könnten u.a. über die Einkaufsmengen andere Preise erzielbar sein und z.B. die Kosten für den fachkundigen Einbau von Speichern von übergeordneten Stellen (teilweise) übernommen werden. Ergänzend sollte jedoch ein entsprechendes Speichermanagement implementiert sein, welches somit auch positive Aspekte für das Netz erzielen kann¹⁶.

Weiterführend sollen insbesondere für Kombinationen aus PV-Anlagen und Energiespeichern die Verträglichkeit für das Netz und das System darüber erhöht werden, dass z.B. Einspeise- und Lastprognosen (für Erzeugungsanlagen, Speicher und Lasten) detaillierter unter Einbezug von regionalen/strukturellen, netzbezogenen und wetterbasierten Daten erfolgen. Hierdurch können zusätzliche Optimierungen des Stromnetzes sowie der verfügbaren Netzkapazitäten einhergehend mit der Erhö-

¹⁶ Bezüglich der Energiespeicher bzw. dezentrale Solarspeicher für die Energiewende wird neben einer laufend erweiterbaren Liste an Studien beispielsweise auf [Weniger] verwiesen.

hung der Autonomie einer Region erzielt werden, und das bei Beibehaltung einer hohen Versorgungssicherheit.

Als Akteure können hier auszugswise neben den Kommunen, der Regionale Planungsverband, der Netzbetreiber, die Erzeugungsanlagenbetreiber, Speicherbetreiber, Elektronunternehmen, Händler (z.B. Stromspeicher), Installateure, Heizungsbauer und übergeordnete Fördergeber genannt werden. Durch ein gemeinsames Entwickeln von weiteren Konzepten, wie z.B. oben für Netzausbau oder Stromspeicher angeführt, können zukunftsweisende regionale und überregionale Vorzeigeregionen von Energieregionen mit einem hohen Autonomiegrad und einer hohen Versorgungssicherheit geschaffen werden.

Bei allen Betrachtungen sollen/müssen ebenfalls mögliche Zielkonflikte berücksichtigt werden, denn einzelne Konzepte sind (noch) nicht wirtschaftlich und benötigen hier aufgrund der hohen regionalen Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien Fördergeber.

4.3.2 Erdgasnetz

Im Zuge der Potenzialbetrachtungen wurde ergänzend zur detaillierten Betrachtung des Stromnetzes auch eine grobe Potenzialbetrachtung im Bereich des Erdgasnetzes durchgeführt. Es zeigte sich (siehe Abbildung 11 und Abbildung 12), dass einzelne Kommunen des Regionalen Planungsverbands Landshut insbesondere aufgrund ihrer Industrieunternehmen einen hohen thermischen Endenergiebedarf aufweisen, jedoch noch nicht mit einem Erdgasnetz erschlossen sind (z.B. Buch am Erlbach). Im Rahmen dieses Konzeptes wurden daher erste Gespräche mit den Erdgasnetzbetreibern durchgeführt.

Zudem wurden erste Detailprojekte im Ansatz geprüft. So konnte über die Datenerhebung ein überdurchschnittlich energieintensiver Industriebetrieb identifiziert werden, der seinen thermischen Endenergiebedarf aktuell über Heizöl, Kohle und Sonderbrennstoffe deckt. Im Zuge einer ohnehin notwendigen Straßensanierung in der Kommune wurde daher überschlägig geprüft, ob eine ganzheitliche Erschließung mit Erdgas wirtschaftlich darstellbar ist.

4.3.3 Wärmenetze

Im Zuge der Potenzialbetrachtungen wurde ergänzend zur detaillierten Betrachtung des Stromnetzes auch eine grobe Potenzialbetrachtung im Bereich der Wärmenetze durchgeführt. Eine generelle Aussage zur Effizienzsteigerung von Wärmenetzen lässt sich im Rahmen dieses Konzeptes nicht treffen. Hierfür ist immer eine detaillierte Einzelbetrachtung notwendig. Grundsätzlich ist zum Aufbau eines Wärmenetzes eine Wärmesenke, also ein hoher Wärmebedarf bzw. eine hohe spezifische Wärmebe-

legungsdichte, notwendig. Diese können beispielsweise mittels eines Wärmekatasters identifiziert werden. Einige Kommunen besitzen bereits Energiekonzepte oder einzelne Energienutzungspläne mit entsprechend ausgearbeiteten Wärmekatastern.

Insbesondere in ländlichen Strukturen sind Wärmenetze häufig dann wirtschaftlich umsetzbar, wenn kostengünstige Abwärme zur Verfügung steht, die in räumlicher Nähe genutzt werden kann. Im Rahmen dieses Konzeptes wurden mögliche Abwärmequellen aus Industriebetrieben und Biogasanlagen identifiziert. Werden nun Wärmekataster mit der geographischen Lage der Biogasanlagen [Fra Bio] sowie den Industriebetrieben mit Abwärme [Fra Ind] überlagert, so lassen sich Ausbauszenarien für Wärmenetze entwickeln. Sowohl bei den Biogasanlagen als auch bei den Industriebetrieben hat sich auf Basis dieser ersten Analyse gezeigt, dass hier noch große Abwärmepotenziale flächendeckend in der Planungsregion vorhanden sind.

Diese Tatsache wird im Rahmen von zwei Modellprojekten in Kapitel 7.1 und 7.2 aufgegriffen und vertieft untersucht.

5 Energiestrategie für den regionalen Planungsverband Landshut

Auf Basis der in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Analyse des energetischen Ist-Zustands der Planungsregion Landshut sowie der durchgeführten Potenzialanalyse der Energieeinspar- und Effizienzpotenziale sowie der Erneuerbaren Energiepotenziale, ist es das Ziel dieses Kapitels eine Energiestrategie für die Planungsregion zu entwerfen. Die hierfür notwendigen Maßnahmen (Umsetzung der identifizierten Potenziale) sollen dann in einem zweiten Schritt sowohl für den gesamten Regionalen Planungsverband als auch für die einzelnen Landkreise aufgezeigt werden. Ferner sollen auf Basis der entworfenen Energiestrategie der notwendige Ausbau und der Flächenbedarf der Erneuerbaren Energieträger in den einzelnen Landkreisen/Stadt Landshut sowie die Auswirkungen des zur Zielerreichung notwendigen Ausbaus Erneuerbarer Energien auf das Stromnetz aufgezeigt werden.

5.1 Energiestrategie

Grundlage für die Entwicklung der Energiestrategie für den Regionalen Planungsverband Landshut sowie die daraus abzuleitenden konkreten Zielsetzungen sollen, entsprechend der Steuerungsrunde vom 09.06.2016 zum Energiekonzept des Planungsverbands, die Klimaschutzziele der Bundesregierung sein. Der Regionale Planungsverband hat sich zudem darauf verständigt, dass im Bereich der Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung das ausgearbeitete Szenario 2 „Anstrengungen erforderlich“ erreicht werden soll (vgl. 4.1.3). Hinsichtlich des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energien möchte sich der Regionale Planungsverband an den Zielen der Bundesregierung in Bezug auf die zukünftigen CO₂-Emissionen pro Kopf orientieren.

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen des Energiekonzepts aus dem Jahr 2010 konkrete Klimaschutzziele gesetzt, in diesem Jahr hat das Bundeskabinett zudem das Pariser Klimaschutzabkommen vom 22.04.2016 ratifiziert. Folgende Ziele (vgl. Tabelle 13) stellen dementsprechend die Grundlage für die Erarbeitung der Energiestrategie für den Planungsverband Landshut dar.

Tabelle 13: Zielsetzungen der verschiedenen Abkommen

Abkommen/Vereinbarung	Zielsetzungen
Bundesrepublik Deutschland (Energiekonzept BRD)	<ul style="list-style-type: none"> • Die Erderwärmung soll auf maximal 2 Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter begrenzt werden. • Ziel der Bundesregierung ist die Reduktion der Emissionen von mindestens 40 % bis 2020 bzw. 80 % bis 95 % bis 2050 im Vergleich zum Jahr 1990. • Das Pariser Klimaabkommen ist durch die Bundesrepublik Deutschland ratifiziert worden. [BMU B]
Pariser Klimaabkommen	<ul style="list-style-type: none"> • Die Erderwärmung soll im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter auf „weit unter“ 2 Grad Celsius beschränkt werden. • Avisiert wird ein Temperaturanstieg von 1,5 Grad Celsius [BMU B_1].

Da die Bundesregierung das Pariser Klimaabkommen ratifiziert hat, jedoch ihre klimapolitischen Ziele noch nicht an dieses angepasst hat, werden nachfolgend auf Basis jeder dieser Abkommen die zukünftigen prognostizierten pro Kopf CO₂-Emissionen Deutschlands dargestellt und mit den aktuellen und, der auf Basis obiger Szenarien errechneten zukünftigen pro Kopf Emissionen des Regionalen Planungsverbands sowie der Landkreise/Stadt Landshut verglichen. Auf dieser Basis wird anschließend der notwendige Ausbau Erneuerbarer Energien sowohl im gesamten Regionalen Planungsverband als auch in den einzelnen Landkreisen beziffert.

Die in Tabelle 13 dargestellten Ziele sowohl der Bundesregierung als auch des Pariser Klimaabkommens werden in nachfolgender Tabelle 14, auf Basis der energiebedingten CO₂-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland des Jahres 1990 [BMWi 2016], ermittelt und in CO₂-Emissionen pro Kopf dargestellt.

Tabelle 14: Zielemissionen in t/Kopf der beiden Abkommen

Energiekonzept BRD ¹⁷	Pariser Klimaabkommen
<ul style="list-style-type: none"> • ca. 10,2 t CO₂-Emissionen/Kopf im Jahr 2020 • ca. 7,5 t CO₂-Emissionen/Kopf im Jahr 2030 • ca. 4,8 t CO₂-Emissionen/Kopf im Jahr 2040 • ca. 2,1 t CO₂-Emissionen/Kopf im Jahr 2050 	<ul style="list-style-type: none"> • ca. 10,2 t CO₂-Emissionen/Kopf im Jahr 2020 • ca. 5,1 t CO₂-Emissionen/Kopf im Jahr 2030 • Minimale CO₂-Emissionen/Kopf im Jahr 2040

Soll das Ziel des Pariser Klimagipfels, dass es max. eine weltweite 1,5 °Celsius-Temperaturerhöhung bis 2050 gibt, erreicht werden, so ist es notwendig, spätestens im Jahr 2040 nur mehr minimale CO₂-Emissionen durch die Nutzung fossiler Energieträger zu emittieren. Eine vollständige Dekarbonisierung der Energieversorgung ist perspektivisch notwendig [Quaschnig].

Entsprechend der durchgeführten Analyse des energetischen Ist-Zustandes im Regionalen Planungsverband Landshut, ergeben sich derzeit (2013) die in nachfolgender Tabelle 15 dargestellten pro Kopf CO₂-Emissionen in den einzelnen Landkreisen/Stadt Landshut bzw. im gesamten Planungsverband.

Tabelle 15: Pro Kopf CO₂-Emissionen im Jahr 2013

Stadt/Landkreis/Planungsregion	CO ₂ -Emissionen in t	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf
Stadt Landshut	734.027	11,1
Lkr. Kelheim	149.176	7,1
Lkr. Landshut	1.765.407	11,7
Lkr. Rottal-Inn	660.101	5,6
Lkr. Dingolfing-Landau	822.067	8,9
Planungsregion Landshut	4.130.777	9,2

¹⁷ Unter der Annahme, dass im Jahr 2050 87,5 % der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 1990 eingespart worden sind.

Hinweis: Bei der Darstellung des Ist-Zustands sowie der nachfolgenden Darstellung zukünftiger Emissionen geht es nicht darum, einzelne Landkreise/Stadt Landshut auf Grund ihrer „hohen“ oder „niedrigen“ pro Kopf CO₂-Emissionen hervorzugeben. Sowohl die Abweichungen nach oben (z.B. Stadt Landshut: große Anzahl an Industriebetrieben, bei im Vergleich wenig Fläche für Erneuerbare Energien) als auch nach unten (z.B. Landkreis Rottal Inn: geringe Anzahl an Industriebetrieben, Vorhandensein zweier großer Wasserkraftwerke) sind erklärbar. Ziel ist es einen gemeinsamen möglichen Weg zum Erreichen der gesetzten Ziele in der Planungsregion aufzuzeigen.

Es ergeben sich somit im Regionalen Planungsverband Landshut pro Kopf CO₂-Emissionen im Jahr 2013 von 9,2 t, wobei die höchsten pro Kopf Emissionen durch den Landkreis Landshut (11,7 t/Kopf), bedingt durch das Kernkraftwerk Isar 2 (vgl. Kapitel 3.2.2), verursacht werden. Der Landkreis Rottal-Inn hingegen verursacht aufgrund der deutlichen Überdeckung des Strombedarfs des Landkreises durch Erneuerbare Energie die niedrigsten pro Kopf Emissionen (5,6 t/Kopf) im Regionalen Planungsverband.

Die zu definierende Energiestrategie des Regionalen Planungsverbands Landshut soll sich aufgrund der bis zum Jahr 2030 ermittelten Energieeinspar- und Energieeffizienzpotenziale auf das Jahr 2030 beziehen.

Wird der Ist-Zustand im Regionalen Planungsverband sowie in den einzelnen Landkreisen/Stadt Landshut mit den Zielen 2030 der Bundesregierung sowie des Pariser Klimaabkommens verglichen¹⁸, so zeigt sich (vgl. Abbildung 61), dass einzig die Landkreise Kelheim und Rottal-Inn das Ziel der Bundesregierung 2030 (7,5 t/Kopf CO₂-Emissionen, vgl. Tabelle 14) bereits jetzt erreicht haben. Werden die IST pro Kopf-CO₂-Emissionen (2013) des gesamten Regionalen Planungsverbands mit dem Ziel der Bundesregierung 2030 verglichen, wird ersichtlich, dass dieser im Jahr 2013 vom Zielwert 2030 der Bundesregierung um ca. 20 % abweicht. Bezogen auf das Pariser Klimaabkommen wird deutlich, dass keiner der Landkreise/Stadt Landshut das Ziel 2030 bereits heute erreicht und der gesamte Planungsregion heute um ca. 80 % über dem ausgerufenen Zielwert liegt (vgl. Abbildung 61).

¹⁸

Es wird eine gleichbleibende Bevölkerungszahl in der Planungsregion angenommen.

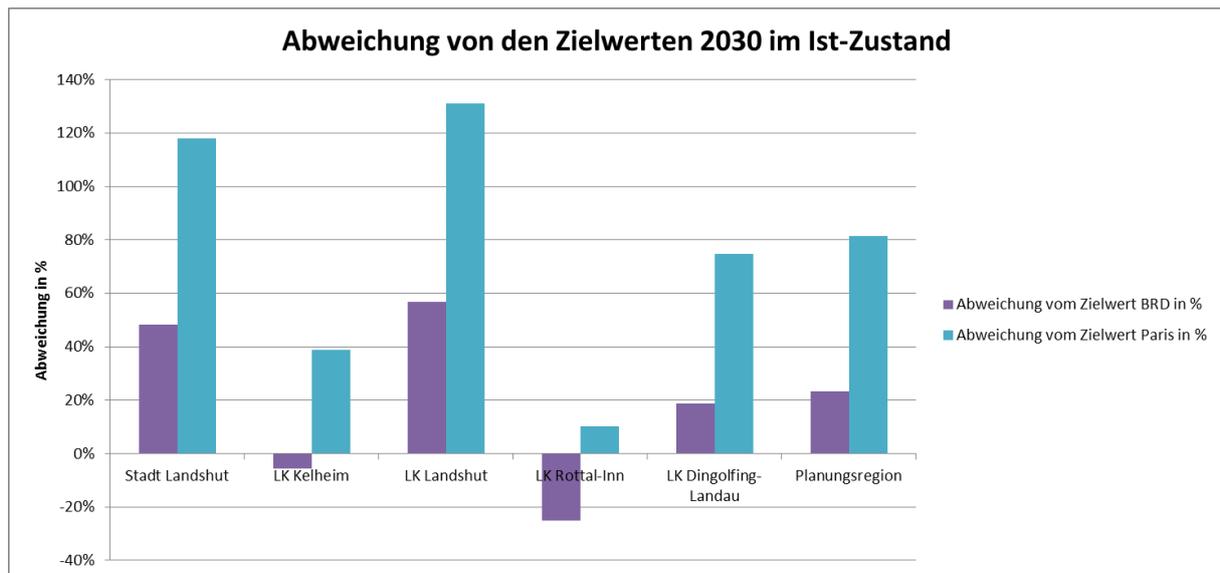


Abbildung 61: Abweichung von den Zielwerten 2030 im Ist-Zustand

Gemäß dem Beschluss der Steuerungsrunde zum Energiekonzept des Regionalen Planungsverbands ist ein Ziel des Planungsverbands bis zum Jahr 2030, die Energieeinspar- und Effizienzpotenziale entsprechend dem Szenario 2 (vgl. 4.1.3) zu realisieren. Ausgehend von diesem Ziel werden zunächst die Auswirkungen der Umsetzung dieses Szenarios sowie der Abschaltung des Kernkraftwerks Isar 2 (im Jahr 2022) auf die pro Kopf CO₂-Emissionen im Regionalen Planungsverband betrachtet. Tabelle 16 zeigt die CO₂-Emissionen pro Kopf sowohl im Ist-Zustand als auch nach Realisierung der Energieeinspar- und Energieeffizienzpotenziale sowie der Abschaltung des Kernkraftwerks und deren Abweichung von den beiden Zielwerten (Bundesregierung und Pariser Klimaabkommen).

Tabelle 16: Pro Kopf CO₂-Emissionen im Jahr 2013 und 2030 sowie Abweichungen von den Zielwerten

Stadt/Landkreis/Planungsregion	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf 2013	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf 2030 (nach Szenario 2 und Abschaltung Kernkraftwerk)	Abweichung vom Zielwert „BRD“ in %	Abweichung vom Zielwert „Paris“ in %
Stadt Landshut	11,1	8,6	15	69
Lkr. Kelheim	7,1	5,8	-23	14
Lkr. Landshut	11,7	6,2	-18	21
Lkr. Rottal-Inn	5,6	4,1	-46	-20
Lkr. Dingolfing-Landau	8,9	6,5	-13	28
Planungsregion Landshut	9,2	6,0	-20	18

Durch Realisierung des Szenarios 2 im Bereich der Energieeinsparung/Energieeffizienz in Verbindung mit der Abschaltung des Kernkraftwerks Isar 2 können die pro Kopf CO₂-Emissionen im Regionalen Planungsverband Landshut von 9,2 t/Kopf im Jahr 2013 auf 6,0 t/Kopf im Jahr 2030 reduziert werden. Tabelle 16 zeigt, dass einzig die Stadt Landshut nach Umsetzung des Szenarios 2 bei der Energieeinsparung/Energieeffizienz das Ziel der Bundesregierung nicht erreicht, dies jedoch durch die anderen Landkreise kompensiert wird. Zudem wird ersichtlich, dass der Landkreis Rottal-Inn im Jahr 2030 nach Realisierung der Energieeinspar- und Energieeffizienzpotenziale des Szenarios 2 pro Kopf CO₂-Emissionen in Höhe von 4,1 t erreicht. Damit wäre es im Landkreis Rottal-Inn zur Erreichung des „Pariser-Ziels“ des Jahres 2030 nicht notwendig, die Erneuerbaren Energien weiter auszubauen. In der weiteren Betrachtung wird der Landkreis Rottal-Inn dennoch auch im Ausbau der Erneuerbaren Energien prozentual gleichermaßen berücksichtigt.

Das Erreichen des „Pariser-Ziels“ (5,1 t/Kopf) im Regionalen Planungsverband Landshut wäre dann möglich, wenn pro Landkreis und je erneuerbarem Energieträger ca. 30 % des ausgewiesenen Zubaupotenzials bis 2030 gehoben werden würde (vgl. Tabelle 17)

Tabelle 17: CO₂-Emissionen pro Kopf 2030

(nach Szenario 2 und Abschaltung Kernkraftwerk sowie Umsetzung von 30 % des Potenzials Erneuerbarer Energien)

Stadt/Landkreis/ Planungsregion	CO ₂ - Emissionen in t pro Kopf 2013	CO ₂ -Emissionen in t pro Kopf 2030 (nach Szenario 2 und Abschal- tung Kernkraftwerk sowie Umsetzung von 30 % des Potenzials Er- neuerbarer Energien)	Reduktion in % im Vergleich zum Ist- Zustand (2013)	Abweichung vom Ziel- wert „BRD“ in %	Abweichung vom Ziel- wert „Paris“ in %
Stadt Landshut	11,1	8,3	-25%	11	63
Lkr. Kelheim	7,1	3,1	-56%	-58	-39
Lkr. Landshut	11,7	4,6	-61%	-38	-9
Lkr. Rottal-Inn	5,6	3,2	-42%	-57	-37
Lkr. Dingolfing- Landau	8,9	5,6	-37%	-25	11
Planungsregion Landshut	9,2	4,9	-46%	-34	-3

Tabelle 17 in Verbindung mit Abbildung 62 zeigt, dass nach Realisierung des Szenarios 2 bei der Energieeinsparung und Energieeffizienzsteigerung und Abschaltung des Kernkraftwerks sowie nach Umsetzung von 30 % des Potenzials Erneuerbarer Energien je Landkreis/Stadt Landshut im Jahr 2030 in allen Landkreisen der Zielwert der BRD (7,5 t/Kopf) deutlich unterschritten wird. Einzig die Stadt Landshut liegt weiterhin ca. 10 % über diesem Wert. Hinsichtlich des „Pariser-Ziels“ zeigt sich, dass bis auf die Stadt Landshut und den Landkreis Dingolfing-Landau alle Landkreise das Ziel bis 2030 erreichen bzw. deutlich unterschreiten und damit auch in Summe das „Pariser-Ziel“ im Regionalen Planungsverband erreicht werden kann.

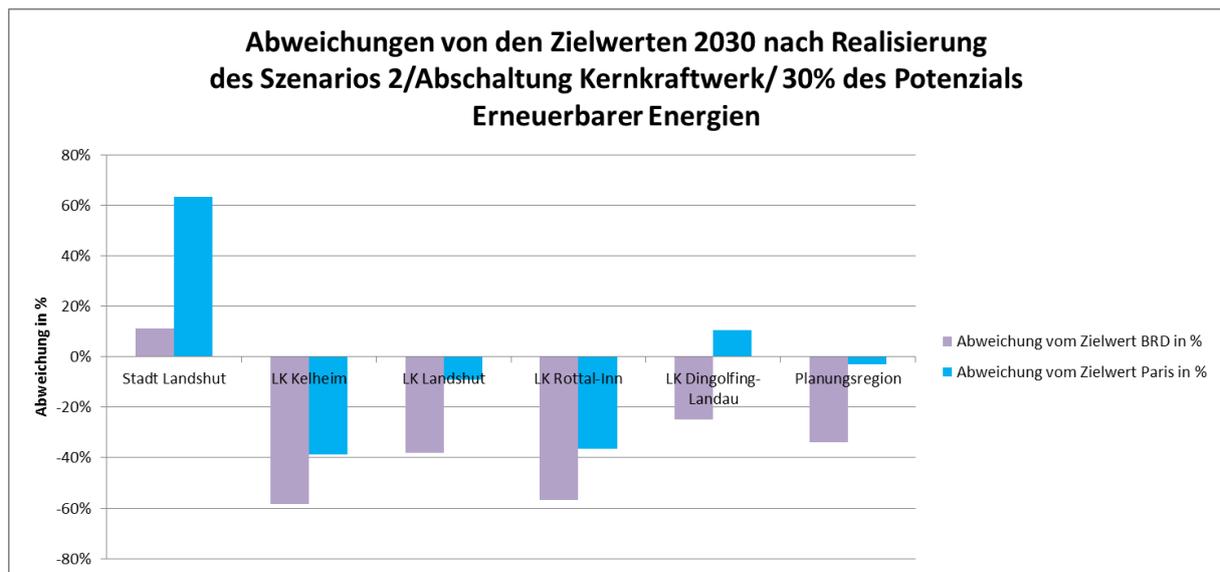


Abbildung 62: Abweichungen von den Zielwerten 2030 nach Realisierung des Szenario 2/Abschaltung Kernkraftwerk/ 30% des Potenzials Erneuerbarer Energien

Da auf Basis der Modellprojekte des Regionalen Planungsverbands („Abwärmeprojekt“) sowie den Gesprächen mit den Kommunen vor Ort zum einen kein tatsächlich extern nutzbares Abwärmepotenzial im Planungsverband vorliegt (s. auch Kapitel 7.2) und zum anderen bei der Stromerzeugung aus Biogas eine Steigerung vor allem durch Effizienzsteigerung (z.B. durch Effizienzsteigerung durch Abwärmeverstromung oder Einsatz von ORC-Anlagen) weniger durch den Zubau zu erwarten ist, müssten ggf. die Solar- bzw. die Windenergie entsprechend stärker ausgebaut werden.

5.2 Notwendiger Ausbau Erneuerbarer Energien zur Zielerreichung („Pariser Ziel“)

Den Ausführungen des Kapitels 5.1 entsprechend, ist zur Erreichung des „Pariser-Ziels“ im Regionalen Planungsverband eine Realisierung von 30 % des Zubaupotenzials über alle Energieträger und Landkreise/Stadt Landshut hinweg notwendig (siehe Kapitel 4.2.8). Die beiden nachfolgenden Abbildungen (Abbildung 63 und Abbildung 64) zeigen den notwendigen Zubau in MWh sowohl im Bereich der elektrischen (vgl. Abbildung 63) als auch der thermischen Energie (vgl. Abbildung 64) für die Planungsregion sowie die Landkreise/Stadt Landshut

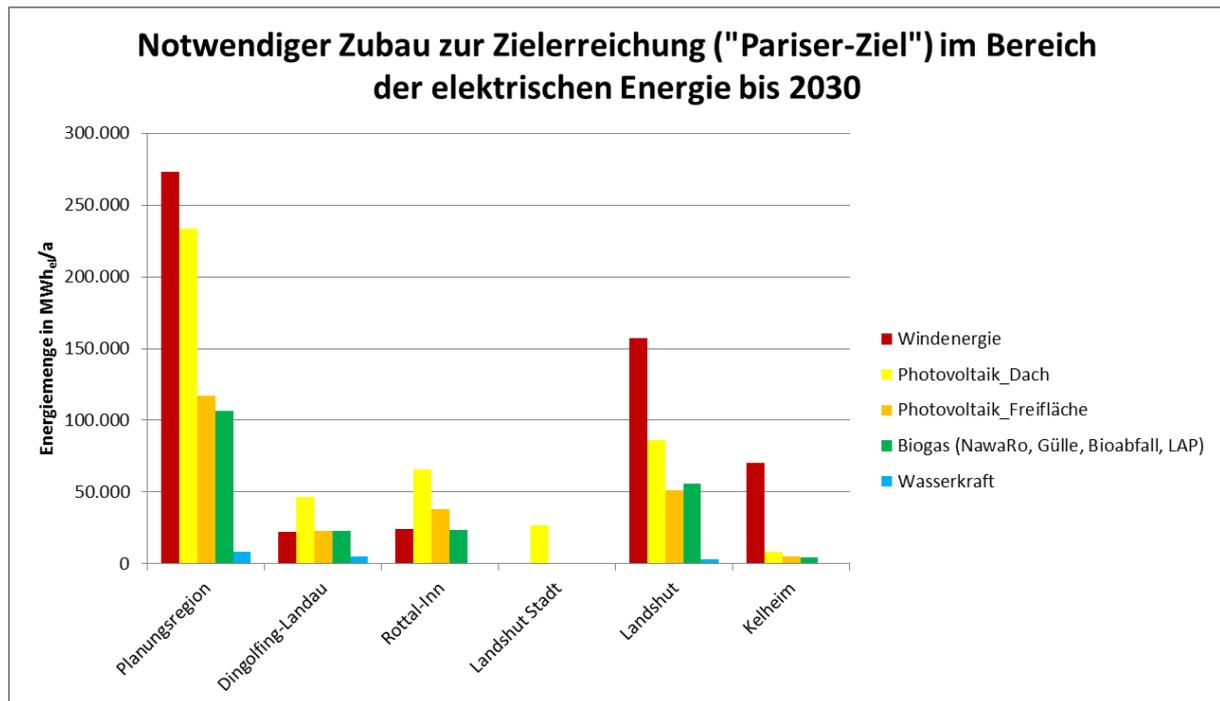


Abbildung 63: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung („Pariser-Ziel“) im Bereich der elektrischen Energie bis 2030

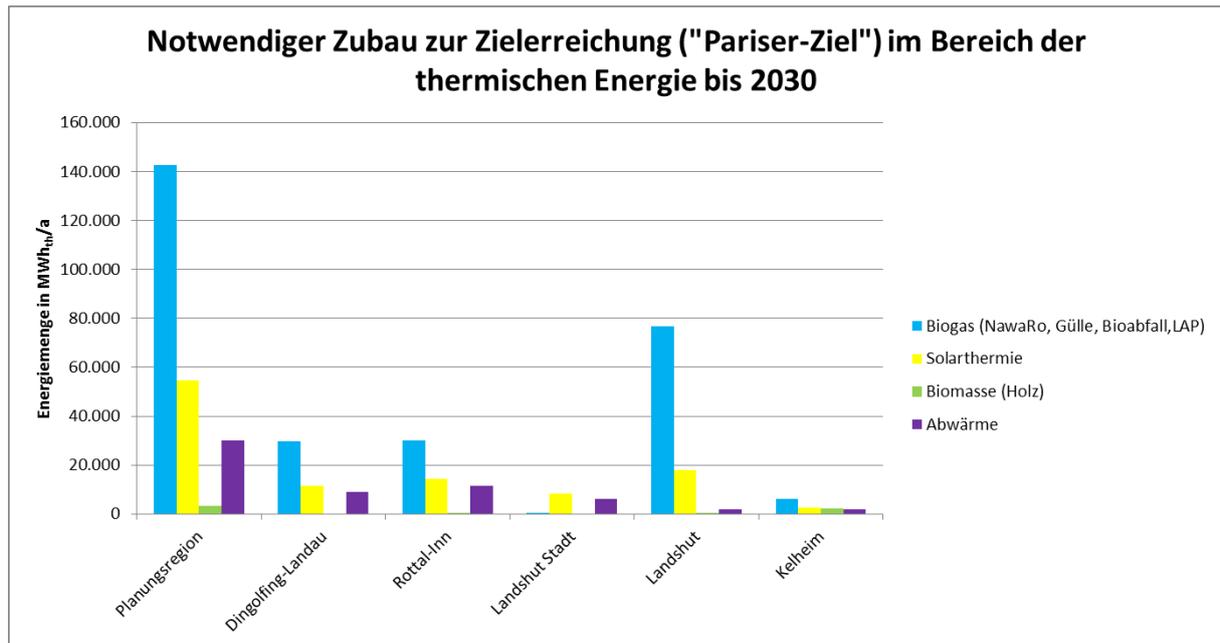


Abbildung 64: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung („Pariser-Ziel“) im Bereich der thermischen Energie bis 2030

Zur Ermittlung der notwendigen elektrischen Leistung in MW nach Energieträgern sowie der Planungsregion und den Landkreisen/Stadt Landshut, werden die durchschnittlichen Vollbenutzungstunden der einzelnen Energieträger auf Basis der Bestandsdaten im Regionalen Planungsverband Landshut ermittelt und zur Berechnung der Leistung angesetzt. Einzig bei der Windenergie wird ein Durchschnittswert aus dem Energieatlas Bayern angesetzt, da keine repräsentativen Daten im Bestand in der Planungsregion vorliegen. Abbildung 65 zeigt die notwendige zu installierende Leistung in MW_{el} zu Erreichung des „Pariser Ziels“ nach Energieträger.

Über die gesamte Planungsregion müssten exemplarisch – Verschiebungen zwischen den Energieträgern sind möglich - folgende Leistungen nach Energieträgern installiert werden:

- Windenergie: 217 MW_{el}
- Photovoltaik_Dach: 264 MW_{el}
- Photovoltaik_Freifläche: 121 MW_{el}
- Biogas (NawaRo, Gülle, Bioanfall, LAP): 16 MW_{el}
- Wasserkraft: 2 MW_{el}

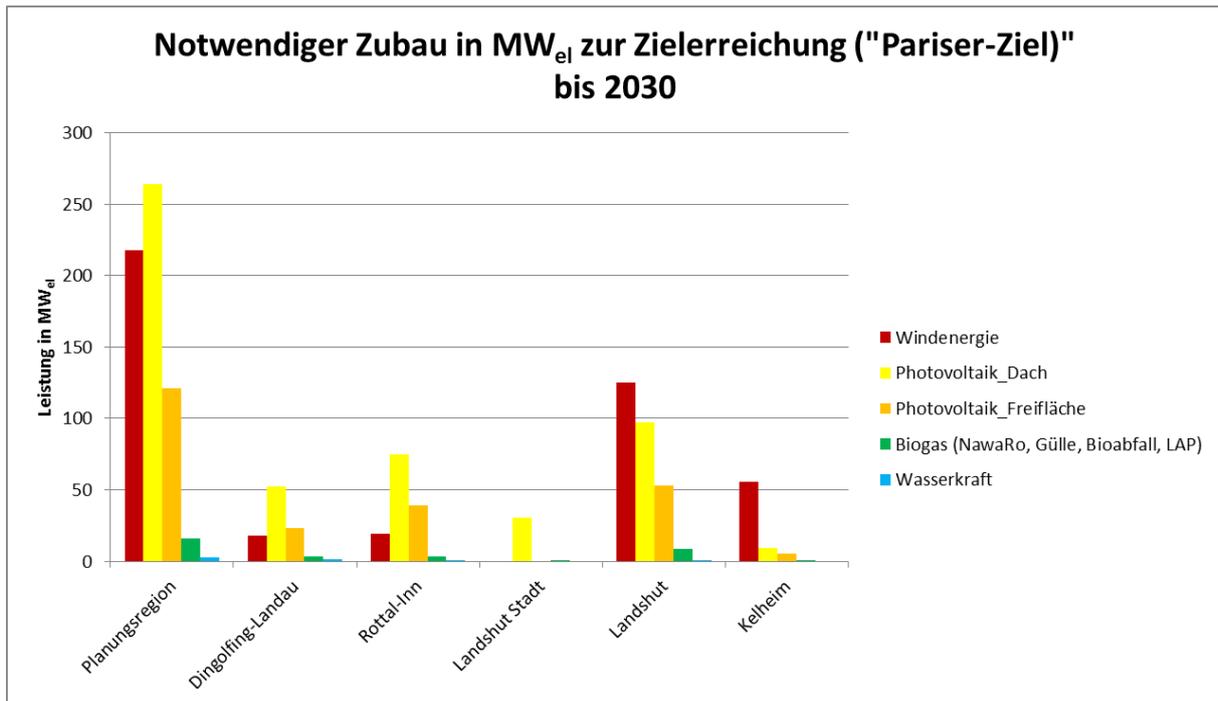


Abbildung 65: Notwendiger Zubau in MW_{el} zur Zielerreichung („Pariser-Ziel“) bis 2030

Den obigen Ausführungen entsprechend ergibt sich für die Erreichung des „Pariser-Ziels“ der in nachfolgender Tabelle 18 dargestellte Flächenbedarf in der Planungsregion bzw. den einzelnen Landkreisen. Der Flächenbedarf der einzelnen Energieträger wird auf Basis der Angaben des Energieatlas Bayern sowie des Leitfadens Energienutzungsplan errechnet.

Tabelle 18: Flächenbedarf in ha/MW_{el} je Energieträger

Energieträger	Flächenbedarf ha/MW _{el}
Wind ¹⁹	5
PV-Dach ²⁰	0,75
PV-Freifläche ²¹	4,1
Wasser ²²	0
Biogas ²³	522

Quelle: [BayStaat] und [LfU_1]

Tabelle 19 zeigt die auf Basis von Tabelle 18 ermittelten Flächenbedarfe je Energieträger nach Landkreisen/Stadt Landshut sowie für den gesamten Planungsverband.

¹⁹ Inkl. Abstandsflächen [LfU_1].

²⁰ gemäß [LfU_1]

²¹ „Durchschnittlicher Flächenbedarf aller erfassten Anlagen in Deutschland. Hierbei handelt es sich um die gesamte Grundfläche (Generatorenflächen, Zwischenräume, Wege, Randstreifen sowie Ausgleichsflächen innerhalb des Grundstücks)“ [BayStaat].

²² Flächenbedarf bezieht sich bei Neubau einzig auf die bauliche Anlage, dieser ist schwer abzuschätzen und wird daher nicht ausgewiesen. Im Falle der Modernisierung oder Nachrüstung ist kein weiterer Flächenbedarf notwendig [LfU_1].

²³ „Mittelwert von 373ha/MW_{el} beim Anbau von Maissilage und 671 ha/MW_{el} beim Anbau von Grassilage beim Betrieb von BHKW, welche mit Biogas gespeist werden“ [LfU_1].

Tabelle 19: Flächenbedarf je Energieträger zu Erreichung des „Pariser-Ziels“ bis 2030

Stadt/Landkreis/ Planungsregion	Flächen- bedarf Wind- energie	Flächenbe- darf Photo- voltaik_Dach	Flächenbe- darf Photo- volta- ik_Freifläche	Flächenbe- darf_Biogas (NawaRo, Gülle, Bioan- fall, LAP)	Flächeneb- darf Wasser- kraft
Stadt Landshut	0	23	0	0	0
Lkr. Kelheim	278	7	22	350	0
Lkr. Landshut	625	73	218	4.411	0
Lkr. Rottal-Inn	95	56	161	1.859	0
Lkr. Dingolfing- Landau	89	39	96	1.776	0
Planungsregion Landshut	1.087	198	497	8.403	0

Werden über die gesamte Planungsregion 30 % des Zubaupotenzials Erneuerbarer Energien über alle Energieträger und Landkreise/Stadt Landshut hinweg realisiert, so hat dies die in nachfolgender Tabelle 20 dargestellten Auswirkungen auf den Netzausbau im Planungsverband Landshut. Zur Tabelle 20 sowie den hier angeführten Näherungen des Ausbaubedarfs für die Erreichung des Klimaziels 2030 ist anzumerken, dass grundsätzlich der erforderliche Ausbau der Erneuerbaren Energien in der Nähe von bestehenden Infrastrukturen erfolgen sollte, um so den erforderlichen Netzausbau auf ein Minimum zu beschränken. Nachdem das insbesondere bei den Windkraftanlagen und den PV-Freiflächenanlagen nicht immer der Fall sein kann, können hier die angeführten Umfänge für den Netzausbau stark abweichen. Wie ebenfalls in den anderen Netzbetrachtungen und den ausführlichen Begründungen der Annahmen geschildert, berücksichtigen diese Betrachtungen den Ausbaubedarf für die Windenergie, PV-Freifläche, Biogas und Wasserkraft (siehe hierzu auch [BMWi 2016_1]).

**Tabelle 20: Auswirkungen auf den Netzausbau für Erreichung des „Pariser_Ziels“
(30 % des technischen Erneuerbaren Zubaupotenzials) bis 2030**

Betriebsmittel	Ausbaubedarf nach Szenario 2 und Abschaltung Kernkraftwerk sowie Realisierung von 30 % des Zubaupotenzials bis 2030
20-kV-Leitungsausbau	rd. 230 km
Umspannwerke	1
Hochspannungstransformatoren	8 (inkl. 2 für neues UW)
Abgangfelder um Umspannwerk	rd. 14
110-kV-Leitungsbau (inkl. Erweiterung)	rd. 30-50 km

Folgende Ziele wären auf Basis dieser Auswertungen für den Regionalen Planungsverband denkbar und sollten in den entsprechenden Gremien diskutiert und entschieden werden.

- Die ausgewiesenen Potenziale zur elektrischen und thermischen Effizienzsteigerung und Energieeinsparung in den einzelnen Verbrauchergruppen sollen gemäß Szenario 2 (Zeithorizont bis 2030, vgl. Kapitel 4.1.3) forciert werden.
- Die ausgewiesenen Potenziale zum Ausbau der Erneuerbaren Energien sollen weiter vorangetrieben werden. Ziel ist die Realisierung von 30 % des Zubaupotenzials (Gesamtpotenzial abzüglich Bestand) bis 2030 über alle Energieträger bzw. eine Kompensation, falls ein Energieträger nicht mehr weiterverfolgt werden soll (z.B. Priorisierung der Zubaupotenziale Photovoltaik anstatt Biogas).
- Hierdurch kann der CO₂-Ausstoß von aktuell 9,2 t (2013) auf ca. 4,9 t im Jahr 2030 im Regionalen Planungsverband gesenkt werden.

5.3 Überregionaler Stromnetzausbau

Für den Stromnetzausbau (Übertragungsnetz) in Deutschland gibt es ein gesetzliches Verfahren, welches in regelmäßigen Abständen und unter starker Beteiligung der Öffentlichkeit durchgeführt wird. Nachfolgend soll der grundsätzliche Ablauf des Verfahrens kurz beschrieben und anschließend am Beispiel des Vorhabens „Altheim-Adlkofen“, welches die Planungsregion Landshut betrifft, dargestellt werden. Insbesondere wird aufgezeigt, welche Stellen betroffen sind und welche Informationen wo zur Verfügung stehen.

Das gesetzliche Verfahren läuft in folgenden fünf Schritten ab, wobei in den ersten drei Schritten der grundsätzliche Ausbaubedarf festgestellt wird, der in den Schritten vier und fünf schließlich in einem Vorhaben konkretisiert wird [BNetzA]:

- **Szenariorahmen:**

In diesem wird die zukünftige, wahrscheinliche Entwicklung (10 bis 15 Jahre) der Energieversorgung in Deutschland jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber beschrieben. Die Genehmigung erfolgt durch die Bundesnetzagentur.

Bereits in diesem frühen Stadium erfolgt die Einbindung der Öffentlichkeit ebenfalls über die Bundesnetzagentur.

- **Netzentwicklungspläne:**

Auf der Grundlage des erarbeiteten Szenariorahmens erarbeiten die Netzbetreiber den hierfür notwendigen Ausbaubedarf, den sogenannten Netzentwicklungsplan. Dieser enthält auch einen ersten Umweltbericht und muss von der Bundesnetzagentur genehmigt werden. Auch in diesem Schritt ist eine Öffentlichkeitsbeteiligung in Form von Beteiligungsrunden vorgesehen.

- **Bundesbedarfsplan:**

Im Bundesbedarfsplan werden schließlich auf Basis der ersten zwei Schritte die konkreten, notwendigen Leitungsvorhaben genannt. Damit steht der Bedarf zum Netzausbau verbindlich fest. Dieser Bundesbedarfsplan, der vom Bundestag in Form des Bundesbedarfsplangesetzes beschlossen wird, enthält die Anfangs- und Endpunkte der Leitungen, jedoch noch keine konkrete Trassenführung. Er wird alle vier Jahre aktualisiert.

