

ERARBEITUNG VON HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN ZUR STRATEGISCHEN EINBINDUNG REGENERATIVER ENERGIEN ZUR FORTSCHREIBUNG DES ENERGIEKONZEPTS FÜR DIE REGION TRIER

IM RAHMEN DES MODELLVORHABENS DER RAUMORDNUNG (MORO)

- ABSCHLUSSBERICHT -



Birkenfeld, 30. März 2010

Fachhochschule Trier / Umwelt-Campus Birkenfeld
Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS)
Postfach 1380, 55761 Birkenfeld
Tel.: 06782/17-1221, E-Mail: ifas@umwelt-campus.de
www.stoffstrom.org

Gefördert durch:

Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS)

Projektbearbeitung:

Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS)

Projektleitung:

Prof. Dr. Peter Heck, Geschäftsführender Direktor des IfaS

Projektmanagement:

Dipl.-Ing. (TU) Anja Folz

Dipl.-Ing. (TU) Michael Müller

Dipl.-Betriebswirt (FH) Christoph Pietz

Projektmitarbeit:

Dipl.-Betriebswirt (FH) Christian Koch

Dipl.-Umweltwiss., Dipl.-Ing. (FH) Patrick Marx

Dipl.-Betriebswirt (FH) Manuel D. Schaubt

Dipl.-Ing. Christian Synwoldt

Planungsgruppe agl

Dipl.-Geograph Sascha Saad

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Tabellenverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	V
Einführung	1
1. Wo steht die Region Trier hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energien?	3
1.1 Ermittlung von energetischer Leistung und Produktion der aktuell vorhandenen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien.....	4
1.2 Ermittlung des Strom- und Wärmebedarfs sowie der damit verbundenen CO ₂ -Bilanz	6
1.2.1 Strombedarf	6
1.2.2 Wärmebedarf	6
1.2.3 Energie- und CO ₂ -Bilanz – IST	8
2. Potenziale erneuerbarer Energien	12
2.1 Potenziale Photovoltaik-Freiflächenanlagen	12
2.2 Potenziale Windenergie	15
2.2.1 Ausbaupotenzial Windenergie	16
2.2.2 Ausbaupotenzial Repowering	17
2.2.3 Berechnung der ermittelten Potenziale Windenergie	21
2.2.4 Pauschale Potenzialermittlung Windenergie.....	22
2.2.5 Ausblick theoretische Potenziale Windenergie	23
2.3 Potenziale Wasserkraft	24
2.4 Potenziale Geothermie.....	24
2.4.1 Tiefengeothermie	24
2.4.2 Oberflächennahe Geothermie.....	25
2.4.3 Bewertung der oberflächennahen Erdwärmenutzung	35
3. Nachhaltige Auswirkungen auf die Region Trier durch die Erschließung zusätzlicher Potenziale erneuerbarer Energien	37
3.1 Energie- und CO ₂ -Bilanz – SOLL.....	37
3.2 Ermittlung der regionalen Wertschöpfung durch Nutzung erneuerbarer Energien	40
3.2.1 Regionale Wertschöpfung im Stromsektor.....	40
3.2.2 Regionale Wertschöpfung im Wärmesektor.....	41

3.2.3	Regionale Wertschöpfung in den Sektoren Strom und Wärme	41
4.	Darstellung weiterer, zukünftig notwendiger Infrastrukturen	45
4.1	Infrastruktur Photovoltaik	45
4.1.1	Infrastruktur Gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen.....	46
4.1.2	Infrastruktur Photovoltaik-Freiflächenanlagen	46
4.2	Infrastruktur Windenergie.....	47
4.3	Infrastruktur Wasserkraft.....	52
4.4	Infrastruktur Geothermie	52
4.5	Infrastruktur Biogas.....	53
4.6	Fazit Infrastruktur	59
5.	Entscheidungshilfen und Handlungsempfehlungen für die Adressaten des Energiekonzeptes	60
5.1	Flächeneffizienz erneuerbarer Energieträger.....	60
5.1.1	Betrachtete Erneuerbare-Energien-Arten und energetische Amortisation von Anlagen.....	60
5.1.2	Energieertrag.....	63
5.1.3	Return on Invest	64
5.1.4	Arbeitsplatzschaffung	65
5.1.5	Energiebedarf bei der Biomasseproduktion.....	66
5.1.6	Fazit Flächeneffizienz.....	67
5.2	Schwerpunkträume für die Nutzung regenerativer Energien	68
5.2.1	Schwerpunkträume Oberflächennahe Geothermie.....	69
5.2.2	Schwerpunkträume Wasserkraft.....	69
5.2.3	Schwerpunkträume Biomasse	71
5.2.4	Schwerpunkträume Photovoltaik	75
5.2.5	Schwerpunkträume Windenergie.....	77
5.2.6	Zusammenfassung der Anlagenstandorte zur Erzeugung erneuerbarer Energien.....	80
5.2.7	Empfehlungen	83
6.	Regionalökonomische Optimierung durch energetischen Verbund	85
6.1	Energieautarkie als langfristiges Szenario	85
6.2	Herausforderungen beim energetischen Verbund	86
6.3	Stand der Wissenschaft und Technik	88
6.4	Methodik	89

6.5	Ergebnisse	90
6.6	Zusammenfassung und Ausblick	94
	Anlage I – Energiesteckbrief	96
	Anlage II – Kriterienkatalog Photovoltaik-Freiflächenanlagen	97
	Anhang III – Windenergie	102

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Aktuelle Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern	5
Tabelle 2: Gelieferte Daten der Stromversorger	6
Tabelle 3: Gelieferte Daten der Wärmeversorger BAFA und Schornsteinfeger	7
Tabelle 4: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Strom- und Wärmeverbrauch	8
Tabelle 5: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Stromverbrauch	9
Tabelle 6: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Wärmeverbrauch	9
Tabelle 7: Zu erwartende installierbare Leistung und Stromerträge sowie die damit verbundene CO ₂ -Vermeidung durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen auf den ermittelten Freiflächen	14
Tabelle 8: Vergleich der Repoweringmodelle „Fläche“ und „Abstand“	20
Tabelle 9: Vier Szenarien zur Erschließung der ermittelten Windenergie- und PV-Freiflächenpotenziale.....	38
Tabelle 10: Vier Szenarien zur gesamten Stromausbeute aus erneuerbaren Energieträgern.....	38
Tabelle 11: Vier Szenarien zum Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Gesamtstrombedarfs	38
Tabelle 12: Netzverluste für verschiedene Energieträger	54
Tabelle 13: Energetische und wirtschaftliche Indikatoren	62
Tabelle 14: Verhältnis zwischen Kostenaufwand und Primärenergieertrag ..	63

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Beitrag verschiedener erneuerbarer Energieträger zur regenerativen Energieversorgung.....	5
Abbildung 2: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Strom- und Wärmeverbrauch.....	8
Abbildung 3: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Stromverbrauch	9
Abbildung 4: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Wärmeverbrauch	10
Abbildung 5: CO ₂ -Bilanz auf Basis der aktuellen Energieerzeugung	11
Abbildung 6: Vorranggebiete für Windenergie und Hochspannungsnetze ...	16
Abbildung 7: Anlagenstandorte im Windpark	18
Abbildung 8: Repowering eines flächigen Windparks	19
Abbildung 9: Repowering eines eindimensionalen Windparks.....	19
Abbildung 10: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Standortqualifizierung für Erdwärmesonden	28
Abbildung 11: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Bitburg-Prüm.....	31
Abbildung 12: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Karte der Ortsgemeinde Bleialf.....	32
Abbildung 13: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Vulkaneifel	32
Abbildung 14: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Berncastel-Wittlich	33
Abbildung 15: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten in der kreisfreien Stadt Trier	34
Abbildung 16: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Trier-Saarburg.....	35
Abbildung 17: Vier Szenarien zur CO ₂ -Bilanz durch Nutzung der ermittelten Potenziale in der Region Trier.....	39
Abbildung 18: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Bitburg Prüm	49
Abbildung 19: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Vulkaneifel.....	50

Abbildung 20: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Bernkastel-Wittlich	51
Abbildung 21: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Trier-Saarburg und Trier	52
Abbildung 22: Biogasanlagen und Erdgasnetze in der Region Trier	57
Abbildung 23: Entfernungen von Biogasanlagen zu Erdgasnetzen in der Region Trier.....	58
Abbildung 24: Bestehende Wasserkraftanlagen.....	70
Abbildung 25: Bestehende, genehmigte und geplante Biogasanalgen.....	72
Abbildung 26: Einzugsgebiet von Erdgasnetzen im Hinblick auf Biogasanlagen.....	74
Abbildung 27: Geeignete und potenzielle Standorte sowie Vorbehaltsgebiete und Ausschlussgebiete für PV-FFA.....	76
Abbildung 28: Bestehende, genehmigte und geplante WEA sowie unbebaute Vorranggebiete	79
Abbildung 29: Standorte Erneuerbarer-Energien-Anlagen	82
Abbildung 30: Energetischer Verbund	88
Abbildung 31: Deckungsgrad Status Quo.....	90
Abbildung 32: Deckungsgrad Szenario 25 %	91
Abbildung 33: Deckungsgrad Szenario 50 %	92
Abbildung 34: Deckungsgrad Szenario 75 %	93
Abbildung 35: Deckungsgrad Szenario 100 %	94

Einführung

Die Planungsgemeinschaft (PLG) Region Trier als Träger der Regionalplanung ist verpflichtet Festlegungen hinsichtlich der Einbettung von Energiefragen in den regionalen Raumordnungsplan zu treffen. Hierfür bedarf es der Fortschreibung des Energiekonzeptes für die Region Trier 2001¹, welches zur Einbettung in die Raumplanung erstellt wurde.

Die PLG Region Trier beauftragte das Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS) am Umwelt-Campus Birkenfeld, Handlungsempfehlungen zur strategischen Einbindung regenerativer Energien in das regionale Energiekonzept zu erarbeiten, die in die Fortschreibung des Energiekonzeptes einfließen werden.

Der vorliegende Abschlussbericht stellt die Ergebnisse und Erkenntnisse der Erarbeitung dieser Handlungsempfehlungen seit Auftragsbeginn dar (Oktober 2009). Dabei werden die Ergebnisse und Erkenntnisse der Arbeitspakete beschrieben, die von IfaS und dem Subauftragnehmer, die Planungsgruppe agl aus Saarbrücken, bearbeitet wurden. Arbeitspakete, die von der PLG Region Trier selbst ausgearbeitet wurden, sind bei der Herleitung von Handlungsempfehlungen an erforderlichen Stellen berücksichtigt worden (z. B. Photovoltaik-Freiflächenpotenziale). Im Folgenden ist die Zuteilung der einzelnen Arbeitspakete zu den Institutionen dargestellt:

PLG

- Beitrag des Energiekonzeptes 2001 zur Ist-Situation
- Potenziale Freiflächensolaranlagen (Ermittlung der Standorte und Flächengrößen)
- Potenziale Wasserkraft (aufgrund des bereits weitestgehend erschlossenen Potenzials wurde dieses Arbeitspaket zu Beginn des Projektstarts aufgehoben)

agl

¹ Planungsgemeinschaft Region Trier, Körperschaft des öffentlichen Rechts; Regionales Energiekonzept für die Region Trier als Beitrag für eine nachhaltige Entwicklung; Materialien und Informationen, Heft 24; Trier 2001.

- Beratung Potenziale Wasserkraft (aufgrund des bereits weitestgehend erschlossenen Potenzials wurde dieses Arbeitspaket zu Beginn des Projektstarts aufgehoben)
- Schwerpunkträume und Raumverträglichkeit von erneuerbaren Energien

IfaS

- Anteil regenerativer Energien
- Energiebedarf (Strom und Wärme)
- Regionale Wertschöpfung durch regenerative Energien
- Beratung Potenzialermittlung Freiflächensolaranlagen (Bewertung des durch die PLG erstellten Kriterienkatalogs und Errechnung der energetischen Potenziale auf der Grundlage der ermittelten Flächen durch die PLG)
- Repowering Windkraft (Das vertraglich vereinbarte Aufgabenspektrum sah vor, Windenergiepotenziale unberücksichtigt zu lassen. Im Verlauf der Projektbearbeitung wurden jedoch signifikante Zubau- und Repoweringpotenziale mit aufgenommen.)
- Zusätzliche Infrastruktur
- Potenziale oberflächennahe Geothermie
- Flächeneffizienz regenerativer Energien
- Energetischer Verbund

Im Folgenden werden die Arbeitspakete, die angewandte Methodik zu deren Bearbeitung und schließlich die Ergebnisse erläutert. Die Darstellung wurde hierbei abweichend von der oben aufgeführten Klassifizierung nach Themenbereichen gegliedert.

1. Wo steht die Region Trier hinsichtlich der Nutzung erneuerbarer Energien?

In der Region Trier ist eine hohe Dichte an verschiedenen Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie (Solar, Wind, Biomasse, Erdwärme, Wasser) anzutreffen. Nachfolgend werden die aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern produzierte Energiemengen und deren Anteile zur Deckung des regionalen Energiebedarfs sowie die damit verbundene CO₂-Bilanz dargestellt. Hierbei soll aufgezeigt werden, wie weit die Region vom Ziel einer 100 % bilanziellen Selbstversorgung auf regenerativer Basis entfernt ist und ob dieses durch die Erschließung zusätzlicher Potenziale erreicht werden kann. Aufgrund der verfügbaren Datenlage wurde als Bilanzjahr 2008 gewählt.²

Zunächst wurden sowohl der Strom- als auch Wärmebedarf in der Region Trier ermittelt. Zur Ermittlung des Strombedarfs wurde Datenmaterial über die gelieferten Strommengen bei den Energieversorgern der Region Trier abgefragt. Des Weiteren wurden die eingespeisten Strommengen verschiedener erneuerbarer Energien summiert und die Strommengen ermittelt, die nicht in der Region Trier erzeugt sondern von außerhalb bezogen werden (deutscher Strommix auf fossiler, atomarer und regenerativer Basis).

Für die Ermittlung des Wärmebedarfs wurden durch die Energieversorger Daten zu Erdgaslieferungen zur Verfügung gestellt. Die Ermittlung des Wärmebedarfs durch nicht leitungsgebundene Energiebereitstellung basiert auf Daten über Heizungsanlagen sowie deren Anzahl und Leistung, welche vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und dem Bezirksschornsteinfegermeister aus Trier zur Verfügung gestellt wurden. Anhand von Erfahrungswerten (z. B. Volllaststunden) und statistischen Daten (z. B. Verifizierung der gelieferten Daten über die Anlagenanzahl anhand von Einwohnerzahlen) wurde dann die benötigte Wärmemenge für die Region Trier bilanziert.

² Zwar wurden von einem Energieversorger Daten zu Stromlieferungen aus dem Jahr 2007 und nicht 2008 zur Verfügung gestellt. Es ist jedoch davon auszugehen, dass sich der Strombedarf der Region Trier – gerade vor dem Hintergrund des breitflächigen Betrachtungsraums – im Verlauf eines Jahres in Summe kaum ändert und das Ergebnis somit realistisch ausfällt.

Die zukünftige Betrachtung der energetischen Situation beschränkt sich auf den Bereich Strom, da die Erhebung zusätzlicher Potenziale im Wärmebereich nach Aufgabenstellung durch den Auftraggeber (PLG Region Trier) nicht erfolgte.

1.1 Ermittlung von energetischer Leistung und Produktion der aktuell vorhandenen Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien

Zur Ermittlung der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Energiemengen wurden Daten über die im Jahr 2008 eingespeisten Strommengen aus Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Wasserkraftwerken und Anlagen auf Basis von Biomasse folgender Energieversorger herangezogen:

- SWT - Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
- RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH
- RWE Innogy (Großwasserkraftwerke, nicht gefördert durch das Erneuerbare Energien Gesetz)³

Vom Bezirksschornsteinfegermeister wurden Daten über die Anzahl und Leistung der in der Region Trier genutzten Einzelraumfeuerstätten, z. B. Kachelöfen und offene Kamine, geliefert. Hierbei handelt es sich vor allem um Heizeinrichtungen zum Einsatz von holzartigen Brennstoffen, insbesondere Stückholz.⁴ Heizanlagen, die mit Pellets oder Holzhackschnitzel beschickt werden, tragen im Bereich der Einzelraumfeuerstätten, aufgrund ihres recht neu verbreiteten Einsatz, anteilig nur gering zur Wärmebedarfsdeckung bei und wurden aus diesem Grund nicht weiter differenziert. Um den Wärmebedarf zu ermitteln, wurden bei der Berechnung entsprechend der Anlagenalter und der Anlagenleistungen Volllaststunden angenommen, die auf Erfahrungswerten des IfaS beruhen.⁵

³ Internetseite von RWE Innogy: <http://www.rwe.com/web/cms/de/86688/rwe-innogy/erneuerbare-energien/wasser/kraftwerkliste-deutschland/> (letzter Aufruf: 15. März 2010)

⁴ Einzelfeuerstätten auf Basis von Heizöl- oder Kohlefeuerung (Deputatkohle) finden sich anteilig lediglich im Promillebereich und werden deshalb nicht differenziert aufgeführt.

⁵ Zu beachten ist, dass die Nutzung von Einzelraumfeuerstätten sehr stark vom Verhalten der Betreiber abhängt und es somit zu geringen Ergebnisverzerrungen kommen kann.

Ergänzend wurden Daten über die durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) geförderten, innovativen Anlagen zur Wärmeerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger angefordert (Biomasse basierte Heizanlagen, Solarthermieanlagen, Wärmepumpen). Auch hier wurden Erfahrungswerte (Volllaststunden) zur Wärmebedarfsermittlung herangezogen. Auf dieser Datenbasis wurde die jährliche, in der Region Trier erzeugte Menge an **erneuerbarer Energie** in Höhe von rund **2.422 GWh** ermittelt, wobei etwa **1.416 GWh/a Strom** und ca. **1.006 GWh/a Wärme** erzeugt werden. Die nachstehenden Tabellen und Kreisdiagramme zeigen die Aufteilung der erzeugten Energiemengen auf die verschiedenen erneuerbaren Energieträger:

Erneuerbarer Strom	1.416 GWh
Wind	770 GWh
Biomasse	93 GWh
Wasser	522 GWh
PV	30 GWh
Deponie-/Klär gas	2 GWh

Erneuerbare Wärme	1.006 GWh
Pellets	352 GWh
Scheitholz	335 GWh
HHS	6 GWh
Solarthermie	23 GWh
Wärmepumpen	1 GWh
Einzelraumfeuerstätten	289 GWh

Tabelle 1: Aktuelle Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern⁶

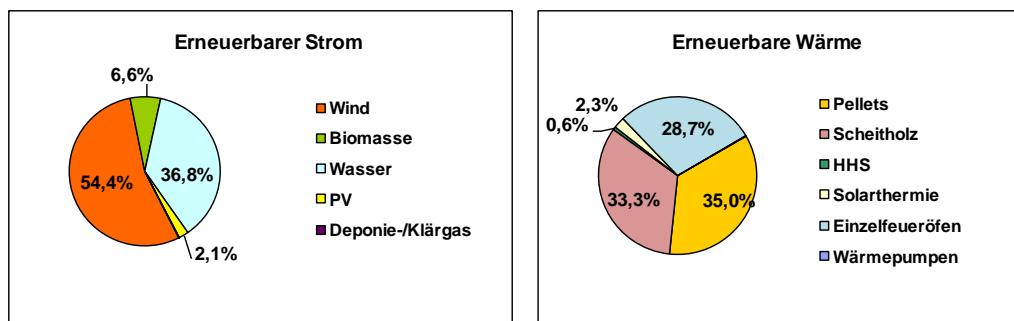


Abbildung 1: Beitrag verschiedener erneuerbarer Energieträger zur regenerativen Energieversorgung

⁶ SWT – Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH; RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH; RWE Innogy

1.2 Ermittlung des Strom- und Wärmebedarfs sowie der damit verbundenen CO₂-Bilanz

1.2.1 Strombedarf

Der Strombedarf der Region Trier wurde anhand der von folgenden Energieversorgern gelieferten Daten ermittelt:

- SWT – Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH
- RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH

Die RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH versorgte die Region Trier im Jahr 2007 mit einer Strommenge in Höhe von rund 1.865 GWh, wovon ca. 884 GWh/a auf Haushalte und Kleinverbraucher (Kleingewerbe und Landwirtschaft) entfielen.

Die SWT – Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH versorgte die Region Trier im Jahr 2008 mit ca. 642 GWh Strom, wovon etwa 290 GWh an Haushalte und Kleinverbraucher geliefert wurden.

Der gesamte jährliche Strombedarf in der Region Trier beträgt demnach rund **2.506 GWh**. Haushalte und Kleinverbraucher beziehen davon ca. 1.174 GWh/a, der Rest entfällt auf die Industrie. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die verfügbaren Daten der Stromversorger:

Datenquelle	Strommenge		Bezugsjahr
	gesamt	Haushalte & Kleinverbraucher	
RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH	1.865 GWh	884 GWh	2007
SWT - Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH	642 GWh	290 GWh	2008

Tabelle 2: Gelieferte Daten der Stromversorger

1.2.2 Wärmebedarf

Zur Ermittlung des Wärmebedarfs wurden Daten über die Erdgasliefermengen in der Region Trier von folgenden Energieversorgern zur Verfügung gestellt:

- Energieversorgung Mittelrhein GmbH
- SWT – Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH

Für die Gasversorgung im Landkreis Vulkaneifel ist die Energieversorgung Mittelrhein GmbH zuständig, sie lieferte im Jahr 2008 rund 280 GWh Erdgas an die Region.

Die SWT – Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH lieferte im Jahr 2008 etwa 1.887 GWh Erdgas in das Versorgungsgebiet der Region Trier.

Somit liegt der gesamte jährliche Erdgasverbrauch der Region Trier bei ca. 2.167 GWh.

Ferner wurde eine Datenanfrage zu Heizanlagen und deren Leistungen beim zuständigen Bezirksschornsteinfegermeister der Region Trier durchgeführt. Entsprechend der Anlagenalter und der Anlagenleistungen wurden Volllaststunden angenommen, um den Wärmeenergieverbrauch zu ermitteln. Demnach beträgt die auf Basis von Heizöl ermittelte Wärmemenge 4.122 GWh/a.⁷

Die Summe der Wärmemenge in der Region Trier setzt sich aus den Berechnungen auf Basis der Schornsteinfegerdaten (Einzelfeuerstätten und Heizölanlagen), den BAFA-Daten (geförderte innovative Erneuerbare-Energien-Anlagen, vgl. 1.1) sowie den Daten über gelieferte Erdgasmengen durch die Energieversorger und beträgt rund **7.295 GWh** in 2008.

Im Folgenden ist eine Übersicht über die zur Wärmebedarfsermittlung verwendeten Daten und deren Datenquellen gegeben:

Datenquelle	Energieträger	Wärmemenge	Bezugsjahr
Energieversorgung Mittelrhein GmbH	Erdgas	280 GWh	2008
SWT - Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH	Erdgas	1.887 GWh	2008
Schornsteinfegermeister	Heizöl	4.122 GWh*	2008
BAFA	Holz, Solar, Wärmepumpen	717 GWh*	bis Okt. 2009

* Werteermittlung auf Basis der gelieferten Anlagendaten und angenommenen Volllaststunden

Tabelle 3: Gelieferte Daten der Wärmeversorger BAFA und Schornsteinfeger

⁷ Bei Heizanlagen auf Basis von Heizöl wurden zwar aufgrund der Überdimensionierung älterer Heizungen Korrekturfaktoren eingerechnet, jedoch können Überdimensionierungen um mehrere 100 % auftreten, wodurch die Berechnungen schätzungsweise im einstellig prozentualen Bereich verfälscht sein können.

Aufgrund der Verzerrungen sowohl bei der Ermittlung des Wärmebedarfs anhand der Heizöl- als auch Einzelraumfeuerstätten (vgl. 1.1) wurde die substituierte Menge von Heizöl durch die Nutzung der Einzelraumfeuerstätten nicht berechnet. Außerdem beträgt der Anteil an der Deckung des Gesamtwärmeverbrauchs durch Einzelraumfeuerstätten ca. 4 %, die Berechnungsverzerrungen liegen wahrscheinlich in etwa der gleichen Größenordnung, wodurch eine genauere Ermittlung nicht gegeben wäre.

1.2.3 Energie- und CO₂-Bilanz – IST

Der gesamte Strom- und Wärmebedarf der Region Trier setzt sich aus den ermittelten Werten zum Strom- und Wärmebedarf zusammen und beträgt rund **9.801 GWh/a**.

Erneuerbare Energien decken den heutigen Strom- und Wärmebedarf in der Region Trier zu ca. 24,71 %, wobei im Bereich Elektrizität der größte Anteil erneuerbarer Energien zu verzeichnen ist (siehe unten):

Energieträger	Energiemenge	
Gesamt	9.801 GWh	100,00%
Summe Erneuerbar	2.422 GWh	24,71%
Summe Sonstige	7.379 GWh	75,29%

Tabelle 4: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Strom- und Wärmeverbrauch

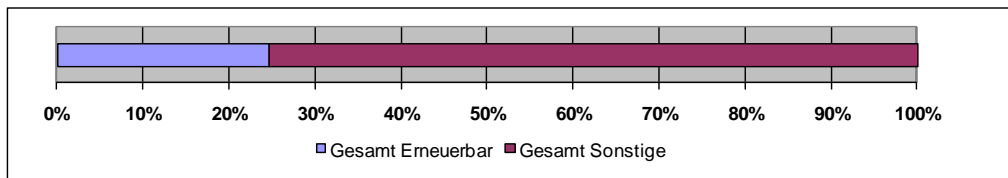


Abbildung 2: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Strom- und Wärmeverbrauch

Im Folgenden ist dargestellt, zu welchen Anteilen die verschiedenen erneuerbare Energieträger zur Deckung des Strombedarfs beitragen (insgesamt ca. 56,5 %). Dabei ist ersichtlich, dass Wind mit fast 31 % den höchsten Beitrag leistet, gefolgt von Wasserkraft mit fast 21 %. Photovoltaik, Biomasse sowie Deponie- und Klärgas kommen auf insgesamt ca. 5 %. Rund 43,5 % ergeben sich aus dem Strommix des deutschen Elektrizitätsnetzes, wobei erneuerbare Energien einen Anteil von 14,2 % aufweisen.⁸ Zusammenfassend stellt sich die Situation wie folgt dar:

⁸ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung; Berlin 2008; S. 12

Energieträger	Strommenge	
Gesamt	2.506 GWh	100,00%
Erneuerbarer Strom	1.416 GWh	56,49%
Wind	770 GWh	30,70%
Biomasse	93 GWh	3,71%
Wasser	522 GWh	20,82%
PV	30 GWh	1,19%
Deponie-/Klär gas	2 GWh	0,07%
Sonstige	1.090 GWh	43,51%

Tabelle 5: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Stromverbrauch

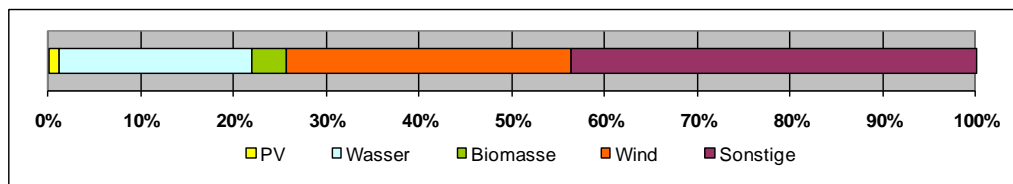


Abbildung 3: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Stromverbrauch

Betrachtet man ausschließlich den Strombedarf der Kleinverbraucher (Haushalte, Kleingewerbe und Landwirtschaft) in Höhe von rund 1.174 GWh (ca. 47 % des Gesamtstromverbrauchs), ohne den industriellen Anteil, würden erneuerbare Energien bereits bei derzeitigem Ausbau zu rund 121 % den Strombedarf decken.

Im Bereich Wärme tragen erneuerbare Energieträger in der Region Trier zu ca. 14 % zur Deckung des Wärmebedarfs bei. Fast der gesamte Anteil im Bereich erneuerbare Wärme wird durch den Energieträger Holz abgedeckt (97 %). Mit 58 % deckt Heizöl den größten Anteil des gesamten Wärmebedarfs der Region Trier, gefolgt von Erdgas mit ca. 28 %. Die Situation ist in nachfolgender Tabelle und Grafik dargestellt.