- **Bundesfachplanung/Raumordnung:**

Im Rahmen der Raumordnung ist es schließlich das Ziel auf der Grundlage des Bundesbedarfsplangesetzes die tatsächlichen Trassenkorridore festzulegen. Zu diesem Zweck werden vom Netzbetreiber zwei Vorschläge ausgearbeitet. Handelt es sich um eine Trasse, die nur ein Bundesland betrifft, so ist die jeweilige Landesbehörde zuständig. Ist dies nicht der Fall, so liegt die Verantwortung grundsätzlich bei der Bundesnetzagentur. Wesentlicher Unterschied

dieser Bundesfachplanung zum Raumordnungsverfahren ist, dass am Ende der festgelegte Trassenverlauf für das nachfolgende Planfeststellungsverfahren bindend ist. Auch in diesem Schritt ist eine breite Öffentlichkeitsbeteiligung in Form einer Antragskonferenz/von Antragskonferenzen (im Falle mehrerer beantragter Abschnitte) vorgesehen, die über die Bundesnetzagentur koordiniert werden. Eine Raumverträglichkeitsprüfung ist durchzuführen.

Im Raumordnungsverfahren werden die Träger öffentlicher Belange, also Städte und Gemeinden, Fachbehörden, anerkannte Verbände und Vereine stets mit einbezogen. Die Berücksichtigung der Belange der Bürgerinnen/Bürger ist über die Kommunen gewährleistet.

- **Planfeststellung:**

Grundlage des Planfeststellungsverfahrens ist die Bundesfachplanung oder das Raumordnungsverfahren. Im Rahmen der Planfeststellung erfolgen die grundstücksscharfe Planung der Trasse sowie die Festlegung der zu verwendenden Übertragungstechnik. Auch hier gilt, dass bei grenzüberschreitenden Vorhaben nicht die Landesbehörden, sondern die Bundesnetzagentur zuständig ist. Die Planungsunterlagen werden öffentlich ausgelegt und im Beteiligungsverfahren können schriftlich Bedenken und Anregungen der Betroffenen geäußert werden. Zudem werden auch in diesem Schritt die Träger öffentlicher Belange miteinbezogen. Gegeben falls findet ein Erörterungstermin statt in dem die Bedenken und Anregungen diskutiert werden. Etwaige Änderungen, die sich daraus ergeben, werden in ein Planänderungsverfahren überführt.

In diesem Schritt wird auch eine Umweltverträglichkeitsprüfung durchgeführt und entsprechende Einwände verschiedener Stellen berücksichtigt.

Eine durchgängige Beteiligung der Öffentlichkeit ist somit sichergestellt.

Nachfolgende Abbildung 66 zeigt den Ausbaubedarf für und damit auch die Planungsregion Landshut Deutschland auf Basis des Bundesbedarfsplangesetzes für die es derzeit ein Vorhaben „vor oder im Planfeststellungsverfahren“ gibt [BNetzA].

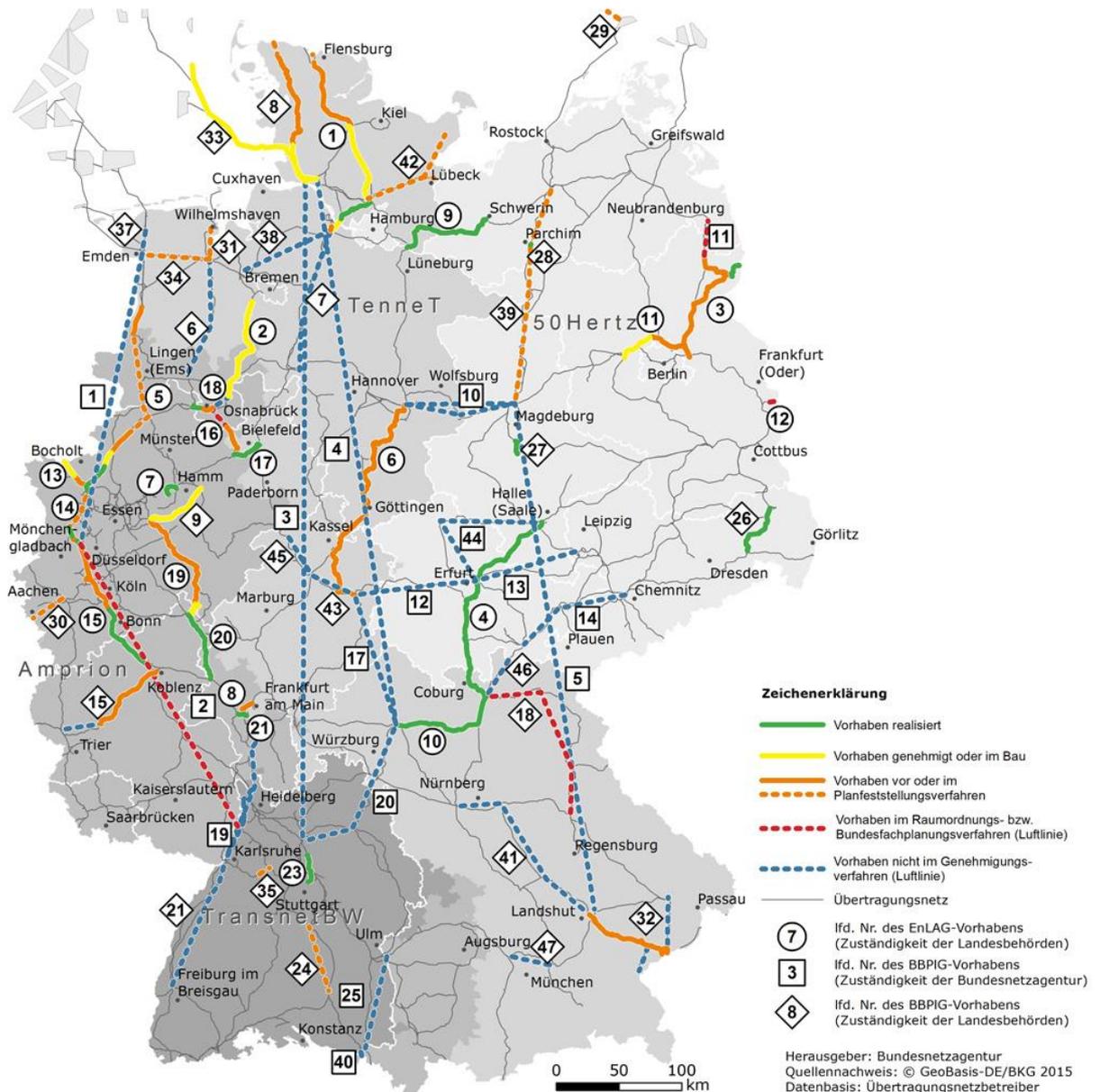


Abbildung 66: Vorhaben aus dem Bundesbedarfplangesetz [BNetzA]

Beim Verfahren, welches derzeit die Planungsregion Landshut betrifft, handelt es sich um eine geplante 380 kV Leitung von der Bundesgrenze (AT) nach Altheim, da die bestehende 220 kV Leitung derzeit bereits an ihrer Kapazitätsgrenze betrieben wird und damit der prognostizierte Transportbedarf durch diese nicht mehr gedeckt werden kann. Das Vorhaben verfolgt, gemäß der offiziellen Homepage zum Bürgerdialog (<http://www.buergerdialog-stromnetz.de>) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie folgende Ziele:

- Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und Österreich
- Abtransport der Leistung eines geplanten Erdgaskraftwerks im Raum Burghausen
- Bewerkstellung der erhöhten Transportaufgaben entlang der Nord-Süd-Transportachse

- Bindung von Speicherkapazitäten unter dem Kontext der Speicherung überschüssiger erneuerbarer Energie

Das gesamte Verfahren besteht aus mehreren Einzelmaßnahmen mit unterschiedlicher Zuständigkeit, da es sich teilweise um länderübergreifende Maßnahmen handelt für die die Bundesnetzagentur zuständig ist. Folgende Einzelmaßnahmen, zu denen auch der aktuelle Status auf der Bürgerdialogseite eingesehen werden kann, sind geplant:

- Bundesgrenze (Österreich) – Simbach: BY, 13 km,

Status: Planfeststellung: Antragsunterlagen werden vorbereitet, voraussichtlich 2021 realisiert

- Matzenhof – Adlkofen: BY, 66 km,

Status: Raumordnungsverfahren: Antragsunterlagen wurden ausgelegt, voraussichtlich 2021 realisiert

- Adlkofen – Altheim: BY, 7 km,

Status: Planfeststellungsverfahren wurde eröffnet, voraussichtlich 2021 realisiert

- Abzweig Simhar – Pirach: BY, 25 km,

Status: Raumordnungsverfahren: noch nicht begonnen, voraussichtlich 2024 realisiert

- Bundesgrenze (Österreich) – Pleinting: BY, 47 km,

Status: Raumordnungsverfahren: noch nicht begonnen, voraussichtlich 2024 realisiert

In diesem Fall sind somit unterschiedliche Stellen zuständig:

- Die Regierung von Niederbayern für die Verfahren innerhalb Bayerns,
- die Bundesnetzagentur für die länderübergreifenden Verfahren,
- sowie die TenneT als zuständiger Übertragungsnetzbetreiber der Region (vgl. auch Abbildung 66).

Es ist geplant die Leitung bis 2021 in Betrieb zu nehmen. Auf österreichischer Seite ist der zuständige Netzbetreiber die Austrian Power Grid AG.

Nachfolgende Karte zeigt die geplanten Einzelmaßnahmen im Detail.

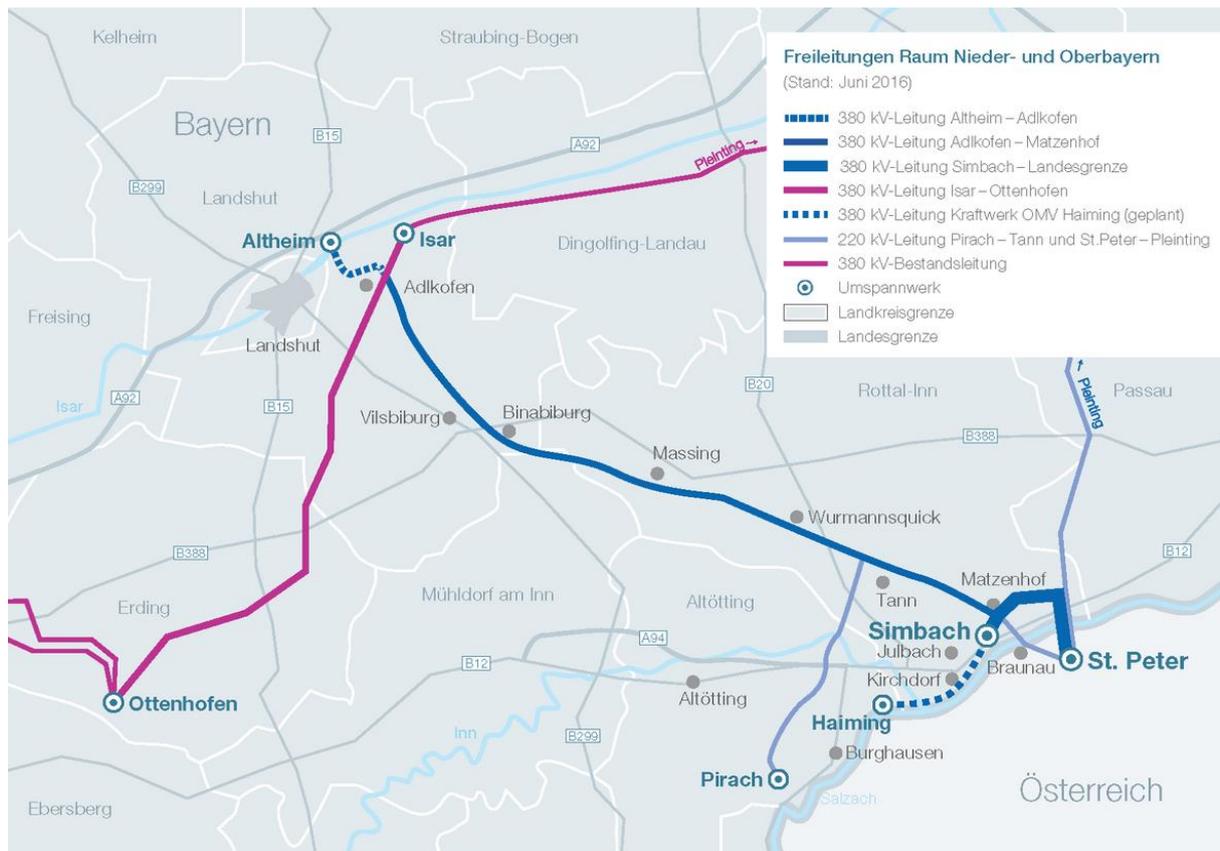


Abbildung 67: Verlauf der geplanten 380kV Altheim-Matzenhofen

Hinweis:

Die Initiative Bürgerdialog bietet neben den vielen Veranstaltungen und Infomärkten bis hin zu Bürger-Abenden, auf der Homepage zur Initiative (<http://www.buergerdialog-stromnetz.de>) die Möglichkeit sich über Angebote der Initiative des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie zu informieren und sich darüber hinaus über weitere Beteiligungsformate, wie das Bürger-Online-Forum oder dem Expertenchat, an der Diskussion zu beteiligen. In besonders betroffenen Regionen sind zudem sogenannte Bürgerbüros eingerichtet worden [Bürgerdialog].

Die Planungsregion Landshut ist vom Ausbau der 380 kV Leitung Altheim-Matzenhof im Teilabschnitt Altheim-Adlkofen sowie im Teilabschnitt Adlkofen-Matzenhof betroffen.

Auf der Homepage der Regierung von Niederbayern sind daher weitere Informationen sowie der aktuelle Stand zum ersten Teilabschnitt (Altheim-Adlkofen) zu finden:

- **Raumordnungsverfahren**

(http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/aufgabenbereiche/2/raumordnung/verfahren/rov_altheim_adlkofen.php):

Das Raumordnungsverfahren ist abgeschlossen. Im Laufe des Verfahrens sind rund 40 Fachstellen und Träger öffentlicher Belange angehört und zahlreiche Stellungnahmen ausgewer-

tet worden. Im Rahmen des Verfahrens sind verschiedene Trassenkorridore geprüft worden. Der Trassenverlauf A1c (vgl. Abbildung 68) ist zu bevorzugen, da ein Abrücken von Wohnhäusern ohne negativen Einfluss auf andere Belange möglich ist [RegNB_1]. Grundsätzlich orientiert sich der Trassenverlauf in diesem Fall an der bestehenden 220 kV-Leitung.

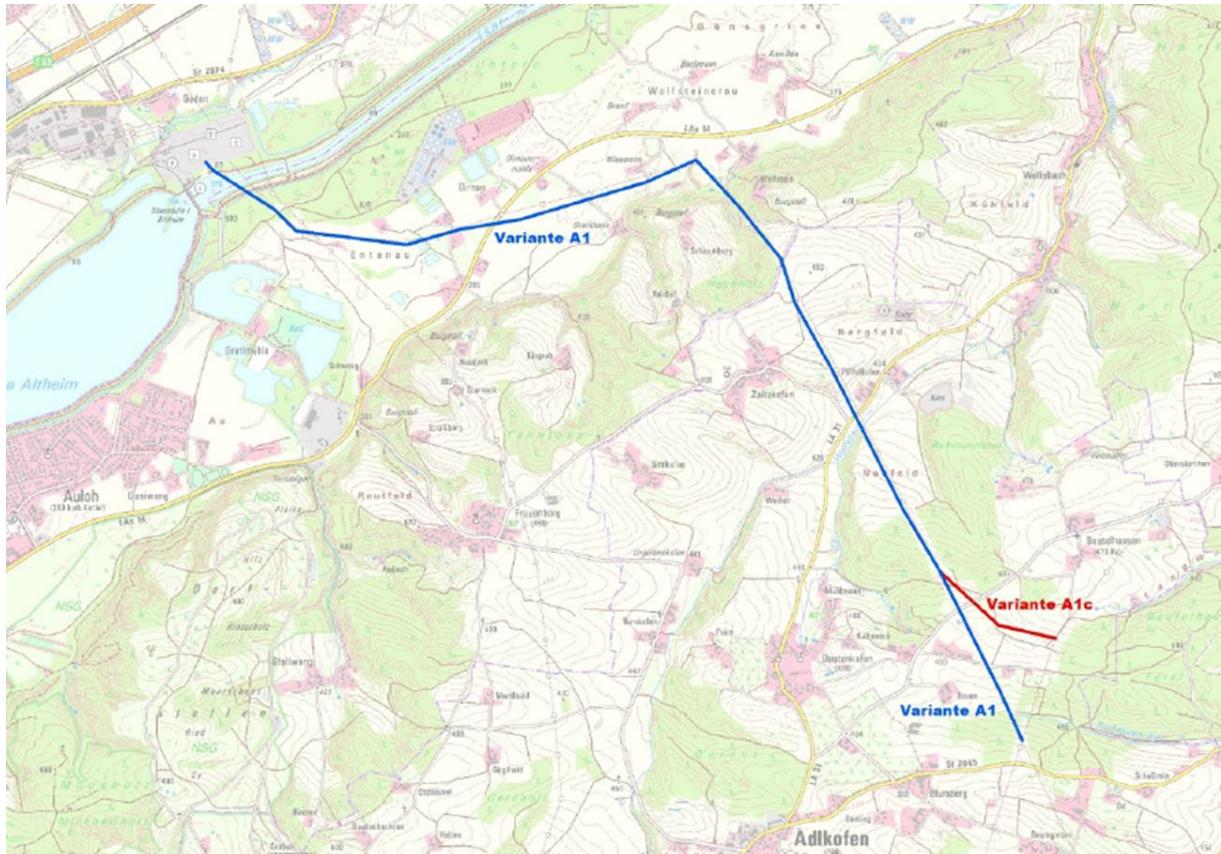


Abbildung 68: Empfohlener Trassenverlauf gemäß Raumordnungsverfahren der Regierung von Niederbayern [RegNB_2]

- **Planfeststellungsverfahren**

(<http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/aufgabenbereiche/2/verkehrswesen/energieleitungen/index.php>)

Der erste Teilabschnitt Altheim-Adlkofen befindet sich, nach Antragsstellung der TenneT, derzeit im Planfeststellungsverfahren. Auf der Homepage der Regierung von Niederbayern sind zu diesem Zweck alle notwendigen Unterlagen veröffentlicht und damit einsehbar. Im Erläuterungsbericht der TenneT zum Planfeststellungsverfahren sind alle notwendigen Informationen zum Vorhaben zusammengefasst (siehe: http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/media/aufgabenbereiche/2/verkehrswesen/energieleitungen/aa0114_02_erlaeuterungsbericht_planfeststellung_2013_11_15_v2.pdf) [RegNB_3]. Nachfolgende Abbildung 69 zeigt den von der TenneT beantragten Leitungsverlauf nochmals in der Übersicht.

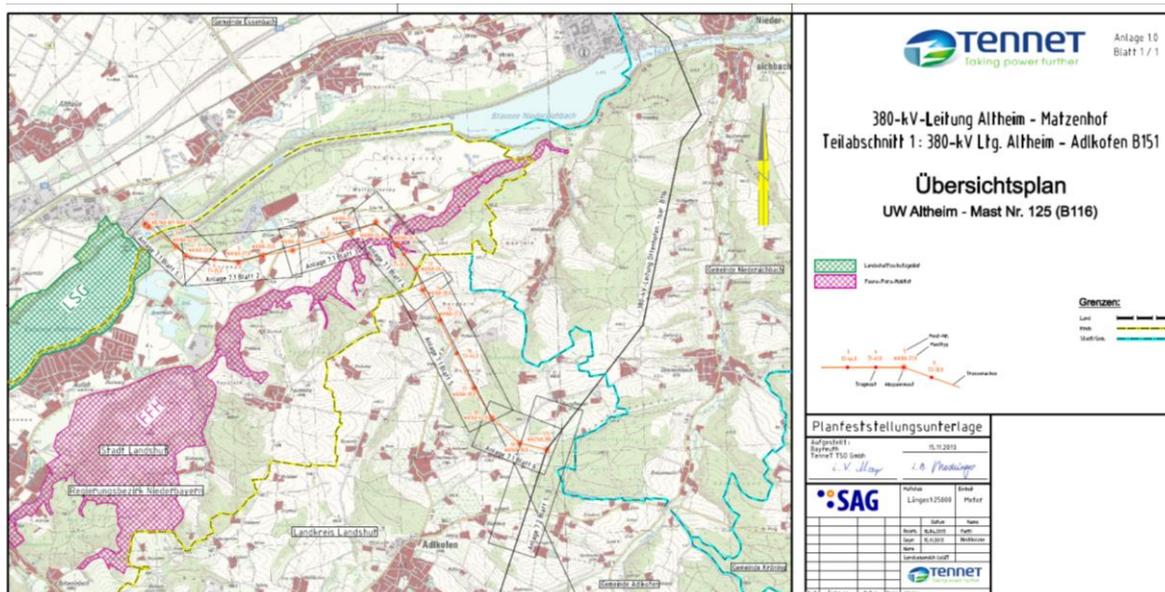


Abbildung 69: Übersichtsplan Altheim-Adlkofen [TenneT].

Daneben gibt der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber, in diesem Fall die TenneT, Auskunft über den aktuellen Stand des geplanten Vorhabens (siehe <http://www.tenneT.eu/de/user-netz/onshore-projekte-deutschland/altheim-matzenhof-st-peter/verfahrensstand/>). Auf der Homepage der TenneT stehen aus diesem Grund zu jedem Projekt folgende Informationen zur Verfügung:

- Über das Projekt (Projektbeschreibung inkl. einiger Broschüren)
- Verfahren/Trasse (Trassenverlauf und Verfahrensstand)
- TenneT im Dialog (Kontakt und Veranstaltungen)

Der offiziellen Seite der TenneT ist zum geplanten Projektstand der obig beschriebenen Trasse zu entnehmen, dass zum einen alle Unterlagen zum Planfeststellungsverfahren auf der Homepage der Regierung von Niederbayern zu finden sind (siehe oben) und dass zum anderen die Unterlagen bereits öffentlich zur Einsichtnahme ausgelegt worden sind und die TenneT bereits zu all diesen Einwendungen Stellung genommen hat. Diese werden derzeit von der Regierung von Niederbayern geprüft und in einem Erörterungstermin (voraussichtlich Ende November 2016) mit allen beteiligten besprochen, um dann abschließend einen Planfeststellungsbeschluss zu fassen, der den rechtskräftigen und parzellengenauen Verlauf der Trasse festsetzt [TenneT_1].

Die TenneT begleitet die Planfeststellungsverfahren mit dem sogenannten „TenneT Dialog“ bei dem in Bürgersprechstunden die betroffenen Grundstückseigentümer umfassend informiert werden. Gegebenenfalls wird dies in Einzelgesprächen sowie in Ausschuss- und Gemeinderatssitzungen oder auch Bürgerversammlungen weiter diskutiert oder detailliert erklärt. Neben dem formalen Verfahren, welches eine öffentliche Auslegung der Planunterlagen vorsieht, führt die TenneT Informationsveranstaltungen in der Region durch in denen die Unterlagen der Öffentlichkeit präsentiert und das

Verfahren erörtert wird (siehe <http://www.tennet.eu/de/unsere-netz/onshore-projekte-deutschland/altheim-matzenhof-st-peter/tennet-im-dialog/>) [TenneT_2].

Möglichen Hemmnissen und Akzeptanzproblemen beim Stromnetzausbau wird somit durch einen intensiven Dialog mit der Öffentlichkeit sowie den Trägern öffentlicher Belange in allen Verfahrensschritten vorgebeugt bzw. gegebenenfalls gemeinsame, tragbare Lösungen erarbeitet (vgl. auch Hinweise in 4.3.1.8)

6 Maßnahmenkatalog für den Regionalen Planungsverband Landshut

Ziel des Maßnahmenkatalogs ist es, praxisbezogene Projektideen zur Umsetzung der in den vorherigen Kapiteln dargestellten Potenzialanalyse zu entwickeln. Dabei sind die Übertragbarkeit dieser Maßnahmen auf das gesamte Betrachtungsgebiet sowie der jeweilige Mehrwert für den Regionalen Planungsverband die Hauptkriterien (in Abstimmung mit der Steuerungsrunde). Die Umsetzung der Maßnahmen soll dann über den Planungsverband (als Initiator) durch die einzelnen Landkreise und die Stadt Landshut erfolgen.

Nachfolgend ist der Maßnahmenkatalog für den Regionalen Planungsverband Landshut anhand von Projektsteckbriefen dargestellt. Die Unterteilung der Projektsteckbriefe erfolgt dabei in den nachfolgenden Kategorien:

- Übergeordnete Maßnahmen
- Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung
- Maßnahmen zum Ausbau erneuerbarer Energien
- Maßnahmen zum Ausbau der Netzinfrastruktur und Speichertechnologien

Abbildung 70 zeigt eine Übersicht der vorgeschlagenen Maßnahmen nach den oben beschriebenen Kategorien. Die rote Umrahmung soll zudem einen ersten Hinweis für die Priorisierung der Maßnahmen geben.

Übersicht	
Übergeordnete Maßnahmen	
M 1	Kommunikation der Ergebnisse des Energiekonzepts und politische Zieldefinition
M 2	Weiterverfolgung und Steuerung der Umsetzung in verschiedenen Gremien
M 3	Fortschreibung und Kontrolle der Energie- und CO ₂ -Bilanz
M 4	Gründung einer Energieagentur Niederbayern
Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung	
M 5	Kommunales Förderprogramm zur Energieeinsparung in privaten Haushalten
M 6	Einführung eines Kommunalen Energiemanagements (KEM)
M 7	Aufbau von kommunalen Energieeffizienz-Netzwerken
M 8	Effizienzsteigerung auf kommunalen Kläranlagen/Optimierte Klärschlammnutzung
M 9	Effizienzsteigerung Straßenbeleuchtung / Außenbeleuchtung, Hallenbeleuchtung, Innenbeleuchtung
M 10	Effizienzsteigerungspotenziale in der Industrie durch Nutzung der Abwärmepotenziale
M 11	Aufbau eines Lernenden Energieeffizienznetzwerkes (LEEN)
Maßnahmen im Bereich Verkehr	
M 12	Konzeptentwicklung für den Ausbau der öffentlichen Infrastruktur für Elektromobilität in Verbindung mit der Nutzung erneuerbarer Energien
Maßnahmen im Bereich Ausbau Erneuerbarer Energien	
M 13	Effizienzsteigerung von Biogas-BHKW-Anlagen
M 14	Optimierung der Nutzung vorhandener Photovoltaik Dachanlagen
M 15	Erarbeitung eines PV-Tool zur Bewertung von Neuanlagen kleiner 10 kWp
M 16	Erneuerbarer Energie Fonds zur Umsetzung von Großprojekten
M 17	Optimierung der Bauleitplanung zum Ausbau der Photovoltaikdachanlagen
M 18	Installation von PV-Anlagen auf öffentlichen Gebäuden
M 19	Eigenstromerzeugung in der Verbrauchergruppe GHD
M 20	Umsetzungsstrategie Windenergie im Planungsverband
M 21	Entwicklung eines RegioStrom Tarifes
Maßnahmen im Bereich Ausbau der Netzinfrastruktur und Speichertechnologien	
M 22	Potenzialanalyse für Power to Gas
M 23	Entwicklung proaktiver Kommunikationsstrategien zum Netzausbau
M 24	Unterstützung des Ausbaus dezentraler (netzdienlicher) Speicher

Abbildung 70: Übersicht der vorgeschlagenen Maßnahmen

- ➔ **Drei der nachfolgend beschriebenen Maßnahmen wurden nach Abstimmung in der Steuerungsrunde umfassend als Modellprojekte bearbeitet und sind in Kapitel 7 detailliert beschrieben.**

Hinweis: Auf Basis der detaillierten Datenerhebung konnten zudem einzelne Kommunalprojekte identifiziert werden, die direkt mit den zuständigen Bürgermeistern besprochen und die weiteren Schritte eingeleitet wurden (z.B. Gemeinde Buch am Erlbach: Prüfung von Möglichkeiten zur Erweiterung des Erdgasnetzes; Prüfung von Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung in einem industriellen Großbetrieb). Diese Einzelprojekte auf kommunaler Ebene wurden nicht in den Maßnahmenkatalog für den Regionalen Planungsverband Landshut überführt.

6.1 Übergeordnete Maßnahmen

<p>Projekttitle</p> <p>Kommunikation der Ergebnisse des Energiekonzepts und politische Zieldefinition</p>	
<p>Kurzbeschreibung</p> <p>Die Ergebnisse des Energiekonzepts des Regionalen Planungsverbands Landshut sollten neben der Vorstellung im Rahmen der Abschlusspräsentation auch in den einzelnen Bürgermeisterversammlungen der Landkreise dargestellt werden. Der Schwerpunkt der Vorstellung sollte vor allem auf den Ergebnissen der Energiestrategieentwicklung sowie den daraus abgeleiteten Handlungsempfehlungen liegen. Auf dieser Grundlage sollte eine politische Abstimmung über die in Kapitel 5.1 vorgeschlagene Zieldefinition in den einzelnen Landkreisen stattfinden. Diese Zieldefinition je Landkreis/Stadt Landshut stellt die Basis für die Umsetzung aller weiteren Maßnahmen dar, da die definierten Ziele als Grundlage für alle künftigen energiepolitischen Entscheidungen dienen. Die auf der jeweiligen Landkreisebene beschlossene Zieldefinition sollte auch von den einzelnen Kommunen des Landkreises übernommen und die zur Zielerreichung notwendigen Maßnahmen je Kommune ermittelt werden.</p> <p>Durch Definition quantitativer Ziele sowie einem verbindlichen politischen Beschluss auf allen Ebenen wird sichergestellt, dass die Ziele bei allen zukünftigen Entscheidungen sowohl in den Landkreisen/Stadt Landshut als auch den einzelnen Kommunen berücksichtigt werden.</p>	
<p>Nächste Schritte</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Vorstellung der Ergebnisse in den Bürgermeisterversammlungen 2. Formulierung der Zieldefinitionen (siehe Kapitel 5.1) in allen Landkreisen/Stadt Landshut und politischer Beschluss dieser 3. Übernahme der Landkreisziele in die einzelnen Kommunen des Landkreises und Definition der notwendigen Maßnahmen je Kommune 4. Kommunikation der Ziele in den einzelnen Landkreisen 5. Umsetzung der Maßnahmen auf Basis der Zieldefinition/Zieldefinitionen 	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme</p> <p>Regionale Planungsverband, Landkreise/Stadt Landshut</p>	<p>Weitere Partner</p> <p>Institut für Energietechnik Institut für Systemische Energieberatung</p>
<p>Sonstige Hinweise</p> <p>Dauer: Durchgängig ab jetzt</p>	

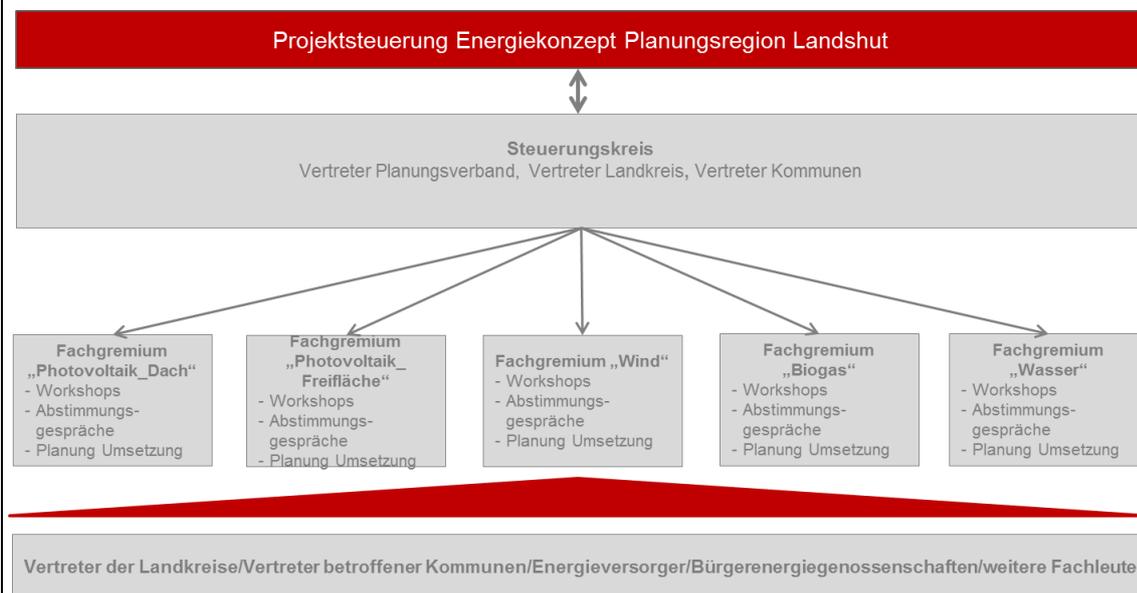
Projekttitle

Weiterverfolgung und Steuerung der Umsetzung in verschiedenen Gremien

Kurzbeschreibung

Neben Übertragung der Ziele der Planungsregion auf die einzelnen Landkreise, ist es zur Umsetzung der Ziele und der aufgeführten Maßnahmen essentiell eine Projektstruktur aufzusetzen mit der das Projekt „Umsetzung der Energiestrategie in der Planungsregion Landshut“ zielgerichtet weiterverfolgt wird.

Folgende Struktur wäre hierfür denkbar:



Nächste Schritte

1. Definition des Steuerungskreises und der einzelnen Fachgremien
2. Bildung der Fachgremien (Leitung, Mitglieder, erstes Treffen)
3. Erstes Treffen (Definition der Vorgehensweise, Turnus der Treffen, Ziele, Projekte, Definition der ersten Maßnahme inkl. weitere Schritte, Zeitplan, Verantwortungen, etc.)

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Regionale Planungsverband, Landkreise/Stadt

Weitere Partner

Regierung von Niederbayern

Sonstige Hinweise

Dauer: Regelmäßig ab jetzt

Projekttitle**Fortschreibung und Kontrolle der Energie- und CO₂-Bilanz****Kurzbeschreibung**

Um zum einen die Fortschritte und die Wirkung ergriffener Maßnahmen sichtbar zu machen und um zum anderen Fehlentwicklungen zu erkennen, ist die Fortschreibung der Energie- und CO₂-Bilanz notwendig. Um ein Gegensteuern in den einzelnen Landkreisen zu ermöglichen sollte die Energie- und CO₂-Bilanz in regelmäßigen Abständen aktualisiert und mit den einzelnen Zieldefinitionen der Planungsregion sowie der Landkreise/Stadt Landshut abgeglichen werden.

Nächste Schritte

1. Beauftragung einer erneuten Energie- und CO₂-Bilanz in sieben Jahren (Zieljahr 2030, siehe Energiestrategie)
2. Abgleich der gesetzten Ziele mit dem Ist-Stand des jeweiligen Jahres
3. Ggf. Definition notwendiger Maßnahmen zum Gegensteuern in der gesamten Planungsregion sowie den Landkreisen/Stadt Landshut

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Regionale Planungsverband,

Weitere Partner

Institut für Energietechnik

Institut für Systemische Energieberatung

Sonstige Hinweise

Dauer: ca. 12 Monate

Projekttitlel Gründung einer Energieagentur Niederbayern	
Kurzbeschreibung <p>Die Gründung einer Energieagentur Niederbayern zur Förderung und Umsetzung energierelevanter Themen sowie zur Umsetzung des Energiekonzepts in der Planungsregion könnte in Erwägung gezogen werden. Ähnlich wie bei den bereits bestehenden Energieagenturen sollte die anbieterneutrale Erstberatung, die Informationsbereitstellung sowie Kontaktvermittlung ein Standbein der Energieagentur der Planungsregion Landshut darstellen.</p> <p>Um aber qualitativ hochwertige Arbeit zu leisten, sollte die Energieagentur sich nicht nur auf Öffentlichkeits- und Koordinationsarbeit beschränken, sondern auch selbst inhaltlich arbeiten. So erscheint es wichtig, dass die Energieagentur nach einer Gründungsphase in der Lage ist, auch kommunale sowie industrielle und gewerbliche Energieberatungen durchzuführen. Alternativ könnte auf bereits bestehende in der Region ansässige Energieberatungsunternehmen zurückgegriffen werden.</p> <p>Nähere Informationen sind in Kapitel 8 aufgeführt</p>	
Nächste Schritte Siehe Kapitel 8	
Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme Siehe Kapitel 8	Weitere Partner
Sonstige Hinweise	

6.2 Maßnahmen zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung

6.2.1 Private Haushalte

Projekttitle

Kommunales Förderprogramm zur Energieeinsparung in privaten Haushalten

Kurzbeschreibung

Die verbrauchergruppenspezifische Ausarbeitung des energetischen Ist-Zustandes hat gezeigt, dass in der Planungsregion Landshut in Summe rund 25% des gesamten Energieverbrauchs in den privaten Haushalten benötigt werden. Um diesen Energieverbrauch zu reduzieren, ist in der Steuerungsrunde die Umsetzung des Einspar-Szenarios 2 beschlossen worden (siehe Kapitel 4.1.3). Um dieses ehrgeizige Ziel zu erreichen, sind Anreize von Seiten der Kommunen und/oder der Landkreise in Form von finanziellen Zuschüssen bei der Umsetzung von energiesparenden Maßnahmen denkbar. Hierbei könnten z.B. folgende Maßnahmen bezuschusst werden:

- Wärmedämmung, Austausch von Fenstern und Außentüren
- Beschaffung von energieeffizienten Haushaltsgeräten
- Einbau von Heizungsumwälzpumpen
- Energiesparberatung im Haushalt (z.B. durch die Energieagentur)
- Errichtung von solarthermischen Anlagen
- Erneuerung und Optimierung von Heizungsanlagen
- Errichtung von Biomasseanlagen
- Einbau von Lüftungsanlagen

Hinweis:

Als regionales Beispiel kann das kommunale Förderprogramm der Stadt Vilsbiburg genannt werden (Fenstertausch, Außen- und Dachdämmung sowie Neubau nach KfW 55-Standard; kostenfreie Energieberatung vor Ort bis zu 3 h).

Außerhalb des RPV Landshut haben z.B. der Markt Wendelstein oder die Kommunen der ILE AOM ein kommunales Förderprogramm gestartet. Zudem könnten mögliche Verlosungsaktionen zu einer Sensibilisierung der Bürger führen → z.B.: Der Landkreis sucht den ältesten Kühlschrank

<p>Nächste Schritte</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Abstimmung zwischen den Landkreisen und der Stadt Landshut, ob ein gemeinsames Förderprogramm initiiert werden soll 2. Festlegung auf eine maximale jährliche Fördersumme (z.B. 5 Euro/Einwohner und Jahr) und die Laufzeit des Programms (z.B. zunächst Beschränkung auf 2 Jahre Laufzeit) 3. Abstimmung bzgl. der zu fördernden Maßnahmen 4. Umsetzung des Förderprogramms; Abwicklung der Förderung ggf. über die Energieagentur 	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme</p> <p>Landkreise, Kommunen, Energieagentur</p>	<p>Weitere Partner</p> <p>Energieversorgungsunternehmen</p>
<p>Sonstige Hinweise</p> <p>Die energetische Sanierung privater Wohngebäude zeigt positive Effekte in der regionalen Wertschöpfung. Unter der Annahme, dass die im Szenario 2 festgelegte Sanierungsrate privater Wohngebäude von 2%/a auf den EnEV-Standard erreicht wird, könnten in Summe jährlich rund 125 Mio. Euro in der Planungsregion Landshut verbleiben, wenn die Aufträge an regionale Handwerker vergeben werden (dies entspricht einer energetischen Sanierung von rund 400.000 m² Wohnfläche pro Jahr).</p> <p><i>Hinweis: Seit 08/2016 fördert auch das BAFA Maßnahmen zur Heizungsoptimierung mit einem Zuschuss bis zu 30% der Investitionskosten</i></p> <p><i>http://www.bafa.de/bafa/de/energie/heizungsoptimierung/index.html</i></p>	

6.2.2 Kommunale Liegenschaften

Projekttitle

Einführung eines Kommunalen Energiemanagements (KEM)

Kurzbeschreibung

Im Rahmen dieses Energiekonzeptes wurde gebäudescharf der Energieverbrauch in den kommunalen Liegenschaften erfasst. Ein erheblicher Teil der eingesetzten Energie könnte durch sogenannte „nicht oder gering investive Maßnahmen“ wirtschaftlich und mit wenig Aufwand eingespart werden (Erfahrungswert IfE aus umgesetzten KEM). Aus diesem Grund wird die Einführung eines kommunalen Energiemanagements für die geeigneten Liegenschaften in den einzelnen Kommunen empfohlen. Die Landkreise könnten dabei die Koordinierungsfunktion übernehmen. Zudem könnten auch Liegenschaften der Landkreise oder der Stadt Landshut professionell betreut werden.

Die Grundlage eines KEM bildet dabei immer eine umfassende und kontinuierliche Dokumentation des Energieverbrauches und der Kosten im Ist-Zustand. Darauf aufbauend können technische Schwachstellen in der Anlagen- oder Regelungstechnik bzw. Defizite im Nutzerverhalten exakt beschrieben, wirtschaftlich bewertet und direkt behoben werden.