Energieträger	Wärmemenge	
Gesamt	7.295 GWh	100,00%
Erneuerbare Wärme	1.006 GWh	13,79%
Pellets	352 GWh	4,82%
Scheitholz	335 GWh	4,59%
HHS	6 GWh	0,08%
Solarthermie	23 GWh	0,32%
Wärmepumpen	1 GWh	0,02%
Einzelraumfeuerstätten	289 GWh	3,96%
Erdgas	2.167 GWh	29,70%
Heizöl	4.122 GWh	56,50%

Tabelle 6: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Wärmeverbrauch

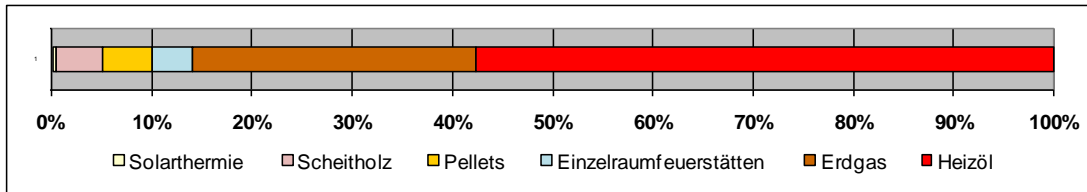


Abbildung 4: Anteil erneuerbarer und fossiler Energieträger am gesamten Wärmeverbrauch

Die mit der aktuellen Strom- und Wärmeerzeugung verbundene CO₂-Bilanz ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt: ohne den Einsatz erneuerbarer Energieträger würden die CO₂-Emissionen durch den Verbrauch fossiler Energieträger jährlich ca. 3,36 Mio. t CO₂ betragen, wobei 1,57 Mio. t CO₂/a auf den Strombereich und 1,78 Mio. t CO₂/a auf den Wärmebereich entfallen (linke Säule „Theoretischer Vergleichswert ohne EE“). Durch die bereits erfolgte Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern fällt die aktuelle Bilanz jedoch aus Sicht des Klimas deutlich besser aus: die **heutigen Emissionen** aufgrund der Energieproduktion belaufen sich in der Region Trier auf ca. **2,22 Mio. t CO₂/a** (mittlere Säule „Heute“), wobei rund 685 Tausend t CO₂/a auf den Stromverbrauch und 1,53 Mio. t CO₂/a auf den Wärmeverbrauch zurückzuführen sind. Durch den gegenwärtigen Betrieb von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien werden somit heute in der Region Trier jährlich etwa **1.14 Mio. t CO₂ eingespart** (rechte Säule „Einsparung durch EE heute“). Rund 898 Tausend t CO₂/a werden im Strombereich, ca. 251 Tausend t CO₂/a im Wärmebereich vermieden.

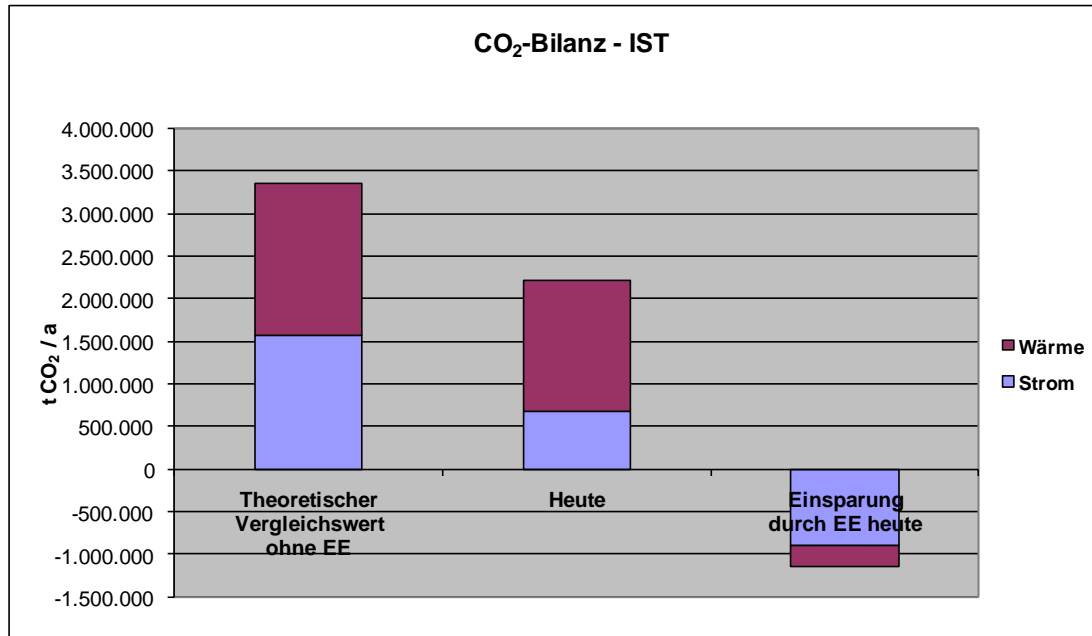


Abbildung 5: CO₂-Bilanz auf Basis der aktuellen Energieerzeugung⁹

⁹ Als Berechnungsgrundlage wurde der vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vorgegebene CO₂-Faktor pro kWh Strom aus dem Elektrizitätsnetz verwendet: 628 g CO₂/kWh.

2. Potenziale erneuerbarer Energien

2.1 Potenziale Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Die Nutzung von Sonnenenergie zur Stromerzeugung bietet in der Region Trier mit einer jährlichen Sonneneinstrahlung von ca. 1.000 bis 1.100 kWh/m² günstige Voraussetzungen.¹⁰ Neben den bereits im Energiekonzept 2001 ermittelten Potenzialen zur Errichtung von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden, wurden innerhalb der vorliegenden Projektstudie Freiflächenpotenziale untersucht. Hier besteht die Möglichkeit der bodennahen Installation von Photovoltaik-Modulen, im Allgemeinen als Photovoltaik-Freiflächenanlage (PV-FFA) bekannt. Dabei werden die Module in optimaler Neigung (30°) und Ausrichtung (180° Süd) hintereinander aufgeständert. Hierbei ist auf genügend Abstand zwischen den einzelnen Modulreihen zu achten, damit es nicht zu einer gegenseitigen Verschattung und somit zu Energieeinbußen führt.

Eine PV-FFA ist mit einem großen Planungsaufwand verbunden. Dennoch kann bei einer ausreichend großen Fläche eine Wirtschaftlichkeit erzielt werden.

Im unbeplanten Außenbereich muss zur Erschließung von Flächen zur PV-FFA der Flächennutzungsplan geändert und daraus Bebauungspläne¹¹ entwickelt werden. Des Weiteren ist auf den Rückbau der Anlagen und auf die Umweltverträglichkeit der Fundamentierung zu achten.

Die von der PLG Region Trier anhand eines umfangreichen Kriterienkataloges ermittelten Eignungsgebiete für die Errichtung von PV-FFA in der Region Trier sind aus Sicht der Regionalplanung konfliktfrei und wurden in Form einer Exceltabelle ausgewertet und berechnet. Zur Ermittlung der auf diesen potenziellen Flächen zu erzielbaren Stromerträge mussten verschiedene Annahmen getroffen werden: Zunächst wurde ein Korrekturfaktor von 80 % angenommen, da mögliche Verschattungen durch Wälder oder Abstände zu Straßen einkalkuliert werden müssen. Daten zur Neigung bzw. Ausrichtung liegen nicht vor, so dass bei der Berechnung von einer 180° Südausrichtung

¹⁰ Softwaretool PV*Sol (1.064 kWh/m²/a)

¹¹ Vgl. § 32 Abs. 2 EEG.

und einer ebenen Fläche ohne Beachtung der Neigung ausgegangen werden muss. Daher kann bei näherer Betrachtung einer speziellen Fläche die tatsächliche installierbare Leistung durchaus abweichen. Dies tritt bspw. dann auf, wenn eine Fläche 10° nach Norden geneigt ist und die Module in einem entsprechend größeren Abstand aufgeständert werden müssen, als es bei einer ebenen Fläche der Fall wäre. Bei der Berechnung wurde von folgenden Parametern ausgegangen:

- Flächenbeanspruchung bei Verwendung von Dickschichtmodulen: $23\text{m}^2/\text{kWp}$
- Flächenbeanspruchung bei Verwendung von Dünnschichtmodulen: $37\text{m}^2/\text{kWp}$
- Stromertrag bei Verwendung von Dickschichtmodulen: $900\text{kWh}/\text{kWp}$
- Stromertrag bei Verwendung von Dünnschichtmodulen: $950\text{kWh}/\text{kWp}$

Neben der Ermittlung von Freiflächen zur Errichtung von PV-FFA, welche der Förderung durch das EEG unterliegen (Ackerflächen), wurden durch die PLG Region Trier auch Grünlandflächen untersucht, welche i. d. R. keinen Anspruch auf EEG-Vergütung erfahren.¹² Sollte die Errichtung einer PV-FFA auf Grünlandflächen nicht durch das EEG vergütet werden können, wird die Wirtschaftlichkeit der Anlage nicht darstellbar. Aus diesem Grund wird von einer Ausweisung solcher Flächen im Flächennutzungsplan zum jetzigen Zeitpunkt abgeraten. Jedoch könnten Grünlandflächen zukünftig eine Relevanz zur Solarstromerzeugung erfahren. Insgesamt wurden 298 Acker- und 486 Grünflächen ermittelt. Bei der Auslegung der Anlagen auf diesen durch die PLG Region Trier ermittelten Flächengrößen wurde zwischen der Dickschicht (kristalline Module)- und Dünnschichttechnologie unterschieden, damit bei der individuellen Planung beide Varianten verglichen werden können.

Potenzielle Ackerflächen

Mit einer installierbaren Leistung von ca. 1.142 MWp auf Seiten der Dickschicht können auf insgesamt 298 Ackerflächen mit einer Gesamtgröße von ca. 2.628 ha etwa **1.000 GWh/a** Strom produziert und 628 Tausend t CO_2/a

¹² Vgl. § 32 EEG

eingespart werden. Im Gegensatz dazu können mit Dünnschichtmodulen ca. 710 MWp installiert, etwa **675 GWh/a** Strom produziert und 424 Tausend t CO₂/a vermieden werden.

Potenzielle Grünlandflächen

Des Weiteren wurden 486 Flächen mit einer gesamten Größe von etwa 4.528 ha als Grünlandflächen ermittelt. Darauf können etwa 1.969 MWp installiert, ca. **1.772 GWh/a** Strom generiert und somit rund 1.113 Mio. t CO₂/a vermieden werden. Mit einer installierbaren Leistung von ca. 1.224 MWp können Dünnschichtmodule etwa **1.163 GWh/a** Strom produzieren und rund 730 Tausend t CO₂/a einsparen.

Die nachfolgende Tabelle stellt das ermittelte Ergebnis über die zu erwartenden installierbaren Leistungen und Energieerträge zusammenfassend dar:

	Potenziale der PV-Freiflächen			
	Ackerflächen		Grünlandflächen	
	Dickschicht	Dünnschicht	Dickschicht	Dünnschicht
Anzahl der Flächen	298	298	486	486
Flächengröße	2.628 ha	2.628 ha	4.528 ha	4.528 ha
Max. Leistung	1.142 MWp	710 MWp	1.969 MWp	1.224 MWp
Stromertrag	1.000 GWh/a	675 GWh/a	1.772 GWh/a	1.163 GWh/a
jährliche CO ₂ -Einsparung	628.000 t	423.900 t	1.112.816 t	730.364 t

Tabelle 7: Zu erwartende installierbare Leistung und Stromerträge sowie die damit verbundene CO₂-Vermeidung durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen auf den ermittelten Freiflächen

Für die Errichtung einer PV-FFA auf Ackerflächen gibt der Solarenergie-Förderverein e.V. (SFV) folgende Empfehlungen:

- Die Umwandlung von Ackerland in Grünland muss zum Zweck der Errichtung der Anlage erfolgt sein.
- Zum Zeitpunkt der Antragstellung darf die Fläche noch kein Grünland gewesen sein.
- Auf der Fläche muss vor der Antragstellung mindestens drei Jahre lang aktiv Feldbau betrieben worden sein.
- Die Flächen müssen vor der Errichtung der Anlagen in Grünland umgewandelt worden sein.

Neben der Nutzung der Ackerflächen ist es möglich, die Grünflächen in Ackerflächen umzuwandeln, sodass in drei Jahren die nötigen Bedingungen für die Erstellung eines Bebauungsplans vorliegen würden.

Die weitere Betrachtung zukünftiger Potenziale in der vorliegenden Studie basiert auf der Dünnschichttechnologie, da sich diese bei der Errichtung von PV-FFA aus mehreren Gründen bewährt hat: Dünnschichtmodule sind kostengünstiger, da man zu deren Herstellung weniger Energie benötigt, was sich auch positiv in der ökologischen Bilanz widerspiegelt und sie erzielen auch bei nicht optimaler Einstrahlung (diffuse Strahlung, Teilverschattung) rentable Erträge (dies ist gerade bei PV-FFA relevant, da bspw. hochgewachsenes Gras Schatten werfen kann).

2.2 Potenziale Windenergie

Die Windenergie stellt derzeit den größten Anteil an der regenerativen Versorgung in der Region dar und liefert 30,7 % des Strombedarfs. Mehr als 400 Windkraftanlagen verfügen über eine installierte Leistung von ca. 523 MW und speisen jährlich rund 770 GWh elektrische Energie in die Versorgungsnetze ein (vgl. 1.1).

In der Region Trier sind auf einer Fläche von 2.411 ha 90 Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie ausgewiesen. Die Vorranggebiete beanspruchen damit 0,5 % der Fläche der Region Trier (4.913 km²). Von den insgesamt ca. 400 betriebenen Windenergieanlagen (WEA) befinden sich rund drei Viertel innerhalb von Vorranggebieten. Für weitere 65 Anlagen sind Standorte in Planung bzw. bereits genehmigt, die installierte Leistung wird damit um weitere 100 MW ausgebaut (Stand 2008).

Die folgende Karte zeigt die ausgewiesenen Vorranggebiete für die Nutzung von Windenergie sowie die Hochspannungsnetze in der Region Trier.

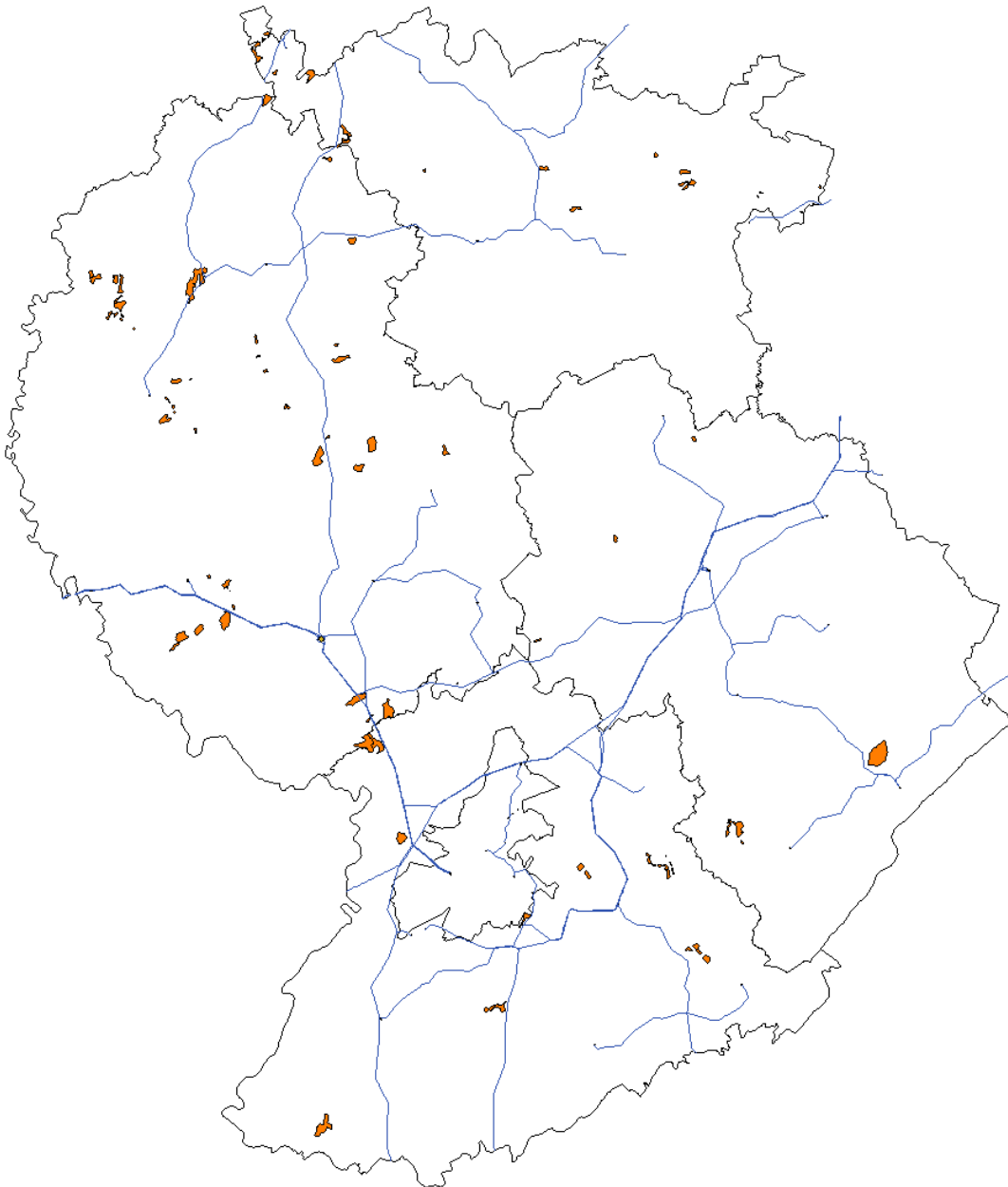


Abbildung 6: Vorranggebiete für Windenergie und Hochspannungsnetze

2.2.1 Ausbaupotenzial Windenergie

Das Potenzial an Anlagenstandorten in den Vorranggebieten ist noch nicht vollständig ausgeschöpft. Acht Vorranggebiete mit einem Potenzial von ca. 20 Standorten für Windkraftanlagen sind noch unbebaut, in 47 Vorranggebieten ist das Standortpotenzial nur teilweise ausgeschöpft. Theoretisch können in den ausgewiesenen Bereichen noch 139 WEA errichtet werden (siehe Anhang III: „Ausbaupotenzial in Vorranggebieten“). Dabei wurde für Standorte

mit einer durchschnittlichen Windgeschwindigkeit von bis zu 7 m/s eine Anlagengröße von 3 MW zu Grunde gelegt (131 Standorte) und für Standorte mit mehr als 7 m/s eine Leistung von 4,5 MW (8 Standorte). Der Vereinfachung halber wird im Folgenden von 139 Standorten für 3 MW-Anlagen ausgegangen.

2.2.2 Ausbaupotenzial Repowering

Ein weiteres Ausbaupotenzial entsteht durch das Repowering, dem Austausch kleinerer WEA älterer Baujahre durch leistungstärkere Anlagen der aktuellen Generation.

Der Einsatz von WEA größerer Leistung impliziert unter anderem:

- Bei ansonsten gleichen Standortbedingungen (mittlere Windgeschwindigkeit, Windgeschwindigkeit im Nennpunkt der Anlage) wachsen die Rotorfläche proportional zur Nennleistung bzw. der Rotorradius proportional zur Quadratwurzel der Leistung.
- Proportional zur Vergrößerung des Rotorradius sinkt die Rotationsgeschwindigkeit (die Umlaufgeschwindigkeit der Rotorblattspitzen bleibt konstant).
- Proportional mit dem Rotorradius steigt der (Mindest-)Abstand zwischen den Anlagenstandorten.
- Die Anzahl der Anlagen innerhalb eines Windparks sinkt.
- Die installierte Leistung des Windparks bleibt unverändert oder vergrößert sich.

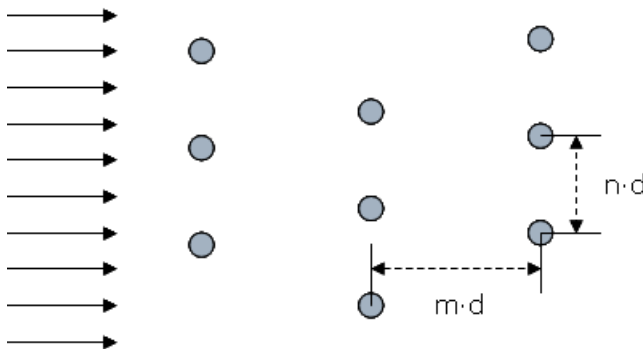
Sowohl durch die geringere Anzahl der WEA wie auch durch die mit größeren Rotoren einhergehende Reduzierung der Drehzahl werden optische Beeinträchtigungen vermindert. Auf Grund von Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen kann das theoretische Repowering-Potenzial gegebenenfalls nur eingeschränkt ausgeschöpft werden.

Insbesondere die beiden letzten Punkte (Anlagenanzahl und –abstand nach Durchführung der Repoweringmaßnahme) sollen im Folgenden Gegenstand einer genaueren Untersuchung sein, um auch hier quantitative Aussagen treffen zu können. Für die Bestimmung der Anlagenanzahl *nach* der

Repoweringmaßnahmen sind die Abstandsverhältnisse zwischen den neuen Standorten und damit der Flächenbedarf pro Windanlage maßgeblich.

Prinzipiell bietet sich ein Ansatz an, der von einer flächigen Verteilung der WEA ausgeht und für die Auslegung von Windparks herangezogen wird.

Die folgende Abbildung zeigt eine Anordnung der Anlagenstandorte im Windpark.



d: Rotordurchmesser; n: 3-5; m: 5-9

Abbildung 7: Anlagenstandorte im Windpark

Die Abstände der WEA liegen in Vorzugswindrichtung (Region Trier: aus West) typischerweise 5-9 Rotordurchmesser auseinander, um eine gegenseitige Abschattung zu vermeiden. Quer zur Hauptwindrichtung können die Anlagen dichter positioniert werden (3-5 Rotordurchmesser). Aus diesem Ansatz resultiert eine Proportionalität des Flächenbedarfs zur Leistung der Anlagen.

Die folgende Abbildung stellt das Repowering eines flächigen Windparks dar:

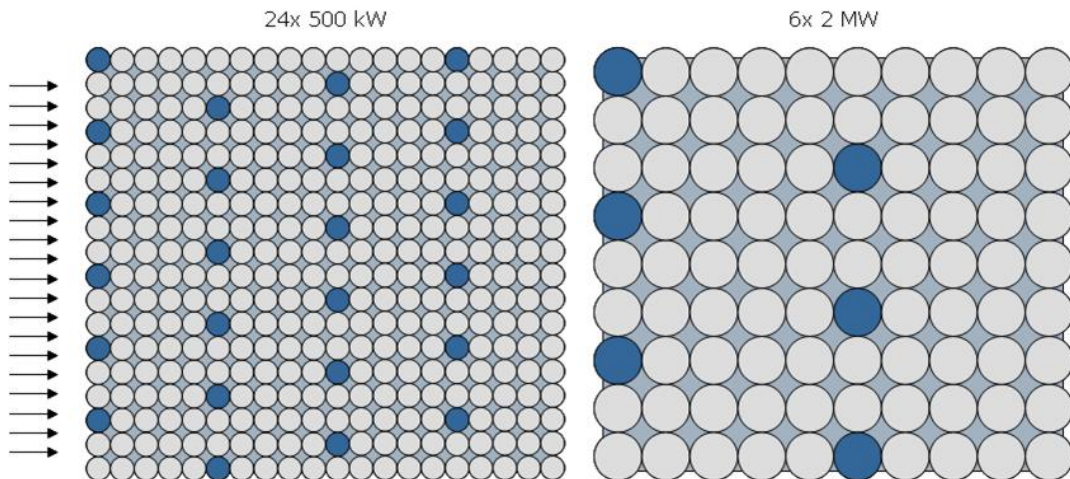


Abbildung 8: Repowering eines flächigen Windparks

Aus diesem Ansatz folgt eine Konstanz der Windparkleistung bei proportional zur Anlagenleistung reduzierter Anlagenzahl.

$$\frac{n_{alt}}{n_{repower}} \sim \frac{P_{repower}}{P_{alt}} \Rightarrow P_{windpark} = const. \quad (\text{Ansatz 1, Fläche})$$

Bereits an den in Abbildung 9 dargestellten Skizzen wird deutlich, dass dieser Ansatz nur bei hinreichend großer, zweidimensionaler Ausdehnung der Windparks zweckmäßig ist; eine kleine – eher eindimensionale – Ausdehnung des Windparks würde nicht den *Flächenbedarf* (zweidimensionaler Abstand zur nächsten Anlage), sondern den *Abstand* innerhalb einer Reihe hervorheben. Diese Betrachtung bildet den Ausgangspunkt für den zweiten Ansatz, dargestellt in der nächsten Abbildung.

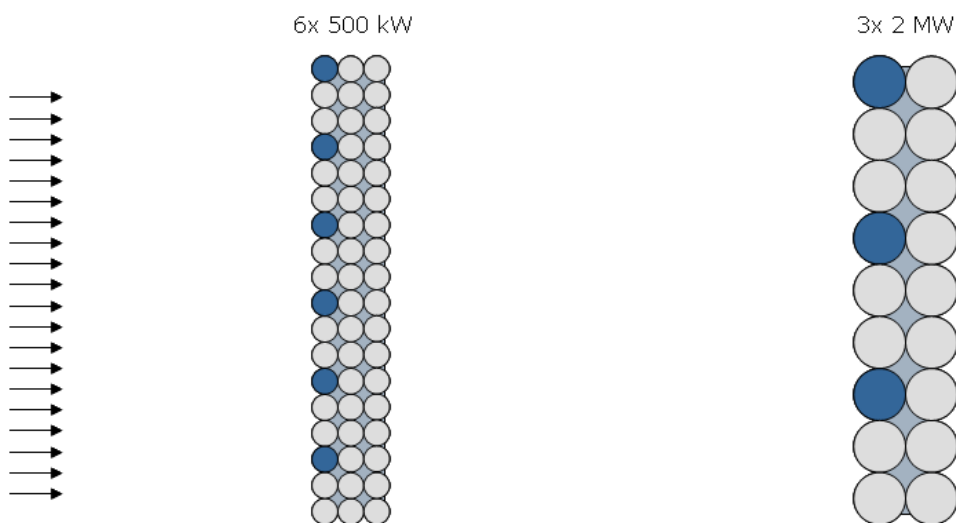


Abbildung 9: Repowering eines eindimensionalen Windparks

In diesem Fall ist mit einer deutlich gesteigerten Windparkleistung durch die Repowering-Maßnahme zu rechnen. Die Anzahl der Anlagen nimmt hier nur proportional zur Wurzel der Leistung der Einzelanlagen ab.

$$\frac{n_{alt}}{n_{repower}} \sim \sqrt{\frac{P_{repower}}{P_{alt}}} \Rightarrow P_{windpark, repower} > P_{windpark, alt} \quad (\text{Ansatz 2, Abstand})$$

Welche der hier vorgestellten Modelle ist zweckmäßiger Weise für das Repowering von Windanlagen in der Region Trier zu verwenden?

Werden die ausgewiesenen Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie in der Region näher betrachtet, so fallen zwei Punkte auf:

- Die Mehrzahl der Vorranggebiete hat eine vergleichsweise kleine flächenmäßige Ausdehnung. Der Durchschnittswert von ca. 27 ha täuscht: Fast 60 % der 90 Vorranggebiete sind kleiner als 20 ha, nur 4 Flächen verfügen über mehr als 100 ha.
- Der derzeitige Besatz mit Anlagenstandorten innerhalb der Vorranggebiete ist deutlich dichter, als die in Abbildung 8 angegebenen Richtwerte.

Der erste Punkt liefert die Entscheidungsbasis für das anzuwendende Modell (hier: Ansatz 2, *Abstand*); ein Vergleich der beiden Ansätze zeigt zudem in der nachfolgenden Tabelle die vergleichsweise geringe Differenz an Anlagenstandorten – ein Beleg für die Vorteilhaftigkeit des *Abstands*-Ansatzes bei den überwiegend kleinen Flächen der ausgewiesenen Vorranggebiete.

	aktuell*	Repowering (Fläche)		Repowering (Abstand)	
	Anzahl	Anzahl	Differenz	Anzahl	Differenz
Eifelkreis Bitburg Prüm	151	83	-45%	102	-32%
Vulkaneifel	69	38	-45%	45	-35%
Berncastel-Wittlich	27	15	-44%	20	-26%
Trier-Saarburg	60	38	-37%	43	-28%
Summe	307	174	-43%	210	-32%

* Die grau hinterlegte Spalte gibt das Potenzial derjenigen Standorte an, die bis zum Jahr 2014 für ein Repowering in Frage kommen (Anlagenlaufzeit > 10 Jahre).

Tabelle 8: Vergleich der Repoweringmodelle „Fläche“ und „Abstand“

Durch das Repowering wird die Anzahl von Anlagenstandorten um rund ein Drittel reduziert. Da sich die durch das Repowering neu aufgestellten Anla-

gen ausschließlich in den ausgewiesenen Vorranggebieten befinden, würden nahezu sämtliche Standorte außerhalb der Vorranggebiete verschwinden.

Auf Grund der Modellbildung über das Verhältnis der installierten Leistung von Anlagen vor und nach dem Repowering spielt der zweite Punkt, die absoluten Abstände im heutigen Bebauungszustand, für keinen der beiden Ansätze eine entscheidende Rolle. Er liefert jedoch die Grundlage für eine pauschale Potenzialabschätzung der Vorranggebiete allein anhand der Flächen der einzelnen Gebiete (mehr dazu weiter unten im Abschnitt „Pauschale Potenzialermittlung“).

Generell ist festzuhalten, dass die vergleichsweise hohe Dichte von Anlagenstandorten innerhalb der Windparks auch mit topografischen Gegebenheiten erklärt werden kann; die Standortbedingungen im Mittelgebirge (Hunsrück, Eifel) unterscheiden sich deutlich von küstennahen Regionen oder der norddeutschen Tiefebene weiter im Binnenland.

2.2.3 Berechnung der ermittelten Potenziale Windenergie

Auf der Ebene der vier betrachteten Landkreise wurden folgende Potenziale innerhalb der ausgewiesenen Vorranggebiete ermittelt:

- Repoweringpotenzial von Anlagen in Vorranggebieten,
- Repoweringpotenzial von Anlagen außerhalb von Vorranggebieten (die Anlagenstandorte werden im Zuge der Repowering-Maßnahme auf derzeit unbebaute Standorte in den Vorranggebieten umgezogen, da ein Ausbau oder Repowering außerhalb von Vorranggebieten rechtlich nicht zulässig ist),
- Ausbaupotenzial der nach dem Repowering verbliebenen freien Standorte innerhalb der Vorranggebiete.
- Anhand der so belegten Standorte in den 90 Vorranggebieten können die installierte Leistung und die Jahresarbeit abgeschätzt werden. Dabei wird von folgenden Annahmen ausgegangen:
- In 2010 und 2011 vom Repowering betroffene Standorte werden mit 3 MW-Anlagen bebaut;

- Ab 2012 vom Repowering betroffene Standorte werden mit 4 MW-Anlagen bebaut;
- Alle Standorte im verbliebenen Ausbaupotenzial werden mit 3 MW-Anlagen bebaut;
- 3 MW-Anlagen speisen mit 2.300 Volllaststunden pro Jahr ein;
- 4 MW-Anlagen speisen mit 2.600 Volllaststunden pro Jahr ein;

Im Falle der vollständigen Bebauung der 90 Vorranggebiete würde sich ab 2014 auf der hier vorgestellten Basis eine installierte Leistung von rund 1,1 GW (heute: 523 MW) ergeben. Die Windenergieanlagen können **jährlich etwa 2.400 GWh** (heute: 770 GWh) Elektrizität einspeisen. Details dazu befinden sich im Anhang III Abschnitt „Repowering“.

Insgesamt würden damit (bilanziell) etwa 96 % des Strombedarfs in der Region allein durch Windenergie gedeckt. Aktuell beträgt der Windenergieanteil knapp 31 % (vgl. 1.1).

Zwar entsprechen die Zahlen von aktuellem Stand und Potenzialabschätzung nach dem Durchführen von Repoweringmaßnahmen einer Analogie zu gängigen Relationen bezüglich installierter Leistung und eingespeister Jahresarbeit. Dennoch ist in diesem Fall zu beachten, dass das zusätzliche Ausschöpfen des – nach der durch das Repowering bedingten Standortverlagerung in die Vorranggebiete – noch vorhandenen Ausbaupotenzials eine direkte Vergleichbarkeit nicht erlaubt.

2.2.4 Pauschale Potenzialermittlung Windenergie

Unabhängig von der oben beschriebenen, sehr detaillierten Betrachtung der einzelnen Anlagenstandorte und Vorranggebiete, wurde parallel ein zweiter Denkansatz entwickelt.

Ausgangspunkt der Überlegung sind reale Anlagendaten (Vestas V90, 3 MW und Enercon E112, 4,5 MW), die in einem Windparkmuster, wie in Abbildung 9 dargestellt, angenommen werden. Für drei Parametersätze (d: Rotor-durchmesser):

1. quer: 4 d, längs: 7 d,
2. quer: 3 d, längs: 5 d,
3. quer: 3 d, längs: 3 d,

wird die theoretische Anzahl von Standorten in den einzelnen Vorranggebieten ermittelt und daraus das Leistungs- und Ertragspotenzial für die Region berechnet.

Besonderes Augenmerk ist bei diesem Vorgehen dem Flächenbedarf pro Anlagenstandort bzw. pro installierte Leistung zu widmen. Aus den Daten einzelner, vollständig ausgebauter Windparks (Fläche jeweils kleiner 100 ha) lässt sich ein Kalibrierfaktor von 2,4-2,5 ha/MW ermitteln. Bezogen auf die oben genannte Vestas V90 mit 3 MW und einem Rotordurchmesser von 90 m ist damit der dritte Parametersatz (Abstände der Anlagen in Quer- und Längsrichtung mit jeweils dreifachem Rotordurchmesser) anzusetzen.

Vorteilhafter Weise liefert der pauschale Flächenansatz ein nahezu identisches Leistungs- und Ertragspotenzial, wie die detaillierte Betrachtung im vorherigen Abschnitt: 1 GW installierte Leistung mit 2,3-2,7 TWh jährlichem Ertrag (Details dazu befinden sich im Anhang im Abschnitt „Vorranggebiete für die Windenergienutzung“).

2.2.5 Ausblick theoretische Potenziale Windenergie

Das derzeit tatsächlich nutzbare Windenergiepotenzial in der Region Trier wird wie dargestellt in den Vorranggebieten für die Windenergienutzung berücksichtigt und damit regionalplanerisch festgelegt. Wie in einer ersten Grobabschätzung ermittelt, gibt es darüber hinaus ein erhebliches theoretisches Windenergiepotenzial in der Region (ca. 15 TWh). Das daraus abzuleitende tatsächlich nutzbare Potenzial kann allerdings aufgrund der technischen Machbarkeit, vorhandener Restriktionen (z. B. Natur- und Landschaftschutz, Immissionsschutz etc.), der rechtlichen Zulässigkeit sowie der wirtschaftlichen Zweckmäßigkeit im Rahmen dieser Arbeit nicht abgeschätzt werden. Hierzu bedarf es einer vertiefenden Untersuchung. Festzuhalten bleibt, dass der Windenergienutzung in der Region Trier bereits heute substantziell Rechnung getragen wird und der Realisierung der in den Vorrang-

gebieten noch vorhandenen Ausbaupotenziale (Zubau- und Repoweringpotenziale) derzeit Vorrang vor der Erschließung neuer Potenziale eingeräumt werden sollte.

2.3 Potenziale Wasserkraft

Nach Angaben des Landesamts für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht Rheinland-Pfalz (LUWG), Herr Schneider (Vortrag am 05.10.2009, zweites Arbeitsgespräch in der Region Trier), ist das nutzbare Wasserkraftpotenzial zur Erzeugung von Strom gefälleabhängig. 97% des derzeit technisch realisierbaren Potenzials in ganz Rheinland-Pfalz sind daher bereits durch die vorhandenen 175 in Betrieb befindlichen Kraftwerke, v. a. an der Mosel, ausgeschöpft. Dieser Wert kann auf die Region Trier übertragen werden und deckt sich ebenfalls mit dem im Energiekonzept 2001 ermittelten Wasserkraftpotenzial. Die verbleibenden 3% entsprechen einer Leistung von ca. 23 GWh und könnten an theoretisch 32 Standorten erwirtschaftet werden. Da dieselbe Leistung bereits durch vier Windkraftanlagen mit je 3 MW Leistung (bei 2000 Volllaststunden pro Jahr) erzeugt werden kann, ist nach derzeitiger Einschätzung ein weiterer Zubau unter den vorhandenen Rahmenbedingungen aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen nur bedingt zu empfehlen.

2.4 Potenziale Geothermie

Geothermie oder Erdwärme ist eine in Wärmeform gespeicherte Energie unterhalb der festen Erdoberfläche und stellt ein weiteres interessantes Energiepotenzial dar, insbesondere da diese im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energien wie z. B. Solar- und Windenergie unabhängig von der Jahres- und Tageszeit fast überall und jederzeit zur Verfügung steht. Man unterscheidet hierbei die Tiefengeothermie und die oberflächennahe Geothermie.

2.4.1 Tiefengeothermie

Aufgrund der zunehmenden Temperaturen im Erdinneren (in Deutschland im Schnitt 3° C pro 100 m Tiefe), ist die Tiefengeothermie besonders interessant. Bei der Tiefengeothermie werden Bohrungen in die tieferen Erdschich-

ten an Standorten mit hoher geothermischer Tiefenstufe vorgenommen. Durch ein Röhrensystem wird Wasser in die tieferen Erdschichten gepumpt und dort erwärmt. Das erwärmte Wasser kann direkt oder über einen Wärmetauscher zu Heizzwecken genutzt werden. Denkbar ist auch die Erzeugung von Wasserdampf, welcher in entsprechenden Turbinen zur Stromgewinnung oder in betrieblichen Prozessen eingesetzt werden kann.

Das Land Rheinland-Pfalz erstellt derzeit einen Tiefengeothermieatlas. Eine Abschätzung über die Eignung der Region Trier kann erst nach Veröffentlichung des Tiefengeothermieatlas erfolgen. Laut dem Landesentwicklungsprogramm (LEP IV) sind in der Region Trier jedoch keine relevanten Gebiete für Tiefengeothermie vorhanden.¹³

2.4.2 Oberflächennahe Geothermie

Das nutzbare Geothermiepotenzial in der Region Trier konzentriert sich vielmehr auf die oberflächennahe Geothermie. Dabei nimmt ein Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel, welches in Rohren zirkuliert – in einer Tiefe von 1,2 m - 2,0 m (Erdwärmekollektoren) oder 50 m - 150 m (Erdwärmesonden) – Wärme aus dem Boden auf und leitet sie an eine Wärmepumpe weiter. Mit Hilfe der Wärmepumpe wird die Wärme unter Einsatz von elektrischer Energie auf ein zum Heizen notwendiges Temperaturniveau angehoben. Sie arbeitet nach dem “umgekehrten” Kühlschranksprinzip. Bei optimaler Auslegung der Anlage können aus einer kWh eingesetzten Strom mehr als vier kWh Wärme erzeugt werden. Hierbei muss eine ausreichend große Fläche zur Verlegung von Wärme aufnehmenden Rohrschlangen (=Erdkollektoren) zur Verfügung stehen. Vorrangig sollten hier neu zu erschließende oder bereits erschlossene Wohngebiete mit genügend Grundstücksfläche betrachtet werden.¹⁴ Die Erdkollektorfläche sollte etwa die 1,5 bis 2-fache Größe der zu beheizenden Wohnfläche aufweisen.¹⁵ Für ein Niedrigenergiehaus mit

¹³ Vgl. Ministerium des Innern und für Sport: Landesentwicklungsprogramm (LEP IV) – Herausforderungen erkennen, nachhaltig handeln, Zukunft gestalten; Mainz 2008; S. 159.

¹⁴ Vgl.: Burkhardt W., Kraus R.; Projektierung von Warmwasserheizungen: Arbeitsmethodik, Anlagenkonzeption, Regeln der Technik, Auslegung, Gesetze, Vorschriften, Wirtschaftlichkeit, Energieeinsparung; 2006; S.69.

¹⁵ Vgl. Wesselak, V., Schabbach, T.; Regenerative Energietechnik; 2009; S. 308.

180 m² Wohnfläche müssten also etwa 360 m² Rohrschlangen verlegt werden. Dabei müssen die Kollektoren aufgrund der Nutzung von Sonnenwärme und deren Zugänglichkeit frei von Beschattung durch Sträucher, Bäume oder angrenzende Gebäude sein und dürfen nicht bebaut werden.¹⁶ Gegebenenfalls ist ein Antrag auf wasserrechtliche Erlaubnis bei der Unteren Wasserbehörde zu stellen.¹⁷

Erdwärmesonden sind eine weitere Möglichkeit, die Erdwärme als regenerative Energiequelle zu erschließen. Beim Bau und Betrieb von Erdwärmesonden ist höchste Sorgfalt zu tragen, um dem Grundwasserschutz nach dem Besorgnisgrundsatz von Wasserhaushaltsgesetz (WHG) und Landeswassergesetz (LWG) Rechnung zu tragen. Im Rahmen der Bewirtschaftung durch die Wasserbehörden – insbesondere für die öffentliche Wasserversorgung – ist der Schutz der Ressource Grundwasser unverzichtbar. Hierbei ist der Besorgnisgrundsatz Ausgangspunkt jeder zulassungsrechtlichen Beurteilung. Beeinträchtigung und Schädigung des Grundwassers (das eine unserer wichtigsten natürlichen Lebensgrundlagen darstellt) sind zu vermeiden.

Die wesentliche Rechtsgrundlage für die Errichtung und den Betrieb von Erdwärmesondenanlagen bilden das Wasserhaushaltsgesetz und das Wassergesetz für das jeweilige Bundesland. In Abhängigkeit von der Gestaltung und Ausführung einer Anlage gelten neben dem Wasserrecht auch bergrechtliche Vorschriften, die sich insbesondere aus dem Bundesberggesetz ergeben.¹⁸

Rahmenbedingungen für Erdwärmesonden

In Abhängigkeit vom hydrogeologischen Untergrundaufbau ist vor dem Bau von Erdwärmesonden eine Standortqualifikation durchzuführen. Wesentliches Gefährdungspotenzial stellt hierbei die Möglichkeit eines Schadstoffeintrags in den oberen Grundwasserleiter bzw. in tiefere Grundwasserstockwer-

¹⁶ Vgl.: Burkhardt W., Kraus R.; Projektierung von Warmwasserheizungen: Arbeitsmethodik, Anlagenkonzeption, Regeln der Technik, Auslegung, Gesetze, Vorschriften, Wirtschaftlichkeit, Energieeinsparung, 2006, S.69.

¹⁷ Vgl. Transferstelle Bingen, Wärmepumpen und oberflächennahe Geothermie

¹⁸ Vgl. Umweltministerium Baden-Württemberg (Hrsg.); Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden; 4. überarbeitete Neuauflage; Stuttgart 2005.

ke aufgrund fehlerhaften Bohrlochausbaus dar. Grundsätzlich ist der Bau von Erdwärmesonden in wasserwirtschaftlich, hydrogeologisch unproblematischen Gebieten nur möglich, wenn eine vollständige Ringraumabdichtung nach der Richtlinie VDI 4640 vorgesehen ist und die Bohrtiefe unter 100 m liegt.

Um die oberflächennahen geothermischen Standorte ermitteln zu können wurde auf Daten und Kartenmaterial des Landesamtes für Geologie und Bergbau - RLP zurückgegriffen. Der aktuelle Bearbeitungsstand kann auf diesen Karten aufgrund von Neuabgrenzungen und Aufhebungen von Wasserschutzgebieten allerdings nicht wiedergegeben werden.

Nachfolgend ist ein Ausschnitt der besagten hydrogeologischen Karte, abgegrenzt auf die Planungsregion Trier, abgebildet. Die Karte zeigt die schematische hydrogeologische und wasserrechtliche Standortqualifizierung für den Bau von Erdwärmesonden auf der Grundlage geowissenschaftlicher Karten, der Trinkwasser- und Heilschutzquellengebiete, der Mineralwasservorkommen und der Einzugsgebiete von Wassergewinnungen mit gehobenem Recht ohne Schutzgebiet.¹⁹

¹⁹ Vgl. Ministerium für Umwelt-, Forsten- und Verbraucherschutz Rheinland-Pfalz: Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden; S. 11-15.

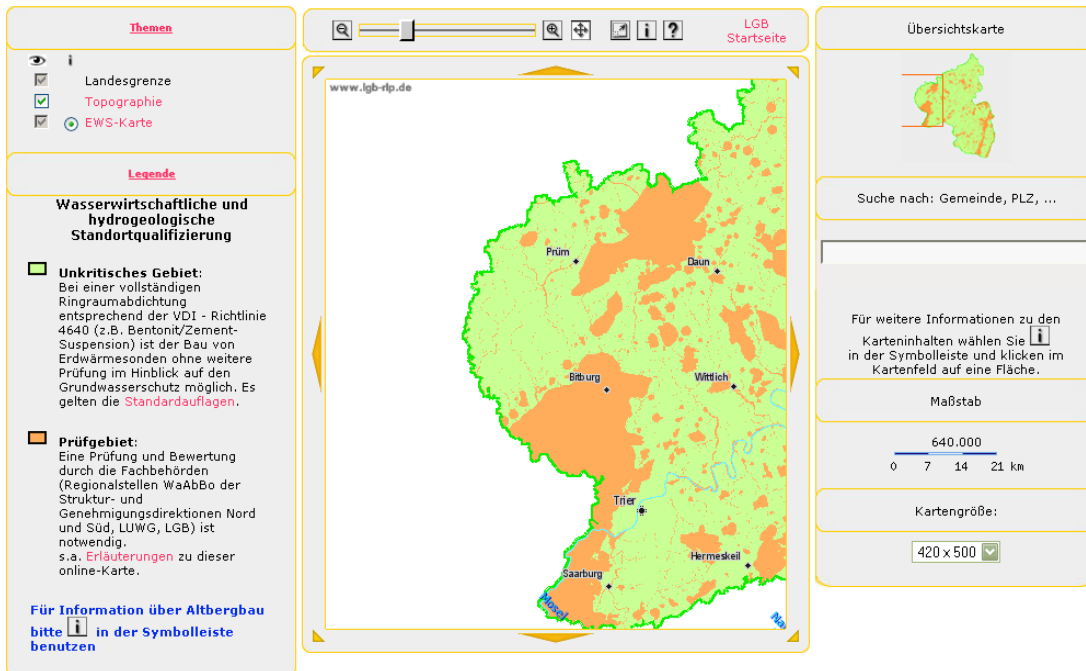


Abbildung 10: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Standortqualifizierung für Erdwärmesonden²⁰

Bei den grün gefärbten Gebieten handelt es sich um unkritische Gebiete. Hierbei ist der Bau von Erdwärmesonden bei einer vollständigen Ringraumabdichtung entsprechend der VDI-Richtlinie 4640, im Hinblick auf den Grundwasserschutz ohne weiteres möglich. Dabei gelten die folgenden Standardauflagen:²¹

- Es dürfen nur qualifizierte Bohrunternehmen beauftragt werden.
- Nach der VDI-Richtlinie 4640 muss eine vollständige Ringraumabdichtung erfolgen (z. B. Betonit/Zementsuspension).
- Um bei der Bohrung im Einzelfall vor Ort sein zu können, muss der Bohrbeginn nach dem Lagerstättengesetz dem Landesamt für Geolo-

²⁰ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: <http://www.lgb-rlp.de/pruefgebiete.html>. (29.12.2009, 10:10 Uhr).

²¹ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz; Abrufbar unter: http://mapserver.lgb-rlp.de/php_erdwaerme/index.phtml (28.12.2009, 13:05 Uhr). Vgl. Landesamt für Geologie und Bergbau – RLP: Standardauflagen zum Bau von Erdwärmesonden in unkritischen Gebieten; S. 1-2.

gie und Bergbau Rheinland-Pfalz min. zwei Wochen im Voraus angezeigt werden.

- Müssen Bohrungen über 100 m unter GOK vorgenommen werden, ist das Vorhaben nach §127 Abs. 1 Ziff.1 des Bundesberggesetzes dem LGB (Abteilung Bergbau) rechtzeitig anzuzeigen.
- Grundwasserstände, Spülungsverluste, evtl. ausgeblasene Wassermengen, Hohlräume, Klüftigkeit etc. sind beim Abteufen der Bohrung zu protokollieren. Bei Abnormitäten, z. B. unerwartet hohe Spülungsverluste im Bohrloch, ist das weitere Vorgehen mit der Unteren Wasserbehörde abzuklären.
- Bei der Bohrung sind angetroffene Schichtenfolgen durch eine geologische Aufnahme zu dokumentieren.
- Die Suspensionsmenge ist zu dokumentieren. Wird das Bohrlochvolumen durch das Verpressvolumen um das zweifache überstiegen, ist der Verpressvorgang zu unterbrechen und die Genehmigungsbehörde unverzüglich zu informieren. Dies ist nötig, weil bei der Ringraumverpressung in hochdurchlässigen Grundwasserleitern Dichtungsmaterial in größeren Mengen in Spalten oder Hohlräume gelangen kann. Es besteht die Gefahr die Grundwasserqualität zu gefährden und dass wasserwegsame Zonen abgedichtet werden. Daher muss die Suspension nach Erhärtung dauerhaft dicht und beständig sein.
- Die Wärmeträgerflüssigkeit darf höchstens der Wassergefährdungsklasse (WGK) 1 zugeordnet werden.
- Das Bohrgut ist bei Schichtenwechsel sowie auch jeden Meter zu entnehmen und für eine Aufnahme durch das LGB einen Monat lang nach Eingang des Schichtenverzeichnisses aufzubewahren.
- Die Materialien, die für die Sonde verwendet werden, müssen dicht und beständig sein. Der Sondenkreislauf ist mit einem Druck-/Strömungswächter auszustatten, der bei Abfall des Flüssigkeitsdrucks in der Anlage die Umwälzpumpe sofort abschaltet, sodass nur geringe Mengen der Wärmeträgerflüssigkeit austreten. Der Druck-

wächter sowie der Sondenkreislauf sind durch den Betreiber regelmäßig (min. alle drei Monate) zu kontrollieren.

- Die orange gefärbten Gebiete (kritische Gebiete/Prüfgebiete) skizzieren Bereiche, in denen u. U. mit folgenden Verhältnissen gerechnet werden muss:²²
- Nähe von privaten Brunnen mit gehobenem Wasserrecht,
- Abgegrenzte Trink- sowie Heilwasserschutzgebiete,
- Nähe von Trinkwassergewinnungsanlagen der öffentlichen Wasserversorgung ohne Trinkwasserschutzgebiet,
- Karstgebiete und tektonisch sehr komplexe Bereiche,
- Austritte von Kohlensäure, die das Abdichtungsmaterial zerstören können,
- Äußerer Bereich abgegrenzter Einzugsgebiete von Mineralwassergewinnung,
- Mögliche artesische Druckverhältnisse,
- Nähe von genutzten Mineralwasserentnahmestellen ohne abgegrenztes Einzugsgebiet und Heilquellen ohne Heilquellenschutzgebiet.
- Nachfolgend werden die einzelnen Bereiche der Region-Trier mit ihren hydrogeologischen Gegebenheiten dargelegt.

²² Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: http://mapserver.lgb-rlp.de/php_erdwaerme/index.phtml (28.12.2009, 13:15 Uhr).

Hydrogeologische Karte des LK Bitburg-Prüm

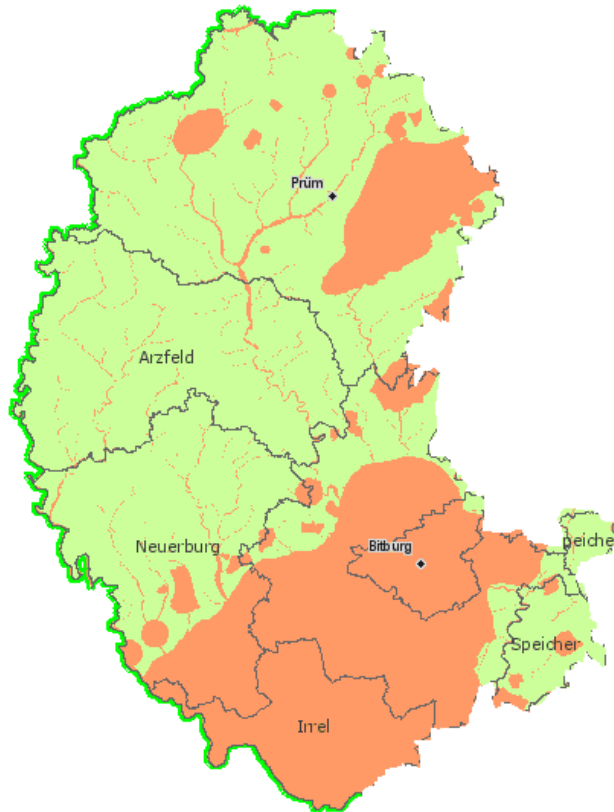


Abbildung 11: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Bitburg-Prüm²³

In der Abbildung 16 ist zu erkennen, dass sich die VG Arzfeld in einem unkritischen Gebiet befindet, die VG Neuerburg hingegen von Südost bis Südwest als Prüfgebiet ausgewiesen ist. Beinahe vollständig in einem Prüfgebiet befinden sich die VG Irrel sowie die VG Bitburg-Land. In der VG Speicher sind lediglich vereinzelt Prüfgebiete vorhanden. In der VG Prüm sind zwei größere Gebiete (Umkreis der Ortsgemeinde Bleialf und im Umkreis von Fleringen) als Prüfgebiet ausgewiesen, wobei sich die übrige Fläche als unkritisches Gebiet für Erdwärmebohrungen erweist.

Die nachstehende Abbildung verdeutlicht die zuvor beschriebenen Gegebenheiten anhand der Gemeinde Bleialf im Landkreis Bitburg-Prüm.

²³ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: <http://www.lgb-rlp.de/pruefgebiete.html>. (29.12.2009, 10:15 Uhr).

Hydrogeologische Karte der Ortsgemeinde Bleialf

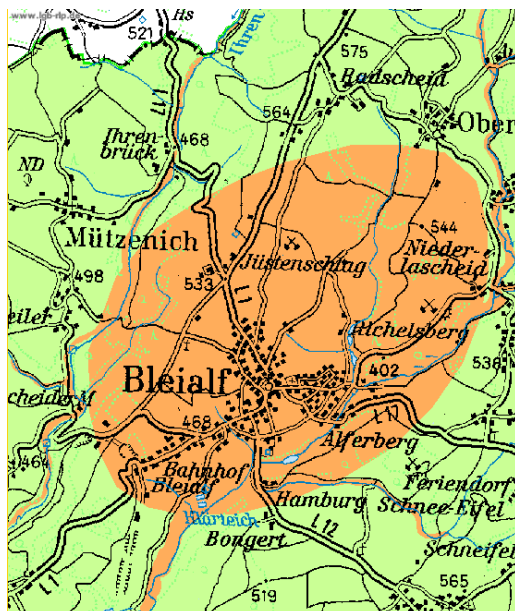


Abbildung 12: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Karte der Ortsgemeinde Bleialf²⁴

Hydrogeologische Karte des LK Vulkaneifel

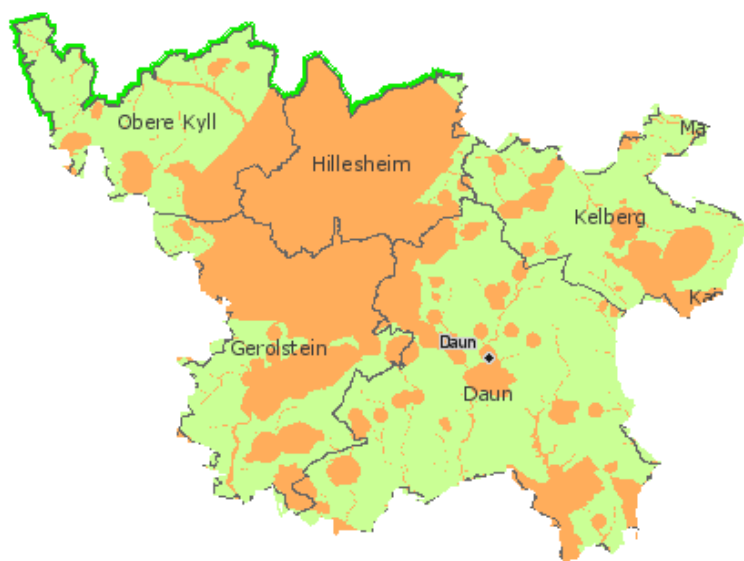


Abbildung 13: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Vulkaneifel²⁵

²⁴ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: <http://www.lgb-rlp.de/pruefgebiete.html>. (29.12.2009, 10:18 Uhr).

²⁵ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: <http://www.lgb-rlp.de/pruefgebiete.html>. (29.12.2009, 10:35 Uhr).

Im Landkreis Vulkaneifel gibt es vereinzelt Prüfgebiete in den VG Daun, Kelberg und Obere Kyll. Die VG Hillesheim und Gerolstein sind hingegen zum größten Teil als Prüfgebiet ausgewiesen.

Hydrogeologische Karte des Landkreises Bernkastel-Wittlich



Abbildung 14: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Bernkastel-Wittlich²⁶

Der Landkreis Bernkastel-Wittlich zeichnet sich hinsichtlich wasserwirtschaftlicher und hydrogeologischer Belange als ein gutes Gebiet für Erdwärmesonden aus. Lediglich vereinzelt, wie bspw. im südlichen und mittleren Teil der VG Thalfang am Erbeskopf gibt es einige Prüfgebiete.

²⁶ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: <http://www.lgb-rlp.de/pruefgebiete.html>. (29.12.2009, 10:50 Uhr).

Hydrogeologische Karte der kreisfreien Stadt Trier

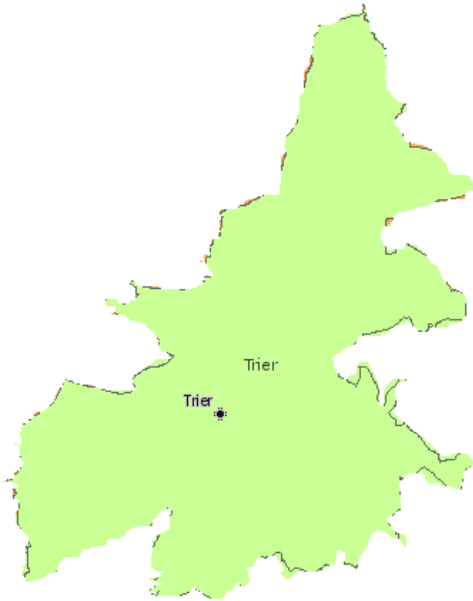


Abbildung 15: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten in der kreisfreien Stadt Trier²⁷

Wie aus der Abbildung zu erkennen ist, befindet sich die kreisfreie Stadt Trier in einem für Erdwärmesonden unkritischen Gebiet, was bedeutet, dass bei einem etwaigen Bau lediglich die Standardauflagen einzuhalten sind.

²⁷ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: <http://www.lgb-rlp.de/pruefgebiete.html>. (29.12.2009, 10:58 Uhr).