Im Zuge der Einführung eines sogenannten „Kommunalen Energiemanagements“ sollte dabei wie folgt vorgegangen werden:

1. Erfassung des Gebäudebestandes mit Aufnahme aller relevanten Stammdaten des Gebäudes
 - a. Aufnahme aller Zähler
 - b. Beheizte Bruttogrundfläche
 - c. Heizungstechnik
 - d. Lüftungstechnik
 - e. Beleuchtung
 - f. Wasserverbrauch
 - g. Eigenenergieerzeugung über PV, BHKW usw.
2. Erfassung der Energieverbräuche der letzten 3 Jahre. Erstellung einer umfassenden Gebäudeenergiebilanz für jedes Gebäude im Ist-Zustand
3. Sichtung und Prüfung aller Energiebezugsverträge. Dokumentation und Bewertung der Energiekosten
4. Kontinuierliche monatliche Erfassung und Kontrolle des Energie- und Wasserverbrauches der einzelnen Gebäude. Regelmäßige Begehung der Liegenschaften mit den Hausmeistern
5. Aufnahme aller Gebäudestammdaten und Verbrauchswerte in ein Softwareprogramm zur Weiterführung des Energiemanagements
6. Kontinuierliche Kennwertbildung und Gebäudevergleich nach VDI 3807
7. Umfassende Schwachstellenanalyse (Heizung, Kälte, Lüftung, Beleuchtung, MSR-Technik, Gebäudehülle)

8. Ausarbeiten gezielter Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz in den Gebäuden (regelungstechnische Maßnahmen, Schulung der Hausmeister, Nutzerverhalten, Organisation, usw.)
9. Bewertung und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Neu- und Ersatzbeschaffungen im Bereich der Anlagentechnik. Einweisung des Personals und Betriebsoptimierung der neuen Systemkomponenten
10. Schulung der Liegenschaftsverwalter und regelmäßige Information der Verwaltung
11. Erstellung eines jährlichen Energieberichtes mit Monitoring der Energieeinsparung

Nächste Schritte

1. Die Landkreise und/oder die Energieagentur sollten die Kommunen über die Möglichkeit, die Inhalte und die Förderung für die Durchführung eines KEM informieren
2. Auswahl geeigneter Liegenschaften in den Kommunen bzw. der Liegenschaften des Kreises
3. Antragstellung beim Fördermittelgeber durch jeweilige Kommune (Koordination könnte über jeweiligen Landkreis erfolgen)
4. Durchführung des KEM

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Landkreise, Kommunen, Energieagentur

Weitere Partner

Regierung von Niederbayern

Sonstige Hinweise

Informationen zum Förderprogramm:

http://www.lfu.bayern.de/umweltkommunal/co2_minderung/3_energiemanagement_kommunale_liegenschaften/index.htm

Die Kosten für die Durchführung eines 3 jährigen KEM sind abhängig vom jeweils zu betrachtenden Gebäude und dessen Komplexität (insbesondere aus energetischer Sicht). Die Erfahrung aus umgesetzten Projekten zeigt, dass die Kosten für die Durchführung eines KEM häufig den Energiekosteneinsparungen der 3 jährigen Laufzeit entsprechen. Die Einsparungen nach der 3 jährigen Laufzeit bleiben jedoch natürlich weiterhin bestehen, was zu einer mittelfristigen Entlastung des kommunalen Haushalts führt.

Projekttitle**Aufbau von kommunalen Energieeffizienz-Netzwerken****Kurzbeschreibung**

Ein kommunales Energieeffizienznetzwerk besteht aus einer definierten Anzahl von Kommunen, die über 3 Jahre mit dem Ziel zusammenarbeiten, kosteneffektiv Energie zu sparen, indem sie voneinander lernen. Der Gedanke ist insofern gut, da sich die Kommunen kontinuierlich über Energieeffizienzmaßnahmen austauschen und gegenseitig von Erfahrungen, Kosten, Förderungen etc. profitieren können. Um Kommunen und Landkreise beim Aufbau dieser Netzwerke zu unterstützen und konkrete Maßnahmen zu fördern, hat das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ein Förderprogramm aufgelegt.

Hierbei sind jährlich 4 moderierte Netzwerktreffen vorgesehen, in denen ein professioneller Erfahrungsaustausch untereinander stattfindet. Um die Umsetzung von Maßnahmen zu gewährleisten, sind energietechnische Beratungen aller Art an den kommunalen Objekten (Gebäudesanierung, BHKW, Kläranlagensanierungen, Nahwärmenetze usw.) im ersten Jahr mit 70% und in den Folgejahren mit 50% förderfähig.

Nächste Schritte

1. Die Landkreise und/oder die Energieagentur sollten die Kommunen über die Möglichkeit, die Inhalte und die Förderung für die Durchführung von Effizienznetzwerken informieren
2. Einholung von LOI's interessierter Kommunen
3. Antragstellung beim BAFA
4. Durchführung der Effizienznetzwerke

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Landkreise, Kommunen,
Energieagentur

Weitere Partner

Institut für Systemische Energieberatung (ISE)
Institut für Energietechnik (IfE)

Sonstige Hinweise

Dauer: 3 Jahre

Die Kosten für die Teilnahme an einem Energieeffizienznetzwerk sind insbesondere abhängig von der Anzahl der Beratertage für die energietechnische Beratung. In Summe belaufen sich die jährlich Kosten pro Kommune im Mittel auf rund 4.000 Euro – 7.500 Euro jährlich (inkl. Berücksichtigung der BAFA Förderung)

Informationen zum Förderprogramm:

http://www.bafa.de/bafa/de/energie/energieberatung_netzwerke_kommunen/modul_1/index.html

Projekttitle

Effizienzsteigerung auf kommunalen Kläranlagen

Optimierte Klärschlammnutzung

Kurzbeschreibung

Im Rahmen der Datenerhebung wurde kommunenscharf der Energieverbrauch der Kläranlagen erfasst. Es hat sich gezeigt, dass die Kläranlage zu den kommunalen Einrichtungen mit dem höchsten Energiebedarf zählt. Die Kosten für die Energieversorgung von Kläranlagen haben stark steigende Tendenz und belasten den Kommunalhaushalt vieler Gemeinden erheblich. Aus diesem Grund macht es Sinn, die Energieeffizienz auf Kläranlagen zu steigern, um hierdurch langfristig die Energiekosten zu senken.

Zur Untersuchung können spezialisierte, externe Energieberater hinzugezogen werden. Durch eine gebündelte „Effizienz-Offensive“, z.B. organisiert durch die Energieagentur, könnten die Kosten für die externe Beratung gesenkt werden.

Im Zuge einer ganzheitlichen Betrachtung sollte zudem untersucht werden, ob eine gemeinsame Klärschlammverwertung zur Vermeidung der landwirtschaftlichen Ausbringung sinnvoll erfolgen kann (z.B. durch eine gemeinsame Trocknung evtl. mit Abwärmenutzung der Biogasanlagen, etc.). Ggf. kann auch eine stoffliche Verwertung (z.B. TCR oder OxFa) durchgeführt werden.

Nächste Schritte

1. Erstellung einer Übersicht aller kommunalen Kläranlagen in den einzelnen Landkreisen mit Erfassung der Klärschlammengen, etc.
2. Benchmarking der Kläranlagen z.B. anhand der Einwohnergleichwerte
3. Durchführung der Energieanalyse mit Prüfung von Synergien

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Landkreise als Initiator
 Energieberater als Organisator
 Kommunen

Weitere Partner

Institut für Energietechnik (Ausarbeitung eines ganzheitlichen Konzepts)

Sonstige Hinweise

Projekttitlel

Effizienzsteigerung Straßenbeleuchtung / Außenbeleuchtung, Hallenbeleuchtung, Innenbeleuchtung

Kurzbeschreibung

Für die Beleuchtung (Straßenbeleuchtung, Hallenbeleuchtung, etc.) wird ein großer Anteil des kommunalen Strombedarfs benötigt. Aus diesem Grund bietet es sich an, die verschiedenen Formen der Beleuchtung effizient zu erneuern (LED-Technik).

Durch das Förderprogramm „Investive Klimaschutzmaßnahmen“ (Projektträger Jülich) werden investive Klimaschutzmaßnahmen, die kurz-, mittel- und langfristig zu einer direkten und nachhaltigen Reduzierung von Treibhausgasemissionen führen, bezuschusst. Insbesondere wird hier auch die Umrüstung der Beleuchtung gefördert.

Nähere Informationen:

<https://www.ptj.de/klimaschutzinitiative-kommunen/investitive-massnahmen>

Um die Antragstellung zu erleichtern, bietet der Fördermittelgeber die Möglichkeit, dass der jeweilige Landkreis einen gebündelten Antrag für seine Kommunen stellt. Diese Möglichkeit sollte den Kommunen präsentiert werden.

Nächste Schritte

1. Die Landkreise sollten die Kommunen über die Möglichkeit, die Inhalte und die Förderung für den Austausch der Beleuchtung informieren
2. Rückmeldung interessierter Kommunen
3. Gebündelte Antragstellung durch den jeweiligen Landkreis
4. Umsetzung

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Landkreise als Initiator
 Energieberater als Organisator
 Kommunen

Weitere Partner

Sonstige Hinweise

6.2.3 GHD/Industrie

Projekttitlel Effizienzsteigerungspotenziale in der Industrie durch Nutzung der Abwärmepotenziale	
Kurzbeschreibung <p>Im Rahmen der Potenzialanalyse zur Effizienzsteigerung (Kapitel 4.1) und dem Ausbau Erneuerbarer Energien (Kapitel 4.2) sind die Abwärmepotenziale der Planungsregion Landshut anhand des Energieatlas Bayern sowie der im Rahmen des Energiekonzepts durchgeführten Befragung der Industriebetriebe [Fra Ind] der Region erfasst worden. Diese Wärmeenergie, die i.d.R. als „Abfallprodukt“ eines technischen Prozessen erzeugt wird, liegt je nach Abwärmequelle in unterschiedlichen Größenordnungen, Temperaturniveaus sowie unterschiedlicher Verfügbarkeit vor. Im Rahmen dieser Maßnahme werden die verschiedenen Abwärmepotenziale klassifiziert und auf ihre mögliche Nutzung hin untersucht.</p>	
Nächste Schritte <p>Keine, da kein weiteres Potenzial bei den befragten Unternehmen besteht (siehe Kapitel 7.2)</p>	
Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme	Weitere Partner
Sonstige Hinweise	

Projekttitlel**Aufbau eines Lernenden Energieeffizienznetzwerkes (LEEN)****Kurzbeschreibung**

Die Analyse des Ist-Zustandes und die Potenzialermittlung zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung (siehe Kapitel 4) haben gezeigt, dass die Industriebetriebe im Betrachtungsgebiet in ihrer Branchenvielfalt über ein erhebliches Energieeinsparpotential verfügen, das aufgrund personeller Knappheit und mangelnder Information häufig nicht realisiert wird.

Genau vor diesem Hintergrund hat die Bundesregierung zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit und kostensparenden CO₂- Reduktion das Programm LEEN initiiert. Die Erfahrungen aus laufenden Projekten haben laut BMUB gezeigt, dass nach vier Jahren kontinuierlicher Netzwerkarbeit im Durchschnitt 1.000 t CO₂ bei 10 %-iger Kostensenkung eingespart werden konnten.

[<http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/bundesumweltministerium-unterstuetzt-aufbau-von-energieeffizienz-netzwerken>]

Das Projekt der LEEN gliedert sich in zwei Bereiche. Zum einen arbeiten bis zu 15 Industriebetriebe unterschiedlicher Branchen über einen Zeitraum von vier Jahren stabil zusammen. In jährlich vier organisierten Netzwerktreffen bei jeweils unterschiedlichen Firmenpartnern erfolgt der fachliche Austausch untereinander und praktische Probleme der Umsetzung, Fördermöglichkeiten sowie rechtliche Fragen werden an konkreten Beispielen erörtert. Zum anderen erhalten die Betriebe zu speziellen Fragestellungen energiefachliche Beratung durch externe Fachexperten. Die Umsetzung der Maßnahmen ist dann wiederum Gegenstand der Netzwerktreffen. Somit erhofft man sich eine pragmatische und zielgerichtete Realisierung der Energieeffizienzpotentiale in den Betrieben.

Nächste Schritte

Im Rahmen eines/mehrerer LEEN Netzwerke in der Planungsregion Landshut sollten jeweils ca. 15 relevante Betriebe unterschiedlichster Branchen anhand der Datenerhebungsbögen geclustert werden. Diese Unternehmen sollten im Bereich des produzierenden Gewerbes einzuordnen sein, in energieintensiven Branchen arbeiten und in allen Bereichen der Planungsregion arbeiten.

1. Auf Einladung des RPV wird den Betrieben das Projekt LEEN am Beispiel eines Pilotprojektes im Zuge von Firmenbesuchen erörtert.
2. Zur Beantragung und Eintragung eines LEEN Netzwerkes, u.U. mit Förderung der Bundesregierung, werden Absichtserklärungen (Letter of Intent) eingeholt (z.B. über Energie-

<p>agentur).</p> <p>3. Aufbauend auf der Branchenstruktur und den Energieverbräuchen erfolgt die Ausarbeitung eines vier-jährigen Arbeitsplanes. Die Kooperationsverträge und Förderanträge werden gestellt.</p> <p>4. Nach Erhalt des Förderbescheides und Eintragung als LEEN Netzwerk erfolgt die Überführung in die Umsetzungsphase.</p>	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme</p> <p>Initiierung über den RPV Landshut Bewerbung des Effizienznetzwerkes über die Energieagentur, bzw. die Landkreise und die Stadt Landshut sowie die Energieagentur</p>	<p>Weitere Partner</p> <p>ggf. IHK, regionale Banken, etc. Institut für Energietechnik (IfE) Institut für Systemische Energieberatung (ISE)</p>
<p>Sonstige Hinweise</p> <p>Dauer: i.d.R. 3 Jahre</p> <p>Die Kosten für die Teilnahme an einem Energieeffizienznetzwerk sind abhängig von der Anzahl der Beratertage für die energietechnische Beratung. In Summe belaufen sich die jährlich Kosten pro Betrieb im Mittel auf rund 5.000 Euro – 10.000 Euro jährlich</p> <p>Nähere Informationen: www.leen.de</p>	

6.2.4 Verkehr

Projekttitle

Konzeptentwicklung für den Ausbau der öffentlichen Infrastruktur für Elektromobilität in Verbindung mit der Nutzung erneuerbarer Energien

Kurzbeschreibung

Im Rahmen eines regionalen Projekts soll ein Konzept zum Ausbau der öffentlich zugänglichen Infrastruktur für Elektromobilität entwickelt werden. Zunächst wird auf Basis von Daten aus dem Energiekonzept und weiteren Datenerhebungen der aktuelle Stand der Elektromobilität in der Planungsregion Landshut analysiert. Für den weiteren Ausbau der Elektromobilität ist die Verfügbarkeit öffentlich zugänglicher Ladeinfrastruktur unerlässlich. Ausgehend von den georeferenzierten Daten soll ermittelt werden, wo ein Ausbau der Infrastruktur sinnvoll sein könnte, beispielsweise auf öffentlichen Parkflächen. Dabei sollen u.a. auch die typischen Reichweiten heute verfügbarer Elektromobile berücksichtigt werden, um ein flächendeckendes Netz an Ladesäulen sicherzustellen. Neben der Installation von Ladesäulen soll in diesem Modellprojekt auch die Verbindung des Verkehrssektor mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien betrachtet werden (evtl. in Verbindung mit dem Ausbau von Photovoltaikdachanlagen auf öffentlichen Gebäuden oder der Installation von Freiflächenanlagen).

Nächste Schritte

1. Auswertung der bereits vorhandenen Daten in der Verbrauchergruppe Verkehr mit Erfassung der bestehenden Ladeinfrastruktur (Darstellung in GIS) und der zugelassenen Elektrofahrzeuge. Im Zuge eines Soll-Ist-Vergleiches erfolgt die Einordnung im Vergleich mit anderen Regionen und dem landesweiten Durchschnitt sowie den Ausbauzielen der Bundesregierung.
2. Darstellung der vorhandenen Ladesäulen-Infrastruktur (Ladestationskataster) und Identifikation geeigneter Standorte für zusätzliche Ladesäulen anhand zu definierender Kriterien.
3. Prüfung der Integrationsmöglichkeiten der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in die E-Mobility Infrastruktur in enger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern.
4. Analyse und Aufbereitung von Best-Practice-Beispielen zur Übertragung auf die Planungsregion Landshut

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Ausarbeitung eines flächendeckenden Konzepts für die Planungsregion Landshut erfordert eine enge Zusammenarbeit aller Landkreise und der

Weitere Partner

Energieagentur

<p>Stadt Landshut</p>	
<p>Sonstige Hinweise Das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur fördert in der „Förderrichtlinie Elektromobilität“ z.B. die Ausarbeitung von kommunalen Elektromobilitätskonzepten und die Forschung und Entwicklung zur Unterstützung des Markthochlaufs von Elektrofahrzeugen. Nähere Informationen: http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/foerderrichtlinie-elektromobilitaet.html?nn=36210 https://www.ptj.de/klimaschutzinitiative-kommunen/klimaschutzkonzepte</p>	

6.3 Maßnahmen zum Ausbau Erneuerbarer Energien

Projekttitle Effizienzsteigerung von Biogas-BHKW-Anlagen	
Kurzbeschreibung <p>Im Rahmen der Ist-Analyse wurde ausgearbeitet, dass die Planungsregion Landshut flächendeckend über eine große Anzahl an Biogasanlagen unterschiedlicher Leistungsklassen von 30 kWel bis 1.400 kWel mit einer Gesamtleistung von rund 83.000 kWel verfügt. Derzeit ist das Ziel des BHKW-Betriebs die Maximierung der Stromproduktion zur Optimierung der EEG-Einspeisemengen nach den gesetzlichen Regelungen des EEG 2004, 2009 und 2012. Im Bilanzjahr 2013 wurden 544 Mio kWh elektrische Energie zur regenerativen Stromproduktion bereitgestellt. Insbesondere im Hinblick auf eine notwendige Flexibilisierung der Stromerzeugung stellen Biogasanlagen eine hohe Systemrelevanz für die Energiewende in der Planungsregion dar. Im Rahmen eines Modellprojekts (siehe Kapitel 6.1) werden konkrete technische Ansätze zu einer flächendeckenden Effizienzsteigerung und Flexibilisierung der Stromerzeugung auf den Anlagen im Ist-Zustand ausgearbeitet, um die eingesetzten Rohstoffe effizienter zu nutzen, und die BHKW Systeme langfristig für den Zeitraum nach der EEG-Förderung vorzubereiten. Aufbauend auf den Ergebnissen des Modellprojekts wird im nächsten Schritt mit der konkreten Umsetzung der Maßnahmen im Rahmen eines Pilot- und Demonstrationsvorhabens begonnen.</p>	
Nächste Schritte <p>Das Projekt wurde im Kapitel 7.1 umfassend als Modellprojekt betrachtet und wird im Nachgang des regionalen Energiekonzepts anhand konkreter Untersuchungen an Biogasanlagen vor Ort weiterentwickelt.</p>	
Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme Initiierung: RPV Landshut Konzeptstudie und wissenschaftliche Begleitung: Institut für Energietechnik an der Ostbayerischen Technischen Hochschule Amberg-Weiden Umsetzung: Betreiber der Biogasanlagen	Weitere Partner Energieagentur
Sonstige Hinweise	

Projekttitle Optimierung der Nutzung vorhandener Photovoltaik Dachanlagen	
Kurzbeschreibung <p>Im Rahmen des Energiekonzeptes sind zum einen die Photovoltaik Bestandsanlagen erfasst (Kapitel 3) und zum anderen die Potenziale für den weiteren Ausbau der Photovoltaik auf Dächern (Kapitel 4.2) ermittelt worden. Sowohl im Bestand als auch in der Potenzialanalyse sind die Photovoltaikanlagen rein zahlenmäßig das dominierende Erzeugungssystem, welches verbrauchergruppenübergreifend im Regionalen Planungsverband vorliegt. Aus diesem Grund werden im Rahmen dieser Maßnahme die Möglichkeiten zur Erhöhung der Eigenstromnutzung bei Photovoltaikdachanlagen aufgezeigt und ein Tool erarbeitet, welches die verschiedenen Möglichkeiten (Volleinspeisung, Eigenstromnutzung, Überschuss ohne Speicher, Überschuss mit Speicher, Nutzung Heizstab) individuell für die jeweilige Bestandsanlage aufzeigt (vgl. Kapitel 7.3). Mittels dieses Tools können die Bürger/Bürgerinnen über eine Änderung der Nutzung des erzeugten Stroms beispielsweise von Volleinspeisung auf Eigenstromnutzung entscheiden.</p>	
Nächste Schritte <ol style="list-style-type: none"> 1. Veröffentlichung des Rechentools auf der Homepage des Regionalen Planungsverbands 2. Bewerbung und Vorstellung des Tools in der Presse 3. Darstellung der notwendigen Schritte bei Umstellung auf Eigenstromnutzung auf der Homepage 	
Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme Regionaler Planungsverband, Energieagentur	Weitere Partner Energieversorger
Sonstige Hinweise	

Projekttitlel

Erarbeitung eines PV-Tool zur Bewertung von Neuanlagen kleiner 10 kW_p

Kurzbeschreibung

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 und 5.2 ist für die Erreichung des „Pariser Ziels“ in der Planungsregion Landshut der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig. Über alle Landkreise/Stadt Landshut hinweg spielt in diesem Zusammenhang auch der Ausbau der Photovoltaikdachanlage eine wichtige Rolle zur Erfüllung des notwendigen Zubaus (30 % des ausgewiesenen Potenzials je Energieträger). Aus diesem Grund sollte ein anwenderfreundliches, übersichtliches Tool zur wirtschaftlichen Bewertung von Photovoltaikdachanlagen erarbeitet und auf der Homepage des Regionalen Planungsverbands sowie den Landkreisen/Stadt Landshut integriert werden. In diesem Tool sollte auch der vom LFU erarbeitete PV-Potenzialrechner berücksichtigt werden, der den möglichen Ertrag einer PV-Dachanlage gebäudescharf ausweist. Zudem sollte das Tool, entsprechend dem Tool für Bestandsanlagen die Wirtschaftlichkeit bei verschiedenen Stromnutzungen (Volleinspeisung, Überschuss mit/ohne Speicher) darstellen.

Nächste Schritte

1. Erarbeitung eines Tools
2. Veröffentlichung auf der Homepage
3. Bewerbung durch die Presse
4. Weitergabe an die Landkreise/Kommunen

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Regionale Planungsverband,
 Institut für Systemische Energieberatung an der Hochschule Landshut

Weitere Partner

Sonstige Hinweise

Dauer: ca. 6 Monate

Die Errichtung von erneuerbaren Energien Anlagen zeigt positive Effekte in der regionalen Wertschöpfung, wenn z.B. die Installation durch regionale Handwerker erfolgt.

<p>Projekttitle</p> <p>Erneuerbarer Energie Fonds zur Umsetzung von Großprojekten</p>	
<p>Kurzbeschreibung</p> <p>Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 und 5.2 ist für die Erreichung des „Pariser Ziels“ in der Planungsregion Landshut der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien in Höhe von 30 % über alle Erneuerbaren Energieträger und Landkreise/Stadt Landshut notwendig.</p> <p>Um dieses Ziel zu erreichen, sind Anreize von Seiten der Kommunen und Landkreise und/oder der Planungsregion in Form von finanziellen Zuschüssen bei der Umsetzung von Erneuerbaren Energien Großprojekten denkbar. Dies ist vor allem deshalb vorstellbar, weil sich beispielsweise die Windenergiepotenziale der Region auf wenige Kommunen konzentrieren (vgl. Kapitel 4.2.2), deren Ausbau zur Zielerreichung in den Landkreisen sowie der Planungsregion jedoch notwendig sein wird. Um diese Kommunen bei der Umsetzung zu unterstützen, wäre es denkbar einen Erneuerbaren Energie Fonds aufzulegen, der für die zügige Umsetzung von Großprojekten (Windenergieanlagen/PV-Freiflächen) verwendet wird.</p>	
<p>Nächste Schritte</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Abstimmung zwischen den Landkreisen und der Stadt Landshut, ob ein gemeinsame Erneuerbarer Energie Fonds initiiert werden soll 2. Abklärung einer möglichen Unterstützung durch die Regierung von Niederbayern oder Energieversorgungsunternehmen 3. Festlegung auf eine maximale jährliche Fördersumme (z.B. 5 Euro/Einwohner und Jahr) bzw. Zuschüsse der Regierung/Energieversorger 4. Abstimmung bzgl. der zu fördernden Maßnahmen 5. Umsetzung des Förderprogramms; Abwicklung der Förderung ggf. über die Energieagentur 	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme</p> <p>Landkreise, Kommunen, Energieagentur</p>	<p>Weitere Partner</p> <p>Energieversorgungsunternehmen</p>
<p>Sonstige Hinweise</p> <p>Die Errichtung von erneuerbaren Energien Anlagen zeigt positive Effekte in der regionalen Wertschöpfung, wenn z.B. die Installation durch regionale Handwerker erfolgt.</p>	

Projekttitle	
Optimierung der Bauleitplanung zum Ausbau der Photovoltaikdachanlagen	
Kurzbeschreibung	
<p>Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 und 5.2 ist für die Erreichung des „Pariser Ziels“ in der Planungsregion Landshut der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig. Über alle Landkreise/Stadt Landshut hinweg spielt in diesem Zusammenhang auch der Ausbau der Photovoltaikdachanlagen eine wichtige Rolle zur Erfüllung des notwendigen Zubaus (30 % des ausgewiesenen Potenzials je Energieträger).</p> <p>Aus diesem Grund erscheint es sinnvoll im gesamten Planungsverband einheitliche Grundlagen zur gezielten Förderung der Photovoltaikdachanlagen bereits in der Bauleitplanung (Definition Gebäudeausrichtung, Vermeidung Verschattungen, Dachneigung) zu definieren und den einzelnen Kommunen als Vorlage für künftige Bauleitplanungen zur Verfügung stellen.</p>	
Nächste Schritte	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Erarbeitung einer Vorlage für die Bauleitplanung 2. Übermittlung an die Kommunen 	
Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme	Weitere Partner
Regionale Planungsverband, Landkreise	
Sonstige Hinweise	
Die Errichtung von erneuerbaren Energien Anlagen zeigt positive Effekte in der regionalen Wertschöpfung, wenn z.B. die Installation durch regionale Handwerker erfolgt.	

Projekttitle	
Installation von PV-Anlagen auf öffentlichen Gebäuden	
Kurzbeschreibung	
<p>Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 und 5.2 ist für die Erreichung des „Pariser Ziels“ in der Planungsregion Landshut der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien in Höhe von 30 % über alle Erneuerbaren Energieträger und Landkreise/Stadt Landshut notwendig.</p> <p>Um dieses Ziel zu erreichen, ist es notwendig, dass die öffentlichen Einrichtungen ihre Vorbildfunktion erfüllen und entsprechend den Anteil erneuerbarer Energien in dieser Verbrauchergruppe erhöhen. Zu diesem Zweck sollten im Rahmen dieser Maßnahme diejenigen öffentlichen Gebäude identifiziert werden, auf denen die Installation von Photovoltaikanlagen noch möglich wäre und die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Installation von Photovoltaikdachanlagen auf diesen Dächern Eigenstromnutzung geprüft werden.</p>	
Nächste Schritte	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Systematische Analyse möglicher Dachflächen auf öffentlichen Liegenschaften für eine mögliche Nutzung durch Photovoltaik, ggf. i. V. m. Eigenstromnutzung 2. Überprüfung der Wirtschaftlichkeit (Kapitalwertberechnung auf Basis von Angeboten) und Festlegung möglicher Standorte 3. Planung möglicher Anlagen und gemeinsamer Einkauf der Module 4. Bei zukünftigen Sanierungsmaßnahmen (Dachsanierung) an öffentlichen Liegenschaften sollte die Möglichkeit der Installation einer PV-Anlage mit Eigenstromnutzung stets geprüft werden. 	
Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme	Weitere Partner
Landkreise, Kommunen, Energieagentur	Energieversorgungsunternehmen
Sonstige Hinweise	
<p>Photovoltaikdachanlagen erhalten auch im EEG 2017 eine feste Einspeisevergütung (§48 EEG 2017, http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2016/0301-0400/355-16.pdf?__blob=publicationFile&v=1).</p> <p>Die Errichtung von erneuerbaren Energien Anlagen zeigt positive Effekte in der regionalen Wertschöpfung, wenn z.B. die Installation durch regionale Handwerker erfolgt.</p>	

<p>Projekttitle</p> <p>Eigenstromerzeugung in der Verbraucherguppe GHD</p>	
<p>Kurzbeschreibung</p> <p>Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 und 5.2 ist für die Erreichung des „Pariser Ziels“ in der Planungsregion Landshut der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien in Höhe von 30 % über alle Erneuerbaren Energieträger und Landkreise/Stadt Landshut notwendig.</p> <p>Um dieses Ziel zu erreichen, sollen im Rahmen dieser Maßnahme ganz gezielt kleine und mittelständische Unternehmen über die Eigenstromerzeugung bspw. mittels Photovoltaikdach- oder -freiflächenanlagen informiert werden. Zudem sollte gezielt überprüft werden, welche Unternehmen sich in unmittelbarer Nähe zu den in Kapitel 4.2.6 dargestellten potenziellen Standortflächen für Photovoltaikfreiflächenanlagen befinden.</p>	
<p>Nächste Schritte</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Organisation einer Veranstaltung für GHD zum Thema Eigenstromnutzung und Vorstellung von Praxisbeispielen sowie potenziellen Firmen gemäß Konzept 2. Planung möglicher Anlagen und ggf. gemeinsamer Einkauf der Module 	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme</p> <p>Landkreise, Kommunen, Energieagentur</p>	<p>Weitere Partner</p> <p>Energieversorgungsunternehmen, Projektentwickler</p>
<p>Sonstige Hinweise</p>	

Projekttitle**Umsetzungsstrategie Windenergie im Planungsverband****Kurzbeschreibung**

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5.1 und 5.2 ist für die Erreichung des „Pariser Ziels“ in der Planungsregion Landshut der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien in Höhe von 30 % über alle Erneuerbaren Energieträger und Landkreise/Stadt Landshut notwendig.

In diesem Zusammenhang spielt der Ausbau der Windenergie vor allem in den Landkreisen Landshut und Kelheim eine wesentliche Rolle. Aus diesem Grund ist es notwendig eine Umsetzungsstrategie in Zusammenarbeit mit den betroffenen Kommunen, den Bürgerenergiegenossenschaften der Region sowie den Energieversorgern der Region zu erarbeiten. Im Rahmen dieser sollten die Flächen ihrer Umsetzungswahrscheinlichkeit nach anhand verschiedener Parameter (z.B. Windgeschwindigkeit, vorliegende Windmessungen/Erfahrungswerte, Akzeptanz in der Bevölkerung, Anzahl der möglichen Anlagen) bewertet werden. Für die geeignetsten Standorte sollten dann die weiteren Schritte definiert werden (z.B. Information der Bevölkerung, Aufstellung eines Teilflächennutzungsplans).

Nächste Schritte

1. Priorisierung der vorhandenen Standorte mit Unterstützung eines Projektentwicklers/EVU
2. Organisation eines Workshops zur Umsetzung der Windenergiepotenziale in der Planungsregion mit externer Moderation
3. Weiterverfolgung von als realisierbar geltende Standorten durch die Kommunen, den Landkreis

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Landkreise, Kommunen, Energieagentur

Weitere Partner

Energieversorgungsunternehmen, Projektentwickler

Sonstige Hinweise

Projekttitle**Entwicklung eines RegioStromTarifes****Kurzbeschreibung**

Durch die Einführung eines regionalen (Öko-)Stromtarifs kann ein im Rahmen des Energiekonzepts identifiziertes Problem voraussichtlich entschärft werden: Bei der Bearbeitung wurde eine Vielzahl von EEG Anlagen, insbesondere Biogas BHKW und PV-Anlagen identifiziert, die auf absehbare Zeit aus der EEG Förderung ausscheiden werden. Neuanlagen werden aufgrund stark gesunkener Vergütungssätze bzw. Ausschreibungspflichten nur noch begrenzt zugebaut. EEG Bestands- und Neuanlagen könnten über eine regionale Direktvermarktung ggf. Mehrerlöse gegenüber den aktuellen EEG-Vergütungssätzen erzielen. Darüber hinaus wird die Generierung zusätzlicher Wertschöpfungspotentiale für die Betreiber regionaler Erzeugungsanlagen, unabhängig von Förderzeiträumen nach EEG oder KWKG, ermöglicht. Durch die Schaffung eines regionalen Stromtarifs kann außerdem ggf. eine Förderung von weiteren Investitionen in die regionale Energieversorgungsstruktur (z. B. Smart Meter) ermöglicht werden.

Stromkunden aller Verbrauchergruppen könnten wirtschaftlich erneuerbaren „RegioStrom“ beziehen, insb. durch preislich und ökologisch attraktive Tarifalternative für die regionalen Stromabnehmer und Anlagenbetreiber. Dadurch kann eine weitere Stärkung der Akzeptanz der erneuerbaren Energie durch eine verbesserte Transparenz und gesteigerte Bürgerbeteiligung ermöglicht werden. Durch Transparenzmaßnahmen (z.B. Smart Meter und variable Stromtarife) im Bereich Stromerzeugung und -verbrauch können darüber hinaus Effizienz- und Flexibilitätspotentiale leichter ermittelt und umgesetzt werden. Dadurch kann der Beitrag der regionalen erneuerbaren Energien für den Klimaschutz und den sog. „Strommarkt 2.0“ weiter gesteigert werden.

Nächste Schritte

Im Rahmen dieses Projektes sollten die Möglichkeiten zur Einführung eines regionalen (Öko-)Stromtarifs geprüft werden. Dabei steht die Einbindung der in der Region vorhandenen Erneuerbaren Energien im Vordergrund. Die vorhandene Versorgungsstruktur (Bestandsanlagen) sowie die im Energiekonzept ermittelten Potenziale des Zubaus sollten berücksichtigt werden.

1. Ermittlung und Auswertung der Erzeugungsanlagen
2. Auswertung der Abnehmerstruktur
3. Simulation der Erzeugungs- und Verbrauchssituation
4. Ökonomische Bewertung potenzieller Versorgungslösungen

<p>5. Ausarbeitung potenzieller Betreibermodelle als Basis für die Entwicklung konkreter Umsetzungsschritte</p>	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme Initiierung: RPV Landshut Konzeptstudie und wissenschaftliche Begleitung: Institut für Energietechnik und Institut für Systemische Energieberatung Umsetzung: Regionale Energieversorger</p>	<p>Weitere Partner</p>
<p>Sonstige Hinweise</p>	

6.4 Maßnahmen zum Ausbau der Netzinfrastruktur und Speichertechnologien

<p>Projekttitle</p> <p>Potenzialanalyse für Power to Gas</p>	
<p>Kurzbeschreibung</p> <p>Um die erhöhte Nutzung der Erneuerbaren Energien sowohl in Bayern als auch in der Planungsregion Landshut (Potenziale Erneuerbaren Energien vgl. Kapitel 4.2) voranzutreiben, ist es notwendig, die Speichermöglichkeiten für wind- und sonnenarme Zeiten zu erhöhen. Dies erfordert eine frühzeitige Planung und Konzepterstellung, um bei Umsetzung etwaiger Wind- und/oder PV-Freiflächen eine klare Vorstellung zum erforderlichen Netzausbau bzw. zur Vermeidung des Netzausbaus durch Energiespeicherung zu kennen. Im Rahmen der Potenzialanalyse Erneuerbarer Energien sind u.a. anhand des Regionalplans „Wind“ mögliche Anlagenstandorte für die Nutzung der Windenergie im Regionalen Planungsverband Landshut definiert worden. Entscheidender Einflussfaktor des notwendigen Netzausbaus in der Region in den Zeiträumen bis 2020 bzw. 2030 ist die Windenergie, wobei sich die Potenziale vor allem im Nordwesten sowie im Südwesten der Planungsregion befinden. Eine Möglichkeit den Stromnetzausbau zu reduzieren, könnte sich in diesem Zusammenhang durch die Installation einer Power to Gas Anlage ergeben. Die Minimalvoraussetzungen zur Umsetzung von Power to Gas Anlagen, nämlich die hohe geografische Konzentration von Erneuerbaren Energien bei gleichzeitiger geografischer Nähe zum Erdgasnetz ist bei den potenziellen Anlagenstandorten im Nordwesten des Regionalen Planungsverbands sowie im südlichen Landkreis Landshut gegeben.</p>	
<p>Nächste Schritte</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Identifikation möglicher Standorte für Power to Gas Anlagen in der Planungsregion auch unter Einbeziehung der abgestimmten Energiestrategie sowie der Maßnahmen aus Kapitel 6.3 2. Identifikation des Modellgebiets (optimale Voraussetzungen zur Umsetzung) 3. Analyse der Netzinfrastruktur und Auswirkungen auf diese 4. Dimensionierung einer geeigneten Anlage 5. Wirtschaftliche Detailbetrachtung 6. Erste Gedanken zum Betreibermodell in Abstimmung mit Energieversorger 	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme</p> <p>Landkreise, Kommunen</p>	<p>Weitere Partner</p> <p>Energieversorgungsunternehmen</p>
<p>Sonstige Hinweise</p>	

Projekttitlel

Entwicklung proaktiver Kommunikationsstrategien zum Netzausbau

Kurzbeschreibung

Die in Kapitel 4.3 durchgeführte Stromnetzanalyse hat auf Basis der drei definierten Szenarien, die das in der Potenzialanalyse ermittelte technische Zubaupotenzial in unterschiedlicher Höhe berücksichtigen, gezeigt, dass sowohl in der 20-kV als auch der 110-kV-Ebene ein Netzausbau in unterschiedlichem Umfang notwendig ist. Welche Teilregionen des Regionalen Planungsverbands hiervon betroffen sein werden, ist letztlich von der tatsächlich in den einzelnen Landkreisen/Stadt Landshut beschlossenen Energiestrategie (siehe auch Kapitel 5) und damit dem politischen Willen zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien in der gesamten Planungsregion abhängig. Die geografische Darstellung der technischen Zubaupotenziale (z.B. Wind) gibt erste Hinweise auf die vom Netzausbau betroffenen Teilregionen der Planungsregion, wobei der genaue Trassenverlauf erst bei tatsächlicher Umsetzung der ausgewiesenen Potenziale ermittelt werden kann. Um einen reduzierten bzw. verzögerten Netzausbau zu ermöglichen, sollten die Standorte der leistungsstarken Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen zunächst möglichst leitungsnahe gewählt werden. Um diesen notwendigen Netzausbau dann in Einklang mit den Bürgerinnen/Bürger durchführen zu können, ist es sowohl für den Netzausbau als auch für die Realisierung der Energiestrategie der einzelnen Landkreise/Stadt Landshut notwendig, eine proaktive Kommunikationsstrategie zu entwickeln, um auch die Planungs- und Genehmigungsverfahren zeitlich verkürzen zu können.

Nächste Schritte

1. Frühzeitige Abstimmung von Erzeugungs- und Netzinfrastrukturausbau – insbesondere auf kommunaler Ebene – erzielen
2. Proaktive Durchführung von Informationsveranstaltungen in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber
3. Ermöglichung der Beteiligungen der Anwohnerinnen und Anwohner

Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme

Regionaler Planungsverband, Landkreise, Kommunen

Weitere Partner

Energieversorgungsunternehmen

Sonstige Hinweise

Projekttitle**Unterstützung des Ausbaus dezentraler (netzdienlicher) Speicher****Kurzbeschreibung**

Wie in Kapitel 4.3.1.7 beschrieben, ist es auf der Ebene der Niederspannung möglich, den Netzausbau durch den Einsatz von dezentralen (netzdienlichen: Optimierung der Betriebsstrategie des Speichers, d.h. Steuerung und/oder Verschiebung der Batterieladeleistung) Speichern, eventuell zu vermeiden oder zeitlich zu verzögern. Auf der Ebene der Mittel- und Hochspannung hingegen ist davon auszugehen, dass ein Speicherausbau nicht zu einer signifikanten Reduktion des notwendigen Netzausbaus führen wird. Aus diesem Grund wird empfohlen, koordinierte Konzepte (z.B. regionale Förderung des netzdienlichen Speicherausbaus) für den Speicherausbau in der Niederspannungsebene zu entwickeln.

Im Zusammenhang mit einer system- bzw. netzdienlichen Betriebsweise von Stromspeichern (Akkumulatoren/„Batterien“), welche die regionale Stromversorgung bzw. Autonomie erhöht und eine langfristige Stromversorgung mit z.B. bereits in Betrieb befindlichen Akkumulatoren oder neuen Anwendungen (Stichwort E-Mobilität) gewährleistet, können für diese Anwender (z.B. Ein- und Mehrfamilienhäuser) Nutzungsmodelle erarbeitet werden. Diese können u.a. umfassen:

- Informationskampagnen zum Betrieb von Speichern
- Förderprogramme für regionale Speicher (z.B. für PV-Anlagen – Alt- und Neuanlagen)
- Förderprogramm der Kommune für regionale Speicher
- Schaffung von flächendeckenden Stromtankstellen
- Regionale Förderung von Informations- und Kommunikationstechnologie-Netzen (z.B. für intelligente Verknüpfung von Stromtankstellen und PV-Anlagen – Bürgerbeteiligungsanlage)
- Lademodelle für E-Mobile (z.B. spezielle Stromtankstellen, an den der PV-Strom direkt entnommen werden kann)
- Kommunenübergreifende Initiativen für den Regionalverkehr auf Basis von E-Mobilen
- abgestimmten Speichereinsatz (z.B. Vorgabe durch Netz) in Abstimmung mit dem Netzbetreiber zum netzdienlichen Betrieb
- Entwicklung von „Bürgerspeicheranlage“ (ein Energiespeicher mit hoher Kapazität für mehrere Erzeugungsanlagen – oder „Bürgerbeteiligungserzeugungsanlage mit kombinierten Speichern“)
- Zusammenarbeit über Kommunen hinweg (z.B. zu Infrastrukturausbau, Speicher, Einsatzkonzepten, ...)

<ul style="list-style-type: none"> • PV im Neubau in Kombination mit Speichern 	
<p>Nächste Schritte</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Gründung eines Fachremiums „dezentrale Speicher“ 2. Abstimmung mit regionalen Energieversorgern zu den Themen Fördermöglichkeiten, Informationsveranstaltungen 3. Durchführung entsprechender Öffentlichkeitsarbeit 	
<p>Verantwortliche Akteure zur Weiterentwicklung der Maßnahme</p> <p>Regionaler Planungsverband, Landkreise, Kommunen, Energieagentur</p>	<p>Weitere Partner</p> <p>Energieversorgungsunternehmen (z.B. Stadtwerke Vilsbiburg)</p>
<p>Sonstige Hinweise</p>	

7 Modellprojekte aus dem Maßnahmenkatalog

7.1 Effizienzsteigerung von Biogas-BHKW-Anlagen

7.1.1 Ist-Zustand

In der Planungsregion 13 sind im Bilanzjahr 2013 insgesamt 226 Biogasanlagen in der Leistungsklasse zwischen 30 kW_{el} bis 1.400 kW_{el} installiert [Quelle: EVU; Datenerhebungsbögen Biogasanlagen]. Die installierte Gesamtleistung beträgt 83.151 kW_{el}. Die erzeugte Strommenge im Jahr 2013 liegt bei 544 Mio. kWh_{el}, was bilanziell rund 25% des gesamten Strombedarfes in der Planungsregion entspricht.

In einem ersten Schritt wurden die 226 Biogasanlagen in verschiedene Leistungsklassen geclustert:

- bis 75 kW_{el}
- 76 – 150 kW_{el}
- 151 – 500 kW_{el}
- 501 – 750 kW_{el}
- Größer 750 kW_{el}

In Abbildung 71 ist die installierte elektrische Leistung je Inbetriebnahmejahr und Leistungsklasse dargestellt. Der größte Zubau an Biogasanlagen erfolgte in den Jahren 2004 – 2011 durch die hohe Förderung im EEG 2004 und EEG 2009. Mit der Senkung der EEG-Vergütung im EEG 2012 brach der Zubau ein.