Hydrogeologische Karte des Landkreises Trier-Saarburg

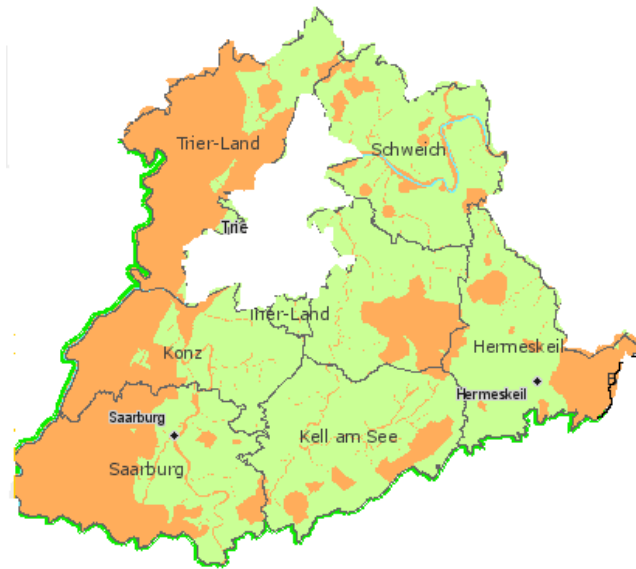


Abbildung 16: Hydrogeologische und wasserwirtschaftliche Gegebenheiten des Landkreises Trier-Saarburg²⁸

Im Landkreis Trier-Saarburg befinden sich die Verbandsgemeinden Trier-Land, Konz und Saarburg zum größten Teil in einem Prüfgebiet. In den restlichen Verbandsgemeinden Ruwer, Hermeskeil, Kell am See und Schweich überwiegen die hydrogeologisch unkritischen Gebiete.

2.4.3 Bewertung der oberflächennahen Erdwärmennutzung

Quantifizierbar ist das Potenzial an oberflächennaher Erdwärmennutzung in der Region Trier nicht, da der Einsatz von Erdwärmesonden oder Erdkollektoren von standortspezifischen Gegebenheiten abhängt. Unter Berücksichtigung der zuvor dargestellten hydrogeologischer Aspekte, steht die Erdwärme aber annähernd uneingeschränkt zur Verfügung. Allgemein ist jedoch zu berücksichtigen, dass der Einsatz der Erdwärme im Sinne einer nachhaltigen, möglichst CO₂-neutralen Energienutzung, optimiert sein sollte. Dies bedeutet bspw. eine vorrangige Nutzung der Erdwärme in sehr energieeffizienten Gebäuden (Neubauten bzw. in entsprechend sanierten Bestandsgebäuden) und in Kombination mit Heizsystemen mit entsprechend niedriger Vorlauftempe-

²⁸ Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz. Abrufbar unter: <http://www.lgb-rlp.de/pruefgebiete.html>. (29.12.2009, 11:10 Uhr).

raturen. Da Wärmepumpen Strom benötigen, ist außerdem darauf zu achten, dass gebäudebezogen eine neutrale Gesamtbilanz erreicht wird. Dies ist z. B. dann der Fall, wenn Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung vorhanden sind oder Ökostrom bezogen wird. Das gesamte System sollte möglichst eine Jahresarbeitszahl von min. 4 erreichen (Verhältnis 1:4; aus einer kWh Strom werden vier kWh Wärme generiert). Denn mit einer solchen Anlage begibt sich der Betreiber in Abhängigkeit zum örtlichen Stromanbieter. Hierbei sind die verschiedenen Tarife genau zu prüfen, um eine Wirtschaftlichkeit garantieren zu können.

Das erhöhte geogene Radonpotenzial in der Region Trier hat laut Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht keine Auswirkungen auf den Bau von oberflächennahen Geothermieanlagen. Bei Unsicherheit kann vor Baubeginn eine Radonmessung in der Bodenluft des Bauplatzes oder Baugebietes durchgeführt werden. Zudem sollten eine durchgehende Betonfundamentplatte und ein normgerechter Schutz gegen Bodenfeuchte in der Regel für den Schutz vor Radon ausreichen.²⁹

Weitere Informationen sind dem Landesamt für Geologie und Bergbau RLP, beim Landesamt für Umwelt, Wasserwirtschaft und Gewerbeaufsicht sowie der Internetseite der Verbraucherschutzzentrale (<http://www.verbraucherzentrale-energieberatung.de/web/>) zu entnehmen.

²⁹ Vgl. Fachbeitrag zum regionalen Raumordnungsplan der Region Trier.

3. Nachhaltige Auswirkungen auf die Region Trier durch die Erschließung zusätzlicher Potenziale erneuerbarer Energien

3.1 Energie- und CO₂-Bilanz – SOLL

Die bei der Erarbeitung von Handlungsempfehlungen zur strategischen Einbindung regenerativer Energien in das Energiekonzept durchgeführte grobe Erhebung zusätzlicher, bisher nicht genutzter Potenziale an Windenergie (neue Standorte und Repowering) sowie PV-Freiflächen³⁰ (vgl. 2.1) werden im Folgenden bilanziert. Da im Bereich Wärme keine zusätzlichen Potenziale untersucht wurden, beschränkt sich die zukünftige Bilanzierung auf den Strombereich. Hierfür wurden vier Szenarien aufgestellt, wobei die gleichen Anteile des ermittelten Wind- und Solarpotenzials bilanziert wurden: Szenario 25 %, Szenario 50 %, Szenario 75 % und Szenario 100 %. Im Szenario 50 % wurden bspw. je die Hälfte der ermittelten Windenergiepotenziale und der ermittelten PV-Freiflächenpotenziale zur Bilanz – IST addiert. Entsprechend dieser Szenarien ergibt sich ein unterschiedlich stark ausgeprägter Ausbau des Erneuerbare-Energien-Anteils an der bilanziellen Strombedarfsdeckung (Aussage zum heutigen Wert). Die vier Szenarien mit der jeweils installierbaren Leistung, der daraus resultierenden Energieausbeute und die substituierten Heizöl-Äquivalente zeigt die folgende Tabelle:

³⁰ Die Potenzialermittlung von PV-Freiflächen beinhaltet sowohl die derzeit vom EEG geförderten Freiflächen als auch i.d.R. nicht geförderte Grünflächen. Da jedoch nicht abzusehen ist, ob und wann die Errichtung von PV-Anlagen auf Grünflächen breitflächig erfolgen wird, wurden diese Potenziale in der folgenden Energie- und CO₂-Bilanz – SOLL nicht mit eingerechnet.

Bei der Erstellung der Energie- und CO₂-Bilanz – SOLL wurde das Potenzial aus Dünnschichtmodulen kalkuliert, da sich bei der Errichtung von PV-FFA aus mehreren Gründen die Verwendung der Dünnschichttechnologie bewährt hat: Dünnschichtmodule sind kostengünstiger, da man zu deren Herstellung weniger Energie benötigt und sie erzielen auch bei nicht optimaler Einstrahlung (diffuse Strahlung, Teilverschattung) rentable Erträge (dies ist gerade bei PV-FFA relevant, da bspw. hochgewachsenes Gras Schatten werfen kann).

Potenzialbereich	Leistung [kW]	Energieausbeute [kWh]	Öl-Äquivalente [l]
Potenziale Windenergie			
Szenario 25%	135.750	407.750.000	4.077.500.000
Szenario 50%	271.500	815.500.000	8.155.000.000
Szenario 75%	407.250	1.223.250.000	12.232.500.000
Szenario 100%	543.000	1.631.000.000	16.310.000.000
Potenziale Freiflächen-PV			
Szenario 25%	177.500	168.750.000	1.687.500.000
Szenario 50%	355.000	337.500.000	3.375.000.000
Szenario 75%	532.500	506.250.000	5.062.500.000
Szenario 100%	710.000	675.000.000	6.750.000.000

Tabelle 9: Vier Szenarien zur Erschließung der ermittelten Windenergie- und PV-Freiflächenpotenziale

Die Ergänzung der Energieausbeute aus den vier Szenarien in der Strombilanz – IST stellt die folgende Tabelle dar, wobei ersichtlich wird, dass die komplette Deckung des Strombedarfs der Region Trier mit fast 102,5 % durch Szenario 50 % erreicht würde:

	kWh/a			
	Szenario 25%	Szenario 50%	Szenario 75%	Szenario 100%
Gesamtstromverbrauch	2.506.378.935	2.506.378.935	2.506.378.935	2.506.378.935
Erneuerbarer Strom	1.992.403.735	2.568.903.735	3.145.403.735	3.721.903.735
Wind	1.177.327.706	1.585.077.706	1.992.827.706	2.400.577.706
Biomasse	93.069.238	93.069.238	93.069.238	93.069.238
Wasser	521.727.123	521.727.123	521.727.123	521.727.123
PV	198.466.079	367.216.079	535.966.079	704.716.079
Deponie-/Klär gas	1.813.589	1.813.589	1.813.589	1.813.589
Sonstige	513.975.200	-62.524.800	-639.024.800	-1.215.524.800

Tabelle 10: Vier Szenarien zur gesamten Stromausbeute aus erneuerbaren Energieträgern

	%			
	Szenario 25%	Szenario 50%	Szenario 75%	Szenario 100%
Gesamtstromverbrauch	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Erneuerbarer Strom	79,49%	102,49%	125,50%	148,50%
Wind	46,97%	63,24%	79,51%	95,78%
Biomasse	3,71%	3,71%	3,71%	3,71%
Wasser	20,82%	20,82%	20,82%	20,82%
PV	7,92%	14,65%	21,38%	28,12%
Deponie-/Klär gas	0,07%	0,07%	0,07%	0,07%
Sonstige	20,51%	-2,49%	-25,50%	-48,50%

Tabelle 11: Vier Szenarien zum Beitrag erneuerbarer Energien zur Deckung des Gesamtstrombedarfs

Die Möglichkeit einer Energieautarkie, sprich einer energetischen Selbstversorgung der Region Trier unabhängig von Energieimporten, kann durch die Erschließung zusätzlicher Potenziale erneuerbarer Energien langfristig erreicht werden. Hierzu bedarf es aufgrund des erhöhten Anteils fluktuierender Energieverfügbarkeit aus erneuerbaren Energieträgern einer großräumigen Einbindung von Regelenergie, z. B. Batteriespeicher zur Pufferung überschüssigen Stroms an windreichen Tagen. Weitere Ausführungen zur Energieautarkie sind unter Kapitel 5 dargelegt.

Entsprechend der vier Szenarien verhält sich die Entwicklung der CO₂-Emissionen, wie in folgender Grafik ersichtlich wird: durch die Erschließung der grob ermittelten Potenziale lassen sich in jedem Szenario CO₂-Emissionen einsparen. Im Szenario 50 % werden mehr Emissionen eingespart, als aktuell in Höhe von rund 685 Tausend t CO₂/a emittiert werden (vgl. erste Säule „Vergleichswert heute“ und dritte Säule „Einsparung durch EE (Szenario 50 %)“), wodurch die bilanzielle CO₂-Neutralität erreicht würde.

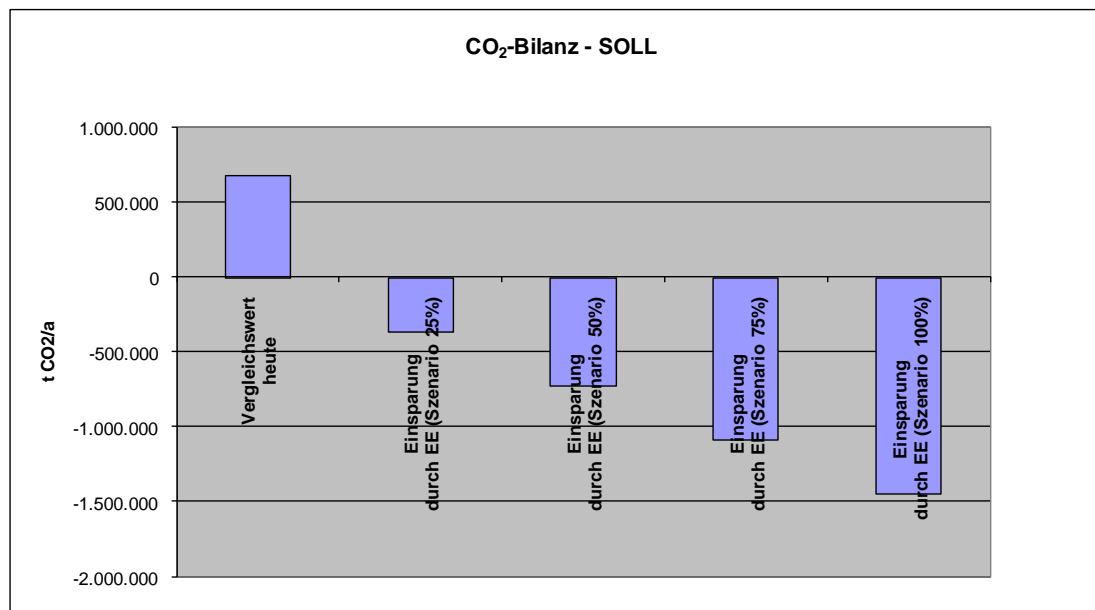


Abbildung 17: Vier Szenarien zur CO₂-Bilanz durch Nutzung der ermittelten Potenziale in der Region Trier

3.2 Ermittlung der regionalen Wertschöpfung durch Nutzung erneuerbarer Energien

3.2.1 Regionale Wertschöpfung im Stromsektor

Die Abschätzung der regionalen Wertschöpfung basiert auf der oben dargestellten energetischen Situation (vgl. 1.1 und 1.2) und wird nach Möglichkeit quantitativ ausgedrückt. Die nicht quantifizierbaren Positionen in der Wertschöpfungskette, insbesondere vor dem Hintergrund des großen Betrachtungsraums, werden verbal ergänzt. Die Kriterien zur Darstellung der quantitativen regionalen Wertschöpfung sind im Folgenden aufgeführt:

- Zusätzliche Einnahmen finanzieller Mittel durch die EEG-Vergütung,
- Verbleib finanzieller Mittel in der Region durch Substitution fossiler Energieträger.

Bei einem Strompreis von 21,5 Eurocent/kWh für Haushalte und Kleinverbraucher sowie 9,6 Eurocent/kWh für Industrie und Gewerbe werden gegenwärtig in der Region Trier für rund 2.506 GWh/a, größtenteils aus fossil basierten Energieträgern erzeugten Strom, ca. **380 Mio. Euro/a aufgewendet**.³¹ Diese finanziellen Mittel fließen größtenteils der Region Trier ab, da die Potenziale regionaler Energieversorgung nur teilweise erschlossen sind. Eine regionale Wertschöpfung in der Region Trier entsteht in den regional angesiedelten Energieversorgungsunternehmen, bspw. bei den Einkommen der Angestellten (Einkommenssteuern und Kaufkraft) und Gewerbesteuern. Der größte Teil fließt der Region jedoch als z. B. Aktionärsausschüttungen und Investitionen an anderen Standorten ab.

Auf der anderen Seite nehmen die regional ansässigen Betreiber Erneuerbarer-Energien-Anlagen **Vergütungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz** in Höhe von ca. **133 Mio. Euro/a** ein, welche eine zusätzliche Kauf-

³¹ Die zugrunde liegenden Strompreise sind der Internetseite des Statistischen Bundesamts entnommen: Daten zur Energiepreisentwicklung; Lange Reihen von Januar 2000 bis August 2009; <https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1025210> (25.02.2010)

kraft in der Region darstellen und wodurch sich der finanzielle **Abfluss aus der Region** auf **maximal** rund **247 Mio. Euro/a** reduziert.

3.2.2 Regionale Wertschöpfung im Wärmesektor

Im Bereich Wärme betragen die **jährlichen Ausgaben** für fossil basierte Energie ca. **382 Mio. Euro**. Diese ergeben sich aus einem jährlichen Erdgasbedarf von ca. 2.030 GWh und einem jährlichen Heizölbedarf von ca. 4.122 GWh bei einem Preis pro kWh für Erdgas in Höhe von 6,5 Eurocent und für Heizöl von 5,9 Eurocent.³² Durch die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern aus der Region (z. B. Holz) wird der Bezug von fossilen Energieträgern in Höhe von rund 1.006 GWh/a vermieden.

Die Höhe der finanziellen Mittel, die durch die regional bedingte Zirkulation zwischen Anlagen- und Brennstofflieferanten, Anlagenbetreibern und Konsumenten eine **zusätzliche Kaufkraft** in der Region darstellen, beläuft sich auf rund **61 Mio. Euro/a** (Vollkostenwärmepreis: Mischpreis aus Holzpellets, Scheitholz, Holzhackschnitzel und Solarthermie). Zudem fließt der Region durch die Nutzung von Biomasse zur Wärmeherzeugung der Kraft-Wärme-Kopplung Bonus aus dem EEG zu. Die Summe kann an dieser Stelle nicht quantifiziert werden.

3.2.3 Regionale Wertschöpfung in den Sektoren Strom und Wärme

Die **gesamten Ausgaben** in der Region Trier liegen bei ca. **762 Mio. Euro/a**. Durch die Nutzung erneuerbarer Energieträger stehen diesen rund **194 Mio. Euro/a (Einnahmen der EEG-Vergütungen, Handel mit regionalen erneuerbaren Brennstoffen, Wartung von Heizanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger)** gegenüber. Neben den quantifizierbaren Positionen kann eine zusätzliche Wertschöpfung erzielt werden bei (nicht abschließend):

³² Die zugrunde liegenden Energiepreise sind der Internetseite des Statistischen Bundesamt entnommen: Daten zur Energiepreisentwicklung; Lange Reihen von Januar 2000 bis August 2009; <https://www-ec.destatis.de/csp/shop/sfg/bpm.html.cms.cBroker.cls?cmspath=struktur,vollanzeige.csp&ID=1025210> (25.02.2010)

- der Herstellung von Erneuerbare-Energien-Anlagen und Anlagenkomponenten durch z. B. Gewerbesteuerereinnahmen und unternehmerische Wertschöpfung (sofern diese Anlagen in der Region produziert werden),
- den Investitionen in Sachanlagen und den damit verbundenen organisatorischen und verwaltungstechnischen Aufwand,
- der Kreditvergabe für getätigte Investitionen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (regional ansässige Banken profitieren von Zinseinnahmen),
- der Versicherung der Vorhaben,
- der Erhaltung bestehender bzw. Schaffung neuer Arbeitsplätze und den hiermit verbundenen Einkommen, Einnahmen von Einkommensteuern und sozialen Abgaben,
- dem Betrieb der Anlagen (z. B. Gewerbesteuerereinnahmen, Wartung),
- der Aufbereitung und Veredlung sowie Lagerung von regionalen erneuerbaren Energieträgern,
- dem Handel mit regionalen erneuerbaren Energieträgern,
- dem regionalen Transport von regionalen erneuerbaren Energieträgern,
- Kapitalanlagen aus zusätzlicher Kaufkraft (Ersparnisse regionalansässiger Bürger und Unternehmen),
- der langfristigen Zuwanderung aufgrund der regionalen Attraktivität,
- der Entwicklung eines Ökotourismus.

Neben der zusätzlich entstehenden regionalen Wertschöpfung durch die Aktivierung und Nutzung regionaler erneuerbarer Ressourcen muss weiterhin betrachtet werden, dass regional ansässige Unternehmen im fossil basierten Energiesektor Marktanteile zugunsten erneuerbarer Energien verlieren können. So können die vorher erwirtschafteten Mittel, d. h. die im fossilen Energiesektor entstehende regionale Wertschöpfung, gemindert werden. In Teilen werden diese Effekte jedoch auch durch die EE erbracht – wo genau die höhere Wertschöpfung liegt muss fallbezogen geprüft werden. Die von der fossilen Wertschöpfung betroffenen Positionen sind (nicht abschließend):

- Verluste von Arbeitsplätzen bei der Erzeugung, Installation und Wartung von Energieanlagen auf fossiler Basis (Ausfall von Einkommen, Einkommenssteuern und Gewerbesteuereinnahmen),
- Ausfall von Kreditvergaben und Versicherungen,
- Ausfall von Energiesteuereinnahmen,
- Ausfall von regionalen Transport- und Handelsaktivitäten mit fossilen Brennstoffen.

Um die genaue Summe der regionalen Wertschöpfung in der Region Trier aus der Nutzung erneuerbarer Ressourcen zu erhalten, müssten alle betroffenen Positionen im erneuerbaren Energiesektor quantifiziert und summiert werden. Auch alle betroffenen Positionen im fossilen Energiesektor müssten monetarisiert, summiert und schließlich vom Ergebnis im erneuerbaren Bereich subtrahiert werden. Dieser Aufwand ist jedoch in dieser Studie nicht leistbar, zumal die hier betrachtete Region einen zu weiten Rahmen umfasst. Abschließend wird jedoch darauf hingewiesen, dass erneuerbare Energien aufgrund ihres dezentralen Charakters sowohl bei der Rohstoffbeschaffung (z. B. Biomasse), ggf. der Anlagenherstellung, des Betriebs und Wartung mehr zur regionalen Wertschöpfung beitragen als fossil basierte Energieerzeugung: fossile Energieträger werden oft importiert (z. B. Öl aus Saudi Arabien oder Erdgas aus Russland) und zentral veredelt. Außerdem werden Anlagen zur Stromerzeugung zentral betrieben und sind mit hohen Energieverlusten verbunden (z. B. Erdgas- oder Kohlekraftwerk). Somit ist davon auszugehen, dass der Wert der regionalen Wertschöpfung mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien an der Energieerzeugung steigt.

Neben den wirtschaftlichen Aspekten wird auch durch ökologische und soziale Aspekte eine zusätzliche regionale Wertschöpfung durch die Nutzung erneuerbarer Ressourcen in der Region Trier generiert. Diese Wertschöpfung kann die Energieerzeugung aus fossilen Energieträgern nicht leisten, denn die Aktivierung regionaler Ressourcen schafft regionale Arbeitsplätze, sorgt für eine Verbesserung der Umweltsituation und ermöglicht somit eine Steigerung der Lebensbedingungen.

Die Win-Win-Potenziale für die Region Trier hinsichtlich einer nachhaltig ausgerichteten und zukunftsfähigen Umstellung ihres Energiesystems auf erneuerbare Energieträger sind im Folgenden zusammengefasst:

- Steigerung einer umweltfreundlichen Entwicklung und CO₂-neutraler Energieversorgung,
- Minderung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern,
- Steigerung zusätzlicher Kaufkraft,
- Etablierung dauerhafter wirtschaftlicher Kreisläufe,
- Sicherung bestehender bzw. Entstehung neuer Arbeitsplätze (u. a. in Landwirtschaft, Forstwirtschaft, Logistik etc.),
- Entwicklung von Know-how vor Ort,
- Vernetzung von Akteuren und Förderung interkommunaler Zusammenarbeit,
- Steigerung von Image und Prestige,
- Garantie einer Preisstabilität in der Energieversorgung,
- Steigerung und Sicherung der Werte von Immobilien,
- Entgegenwirkung hinsichtlich der Abwanderung von Bürgern,
- Entgegenwirkung hinsichtlich demographisch bedingten Gebäudeleerständen in Ortskernen,
- Schaffung regionaler Wertschöpfung,
- Steigerung der Attraktivität der Region,
- Investitionen in eine sichere Zukunft!

4. Darstellung weiterer, zukünftig notwendiger Infrastrukturen

Der Betrieb von Biomasse-, Photovoltaik-, Wind- und Wasserkraftanlagen setzt Infrastrukturen zum Einspeisen der so erzeugten Elektrizität in die Versorgungsnetze voraus. Je nach der Leistung der betreffenden Anlagen kommt ein Anschluss auf verschiedenen Netzebenen in Frage: Bis ca. 400 kW ist ein Anschluss an Niederspannungsnetze (400 V) möglich, bei direktem Zugang zur Umspannanlage (eigenes Kabel bzw. Leitung) kann der Anschlusswert bis 800 kW betragen. Im Mittelspannungsnetz (10 kV oder 20 kV) sind Anschlüsse bis ca. 10 MW üblich; das unmittelbare Anbinden an eine Umspannstation zum Hochspannungsnetz erlaubt das Übertragen von Leistungen bis zu 40 MW. Für noch höhere Leistungen wird ein Anschluss an die Hochspannungsebene (110 kV oder 230 kV, seltener auch 400 kV) erforderlich. Aus Kostengründen wird – soweit technisch vertretbar – ein Anschluss an die Mittelspannungsebene favorisiert.

4.1 Infrastruktur Photovoltaik

Die Region Trier verfügt mit einer jährlichen Einstrahlung von 1.000-1.100 kWh/m² über gute Bedingungen für den Betrieb von Solaranlagen.³³ Photovoltaikanlagen tragen bislang jedoch nur zu ca. 1,2 %³⁴ zur Stromversorgung bei, verfügen jedoch über eine sehr hohe Wachstumsrate.

Letztlich spiegelt sich im Ausbau von Wasserkraft, Photovoltaik und Windkraft (siehe Abschnitt weiter unten) der Stand der technischen Entwicklung wider: Pelton-, Kaplan- und Francis-Turbine wurden vor mehr als 100 Jahren entwickelt, die Windkraft erlebte in den 1980er Jahren einen starken Entwicklungsschub, der bis heute anhält. Im Gegensatz dazu werden Solarzellen erst seit mehr als 10 Jahren im großindustriellen Maßstab produziert, verschiedene Dünnschicht-Technologien existieren kaum halb solange.

³³ Softwaretool PV*Sol (1064 kWh/m²/a)

³⁴ Vgl. Fachbeitrag zum regionalen Raumordnungsplan der Region Trier.

Aus planerischer wie auch aus technischer Sicht ist zwischen gebäudeintegrierten Anlagen und Freiflächenanlagen zu differenzieren. Beiden Anlagentypen sind daher im Folgenden eigene Kapitel gewidmet.

4.1.1 Infrastruktur Gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen

Auf Dachflächen oder in die Gebäudehülle integrierte Photovoltaikanlagen unterliegen nur in Einzelfällen planerischen Restriktionen (z. B. Denkmalschutz).

Das Leistungsspektrum der meistens auf Dachflächen installierten gebäudeintegrierten Anlagen liegt typischerweise im Bereich 3-300 kW, nur bei sehr großen Hallendächern (Industriebaute, Lagerhallen) werden auch Leistungen bis zu 5 MW erreicht.

Durch den Installationsort ist regelmäßig ein Einspeisepunkt in Niederspannungsnetze, bei Industrieanlagen auch an Mittelspannungsnetze gegeben, so dass für den Netzanschluss in der Regel keine zusätzlichen Infrastrukturen vorzusehen sind. Die dezentrale Energieeinspeisung wirkt sich in vielen Fällen sogar vorteilhaft auf die Lastsituation in den Verteilnetzen aus: Photovoltaikanlagen liefern tagsüber, insbesondere während der Hochlastphase in der Mittagszeit, Elektrizität. Durch das lokale und mit dem tatsächlichen Bedarfsprofil übereinstimmende Bereitstellen von Energie werden die Übertragungsnetze, in Teilen auch die Verteilnetze, entlastet. Der derzeitige und in Zukunft zu erwartende Ausbau von gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen wird daher nur in Ausnahmefällen Auswirkungen auf die Netzinfrastrukturen haben.

4.1.2 Infrastruktur Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Anders verhält es sich bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA). Diese erreichen je nach zur Verfügung stehender Fläche Leistungen im Bereich 1-50 MW. Aus diesem Grund kann insbesondere bei mehreren benachbarten PV-FFA ein Anschluss an Hochspannungsnetze (110 kV oder höher) erforderlich werden, einzelne Anlagen verfügen in den meisten Fällen über ein Leistungsspektrum, dass den Anschluss an die Mittelspannungsebene erlaubt.

Die Nähe zu Leitungs- beziehungsweise Kabeltrassen sowie zu einem Umspannwerk ist somit bei der Planung zu beachten. Unabhängig von der installierten Leistung der Anlagen und der damit eng verknüpften Ebene der Einspeisung in Mittel- oder Hochspannungsnetze ist generell eine Einzelfallbetrachtung bezüglich der Lastsituation und Leistungsfähigkeit der betreffenden Netzsegmente und Umspannstationen erforderlich.

Ferner ist aus planerischer Sicht – neben der Beachtung von Restriktionen zur Flächennutzung – eine Zergliederung von landwirtschaftlich nutzbaren Anbauflächen zu vermeiden. Der Faktor Transport trägt auch in der Landwirtschaft deutlich zum Energieaufwand bei; insbesondere beim Anbau nachwachsender Rohstoffe ist auf geringe Entfernungen zwischen Hof, Anbauflächen und dem Ort der energetischen Nutzung zu achten. Weiteres zum Thema Freiflächen-Photovoltaik ist dem Kapitel 2.1 zu entnehmen.

4.2 Infrastruktur Windenergie

Kleinere Windparks können den erzeugten Strom in Mittelspannungsnetze einspeisen. Beim Ausbau der installierten Leistung – durch Erschließen neuer Standorte und Repoweringmaßnahmen – ist zu prüfen, in wie weit die vorhandene Netzanbindung noch ausreichend ist. Dabei spielt nicht nur die Nennleistung der neu errichteten bzw. ersetzten Windenergieanlagen (WEA) eine Rolle, sondern es ist in jedem Einzelfall auch die Lastsituation in dem betreffenden Netzsegment zu betrachten. Cluster von mehreren eng benachbarten Vorranggebieten können in der Summe zu Nennleistungen im Bereich 30-50 MW führen, so dass hier ein Anschluss an die Hochspannungsebene erforderlich wird.