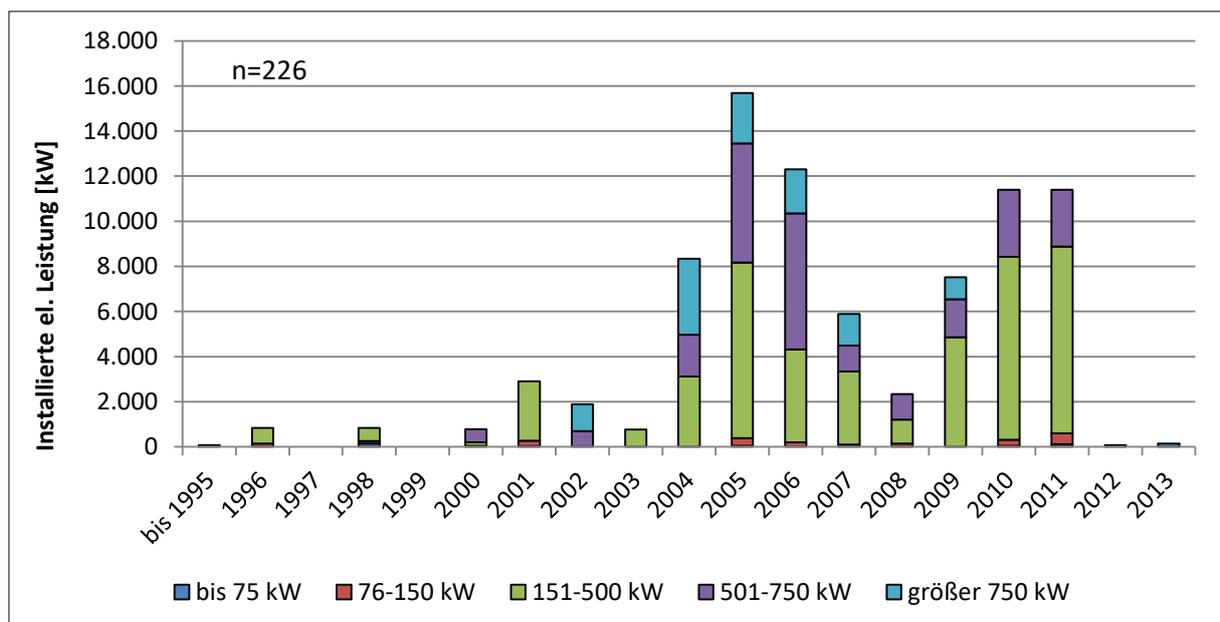


Abbildung 71: Installierte elektrische Leistung pro Jahr und Leistungsklasse

Wie in Abbildung 72 dargestellt, ist die Leistungsklasse von 151 – 500 kW_{el} die Klasse mit der größten Anzahl an Biogasanlagen und der höchsten installierten elektrischen Leistung. Mit 144 Biogasanlagen sind in dieser Leistungsklasse mehr als 60 % aller Biogasanlagen in der Planungsregion installiert. In der Leistungsklasse von 501 – 750 kW_{el} sind ca. 24.000 kW_{el} bei einer Anzahl von 39 Biogasanlagen installiert. Die 11 Anlagen mit einer Leistung von mehr als 750 kW_{el} haben eine installierte Gesamtleistung von ca. 11.000 kW_{el}. In den beiden kleinen Leistungsklassen bis 75 kW_{el} und von 76 – 150 kW_{el} sind 2.700 kW_{el} installiert. Die mittlere Leistung aller Biogasanlagen im Planungsverband liegt bei 370 kW_{el}.

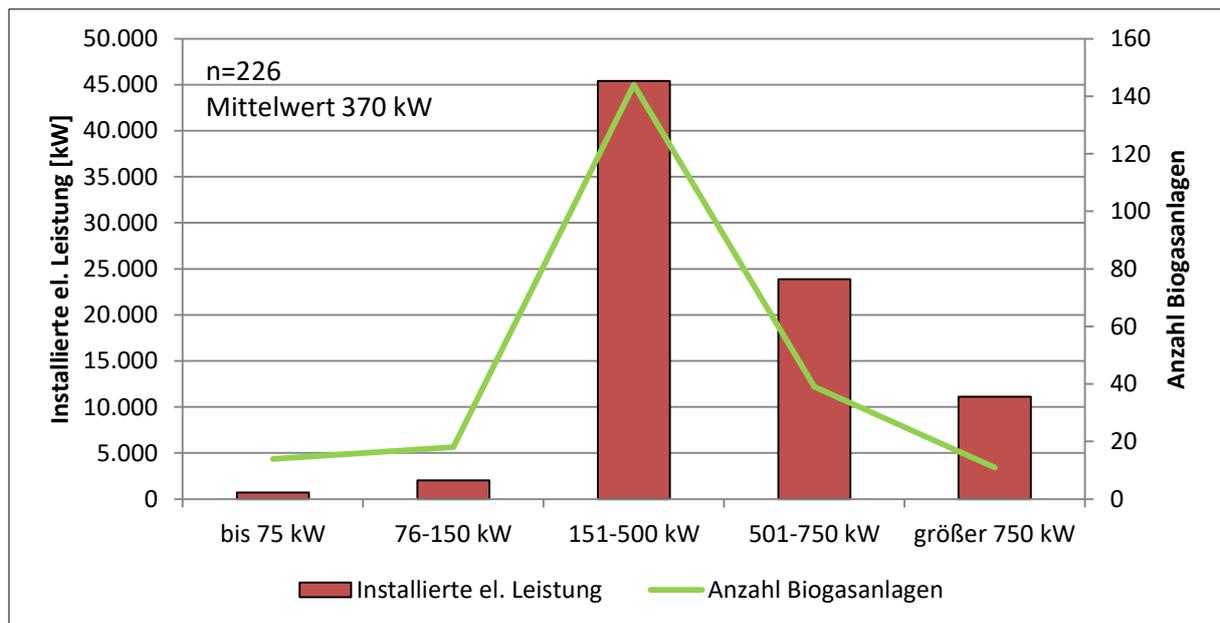


Abbildung 72: Anzahl Biogasanlagen und installierte Leistung pro Leistungskategorie

In Abbildung 73 sind die Biogasanlagen nach den Vollbenutzungsstunden in verschiedene Kategorien eingeteilt. Der Großteil der Anlagen wird mit über 6.000 Vollbenutzungsstunden betrieben. Bei den Biogasanlagen mit weniger als 6.000 Vollbenutzungsstunden erscheint auf den ersten Blick noch Potential, um die Stromerzeugung zu steigern. Es ist jedoch bei jeder Anlage individuell eine Analyse über die Gründe der geringen Zahl an Vollbenutzungsstunden durchzuführen. Eine geringe Zahl an Vollbenutzungsstunden muss nicht zwingend eine negative Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit haben. Geringe Vollbenutzungsstunden können auch z. B. auf Regelenergievermarktung oder die Flexibilisierungsprämie im EEG hinweisen.

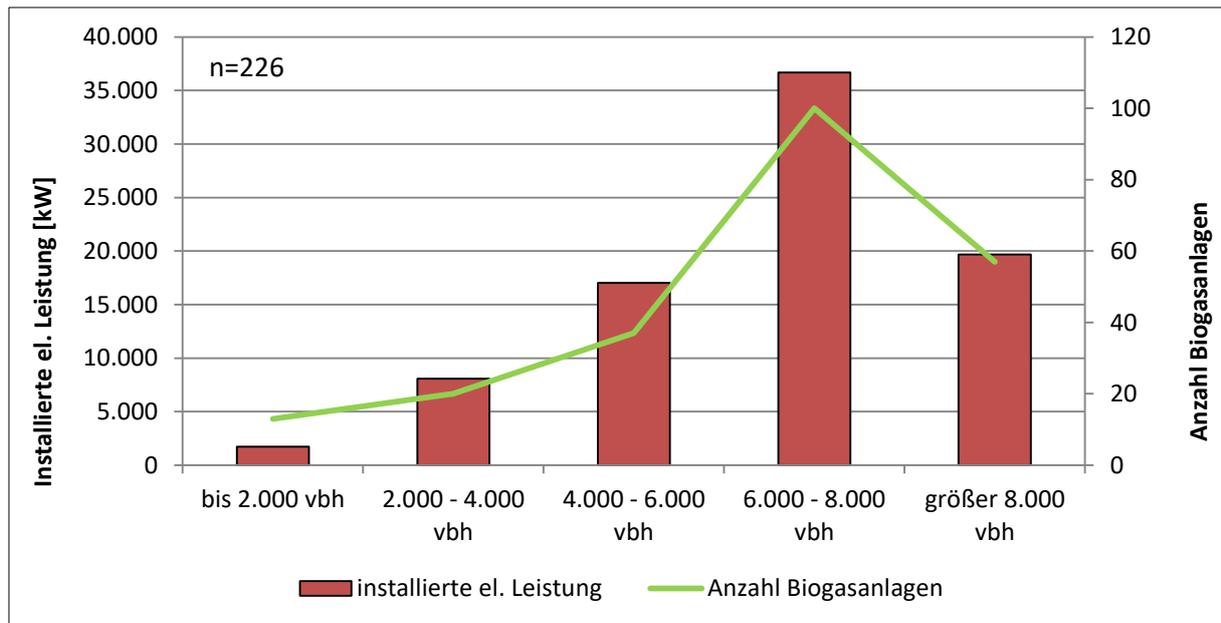


Abbildung 73: Aufteilung der Biogasanlagen nach Vollbenutzungsstunden (vbh)

Im EEG-Gesetz ist für Biogasanlagen eine feste Vergütungsdauer von 20 Jahren plus Inbetriebnahmejahr gesetzlich festgelegt. Viele der Biogasanlagen werden durch diese EEG-Vergütung finanziert. Würde für diese Biogasanlagen nach dem EEG-Zeitraum die EEG-Vergütung weg fallen und keine andere Stromvergütung greifen, so wäre der wirtschaftliche Betrieb nicht mehr gewährleistet. In der nachfolgenden Abbildung ist dieses Szenario als „Sterbelinie“ für Biogasanlagen bis ins Jahr 2033 berechnet. Demnach würden die ersten Anlagen nach dem Jahr 2016 aus dem EEG fallen. Ein starker Einbruch der installierten Leistung würde ab dem Jahr 2025 eintreten.

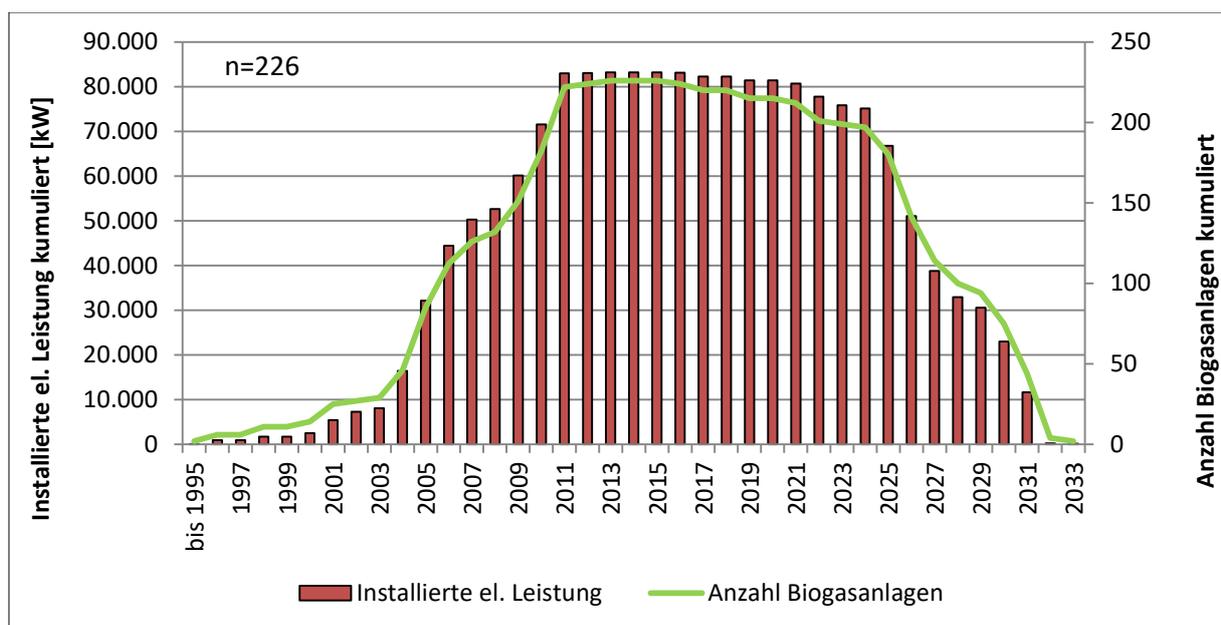


Abbildung 74: Zunahme der installierten elektrischen Leistung und Sterbelinie nach Ablauf der Betriebsdauer

7.1.2 Effizienzsteigerung durch Nachverstromung

ORC-Systeme

Viele der Biogasanlagen in der Planungsregion Landshut werden ohne eine sinnvolle Wärmenutzung (z.B. Wärmenetze zur Beheizung umliegender Gebäude) betrieben [Datenerhebungsbögen Biogasanlagen], was häufig mit der abgeschiedenen Lage begründet werden kann. Insbesondere für diese Anlagen bietet es sich an, die vorhandene Abwärme der Blockheizkraftwerke für eine weitere Verstromung zu nutzen (ohne zusätzlichen Substratbedarf).

Dies kann z. B. mit ORC-Anlagen (Organic Rankine Cycle) erfolgen. ORC-Anlagen arbeiten nach dem Prinzip eines Dampfprozesses (Clausius-Rankine-Kreisprozess) mit Dampfturbinen oder Dampfmaschinen. Als Arbeitsmedium wird eine organische Flüssigkeit verwendet, die eine niedrigere Dampftemperatur als Wasser aufweist und somit auch Wärmequellen mit einem geringeren Temperaturniveau genutzt werden können. Hierfür werden in der ORC-Anlage die komplette Abwärme aus dem Abgas des BHKW und ein Teil der Abwärme aus dem Kühlkreislauf des BHKW verwendet.

Für die Berechnung des Potentials der Abgasnachverstromung wurden die technischen Daten einer ORC-Anlage verwendet, die auf einem Temperaturniveau der eingekoppelten Wärme von 120 °C arbeitet. Um die maximale elektrische Leistung von 20 kW_{el} der ORC-Turbine zu erreichen, muss die elektrische Leistung des BHKW bei ca. 500 kW_{el} liegen. Ab einer installierten BHKW-Leistung von 250 kW_{el} kann die ORC-Anlage bei Teillast betrieben werden und erzeugt dann 11 kW_{el} [Quelle: E-Mail und Telefonat Orcan Energy AG]. Bei BHKW-Leistungen über 800 kW_{el} können zwei ORC-Anlagen parallel geschaltet werden.

In Tabelle 21 sind in Abhängigkeit der BHKW-Leistung die Anzahl und die elektrische Leistung der ORC-Anlage angegeben, die theoretisch möglich wären. Anhand dieser Einteilung und den Vollbenutzungsstunden der Biogas-BHKW wurde das Potential der Abgasnachverstromung berechnet.

Tabelle 21: Anzahl und elektrische Leistung der ORC-Anlage in Abhängigkeit der BHKW-Leistung [Quelle: Orcan Energy AG]

BHKW-Leistungsklassen [kW _{el}]	250 – 399	400 – 499	500 – 799	800 – 899	900 – 999	>1.000
Anzahl Biogasanlagen	55	32	49	2	2	6
Anzahl ORC-Anlagen	1	1	1	2	2	2
Elektrische Leistung [kW _{el}]	11	16	20	32	36	40

→146 Biogasanlagen haben die ausreichende Leistung, damit aus der Abwärme des BHKW zusätzlich Strom erzeugt werden kann. Das Gesamtpotential für ORC-Anlagen liegt bei 2.473 kW_{el}, was einer

Steigerung um 3,0 % der gesamt installierten elektrischen Leistung entspricht. Durch die ORC-Anlagen könnte eine zusätzliche Strommenge von ca. 16 Mio. kWh_{el} erzeugt werden, was den Bedarf von ca. 4.600 Haushalten entspricht.

In Abbildung 75 ist das Potential der Abgasnachverstromung durch ORC-Anlagen und die maximal mögliche Anzahl an Biogasanlagen grafisch dargestellt. Das größte Potential für ORC-Anlagen liegt demnach im Leistungsbereich von 500 – 799 kW_{el} mit einer zusätzlich möglichen elektrischen Leistung von 980 kW_{el}.

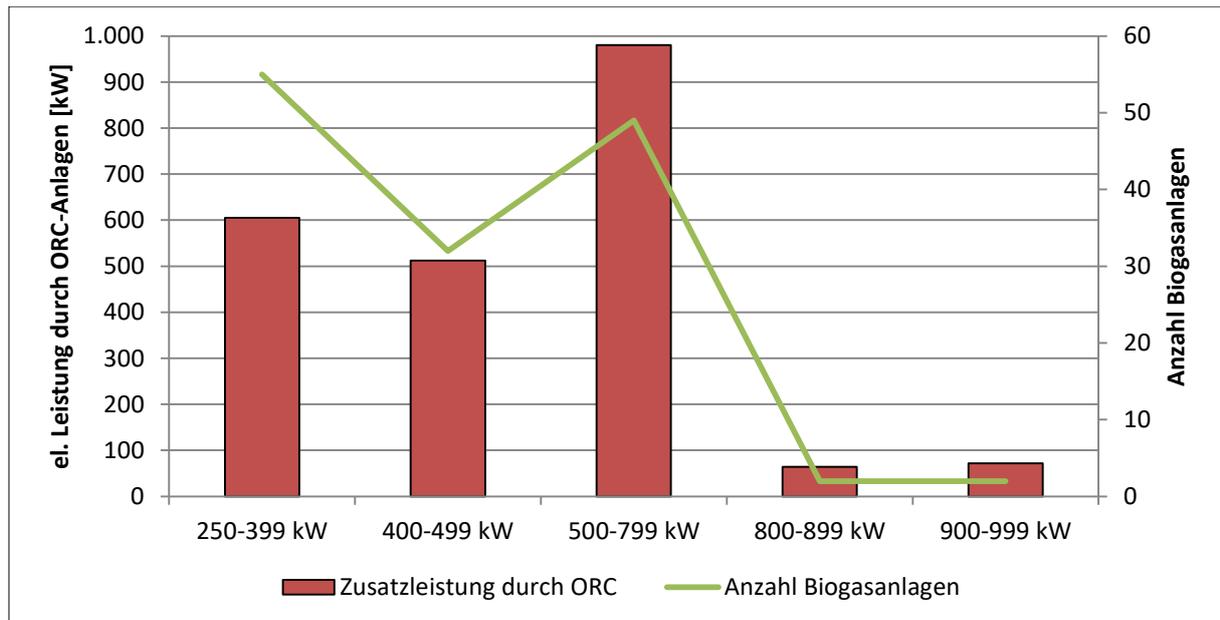


Abbildung 75: Potential der Abgasnachverstromung durch ORC-Turbinen

Die jährlichen Einnahmen aus der Stromerzeugung durch ORC sind abhängig von der elektrischen Leistung der ORC-Anlage, sowie von den Vollbenutzungsstunden und der EEG-Vergütung. Als jährliche Kosten treten bei ORC-Anlagen die Wartungs- und Instandhaltungskosten auf. Die Investitionskosten pro ORC-Anlage belaufen sich auf ca. 120.000 € [Quelle: E-Mail und Telefonat Orcan Energy AG]. Zusätzlich sind bei einer ORC-Anlage mit 15 % bzw. bei zwei ORC-Anlagen mit 10 % an zusätzlichen Investitionskosten (z. B. Planung, thermische Einbindung, elektrische Anbindung,...) zu rechnen. Die jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten für eine ORC-Anlage liegen bei 2.000 €/a. [Annahme IfE]

Aus den Investitionskosten sowie den Einnahmen und Ausgaben kann mit folgender Formel die statische Amortisationszeit berechnet werden:

$$\text{statische Amortisationszeit} = \frac{\text{Investitionskosten}}{\text{Einnahmen Stromerzeugung} - \text{Wartungskosten}}$$

Für die nachfolgende Berechnung wird eine ORC-Anlage betrachtet, die bei einer elektrischen Leistung von 20 kW_{el} betrieben wird. Die gesamten Investitionskosten belaufen sich auf rund 138.000 € und für die Wartung und Instandhaltung fallen jährliche Kosten von 2.000 €/a an. In Abbildung 76 ist die statische Amortisationszeit in Abhängigkeit der EEG-Vergütung und in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden dargestellt. Die EEG-Vergütung wurde von 14 – 24 Cent/kWh_{el} und die Vollbenutzungsstunden von 5.000 – 8.000 h/a variiert. Mit sinkenden Vollbenutzungsstunden und sinkender EEG-Vergütung steigt die Amortisationszeit. Die statische Amortisationszeit liegt im Bereich von 3,8 bis 11,5 Jahren.

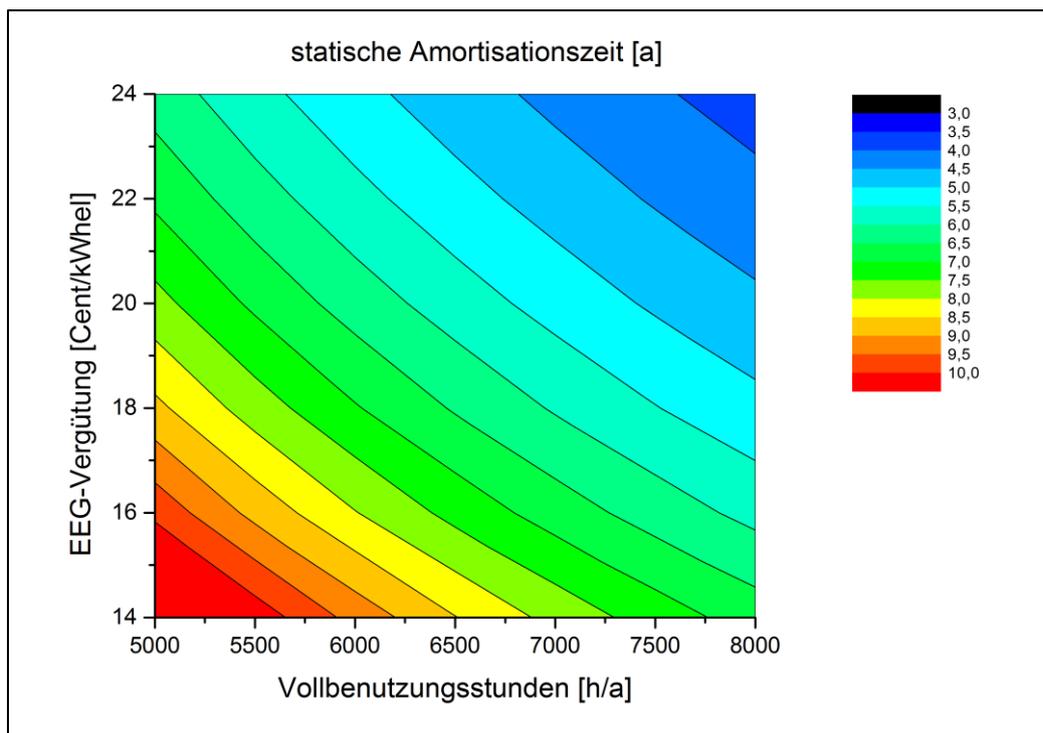


Abbildung 76: statische Amortisationszeit in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden und der EEG-Vergütung

Abgasturbine

Eine weitere Lösung zur Effizienzsteigerung von Biogasmotoren stellt die Kopplung des Verbrennungsmotors mit einer nachgeschalteten Nutzturbine dar, das sogenannte Verbundverfahren oder Turbocompounding. Dabei wird das heiße Abgas nach dem Turbolader des Motors über eine Turbine geleitet, die entweder direkt oder über ein Getriebe einen Generator antreibt. Dadurch kann zusätzliche elektrische Leistung bereitgestellt werden bzw. bei gleichbleibender Leistung der Brennstoffverbrauch des Motors gesenkt werden. Die anschließend noch im Abgas enthaltene Energie kann zur Wärmebereitstellung genutzt werden.

Abbildung 77 zeigt den schematischen Aufbau eines Blockheizkraftwerks mit Abgasnutzturbine. Das hier dargestellte System ist als sogenannte Turbogenerator-Einheit ausgeführt, bei der die Turbine über eine Welle direkt einen hochdrehenden Generator mit bis zu 50.000 Umdrehungen pro Minute antreibt. Das hier dargestellte System ist für ein pflanzenölbetriebenes BHKW ausgelegt und wurde im Rahmen eines Forschungsvorhabens des Instituts für Energietechnik zusammen mit Industriepartnern erstmals umgesetzt. Davon abgeleitete vergleichbare Systeme sind jedoch mittlerweile auch für Biogasmotoren (in der Regel Zündstrahlmotoren) kommerziell erhältlich.

Durch das Turbocompoundverfahren lässt sich eine Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads um ca. 3 bis 4 Prozentpunkt erzielen (vgl. Abbildung 78). Vorteile sind insbesondere der im Vergleich zu ORC-Anlagen kompakte sowie vergleichsweise einfache und kostengünstige Aufbau, der sich leicht in das Abgassystem des BHKW-Moduls integrieren lässt. Nachteilig ist jedoch, dass die Applikation einer Abgasnutzturbine tiefgehende Modifikationen am BHKW-Motor erfordert, da in den Motorprozess, insbesondere den Ladungswechsel und das Aufladesystem, eingegriffen wird. Die Turbocompoundtechnologie eignet sich deshalb nicht wie ein ORC-System als universelle Nachrüstlösung, sondern wird aufgrund der aufwändigen Entwicklung lediglich von wenigen Herstellern für einzelne BHKW-Baureihen serienmäßig als Erstausrüstung oder als Nachrüst-Bausatz angeboten. Im Zuge eines Repowerings, bei dem ohnehin das ganze BHKW-Modul getauscht wird, können jedoch Module mit Turbocompoundtechnologie als elektrisch hocheffiziente Alternative interessant sein.

Die heute kommerziell erhältlichen Abgasturbinensysteme sind üblicherweise als Turbogenerator-Einheit mit direkt an die Turbine gekoppeltem Hochdrehzahl-Generator ausgeführt. Ein alternatives System, bei dem die Turbinendrehzahl über ein magnetisches Getriebe soweit reduziert wird, dass anstelle des teuren Hochdrehzahl-Generators handelsübliche Normgeneratoren eingesetzt werden können, befindet sich derzeit am Institut für Energietechnik in der Entwicklung. Die Herausforderung ist dabei die hohe Drehzahlspreizung zwischen Turbine und Generator, die möglichst mit nur einer Getriebestufe und mit möglichst geringem Verschleiß und Verlusten dargestellt werden soll. Hierfür wird im neuen System des Instituts für Energietechnik ein speziell entwickeltes berührungsloses und

verschleißfreies Magnetgetriebe eingesetzt. Ziel der Entwicklungsarbeiten ist eine nochmalige Vereinfachung und Kostenreduzierung der Abgasturbinentechnologie sowie die Erschließung eines breiteren Anwendungsspektrums unter Beibehaltung der erwiesenen Wirkungsgradvorteile.

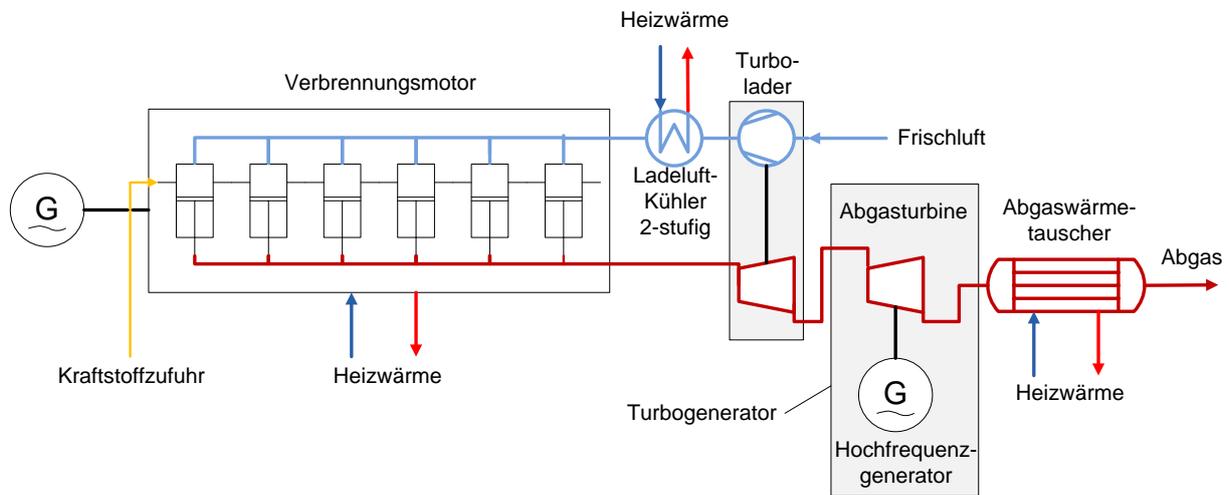


Abbildung 77: Schematischer Aufbau eines Blockheizkraftwerks mit Abgasnutzturbine

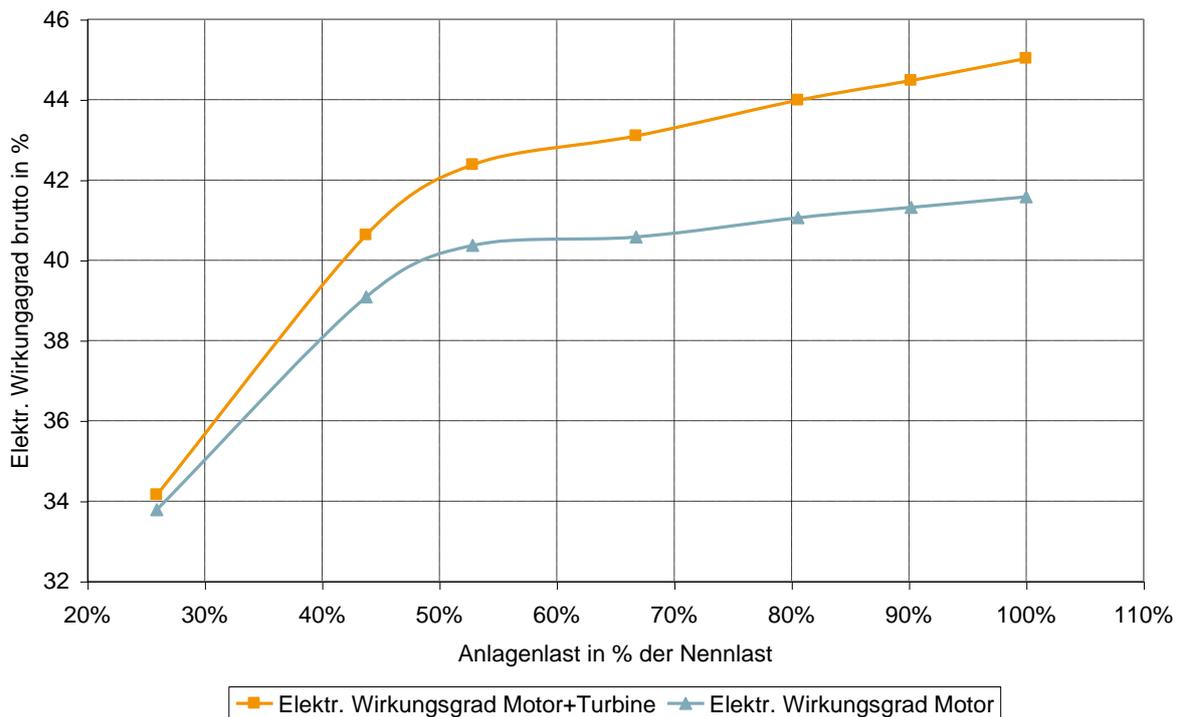


Abbildung 78: Steigerung des el. Wirkungsgrades durch die Installation einer Abgasnutzturbine

7.1.3 Effizienzsteigerung durch Repowering der BHKW-Anlagen

Eine weitere Möglichkeit der zusätzlichen Stromerzeugung ist das Repowering der BHKW-Anlagen. Beim Repowering von BHKW-Anlagen werden ältere Aggregate, die ihre Lebensdauer erreicht haben, mit einem neuen BHKW-Aggregat ersetzt, das auf dem neuesten Stand der Technik ist. Durch ein neues BHKW-Aggregat kann der elektrische Wirkungsgrad gesteigert werden (aufgrund der Weiterentwicklung in den letzten Jahren).

Um möglichst viele BHKW-Daten in die Betrachtung und die Ermittlung der Steigerung des elektrischen Wirkungsgrads mit einzubeziehen, wurden die ASUE BHKW-Kenndaten der Jahre 2001, 2005, 2011 und 2015 verwendet [Quelle: Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V.; www.asue.de]. In Abbildung 79 ist die Änderung des elektrischen Wirkungsgrads für die verschiedenen Jahre in den einzelnen Leistungsklassen dargestellt. Für die Berechnung des Potentials durch das Repowering werden alle BHKW-Anlagen einem Repowering unterzogen, die im jeweiligen Jahr 10 Jahre alt sind. Alle Anlagen, die bereits älter als 10 Jahre sind werden im Jahr 2016 durch ein neues BHKW getauscht. Bei Biogasanlagen, die älter als 10 Jahre sind, ist ein Austausch des BHKW aufgrund des steigenden Wartungs- und Instandhaltungsaufwand sowie der überschrittenen Lebensdauer anzuraten [Annahme IfE]. Diese BHKW sollten dann mit einem BHKW auf den aktuellen Stand der Technik getauscht werden, damit die Effizienz des BHKW steigt.

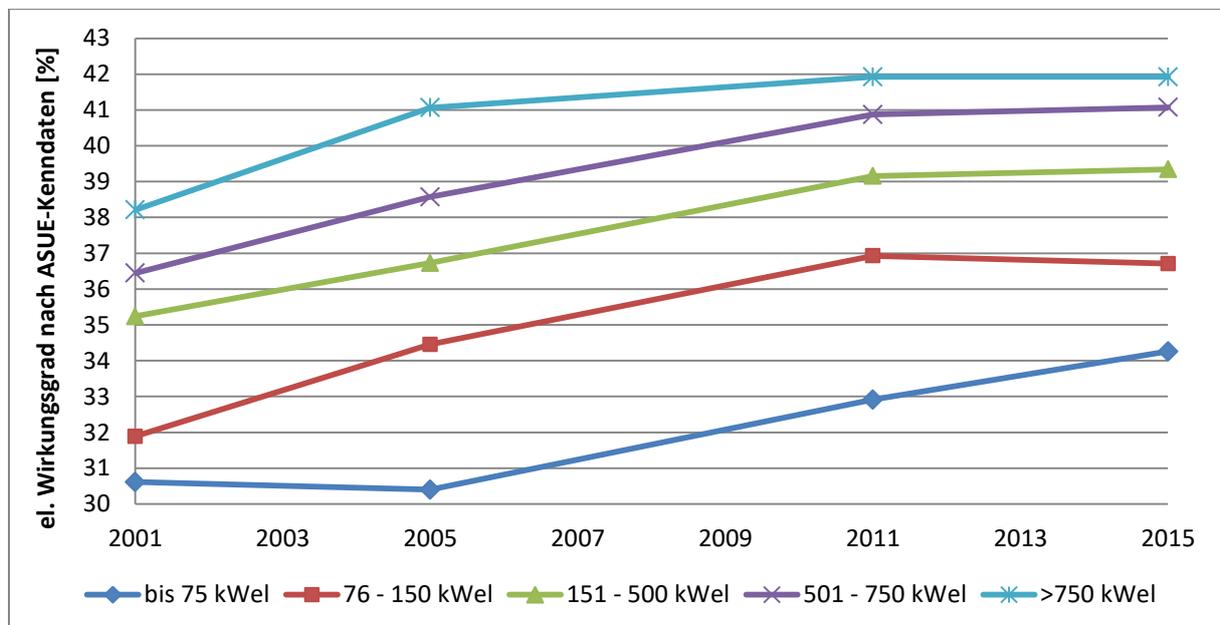


Abbildung 79: Änderung des elektrischen Wirkungsgrads in den BHKW-Leistungsklassen [Quelle: Auswertung ASUE BHKW Kenndaten 2001; 2005; 2011; 2015]

Die Zusatzleistung durch das Repowering der BHKW in den einzelnen Leistungsklassen ist in Abbildung 80 dargestellt. Das größte Potential gibt es in der Leistungsklasse von 151 – 500 kW_{el}. Durch Repowering aller Biogas-BHKW-Anlagen in der Planungsregion kann sich die installierte elektrische Leistung um 5.418 kW_{el} auf insgesamt 88.595 kW_{el} erhöhen. Dies ist eine prozentuale Steigerung gegenüber dem Ist-Zustand von 6,5 %. Die erzeugte Strommenge (unter Berücksichtigung der Vollbenutzungsstunden von 2013) erhöht sich um ca. 35 Mio. kWh_{el}, was einer prozentualen Steigerung von 6,4 % entspricht. Mit der zusätzlich erzeugten Strommenge könnten ca. 10.000 durchschnittliche Haushalte mit Strom versorgt werden.

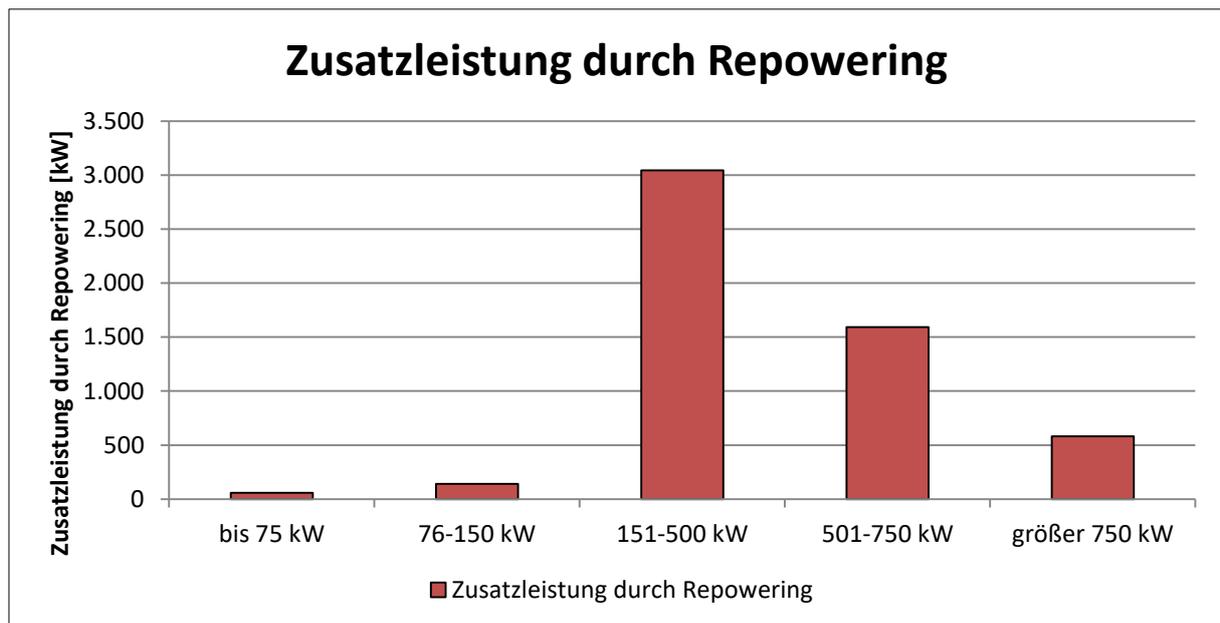


Abbildung 80: Erhöhung der elektrischen Leistung durch Repowering pro Leistungsklasse

In Abbildung 81 wird die Erhöhung der elektrischen Leistung durch das Repowering in den einzelnen Jahren dargestellt.

Tabelle 22: Zusatzleistung durch Repowering in den Jahren 2016 – 2023

Jahr des Repowering	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Zusatzleistung durch Repowering [kW _{el}]	3.586	341	158	476	794	54	3	6

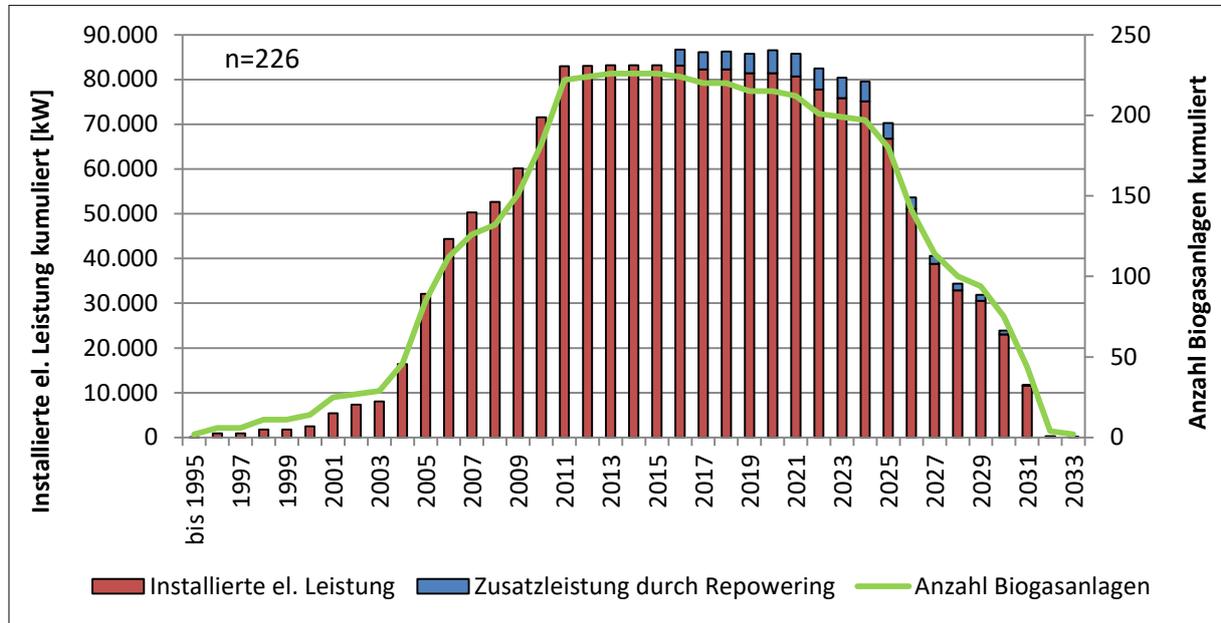


Abbildung 81: Zubau und Sterbelinie der Biogasanlagen mit Berücksichtigung von Repowering ab 2016

7.1.4 Zusammenfassung Effizienzsteigerung

Durch ORC-Anlagen / Abgasturbinen und Repowering von Biogas-BHKW-Anlagen in der Planungsregion lässt sich die Stromausbeute aus Biogasanlagen ohne zusätzlichen Substratbedarf steigern. Das Potential für ORC-Anlagen / Abgasturbinen liegt bei 2.473 kW_{el}, was einer prozentualen Steigerung der installierten Leistung von 3,0 % entspricht. Durch Repowering aller Biogas-BHKW in der Planungsregion liegt das Potential bei 5.418 kW_{el}. Dies entspricht einer prozentualen Steigerung von 6,5 %.