Für den Fall eines notwendigen Netzausbaus stehen zwei Optionen zur Verfügung: Das Verlegen weiterer Mittelspannungskabel und -leitungen entlang bereits vorhandener Trassen oder eine Anbindung an die Hochspannungsebene. Die Netzbetreiber stimmen dabei ihre Planungen zur Fortentwicklung und Neuorientierung der Stromversorgung im Zuge von Netzbaumaßnahmen im Mittelspannungsbereich zeitnah mit den jeweiligen kommunalen Verwaltungen und Behörden ab. Allgemeingültige Aussagen bezüglich des etwaig

erforderlichen Ausbaus von Infrastrukturen sind aus diesen Gründen praktisch nicht möglich. Als technische Randbedingung kann lediglich die Nennleistung des Windparks dienen: ab einer Größenordnung von 20 MW ist der Anschluss an die Hochspannungsebene zu bedenken, ab 40 MW unumgänglich. Dieses ist, selbst wenn eine entsprechende Hochspannungstrasse in räumlicher Nähe verläuft, mit deutlich höheren Investitionen und Aufwänden – u. a. für technische Ausrüstungen und den Flächenbedarf – als im Mittelspannungsbereich verbunden.

Bei einer eingehenden Untersuchung der Lage der ausgewiesenen Vorranggebiete fällt auf, dass in der Regel in einem Umkreis von 5-10 km Umspannwerke für eine Anbindung an die Hochspannungsebene zur Verfügung stehen. Deren Ausstattung – Trafos und Leistungsschalter für das Anbinden von Windparks – muss in gleicher Weise wie die Auslastung vorhandener Kabel- und Leitungstrassen einer Einzelfalluntersuchung unterzogen werden, um gegebenenfalls erforderliche Infrastrukturmaßnahmen zu ermitteln.

Weiterhin ist zu bedenken, dass bei einem Ausbau der Windkraftpotenziale wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben, die installierte Leistung der WEA den tatsächlichen Bedarf innerhalb der Region – insbesondere in Schwachlastzeiten – übersteigen kann. Aus diesem Grund wären auch überregionale Übertragungsnetze mit in die Betrachtung einzuschließen.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Lage der Vorranggebiete und Hochspannungsnetze in den einzelnen Landkreisen. Umspannwerke sind mit einem roten Kreis hervorgehoben. Standorte von Windkraftanlagen sind mit grünen Punkten markiert.

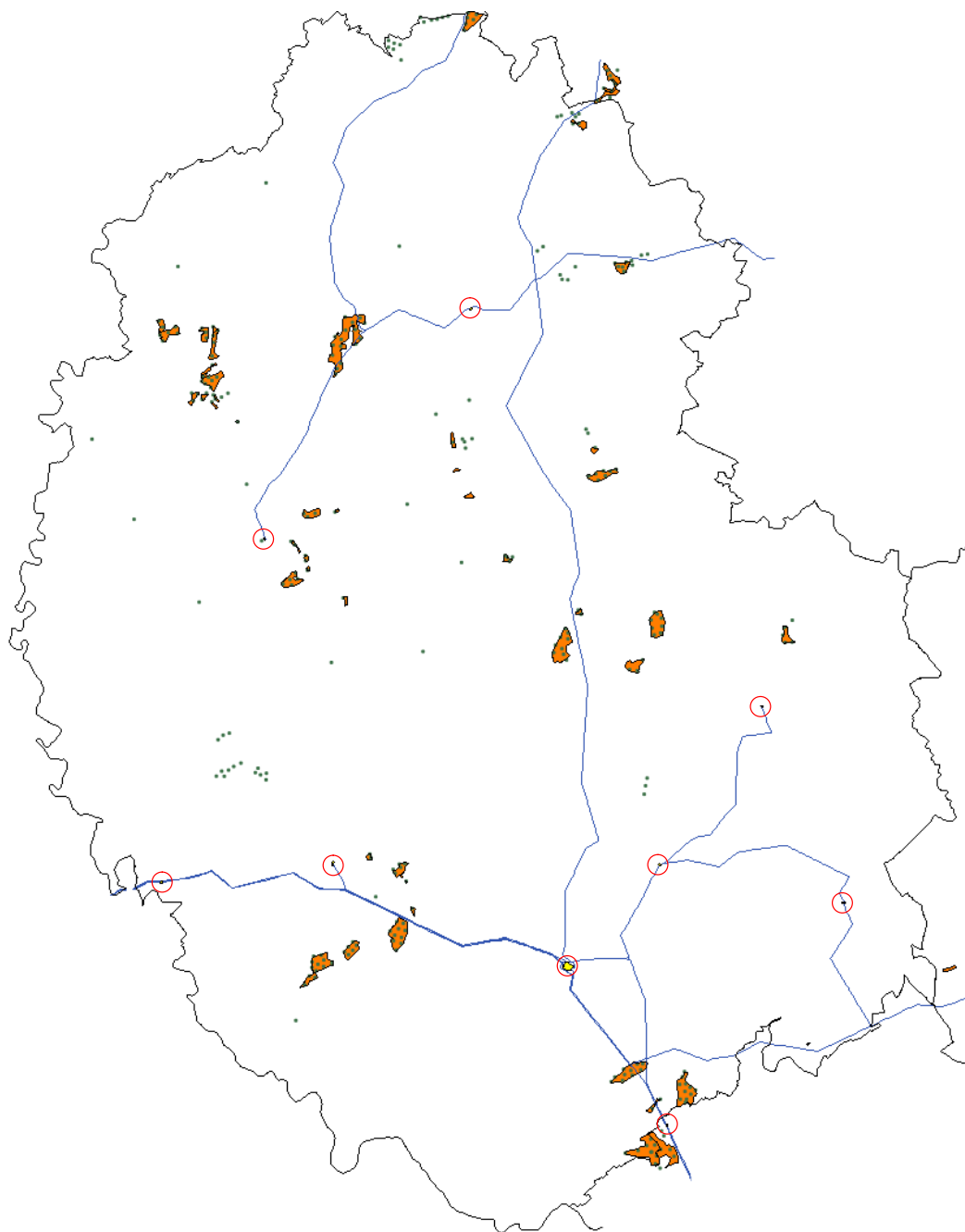


Abbildung 18: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Bitburg Prüm

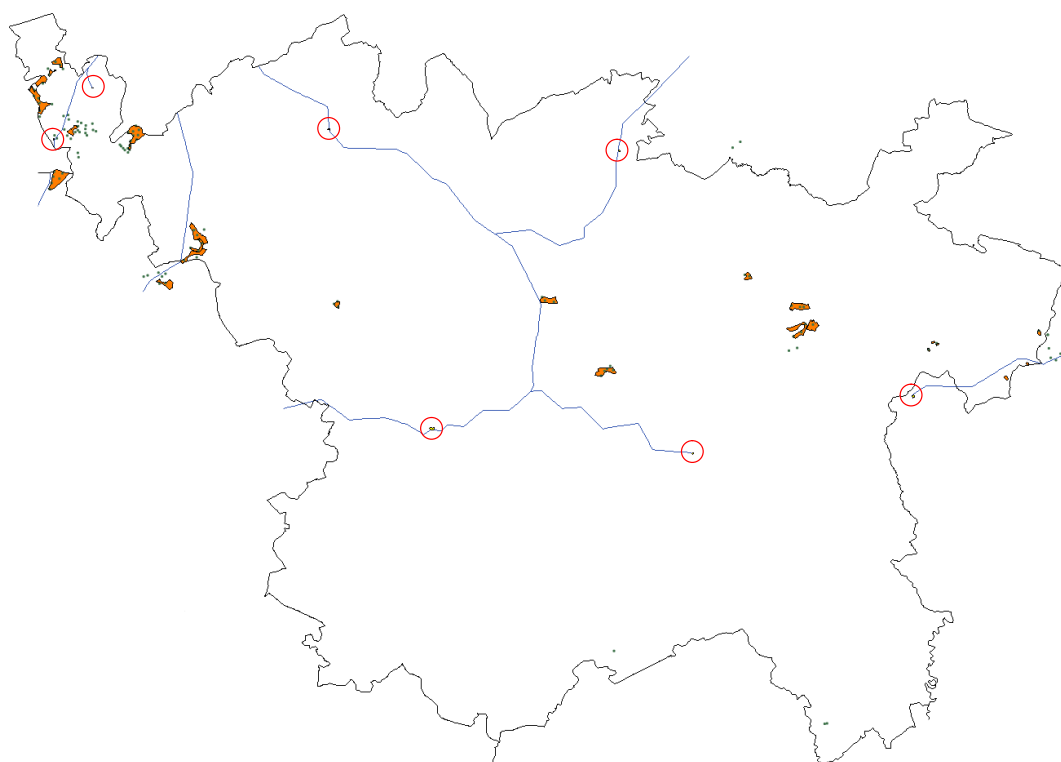


Abbildung 19: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Vulkaneifel

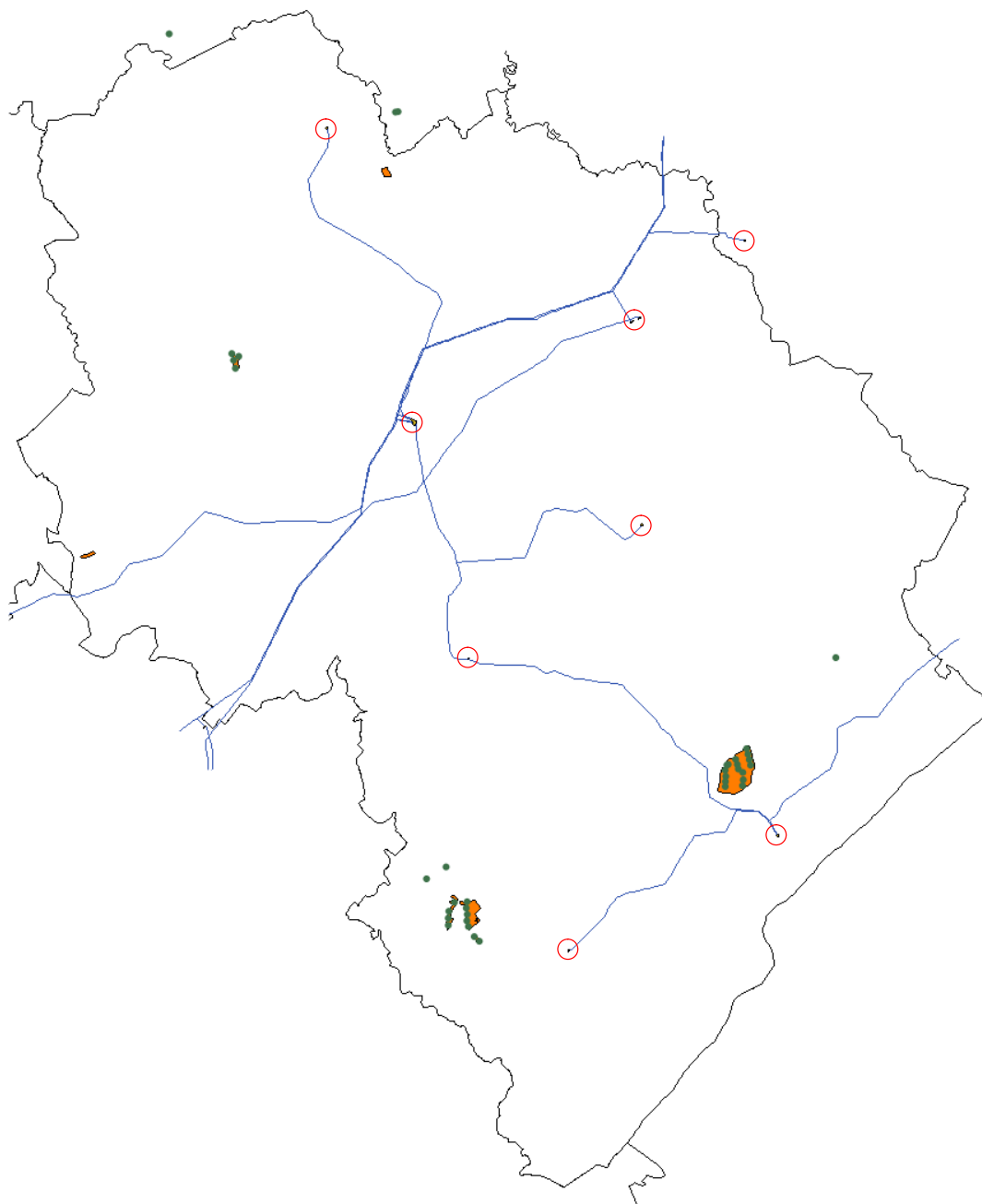


Abbildung 20: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Bernkastel-Wittlich

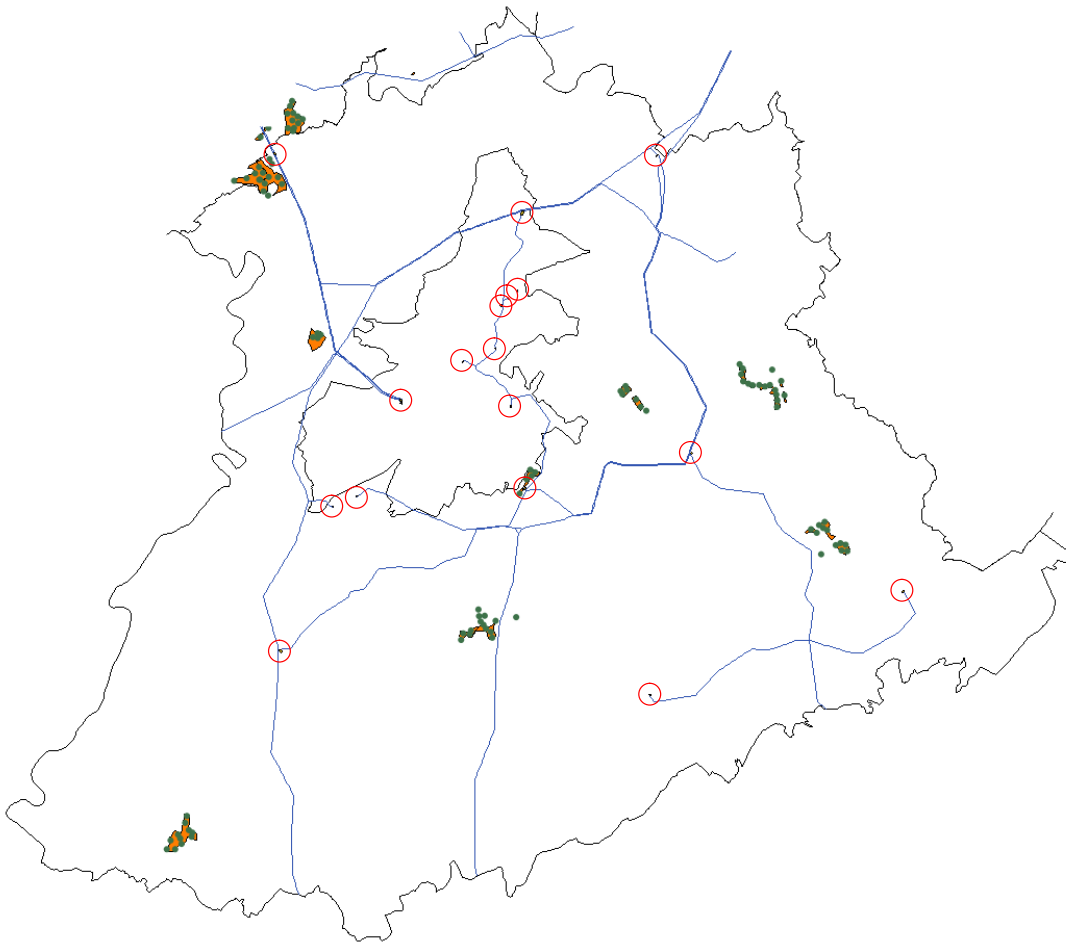


Abbildung 21: Windenergie und Einspeisepunkte in Hochspannungsnetze im Landkreis Trier-Saarburg und Trier

4.3 Infrastruktur Wasserkraft

Die Potenziale für die Nutzung der Wasserkraft sind in der Region Trier weitgehend ausgeschöpft. Der mögliche Zubau einzelner Anlagen spielt lediglich lokal eine Rolle, so dass dies für den Ausbau der regionalen Netzinfrastruktur nicht von Belang ist. Der Beitrag zur Stromerzeugung beträgt derzeit rund 21 % und wird im Wesentlichen von Wasserkraftanlagen an den Staustufen von Mosel und Saar geliefert.³⁵

4.4 Infrastruktur Geothermie

Im Zusammenhang mit Biogas-Anlagen und der oberflächennahen Geothermie sind Wärmenetze zu betrachten. Da der Transport von Wärme über iso-

³⁵ SWT – Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH

lierte Rohrnetze mit vergleichsweise höherem Aufwand in die Leitungsinfrastruktur und deutlichen Verlusten bei der Übertragung einhergeht, sind Wärmenetze nur auf lokaler Ebene zu finden. Eine regionale Bedeutung liegt somit nicht vor.

Zudem ist das bei oberflächennaher Geothermie erreichbare Enthalpieniveau zu gering, um eine wirtschaftliche Stromproduktion zu erlauben. Mehr zum Thema Geothermie befindet sich im Kapitel 2.4.

4.5 Infrastruktur Biogas

Biogasanlagen tragen derzeit mit ca. 3,7 % zur Stromerzeugung in der Region Trier bei. Im Eifelkreis Bitburg-Prüm befinden sich 59 Biogasanlagen – mehr als die Hälfte aller Anlagen in der Region Trier.³⁶

Für Biogasanlagen bietet sich neben dem Bereitstellen von Strom und Wärme eine bislang wenig beachtete Option an: das Einspeisen des aufbereiteten Biogases in Erdgasnetze. Dieses Vorgehen würde einen vom Standort der Biogasanlagen unabhängigen Betrieb von Blockheizkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung erlauben. Das derzeit vielfach zu beobachtende Dilemma fehlender Wärmekonzepte beziehungsweise entsprechender Wärmesenken im Nahbereich von Biogasanlagen wäre so elegant zu umgehen – bei der Wärmeübertragung ist mehr als bei anderen Energieträgern mit deutlichen Übertragungsverlusten zu rechnen: Netzverluste können in der Größenordnung von $> 70 \text{ W/m}$ bezogen auf die Trassenlänge ausfallen.³⁷ Fraglich bleibt allerdings, ob die Vergütungsregelung, die sich derzeit primär am Bereitstellen elektrischer Energie orientiert, nicht prohibitiv wirkt.

Insbesondere beim weiteren Ausbau von Biogasanlagen wäre es aus vorgeannten Gründen überlegenswert, das derzeitige Paradigma „Stromerzeugung“ zu überdenken.

³⁶ SWT – Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH, RWE Rhein-Ruhr Verteilnetz GmbH

³⁷ BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Fachbeitrag für Berliner Energietage, 2009

Für das Einspeisen von Biogas in Erdgasnetze sind jedoch nicht nur die technischen Voraussetzungen (siehe weiter unten) seitens der Biogasanlagen zu schaffen, sondern auch neue Leitungsinfrastrukturen zu installieren. Des Weiteren wären die rechtlichen Rahmenbedingungen für das Einspeisen und eine entsprechende Vergütung – ähnlich wie für Elektrizität durch das EEG – erforderlich. Energiepolitisch hätte dies den Vorteil, die Erdgasnetze ähnlich wie Stromnetze als Puffer zur zeitlichen und räumlichen Entkopplung von Gaserzeugung und –bedarf zu nutzen. Vor allem würde so eine Alternative zur energetisch wenig effizienten Verstromung ohne Kraft-Wärme-Kopplung existieren.

Zu bedenken sind darüber hinaus weitere Aspekte. Der Verbund von Biogasanlagen über Gasnetze kann die Versorgungssicherheit – auch mit Elektrizität – erhöhen, da der Betrieb der Gasmotoren von der jeweiligen lokalen Biogasproduktion entkoppelt wird. Überschüssiges Biogas, das momentan nicht für den Kraftwerksbetrieb benötigt wird, kann anstelle vom Abfackeln in das Gasnetz eingespeist werden.

Der Transport des Energieträgers Biogas ist wesentlich effizienter als die Übertragung von Wärme, die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Größenordnungen am Beispiel der Stadt Wien. Verbrauchernahe Stromerzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung können durch das Einspeisen von Biogas Effizienzvorteile realisieren.

Energieträger	Netzverluste	
Elektrizität	5,3	%
Erdgas	0,3	%
Wärme	9,2	%

Tabelle 12: Netzverluste für verschiedene Energieträger³⁸

In Regionen, die über keinen direkten Zugang zu Erdgasnetzen verfügen, wären auch Inselnetze denkbar, die von einzelnen Clustern gespeist werden, d.h. günstig beisammen gelegene Biogasanlagen könnten unter der Betrachtung wirtschaftlicher Aspekte eigene Gasnetze im Verbund ausbauen. Dabei

³⁸ Wien Energie, Geschäftsbericht 2009
[Anm. d. A.: sämtliche Werte stellen vergleichsweise geringe Verluste dar]

ist je nach Verwendungszweck ein Abweichen von den für die Einspeisung in Erdgasnetze erforderlichen DVGW-Qualitätsnormen denkbar.

Durch das Direktvermarkten von vergleichsweise hoch vergüteter Regelleistung wäre eine weitere Alternative gegeben, die auch ein Einspeisen von Gas erlaubt, die Betreiber von Kleinanlagen jedoch auch vor neue administrative Aufgaben stellt.

Die Vielzahl von Biogasanlagen im Landkreis Bitburg-Prüm in räumlicher Nachbarschaft legt eine gruppenweise Betrachtung als Cluster nahe. Nicht die einzelne Anlage, sondern die Gesamtkapazität einer lokal benachbarten Gruppe – hier: in Bezug auf das bereitgestellte Gasvolumen – steht dabei im Fokus. Insbesondere für eine konkrete Betrachtung des Szenarios *Einspeisen von Biogas in Erdgasnetze* ist das Bilden von Clustern eine notwendige Voraussetzung, um die mit der potenziellen Erweiterung beziehungsweise dem Aufbau von lokalen Gasnetzen einher gehenden Investitionen für Infrastrukturmaßnahmen auf eine breitere Basis verteilen zu können.

Insbesondere der Betrieb verbrauchernaher Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung ist auf Versorgungssicherheit angewiesen. Ist keine Anbindung an ein überregionales Gasnetz gegeben, ist der Verbund mehrerer Biogasanlagen praktisch unumgänglich.

Solange die regional eingespeiste Gasmenge im Vergleich zum Bedarf gering ausfällt, ist aus der Sicht des Netzbetriebs nur von einer negativen Last, d.h. geringeren Durchflussmengen auszugehen. Dabei sei an die Analogie zur Photovoltaik erinnert: Kleinere Solaranlagen auf Dachflächen führen in der Regel zu einer Entlastung der Niederspannungsnetze. Erst wenn die in einem Versorgungsgebiet zu Stande kommende Einspeiseleistung die Größenordnung des momentanen Bedarfs erreicht, ist mit Rückwirkungen auf die Netzinfrastrukturen zu rechnen.

In wie weit eine Erweiterung der Erdgasnetze ausgehend von Prüm und Bitburg in Erwägung gezogen werden könnte, hängt von den zur Verfügung zu stellenden Gasmengen ab. Dazu wären weitere Daten, insbesondere auch zur Rohstoffversorgung und dem Ausbaupotenzial für weitere Anlagen erforderlich. Nach Erhebungen der Forstverwaltung ist der Einschlag an Hartholz

in Rheinland-Pfalz bereits an der Grenze zur Nachhaltigkeit. Nachwachsende Rohstoffe aus Kurzumtrieb und Feldanbau, vor allem aber Gülle und andere organische Abfallstoffe wären zu favorisieren, um eine Konkurrenz zum Lebensmittelanbau zu vermeiden.

Die Aufbereitung von Biogas zur Einspeisung in Erdgasnetze bedingt einen zusätzlichen Prozessschritt (Abtrennen von H_2S und CO_2 , sowie Trocknung) und ist aus wirtschaftlichen Gründen erst bei größeren Biogasmengen (typische Anlagenleistung: $1 MW_{el}$ [ca. $300 m^3/h$ Biogas bei Normaldruck])³⁹ rentabel. Für die Aufbereitung sind Kosten in der Größenordnung von $1,5 ct/kWh_{th}$ zu veranschlagen.⁴⁰

Die Anschlusspflicht einer Biogasanlage an ein Erdgasnetz ist durch den Netzbetreiber verpflichtend, sofern keine nachweislich betriebsbedingten oder sonstige wirtschaftliche oder technische Gründe vorliegen, wodurch ein Anschluss nicht möglich oder nicht zumutbar wird.⁴¹ Die entstehenden Kosten für den Anschluss einer BGA an ein Erdgasnetz werden vom Netzbetreiber und Anschlussnehmer jeweils zur Hälfte getragen. Die Mehrkosten im Fall einer Überschreitung einer Anschlusslänge von 10 km sowie die Kosten für die Prüfung zur Entscheidung trägt der Anschlussnehmer. Die Kosten und Verantwortung für die Wartung und den Betrieb des Anschlusses trägt der Netzbetreiber.⁴²

Die nachfolgenden Karten zeigt die sich in der Region Trier befindlichen Standorte von Biogasanlagen und die Infrastruktur von Erdgasnetzen sowie Entfernungsangaben für potenzielle Netzerweiterungen.

³⁹ Stadtwerke Esslingen; Einspeisen von Biogas in das Erdgasnetz in Esslingen; 07/2006

⁴⁰ IEA Bioenergy; Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection; Task 37, Dec. 2006

⁴¹ Vgl. § 17 Abs. 2 EnWG

⁴² Vgl. § 41c Abs. 1 GasNZV

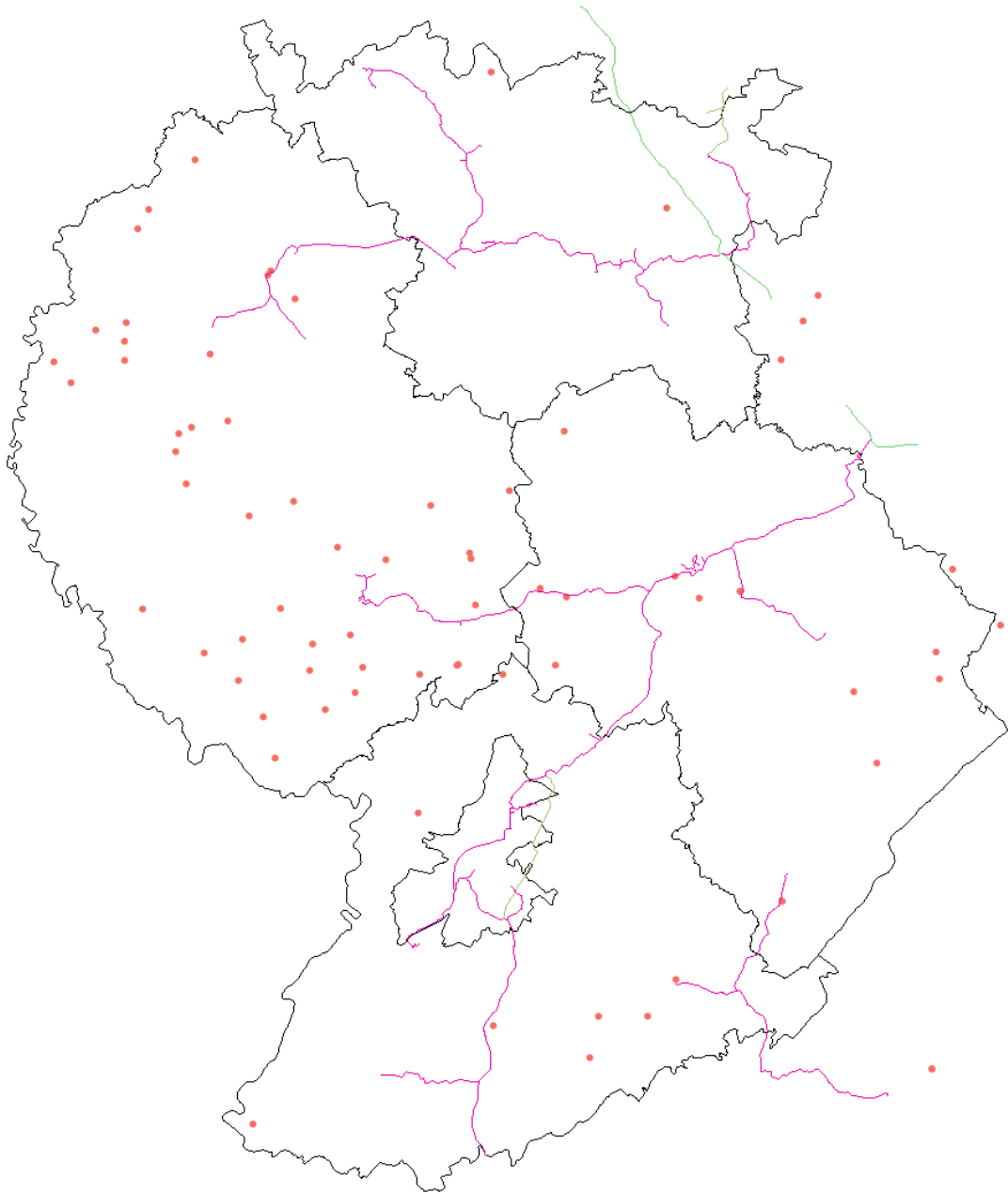


Abbildung 22: Biogasanlagen und Erdgasnetze in der Region Trier

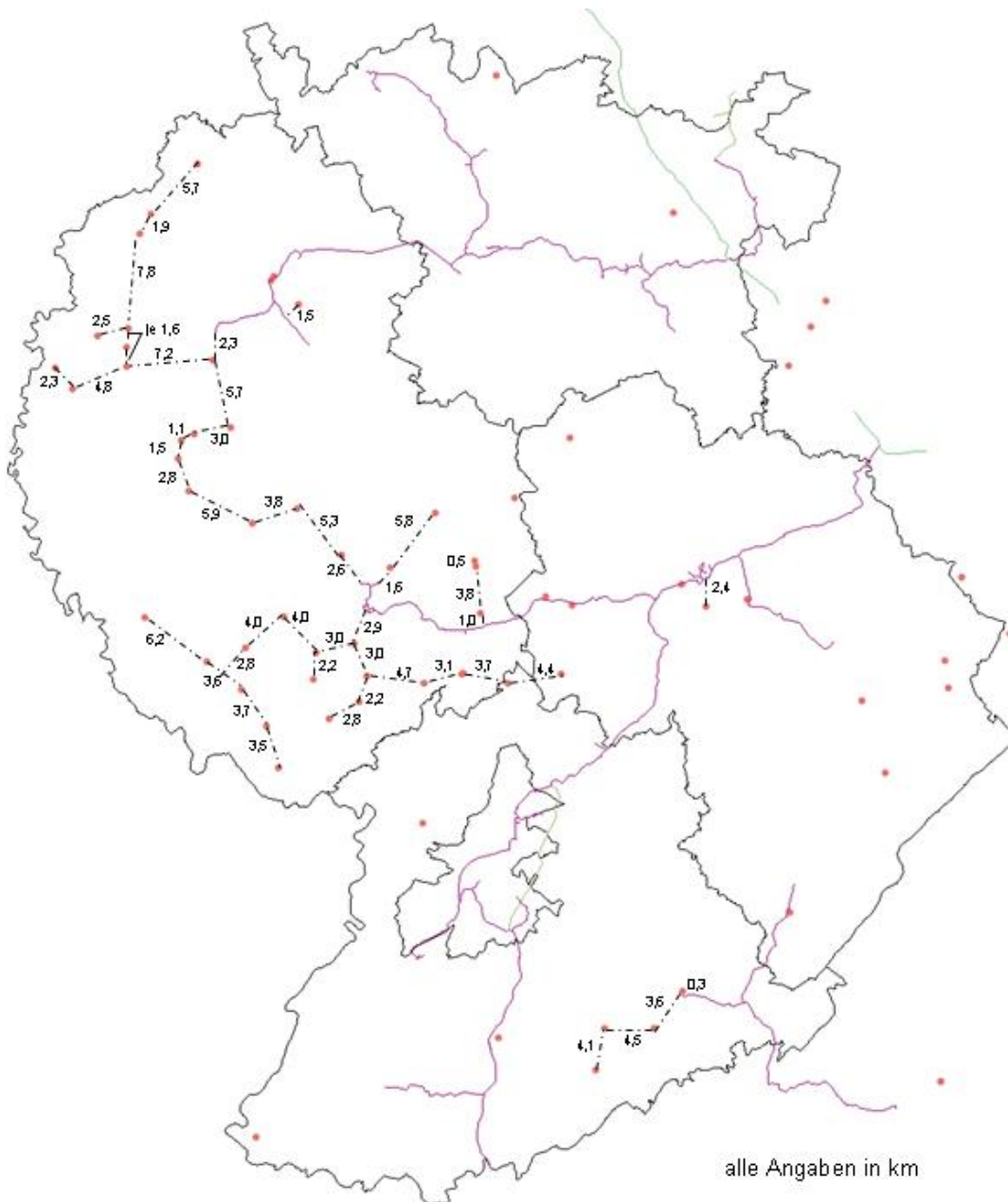


Abbildung 23: Entfernungen von Biogasanlagen zu Erdgasnetzen in der Region Trier

4.6 Fazit Infrastruktur

Zusammenfassend kann aus regionalplanerischer Sicht keine konkrete Aussage zum Ausbau der energetischen Infrastruktur getroffen werden. Ob und in welchem Ausmaß die Netzinfrastuktur erweitert werden muss, ergibt sich aus der Planung der anzuschließenden Energieanlagen auf lokaler Ebene. Die empfohlene Erschließung zusätzlicher Potenziale an Wind- und Solarstrom bedarf der Abstimmung mit den zuständigen Netzbetreibern. Hierbei wird ersichtlich, ob aufgrund der Überschreitung von Netzkapazitäten eine Netzerweiterung notwendig wird. Dabei ist der Ausbau an Regelenergie zur Zwischenspeicherung von Überschussstrom zu beachten (vgl. Kapitel 6).