In Tabelle 23 ist die installierte Leistung im Jahr 2013, das Potential für ORC-Anlagen und das Potential durch Repowering dargestellt. In Abbildung 82 sind die Anzahl sowie die installierte Leistung und die beiden Potentiale grafisch dargestellt.

Tabelle 23: Installierte elektrische Leistung und Potentiale durch ORC-Anlagen und Repowering

	bis 75 kW	76-150 kW	151-500 kW	501-750 kW	größer 750 kW	Summe
Installierte el. Leistung Ist [kW_{el}]	722	2.031	45.418	23.889	11.117	83.176
Zusatzleistung durch ORC-Anlage / Abgasturbine (Potential) [kW_{el}]	0	0	1.297	800	376	2.473
Zusatzleistung durch Repowering (2015) [kW_{el}]	60	142	3.044	1.593	580	5.418
Installierte el. Leistung inkl. Repowering und ORC/Abgasturbine [kW_{el}]	782	2.172	49.759	26.282	12.073	91.067

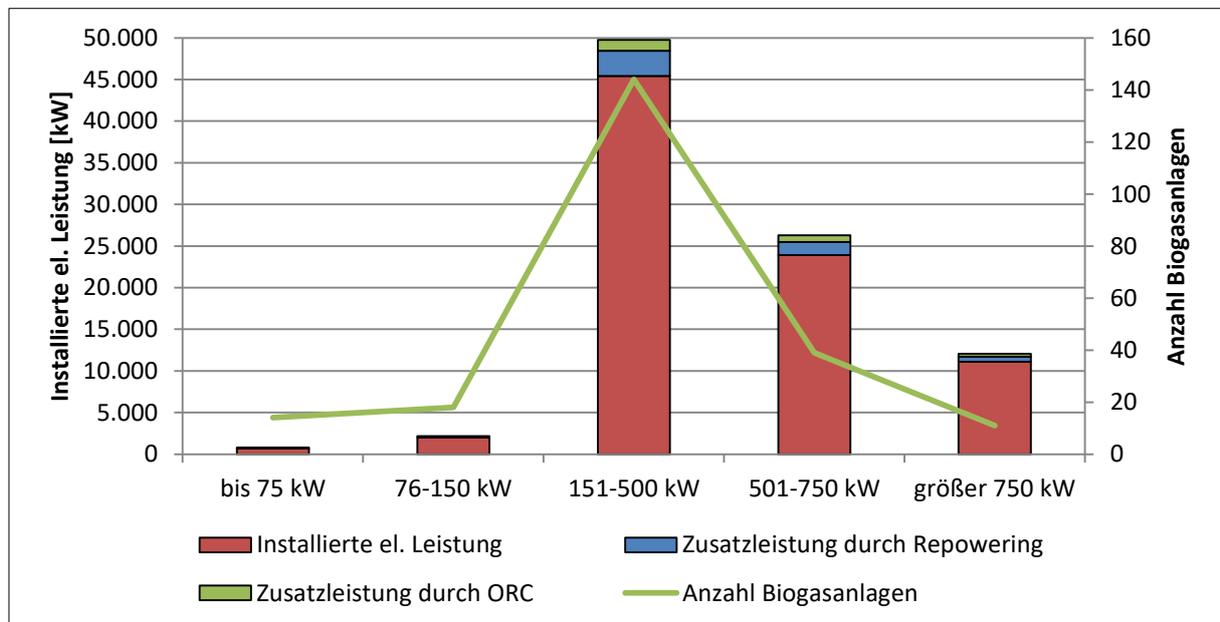


Abbildung 82: Erhöhung der installierten elektrischen Leistung durch Repowering und ORC

Wird das Potential komplett genutzt, so könnte die installierte elektrische Leistung um 7.891 kW_{el} und die erzeugte Strommenge um ca. 51 Mio. kWh_{el} pro Jahr erhöht werden. Dies entspricht einer prozentualen Steigerung von ca. 9,5 % gegenüber dem Ist-Zustand. Mit der zusätzlich erzeugten Strommenge könnten ca. 14.600 Haushalte mit Strom versorgt werden. Die gesamte erzeugte Strommenge inkl. der Potentiale aus ORC-Anlagen und Repowering erhöht sich auf ca. 595 Mio. kWh_{el} .

7.1.5 Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen

Das Thema Lastflexibilisierung und Regelenergievermarktung in Stromnetzen nimmt aufgrund der Energiewende in Deutschland und den damit einhergehenden Veränderungen (insbesondere dem Anstieg der Energiemenge aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien) eine immer wichtigere Rolle ein. Vor allem bei Betreibern von Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen wird dieses Thema immer wichtiger.

Die Bundesregierungen der vergangenen Jahre haben mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und dem Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) wichtige Bausteine für einen steigenden Anteil der EE- und KWK-Anlagen an der deutschen Stromversorgung implementiert. So nennt das EEG einen Anteil von 40-45% regenerativer Energien an der Stromversorgung bis 2025, bzw. 80% bis 2050 als Zielwert. In §1 des KWKG wird als Ziel für 2025 ein Anteil von 25% an der Stromversorgung genannt, der durch KWK-Anlagen gedeckt werden soll.

Durch die zunehmende dezentrale Produktion von regenerativer Energie geraten die vorhandenen Stromnetze immer wieder an die Belastungsgrenzen und die Energieversorger müssen steuernd eingreifen und beispielsweise Photovoltaik-Anlagen und Windkraftanlagen vom Netz nehmen, um das Stromnetz zu entlasten. Biogasanlagen können hier einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und zukünftig fossile Kraftwerke ersetzen. Im Gegensatz zu den fluktuierend einspeisenden Energieformen können Biogasanlagen geregelt werden und somit die Stromproduktion flexibilisieren und an den Strombedarf anpassen. Auf diese Weise können Biogasanlagen die sogenannte Residuallast (Stromverbrauch abzüglich Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie) abdecken oder auch Regelenergie bereitstellen.

Aufgrund der gesetzlichen Rahmenbedingen (insb. über das EEG) sind viele Biogasanlagen derzeit nur eingeschränkt für den flexiblen Betrieb geeignet, sodass das vorhandene Potential nicht immer ausgeschöpft werden kann. Um Biogasanlagen in Zukunft nachhaltig und wirtschaftlich betreiben zu können, ist die Flexibilisierung der Stromproduktion von großer Bedeutung. Hierbei müssen diverse Restriktionen und Wechselwirkungen berücksichtigt werden, z. B. die Kapazität vorhandener Speicher (Wärme, Biogas, Gärreste) aber insbesondere auch die Dimensionierung und technische Leistungsfähigkeit der Blockheizkraftwerke.

Um Zusatzerlöse durch die Flexibilisierung der Stromproduktion auf Biogasanlagen zu ermöglichen, gibt es bereits jetzt unterschiedliche Möglichkeiten.

- Zum einen können Mechanismen aus dem EEG genutzt werden um Zusatzerlöse zu generieren: Direktvermarktung, Flexibilitätsprämie und Flexibilitätszuschlag.
- Zum anderen können sich Biogasanlagen auch an der Regelenergiebereitstellung beteiligen.

Nachfolgend werden diese beiden Möglichkeiten kurz erläutert.

EEG-Mechanismen

Bei diesen Mechanismen handelt es sich um eine geplante Verschiebung der Stromproduktion der Biogasanlage, z. B. unter Berücksichtigung des Strompreises an der Strombörse. Grundsätzlich führt diese bedarfsangepasste Fahrweise zu einer Verringerung der Vollbenutzungsstunden des Blockheizkraftwerks. Diese Verschiebungen der Strom- und Wärmeproduktion sind planbar und können an die vorhandene Infrastruktur auf den Biogasanlagen angepasst werden, die entsprechenden Restriktionen (insbesondere Speichergrößen) sind allerdings zu berücksichtigen. Aufgrund der Planbarkeit sind diese Maßnahmen meist verhältnismäßig einfach umzusetzen.

Regelleistung

Im Stromnetz muss zu jeder Zeit ein Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch herrschen. Ist dies nicht der Fall, wird beispielsweise mehr Strom erzeugt als verbraucht, erhöht sich die Frequenz im Netz. Wenn umgekehrt mehr Strom verbraucht wird, als die Kraftwerke zur gleichen Zeit liefern, sinkt die Frequenz im Stromnetz. Schwankungen zwischen Stromerzeugung und -verbrauch müssen auf sehr kurze Zeiträume beschränkt sein, um keine negativen Auswirkungen auf die Stromversorgung zu haben. Um das Ansteigen bzw. Absinken der Frequenz in einem gewünschten Toleranzband zu halten, müssen verschiedene Maßnahmen ergriffen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber nutzen zur Haltung der Systemfrequenz die sogenannte Regelleistung.

Dies bedeutet, dass die Summe der aktuellen Einspeisungen gleich der Summe der aktuellen Entnahmen sein muss. Sobald sich dieses Gleichgewicht verschiebt, müssen die Übertragungsnetzbetreiber mit der Aktivierung von Regelleistung eingreifen. Kleine Abweichungen zwischen Soll- und Istwerten werden durch die Trägheit der rotierenden Schwungmassen in konventionellen Kraftwerken ausgeglichen.

Sobald die Netzfrequenz durch Leistungsungleichgewichte um mehr als 10 mHz vom Sollwert abweicht, greifen weitere Maßnahmen. Hierfür stehen den Übertragungsnetzbetreibern laut TransmissionCode 2007 drei qualitativ unterschiedliche Regelleistungen zur Verfügung, die zeitlich versetzt eingesetzt werden können. Dabei handelt es sich um Primär-, Sekundär- und Minutenregelreserve.

Diese drei Regelleistungsarten unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der Zeit, die bis zur Inanspruchnahme vergehen darf, und dem Zeitraum der Leistungserbringung. Alle drei Regelleistungstypen müssen sowohl zum Ausgleich von Leistungsdefiziten (positive Regelleistung) als auch zum Ausgleich von Leistungsüberschüssen (negative Regelleistung) vorgehalten werden. Die genauen Anforderungen an die verschiedenen Regelleistungstypen sind ebenfalls im TransmissionCode 2007 geregelt und müssen durch ein sog. Präqualifikationsverfahren nachgewiesen werden. Die Primärre-

gelleistung wird derzeit fast ausschließlich durch Großkraftwerke und Batterieanlagen geleistet. Durch technische Restriktionen (z. B. der Gasmotoren) können Biogasanlagen derzeit meist nur Minuten- und Sekundärregelleistung erbringen. Nachfolgend sind die entsprechenden Anforderungen der unterschiedlichen Regelleistungsarten kurz zusammengefasst.

Primärregelleistung:

Die Primärregelleistung (PRL) wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜBN) über eine gemeinsame Ausschreibung gedeckt. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich und regelzonenübergreifend für den gesamten Bedarf. Seit dem 12.04.2011 liegt die Mindestangebotsgröße bei 1 MW (positiv & negativ).

Primärregelleistung muss sofort nach der automatischen Aktivierung vollständig zur Verfügung stehen. Leistungen kleiner 1 MW können grundsätzlich über Händler in Rahmen eines sog. „virtuellen Kraftwerks“ angeboten werden.

Sekundärregelreserve:

Die Sekundärregelreserve (SRL) wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜBN) über eine gemeinsame Ausschreibung gedeckt. Die Ausschreibung erfolgt wöchentlich und regelzonenübergreifend für den gesamten Bedarf. Seit dem 27.06.2011 liegt die Mindestangebotsgröße bei 5 MW.

Sekundärregelreserve muss innerhalb von 5 Minuten nach der automatischen Aktivierung vollständig zur Verfügung stehen. Leistungen kleiner 5 MW können über Händler in Rahmen eines sog. „virtuellen Kraftwerks“ angeboten werden.

Minutenreserve:

Die Minutenregelreserve (MRL) wird von den deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜBN) über eine gemeinsame Ausschreibung gedeckt. Die Ausschreibung erfolgt täglich und regelzonenübergreifend für den gesamten Bedarf. Seit dem 03.07.2012 liegt die Mindestangebotsgröße bei 5 MW für sog. Zeitscheiben über eine Dauer von 4 Stunden (sechs Zeitscheiben pro Tag). Die Aktivierung erfolgt über einen automatisierten Abruf.

Bis zur Erbringung der angebotenen Leistung dürfen bei der Minutenregelreserve nach Abruf maximal 15 Minuten vergehen. Leistungen kleiner 5 MW können über Händler in Rahmen eines sog. „virtuellen Kraftwerks“ angeboten werden.

Regelenergieabrufe sind nicht planbar, weder der exakte Zeitpunkt noch die Dauer des Abrufs sind im Vorfeld bekannt. Neben den hohen technischen Anforderungen an die Blockheizkraftwerke (insb. Motorsteuerung) werden somit auch hohe Anforderungen an die gesamte Biogasanlage gestellt, um die elektrische Leistung bei einem Abruf auch sicher erhöhen oder reduzieren zu können. Dass die entsprechenden Anforderungen erfüllt werden, muss im Rahmen der sog. Präqualifikation nachgewiesen werden, erst dann ist eine Biogasanlage für die Regelenergiebereitstellung zugelassen.

In Abhängigkeit der Regelenergieart können unterschiedliche Erlöse erzielt werden, wobei die potentiellen Erlöse in den letzten Jahren eine rückläufige Tendenz aufweisen. Im Jahr 2015 konnte ein BHKW mit 500 kW_{el} als Bestandteil eines sog. virtuellen Kraftwerks beispielsweise folgende Erlöse beim Leistungspreis erzielen:

- Negative SRL: 6.000 €
- Positive SRL: 16.000 €
- Negative MRL: 5.000 €
- Positive MRL: 1.500 €

Eine Verbesserung der Erlöse ist durch die Bereitstellung von Primärregelleistung möglich, allerdings sind derzeit nur wenige Blockheizkraftwerke (und Biogasanlagen) technisch in der Lage die technischen Anforderungen für die Bereitstellung zu erfüllen. Wenn durch weitere technische Optimierungen (insb. Motorsteuerung) die Anforderungen der PRL werden können, sind Erlöse von rund 60.000 € (im Jahr 2015) denkbar.

7.1.6 Zusammenfassung

Durch die aufgezeigten Möglichkeiten zur Effizienzsteigerung (ORC, Abgasturbine) und das Repowering der Bestands-Biogasanlagen könnte die jährlich erzeugte Strommenge um ca. 51 Mio. kWh_{el} pro Jahr ohne zusätzlichen Substratbedarf erhöht werden. Dies entspricht einer prozentualen Steigerung von 9,5 % gegenüber dem Ist-Zustand. Mit der zusätzlich erzeugten Strommenge könnten ca. 14.600 Haushalte mit Strom versorgt werden.

Neben der Verbesserung der technischen Aggregate und einer Verbesserung der Gesamteffizienz kann durch einen flexiblen Betrieb der Biogasanlagen in der Planungsregion Landshut die Grundlage für einen **langfristig wirtschaftlichen und systemdienlichen Betrieb** geschaffen werden. Aufgrund der hohen Bedeutung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen in der Planungsregion Landshut wird die Durchführung eines umfassenden Demonstrationsvorhabens mit weiteren Berechnungen und konkreter Umsetzung in der Praxis empfohlen. Hierfür sollten ca. 5 Biogasanlagen mit verschiedenen Attributen ausgewählt werden, die einen Durchschnitt aller Biogasanlagen in der Planungsregion repräsentieren. Anhand konkreter Messungen, umfassenden technischen Berechnungen und Wirt-

schaftlichkeitsbetrachtung sollten die verschiedenen aufgezeigten Potenziale konkret bis zur Umsetzung hin vor Ort ermittelt werden. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sollten dann wieder allen Biogasanlagenbetreibern kommuniziert werden.

7.2 Effizienzsteigerungspotenziale in der Industrie durch Nutzung der Abwärmepotenziale

Ausgehend von den in Kapitel 3 sowie Kapitel 4 ermittelten Abwärmepotenzialen wird im Rahmen dieses Modellprojekts, diese weiter analysiert und bewertet. Um ein detaillierteres Bild der vorhandenen Abwärmepotenziale der Planungsregion zu erhalten, sind die aus der Ist- und Potenzialanalyse bereits bekannten Betriebe (excl. der Biogasanlagen) mit Abwärmepotenzial persönlich oder telefonisch kontaktiert worden. Abbildung 83 stellt die potenziellen Abwärmequellen der Planungsregion, die die Basis der telefonischen Befragung darstellen, geografisch verortet dar. Ziel der Telefonate war es den aktuellen Stand der Abwärmennutzung sowohl intern als auch extern zu erfragen sowie bei vorhandenem Abwärmepotenzial verschiedene Parameter (z.B. Wärmeträger, Temperaturniveau oder Verfügbarkeit) – wenn möglich - zu erfassen.

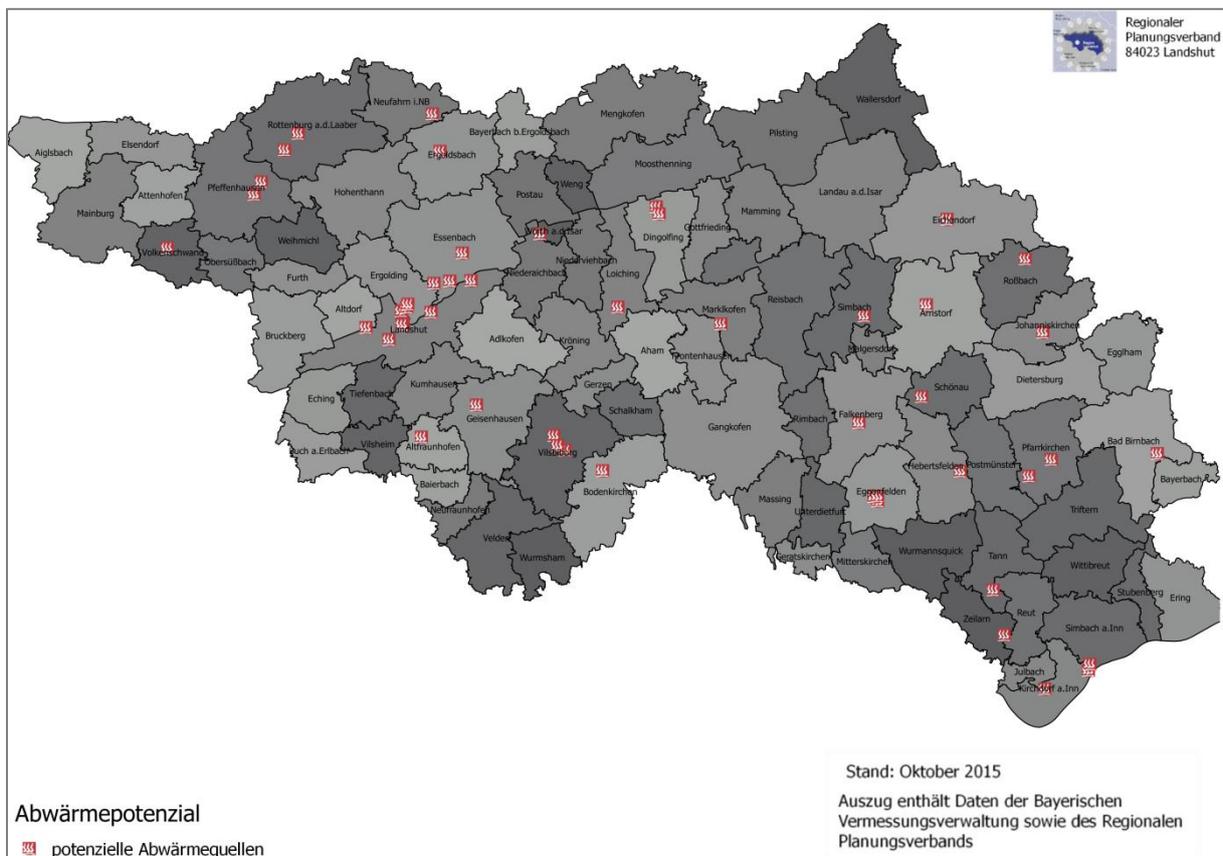


Abbildung 83: Potenzielle Abwärmequellen in der Planungsregion

Insgesamt ist im Rahmen dieses Modellprojekts Kontakt mit 47 Industriebetrieben in der Planungsregion Landshut aufgenommen und sind die obigen Kriterien bei diesen abgefragt worden. Abbildung 84 zeigt, dass von den 47 kontaktierten Unternehmen ca. 60 % weiterverwertbare Daten geliefert haben. Die übrigen ca. 40 % können nachfolgend dementsprechend nicht mehr weiter betrachtet.

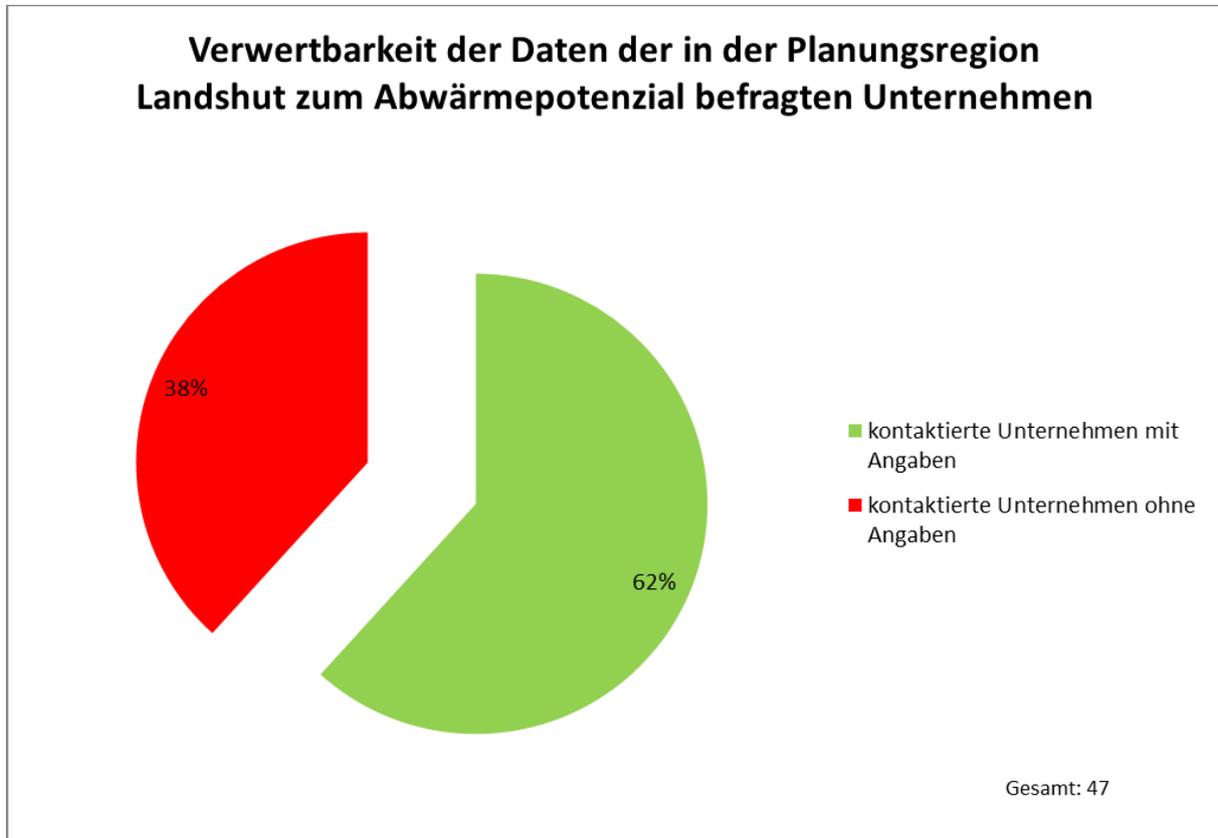


Abbildung 84: Verwertbarkeit der Daten der Befragung der Industriebetriebe

Die 29 Unternehmen, welche verwertbare Daten für die weitere Auswertung des Abwärmepotenzials geliefert haben, sind neben den obigen Kriterien auch zum aktuellen Stand der Nutzung des vorhandenen Abwärmepotenzials befragt worden. Das Ergebnis dieser Befragung zeigt nachfolgende Abbildung 85. Es wird ersichtlich, dass bei 38 % der 29 Unternehmen eine externe Nutzung des vorhandenen Abwärmepotenzials möglich und eine entsprechende Datengrundlage zur weiteren Bewertung der Daten vorhanden ist. Bei 7 % ist zwar nach Angaben der Unternehmen eine externe Nutzung möglich, jedoch konnten die notwendigen Daten zur weiteren Bewertung nicht zur Verfügung gestellt werden. 55 % der 29 Unternehmen gaben an, dass bereits eine interne Nutzung des vorhandenen Abwärmepotenzials erfolgt. Der überwiegende Teil der Unternehmen setzt sich somit mit der Effizienzsteigerung im Betrieb bereits auseinander und hat entsprechende Maßnahmen ergriffen. Bei 41 % der 29 Unternehmen ist die interne Nutzung des Abwärmepotenzials dabei derart umgesetzt worden, dass damit eine vollständige Nutzung des Potenzials vorliegt, während 14 % der Unterneh-

men, die eine vorhandene interne Nutzung angeben, auch gleichzeitig noch das Potenzial für eine externe Nutzung sehen.

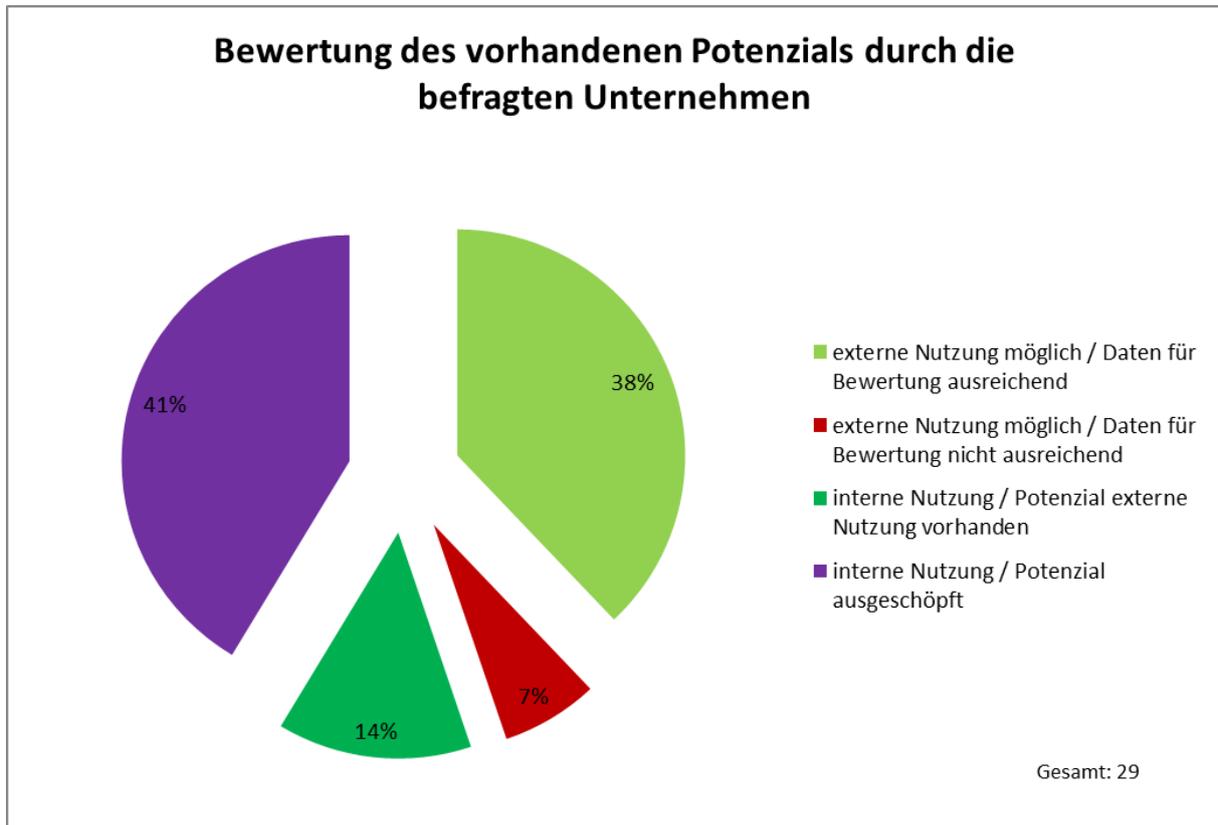


Abbildung 85: Bewertung des vorhandenen Abwärmepotenzials durch die Unternehmen

Abbildung 86 zeigt die Ergebnisse aus Abbildung 85 grafisch dargestellt.

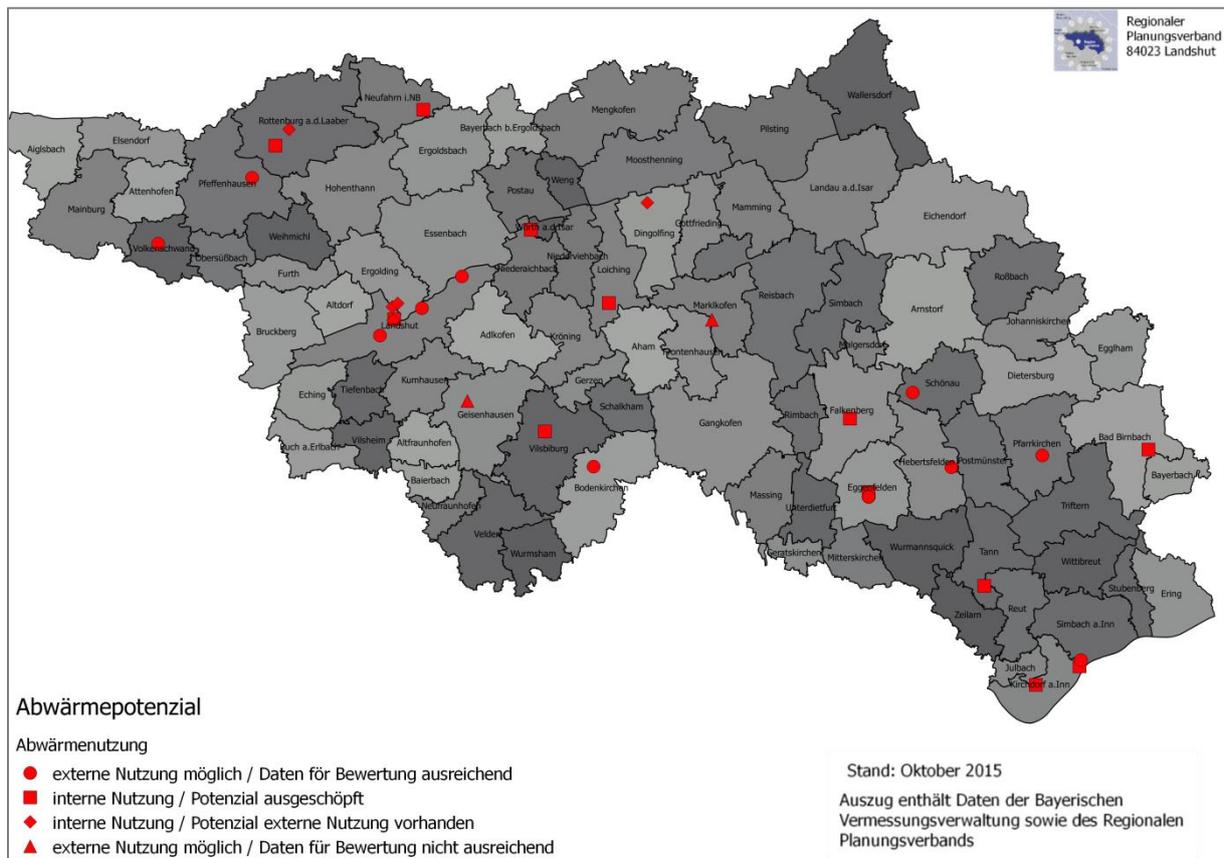


Abbildung 86 Grafische Darstellung der Bewertung des vorhandenen Abwärmepotenzials durch die Unternehmen

Auf Basis dieser erfassten Daten konnte die Kategorisierung der in der Planungsregion Landshut vorhandenen Abwärmequellen, mit ausreichender Datenmenge für die Bewertung, erfolgen. Diese ist, in Anlehnung an die im Landkreis Rottal-Inn erarbeitete Wärmelandkarte [BayStaat_3], unter Bewertung (Bepunktung) folgender Kriterien erfolgt.

- Vorhandene Wärmeleistung in kW
- Vorhandene Wärmemenge in kWh
- Vorhandenes Temperaturniveau in Grad Celsius
- Zeitlicher Anfall der Wärmemenge

Die Bepunktung der einzelnen Kriterien ist den Annahmen des Leitfadens „Wärmelandkarte“ des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt und Gesundheit folgend, für die einzelnen Kriterien übernommen worden.

Für jede der in der Planungsregion Landshut vorhandenen und den Kriterien entsprechend erfasste Abwärmequelle, ergibt sich somit eine Bewertung – siehe Abbildung 87 - des vorhandenen Abwärmepotenzials. Abbildung 87 stellt beispielhaft die tatsächlichen Werte der einzelnen Kriterien sowie deren Bewertung (Bepunktung) dar [BayStaat_3].

Bewertung von Wärmebedarf 1: Wärmeträger Wasser		
Bewertungsparameter	Wert	Bewertung
Wärmeleistung in kW	1.100	4
Wärmemenge in MWh/a	4.000	3
Temperaturniveau in °C	70	5
zeitlicher Anfall in h	3.636 Kategorie: 14 Wichtung: 2 $3.636 * 2 = 7.272$	5

Abbildung 87: Exemplarische Bewertung einer vorhandenen Abwärmequelle [BayStaat_3]

Aufbauend auf dieser Bewertung (Bepunktung) der einzelnen Abwärmequellen der Region, werden diese Abwärmequellen – ebenfalls in Anlehnung an den Leitfaden Wärmelandkarte – drei verschiedenen Potenzialklassen (Kategorien) zugeordnet. Dazu wird der Mittelwert aus den vier verschiedenen Kriterien gebildet, wobei der Parameter Temperaturniveau mit dem Faktor „zwei“, aufgrund seiner Wichtigkeit gewichtet wird. Folgende drei Potenzialklassen des Abwärmepotenzials werden unterschieden, die Größe der Punkte stellt die Bewertung im Geoinformationssystem (vgl. Abbildung 89) dar:

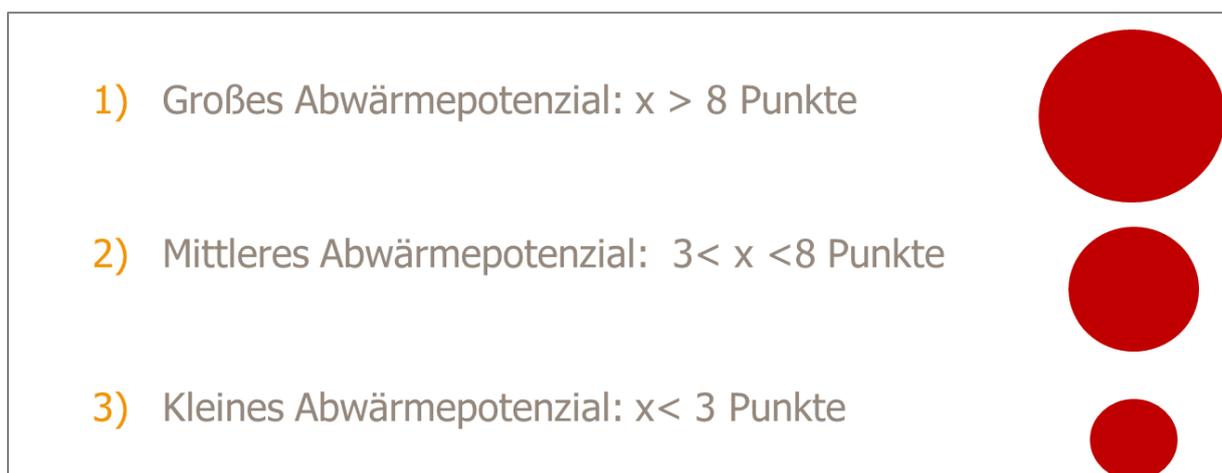


Abbildung 88: Kategorisierung der Abwärmepotenziale auf Basis der Bepunktung

Tabelle 24 Tatsächlich nutzbare Abwärmepotenziale in der Planungsregion

Name des Betriebs	Ergebnis	Tatsächlich nutzbare Abwärme (extern)
Bäckerei Bachmeier GmbH & Co KG	<ul style="list-style-type: none"> - Ein Teil der vorhandenen Abwärmepotenziale wird über Wärmerückgewinnungsanlagen mittlerweile genutzt. - Potenzial liegt noch bei einzelnen Kühlaggregaten vor, die allerdings am Standort verteilt (dezentral) vorliegen. Eine Bündelung dieses Abwärmepotenzials ist beinahe unmöglich bzw. nur mit sehr großem Aufwand möglich. 	Nein
Bayerische Motorenwerke AG (Landshut)	<ul style="list-style-type: none"> - Die gemäß Energieatlas angegebenen Abwärmequellen sind angepasst worden. - Bei der neu gebauten Aluminiumschmelze werden alle Abwärmepotenziale bereits optimal genutzt (Heißwasser, Absorptionskälte). - Die externe Nutzung der im Energieatlas genannten Abwärmequellen ist bereits überprüft worden, eine Verwertung vor allem aufgrund nicht vorhandener Wärmeabnehmer nicht umsetzbar. - Die überschüssige Abwärme der neu errichteten KWK-Anlagen wird zukünftig (Umsetzung bis Mitte 2018) in Absorptionskälteanlagen genutzt werden. 	Nein
Bayerische Motorenwerke AG (Dingolfing)	<ul style="list-style-type: none"> - Es steht noch ein Abwärmepotenzial (auch extern nutzbar) zur Verfügung. - Eine externe Abwärmenutzung (kommunale Liegenschaften, benachbarte Industriebetriebe) ist auch an diesem Standort bereits überprüft worden. - Problem: Ein Wärmeüberschuss liegt vor allem im Sommer vor; im Winter benötigt BMW die Wärme weitestgehend selbst! - Am Standort Dingolfing hat die Probebohrung für 	Nein

	<p>einen Aquifer-Wärmespeicher stattgefunden; Über die Umsetzung einer Erweiterung der KWK-Anlagen mit zugehörigem Aquiferspeicher wird 2017 entschieden.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mit dem Aquiferspeicher soll auch die interne Abwärmennutzung weiter optimiert werden, da eine ganzjährige Speicherung möglich wird. 	
<p>Stadt/Stadtwerke Landshut</p> <ul style="list-style-type: none"> - BHKW - Schwimmschule - Klärwerk Landshut - Biomasseheizkraftwerk 	<ul style="list-style-type: none"> - Es sind keine tatsächlich nutzbaren Abwärmemengen mehr vorhanden. 	Nein
Bulthaup GmbH Co KG	<ul style="list-style-type: none"> - Abwärme fällt hier dezentral (10-15 verschiedene Stellen) an den Absauganlagen der Maschinen an. - Es gibt immer wieder Überlegungen diese intern zu nutzen. - Das Thema wird bei Umbau der Hallen (Zeitpunkt unklar) wieder aufgegriffen werden. 	Nein
Erform GmbH	<ul style="list-style-type: none"> - Beschichtete Spannplatten (400-500 t/a) müssen kostenpflichtig entsorgt werden. - Dieses Holz wird bereits in energetisch genutzt. - Die zusätzlich anfallende Abluft, könnte extern genutzt werden. - Eine Einbindung in das bestehende Wärmenetz ist geprüft worden, aber nicht zielführend (Sommer). 	Nein
Geflügelhof GmbH	<p>Aigner</p> <ul style="list-style-type: none"> - Anfallende Wärme der BGA wird intern genutzt (Geflügelhof und Kückenaufzucht). - Daneben werden die eigenen Gebäude sowie das Arbeiterwohnheim mit Wärme versorgt. - Zur weiteren Optimierung ist eine Mistrocknung geplant. 	Nein

Geothermie Wärmege- sellschaft Braunau- Simbach mbH	<ul style="list-style-type: none"> - Zur Verfügung stehende Leistung wird im Winter bereits vollständig genutzt; in der Spitze ist der zusätzliche Einsatz eines Gasbrennwertkessels notwendig. - In den Sommermonaten stünde genügend Abwärme zur Verfügung; verschiedene Optionen (Kälteerzeugung) sind durchgedacht worden, allerdings nicht wirtschaftlich umsetzbar. 	Nein bzw. nur im Sommer
Högl T.E.O. GmbH	<ul style="list-style-type: none"> - Der Prozess der BGA wird umgestellt, dadurch gibt es ein Wärmepotenzial für die externe Nutzung. - Die Firma Högl ist in Kontakt mit der Gemeinde, um evtl. einige kommunale Liegenschaften zu versorgen. 	Ja
Kläranlage Pfarrkirchen	<ul style="list-style-type: none"> - Der Bauhof und dessen Gewächshäuser werden mit Wärme versorgt; in der näheren Umgebung gibt es keine anderen potenziellen Wärmeabnehmer. - Die Abwassermengen verändern sich durch den Wegfall eines Industriebetriebs. 	Nein
Max Streicher GmbH & Co. KG	<ul style="list-style-type: none"> - Abwärme fällt nur unregelmäßig und vor allem nicht nachts und nicht am Wochenende an; zudem ist der Betrieb weit vom Ort entfernt und auch eine technische Umsetzung nicht oder nur mit hohem Aufwand denkbar. 	Nein
Stöckl GmbH	<ul style="list-style-type: none"> - Die anfallenden Späne werden in einer eigenen Biomasseheizung genutzt; die produzierte Wärme wird zu 100 % intern für die Trocknung verwendet 	Nein

Den Ergebnissen der Auswertungen und der abschließenden Befragung entsprechend, kann abschließend festgehalten werden, dass in der Planungsregion Landshut, zum einen einige Betriebe die Abwärme bereits intern nutzen oder planen diese zu nutzen und zum anderen von den noch bestehenden Abwärmepotenzialen keine (excl. Firma Högl ggf. Realisierung eines Wärmenetzes) extern tatsächlich nutzbaren Potenziale vorhanden sind (bezogen auf die befragten Betriebe).

7.3 Optimierung der Nutzung vorhandener Photovoltaik Dachanlagen – ein zukunftsweisender Leitfaden

Im Rahmen dieses Modellprojekts soll ausgehend von der Bestandsaufnahme der Photovoltaikdachanlage folgendermaßen vorgegangen werden:

- 1) Kategorisierung der vorhandenen Photovoltaikdachanlagen
- 2) Aufzeigen der verschiedenen Möglichkeiten zur Eigenstromnutzung unter Berücksichtigung von Fördermöglichkeiten
- 3) Erarbeitung eines Excel-Tools zur Anwendung für die Bürgerinnen/Bürger des Regionalen Planungsverbands zur Definition der optimalen Verwertung des in der jeweiligen Photovoltaikanlage erzeugten Stroms

Datenbasis für die Kategorisierung der bestehenden Photovoltaikdachanlage sind die in Kapitel 3 erfassten Anlagen des Energieatlas Bayern der Planungsregion Landshut. In diesem sind die Anlagen geografisch mit den Attributen installierte elektrische Leistung (kWp), Stromproduktion 2013 (kWh), Volllaststunden 2013 (h) sowie dem Jahr der Inbetriebnahme erfasst. Der gängigen Einteilung der Photovoltaikdachanlagen folgend, werden die installierten Dachanlagen des Planungsregion Landshut in folgende Größenklassen unterteilt:

- ≤ 10 kWp: Anlagen auf Dächern privater Haushalte
- $>10-100$ kWp: Anlagen auf Dächern der Landwirtschaft oder von Gewerbebetrieben und Mehrfamilienhäusern
- > 100 kWp: Freiflächenanlagen

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Verteilung der insgesamt 39.134 Photovoltaikdachanlagen der Planungsregion Landshut auf die beschriebenen Größenklassen. Es zeigt sich, dass der Großteil (ca. 60 %) der Anlagen der Größenklasse $>10-100$ kWp zuzuordnen ist, es folgt die Größenklasse bis 10 kWp – also die privaten Haushalte - mit einem Anteil von ca. 40 %. Die Freiflächenanlagen spielen mit einem Anteil von 2 % rein zahlenmäßig in der Planungsregion eine untergeordnete Rolle.

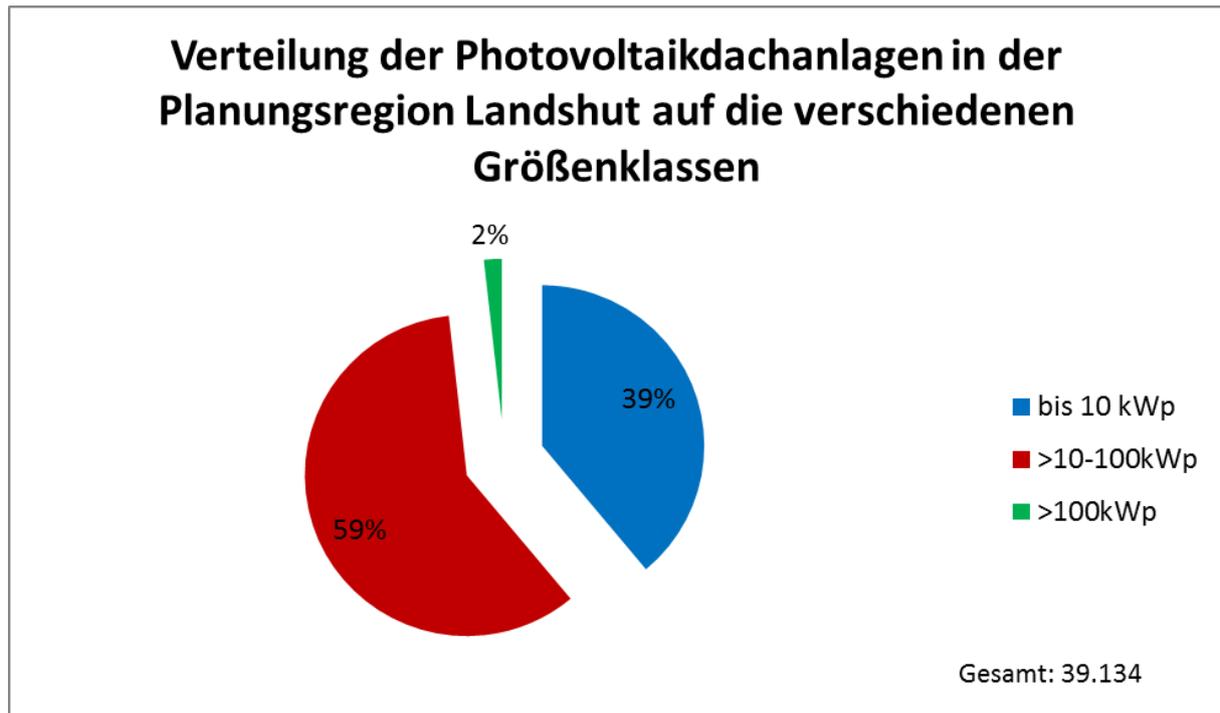


Abbildung 90: Verteilung der Photovoltaikdachanlagen auf die verschiedenen Größenklassen

Im Fokus der nachfolgenden Betrachtungen sowie des zu erarbeitenden Excel-Tools, sollen in Abstimmung mit der Steuerungsrunde, die Anlagen der Größenklasse bis 10 kWp stehen. Nachfolgende Abbildung 91 zeigt die Altersstruktur der ca. 15.240 Anlagen in dieser Größenklasse. Es zeigt sich, dass der Großteil der Anlagen dieser Größenklasse im Zeitraum von 2008-2013 errichtet worden ist.

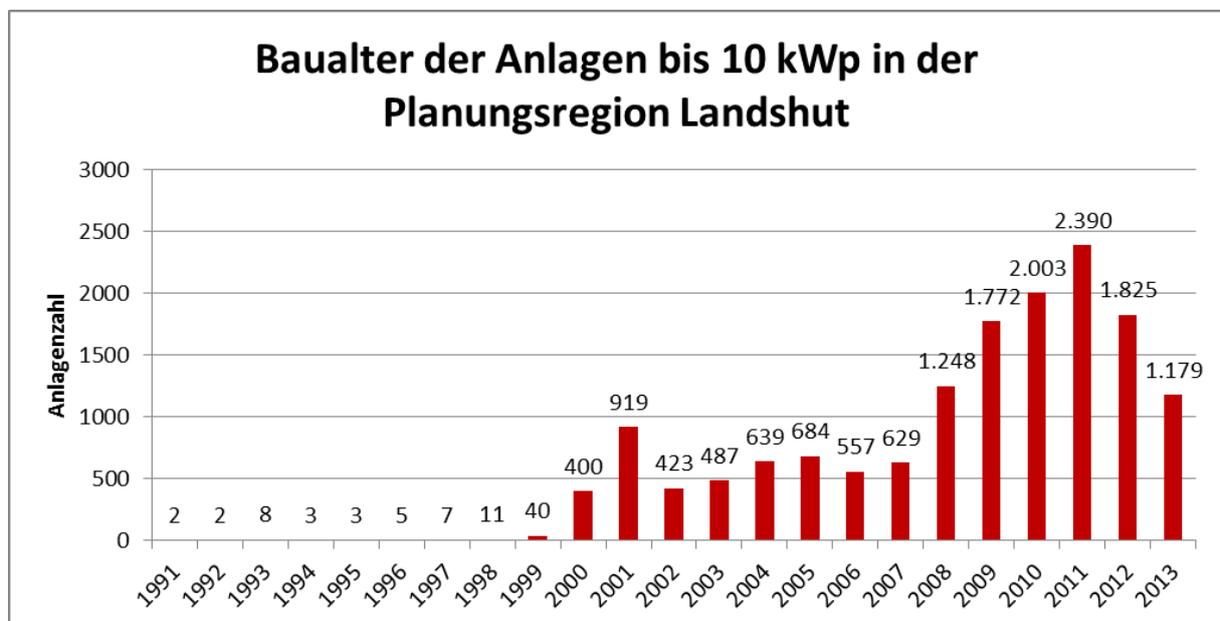


Abbildung 91 Baualter der Anlagen bis 10 kWp in der Planungsregion Landshut

Das zu erarbeitende Excel-Tool beschäftigt sich deshalb mit der Fragestellung, welche alternativen Stromverwertungsmöglichkeiten es neben der Volleinspeisung gibt und wie sich diese im Vergleich

zur Volleinspeisung wirtschaftlich darstellen. Das erarbeitete Excel- Tool „Tool zur Optimierung von Photovoltaik-Bestandsanlagen“ richtet sich an Privatpersonen und damit die Bürgerinnen/Bürger der Planungsregion Landshut, die bereits Besitzer einer Photovoltaikdachanlage sind und vergleicht folgende Verwertungsmöglichkeiten des Strom mit der Stromvolleinspeisung²⁴:

- **Überschusseinspeisung:** Nutzung des Stroms zum Betrieb elektrischer Geräte, wenn Bedarf vorhanden ist, in Verbindung mit Überschusseinspeisung
- **Überschusseinspeisung mit Batteriespeicher:** Nutzung des Stroms zum Betrieb elektrischer Geräte in Verbindung mit Stromspeicherung und Überschusseinspeisung
- **Überschusseinspeisung mit Heizstab/Wärmepumpe:** Warmwassererzeugung mittels Heizstab/Wärmepumpe in Verbindung mit Nutzung zum Betrieb elektrischer Geräte und Überschusseinspeisung

Der Vergleich der vier (inkl. Volleinspeisung) Verwertungsmöglichkeiten erfolgt durch eine Gegenüberstellung der gebarwerteten Haushaltsalden (brutto). Das Haushaltssaldo spiegelt die Erträge je nach Verwertungsmöglichkeit (EEG-Vergütung, vermiedener Brennstoffbezug) abzüglich der Ausgaben (notwendiger Stromfremdbezug, Anschaffungskosten Batteriespeicher /Heizstab) wider. Zusätzlich wird für die einzelnen Verwertungsmöglichkeiten sowohl die Eigenverbrauchsquote als auch der Autarkiegrad dargestellt.

Zur Darstellung der verschiedenen Möglichkeiten der Überschusseinspeisung wird im Excel-Tool der Erzeugungslastgang der jeweiligen Photovoltaikanlage mit dem Verbrauchslastgang bezogen auf den eingegebenen Stromverbrauch abgeglichen und mögliche Eigenverbrauchsquote berechnet.

²⁴

Hinweis: Das 10.000 Häuser Programm der Bayerischen Staatsregierung wird in diesem nicht berücksichtigt, da die Fördervoraussetzung hier eine Sanierung des Gebäudes auf einen gewissen KfW-Effizienzhaus-Standard ist. Die Gebäudehülle spielt im vorliegenden Tool jedoch keine Rolle.

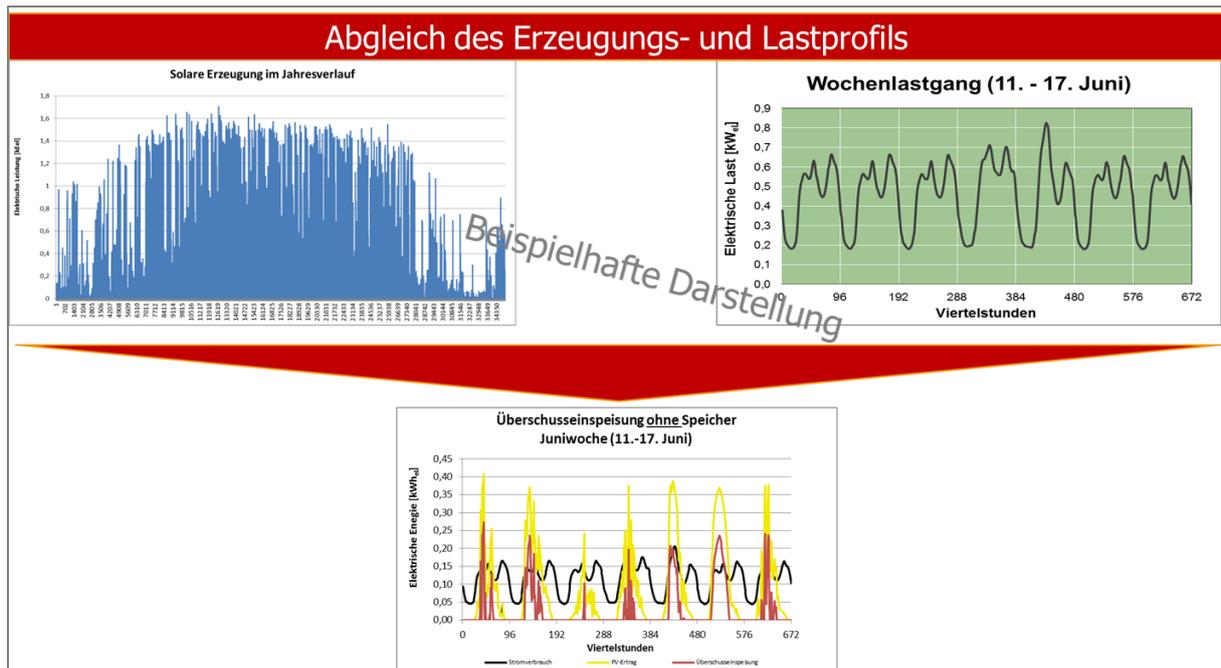


Abbildung 92 Abgleich des Erzeugungs- und des Lastprofils

Das Excel-Tool besteht aus sechs verschiedenen Reitern mit folgenden Inhalten:

- **Allgemein**
(Beschreibung der wesentlichen Inhalte und Annahmen sowie der Bedienung)
- **Eingabe**
(Eingabe der wichtigsten Parameter durch den Nutzer)
- **Ergebnisse**
(Tabellarischer und grafischer Vergleich der Erträge, Ausgaben sowie des Haushaltssaldos der Optimierungsmöglichkeiten mit der Referenzanlage =Ausgangssituation bezogen auf die Restlaufzeit der Anlage)
- **Überschuss o. Speicher**
(Tabellarische und grafische Darstellung der Ergebnisse bezogen auf die Restlaufzeit der Anlage)
- **Überschuss m. Speicher**
(Tabellarische und grafische Darstellung der Ergebnisse bezogen auf die Restlaufzeit der Anlage)
- **Ergebnis m. Heizstab**
(Tabellarische und grafische Darstellung der Ergebnisse bezogen auf die Restlaufzeit der Anlage)

Folgende Annahmen liegen dem Excel-Tool zu Grunde:

- Die Berechnung kann für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme ab 01/2005 und einer Erzeugernleistung von bis zu 10,0 kWp durchgeführt werden.

- Die Berechnung erfolgt unter der Annahme, dass sämtliche Umstellungen (Installation Batteriespeicher bzw. Heizstab, Änderung EEG-Vergütungsvariante) ab dem 01.01.2017 erfolgen. Der Vergleich der verschiedenen Verwertungsmöglichkeiten erfolgt dementsprechend für die jeweilige Restlaufzeit der EEG-Vergütung der Anlage.
- Vereinfachend wird angenommen, dass die PV-Anlage zum 01.01. des Installationsjahres in Betrieb genommen worden ist. Es wird die EEG-Vergütung des angegebenen Inbetriebnahmemonats angesetzt.
- Ein etwaiger Batteriespeicher/Heizstab wird durch eine entsprechende jährliche Abschreibung abgebildet.
- Die unterstellten Strompreise (Haushaltsstrom) entsprechen den jeweils gültigen durchschnittlichen Bundesstrompreisen gemäß dem BDEW. Ab 2016 werden die Strompreise für die nachfolgenden Jahre um die aktuelle Erhöhung der EEG-Umlage (2016) sowie um die im Reiter "Eingabe" wählbare Strompreissteigerungen erhöht.
- Seit der Einführung des EEG 2012 besteht die Pflicht für Bestandsanlagen < 30 kWp, welche ab dem 01.01.2009 errichtet wurden, zur Nachrüstung einer Vorrichtung zur Fernsteuerbarkeit bzw. alternativ eine 70 %ige Leistungsbegrenzung am Netzeinspeisepunkt. In den folgenden Rechnungen wird angenommen, dass die betroffenen Bestandsanlagen auf eine 70 % Regelung zum Ende der Nachrüstfrist (30.06.2012) umgestellt worden sind.
- Beträgt die Ertragsleistung zeitweilig mehr als 70 % der Nennleistung, wird die überschüssige Leistung direkt genutzt bzw. im Falle eines Batteriespeichereinsatzes (ohne Förderung), soweit möglich, gespeichert. Bei Inanspruchnahme eines KfW Darlehens für das Batteriespeichersystem verringert sich die maximale Einspeiseleistung auf 50 %.
- Für Anlagen, die ab dem 01.01.2012 in Betrieb genommen worden sind, gilt die 70%-Regelung ab Inbetriebnahme.
- Die Witterungsbereinigung der Wärmeverbrauchsdaten erfolgt unter Zuhilfenahme der Gradtagszahlen des Standorts Landshut.

Nachfolgend wird das Excel-Tool bzw. dessen Ergebnisse beispielhaft für eine fiktive Photovoltaikdachanlage mit einer Leistung von 8 kWp, Inbetriebnahmejahr 2005, Volleinspeisung, Süddach betrachtet. Abbildung 93 zeigt die ausgefüllte Eingabemaske für diese Anlage. In diesem Fall soll als Vergleichsvariante neben der Überschusseinspeisung mit und ohne Speicher, die Überschusseinspeisung mit Nutzung eines Heizstabs betrachtet werden. Entsprechend dem Hinweis (blaues Fragezeichen) ist der Batteriespeicher derart ausgewählt worden, dass das Verhältnis zwischen Stromverbrauch (in MWh) und Batteriespeichergröße (in kWh) annähernd bei 1 liegt. Eine Darlehensfinanzierung des Batteriespeichers ist bei diesem Inbetriebnahmejahr nicht möglich. Unter den „Sonstigen“ Angaben, ist der jährliche Stromverbrauch des Haushalts in Höhe von 3.500 kWh sowie die anzunehmenden Preissteigerungen für den Strom sowie den eingesetzten Brennstoff und die Inflationsra-

te eingegeben worden. Als Heizsystem ist in diesem Fall ein Erdgaskessel installiert. Der Einsatz des Heizstabs führt also zu einer Verdrängung des Brennstoffs „Erdgas“. Durch den Button „Ergebnis berechnen“ wird die Berechnung nach vollständiger Befüllung aller Eingabefelder gestartet.

Tool zur Optimierung von Photovoltaik-Bestandsanlagen

Stand 04/2016 = Eingabefelder

Hinweis: Die als Eingabefelder markierten Bereiche können von Ihnen beliebig verändert werden. Die Inhalte der Felder sind lediglich vorausgefüllt und sollen Ihnen als Anhaltspunkte und Ausfüllhilfe dienen. Die restlichen Felder sind gegen ein irrtümliches Überschreiben gesperrt.

Investition	Investition	Wärmebedarf																																								
Photovoltaikanlage Inbetriebnahmejahr: 2009 Inbetriebnahmemonat: Januar Eigenverbrauchsvergütung bisher beansprucht: nicht möglich Modultyp: Polykristallin aktuelles Vergütungsmodell: Volleinspeisung Einspeisevergütung (EEG) bei Inbetriebnahme: 54,53 ct/kWh Mögliche Eigenverbrauchsvergütung (EEG) < 30 %: 0,00 ct/kWh Mögliche Eigenverbrauchsvergütung (EEG) > 30 %: 0,00 ct/kWh Umstellung auf EV-Vergütung ab 01.01.2017 geplant: nicht möglich Anlage 1 (Osten): Leistung Anlage 1: 0 kWp, spezifischer Ertrag p. a.: 0 kWh/kWp Anlage 2 (Süden): Leistung Anlage 2: 8 kWp, spezifischer Ertrag p. a.: 11,9 kWh/kWp Anlage 3 (Westen): Leistung Anlage 3: 0 kWp, spezifischer Ertrag p. a.: 0 kWh/kWp Gesamtleistung Summe aus (Anlage 1 - 3): 8,00 kWp Jährlicher Gesamtertrag im Jahr 1 (Anlage 1 - 3): 9,112 kWh/a	Elektro-Heizstab Elektroheizstab: ja Investitionskosten Elektro-Heizstab: 4.650 € Batteriespeichersystem Speicherteknik: Lithium nutzbare Speicherkapazität: 3,84 kWh Investitionskosten Batteriespeichersystem: 10.900 € jährliche Betriebskosten (Versicherung, Wartung, Reparatur): 20 €/a Darlehensfinanzierung KW 275 - (Batteriespeichersystem) Darlehen möglich: nicht möglich Darlehensanzahl: 0 Darlehensanteil: 0 % Darlehenssumme: 0 € Bereitstellung: 0,00 % Zinssatz nominal: 0,00 % p. a. Auszahlung: 0 € Laufzeit: 0 Jahre Tilgungsfreie Anlaufzeit: 0 Jahre Tilgungszuschuss: 0 € Sonstiges Jährlicher Stromverbrauch in kWh: 3.500 kWh/a Preissteigerung Strom/Heizstrom: 3 %/a Preissteigerung Brennstoff: 3 %/a Brennstoffpreis (brutto): 7,3 ct/kWh Inflationsrate: 1 %/a EK-Verzinsung: 5 %/a	Vorhandenes Heizungssystem Brennstoff: Erdgas Wärmeübergabe: Heizkörper (55/45°C) Brennwertnutzung: Nein Baualter des bestehenden Heizungssystems: nach 2000 Warmwasserbereitung: Zentral Energieverbrauch aus Abrechnung (siehe unten): 25.000 kWh Jahr des Energieverbrauchs: 2013 Gesamtwärmebedarf witterungskorrigiert (Heizung + WW): 24.739 kWh Heizlast gemäß Lastprofil (BDEW): 10,7 kW _{th} Heizungssystem: Gas-Öl-Kessel/BWK Nennleistung Wärmeerzeuger: 18,0 kW _{th} Ergebnis berechnen																																								
		Umwrechnungsfaktoren zur Ermittlung des Wärmebedarfes. <table border="1"> <thead> <tr> <th>Energieträger</th> <th>Einheit</th> <th>Heizwert</th> <th>Brennwert</th> <th>Einheit</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Erdgas</td> <td>m³</td> <td>10,4</td> <td>11,4</td> <td>kWh/m³</td> </tr> <tr> <td>Heizöl</td> <td>Liter</td> <td>10,1</td> <td>10,6</td> <td>kWh/l</td> </tr> <tr> <td>Flüssiggas</td> <td>Liter</td> <td>12,8</td> <td>13,9</td> <td>kWh/kg</td> </tr> <tr> <td>Pellets</td> <td>kg</td> <td>5,0</td> <td>k. A.</td> <td>kWh/kg</td> </tr> <tr> <td>Hackgut</td> <td>Srm*</td> <td>952,0</td> <td>k. A.</td> <td>kWh/Srm</td> </tr> <tr> <td>Scheitholz</td> <td>Rm**</td> <td>1.644,5</td> <td>k. A.</td> <td>kWh/RM</td> </tr> <tr> <td>Strom (Wärmepumpe kWh)</td> <td></td> <td>1</td> <td></td> <td>1 kWh/kWh</td> </tr> </tbody> </table> *Srm = Schüttraummeter (Luft getrocknet) **Rm = Raummeter	Energieträger	Einheit	Heizwert	Brennwert	Einheit	Erdgas	m³	10,4	11,4	kWh/m³	Heizöl	Liter	10,1	10,6	kWh/l	Flüssiggas	Liter	12,8	13,9	kWh/kg	Pellets	kg	5,0	k. A.	kWh/kg	Hackgut	Srm*	952,0	k. A.	kWh/Srm	Scheitholz	Rm**	1.644,5	k. A.	kWh/RM	Strom (Wärmepumpe kWh)		1		1 kWh/kWh
Energieträger	Einheit	Heizwert	Brennwert	Einheit																																						
Erdgas	m³	10,4	11,4	kWh/m³																																						
Heizöl	Liter	10,1	10,6	kWh/l																																						
Flüssiggas	Liter	12,8	13,9	kWh/kg																																						
Pellets	kg	5,0	k. A.	kWh/kg																																						
Hackgut	Srm*	952,0	k. A.	kWh/Srm																																						
Scheitholz	Rm**	1.644,5	k. A.	kWh/RM																																						
Strom (Wärmepumpe kWh)		1		1 kWh/kWh																																						

Abbildung 93 Ausgefüllte Eingabemaske der Beispielanlage

Im Reiter „Ergebnisse“ wird, wie oben beschrieben, zum einen in tabellarischer Form und zum anderen mittels zweier Grafiken das Ergebnis des Vergleichs in Form des gebarwerteten Haushaltssaldos dargestellt (vgl. Abbildung 94). In der tabellarischen Darstellung der Ergebnisse wird unter „Allgemeine Daten“ neben den betrachteten Jahren (Restlaufzeit der Anlage bezogen auf das Inbetriebnahmejahr) der angesetzte Strompreis in ct/kWh, der jährliche Stromverbrauch in kWh (siehe Abbildung 93) sowie der errechnete Ertrag der Photovoltaikanlage in kWh dargestellt. In den Spalten „Volleinspeisung“, „Überschusseinspeisung ohne Batteriespeicher“, „Überschusseinspeisung mit Batteriespeicher“ und „Überschusseinspeisung mit Wärmepumpe/Heizstab“ werden die Ergebnisse in Euro, d.h. die Erträge gemäß EEG, die Ausgaben sowie das Haushaltssaldo und das gebarwertete Haushaltssaldo je Variante dargestellt. Die Summe stellt die Summenwerte der einzelnen Positionen über die Restlaufzeit der Anlage dar. Die linke Abbildung „Haushaltssaldo über betrachtete Laufzeit“ zeigt die gebarwerteten Haushaltssalden der Vergleichsvarianten im Vergleich zum Haushaltssaldo ohne Photovoltaikanlage (100 % Strombezug) dar. Die rechte Abbildung „Autarkiegrad“ (bezogen auf Stromverbrauch) hingegen zeigt den erreichten Autarkiegrad je Variante – also wie viel Prozent des jährlichen Stromverbrauchs des Haushalts mittels Eigenstrom aus der Photovoltaikanlage abgedeckt werden können.

Beim Vergleich der verschiedenen Varianten mit der Volleinspeisung zeigt sich die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Volleinspeisung gegenüber allen Varianten. Dies ist auf die hohe Einspeisevergütung der Anlage (54,55 ct/kWh) im Vergleich zum derzeitigen Strompreis (2017: 30,7 ct/kWh) zurück-

zuführen. Aus diesem Grund reduziert sich also der gebarwertete Haushaltssaldo über den betrachtungszeitraum im Vergleich der Varianten „Volleinspeisung“ zur „Überschusseinspeisung ohne Speicher“ um ca. 1.800 Euro. Wird die Variante „Volleinspeisung“ mit der Variante „Überschusseinspeisung mit Speicher“ verglichen, reduziert sich das Haushaltssaldo (Reduktion um ca. 6.900 Euro) nochmals, da zum einen die Eigenverbrauchsquote aufgrund des installierten Speichers steigt und damit mehr „hoch“ vergüteter Strom selbst genutzt wird und zum anderen die Anschaffungskosten für den Speicher mit in die Betrachtung einfließen. In der letzten Vergleichsvariante „Überschusseinspeisung mit Heizstab“ zeigt sich eine noch deutlichere Reduktion des Haushaltssaldos im Vergleich zur Variante „Volleinspeisung“ in Höhe von ca. 17.000 €. Dies ist entsprechend der Variante „Überschusseinspeisung mit Speicher“ durch eine erhöhte Eigenstromquote zu erklären, wobei durch den verhältnismäßig teuren Heizstab zudem Erdgas bzw. spezifische Brennstoffkosten in Höhe von „nur“ 7,3 ct/kWh ersetzt werden.

Bei Betrachtung des Autarkiegrades zeigt sich, dass mit der Variante „Überschusseinspeisung mit Batteriespeicher“ mit 67 % der höchste Autarkiegrad bezogen auf den Stromverbrauch erreicht wird, während die Variante „Überschusseinspeisung ohne Batteriespeicher“ und die Variante „Überschusseinspeisung mit Batteriespeicher“ denselben Autarkiegrad in Höhe von 39 % erreichen. Dies wiederum ist darauf zurückzuführen, dass sich der Autarkiegrad ausschließlich auf den Stromverbrauch des jeweiligen Haushalts bezieht.

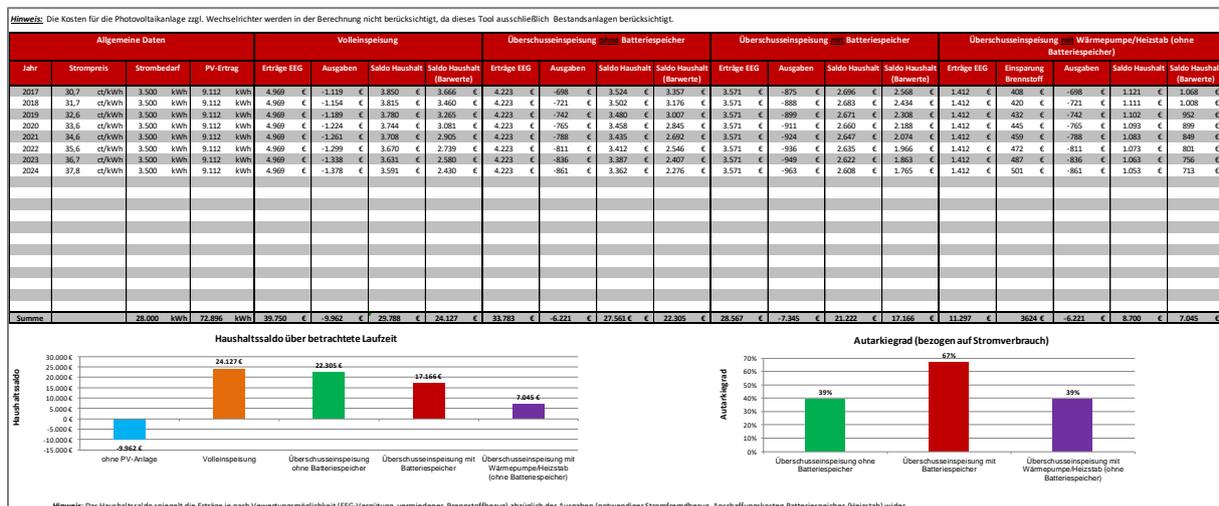


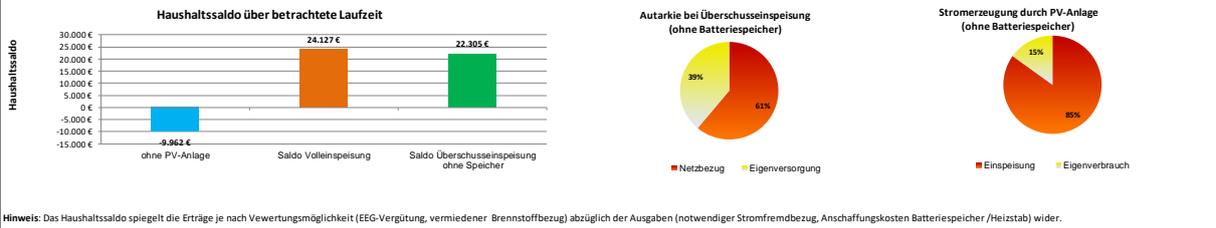
Abbildung 94 Beispielergebnis „PV-Tool“

Die Ergebnisse der einzelnen Varianten - immer im Vergleich zur Volleinspeisung - sind in den einzelnen Reitern „Überschuss ohne Speicher“, „Überschuss mit Speicher“ und „Heizstab_WP_ohne Speicher“ dargestellt. Abbildung 95 zeigt dieses Ergebnis exemplarisch für die Variante „Überschusseinspeisung ohne Speicher“. Die tabellarische Darstellung ist grundsätzlich entsprechend der im Reiter „Ergebnisse“ aufgebaut, wird jedoch um die Angaben „Stromkosten Netzbezug“, „Eigenverbrauchs-

quote“ sowie „EEG-Umlage“ und „Ergebnis Vorteil/Nachteil“ ergänzt. Die grafische Darstellung zeigt neben dem gebarwerteten Haushaltssaldo über die betrachtete Laufzeit sowie dem Autarkiegrad auch den Anteil des Eigenstromverbrauchs an der erzeugten elektrischen Energiemenge der installierten Photovoltaikanlage.

Ergebnis - Überschusseinspeisung ohne Batteriespeicher

Jahr	Allgemeine Daten		Volleinspeisung				Überschusseinspeisung ohne Batteriespeicher				Ergebnis Vorteil/Nachteil				
	Strombedarf	Strompreis (brutto)	Stromkosten Netzbezug	Stromerlöse EEG	Saldo Haushalt	Saldo Haushalt (Barwerte)	Stromkosten Netzbezug	EV-Quote	Stromerlöse EEG	EEG-Umlage (EV)		Saldo Haushalt	Saldo Haushalt (Barwert)		
2017	3.500 kWh	30,75 ct/kWh	-1.119 €	4.969 €	3.850 €	3.666 €	-698 €	15%	4.223 €	0 €	3.524 €	3.357 €	-310 €		
2018	3.500 kWh	31,67 ct/kWh	-1.154 €	4.969 €	3.815 €	3.460 €	-721 €	15%	4.223 €	0 €	3.502 €	3.176 €	-284 €		
2019	3.500 kWh	32,62 ct/kWh	-1.189 €	4.969 €	3.780 €	3.265 €	-742 €	15%	4.223 €	0 €	3.480 €	3.007 €	-259 €		
2020	3.500 kWh	33,60 ct/kWh	-1.224 €	4.969 €	3.744 €	3.081 €	-765 €	15%	4.223 €	0 €	3.458 €	2.845 €	-236 €		
2021	3.500 kWh	34,61 ct/kWh	-1.261 €	4.969 €	3.708 €	2.905 €	-788 €	15%	4.223 €	0 €	3.435 €	2.692 €	-214 €		
2022	3.500 kWh	35,65 ct/kWh	-1.299 €	4.969 €	3.670 €	2.739 €	-811 €	15%	4.223 €	0 €	3.412 €	2.546 €	-193 €		
2023	3.500 kWh	36,72 ct/kWh	-1.338 €	4.969 €	3.631 €	2.580 €	-836 €	15%	4.223 €	0 €	3.387 €	2.407 €	-173 €		
2024	3.500 kWh	37,82 ct/kWh	-1.378 €	4.969 €	3.591 €	2.430 €	-861 €	15%	4.223 €	0 €	3.362 €	2.276 €	-155 €		
Summe	28.000 kWh		-9.962 €		39.750 €	29.788 €	24.127 €				33.783 €	0 €	27.561 €	22.305 €	-1.822 €



Hinweis: Das Haushaltssaldo spiegelt die Erträge je nach Verwertungsmöglichkeit (EEG-Vergütung, vermiedener Brennstoffbezug) abzüglich der Ausgaben (notwendiger Stromfremdbezug, Anschaffungskosten Batteriespeicher /Heizstab) wider.

Abbildung 95 Ergebnis "Überschusseinspeisung ohne Speicher"

8 Energieagentur

8.1 Einbettung in den Kontext

Im Rahmen der Erarbeitung des Energiekonzepts für den Regionalen Planungsverband werden neben den Arbeitspaketen Ist-Analyse, Energie- und CO₂-Bilanz sowie Konzeption und Zusammenfassung auch fünf verschiedene Projektmodule bearbeitet.

Eines dieser Projektmodule ist die Konzeption einer Energieagentur. Zu diesem Zweck werden nachfolgend in einem ersten Schritte die wesentlichen bereits bestehenden Energieagenturen in Bayern analysiert und in einzelnen Steckbriefen deren Struktur zusammengefasst. Auf Basis dieser Analyse erfolgt anschließend in einem zweiten Schritt die Konzeptentwicklung für eine Energieagentur im Regionalen Planungsverband Landshut.

In die Erarbeitung des vorliegenden Konzepts sind neben der beschriebenen Ist-Analyse auch die bereits bestehenden Ideen und Konzeptentwürfe zu einer Energieagentur Niederbayern der Hochschule Landshut sowie des energie und umweltzentrums Allgäu eingeflossen.

8.2 IST-Analyse bestehender Energieagenturen

Derzeit gibt es in Bayern zehn (vgl. Abbildung 96) kommunal getragene, regionale Energie-agenturen. Diese werden im Folgenden auf ihre Charakteristika, Gemeinsamkeiten und Unterschiede untersucht.

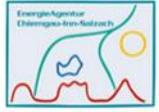
 <p>ENERGIEAGENTUR nordbayern</p>	<p>Energieagentur Nordbayern GmbH Geschäftsstelle Nürnberg Erich Maurer Geschäftsführer Fürther Straße 244a 90429 Nürnberg Tel: 0911 994396-0</p> <p>Geschäftsstelle Kulmbach Wolfgang Böhm Geschäftsführer Kressenstein 19 95326 Kulmbach Tel: 09221 8239-0 www.energieagentur-nordbayern.de</p>	 <p>Energie-Agentur Chiemgau-Inn-Salzach</p>	<p>Energieagentur Chiemgau-Inn-Salzach e.G. Peter Pogatschnig Vorstandsvorsitzender Werkstraße 13a 84513 Töging am Inn Tel: 08831 394310 www.energieagentur-cis.de</p>
 <p>eza! Energie- und Umweltzentrum Allgäu</p>	<p>eza! Energie- & Umweltzentrum Allgäu gGmbH Martin Sampl Geschäftsführer Burgstraße 20 87435 Kempten Tel: 0831 960286-0 www.eza-allgaeu.de</p>	 <p>REGENSBURG energieagentur</p>	<p>Energieagentur Regensburg e.V. Ludwig Frieß Geschäftsführer Altmühlstraße 1a 93059 Regensburg Tel: 0941 29844910 www.energieagentur-regensburg.de</p>
 <p>Regionale Energieagentur AUGSBURG</p>	<p>Regionale Energieagentur Augsburg Dr. Silke Schlemmer-Wambach Geschäftsführerin Karlststraße 2 86160 Augsburg Tel: 0821 324 7300 www.rea-augsburg.de</p>	 <p>etz Weiden i.d.OPf. Energie-Technologisches Zentrum</p>	<p>Energie-Technologisches Zentrum Weiden i.d.OPf. gemeinnützige GmbH Matthias Rösch Geschäftsführer Bernhard-Suttner-Straße 4 92637 Weiden Tel: 0961 480 2929-0 www.etz-weiden.de</p>
 <p>klimaallianz Klima- und Energieagentur Bamberg</p>	<p>Klima- und Energieagentur Bamberg Ralf Haupt Geschäftsführer Geyerswörthstraße 1 96049 Bamberg Tel: 0951 85-522 www.klimaallianz-bamberg.de</p>	 <p>ENERGIE WENDE OBERLAND Bürgerstiftung für Erneuerbare Energien und Energieeinsparung</p>	<p>Bürgerstiftung Energiewende Oberland Stefan Dreimeier Am alten Kraftwerk 4 82377 Penzberg Tel: 08856 80 53 60 www.energiewende-oberland.de</p>
 <p>ENERGIE AGENTUR BAYERISCHER UNTERMAIN</p>	<p>Energieagentur Bayerischer Untermain Marco Gasser Energie-Manager Industriering 7 63888 Großwallstadt Tel: 06022 26-1114 www.energieagentur-untermain.de</p>	 <p>ENERGIE AGENTUR LANDKREIS EBERSBERG</p>	<p>Energieagentur Ebersberg gGmbH Hans Gröbmair Geschäftsführer Eichthalstraße 5 85560 Ebersberg Tel: 08092 823108 energieagentur-ebersberg.de</p>

Abbildung 96 Verzeichnis der bestehenden zehn Energieagenturen [BayEn]

8.2.1 Regionale Verteilung

Wie Abbildung 97 zeigt, sind die Energieagenturen über ganz Bayern verteilt. Im Wesentlichen streben sie eine regionale Tätigkeit an und sind zumeist für ein bis mehrere Landkreise „zuständig“.

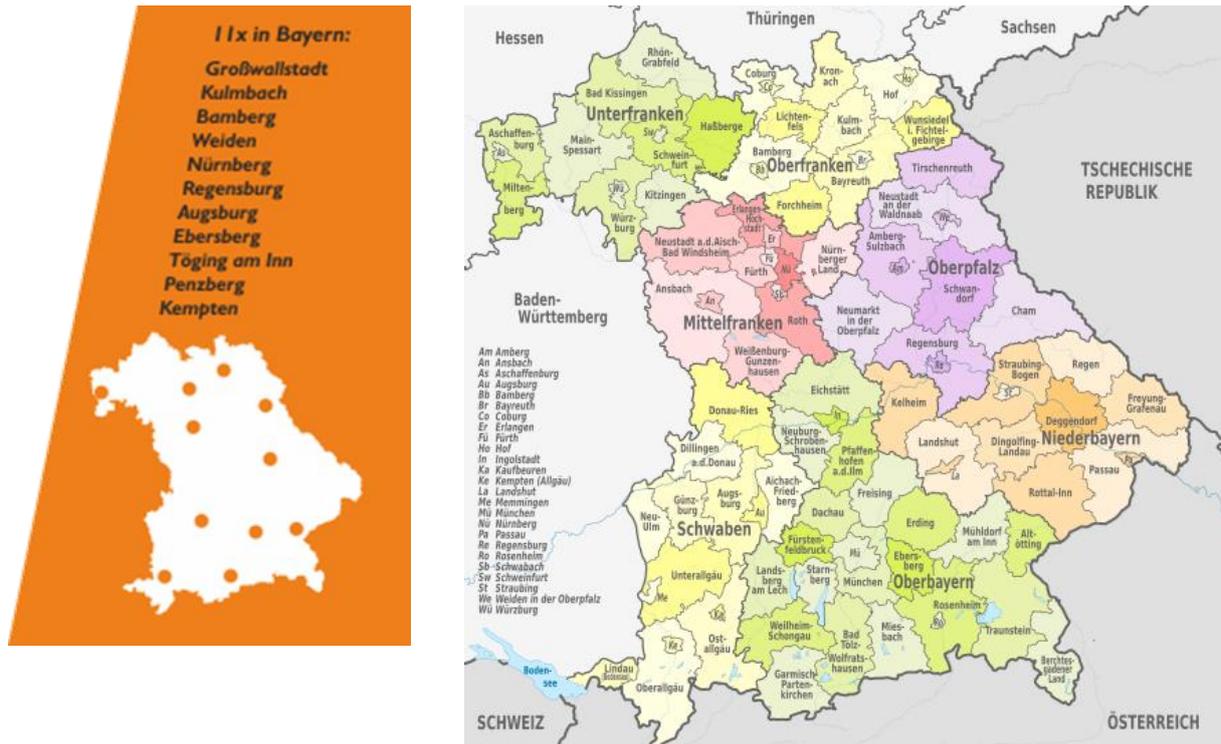


Abbildung 97 Regionale Verteilung der Energieagenturen und ihre „Zuständigkeiten“ [BayEn und wikimedia]

Die Analyse zeigt, dass sowohl im Regionalen Planungsverband Südostoberbayern ein i. W. „weißer Fleck“ ist als auch im Regionalen Planungsverband Landshut. Die Landkreise Berchtesgadener Land und Traunstein beabsichtigen eine Energieagentur zu gründen, die Mitte 2016 operativ tätig werden soll [Lkr.Traunstein].