5. Entscheidungshilfen und Handlungsempfehlungen für die Adressaten des Energiekonzeptes

5.1 Flächeneffizienz erneuerbarer Energieträger

Zur Beurteilung von erneuerbaren Energieträgern hinsichtlich ihrer Wahl und der Standortentscheidung wurde ihre Flächeneffizienz anhand folgender Kriterien auf Basis der Flächenreferenz eines Hektars (ha) untersucht und verglichen:

- Platzbedarf,
- Erntemenge (Biomasse),
- Energieerträge,
- Investitions- und Betriebskosten,
- Substratpreise (Biomasse),
- Monetäre Erträge,
- Return on Invest,
- Arbeitsaufwand,
- Energiebedarf (Biomasse).

In den folgenden Ausführungen werden der Energieertrag, Return on Invest, Arbeitsaufwand und Energiebedarf dargestellt. Die übrigen Aspekte bilden die Grundlage zur Ermittlung der beschriebenen Kriterien und fließen ins Ergebnis ein.

5.1.1 Betrachtete Erneuerbare-Energien-Arten und energetische Amortisation von Anlagen

Folgende Biomassearten wurden untersucht:

- Biomassen zur Vergärung
 - Mais, Silage, wachtreif, körnerreich, 35 % TM
 - Klee gras, Silage, 35 % TM
 - Getreide, Ganzpflanzensilage (GPS), mittlere Kornanteile, 40 % TM
 - Gras, Silage nass und angewelkt, 25 % TM

- Biomassen zur Verbrennung
 - Niederwald im Kurzumtrieb (KUP), 70 % TM
 - Miscanthus sinensis, 80 % TM

Für die Photovoltaikanlagen (PVA) wurde mit Dünnschichtzellen kalkuliert, welche sich im Vergleich zu kristallinen PV-Zellen weniger aufwändig produzieren lassen, deswegen kostengünstiger sind und eine bessere Energiebilanz aufweisen. I. d. R. amortisiert sich die zur Herstellung aufgewendete Energie, je nach Sonneneinstrahlung, nach ca. 2 (Südeuropa) bis 3 Jahren.⁴³ Während für die Effizienzbetrachtung Biomasse- und PVA kein konkreter Raumbezug hergestellt wurde, wird bei der Effizienzbetrachtung von Windenergieanlagen (WEA) ein reeller Flächenbezug beispielhaft berücksichtigt. Hierzu wurde ein auf Microsoft Office Excel basiertes Tool entwickelt, welches 90 Flächen mit Größen zwischen 0,42 ha (Hisel 2) und 213 ha (Morbach 1) hinsichtlich der möglichen Anzahl an installierbarer 1,5 und 3 MW WEA prüft. Das Tool ist in der Lage verschiedene Abstandsregeln zwischen den einzelnen WEA zu verarbeiten, um so ein an die Topographie angepasstes individuelles Ergebnis zu erzeugen.

WEA weisen eine noch bessere Energiebilanz als PVA auf. Eine 1,5 MW WEA benötigt zu ihrer Herstellung rund 3.500 MWh⁴⁴ Strom. Bei einem angenommenen Stromertrag von 3.250 MWh/a amortisiert sich die Anlage nach weniger als 13 Monaten. Hierbei sind jedoch noch keine zusätzlichen Aufwendungen, bspw. die Verstärkung der Hochspannungsnetze, erfasst.

Die nächste Tabelle gibt eine Übersicht über energetische und wirtschaftliche Indikatoren. Die hierbei dargestellten Ergebnisse für die Biomassen sind aufgrund der hohen Anzahl an zu berücksichtigenden Parametern am detailreichsten dargestellt und werden weiter unten beschrieben.

⁴³ Vgl. [www.solarserver.de: http://www.solarserver.de/news/news-7133.html](http://www.solarserver.de/news/news-7133.html) (17.02.2010)

⁴⁴ Vgl. Wagner; 2004; S. 9 f.

Indikatorenvergleich

Flächennamen	Silomais	Getreide-GPS	Kleegras	Dauergrünland - Grassilage	KUP (Pappe)	Miscanthus	PV (Dünnschicht) auf Freiflächen	WKA 1,5 MW	WKA 3 MW
Platzbedarf pro Einheit in ha	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	Hallschlag / Scheid 2	Hallschlag / Scheid 2
Jährliche Erntemenge pro ha in t ^{*1}	43,50	24,50	59,15	43,70	22,90	18,80			4,1
Primärenergieertrag in MWh/a pro ha ^{*2}	49,4	24,9	56,3	29,1	38,9	71,0	256,8	792,8	1.696,2
Investitions- und Betriebskosten/ha ^x	1.384,92 €	1.140,55 €	2.961,35 €	2.474,85 €	1.686,70 €	1.239,20 €	64.490,66 €	53.464,52 €	112.295,07 €
Substratpreise pro t	35,00 €	48,00 €	55,00 €	58,70 €	85,00 €	80,00 €			
Ertrag/ha ^x	189,23 €	98,97 €	291,90 €	90,34 €	129,90 €	264,80 €	9.316,64 €	11.811,97 €	27.366,26 €
Gewinn p. a./Investition (ROI) p. a.	13,66%	8,68%	9,86%	3,65%	7,70%	21,37%	14,45%	22,09%	24,37%
Arbeitsaufwand/ha ^x a ^{*3}	15,1 AK/h	9,2 AK/h	21,8 AK/h	13,5 AK/h	11,7 AK/h	10,8 AK/h	199,8 AK/h	74,0 AK/h	148,1 AK/h
Bei Biomasse: Dieselbedarf für Prod./ha ^x a ^{*4}	71,60 l	65,20 l	94,50 l	66,30 l	29,33 l	50,56 l	k. A.	k. A.	k. A.

*¹ nur für Biomasse vgl. KTBL (2006a), S. 211.

*² Bei Biomasse handelt es sich um den Primärenergieertrag, bei PV und WK um die erzeugte Energie.

*³ Bei den Biomassen handelt es sich um den Mindestarbeitsaufwand bei Verwendung neuester Technik. Der Wert ist eine Summe aus Produktionsaufwand- und BGA-Personalbedarf. Der Wert kann bei anderer Technik mehr als 30 % höher liegen.

*⁴ Hier handelt es sich um die mindestens notwendige Kraftstoffmenge bei großen Schlägen (20 ha). Bei kleineren Schlägen kann der Wert ebenfalls um mehr als 30 % höher liegen.

Der genaue Aufwand nach KTBL ist dann jedoch nicht genau ermittelbar, da bei kleinen ha-Schlägen viele Arbeitsschritte als Lohnarbeit anfallen.

Tabelle 13: Energetische und wirtschaftliche Indikatoren⁴⁵

⁴⁵ Als Datengrundlage der Tabelle dienen verschiedene Veröffentlichungen des KTBL.

5.1.2 Energieertrag

Bezogen auf den Primärenergieertrag lässt sich eine eindeutige Rangordnung zwischen den einzelnen Biomassen abbilden. Dabei steht Miscanthus an erster Stelle, gefolgt von Klee gras (3 Schnitte/a), Silomais, KUP, Dauergrünland und Getreide GPS. Obwohl Getreide GPS an letzter Stelle steht, ist das Verhältnis von Energieertrag zu Aufwand relativ gering. Während Klee gras z. B. dreimal im Jahr geschnitten werden kann, wird Getreide GPS nur einmal jährlich geerntet und verursacht dementsprechend weniger Produktionskosten. Für KUP ergibt sich ein ähnliches Verhältnis zwischen Kosten und MWh (Primärenergie). Bei Silomais ist das Verhältnis sogar noch besser, die niedrigsten Kosten/MWh weist jedoch Miscanthus auf. Die folgende Tabelle stellt die Übersicht der Kosten/MWh dar.

Kosten pro MWh Primärenergie	
Silomais	ca. 28 €
Getreide-GPS	ca. 46 €
Klee gras	ca. 53 €
Dauergrün-land - Grassilage	ca. 85 €
KUP (Pappel)	ca. 43 €
Miscanthus	ca. 17 €
PV (Dünn-schicht) auf Freiflächen	ca. 280 €
WKA 1,5 MW	ca. 66 €
WKA 3 MW	ca. 65 €

Tabelle 14: Verhältnis zwischen Kostenaufwand und Primärenergieertrag

Obwohl der Primärenergieertrag von Photovoltaikanlagen (PVA) den der Biomasse durchschnittlich um den Faktor 5 übertrifft, kann das Verhältnis von Kosten zu Energieertrag von PVA (280 €/MWh) hier nicht mithalten. WEA schneiden im Bsp. mit einem Primärenergieertrag, welcher nochmals um den Faktor 3,5 bis 5,5 höher als bei PVA liegt und einem Kosten-Primärenergieertrag-Verhältnis, welches etwa zwischen Getreide GPS und Dauergrünland (rund 65 €/MWh) angesiedelt ist, wesentlich besser ab. Beim Vergleich von Biomasse mit PV und Windenergie muss jedoch beachtet werden, dass abhängig von der eingesetzten Energie- und Anlagenart entweder Strom, Strom und Wärme oder nur Wärme generiert werden kann. Bei der Umwandlung von Biomasse zu Wärme (HHS-Heizwerk) oder Wärme und Strom (Biogas-BHKW oder HHS-Heizkraftwerk mit Dampfturbine) entstehen außerdem Verluste von 10 bis 75 % bezogen auf den Primärenergieeinsatz.

Bei PVA und WEA wird dahingegen der produzierte Strom nahezu verlustfrei eingespeist. Zusätzlich können weitere Wärmeverluste (üblicherweise zwischen 5 bis 15 %) entstehen, wenn Wärme nicht direkt verbraucht, sondern in einem Nahwärmenetz verteilt wird. Außerdem muss auch das Wertverhältnis zwischen Strom und Wärme berücksichtigt werden. Da Strom die edlere Energieform darstellt und PVA und WEA zu 100 % Strom produzieren, sollte der Wert des Energieertrags gegenüber dem Energieertrag eines BHKW (z. B. 600 kW; η el. = 42,5 %; η th. 40,5 %) differenziert werden. Hierzu kann bspw. eine Verhältniszahl (z. B. Preisverhältnis von Strom zu Wärme oder Einheiten an thermischer Energie, welche benötigt werden um eine Einheit elektrische Energie zu erzeugen) verwendet werden, welche Stromerträge höher als Wärmeerträge honoriert.

5.1.3 Return on Invest

Werden die einzelnen Biomassen, wie in Tabelle 13 mit Preisen hinterlegt, so lässt sich ein periodischer Return on Invest (ROI) ableiten. Aufgrund des hohen Primärenergieertrags und der lukrativen Vergütung ist dieser für WEA am höchsten. Es ist aber zu beachten, dass der Umsatz durch die Vergütung dargestellt wird und der ROI damit vom Referenzertrag der Anlage abhängig ist. Laut Gesetz wird ein erhöhter Vergütungssatz von 9,11 ct/kWh (bis 01.01.2011) für die ersten 5 Jahre gewährt und verlängert sich darüber hinaus um je 2 Monate pro 0,75 %-Schritt, um den der Referenzertrag der Anlage weniger als 150 % des Referenzertrags beträgt.⁴⁶ Am Beispiel wurde ein Referenzertrag von 100 % gewählt, womit sich eine Fristverlängerung von rund 133 Monaten ergibt. Der Vergütungssatz liegt damit für die ersten 16 Jahre und einen Monat bei 9,11 ct/kWh und beträgt für die restlichen 3 Jahre und 11 Monate 5,04 ct/kWh. Im Durchschnitt ergeben sich rund 8,32 ct/kWh (für Anlagen welche zwischen dem 01.01.2010 und dem 01.01.2011 in Betrieb gehen). Ein höherer Referenzertrag würde zu niedrigerer Vergütung aber auch höherer Einspeisung führen. Werden die Vergütungen der Referenzerträge von 100 und 150 % miteinander verglichen, so ergibt sich eine um 50 % gesteigerte Einspeisung die gleichzeitig mit einer durchschnittlichen

⁴⁶ vgl. § 29 II EEG

Verringerung der Vergütung pro kWh um rund 27 % einhergeht. Dadurch reduziert sich die Umsatzsteigerung von 50 auf rund 9 %.

Im Beispiel weist Miscanthusstroh den zweithöchsten ROI auf. Jedoch sollte hier beachtet werden, dass Miscanthusstroherträge eine große Massespanne aufweisen, deswegen würde der ROI bei einem niedrig angesetzten Masseertrag von ca. 12,5 t/ha bei 80 % TM – im Beispiel wurde mit einem mittleren Ertrag von 18,8 t/ha bei 80 % TM kalkuliert – bereits leicht negativ ausfallen. Die anderen dargestellten Biomassen weisen geringere Masseertragsspannen auf und sind deswegen wirtschaftlich gesehen weniger sensibel. Dauergrünland bewegt sich im Beispiel aufgrund der hohen Produktionskosten und des geringen Energieertrags an der Grenze der Rentabilität.

Die Rentabilität von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen (PV-FFA) hängt stark vom Zusammenspiel der Flächengröße, der Systempreise und der Vergütung nach dem EEG ab. In der aktuellen Berechnung ist die geplante Degression für PV-FFA (Dünnschicht), welche ab 01.07.2010 in Kraft treten könnte, noch nicht berücksichtigt.⁴⁷ Es ist daher davon auszugehen, dass der ROI von PV-FFA in naher Zukunft schlechter ausfallen wird. So würde im Beispiel (siehe Tabelle 13) bei einer weiteren Vergütungsdegression von z. B. 10 %, die Kapitalrendite von aktuell 14,45 auf 3,00 % p. a. sinken. Weiterhin fallende Modul- und Wechselrichterpreise können den Renditeverlust jedoch teilweise auffangen.

5.1.4 Arbeitsplatzschaffung

Der Indikator Arbeitsaufwand ist vor allem im Vergleich der verschiedenen Biomassen ein wesentlicher Kostenfaktor. Deswegen kann die hypothetische Arbeitsplatzschaffung/ha immer dann relativ hoch sein, wenn auch die Betriebskosten/ha einen hohen Anteil an den Gesamtkosten haben. Für Biomassen, welche höhere Betriebskosten verursachen, müssen daher tatsächlich mehr Arbeitskraftstunden (AKh) angesetzt werden als für Biomassen, bei welchen niedrigere Betriebskosten entstehen.

⁴⁷ Der aktuelle Beschluss des Koalitionsausschusses der Bundesregierung sieht drastische Senkungen bei der Förderung von PV-FFA vor; Ackerflächen könnten in Zukunft ganz von der Vergütung nach dem EEG ausgeschlossen werden.

Verglichen mit Photovoltaik und Windenergie, ergibt sich durch den relativ hohen Grad an Mechanisierung in der Landwirtschaft und den relativ geringen Personaleinsatz in Biogasanlagen jedoch insgesamt nur ein relativ geringer Arbeitsaufwand/ha.

Im Beispiel ist der Arbeitsaufwand für PVA am höchsten, da hier auch die höchsten Betriebskosten (rund 12.500 €/ha pro a) angesetzt werden. Ein großer Teil hiervon wird verwendet um die Grünflächen rund um die PV-Module zu pflegen und geringfügige Schäden zu beheben. Wird davon ausgegangen, dass dafür rund 5.800 €/a an Personalkosten aufgewendet werden und Lohnkosten von bspw. ca. 25 €/h entstehen, so ergeben sich rund 230 Arbeitskraftstunden (AKh) pro ha.

Für WEA liegt der Wartungsaufwand pro Anlage noch höher, fällt jedoch bei der Effizienzbetrachtung je ha aufgrund der zu berücksichtigenden Mindestabstände zwischen einzelnen WEA relativ stark ab. Wenn aber die Flächengröße, die zwischen den WEA notwendigen Mindestabstandswerte unterschreitet, kann maximal nur noch eine WEA pro Fläche installiert werden. Dies bewirkt, dass mit sinkender Flächengröße auch der angesetzte Arbeitsaufwand pro ha wieder steigt. Die in der Tabelle 7 verwendete Beispielfläche „Hallschlag/ Scheid 2“ ist mit ihren rund 4 ha tatsächlich nur so groß, dass darauf jeweils nur eine 1,5 oder 3 MW WEA errichtet werden könnte. Da der Personaleinsatz im Bsp. in Abhängigkeit von den Investitionskosten angesetzt wird, sind auch die AKh für eine 3 MW WEA genau doppelt so hoch wie für eine 1,5 MW Anlage.

5.1.5 Energiebedarf bei der Biomasseproduktion

Der letzte untersuchte Indikator ist der Kraftstoffbedarf während der Produktion von Biomasse. Im Beispiel für den Dieselbedarf haben vor allem KUP aber auch Miscanthus während der Produktion eine gute Energie- und Emissionsbilanz. Bei KUP liegt das vor allem an den Ernteintervallen von mindestens 2 Jahren. Zur Vollständigkeit müsste hier jedoch auch der Energiebedarf, welcher bei der Herstellung der eingesetzten Maschinen notwendig ist, mit einfließen. Nach groben Angaben des World Business Council for

Sustainable Development ist der ökologische Rucksack von Kraftfahrzeugen während ihrer Nutzung in etwa vier Mal höher als jener, welcher bei ihrer Produktion entsteht. Wird dieses Ergebnis 1:1 auf den Energiebedarf übertragen, so muss demnach ein Aufschlag von ca. 20 % vorgenommen werden. Außerdem liegt der Verbrauch, für kleine ein bis zwei ha-Schläge um nochmals ca. 30 % höher als bei den hier betrachteten 20 ha-Schlägen. Insgesamt sollte hier deshalb ein Sicherheitsaufschlag von 50 % stattfinden.

Wird die benötigte Energie über 20 Jahre aufsummiert und mit dem Energieaufwand für WEA und PVA verglichen, so ergeben sich pro ha jedoch Bedarfe, welche kaum einem Prozent des Bedarfs für eine 1,5 MW WEA entsprechen. Dementsprechend ist der Energieaufwand für eine 1,5 MW WEA vergleichbar mit der Bewirtschaftung von mindestens 100 ha über einen Zeitraum von 20 Jahren.

5.1.6 Fazit Flächeneffizienz

Zusammenfassend zeigt die Betrachtung der Flächeneffizienz die folgende Abstufung: 1. Windenergie, 2. Photovoltaik, 3. Biomasse. Aufgrund der hohen Energieausbeute, des sehr guten ROI und der angemessenen Arbeitsplatzschaffung, stellt derzeit die Installation von Windenergieanlagen (WEA) die höchste Flächeneffizienz dar. Dies ist außerdem aufgrund der ggf. großen umliegenden Flächen zum Anbau von Biomassen begründbar. Im Beispiel empfiehlt sich energetisch und wirtschaftlich vor allem Silomais, Klee-gras (wenn mindestens dreischnittig) und Miscanthus. Da in der Vergangenheit in einigen Regionen relativ viel Mais vor allem für die Milchviehwirtschaft und den Betrieb von Biogasanlagen produziert wurde, sollte beachtet werden, dass sich bei einer Schwerpunktausrichtung auf Silomais aufgrund negativer Folgen Widerstand ergeben könnte. Gerade in diesem Zusammenhang fällt auch oft der sozial negativ belegte Begriff der „Vermaisung der Landschaft“. Klee-gras und Miscanthus sind in diesem Kontext aufgrund ihrer relativ geringen Flächenpräsenz verglichen mit Mais als unkritischer zu betrachten. Bei Klee-gras sollte aber beachtet werden, dass eine gute Qualität (eiweißreich) und hohe Schnitanzahl pro Fläche notwendig sind, um gute Biogaserträge zu erreichen. Im Hinblick auf die Biogaserzeugung sollte au-

ßerdem immer der Aspekt der Wärmenutzung betrachtet werden, um die Effizienz der Energieerzeugung zu steigern.

Bei nährstoffarmen Böden, welche für anspruchsvolle Kulturen nicht geeignet sind, sollte außerdem auch der Anbau von Kurzumtriebsplantagen (KUP) nicht ausgeschlossen werden. Eine Voraussetzung für gute Erträge ist ein nicht zu trockener und nicht zu feuchter Boden. Trockenheiten können ggf. durch Berieselung ausgeglichen werden. Holzhackschnitzel aus KUP weisen außerdem im Gegensatz zu Biogassubstraten eine höhere Roh- und Energiedichte auf und sind deswegen auch bei längeren Strecken transportwürdig. Im Ergebnis ist für eine ausgeglichene Produktion von Strom und Wärme die Kombination von WEA und Miscanthus oder KUP auf den angrenzenden, bzw. für WEA nicht verwendbaren Flächen, am sinnvollsten.

Eine Kombination mit Biomasse sollte auch deswegen gewählt werden, da bei der Produktion und Verwertung von Biomasse zu 100 % regionale Arbeitsplätze entstehen, wohingegen die technische Wartung von WEA und PVA meist von Personal von außerhalb der Region durchgeführt wird. Herstellerfirmen schicken hierzu meist eigene Außendienst-Techniker.

Insgesamt sollte vor allem immer auf den Bedarf einer Region geachtet werden. Je nachdem ob Bedarf an Nahrungsmitteln, Biomasserohstoffen zur stofflichen Verwertung, Wärme oder Energie besteht, sollte ein individuell angepasster Erneuerbare-Energien-Mix gewählt werden. Besonders, wenn neben elektrischer Energie auch Biomasse zur Nahrungs- oder Wärmeproduktion produziert werden soll, ist eine Kombination aus WEA und Biomasse besonders empfehlenswert, da WEA, im Gegensatz zum Mindestabstand untereinander, nur eine relativ kleine Fundamentfläche benötigen und die übrige Fläche hervorragend durch den Anbau von Biomassen genutzt werden kann.

5.2 Schwerpunkträume für die Nutzung regenerativer Energien

Nachfolgend wird die räumliche Verteilung der Anlagenstandorte für die einzelnen Energieträger beschrieben. Daran schließt sich eine Zusammenfassung aller betrachteten Energiearten über das Plangebiet an.

5.2.1 Schwerpunkträume Oberflächennahe Geothermie

Energie aus Geothermie kann mit Hilfe von Erdwärmekollektoren nahezu flächendeckend gewonnen werden. Die Klimaverträglichkeit ist u.a. in Abhängigkeit der Strombereitstellung (Ökostrom/ fossile Energie) kritisch abzuwägen. Erhebliche unmittelbare Umweltauswirkungen sind nicht zu erwarten. Da keine regionalen Infrastrukturnetze zum Betrieb notwendig und durch die unterirdische Nutzung i.d.R. auf Privatgelände keine Nutzungskonkurrenzen zu erwarten sind, entfalten Erdwärmekollektoren **keine Raumbedeutsamkeit**.

Oberflächennahe Erdwärmesonden (bis 100 m Tiefe) können aufgrund ihres Gefährdungspotenzials für Grundwasserbelastung nur in hydrogeologisch unproblematischen Bereichen errichtet werden. Insofern bestehen Nutzungskonkurrenzen mit wasserwirtschaftlich bedeutsamen Gebieten (Wasserschutzgebiete, Heilquellen etc.). Eine räumliche Differenzierung der Gebiete zur Nutzung von Energie aus oberflächennaher Geothermie ist aufgrund der Datensituation nur schematisch möglich.

In der Region Trier sind großflächig Bereiche als unkritische Gebiete für die Errichtung von Erdwärmesonden dargestellt (vgl. 2.4). In den Landkreisen Vulkaneifel und Bitburg-Prüm ist aber auch der Anteil kritischer Gebiete erheblich. Hier müssen die Fachbehörden im Einzelfall entscheiden, ob eine Nutzung möglich ist. Da auch ein Aufbau von Leitungsnetzen für eine regionale Versorgung nicht gegeben ist, erreichen auch die Infrastrukturen zur Erzeugung erneuerbarer Energien mithilfe von Erdwärmesonden **keine Raumbedeutsamkeit**. Näheres zur Geothermie ist unter 2.4 ausgeführt.

5.2.2 Schwerpunkträume Wasserkraft

Ein Zubau von Wasserkraftanlagen ist aus ökologischen wie wirtschaftlichen Gründen unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht sinnvoll. Ein Handlungsbedarf zur räumlichen Steuerung wird daher nicht gesehen. Die folgende Karte zeigt die vorhandenen Wasserkraftanlagen in der Region Trier. Weiteres zum Thema Wasserkraft können Kapitel 2.3 entnommen werden.