8.2.2 Tätigkeitsfelder

Die typischen Tätigkeitsfelder der Energieagenturen lassen sich in folgende Bereiche untergliedern:

- Kommunale Aktivitäten
- Gewerbliche Aktivitäten
- Aktivitäten für private Haushalte
- Öffentlichkeitsarbeit
- Schulungen

Kommunale Aktivitäten

Grundsätzlich bieten die meisten der Energieagenturen die kommunale Energieberatung an. Diese erstreckt sich von der Erstellung von kommunalen Energiekonzepten (Energienutzungspläne, Inte-

grierte Energie- und Klimaschutzkonzepte) über Einsparkonzepte für kommunale Liegenschaften und deren Controlling hin zur individuellen Einzelfallberatung für kommunale Liegenschaften.

Gewerbliche Aktivitäten

Die „größeren“ der Energieagenturen bieten die Energieberatung für die Industrie und das Gewerbe an. So erstreckt sich das Beratungsangebot von der Durchführung von Energieaudits, z. B. nach DIN 16247-1 oder Energieberatung im Mittelstand (eza!) bis hin zu lediglich koordinierender Funktion / Vermittlung von Experten (z.B. Energieagentur Bayerischer Untermain, Energieagentur Chiemgau-Salzach).

Aktivitäten für private Haushalte

So gut wie alle der zehn Energieagenturen ermöglichen Initialberatungen für private Haushalte und sehen einen Schwerpunkt ihrer Arbeit in der Öffentlichkeitsarbeit für den privaten Sektor.

Im Einzelnen werden folgende Tätigkeitsfelder aufgeführt:

- Energieberatung für Privatpersonen
- Öffentlichkeitsarbeit
- Kommunales Energiemanagement
- Erstellung von Energiekonzepten und Energienutzungsplänen (meistens)
- Energieeffizienzberatung für Gewerbe und Industrie (sehr unterschiedlicher Umfang)
- Netzwerkarbeit

8.2.3 Rechtsform

Auch in der Wahl der Rechtsform gibt es deutliche Unterschiede. Zwei der 10 Energieagenturen haben als Rechtsform die gemeinnützige GmbH gewählt, die neben den üblichen Vorteilen der GmbH aufgrund der Gemeinnützigkeit Steuerbegünstigungen (z.B. keine Gewerbesteuer, 7% Mehrwertsteuersatz) birgt.

Darüber hinaus sind als Rechtsformen der Verein (zweimal), die GmbH (dreimal), die Bürgerstiftung (einmal) sowie die Arbeitsgemeinschaft (einmal) genannt.

8.2.4 Gesellschafter

Soweit aus dem Internet erkennbar, sind die Energieagenturen (keine Angaben bei der Energieagentur Inn-Salzach vorhanden) mehrheitlich (> 50%) kommunal getragen. Als Hauptgesellschafter präsentieren sich zumeist die Landkreise (oftmals in Kooperation mit einer größeren Stadt) sowie Kommunen. Ferner sind oftmals Energieversorgungsunternehmen, Banken sowie weitere Industrie- und Gewerbebetriebe als Gesellschafter vertreten.

8.2.5 Größe bestehender Energieagenturen

Die Anzahl der Mitarbeiter erstreckt sich von ca. 30 Mitarbeitern (eza!, größte Energieagentur) bis zu einer rein losen Arbeitsgemeinschaft (Klima- und Energieagentur Bamberg).

8.2.6 Finanzierung

Die Finanzierung der Energieagenturen ist sehr unterschiedlich und hängt von vielen Faktoren, u.a. von der Rechtsform, ab. Oftmals ist sie nicht im Einzelnen aufgeführt.

Die meisten der in den letzten Jahren gegründeten Energieagenturen wurden durch das bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie mit 120 T€ Anschubfinanzierung für die ersten drei Jahren gefördert (z.B. die Gründung der Energieagenturen Augsburg, etz Nordoberpfalz, Klima- und Energieagentur Bamberg).

Die weitere Grundfinanzierung wird dann im Allgemeinen durch Gesellschafter sowie (sehr unterschiedlich) Projektgeschäft sichergestellt.

Beispielhaft sei die Finanzierung der Energieagentur Regensburg e.V., die im Jahr 2010 gegründet wurde, zitiert:

„Neben der Anschubfinanzierung durch die EU-Kommission in Höhe von insgesamt 250.000 Euro (für die ersten drei Jahre) wird der Verein aus Mitgliedsbeiträgen der Partner finanziert. Die Grundfinan-

zierung der Energieagentur wird zu gleichen Teilen von der Stadt Regensburg und dem Landkreis als Hauptinitiatoren der Agentur gedeckt; der jährliche Mitgliedsbeitrag beträgt je 50.000 Euro. Die weiteren Mitglieder zahlen gemäß Beitragsordnung Jahresbeiträge, gestaffelt nach Größe des Unternehmens (von 150 Euro bis 5.000 Euro) bzw. Einwohnerzahl der Kommune (10 ct/EW). Die Beiträge der Initiatoren und Partner sind zugleich auch als Ko-finanzierung für die EU-Förderung eingeplant [StadtReg].“

Zur Detaillierung ist für jede bestehende Energieagentur ein Steckbrief erstellt worden, der sich im Anhang befindet. Die darin enthaltenen Informationen waren öffentlich zugänglich und sind mit den einzelnen Energieagenturen telefonisch bzw. per E-Mail ergänzt und abgestimmt worden.

8.3 Konzeptentwicklung für eine zu gründende Energieagentur

8.3.1 Tätigkeitsfelder

Ähnlich wie bei den bereits bestehenden Energieagenturen sollte die anbieterneutrale Erstberatung, die Informationsbereitstellung sowie Kontaktvermittlung ein Standbein der Energieagentur der Planungsregion Landshut darstellen.

Um aber qualitativ hochwertige Arbeit zu leisten, sollte die Energieagentur sich nicht nur auf Öffentlichkeits- und Koordinationsarbeit beschränken, sondern auch selbst inhaltlich arbeiten. So erscheint es wichtig, dass die Energieagentur nach einer Gründungsphase in der Lage ist, auch kommunale sowie industrielle und gewerbliche Energieberatungen durchzuführen. Perspektivisch könnte das Tätigkeitsspektrum um den Bereich „Schulungen“ ausgebaut werden.

Abbildung 98 zeigt die möglichen Tätigkeitsfelder der Energieagentur grafisch:

Energieagentur Niederbayern		
Privater Sektor	Gewerblicher Sektor	Kommunaler Sektor
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Initialberatung ▪ Vorträge ▪ Energieausweis ▪ Durchführung von Maßnahmen ▪ Vermittlung von Experten 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Effizienzberatung ▪ Energiekonzepte ▪ Energieaudits ▪ Aufbau von Netzwerken ▪ Durchführung von Workshops 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energieberatung ▪ Energiemanagement ▪ Energienutzungspläne ▪ Klimaschutzkonzepte ▪ Energiecontrolling ▪ Maßnahmenumsetzung

Abbildung 98 Mögliche Tätigkeitsfelder der Energieagentur Niederbayern [eigener Entwurf]

8.3.2 Rechtsform

Die verschiedenen Rechtsformen sollten auf ihre Vor- und Nachteile sowohl juristisch als auch steuerrechtlich durch Experten geprüft werden. Eine eindeutige Empfehlung kann zum derzeitigen Zeitpunkt nicht gegeben werden.

8.3.3 Gesellschafter

Entscheidend ist bei der Gesellschafterstruktur die Mehrheit der kommunalen Träger. Diese sollten auch die jährliche Grundfinanzierung sicherstellen. Wünschenswert wäre, wenn sowohl alle Landkreise als auch die Stadt Landshut Gesellschafter der Energieagentur werden würden. Die Gesellschaftsanteile könnten sich an der Einwohneranzahl orientieren. Dieser Logik folgend und ausgehend davon, dass insgesamt 60 % der Gesellschaftsanteile kommunal gehalten werden sollten, würden sich die Gesellschaftsanteile wie folgt verteilen:

Kommunen		
	Einwohner	Gesellschaftsanteile
Stadt Landshut	66.179	8,9%
Landkreis Landshut	150.316	20,1%
Landkreis Rottal-Inn	117.654	15,8%
Landkreis Dingolfing-Landau	92.565	12,4%
Landkreis Kehlheim	21.134	2,8%
Summe	447.848	60,0%
Energieversorgungsunternehmen		
Bayernwerk AG	}	ca. 20%
Erdgas Südbayern		
Stadtwerke Landshut		
Stadtwerke Dingolfing		
Stadtwerke Pfarrkirchen		
weitere EVU		
Summe		
Banken, Industrie , Gewerbe und Verbände		
Sparkassen		5%
Volks- und Raiffeisenbanken		5%
Weitere Verbände, Industrie, etc.		10%
Summe		
Gesellschaftsanteile gesamt		100%

Abbildung 99 Mögliche Aufteilung der Gesellschaftsanteile [eigener Entwurf]

Ob der Regionale Planungsverband Landshut Gesellschafter werden kann, muss juristisch geklärt werden. Ggf. müsste eine entsprechende Modifikation der Verteilung der Gesellschaftsanteile vorgenommen werden.

Die restlichen Gesellschaftsanteile könnten von Energieversorgungsunternehmen (Stadtwerke, Bayernwerk AG, Erdgas Südbayern, etc.), von Banken und Sparkassen sowie weiteren, im Planungsverband ansässigen Firmen (BMW AG, Lindner AG, Dräxlmeier GmbH, etc.) und Verbänden (z.B. IHK) gehalten werden, vgl. Abbildung 99.

8.3.4 Gesellschaftssitz

Entscheidend für die Akzeptanz der Energieagentur in der gesamten Region ist eine Verankerung in der Region. Für den Gesellschaftssitz sollte Landshut aufgrund der Nähe zur Geschäftsstelle des Regionalen Planungsverbands sowie zur Hochschule und zur Industrie (BMW, Dräxlmaier, etc.) gewählt werden. Ferner ist der Landkreis Landshut der einwohnerstärkste Landkreis.

Damit die Energieagentur aber auch in den anderen Landkreis Akzeptanz findet, sollte bei der Besetzung von Ämtern darauf geachtet werden, dass diese insbesondere von Politikern dieser Landkreise besetzt werden.

Ferner ist es wichtig, einen engen Austausch mit den in den jeweiligen Landkreisen tätigen Klimaschutzmanagern zu pflegen.

8.3.5 Geschäftsführer/in und Personal

Der Erfolg der Energieagentur wird entscheidend von der Person des Geschäftsführers / der Geschäftsführerin abhängen. Diese sollte neben fachlicher Qualifikation insbesondere auch ausgeprägte Kommunikations- und Führungskompetenzen mitbringen.

Im Einzelnen sollte der Geschäftsführer / die Geschäftsführerin folgende Schlüsselkompetenzen besitzen (Anforderungsprofil):

- Mehrjährige Berufserfahrung in der Energiebranche, möglichst in der Energieberatung oder bei einem Ingenieurbüro
- Ausgeprägte Kommunikations- und Moderationsfähigkeiten
- Bereitschaft zu überdurchschnittlichem Engagement
- Hohe Belastbarkeit
- Erfahrungen in der Projektleitung, wünschenswert erste Führungserfahrungen

- Studium der Energiewirtschaft / -technik, Maschinenbau oder Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energie

Der Vergleich mit bestehenden Energieagenturen zeigt, dass möglichst zeitnah nach Aufnahme der operativen Tätigkeit vier bis fünf qualifizierte Personen eingestellt werden sollten. Wünschenswert wäre, wenn diese bereits Berufserfahrung bei Firmen mit vergleichbarem Tätigkeitsprofil wie das der zu gründenden Energieberatung gesammelt haben.

Darüber hinaus sollte zum Start eine Halbtagskraft für das Sekretariat eingestellt werden.

8.3.6 Finanzierung

In Anlehnung an das Finanzierungskonzept der Energieagentur Regensburg könnte die Finanzierung wie folgt aussehen:

Kommunen			
	Einwohner	Beitrag pro EW	Beitrag
Stadt Landshut	66.179	0,25 €	16.545 €
Landkreis Landshut	150.316	0,25 €	37.579 €
Landkreis Rottal-Inn	117.654	0,25 €	29.414 €
Landkreis Dingolfing-Landau	92.565	0,25 €	23.141 €
Landkreis Kehlheim	21.134	0,25 €	5.284 €
Summe			111.962 €
Energieversorgungsunternehmen			
Bayernwerk AG	}	ca. 10.000 € für größere EVU, ca. 5.000 € pro Stadtwerk	
Erdgas Südbayern			
Stadtwerke Landshut			
Stadtwerke Dingolfing			
Stadtwerke Pfarrkirchen			
weitere EVU			
Summe			50.000 €
Banken, Industrie und Gewerbe			
Sparkassen			15.000 €
Volks- und Raiffeisenbanken			15.000 €
weitere Industrie			30.000 €
Summe			60.000 €
Grundfinanzierung gesamt			221.962 €

Abbildung 100 Beispielhafte Finanzierungsmöglichkeit zur Grundfinanzierung der Energieagentur [eigener Entwurf]

Alternativ sei die ursprünglich angedachte Finanzierung der Energieagentur für die Landkreise Altötting, Berchtesgadener Land, Mühldorf und Traunstein aufgeführt. Hier übernimmt der Landkreis Traunstein, auf Grund der Tatsache, dass hier auch der Sitz der Energieagentur sein wird, ab dem ersten Jahr einen höheren jährlichen Beitrag als die anderen Landkreise. Diese stellt sich aufgrund der Tatsache, dass „nur“ die Landkreise Berchtesgadener Land und Traunstein eine gemeinsame Energieagentur gründen in der Realität anders dar.

Gründungskapital	
Landkreis Mühldorf	} 50.000 €
Landkreis Berchtesgadener Land	
Landkreis Altötting	
Landkreis Traunstein	
Zuschuss Wirtschaftsministerium	120.000 €
Summe	170.000 €
ab Jahr 1	
Landkreis Mühldorf	50.000 €
Landkreis Berchtesgadener Land	50.000 €
Landkreis Altötting	50.000 €
Landkreis Traunstein	85.000 €
Summe	235.000 €

Abbildung 101 Ursprünglich angedachte Finanzierung der Energieagentur für Landkreise in Südostoberbayern in der Startphase sowie ab Jahr 1 [ObbV]

Wie auch von der Energieagentur Regensburg bestätigt, ist eine jährliche Grundfinanzierung in Höhe von ca. 240.000 € für die erfolgreiche Arbeit einer Energieagentur unabdingbar.

8.3.7 Fördermöglichkeiten

Das bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie bietet eine Anschubfinanzierung an. Die Förderung wird als Anteilfinanzierung in Form eines einmaligen Zuschusses des Freistaats Bayern in Höhe von 50 % der zuwendungsfähigen Kosten (Personal- und Sachkosten ohne externe Coaching-Leistungen) in der Anschubphase, maximal 120.000 €, gewährt. Der Bewilligungszeitraum (Anschubphase) beträgt maximal drei Jahre [BayStaat_4].

8.4 Fazit und Ausblick

Die Gründung einer Energieagentur zur Förderung und Umsetzung energierelevanter Themen sowie zur Umsetzung des Energiekonzepts in der Planungsregion erscheint sinnvoll.

Hinsichtlich des Leistungsspektrums sollte darauf geachtet werden, dass die Energieagentur nicht nur koordinierende Funktionen innehält, sondern sowohl personell wie finanziell derart ausgestattet ist, dass sie auch inhaltlich (Erstellung von Energiekonzepten, Durchführung von Energieaudits, Ausstellung von Energieausweisen, etc.) tätig werden kann. Das finale Leistungsspektrum sollte schrittweise aufgebaut werden.

Für den Erfolg der Energieagentur erscheinen insbesondere eine ausreichende finanzielle Ausstattung sowie die geeignete Wahl des Geschäftsführers/der Geschäftsführerin entscheidend.

Für die Gründungsphase und zur Detaillierung des Konzepts wird empfohlen, externe Experten mit einzubinden. Ein entsprechendes Coaching wird vom Wirtschaftsministerium gefördert (max. 10.000 €, [BayStaat_4]).

9 Controlling-Konzept

Die Umsetzung des Energiekonzeptes für die Planungsregion 13 ist eine komplexe Aufgabe, die zu vielfältigen Aktivitäten unterschiedlicher Akteursgruppen führen wird. Eine Evaluierung der Ergebnisse erfordert somit eine vielschichtige Vorgehensweise. Die Umsetzung des Energiekonzeptes stellt für die Planungsregion, ihre Landkreise und insbesondere auch für die einzelnen Kommunen eine ehrgeizige Aufgabenstellung dar.

Um die Zielerreichung (Umsetzung der ausgearbeiteten Einsparpotenziale und Potenziale zum Ausbau der erneuerbaren Energien) und die Effekte einzelner Maßnahmen messbar zu machen, sind in einem regelmäßigen Abstand Aktualisierungen der Daten und Berichterstattungen erforderlich. Über die Erfolge der Klimaschutzarbeit sollte in den politischen Gremien und der Öffentlichkeit regelmäßig (mindestens einmal im Jahr) berichtet werden. Die Ausarbeitung und Präsentation könnte z.B. von der angedachten Energieagentur in der Planungsregion durchgeführt werden.

Zum Controlling-System gehört insbesondere die Einrichtung einer fortschreibbaren Endenergie- und CO₂-Bilanz. Die Ausarbeitung dieser Bilanz sollte das nächste Mal spätestens im Jahr 2018 erfolgen und anschließend in 3-Jahresabständen neu berechnet werden, um die erreichte Verringerung des Treibhausgasausstoßes zu erfassen und darzustellen. **Als Startbilanz wird die im Rahmen dieses Energiekonzeptes ausgearbeitete Datenbasis transparent an den Auftraggeber im Excel-Format und im GIS übermittelt.**

Darüber hinaus sollen jährliche Kurzberichte erstellt werden, die in ihrer Aussagekraft nicht so detailliert sind, aber dennoch wichtige Anhaltspunkte liefern (z.B. bzgl. des angestrebten Ausbaus erneuerbarer Energien).

Die in Kapitel 6 dargestellten Maßnahmen wurden in den Steuerungsrunden und den Klimaschutzkonferenzen erarbeitet. Die Bereitschaft der Beteiligten, eigene Ressourcen auch in die Umsetzung einzubringen ist hoch und das Interesse groß, sich am weiteren Prozess zu beteiligen. Die Teilnehmerinnen und Teilnehmer der Steuerungsrunde sind wichtige Multiplikatoren und Schnittstellen zu den Akteuren in den Handlungsfeldern und zur Öffentlichkeit. Daher sollte die im Rahmen des Energiekonzeptes gegründete Steuerungsrunde weiterhin in regelmäßigen Abständen tagen.

10 Zusammenfassung

Im Auftrag des Regionalen Planungsverbandes Landshut wurde ein Energiekonzept für die 87 Kommunen aus dem Regionalen Planungsverband Landshut (RPV 13) erstellt (Betrachtungsgebiet). Die in diesem Bericht dargestellten Werte beziehen sich stets auf die Summe der 87 einzelnen Kommunen.

Ausgehend von einer Datenerfassung in den einzelnen Kommunen erfolgte zunächst detailliert die Ausarbeitung der Energiebilanz im Ist-Zustand. Dabei wurden vier Verbrauchergruppen „Private Haushalte“, „Kommunale Liegenschaften“, „Gewerbe/Handel/ Dienstleistung/Industrie/ Landwirtschaft“ und „Verkehr“ definiert (die Verbrauchergruppe „Verkehr“ wurde vereinbarungsgemäß nur zur Vollständigkeit der Energiebilanz im Ist-Zustand berücksichtigt, jedoch nicht näher in der Potenzialanalyse betrachtet). Sämtliche Energieanalysen wurden kommunenscharf in einem GIS-System dargestellt. Die Ergebnisse für die einzelnen Kommunen wurden zudem in Form von Gemeindesteckbriefe ausgearbeitet und den Kommunen übermittelt.

Im zweiten Schritt wurde verbrauchergruppenspezifisch untersucht, welche Energieeinsparpotenziale und Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz bis zum Jahr 2030 realistisch ausgeschöpft werden können und welche Potenziale zum Ausbau der Erneuerbaren Energien im Betrachtungsgebiet vorhanden sind. Zudem wurde eine detaillierte Analyse des vorhandenen Stromnetzes durchgeführt, und Aussagen bzgl. notwendiger Netzausbaumaßnahmen bei Ausbau der Erneuerbaren Energien in drei verschiedenen Szenarien getroffen.

Auf Basis dieser Ergebnisse (Ist-Analyse, Potenzial- und Stromnetzanalyse) ist eine Energiestrategie für die Planungsregion Landshut erarbeitet worden. Grundlage hierfür ist, gemäß dem Beschluss der Steuerungsrunde, die Umsetzung des Szenarios 2 bei den Einspar- und Effizienzpotenzialen sowie die Erreichung der bundesdeutschen Zielemissionen im Jahr 2030. Der notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien in der gesamten Planungsregion richtet sich entsprechend nach der verbleibenden „Lücke“ zur Realisierung der bundesdeutschen Zielemission nach Umsetzung der Einspar- und Effizienzpotenziale des Szenarios 2. Der notwendige Ausbau der Erneuerbaren Energien ist im Rahmen der Energiestrategie auf die gesamte Planungsregion sowie die einzelnen Landkreise/Stadt Landshut heruntergebrochen worden.

Ein wichtiges Element des Energiekonzeptes war die Ausarbeitung eines Maßnahmenkataloges auf Verbandsebene, welcher konkrete Projekte zur Umsetzung der ausgearbeiteten Potenzialanalyse beschreibt. Dieser Maßnahmenkatalog unterteilt sich in vier verschiedene Kategorien (übergeordnete Maßnahmen, Maßnahmen zu Energieeinsparung und Effizienzsteigerung, Maßnahmen zum Ausbau Erneuerbarer Energien und Maßnahmen zum Ausbau der Netzinfrastruktur und Speichertechno-

logien) und ist unter Berücksichtigung der ausgearbeiteten Energiestrategie der Planungsregion Landshut erarbeitet worden.

Um im Rahmen dieses Konzeptes erste Maßnahmen direkt anzustoßen, wurden drei dieser Maßnahmen als exemplarische Leuchtturmprojekte umfassend auf technische und wirtschaftliche Umsetzbarkeit hin geprüft (Modellprojekte).

Zur Umsetzung der Energiestrategie sowie der im Maßnahmenkatalog beschriebenen Maßnahmen in der Planungsregion ist zudem auf Basis eines Vergleichs mit bestehenden Energieagenturen (siehe Steckbriefe im Anhang) ein Konzept für den Aufbau einer Energieagentur in der Planungsregion Landshut ausgearbeitet worden.

Im Anschluss an die Erarbeitung des regionalen Energiekonzeptes gilt es nun die definierte Energiestrategie in einem ersten Schritt auch politisch in den einzelnen Landkreisen/Stadt Landshut zu verankern, um auf dieser Basis die nächsten Schritte zur Umsetzung in der gesamten Planungsregion bzw. in den einzelnen Landkreisen/Stadt Landshut definieren zu können. Für diese ersten Schritte sollen die im Maßnahmenkatalog unter „übergeordnete Maßnahmen“ ausgearbeiteten Ideen dienen.

Im Folgenden werden die einzelnen Ergebnisse übersichtlich zusammengefasst.

Erfassung des energetischen Ist-Zustandes

Im Rahmen des Energiekonzepts erfolgte die separate Betrachtung aller 87 Kommunen des Planungsverbandes aus den Landkreisen Dingolfing-Landau, Rottal-Inn und Kelheim sowie der Stadt und dem Landkreis Landshut. Gemäß dem Bottom-Up Prinzip stellt die Planungsregion somit die Summe seiner einzelnen Kommunen dar.

Ausgehend von der Datenanalyse für das Bilanzjahr 2013 beläuft sich der jährliche Endenergiebedarf im Ist-Zustand in Summe auf rund 16,2 Millionen MWh, der sich wie folgt aufteilt:

- ➔ Der Endenergiebedarf für die Wärmeversorgung beläuft sich in Summe auf rund 8,9 Millionen MWh/a.
- ➔ Der Endenergiebedarf für den Sektor Verkehr beläuft sich auf rund 5,1 Millionen MWh/a.
- ➔ Der Strombedarf beläuft sich auf rund 2,1 Millionen MWh/a.

- ➔ Die jährliche Stromproduktion im Betrachtungsgebiet beläuft sich auf rund 13,7 Millionen MWh inkl. Kernkraftwerk (KKW) und 2,7 Millionen MWh Strom ohne KKW. Als Ergebnis ergibt sich somit eine bilanzielle Deckung von rund 600 % inkl. KKW und rund 126 % ohne KKW.
- ➔ Im Betrachtungsgebiet wird somit auch ohne das KKW bereits bilanziell mehr Strom produziert als verbraucht. Dies ist insbesondere auf die hohe Stromproduktion durch Biogasanlagen und Wasserkraftwerke zu begründen.

- ➔ Aus dem Gesamtendenergieverbrauch resultiert unter Gegenrechnung der im Betrachtungsgebiet bereits vorhandenen Stromeinspeisung Erneuerbarer Energien ein Ausstoß von rund 4.130.000 Tonnen CO₂ pro Jahr. Dies entspricht einem jährlichen Ausstoß klimawirksamer Gase von rund 9,2 Tonnen CO₂ pro Kopf.

Potenzialanalyse zur Energieeinsparung / Effizienzsteigerung

Im Rahmen der Potenzialermittlung zur Energieeinsparung und Steigerung der Energieeffizienz wurden für die einzelnen Verbrauchergruppen jeweils drei unterschiedliche Szenarien für die Einsparpotenziale ausgearbeitet. Die jeweiligen Szenarien entsprechen dabei prozentualen jährlichen Einsparungen bezogen auf den energetischen Ist-Zustand bis zum Bilanzjahr 2030.

- **Szenario 1** entspricht dabei den jährlichen Einsparpotenzialen, wie sie aktuell bereits umgesetzt werden. Insbesondere ist hier ersichtlich, dass im Strombereich absolut keine Einsparung erfolgen würde (Einsparungen werden durch den Einsatz weiterer, neuer Anwendungsbereiche aufgehoben).
- **Szenario 2** beschreibt ein ambitioniertes aber nach Erfahrungswerten realistisch umsetzbares Einsparpotenzial. Hierfür sind jedoch Anstrengungen erforderlich, um eine Sensibilisierung in den einzelnen Verbrauchergruppen zu erreichen.
- **Szenario 3** beschreibt ein euphorisches Ziel, was nur mit höchsten Anstrengungen aller Verbrauchergruppen zu realisieren sein wird, insbesondere bei den absoluten Einsparpotenzialen im Strombereich.

→ Im Rahmen der Steuerungsrunde am 09.06.2016 wurde einstimmig die Umsetzung von Szenario 2 beschlossen

Durch die Umsetzung der Einsparpotenziale gemäß Szenarios 2 kann der Energieverbrauch bis zum Jahr 2030 folgendermaßen gesenkt werden:

- Einsparpotenzial thermisch: 2.240.000 MWh/a, entsprechend rund 25% vom Ist-Zustand
- Einsparpotenzial elektrisch: 498.000 MWh/a, entsprechend 23% vom Ist-Zustand
- CO₂-Einsparung: 825.000 t/a, entsprechend rund 20% vom Ist-Zustand

Potenzialanalyse zum Ausbau regionaler erneuerbarer Energien und der Stromnetz-Infrastruktur

Gemäß dem energetischen 3-Sprung wurde nach Berechnung der realistischen Potenziale zur Energieeinsparung und Effizienzsteigerung geprüft, welche regionalen Ausbaupotenziale Erneuerbarer Energien in den nachfolgenden Bereichen vorhanden sind.

- Windenergie
- Solarthermie/Photovoltaik Dach
- Photovoltaik Freiflächen
- Biomasse (Bioabfall, Biogas, Holz)
- Wasserkraft

Es zeigt sich, dass die Ausbaupotenziale in der Planungsregion insbesondere in der Windkraft und dem weiteren Ausbau der Photovoltaik zu finden sind. Zudem besteht ein weiteres Ausbaupotenzial zur Nutzung von Abwärme und Effizienzsteigerung aus Biogasanlagen. Durch Umsetzung der ermittelten Potenziale im Bereich der Erneuerbaren Energien könnten zusätzlich in der Planungsregion Landshut folgende Energiemengen bereitgestellt werden:

- ➔ jährlich rund 2.462 GWh elektrische Energie und
- ➔ jährlich rund 767 GWh thermische Energie

Basierend auf der Ermittlung des technischen Zubaupotenzials konnten drei verschiedene Szenarien abgeleitet werden. Diese drei Szenarien bilden die Basis für eine detaillierte und umfassende Analyse des notwendigen Stromnetzausbaus in der Planungsregion.

- **Szenario I:** In Szenario I werden die Zubauraten der Erneuerbaren Energien der vergangenen Jahre als Grundlage für die weitere Fortschreibung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in der Planungsregion Landshut zugrunde gelegt. Es wird angenommen, dass bis 2020 sowohl bei der Wasserkraft als auch bei der Windenergie 30 % des technischen Zubaupotenzials und bis 2030 100 % des technischen Zubaupotenzials erschlossen werden kann.
- **Szenario II:** Auch Szenario II legt die Zubauraten der Erneuerbaren Energien der vergangenen Jahre zugrunde, geht jedoch davon aus, dass das Windpotenzial nicht genutzt wird. Für die Wasserkraft gelten die Annahmen aus Szenario I.
- **Szenario III:** In Szenario III gelten die Annahmen entsprechend des Szenario I, es wird jedoch angenommen, dass das Biogaspotenzial nicht realisiert wird.

Es zeigt sich, dass im „maximalen“ Szenario 1 ein Netzausbau von rd. 635 km im 20 kV Netz und einer von rd. 30-50 km im 110 kV Netz notwendig wäre. Szenario 2 (Windenergie wird nicht berücksichtigt) verdeutlicht dabei, dass der wesentliche „Treiber“ für den Netzausbau in der Planungsregion die erneuerbare Energie „Windenergie“ ist (vgl. Kapitel 4.3).

Energiestrategie

Zur Erreichung der bundesdeutschen bzw. der Pariser Ziele bis 2030 (7,5 bzw. 5.1 t/Kopf CO₂-Emissionen) in der Planungsregion Landshut ist es notwendig:

- Die ausgewiesenen Potenziale zur elektrischen und thermischen Effizienzsteigerung und Energieeinsparung in den einzelnen Verbrauchergruppen gemäß Szenario 2 (Zeithorizont bis 2030, vgl. Kapitel 4.1.3) zu forcieren.
- Die ausgewiesenen Potenziale zum Ausbau der Erneuerbaren Energien weiter vorangetrieben werden. Ziel ist die Realisierung von 30 % des Zubaupotenzials (Gesamtpotenzial abzüglich Bestand) bis 2030 über alle Energieträger bzw. eine Kompensation, falls ein Energieträger nicht mehr weiterverfolgt werden soll (z.B. Priorisierung der Zubaupotenziale Photovoltaik anstatt Biogas).
- Hierdurch kann der CO₂-Ausstoß von aktuell 9,2 t (2013) auf ca. 4,9 t im Jahr 2030 im Regionalen Planungsverband gesenkt werden.

Es zeigt sich, dass durch den Ausbau von 30 % des ausgewiesenen Zubaupotenzials Erneuerbarer Energien über alle Energieträger hinweg, ein Netzausbau von rd. 235 km im 20 kV Netz und einer von rd. 30-50 km im 110 kV Netz notwendig wäre (vgl. Kapitel 5).

Maßnahmenkatalog

Eines der Kernziele des Energiekonzepts war die Erstellung eines umsetzungsorientierten und praxisbezogenen Maßnahmenkataloges auf Verbandsebene, der konkrete Handlungsempfehlungen aufzeigt, um die in den vorhergehenden Kapiteln ausgearbeiteten Potenziale in der Praxis umzusetzen.

Hierfür wurden basierend auf der Bestandsanalyse und Potenzialabschätzung insgesamt 24 Projektvorschläge ausgearbeitet, die im Rahmen von 7 Steuerungsrunden und 4 Regionalkonferenzen mit den beteiligten Akteuren abgestimmt wurden. Die Projektvorschläge sollen erste Schritte zur Umsetzung der identifizierten Potenziale zur Effizienzsteigerung und zum Ausbau der Energiebereitstellung aus Erneuerbaren Energien aufzeigen.

Aus dem Maßnahmenkatalog wurden dann exemplarisch drei Modellprojekte ausgewählt und einer detaillierten Betrachtung unterzogen:

1. Effizienzsteigerung von Biogas-BHKW-Anlagen

Im Rahmen der Ist-Analyse wurde ausgearbeitet, dass die Planungsregion Landshut flächendeckend über eine große Anzahl an Biogasanlagen unterschiedlicher Leistungsklassen von 30 kW_{el} bis 1.400 kW_{el} mit einer Gesamtleistung von rund 83.000 kW_{el} verfügt. Derzeit ist das Ziel des BHKW-Betriebs die Maximierung der Stromproduktion zur Optimierung der EEG-Einspeisemengen nach den gesetzlichen Regelungen des EEG 2004, 2009 und 2012. Im Bilanzjahr 2013 wurden 544 Mio kWh elektrische Energie zur regenerativen Stromproduktion bereitgestellt (bilanziell rund 25% des gesamten Stromverbrauchs in der Planungsregion 13). Insbesondere im Hinblick auf eine notwendige Flexibilisierung der Stromerzeugung stellen Biogasanlagen eine hohe Systemrelevanz für die Energiewende in der Planungsregion dar.

Im Rahmen des detailliert betrachteten Modellprojekts wurden konkrete technische Ansätze zu einer flächendeckenden Effizienzsteigerung und Flexibilisierung der Stromerzeugung für die Anlagen im Ist-Zustand ausgearbeitet, um die eingesetzten Rohstoffe effizienter zu nutzen, und die BHKW Systeme langfristig für den Zeitraum nach der EEG-Förderung vorzubereiten. Durch ORC-Anlagen/ Abgasturbinen und Repowering von Biogas-BHKW-Anlagen in der Planungsregion lässt sich die Stromausbeute aus Biogasanlagen ohne zusätzlichen Substratbedarf wie folgt steigern:

- ➔ Das technische Potential für den Einsatz von ORC-Anlagen/Abgasturbinen liegt bei 2.473 kW_{el}, was einer prozentualen Steigerung der installierten Leistung von 3,0 % entspricht.
- ➔ Durch Repowering aller Biogas-BHKW in der Planungsregion liegt das technische Potential bei zusätzlichen 5.418 kW_{el}. Dies entspricht einer prozentualen Steigerung von 6,5 %.

Wird das Potential für ORC-Anlagen und Repowering komplett genutzt, könnte die installierte elektrische Leistung folglich um 7.891 kW_{el} und die erzeugte Strommenge um ca. 51 Mio. kWh_{el} erhöht werden. Dies entspricht einer prozentualen Steigerung von 9,5 % gegenüber dem Ist-Zustand.

Neben der Verbesserung der technischen Aggregate und einer Verbesserung der Gesamteffizienz kann durch einen flexiblen Betrieb der Biogasanlagen in der Planungsregion Landshut die Grundlage für einen langfristig wirtschaftlichen und systemdienlichen Betrieb geschaffen werden. Aufgrund der hohen Bedeutung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen in der Planungsregion Landshut wird die Durchführung eines umfassenden Demonstrationsvorhabens mit weiteren Berechnungen und konkreter Umsetzung in der Praxis empfohlen.

2. Effizienzsteigerungspotenziale in der Industrie zur Nutzung der Abwärmepotenziale

Auf der Grundlage der Ist-Analyse vor allem durch die Befragung der „größten“ Industriebetriebe in der Planungsregion Landshut aber auch durch den Energieatlas Bayern konnten einige Abwärmepotenziale in der Region identifiziert werden. Diese Wärmeenergie, die i.d.R. als „Abfallprodukt“ eines technischen Prozesses erzeugt wird, liegt je nach Abwärmequelle in unterschiedlichen Größenordnungen, Temperaturniveaus sowie unterschiedlicher Verfügbarkeit vor. Im Rahmen dieses Modellprojektes sollten die vorhandenen Abwärmepotenziale kategorisiert und bewertet und auf Basis dieser Ergebnisse die tatsächliche Nutzung der Potenziale geklärt werden. Zu diesem Zweck ist mit allen Betrieben nochmals telefonisch Kontakt aufgenommen worden. Bei den beiden größten vorliegenden Abwärmepotenzialen bei der BMW AG am Standort Landshut sowie am Standort Dingolfing sind vor Ort Termine durchgeführt worden, um das tatsächlich nutzbare Potenzial beziffern zu können. Als Ergebnis des Modellprojektes kann festgehalten werden, dass in der Planungsregion Landshut, zum einen einige Betriebe die Abwärme bereits intern nutzen oder planen diese zu nutzen und zum anderen von den noch bestehenden Abwärmepotenzialen (gemäß Befragung und Daten Energieatlas) keine (excl. Firma Högl ggf. Realisierung eines Wärmenetzes) extern tatsächlich nutzbaren Potenziale vorhanden sind.

3. Optimierung der Nutzung vorhandener Photovoltaik Dachanlagen

Auf Basis der Ist-Analyse hat sich gezeigt, dass ein Großteil (ca. 60 %) der 39.134 Photovoltaikdachanlagen der Planungsregion Landshut Anlagen der Größenklasse >10-100 kWp zuzuordnen ist. Da Besitzer von Photovoltaikbestandsanlagen zunehmend mit der Frage konfrontiert sind, ob eine Umstellung weg von der Stromvolleinspeisung hin zu mehr Eigenverbrauch des erzeugten Stroms vor Ort für Ihre Anlage sinnvoll ist, ist im Rahmen dieses Modellprojektes ein entsprechendes Excel-Tool erarbeitet worden.

Das erarbeitete „Tool zur Optimierung von Photovoltaik-Bestandsanlagen“ auf Excel-Basis richtet sich an Privatpersonen und damit an die Bürgerinnen und Bürger der Planungsregion Landshut, die bereits Besitzer einer Photovoltaikdachanlage (Anlagenleistung < 10 kWp) sind und vergleicht folgende Verwertungsvarianten mit der Stromvolleinspeisung (Referenzszenario) für die Restlaufzeit der jeweiligen Anlage:

- Überschusseinspeisung: Nutzung der elektrischen Energie zum Betrieb elektrischer Geräte, wenn Bedarf vorhanden ist, in Verbindung mit Überschusseinspeisung
- Überschusseinspeisung mit Batteriespeicher: Nutzung der elektrischen Energie zum Betrieb elektrischer Geräte in Verbindung mit Speicherung und Überschusseinspeisung

- Überschusseinspeisung mit Heizstab/Wärmepumpe: Nutzung der elektrischen Energie zum Betrieb elektrischer Geräte, Warmwassererzeugung mittels Heizstab/Wärmepumpe in Verbindung mit Überschusseinspeisung

Ein entscheidender Vorteil dieses Tools gegenüber frei verfügbaren Excel-Tools ist, dass zur Berechnung der Varianten der Erzeugungslastgang der jeweiligen Photovoltaikanlage mit dem standardisierten Verbrauchslastgang (d.h. nicht nur gemittelt, sondern zeitaufgelöst) abgeglichen und damit die mögliche Eigenverbrauchsquote der jeweiligen Anlage berechnet wird.

11 Quellenverzeichnis

- [AELF] Amt für Ernährung Landwirtschaft und Forsten Landshut 2013: Telefonat Herr Blümel vom 18.12.2013.
- [Agora] Agora Energiewende 2014: Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz
- [Arge_EES] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik 2013: Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2012, URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/arbeitsgruppe-erneuerbare-energien-statistik,did=629806.html>, Zugriff am 23.07.2015.
- [BAFA Sol] Webseite: www.solaratlas.de Datenabfrage der einzelnen Kommunen nach Postleitzahl, Abfragen vom 20.03.2015 und 02.04.2015.
- [Bauer EU] Bauer Elektrounternehmen GmbH & Co.KG; Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 27.03.2015.
- [Bayernwerk] Bayernwerk AG, Stromabsatzdaten und Einspeisedaten, Stand 2013; Email-Mitteilungen vom 17./18./20.02.2015.
- [Bayernwerk N] Bayernwerk AG, Datensatz des Hochspannungsnetze der Region, Netzplan des Mittelspannungs- und Hochspannungsnetzes; Email-Mitteilung vom 24.02.2015.
- [Bay En] Bayerische Energieagenturen e.V. o.A. : bayerische Energieagenturen, URL: <http://www.energieagenturen.info/index.html>, aufgerufen am 19.10.2015.
- [BayLaSt] Bayerisches Landesamt für Statistik 2014: Datenabfragen auf Genesis-Online Datenbank, URL: <https://www.statistikdaten.bayern.de/genesis/online/logon>.
- [BayStaat] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie, Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern 2011: Leitfaden Energienutzungsplan, München.
- [BayStaat_1] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt, Gesundheit und Verbraucherschutz, Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 2005: Oberflächen-nahe Geothermie-Heizen und Kühlen mit Energie aus dem Untergrund, München, URL: <http://www.stmwivt.bayern.de/fileadmin/Web->

- Dateien/Dokumente/energie-und-rohstoffe/Geothermie.pdf, aufgerufen am 17.08.2012.
- [BayStaat_2] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie 2010: Bayerischer Geothermieatlas - Hydrothermale Energiegewinnung, München.
- [BayStaat_3] Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit o.A.: Leitfaden Wärme-landkarte, aufgerufen am 29.04.2016.
- [BayStaat_4] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2013: Grundsätze zur Förderung der Gründung von Energieagenturen, URL: http://www.stmwi.bayern.de/fileadmin/user_upload/stmwivt/Themen/Foerderprogramme/Dokumente/Foerdergrundsaeetze_Energieagenturen_2013.pdf, aufgerufen am 11.01.2016.
- [BayLaU] Bayerisches Landesamt für Umwelt 2013: Grüngut gesamt, URL: http://www.abfallbilanz.bayern.de/wertstoffe_biologisch_gesamt.asp, aufgerufen am 13.10.2015.
- [BayLaU_1] Bayerisches Landesamt für Umwelt 2013A: Abfälle aus der Biotonne, URL: http://www.abfallbilanz.bayern.de/wertstoffe_biologisch_einwohner.asp, aufgerufen am 13.10.2015.
- [BayVer] Bayerische Vermessungsverwaltung, Open Data, Internetseite: <http://geoportal.bayern.de/bayernatlas/L7ExSNbPC4sb6TPJDbICAiLPd0Fv2v9OnIrPrA5rbixOP8hEaFIVXrbAcpsGQCaUdhZLLGbowYS60u-YtLhY0kUWLQgjSEXxi4eg1dWVUjdS4qhMuLom9A/L7E59/OnI59/S4q5f> Zugriff am 12.03.2015.
- [BHS] IfE GmbH: Abschlussbericht im Vorhaben Entwicklung und Demonstration vernetzter Dampf-, Strom-, Druckluft und Kälteproduktion zur Effizienzsteigerung; Förderkennzeichen REV-0707-0005; Amberg; März 2012.
- [BMU B] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit; Die deutschen Klimaschutzziele, Stand 09.04.2014; Internetseite: <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimapolitik-der-bundesregierung/#c17577>.
- [BMU B_1] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit 2016: Das weltweite Klimaschutz-Abkommen, URL:

- http://www.bmub.bund.de/service/mediathek/infografiken/detailview/?tx_cpsbmgallery_pi1%5BshowUid%5D=50256, aufgerufen am 02.09.2016.
- [BMU 2013] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Hrsg.: Richtlinien zu Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. In: Bundesanzeiger vom 19.04.2013. Berlin, 2013.
- [BMWi 2014] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, 2014.
- [BMWi 2016] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016: Energiebedingte CO₂-Emissionen nach Energieträgern, URL: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/energie-umwelt.html>, aufgerufen am 02.09.2016.
- [BMWi 2016_1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2016: Impulspapier – Strom 230 – Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/strom-2030,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, aufgerufen am 06.10.2016.
- [BNetzA] Bundesnetzagentur o.A.: Stromnetze zukunftssicher gestalten, URL: <http://www.netzausbau.de/>, aufgerufen am 12.09.2016.
- [BundWE] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2015: Erneuerbare-Energien-Gesetzes, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Zugriff am: 23.07.2015.
- [BundWP] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V. 2013: Wärmequelle Luft, URL: <http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/waermequellen/aussen-und-abluft.html>, Zugriff am 11.06.2014.
- [Bürgerdialog] Bürgerdialog Stromnetz o.A.: Netzvorhaben im Überblick, URL: <http://www.buergerdialog-stromnetz.de/buergerdialog-regional.html>, aufgerufen am 13.09.2016.
- [Carmen] Carmen e.V. 2010: Der Brennstoff Strohpellets, URL: <http://www.carmen-ev.de/files/informationen/getreideheizen.pdf>, Zugriff am 14.10.2015.