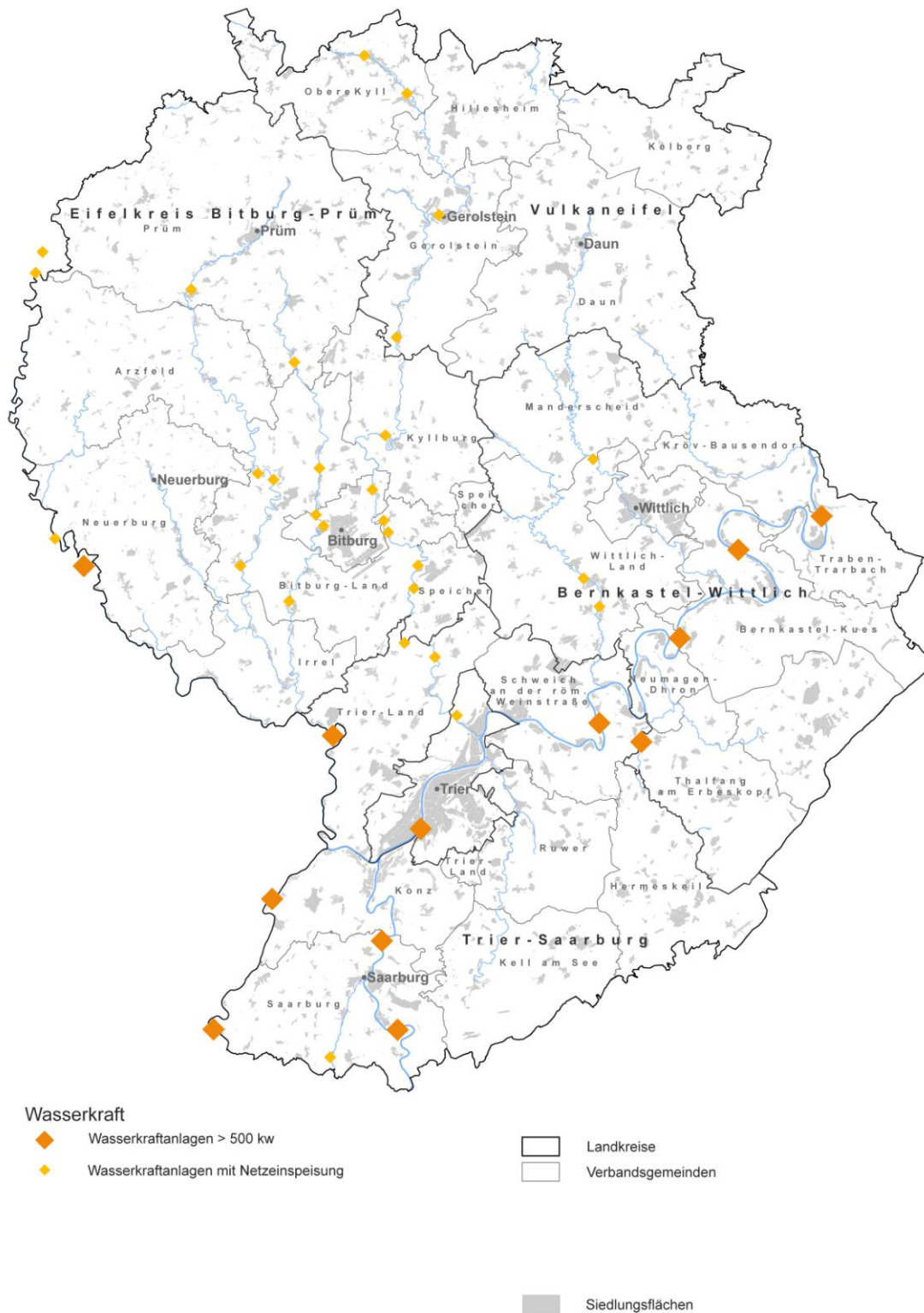


Abbildung 24: Bestehende Wasserkraftanlagen

5.2.3 Schwerpunkträume Biomasse

Hinsichtlich der Stromerzeugung aus Biomasse durch Abfälle, Klär- und Deponiegase sowie fester und flüssiger Biomasse aus der Land- und Forstwirtschaft, liegen nur unzureichende Daten für eine detaillierte Beurteilung vor. Etwa 3,7 % der Stromerzeugung in der Region Trier basiert auf Biomasse, meist durch den Betrieb von Biogasanlagen. Ein Großteil der Anlagen befindet sich dabei im Landkreis Bitburg-Prüm.

Über die Umweltauswirkungen intensiver landwirtschaftlicher Produktion (u. a. Grundwasserbelastung, Wasserverbrauch, Bodenerosion, Geruchsbelastung, Landschaftsbild, Biodiversität) gibt es keine erkennbaren raumbedeutsamen Nutzungskonkurrenzen (Die „Tank-Teller-Diskussion“ kann im Rahmen dieser Projektstudie nicht weiter thematisiert werden).

Eine **Raumbedeutsamkeit** und damit die räumliche Steuerungsfähigkeit auf regionaler Ebene ist derzeit **nicht gegeben**. Vielmehr beeinflussen Marktmechanismen und damit unternehmerische Einzelentscheidungen über einen weiteren Zubau.

Die folgende Karte gibt eine Übersicht über bestehende, genehmigte und geplante Biogasanlagen in der Region Trier:

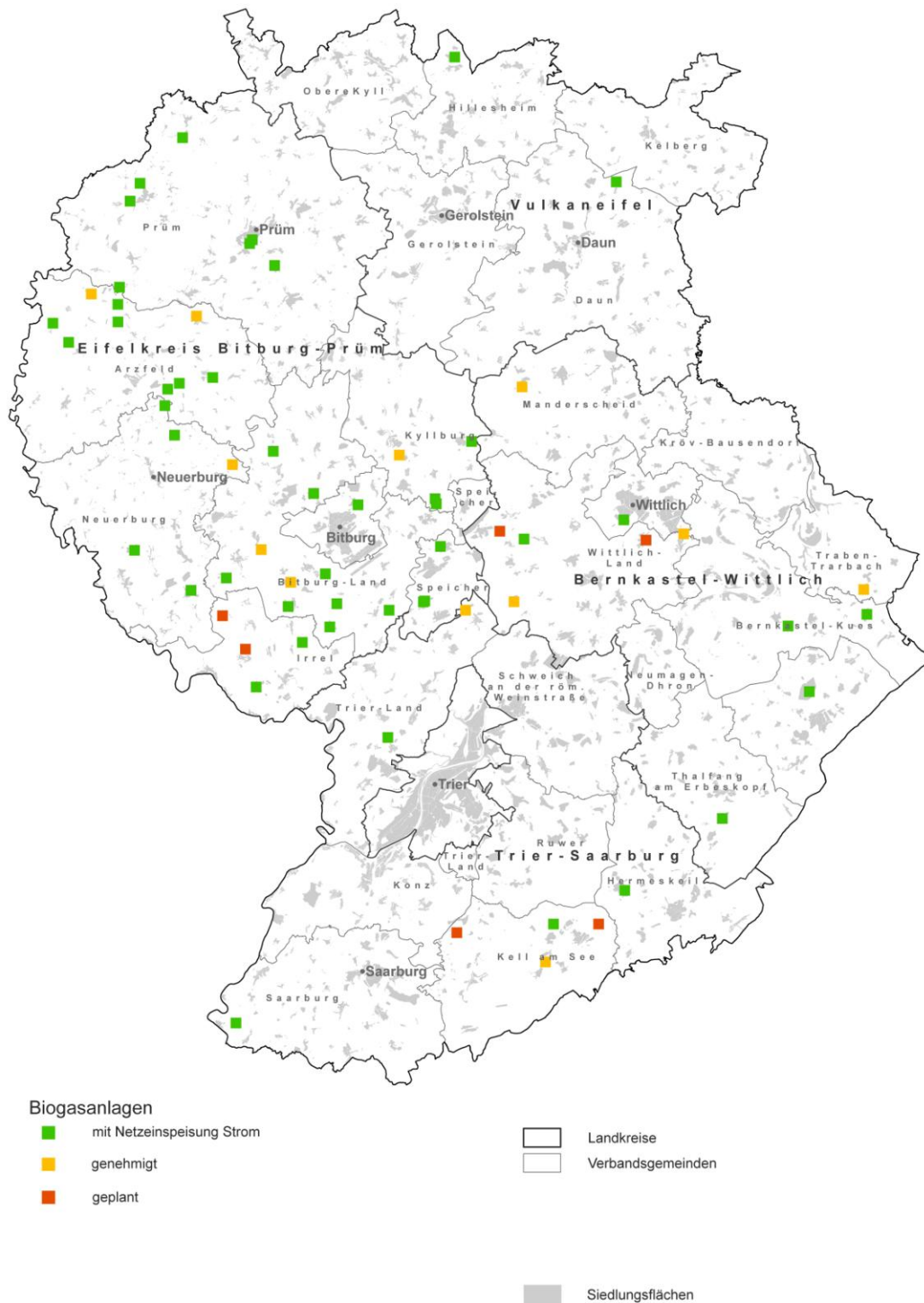


Abbildung 25: Bestehende, genehmigte und geplante Biogasanlagen

Was die beim Betrieb von Biogas-BHKW erzeugte Wärme betrifft, erfolgt deren energetische Nutzung nur in geringem Maße, da entsprechende Abnehmer fehlen. Nur bei vier der insgesamt 66 bestehenden und geplanten Anlagen in der Region Trier wird die Abwärme energetisch verwendet.

Die alternative Möglichkeit der Einspeisung von Biogas ins Erdgasnetz ermöglicht eine Steigerung der Energieeffizienz, da das Biogas ortsunabhängig direkt beim Wärmeabnehmer unter insgesamt weniger Verlustentstehung genutzt werden kann.

Im Einzugsgebiet der bestehenden und geplanten Erdgasleitungen (Umgriff 10 km) liegen 50 der 66 Biogasanlagen der Region. Inwieweit eine Anbindung möglich bzw. wirtschaftlich ist, kann nur unter lokaler und detaillierter Betrachtung beurteilt werden.

Bei der Planung von neuen Biogasanlagen ist die Möglichkeit der Biogaseinspeisung in Erdgasnetze zu empfehlen. Weiteres zur Anbindung von Biogasanlagen an die Erdgasinfrastruktur kann Kapitel 4.5 entnommen werden.

Die nachfolgende Karte gibt einen Überblick über bestehende und geplante Biogasanlagen sowohl zur ausschließlichen Stromeinspeisung als auch zur gleichzeitigen Wärmenutzung, bestehende und geplante Erdgasleitungen sowie die Markierung der Einzugsgebiete von Biogasanlagen zu Erdgasnetzen innerhalb von 10 km.

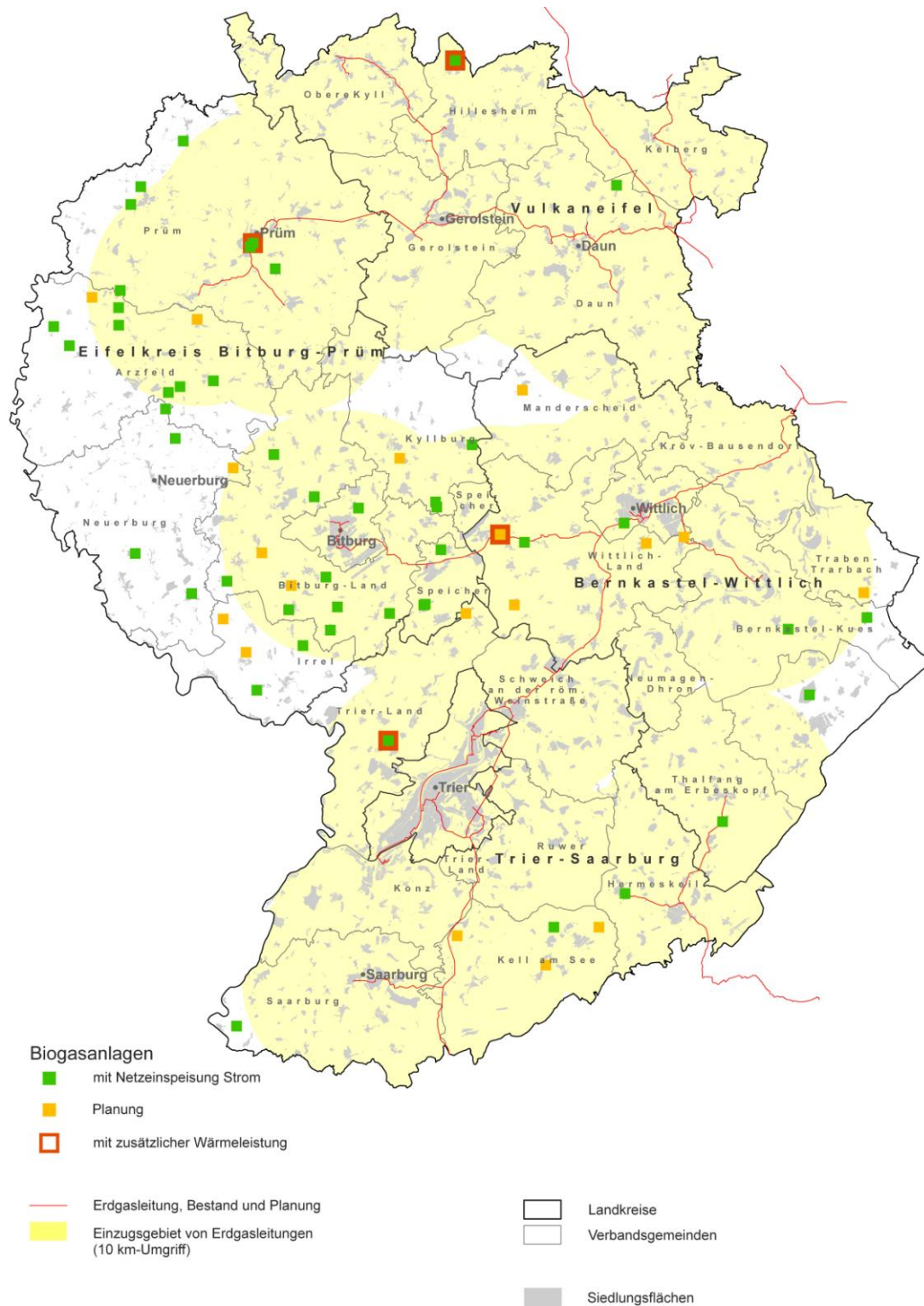


Abbildung 26: Einzugsgebiet von Erdgasnetzen im Hinblick auf Biogasanlagen

5.2.4 Schwerpunkträume Photovoltaik

Die Möglichkeiten zu einer räumlichen Steuerung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) hat der Gesetzgeber mit Priorität den Kommunen als Träger der Bauleitplanung eingeräumt. Die Regionalplanung kann hier zwar ebenfalls tätig werden, da PV-FFA allerdings keine privilegierten Vorhaben im Sinne des Baugesetzbuches darstellen, sind für eine abschließende Regelung auf Ebene der Regionalplanung sowohl materiell als auch rechtlich hohe Hürden gesetzt.

In der Region Trier hat die Planungsgemeinschaft anhand eines Kriterienkataloges (vgl. Anlage II) Potenzialflächen für PV-FFA ermittelt. Sowohl die Potenzialflächen als auch der Kriterienkatalog sollen den Kommunen als Planungshilfe dienen. Der Kriterienkatalog unterscheidet drei Kategorien: In „Ausschlussgebieten“ sollten keine PV-FFA errichtet werden, da hier Aspekte des Arten- und Biotopschutzes, des Landschaftsbildes und der Erholung, der Wasserwirtschaft sowie sonstiger konkurrierender Flächennutzung und Ressourcen einer Errichtung entgegenstehen. In „Restriktionsgebieten ohne abschließende Beurteilung“ ist ebenfalls mit Nutzungskonkurrenzen und naturschutzrechtlichen Restriktionen zu rechnen. Dabei können naturschutzrechtliche Restriktionen die räumlichen Schwerpunkte der Potenzialflächen maßgeblich beeinflussen. In Form von Einzelfallbeurteilungen sollten die Kommunen unter Berücksichtigung der Kriterien Standorte genehmigen können. „Geeignete Gebiete“ stellen Positivflächen dar, bei denen es aus regionalplanerischer Sicht keine Konflikte bei der Errichtung von PV-FFA gibt.

Die folglich abgebildete Karte zeigt die geeigneten und potenziell geeigneten ermittelten Standorte zur Errichtung von PV-FFA in der Region Trier. Die geeigneten Gebiete erfüllen die derzeitigen Kriterien des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), die potenziell geeigneten Flächen könnten in der Zukunft bei entsprechender Anpassung des EEG zur Errichtung von PV-FFA genutzt werden. Des Weiteren sind Vorbehaltsgebiete dargestellt, welche hinsichtlich der Errichtung von PV-FFA von Restriktionen betroffen sind und auf regionaler Ebene nicht abschließend bewertet werden können. Schließ-

lich sind Ausschlussgebiete dargestellt, auf denen die Solarstromerzeugung nicht möglich ist.

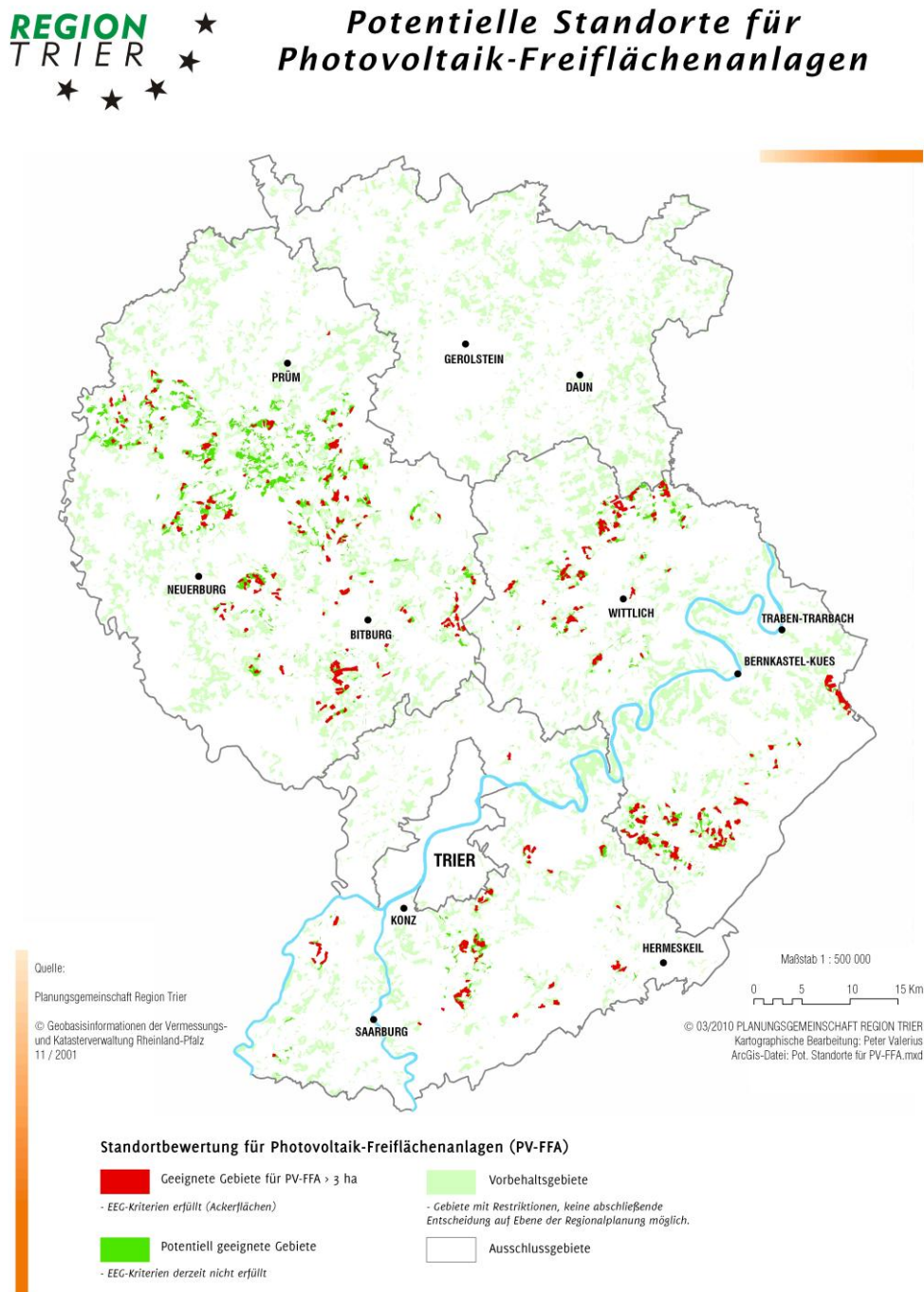


Abbildung 27: Geeignete und potenzielle Standorte sowie Vorbehaltsgebiete und Ausschlussgebiete für PV-FFA

Danach findet sich ein Großteil der Potenzialflächen im Landkreis Bitburg-Prüm (VG Arzfeld, VG Prüm, VG Bitburg-Land), Landkreis Bernkastel-Wittlich (VG Manderscheid und VG Wittlich-Land, VG Thalfang am Erbeskopf) sowie in geringerem Umfang im Landkreis Trier.

Im Einzelfall sind jedoch auch abweichende Potenzialflächen für die Nutzung als PV-FFA geeignet. Maßgeblich sind die Flächennutzungs-, bzw. Bebauungspläne der Kommunen. So finden sich auch bestehende Anlagen in Restriktionsbereichen, die nach dem Kriterienkatalog der PLG nicht zu den Potenzialflächen zählen.

5.2.5 Schwerpunkträume Windenergie

Die Standortsteuerung der mehr als 400 Anlagenstandorte ist mit den von der Regionalplanung ausgewiesenen Vorranggebieten zur Windenergienutzung bereits erfolgt. Die Flächen sind gegenüber anderen Nutzungskonkurrenzen gesichert. Die relevanten Umweltwirkungen wie Lärm, Schlagschattenwurf, Kollisionen sowie Stör- und Scheuchwirkungen (Fledermäuse, Brut- und Zugvögel) als auch die Störung des Landschaftsbildes wurden bei der Auswahl von Vorranggebieten berücksichtigt. Außerhalb dieser Positivflächen dürfen jedoch nach derzeitigem Planungsrecht keine weiteren Windkraftanlagen (WEA) genehmigt werden.

Darüber hinausgehend ist theoretisch ein sehr hohes Potenzial zur Erzeugung von erneuerbarem Strom aus Windenergieanlagen außerhalb der bestehenden Vorranggebiete gegeben (vgl. 2.2). Daher sollte geprüft werden, ob dieses Potenzial langfristig aus rechtlicher und raumplanerischer Sicht durch den Zubau weiterer Vorranggebiete für Windenergie erschlossen werden kann.

Eine Schwerpunktbildung sollte dabei von funktionalen Zusammenhängen und Einspeisemöglichkeiten in das Mittelspannungs- und Hochspannungsnetz abhängen. Zum Mittelspannungsnetz liegen jedoch keine Angaben vor. Da die Stromeinspeisung von Anlagen ab 20 MW gut in das Hochspannungsnetz zu bewerkstelligen ist, könnte zukünftig eine Konzentration von neuen Anlagenstandorten entlang des vorhandenen Netzes vorgenommen

werden. Eine Bündelungsstrategie von Infrastrukturen (Leitungstrassen, Verkehrsinfrastrukturen) ist hierbei wünschenswert. Die nachfolgende Karte gibt eine Übersicht über bestehende, genehmigte und geplante WEA sowie die Lage von unbebauten Vorranggebieten. Eine detaillierte Darstellung von Vorranggebieten auf Landkreisebene sind dem Kapitel 4.2 zu entnehmen.

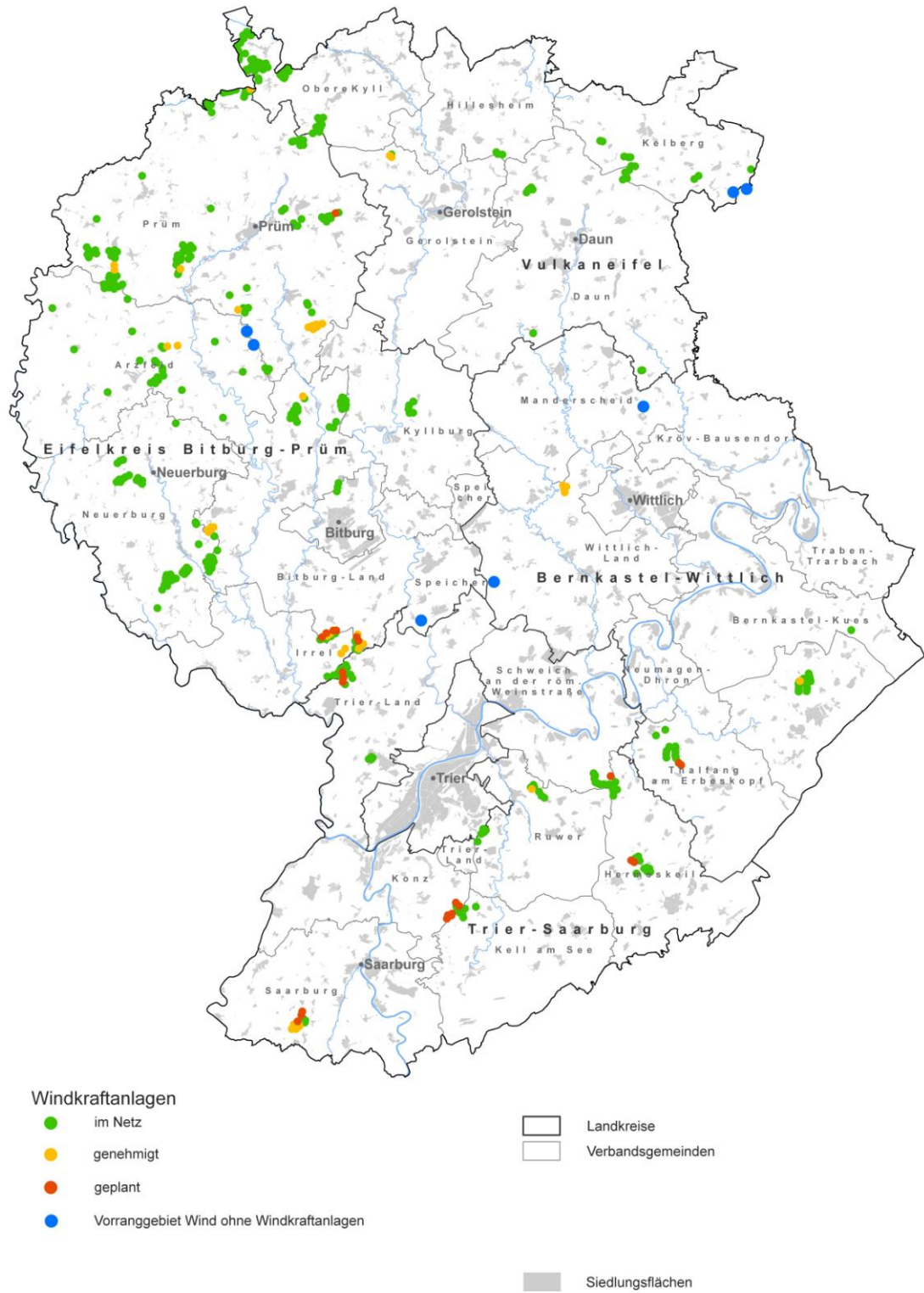


Abbildung 28: Bestehende, genehmigte und geplante WEA sowie unbebaute Vorranggebiete

5.2.6 Zusammenfassung der Anlagenstandorte zur Erzeugung erneuerbarer Energien

Die Zusammenfassung der räumlichen Lage aller Anlagenstandorte (inkl. Potenzialen) der unterschiedlichen Energieerzeuger zeigt, dass nicht von einer räumlichen Schwerpunktbildung gesprochen werden kann. Die Verteilung der Anlagenstandorte für die einzelnen erneuerbaren Energien ist durch unterschiedliche Faktoren bedingt:

1. Geothermie: fast ubiquitär nutzbar, geringe Nutzungskonkurrenzen
2. Wasserkraft: durch vorhandene Wehre und Querungsbauwerke an Fließgewässer gebunden
3. Biomasse (Biogasanlagen): durch wirtschaftliche Einzelentscheidungen gekennzeichnet. Die meisten Anlagen sind an landwirtschaftliche Betriebe in schwach besiedelten Bereichen gekoppelt und speisen Strom in das Versorgungsnetz ein. Die Wärme kann aufgrund fehlender Abnehmer nur in geringem Maße genutzt werden. Eine Einspeisung von (prozessiertem) Biogas in Erdgasnetz kann zu einer größeren Effizienz beitragen, da das Biogas ortsunabhängig vom landwirtschaftlichen Betrieb dann beim Wärmeabnehmer genutzt werden kann. Ein Großteil des Planungsgebiets liegt dabei im Einzugsgebiet (10 km Umgriff) von Erdgasleitungen. Größere Anlagenstandorte mit entsprechender Leistung könnten hier gefördert werden.
4. Dicht besiedelte Bereiche weisen nur einen geringen Anteil an Biogasanlagen auf. Bioenergetische Potenziale auch in dicht besiedelten Gebieten auf der Basis von Abfällen und Reststoffen werden (eine räumliche Nähe der Anlagenstandorte vorausgesetzt) somit kaum genutzt.
5. Solarenergie: die Verteilung der Potenzialstandorte zur Errichtung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) ist insbesondere durch naturschutzrelevante Kriterien bedingt. Die Kommunen haben über das dargestellte Flächenkontingent hinausgehend die Möglichkeit, bei Standorten in Restriktionsgebieten ohne abschließende Beurteilung weitere Flächen über Einzelfallentscheidung zu entwickeln. Das tat-

sächliche Potenzial (gemessen an der Wirtschaftlichkeit) muss ohnehin von den Kommunen über Einzelbetrachtungen der Standorte weiter spezifiziert werden.

6. Windenergie: Der größte Teil der bestehenden Anlagen und des Zubaupotenzials liegt in den bestehenden Vorranggebieten.

In der nachfolgenden Karte sind die Standorte verschiedener erneuerbarer Energieerzeuger zusammengefasst dargestellt.