- [DENA] Deutsche Energieagentur GmbH: Energieeffizienz-online, hier: Die europäische Energieeffizienzrichtlinie; Internetseite: <http://www.energieeffizienz-online.info/rechtliche-rahmenbedingungen/energieeffizienz-richtlinien/energieeffizienz-rl.html>.
- [DENA-Syst] Rehtanz, Christian et al. (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. dena. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin.
- [DWD] Deutscher Wetterdienst 2015: Stärkewindkarte – Station Gottfrieding.
- [DWD_1] Deutscher Wetterdienst: Geodaten zu den mittleren Windgeschwindigkeiten in Bayern in 100 m Höhe.
- [EED] Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und Rates, 25.12.2012.
- [EEG] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014), Stand vom 21.07.2014.
- [EEWärmeG] Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärme-Gesetz, Stand 21.07.2014.
- [Elsner] Elsner, Peter et al. (Hrsg.): Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge (Analyse aus der Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft), München 2015. ISBN: 978-3-9817048-5-3 .
- [EnergieAtlas] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2013: Karten Energieatlas Bayern, URL: <https://www.energieatlas.bayern.de/index.html>.
- [EnergieAtlas_1] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie o.A.: Karten Energieatlas Bayern, URL: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_wasser/potenzial.html, aufgerufen am 12.10.2015.
- [EnergieAtlas_2] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2012: Daten und Fakten, URL: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html, aufgerufen am 13.10.2015.
- [EnergieAtlas_3] Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie 2014: Daten und Fakten, URL:

- https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/daten.html, aufgerufen am 29.04.2016.
- [EnEV] Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung- EnEV), Stand vom 24.10.2015.
- [ENP LA] Energienutzungsplan für das Stadtgebiet Landshut, Schreiben vom 02.02.2015 und Email vom 18.09.2015.
- [EON WK] E.ON Kraftwerke GmbH, Daten zu Isar-Wasserkraftwerken, Email-Mitteilung vom 16.03.2015.
- [ESB] Energienetze Bayern GmbH, Absatzdaten Erdgas, Emails vom 27.03.2015.
- [ESB G] Energienetze Bayern GmbH, Erdgasnetzstruktur, Schreiben vom 16.06.2015.
- [EVEE] Energieversorgung Ergolding-Essenbach GmbH, Absatzdaten Erdgas; Datenübermittlung über Energienetze Bayern GmbH, Emails vom 27.03.2015.
- [EW ROS] Elektrizitätswerke Rosenmühle e.K., Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 16.03.2015.
- [EW SCH S] Elektrizitätswerke Schmid GmbH, Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 12.03.2015.
- [EW SIM S] Elektrizitätswerke Simbach GmbH, Stromabsatzdaten; Internetseite: http://www.hellmannsberger.de/images/stories/NEV_2013.pdf Zugriff am 01.04.2015.
- [EW SIM EE] Elektrizitätswerke Simbach GmbH, Einspeisedaten Erneuerbare Energien; Internetseite: http://www.hellmannsberger.de/images/stories/Zahlen_zum_Erneuerbare.pdf Zugriff am 01.04.2015.
- [FachNa] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2012: Basisdaten Bioenergie.
- [FachNa_1] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. 2011: Untersuchungen zum Vergleich der Stoff- und Energieflüsse von Biogasanlagen zur Vergärung nachwachsender Rohstoffe, URL: http://www.bioenergie-portal.info/fileadmin/bioenergieberatung/sachsen/dateien/Vortraege/2011-01-19_fischer-energieflussbilanzierung_leipzig.pdf, Zugriff am 02.07.2013.
- [FachNa_2] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. o.A.: Faustzahlen Biogas, <http://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>, aufgerufen am 13.10.2015.

- [FENES] Sterner, M.; Eckert, F; Thema, M.; Bauer, F. (2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover.
- [Fra Ind] Fragebögen Industriebetriebe, Anzahl Datensätze: 75.
- [Fra Bio] Fragebögen Biogasanlagenbetreiber, Anzahl Datensätze: 90.
- [Fra Kom] Fragebögen Kommunale Liegenschaften, Anzahl Datensatz: 68.
- [Fraunhofer ISI] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI) 2007: Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung, URL: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/n/de/publikationen/Zukunftsmarkt_Stromspeicherung.pdf, aufgerufen am 21.09.2016.
- [GBS] Geothermie-Wärmegesellschaft Braunau-Simbach mbH; Absatzdaten Geothermieheizwerk; Email-Mitteilung vom 28.05.2015.
- [GEMIS] IINAS GmbH Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien: Globales Emissions-Modell Integrierter Systeme, Version 4.9, Stand Juli 2014; Internetseite: <http://www.iinas.org/gemis-download-de.html>.
- [Geoportal] Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung: Verfügbare Geodaten-dienste, Internetseite: <http://www.geoportal.bayern.de/geoportalbayern/seiten/dienste>.
- [GRA] IfE GmbH: Abschlussbericht im Vorhaben Errichtung, Erprobung und Optimierung eines ganzheitlich vernetzten thermischen Ringleitungsnetzes; Förderkennzeichen REV-0604-0005; Amberg; Oktober 2010.
- [GWGAN S] Gemeindewerke Gangkofen; Absatzdaten Strom und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 10.02.2015.
- [HTW] Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin 2015: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende, URL: <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/HTW-Berlin-Solarspeicherstudie.pdf>, aufgerufen am 21.09.2016.
- [ISEA] Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe – RWTH Aachen: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität, URL: <http://www.sefep.eu/activities/projects->

- studies/Ueberblick_Speichertechnologien_SEFEP_deutsch.pdf, aufgerufen am 21.09.2016.
- [Kaltschmitt] Kaltschmitt M., Wiese A., Streicher W. 2013: Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, Berlin, Heidelberg, Springer Verlag.
- [KBA FZ] Kraftfahrtbundesamt; Fahrzeugzulassungen (FZ): Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden, Stand 01.Januar 2014.
- [KKD 1] Kaminkehrerinnung Niederbayern, Übersicht der installierten Wärmeereuzuger, Email vom 07.04.2015.
- [KKD 2] Datenerhebung IFE GmbH: Kehrbezirksbeschreibungen der einzelnen Kehrbezirke im Regionalen Planungsverband Landshut.
- [KWKG] Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, Stand 21.07.2014.
- [LandDBV] Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung o.A.: Verfügbare Geodaten-dienste, URL: <http://www.geoportal.bayern.de/geoportalbayern/seiten/dienste>, aufgerufen am 13.10.2015.
- [Lkr.Traunstein] Landkreis Traunstein 2016: Energieagentur für die Landkreise Berchtesgadener Land und Traunstein nimmt Fahrt auf, URL: http://www.traunstein.com/wTraunstein/aktuelles/meldungen/20160308_53531937_meldung.php?navanchor=, aufgerufen am 29.04.2016.
- [LfU] Bayerisches Landesamt für Umwelt, Kohlendioxidemissionen, http://www.lfu.bayern.de/umweltqualitaet/umweltbewertung/klima_energie/co2_emissionen/index.htm.
- [LfU_1] Bayerisches Landesamt für Umwelt o.A.: Mischpult „Energimix Bayern vor Ort“ Information zur Berechnung, URL: <https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1232/Information%20zur%20Berechnung.pdf>, aufgerufen am 07.09.2016.
- [Nordex]. Nordex o.A.: Bewährte Technologie-auf neuer Evolutionsstufe, URL: http://www.nordex-online.com/fileadmin/MEDIA/Produktinfos/Nordex_Delta_Broschuere_de.pdf, aufgerufen am 12.10.2015.

- [ObbV] Oberbayerisches Volkblatt 2015: Landkreise gründen Energieagentur, Artikel vom 17.10.2015.
- [OSM] OpenStreetMap Deutschland; Internetpräsenz: www.openstreetmap.de.
- [PlanVer] Regionaler Planungsverband Landshut 2014: Energie – Ziele/Begründung, URL: http://www.region.landshut.org/plan/plan_aktuell/teil_b/b5_zielebegruendung_vers_2014.pdf, aufgerufen am 09.10.2015.
- [Quaschnig] Quaschnig Volker 2016: Sektorkoppelung durch die Energiewende – Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkoppelung.
- [RegNB S] Regierung von Niederbayern, Datensatz Stromleitungen, Email vom 03.02.2015.
- [RegNB G] Regierung von Niederbayern, Datensatz Erdgasleitungen, Email vom 03.02.2015.
- [RegNB G] Regierung von Niederbayern, Datensatz Heizölleitungen, Email vom 03.02.2015.
- [RegNB_1] Regierung von Niederbayern o.A.: Abschluss des Raumordnungsverfahrens für die 380-kV-Freileitung von Altheim nach Adlkofen, URL: http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/aufgabenbereiche/2/raumordnung/verfahren/rov_altheim_adlkofen.php, aufgerufen am 13.09.2016.
- [RegNB_2] Regierung von Niederbayern 2015: 380-kV-Leitung zwischen Altheim - Matzenhof; Teilabschnitt 1: 380-kV-Leitung Altheim - Adlkofen; Vereinfachtes Raumordnungsverfahren gemäß Art. 26 BayLplG; Landesplanerische Beurteilung, URL: http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/media/aufgabenbereiche/2/raumordnung/rov_altheim_adlkofen_lpb.pdf, aufgerufen am 13.09.2016.
- [RegNB_3] Regierung von Niederbayern o.A.: Planfeststellungsverfahren für die geplante 380-kV-Leitung von Altheim nach Adlkofen, URL: www.regierung.niederbayern.bayern.de/aufgabenbereiche/2/verkehrswesen/energieleitungen/pfv_altheim_adlkofen.php, aufgerufen am 13.09.2016.
- [RWTH Aachen] RWTH Aachen Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, URL: http://www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Sauer_Optionen_Speicher_regenerativ_okt06.pdf, aufgerufen am 21.09.2016.
- [SCHA SOL] Gemeinde Schalkham, Übersicht Solarthermieanlagen, Email vom 28.06.2015.

- [StaBa Bev] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung; Bevölkerung (Volkszählungen und aktuell), Stichtag 31.12.2013; Abfrage-Code 12111-101r; Abfrage vom 02.02.2015.
- [StaBa FL] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung; Flächenerhebung nach Art der tatsächlichen Nutzung, Stand 31.12.2013; Abfrage-Code 33111-001r; Abfragen vom 20.02.2015 und 17.03.2015.
- [StaBa Woh] Bayerisches Landesamt für Statistik und Datenverarbeitung; Fortschreibung des Wohngebäude- und Wohnungsbestandes, Stichtage 31.12.2013, 31.12.2000, 31.12.1995, 31.12.1990, Abfrage-Code 31231-001r; Abfrage vom 16.02.2015.
- [StadtReg] Stadt Regensburg 2011: Beschlussvorlage – Bericht über die Arbeit der Energieagentur – Beschluss des Ausschusses für Wirtschaft und Beteiligung vom 25.05.2011, URL: <http://srv19.regensburg.de/bi/vo020.asp?VOLFDNR=6621>, aufgerufen am 19.10.2015.
- [STWDGF S] Stadtwerke Dingolfing GmbH, Absatzdaten Strom und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 30.03.2015.
- [STWDOR S] Stadtwerke Dorfen GmbH, Absatzdaten Strom und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 11.02.2015.
- [STWLAN S] Stadtwerke Landau a. d. Isar; Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 11.02.2015.
- [STWLAN G] Stadtwerke Landau a. d. Isar; Absatzdaten Erdgas; Email-Mitteilung vom 11.02.2015.
- [STWVI S] Stadtwerke Vilsbiburg; Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 13.03.2015.
- [SWM S] Stadtwerke München Infrastruktur GmbH; Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 10.02.2015.
- [SWM WK] Stadtwerke München Infrastruktur GmbH; Daten zum Wasserkraftwerk Uppenberg 2; Email-Mitteilung vom 28.05.2015.
- [SWPAN S] Stadtwerke Pfarrkirchen Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 23.04.2015.
- [TenneT] TenneT 2013: Übersichtsplan, URL: <http://www.regierung.niederbayern.bayern.de/media/aufgabenbereiche/2/verkehrs>

- wesen/energieleitungen/aa0114_01_b151_uek_blattschnitte_v8_2d.pdf, aufgerufen am 13.09.2016.
- [TenneT_1] TenneT 2016: Verfahrensstand, URL: <http://www.tennet.eu/de/unser-netz/onshore-projekte-deutschland/altheim-matzenhof-st-peter/verfahrensstand/>, aufgerufen am 13.09.2016.
- [TenneT_2] TenneT 2016: Rund um den Netzausbau – Verfahren, URL: <http://www.tennet.eu/de/unser-netz/rund-um-den-netzausbau/verfahren/>, aufgerufen am 13.09.2016.
- [TUM] TUM – Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze 2013: Verteilnetzstudie Bayern 2013 – Ausbaubedarf bis 2021 – Basisszenario.
- [Verkehr] Verkehr in Zahlen 2014/2015; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW)
- [wikimedia] Wikimedia o.a.: Bayern, https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/thumb/8/8c/Bavaria,_administrative_divisions_-_de_-_colored.svg/550px-Bavaria,_administrative_divisions_-_de_-_colored.svg.png aufgerufen am 19.10.2015.
- [UEZW S] Überlandzentrale Wörth/Isar-ALtheim Netz AG; Stromabsatzdaten und Einspeisedaten; Email-Mitteilung vom 23.03.2015.
- [Weniger] Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende, Studie, 2015, <http://pvspeicher.htw-berlin.de>, aufgerufen am 22.07.2016
- [ZOLL] Hauptzollamt Landshut, Presse- und Öffentlichkeitsarbeit; Auskunft zu Agrardiesel für das Jahr 2014, Email-Mitteilung vom 16.03.2015.

<http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/bundesumweltministerium-unterstuetzt-aufbau-von-energieeffizienz-netzwerken>; Zugriff am 22.10.2015

12 Anhang

12.1 Steckbriefe der Energieagenturen



Bildquelle: <http://www.rea-augsburg.de/>

Energieagentur Augsburg

Sitz:	Augsburg
Ansprechpartner:	Dr. Sylke Schlenker-Wambach 0821/ 324 – 7300 info@rea-augsburg.de
Link zur Homepage:	http://www.rea-augsburg.de/
Gründungsjahr:	Oktober 2011
Mitarbeiter:	3,84 VZÄ
Rechtsform:	Regio Augsburg Energie e.V. (Trägerverein)
Finanzierung:	Anschubfinanzierung durch das Land Bayern in Höhe von 120 T€ über drei Jahre sowie über den Trägerverein (Höhe unbekannt)
Gesellschafter:	32 Mitglieder darunter <ul style="list-style-type: none"> • Stadt Augsburg • Landkreis Augsburg • Landkreis Aichach-Friedberg • Kommunen • Unternehmen • Verbände, Vereine, Organisationen
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Produkt-und Anbieterneutrale Energieimpulsberatung von Bürgerinnen und Bürgern, Kommunen, Unternehmen und Politik zu Themen wie z.B. <ul style="list-style-type: none"> - Energieeffizientes Planen, Bauen und Modernisieren - Erneuerbare Energien - Energieeffiziente Haustechnik - Energieeffizienz in der Hausgerätetechnik • Bündelung regionaler Kompetenzen • Vernetzung und Kooperation • Öffentlichkeitsarbeit



Bildquelle: <http://www.energieagentur-untermain.de/>

Energieagentur Bayerischer Untermain

Sitz:	Großwallstadt
Ansprechpartner:	Marc Gasper 06022 26-1114
Link zur Homepage:	http://www.energieagentur-untermain.de/
Gründungsjahr:	2013
Mitarbeiter:	1
Rechtsform:	Geschäftsbereich der ZENTEC GmbH
Finanzierung:	Träger ist die ZENTEC Zentrum für Technologie, Existenzgründung und Cooperation GmbH Die Finanzierung der EnergieAgentur erfolgt zu gleichen Teilen durch die Stadt und den Landkreis Aschaffenburg und den Landkreis Miltenberg.
Gesellschafter:	Gesellschafter der Zentec <ul style="list-style-type: none"> • Stadt und Landkreis Aschaffenburg • Landkreis Miltenberg • Gemeinde Großwallstadt • Banken <p>Die Agentur verfügt über eine eigene fünfköpfige Steuerungsgruppe, die Entscheidungen rund um die Agentur trifft (Landräte, Oberbürgermeister Vorsitzende des Gemeindetages auf den Landkreisen).</p>
Tätigkeitsfelder (teilweise Plan):	<ul style="list-style-type: none"> • i.W. Koordinationsfunktion von Maßnah-

- men zur Umsetzung der Energiewende
- Vernetzung und Coaching der Akteure der Energiewende
 - Beratung der Kommunen
 - Kommunales Energiemanagement
 - Energiecoaching für Kommunen
 - Monitoring und Controlling der Umsetzungserfolge
 - Initiierung von (Klimaschutz-)kampagnen auf regionaler Ebene
 - Öffentlichkeitsarbeit



Bildquelle: <http://www.klimaallianz-bamberg.de/>

Klima- und Energieagentur Bamberg

Sitz:	Bamberg
Ansprechpartner:	Ralf Haupt 0951/871500 beratung@klimaallianz-bamberg.de
Link zur Homepage:	http://www.klimaallianz-bamberg.de
Gründungsjahr:	2011
Mitarbeiter:	Geschäftsführer, Klimaschutzbeauftragter (2), Assistenten (2)
Rechtsform:	Die Klima- und Energieagentur Bamberg ist auf der Basis einer Arbeitsgemeinschaft nach Art. 4 des Gesetzes über die kommunale Zusammenarbeit zwischen Stadt und Landkreis Bamberg gebildet worden.
Finanzierung:	Anschubfinanzierung des Land Bayerns in Höhe von 130 T€; weitere Finanzierung über Stadt- und Landkreis.
Gesellschafter:	Stadt und Landkreis Bamberg
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Energieberatungen • Zusammenarbeit mit Bürgergruppen, politischen Gremien, Industrie, Handel und Gewerbe • Zusammenarbeit mit Energieagenturen • Förderung der Umweltbildung und der Öff-

fentlichkeitsarbeit

- Informationsveranstaltungen
- Erarbeitung von Klimaschutz- und Energiekonzepten



Bildquelle: <http://www.energieagentur-cis.de/>

Energieagentur Chiemgau-Inn-Salzach eG

Sitz:	Töging am Inn
Ansprechpartner:	Peter Pospischil 08631 - 394 310 gs-cis@energieagentur-cis.de
Link zur Homepage:	http://www.energieagentur-cis.de/
Gründungsjahr:	2009 (Eintragung als eG) 2005 als Projekt im Rahmen von „Region aktiv“
Mitarbeiter:	3-4 (freie - nach Bedarf wegen Projektabhängigkeit)
Rechtsform:	eingetragene Genossenschaft
Finanzierung:	Projekte
Gesellschafter:	Energieberatung Inn-Salzach e.V. (kommunal getragener Verein als Initiator -> stellt Aufsichtsratsvorsitzenden), Energieberater.
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Energie – Bürgersprechstunden • Information und Fachvorträge • Fördermittelberatung • Hausmeisterschulungen, Mitarbeiterschulungen • Weiterbildungsangebote für Energieberater und Handwerker • Kommunales Energiemanagement • Klimaschutzkonzepte, Energiebilanzen, Energienutzungspläne bzw. deren Begleitung • Beratung für kommunale Liegenschaften • Aktionen, wie z.B. Thermografieaktion • Vermittlung von Experten



Bildquelle: <http://www.energieagentur-nordbayern.de/>

Energieagentur Nordbayern

Sitz:	Nürnberg/Kulmbach
Ansprechpartner:	Erich Maurer 0911/994396-1 maurer@ea-nb.de
Link zur Homepage:	http://www.energieagentur-nordbayern.de/
Gründungsjahr:	2010 (Zusammenschluss der ENERGIEregion GmbH, Nürnberg und der Energieagentur Oberfranken GmbH aus Kulmbach), davor Bestand ab 2009 ein Kooperationsvertrag der beiden Unternehmen
Mitarbeiter:	ca. 20
Rechtsform:	GmbH
Finanzierung:	Projektgeschäft, keine kommunalen Zuschüsse
Gesellschafter:	50% Energieagentur Oberfranken GmbH, 50% Energieregion GmbH
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Energienutzungspläne • Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzepte • Endenergie-Bilanzen • Kommunales Energiemanagement • Branchen Energiekonzepte • Energieberatung im Mittelstand • Kraft-Wärme-Kopplung • Bürgerberatung im Netzwerk



Bildquelle: <http://www.etz-nordoberpfalz.de>

Energie-Technologisches Zentrum Weiden i.d.OPf. GmbH

Sitz:	Weiden
Ansprechpartner:	Matthias Rösch 0961 4 80 29 29-0 info@etz-nordoberpfalz.de
Link zur Homepage:	http://www.etz-nordoberpfalz.de
Gründungsjahr:	2012
Mitarbeiter:	3
Rechtsform:	GmbH
Finanzierung:	Anschubfinanzierung durch das Land Bayern in Höhe von weniger als 120 T€ über drei Jahre
Gesellschafter:	<ul style="list-style-type: none"> • Stadt Weiden • Stadtwerke Weiden • ZukunftsEnergie Nordoberpfalz GmbH
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Energieberatung für Privatpersonen • Energieeffizienzberatung für Unternehmen <ul style="list-style-type: none"> ○ Energiemanagement ○ Projektsteuerung ○ Mitarbeiterschulung ○ Fördermittelberatung • Energieberatung für Kommunen <ul style="list-style-type: none"> ○ Energienutzungspläne ○ Klimaschutzpläne ○ Kommunales Energiemanagement ○ Energiecoaching • Netzwerkveranstaltungen



Bildquelle: <http://www.energieagentur-regensburg.de/>

Energieagentur Regensburg

Sitz:	Regensburg
Ansprechpartner:	Ludwig Friedl 0941 - 298 44 91 – 0 friedl@energieagentur-regensburg.de
Link zur Homepage:	http://www.energieagentur-regensburg.de/
Gründungsjahr:	2009
Mitarbeiter:	ca. 6
Rechtsform:	Verein (130 Vereinsmitglieder; 40 Kommunen und 90 Unternehmen)
Finanzierung:	<ul style="list-style-type: none"> • Anschubfinanzierung durch Europäische Union (Förderprogramm „IEE“) • Mitgliedsbeiträge <ul style="list-style-type: none"> • Getragen durch Stadt und Landkreis Regensburg • Weitere Mitglieder gestaffelt nach Größe • Kommunen je 10 ct/EW
Gesellschafter:	<ul style="list-style-type: none"> • Stadt und Landkreis Regensburg, Mitgliederversammlung und Vorstand
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Energieberatung für Kommunen (z.B. Energienutzungspläne) • Energieberatung für private Haushalte • Energieberatung für Unternehmen • Energie-Monitoring • Netzwerk • Information und Bewusstseinsbildung

- Projektsteuerung



Bildquelle: <http://www.energiewende-ebersberg.de/>

Energieagentur Ebersberg gGmbH

Sitz:	Ebersberg
Ansprechpartner:	Hans Gröbmayr 08092 823 – 108 hans.groebmayr@lra-ebe.de
Link zur Homepage:	http://www.energiewende-ebersberg.de/
Gründungsjahr:	Juli 2015
Mitarbeiter:	2,5 Mitarbeiter + Masteranden und Praktikanten
Rechtsform:	gemeinnützige GmbH
Finanzierung:	Förderung, Zuschuss Landkreis Ebersberg, Angebote kostenpflichtiger Leistungen
Gesellschafter:	<ul style="list-style-type: none"> • Hauptgesellschafter Landkreis Ebersberg • 17 Gemeinden des Landkreises
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Energieberatung für Privatpersonen, Kommunen und Unternehmen • Bildungsarbeit • Öffentlichkeitsarbeit • Umsetzung des Energienutzungsplans des Landkreises • Kommunales Energiemanagement



Bildquelle: <http://energiewende-oberland.de>

Energiewende Oberland- Bürgerstiftung für Erneuerbare Energien und Energieeinsparung

Sitz:	Penzberg
Ansprechpartner:	Stefan Drexelmeier 08856 80 53 6 – 10 info@energiewende-oberland.de
Link zur Homepage:	http://www.energiewende-oberland.de
Gründungsjahr:	2005
Mitarbeiter	4 / 5
Rechtsform:	Bürgerstiftung e.V
Finanzierung	Öffentlich / Projektierung
Gesellschafter:	236 Stifter (Privatpersonen, Kommunen, Organisationen / Unternehmen)
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Zusammenarbeit mit Bürger/Innen, politischen Entscheidungsträgern, führenden deutschen Unternehmen und regionalen/lokalen Energieversorgern sowie den Kommunen • Umsetzung von öffentlichen Förderprojekten • Öffentlichkeitsarbeit • Bildungsprogramme

Duale Struktur:

Die Energiewende Oberland hat im Juni 2012 ein Kompetenzzentrum Energie EKO e.V. gegründet. Dieser gewerbliche Verein ist in der Lage Dienstleistungen für Kommunen, Privatpersonen und Unternehmen zu erbringen.



Sitz:	Penzberg
Ansprechpartner:	Stefan Drexelmeier 08856 80 53 6 – 10 info@energiewende-oberland.de
Link zur Homepage:	http://kompetenzzentrum-energie.info
Gründungsjahr:	2012
Mitarbeiter	2 / 3
Rechtsform:	e.V
Finanzierung	Öffentlich / Dienstleistungen
Gesellschafter:	Ca. 40 Mitglieder (Kommunen, Unternehmen, Privatpersonen)
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none"> • Beratung von Bürger/Innen, politischen Entscheidungsträgern, führenden deutschen Unternehmen und regionalen/lokalen Energieversorgern sowie Kommunen • Erstellung von Energienutzungsplänen • Energiemanagement • Öffentlichkeitsarbeit



Energie- und
Umweltzentrum Allgäu

Bildquelle: <http://www.eza-allgaeu.de/>

Energie- und Umweltzentrum Allgäu

Sitz:	Kempten
Ansprechpartner:	Martin Sambale 0831 960286-10 sambale@eza-allgaeu.de
Link zur Homepage:	http://www.eza-allgaeu.de/
Gründungsjahr:	1998
Mitarbeiter:	ca. 30
Rechtsform:	energie- und umweltzentrum allgäu gemeinnützige GmbH; Ausgründung einer GmbH für Aktivitäten mit Gewinnabsichten.
Finanzierung:	Gesellschafter mit Zuschuss von 5-7 % Der Rest ist Projekterlöse und Förderprogramme (EU, Bund, Freistaat)
Gesellschafter:	<ul style="list-style-type: none"> • Allgäu GmbH • Euregio via salina • Allgäuer Kraftwerke GmbH (AKW) • AÜW GmbH • Erdgas Kempten-Oberallgäu GmbH • Erdgas schwaben GmbH • Energieversorgung Oberstdorf GmbH • Fachgemeinschaft Ölwärme u. Service GbR • Lechwerke AG • Elektizitätswerke Reutte • Vorarlberger Kraftwerke AG

	<ul style="list-style-type: none">• ZAK Energie GmbH• Biomassehof Allgäu e.G.• KUMAS - Förderverein Kompetenzzentrum Umwelt e.V.• FEE Lindau e.V.
Tätigkeitsfelder:	<ul style="list-style-type: none">• Energieberatung für Privatkunden• Kommunales Energiemanagement• Öffentlichkeitsarbeit• European Energy Award• Energienutzungspläne• Integrierte Energie- und Klimaschutzkonzepte• Energieeffizienz-Netzwerke für Unternehmen• Energieeffizienzberatung<ul style="list-style-type: none">○ Energieberatung nach DIN 16247-1○ Energieberatung im Mittelstand○ Energieausweis für Nichtwohngebäude• Schulungsangebote<ul style="list-style-type: none">○ Nachschulung für Energieberater○ Weiterbildung für Fachleute• Veranstaltung von Messen

13 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht Projektablauf	11
Abbildung 2: Kartenausschnitt des Betrachtungsgebietes (eigene Darstellung, Datenquelle [BayVer][OSM])	12
Abbildung 3: Flächenverteilung im Betrachtungsgebiet (eigene Darstellung, Datenquelle [StaBa FL])	13
Abbildung 4: Endenergieeinsatz für die Landkreise im Bilanzgebiet aufgeschlüsselt nach Energieträgern.....	23
Abbildung 5: Aufteilung des Endenergiebedarfs im Betrachtungsgebiet auf die vier Verbrauchergruppen	24
Abbildung 6: Der absolute elektrische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet.....	27
Abbildung 7: Der spezifische elektrische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet	28
Abbildung 8: Absolute Stromproduktion im Betrachtungsgebiet mit Darstellung der „größeren“ Stromerzeugungsanlagen.....	29
Abbildung 9: Absolute Stromproduktion im Betrachtungsgebiet mit Darstellung der Biogasanlagen	30
Abbildung 10: Bilanzieller Deckungsanteil der Stromproduktion im Betrachtungsgebiet	31
Abbildung 11: Der absolute thermische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet	32
Abbildung 12: Erdgasversorgte Kommunen im Betrachtungsgebiet	33
Abbildung 13: Der spezifische thermische Endenergiebedarf im Betrachtungsgebiet.....	34
Abbildung 14: Die Wärmenetzstruktur im Betrachtungsgebiet.....	35
Abbildung 15: Die absoluten CO ₂ -Emissionen im Betrachtungsgebiet (ohne Berücksichtigung des Verkehrs)	36
Abbildung 16: Die spezifischen CO ₂ -Emissionen im Betrachtungsgebiet (ohne Berücksichtigung des Verkehrs)	37
Abbildung 17: Die Einsparpotenziale elektrisch gemäß Szenario 2 in den einzelnen Landkreisen und der Stadt Landshut	43
Abbildung 18: Die Einsparpotenziale thermisch gemäß Szenario 2 in den einzelnen Landkreisen und der Stadt Landshut	43
Abbildung 19: Darstellung der verschiedenen Potenzialarten.....	45

Abbildung 20: Vorrang- und Vorbehaltsgebiete in der Planungsregion Landshut gemäß Regionalplan / Teilbereich Wind	47
Abbildung 21: Potenzialermittlung Windenergie (1)	48
Abbildung 22: Windenergieanlagen Bestand/Potenzial in der Planungsregion	49
Abbildung 23: Potenzialermittlung Windenergie (2)	50
Abbildung 24: Zubaupotenzial Windenergie je Kommune	51
Abbildung 25: Vorgehensweise Ermittlung Modernisierungs- und Nachrüstungspotenzial Quelle Karte: [EnergieAtlas_1].....	52
Abbildung 26: Vorgehensweise zur Ermittlung des Potenzials für den Neubau von Wasserkraftanlagen Quelle Karte: [EnergieAtlas_1]	53
Abbildung 27: Zubaupotenzial Wasserkraft je Kommune.....	54
Abbildung 28: Vorgehensweise zur Ermittlung des Biomassepotenzials.....	55
Abbildung 29: Zubaupotenzial Biogas_elektrisch	58
Abbildung 30: Zubaupotenzial Biogas_thermisch.....	59
Abbildung 31: Zubaupotenzial Biomasse (holzartig).....	61
Abbildung 32: Temperaturen in 1.500 m Tiefe und 500 m im Vergleich	63
Abbildung 33: Oberflächennahe Geothermie in der Planungsregion.....	65
Abbildung 34: Vorgehensweise zur Ermittlung des Solarpotenzials.....	66
Abbildung 35: Zubaupotenzial Solarthermie.....	68
Abbildung 36: Zubaupotenzial Photovoltaik	69
Abbildung 37: Vorgehensweise Ermittlung Photovoltaikfreiflächenpotenzial	70
Abbildung 38: Bestandanlagen PV-Freiflächen sowie Potenzialflächen entlang der Bahn und Autobahn	71
Abbildung 39: Zubaupotenzial Photovoltaikfreiflächen.....	72
Abbildung 40: Vorgehensweise zur Ermittlung des Abwärmepotenzials	73
Abbildung 41: Standorte der Abwärmequellen in der Planungsregion Landshut	74
Abbildung 42: Abwärmepotenzial je Kommune	75

Abbildung 43: Verteilung des gesamten elektrischen Zubaupotenzials in der Planungsregion Landshut	77
Abbildung 44: Verteilung des thermischen Zubaupotenzials in der Planungsregion Landshut.....	78
Abbildung 45: Zusammenfassung Potenzialanalyse Erneuerbare (Strom)	79
Abbildung 46: Zusammenfassung Potenzialanalyse Erneuerbare (Wärme)	79
Abbildung 47: Anteil Stromerzeugung zu Verbrauch bei Umsetzung des gesamten technischen, elektrischen Zubaupotenzials.....	80
Abbildung 48: Höhe der elektrischen Energieerzeugung sowie mögliche CO ₂ -Einsparung nach Szenarien	82
Abbildung 49: Vorgehensweise zur Aufnahme des Ist-Zustands in der Planungsregion Landshut	86
Abbildung 50: Einteilung des 20-kV-Netzes in der Planungsregion in Netzabschnitte.....	87
Abbildung 51: Verschneidung der Einzelinformationen für die Stromnetzanalyse – 20-kV-Netzabschnitte und 110-kV-Netz	87
Abbildung 52: Jährliche Zubauraten der einzelnen erneuerbaren Energieträger von 2000-2013 auf Basis der GIS-Daten der Bestandsanlagen im Regionalen Planungsverband.....	88
Abbildung 53: Kosten Netzausbau nach Netzebenen	91
Abbildung 54: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Photovoltaik für einen Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020	92
Abbildung 55: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Wasserkraft für einen Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020	93
Abbildung 56: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Windenergie in einem Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020	93
Abbildung 57: Exemplarische Ermittlung des theoretischen Zubaus Biogas für einen Netzabschnitt im Betrachtungszeitraum bis 2020.....	94
Abbildung 58: Summen der Anlagenleistung bis 2020 bzw. 2030 in Szenario I.....	95
Abbildung 59: Summe der technischen Zubaupotenziale je Netzregion	96
Abbildung 60: Windenergiepotenziale sowie Gasinfrastruktur in der Planungsregion.....	104
Abbildung 61: Abweichung von den Zielwerten 2030 im Ist-Zustand	112

Abbildung 62: Abweichungen von den Zielwerten 2030 nach Realisierung des Szenario 2/Abschaltung Kernkraftwerk/ 30% des Potenzials Erneuerbarer Energien	115
Abbildung 63: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung („Pariser-Ziel“) im Bereich der elektrischen Energie bis 2030	116
Abbildung 64: Notwendiger Zubau zur Zielerreichung („Pariser-Ziel“) im Bereich der thermischen Energie bis 2030	117
Abbildung 65: Notwendiger Zubau in MW _{el} zur Zielerreichung („Pariser-Ziel“) bis 2030	118
Abbildung 66: Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz [BNetzA]	124
Abbildung 67: Verlauf der geplanten 380kV Altheim-Matzenhofen	126
Abbildung 68: Empfohlener Trassenverlauf gemäß Raumordnungsverfahren der Regierung von Niederbayern [RegNB_2].....	127
Abbildung 69: Übersichtsplan Altheim-Adlkofen [TenneT].....	128
Abbildung 70: Übersicht der vorgeschlagenen Maßnahmen.....	130
Abbildung 71: Installierte elektrische Leistung pro Jahr und Leistungsklasse	162
Abbildung 72: Anzahl Biogasanlagen und installierte Leistung pro Leistungskategorie.....	163
Abbildung 73: Aufteilung der Biogasanlagen nach Vollbenutzungsstunden (vbh).....	164
Abbildung 74: Zunahme der installierten elektrischen Leistung und Sterbelinie nach Ablauf der Betriebsdauer	164
Abbildung 75: Potential der Abgasnachverstromung durch ORC-Turbinen	166
Abbildung 76: statische Amortisationszeit in Abhängigkeit der Vollbenutzungsstunden und der EEG- Vergütung.....	167
Abbildung 77: Schematischer Aufbau eines Blockheizkraftwerks mit Abgasnutzturbine	169
Abbildung 78: Steigerung des el. Wirkungsgrades durch die Installation einer Abgasnutzturbine....	169
Abbildung 79: Änderung des elektrischen Wirkungsgrads in den BHKW-Leistungsklassen [Quelle: Auswertung ASUE BHKW Kenndaten 2001; 2005; 2011; 2015].....	170
Abbildung 80: Erhöhung der elektrischen Leistung durch Repowering pro Leistungsklasse.....	171
Abbildung 81: Zubau und Sterbelinie der Biogasanlagen mit Berücksichtigung von Repowering ab 2016.....	172
Abbildung 82: Erhöhung der installierten elektrischen Leistung durch Repowering und ORC.....	173

Abbildung 83: Potenzielle Abwärmequellen in der Planungsregion.....	178
Abbildung 84: Verwertbarkeit der Daten der Befragung der Industriebetriebe	179
Abbildung 85: Bewertung des vorhandenen Abwärmepotenzials durch die Unternehmen.....	180
Abbildung 86 Grafische Darstellung der Bewertung des vorhandenen Abwärmepotenzials durch die Unternehmen	181
Abbildung 87: Exemplarische Bewertung einer vorhandenen Abwärmequelle [BayStaat_3]	182
Abbildung 88:Kategorisierung der Abwärmepotenziale auf Basis der Bepunktung	182
Abbildung 89: Darstellung der Kategorisierung der vorhandenen Abwärmepotenziale im Geoinformationssystem	183
Abbildung 90: Verteilung der Photovoltaikdachanlagen auf die verschiedenen Größenklassen	188
Abbildung 91 Baualter der Anlagen bis 10 kWp in der Planungsregion Landshut.....	188
Abbildung 92 Abgleich des Erzeugungs- und des Lastprofils	190
Abbildung 93 Ausgefüllte Eingabemaske der Beispielanlage.....	192
Abbildung 94 Beispielergebnis „PV-Tool“	193
Abbildung 95 Ergebnis "Überschusseinspeisung ohne Speicher"	194
Abbildung 96 Verzeichnis der bestehenden zehn Energieagenturen [BayEn].....	196
Abbildung 97 Regionale Verteilung der Energieagenturen und ihre „Zuständigkeiten“ [BayEn und wikimedia]	197
Abbildung 98 Mögliche Tätigkeitsfelder der Energieagentur Niederbayern [eigener Entwurf].....	200
Abbildung 99 Mögliche Aufteilung der Gesellschaftsanteile [eigener Entwurf]	201
Abbildung 100 Beispielhafte Finanzierungsmöglichkeit zur Grundfinanzierung der Energieagentur [eigener Entwurf]	203
Abbildung 101 Ursprünglich angedachte Finanzierung der Energieagentur für Landkreise in Südostoberbayern in der Startphase sowie ab Jahr 1 [ObbV]	204

14 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Einwohnerzahl zum 31.12.2013 der Kommunen im Betrachtungsgebiet (Datenquelle [StaBa Bev]).....	14
Tabelle 2: Endenergieeinsatz im Bilanzgebiet aufgeschlüsselt nach Energieträgern	22
Tabelle 3: Endenergieeinsatz im Bilanzgebiet aufgeschlüsselt nach Verbrauchergruppen.....	24
Tabelle 4: Die CO ₂ -Äquivalente der jeweiligen Energieträger.....	26
Tabelle 5: Prozentuale Energieeinsparung und Effizienzsteigerung als Basis der Szenarien.....	39
Tabelle 6: Zusammenfassung des künftigen Endenergiebedarfes im Jahr 2030 unter Berücksichtigung der Einsparpotenziale in den 3 Szenarien	41
Tabelle 7: Überschlägige Massen- und Wärmeerträge ausgewählter biogener Reststoffe	61
Tabelle 8: Ausbaubedarf in den verschiedenen Szenarien unter den beschriebenen Annahmen	97
Tabelle 9: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Niederspannungsebene ..	98
Tabelle 10: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Mittelspannungsebene .	98
Tabelle 11: Richtwerte für die Kosten unterschiedlicher Betriebsmittel der Hochspannungsebene...	98
Tabelle 12: Netzausbaubedarf und Richtwerte der Kosten je Szenario.....	99
Tabelle 13: Zielsetzungen der verschiedenen Abkommen	109
Tabelle 14: Zielemissionen in t/Kopf der beiden Abkommen	110
Tabelle 15: Pro Kopf CO ₂ -Emissionen im Jahr 2013	110
Tabelle 16: Pro Kopf CO ₂ -Emissionen im Jahr 2013 und 2030 sowie Abweichungen von den Zielwerten	113
Tabelle 17: CO ₂ -Emissionen pro Kopf 2030 (nach Szenario 2 und Abschaltung Kernkraftwerk sowie Umsetzung von 30 % des Potenzials Erneuerbarer Energien)	114
Tabelle 18: Flächenbedarf in ha/MW _{el} je Energieträger	119
Tabelle 19: Flächenbedarf je Energieträger zu Erreichung des „Pariser-Ziels“ bis 2030	120
Tabelle 20: Auswirkungen auf den Netzausbau für Erreichung des „Pariser_Ziels“ (30 % des technischen Erneuerbaren Zubaupotenzials) bis 2030	121
Tabelle 21: Anzahl und elektrische Leistung der ORC-Anlage in Abhängigkeit der BHKW-Leistung [Quelle: Orcan Energy AG]	165

Tabelle 22: Zusatzleistung durch Repowering in den Jahren 2016 – 2023	172
Tabelle 23: Installierte elektrische Leistung und Potentiale durch ORC-Anlagen und Repowering ...	173
Tabelle 24 Tatsächlich nutzbare Abwärmepotenziale in der Planungsregion	184