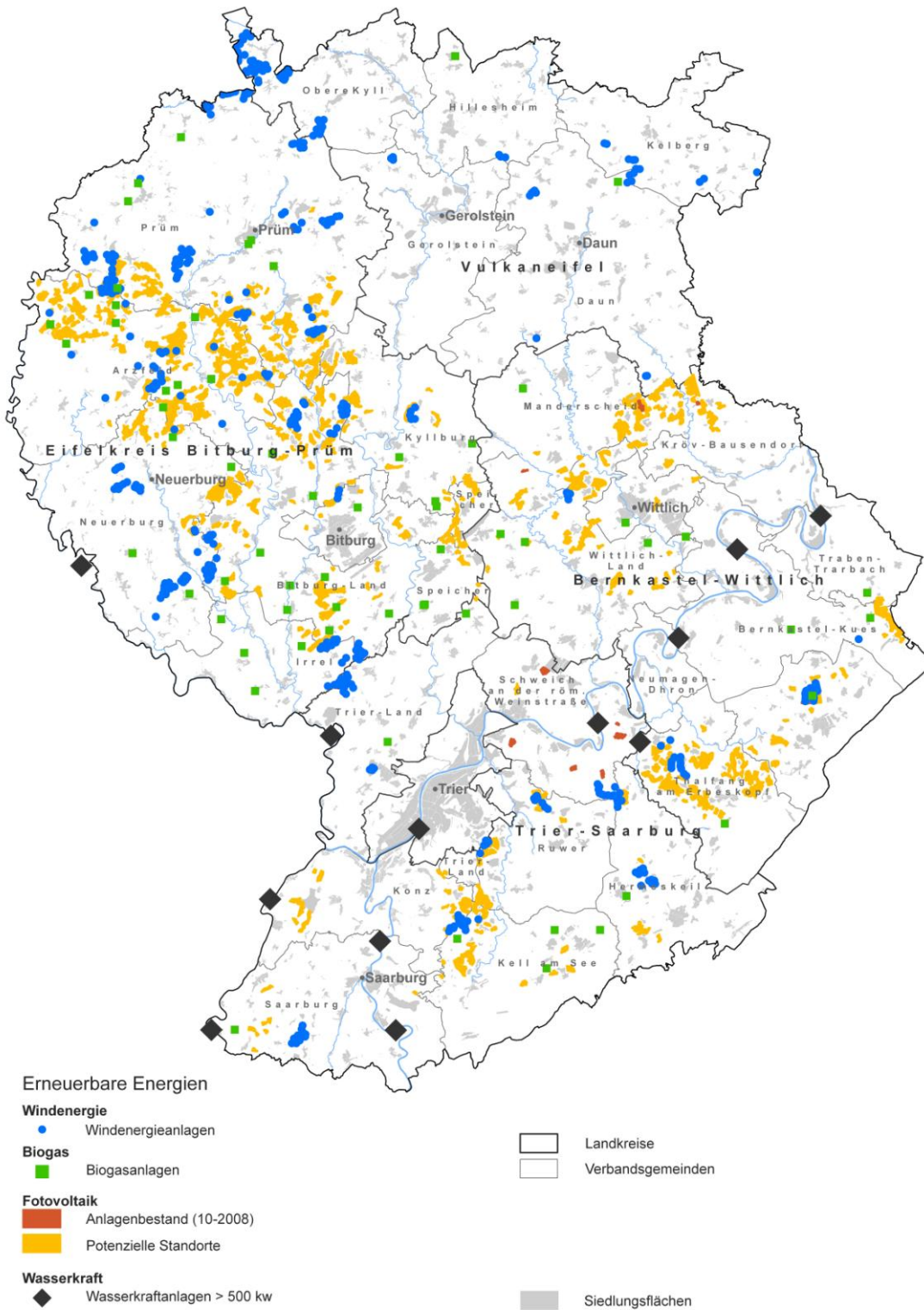


Abbildung 29: Standorte Erneuerbarer-Energien-Anlagen

Bei der Zusammenschau der Anlagenstandorte lassen sich keine räumlichen Häufungen funktional zusammenhängender Standorte (Anlagencluster) zur Erzeugung regenerativer Energien erkennen. Eine Ausnahme bildet als projektgebundenes Anlagencluster der Konversionsstandort „Energiewirtschaft Morbach“, bei dem verschiedene Energieerzeugungsanlagen projektspezifisch gebündelt wurden. Die „Mehringener Höhe“ kann dagegen nicht als Anlagencluster verstanden werden, da trotz räumlicher Nähe von Windenergieanlagen und der Solarfreianlage keine gemeinsame Funktionalität (in Form gemeinsamer Einspeisepunkte, Betreiber o.ä.) gegeben ist.

Der Landkreis Bitburg-Prüm als Verwaltungseinheit beherbergt eine große Anzahl an Biomasseanlagen, PV-FFA und WEA, die allerdings nicht funktional zusammen hängen.

Festzustellen ist auch, dass dicht besiedelte Bereiche nur einen geringen Anteil an Standorten zur Erzeugung regenerativer Energien aufweisen, sieht man von den Wasserkraftwerken an der Mosel ab.

Nur die Errichtung von WEA wird in der Region Trier regionalplanerisch gesteuert. Die Standortentscheidungen für die sonstigen Energieanlagen aus EE basieren auf der Grundlage unternehmerischer Einzelentscheidungen und werden im Einzelfall auf ihre Vereinbarkeit mit den Zielen der Raumordnung überprüft. Die unterschiedliche Flächeneffizienz der Energieerzeugungsarten (vgl. 4.1) bewirkt derzeit keine regionalplanerisch relevanten Nutzungskonkurrenzen mit den Anlagenstandorten.

5.2.7 Empfehlungen

Wasserkraft:

Der Ausbau von Wasserkraftanlagen unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen sollte zugunsten flächeneffizienter Energieerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien nachrangig fokussiert werden.

Oberflächennahe Geothermie:

Eine Steuerungserfordernis seitens der Regionalplanung zur Flächensicherung und zum Management von Nutzungskonkurrenzen besteht derzeit nicht.

Eine Förderung oberflächennaher Geothermie sollte wirtschaftlichen Instrumenten vorbehalten bleiben.

Biomasse:

Eine besondere Förderung von Biogasanlagen in der Nähe zu Erdgasleitungen oder direkten Abnehmern von Wärme (z. B. Gewerbestandorte) würde deren Effizienz deutlich verbessern. Hinsichtlich Flächensicherung und Management von Nutzungskonkurrenzen besteht seitens der Regionalplanung derzeit keine Steuerungserfordernis.

PV-FFA:

Die regionale Potenzialkarte auf der Grundlage des Standortkriterienkataloges der PLG Trier (vgl Anlage II) deckt ein theoretisches Potenzial an Standorten ab. Diese Planungshilfe eröffnet der Kommunen innerhalb der „Restriktionsgebiete ohne abschließende Beurteilung“ im Zuge von Einzelfallentscheidungen zusätzliches Flächenpotenzial. Die aktuelle Tendenz, PV-FFA (zugunsten von Dachanlagen) wirtschaftlich unattraktiver zu gestalten⁴⁸, lässt vermuten, dass zumindest in naher Zukunft kein weitergehender Handlungsbedarf der Flächensteuerung durch die Regionalplanung notwendig wird. Nach Erreichen der Netzparität zwischen den Stromgestehungskosten aus konventioneller Energie gegenüber denen aus EE ist jedoch mittelfristig mit einem Steuerungsbedarf durch die Raumordnung zu rechnen.

Windenergie:

In der Region Trier existieren erhebliche theoretische Windenergiepotenziale, deren tatsächliche Nutzbarkeit allerdings derzeit nicht abgeschätzt werden kann. Hierzu bedarf es einer vertiefenden Untersuchung. Allerdings ist festzustellen, dass der Windenergienutzung in der Region bereits heute substantiell Rechnung getragen wird und eine Realisierung des in den Vorranggebieten für die Windenergienutzung noch vorhandenen Ausbaupotenzials (Zubau- und Repoweringpotenziale) derzeit mit Priorität vorangetrieben werden sollte.

⁴⁸ Der aktuelle Beschluss der Bundesregierung sieht drastische Senkungen bei der Förderung von PV-FFA vor.

Projektbezogene Initiativen:

Pilot- und Demonstrationsprojekte zu Energieclustern oder Energielandschaften, energieautarken Kommunen, Gewerbestandorten oder die Förderung von Verbundnetzen und Kombikraftwerken besitzen eine positive Symbolkraft. Sie entfalten Anstoßwirkung zu einem positiven Umgang mit erneuerbaren Energien bei vielen zivilgesellschaftlichen Akteuren. Insbesondere Konversionsstandorte in der Nähe oder innerhalb dicht besiedelter Gebiete sollten durch die Regionalplanung planerisch unterstützt werden.

6. Regionalökonomische Optimierung durch energetischen Verbund

6.1 Energieautarkie als langfristiges Szenario

Die bilanzielle Deckung des gesamten Strombedarfs auf Basis erneuerbarer Energieerzeuger ist in der Region Trier durch die Ausschöpfung zusätzlicher Potenziale an Wind- und Solarenergie bereits mittelfristig erreichbar (vgl. 3.1). Hierbei ist selbst eine Stromüberproduktion möglich, d.h. die Region Trier würde aus der bilanziellen Sicht zum Energieexporteur (Strombedarfsdeckung > 100 %). Windenergie stellt das größte Ausbaupotenzial dar. Allein durch die Erschließung der Potenziale in bereits ausgewiesenen Vorranggebieten ist der Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamtstromversorgung auf rund 95 % zu steigern. Mit der Erschließung weiterer Potenziale, wie das Repowering oder Ausbau der Photovoltaik-Freiflächenanlagen, würde die 100 %-Schwelle übertreffen.

Die völlige Energieautarkie, sprich eine Energieselbstversorgung der Region Trier durch die Aktivierung und Nutzung regionaler Energieressourcen bei gleichzeitiger Unabhängigkeit von Energieimporten, ist kurzfristig nicht erreichbar, kann jedoch durch die Erschließung zusätzlicher Potenziale erneuerbarer Energien zukünftig realisiert werden. Aufgrund des erhöhten Anteils fluktuierender Energieverfügbarkeit aus erneuerbaren Energieträgern bedarf es hierbei des Weiteren einer großräumigen Einbindung von Regelenergiesystemen und –technologie, z. B. Demand Side Management zur Lastzu-

bzw. –abschaltung oder Batteriespeicher zur Pufferung überschüssigen Stroms an windreichen Tagen. Ein energetischer Verbund von dezentralen Energieerzeugern, –speichern und –verbrauchern wird somit erforderlich.

Eine größere Herausforderung hinsichtlich der Energieautarkie stellt der Wärmebereich dar. Die Möglichkeiten der Wärmebereitstellung auf regenerativer Basis finden sich in der energetischen Nutzung von Biomasse und der verstärkten Umwandlung von Strom- in Wärmeenergie – der energetischer Verbund fördert demnach auch die Energieautarkie im Wärmesektor. Zuvor sind die Wärmebedarfseinsparung durch Effizienzsteigerung bei der Prozessoptimierung, Gebäudesanierung sowie energieeffiziente Standardisierung zwingend notwendig. Handlungsempfehlungen im Wärmebereich wurden im Rahmen dieser Studie nicht ausgearbeitet.

Auch der Bereich Verkehr ist nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Jedoch soll an dieser Stelle auf die Notwendigkeit der Einbindung der Mobilität in den energetischen Verbund hingewiesen werden. Denn auch der Verkehr ist langfristig energieautark zu betreiben, wenn dieser durch regenerativen Strom betrieben werden kann. Gleichzeitig werden die mobilen Batteriespeicher zur Pufferung von Stromschwankungen eingesetzt. Näheres zur Einbindung der Elektromobilität wird weiter unten erläutert.

6.2 Herausforderungen beim energetischen Verbund

Bei einem Ausbau der regenerativen Energieträger mit anteilig fluktuierender Energiebereitstellung wird die Schaffung neuer Strukturen in der Energieversorgung notwendig. Um den geänderten Anforderungen und den damit vermehrt auftretenden dezentralen Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherstrukturen mit zunehmender Komplexität gerecht zu werden, sind Lösungen für eine ökonomische und effiziente Energiebereitstellung gefordert. Eine bedeutende Herausforderung der Energiewirtschaft besteht hierbei in der Zwischenspeicherung von Überschüssen der fluktuierenden Energieerzeugung regenerativ betriebener Kraftwerke mit dem Ziel der möglichst vollständigen Adaption der Erzeugung an den Bedarf. Als mögliche Speichersysteme- bzw. -medien von Strom sind Pumpspeicherkraftwerke, Druckluftspeicherkraftwerke, Wasserstoff und stationäre sowie mobile Batteriespeicher verfügbar.

Zuvor sollten allerdings die vorhandenen Effizienz- und Suffizienzpotenziale sowohl hinsichtlich des Gesamtstromverbrauches als auch bezüglich der zeitlichen Verlagerung von Spitzenlasten durch Demand Site Management Strategien, z. B. das Zu- bzw. Abschalten von Verbrauchern entsprechend der Über- bzw. Unterproduktion von Strom, ausgeschöpft werden. Die Verbindung von Strom- und Wärme-/ Kältestruktur unter sinnvoller Synergienutzung wird hier zunehmend an Bedeutung gewinnen: neben der bereits etablierten Kopplung von Strom- und Wärmeerzeugung durch Blockheizkraftwerke werden zukünftig Wärmepumpen oder Kühlhäuser im Gewerbe und der Industrie durch überschüssigen Strom betrieben. Kühlräume von Supermärkten bspw., können bei Spitzenlasten kurzfristig abgeschaltet werden.⁴⁹

Aufgrund der topografischen Lage der Region Trier stellen Pumpspeicherkraftwerke zur Regelenergiebereitstellung ein sehr begrenztes Potenzial dar. Druckluftspeicherkraftwerke und Wasserstoff als Speichermedien erscheinen sowohl aus heutiger Sicht als auch perspektivisch einer ökonomischen Betrachtung nicht standzuhalten.

Bei den Speichersystemen stellen derzeit Batterien die aussichtsreichste Alternative zur Pufferung von Überschussstrom dar. Nach einer rasanten Entwicklung von Batterien bei der mobilen Anwendung in Handys und Laptops, wird gegenwärtig verstärkte Forschung und Entwicklung im Bereich der stationären Speicherung und im Automobilsektor, der Elektromobilität, betrieben. Hierbei ist die Integration der Batteriespeicher in die Stromnetze vorgesehen. Wie bei der stationären Batteriespeicherung, werden zukünftig auch die Batterien der Elektrofahrzeuge während ihren Standzeiten (durchschnittlich weniger als 23 Stunden pro Tag)⁵⁰ insbesondere in Schwachlastzeiten geladen und somit Stromüberschüsse abfangen und umgekehrt in Spitzenlastzeiten einen Teil der gespeicherten Energie dem Netz wieder zur Verfügung stellen.

⁴⁹ Vgl. Michael Weinhold; Ein neues Energie-Zeitalter bricht an; in: BWK, Bd. 61 (2009), Nr. 7/8; S. 32 ff.

⁵⁰ Eigene Berechnung auf Basis folgender Parameter: durchschnittlich zurückgelegte Kilometer pro Pkw: ca. 13.000 km/ a (Internetseite des Statistischen Bundesamts); durchschnittliche Fahrgeschwindigkeit: ca. 40 km/ h (Christian Holzrau; in: Karlsruher Institut für Technologie – Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis; Nr. 3; 15. Jahrgang; Dezember 2006; S. 38 ff.); Jahresstunden: 8.760 h

Wie in nachfolgender Abbildung dargestellt, bedürfen die dezentral verteilten Erzeuger-, Speicher- und Verbraucherstrukturen eines ganzheitlichen Managements hinsichtlich eines effizienten Betriebs durch geeignete Informations- und Kommunikationssysteme.

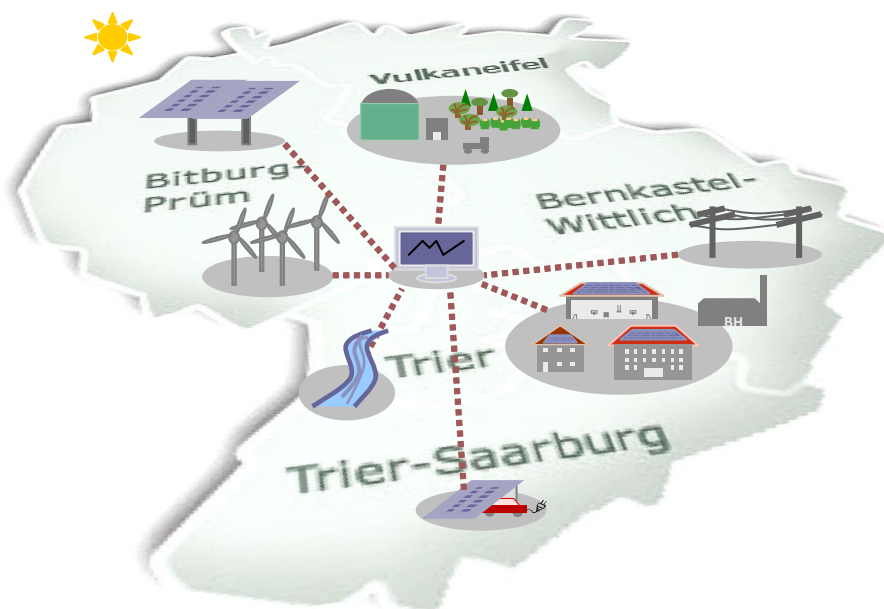


Abbildung 30: Energetischer Verbund

6.3 Stand der Wissenschaft und Technik

Derzeit gibt es mit Siemens und ISE (Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme) zwei kommerzielle Anbieter Dezentraler Energiemanagementsysteme mit adäquaten Leistungsmerkmalen. Diese finden ihre Wurzeln in einer innerbetrieblichen Optimierung des Energieverbrauchs. Es gibt bislang sehr wenige Projekte wie z. B. EDISON⁵¹ und KonWerl 2010⁵², die sich mit den Potenzialen und Auswirkungen der Nutzung eines dezentralen Energiemanagementsystems, z. B. das Dezentrale Energiemanagementsystem (DEMS) der Firma Siemens, zur Integration dezentraler Strukturen beschäftigen.

In SEMS (Sustainable Energy Management Systems), einem in 2007 angefahrenen und durch das Institut für angewandtes Stoffstrommanagement ko-

⁵¹ Intelligente Energieverteilungsnetze durch Anwendung dezentraler innovativer Erzeuger-, Speicher-, Informations- und Kommunikationssysteme

⁵² Konversion ehemaliger Militärfächen in Werl

ordinierten EU-Forschungsprojektes aus dem 6. Forschungsrahmenprogramm, soll unter anderem erstmalig die Nutzung eines DEMS in europäischen Kommunen untersucht werden. Das Besondere hierbei ist die Ausweitung des zu untersuchenden Bilanzraumes von einer innerbetrieblichen Betrachtung auf eine Kommune mit der Übertragung und Modellierung der vorherrschenden Energieversorgungsstruktur. Zur Durchführung einer solch detaillierten Betrachtung werden neben Sondervertragskunden- und meteorologischer Daten auch möglichst alle regenerativen Anlagen gemessen und über entsprechende Prozessanschlüsse in dem dezentralen Energiemanagementsystem aufgeschaltet. Da in der Praxis eine kontinuierliche Messung aller Elemente nicht möglich ist, kann entweder auf historische Last- und Einspeiseprofile vergleichbarer Anlagen oder auf Standardprofile der Energieversorger zurückgegriffen werden.

6.4 Methodik

Da für die Untersuchung der Auswirkungen eines energetischen Verbundes mit dem Ziel der Energieautarkie der Region Trier keine entsprechenden Daten vorlagen, wurden Standardeinspeise- und Standardlastprofile anderer Versorger zur Simulation des monatlich kumulierten Beitrages der regenerativen Energien des Status Quo und der unter 3.1 berechneten Szenarien 25 %, 50 %, 75 % und 100 % zur Nutzung des theoretischen Potenzials herangezogen.

Dabei wurden repräsentative regionale Daten des jährlichen Anteils des Energiebedarfes der verschiedenen Endverbraucher (Haushalte, Kleingewerbe und Landwirtschaft) zur Synthese des regionalspezifisch adaptierten Lastprofils berücksichtigt.

Neben der Nutzung nicht regionalspezifischer Daten, ist eine weitere Einschränkung in der geringen Auflösung der Deckungsbeiträge auf Monatsbasis zu sehen, da tägliche und wöchentliche Schwankungseffekte in der Betrachtung verloren gehen. Dennoch können gegenüber einer reinen Jahresbilanzdarstellung bereits qualitative Aussagen zu den saisonalen Schwankungen des Bedarfes und der Erzeugung getroffen werden.

Die Ermittlung der hier erforderlichen lastspezifischen Energieverbräuche der Industrie ist nur durch eine detaillierte Analyse der Industriebranche in der Region Trier durchführbar. Dies ist im Rahmen der vorliegenden Studie nicht möglich. Der Einfachheit halber wurde der industrielle Strombedarf, welcher etwa 53 % (vgl. 1.2.1) des regionalen Gesamtstrombedarfs ausmacht, monatlich gleich verteilt. Somit wird von 24-stündigen Betriebsprozessen, ohne der Betrachtung von saisonalen Schwankungen, ausgegangen. Demnach können Abweichungen hinsichtlich des Energiebedarfs und damit der reale Lastkurvenverlauf nicht dargestellt werden. Dennoch ist eine grobe Abschätzung zur Lastsituation und des Deckungsgrades auf Basis erneuerbarer Energieträger möglich.

6.5 Ergebnisse

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Status Quo hinsichtlich des Beitrages der fluktuierenden Energieträger zur Deckung des Strombedarfes in der Region Trier. Die residuale Last, d. h. die Differenz zwischen der Last und dem Beitrag von erneuerbaren Energien ist derzeit in der Monatsbilanz immer positiv. Das bedeutet, dass erneuerbare Energien den Strombedarf in der Region in keinem Monat decken können.

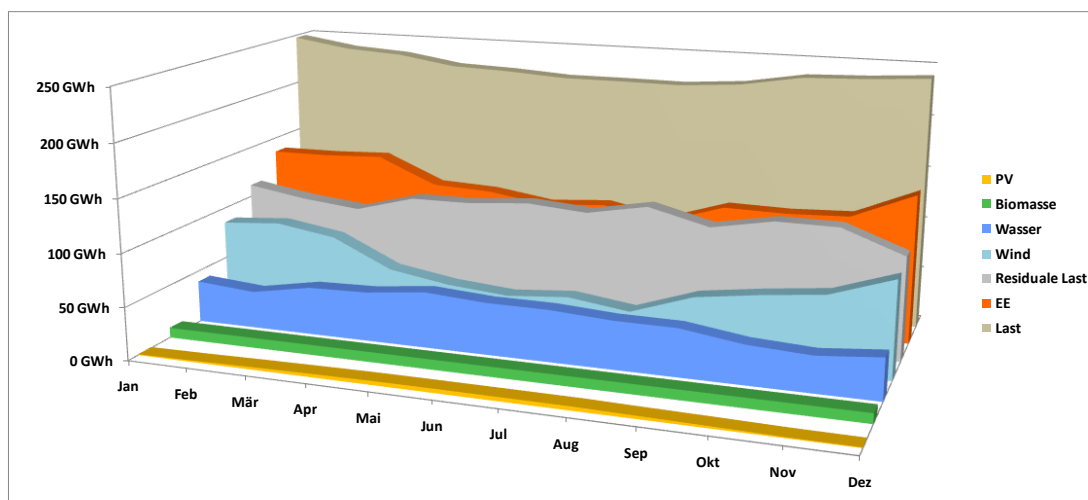


Abbildung 31: Deckungsgrad Status Quo

Bei der Betrachtung der vier Szenarien 25 %, 50 %, 75 % und 100 % wird mit zunehmender Potenzialerschließung der Regelenergiebedarf deutlich. Im Szenario 25 %, also der zusätzlichen Nutzung des theoretischen Windener-

gie- und Solarstrompotenzials in Höhe von 25 %, können erneuerbare Energien noch nicht den Strombedarf abdecken. Doch bereits beim Szenario 50 % entsteht aufgrund des hohen Windenergieanteils in den Monaten Februar und März ein Stromüberschuss auf Basis erneuerbarer Energien.

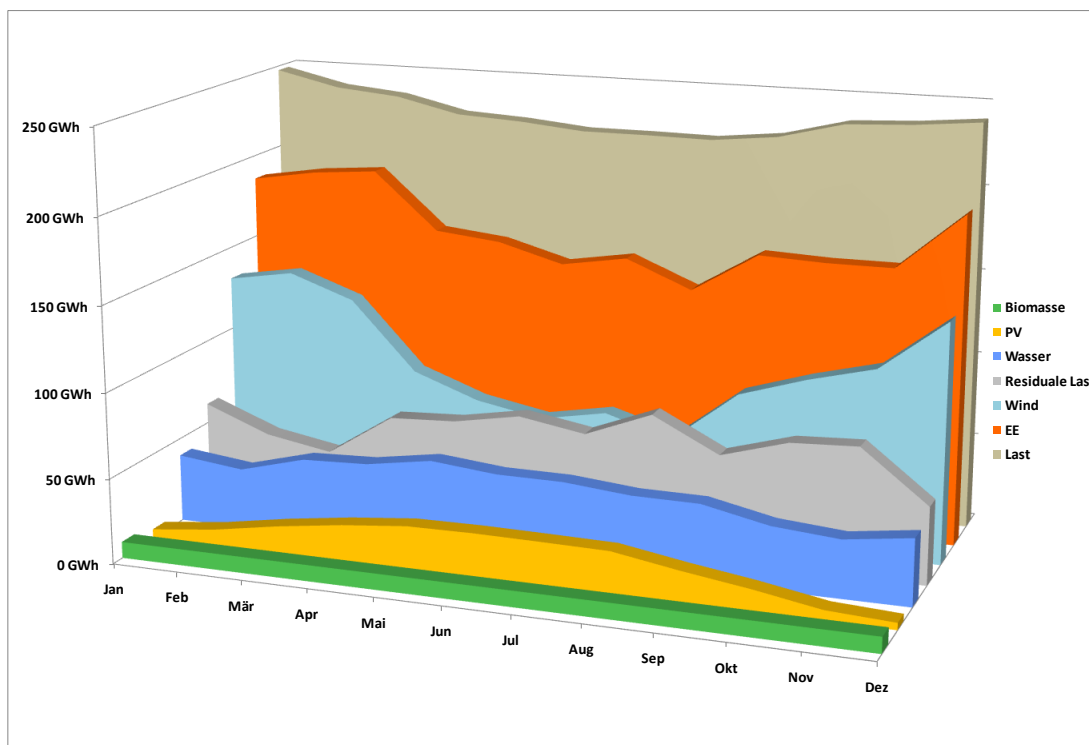


Abbildung 32: Deckungsgrad Szenario 25 %

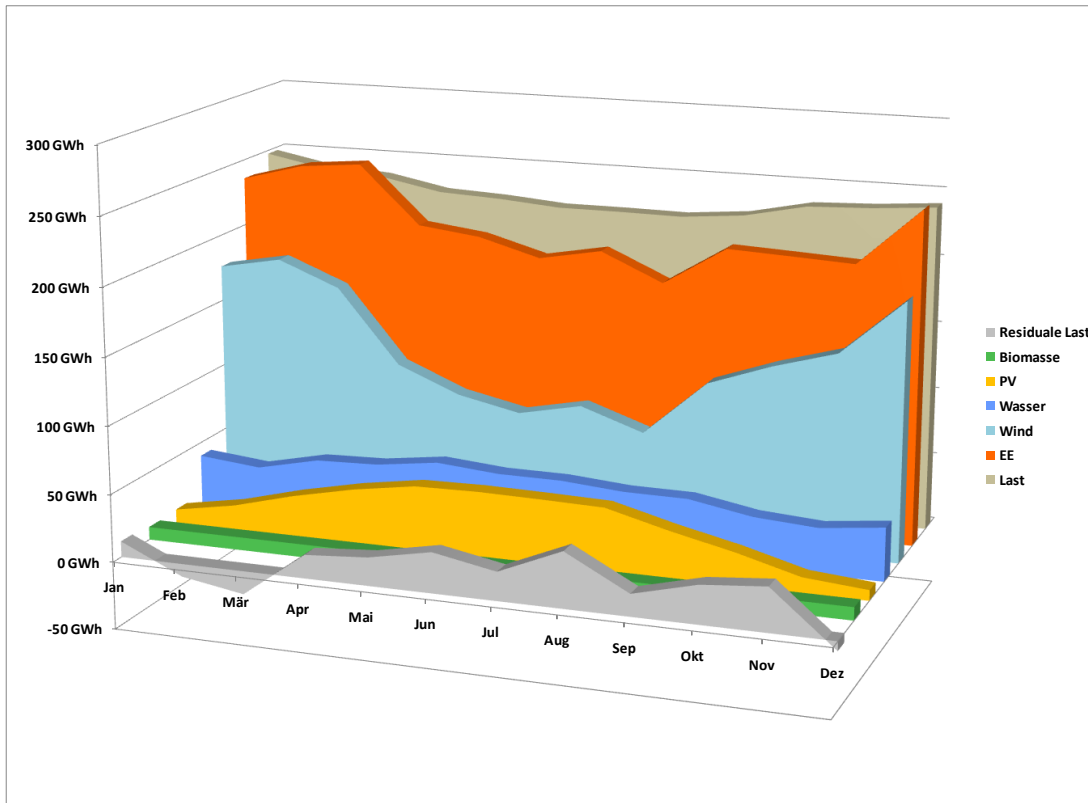


Abbildung 33: Deckungsgrad Szenario 50 %

Eine ganzjährige Deckung auf Monatsbasis ist im Szenario 75 % gewährleistet. Insbesondere in den Sommermonaten jedoch kann der saisonal bedingte Einbruch der Windenergieeinspeisung durch den steigenden Beitrag durch PV nicht kompensiert werden.

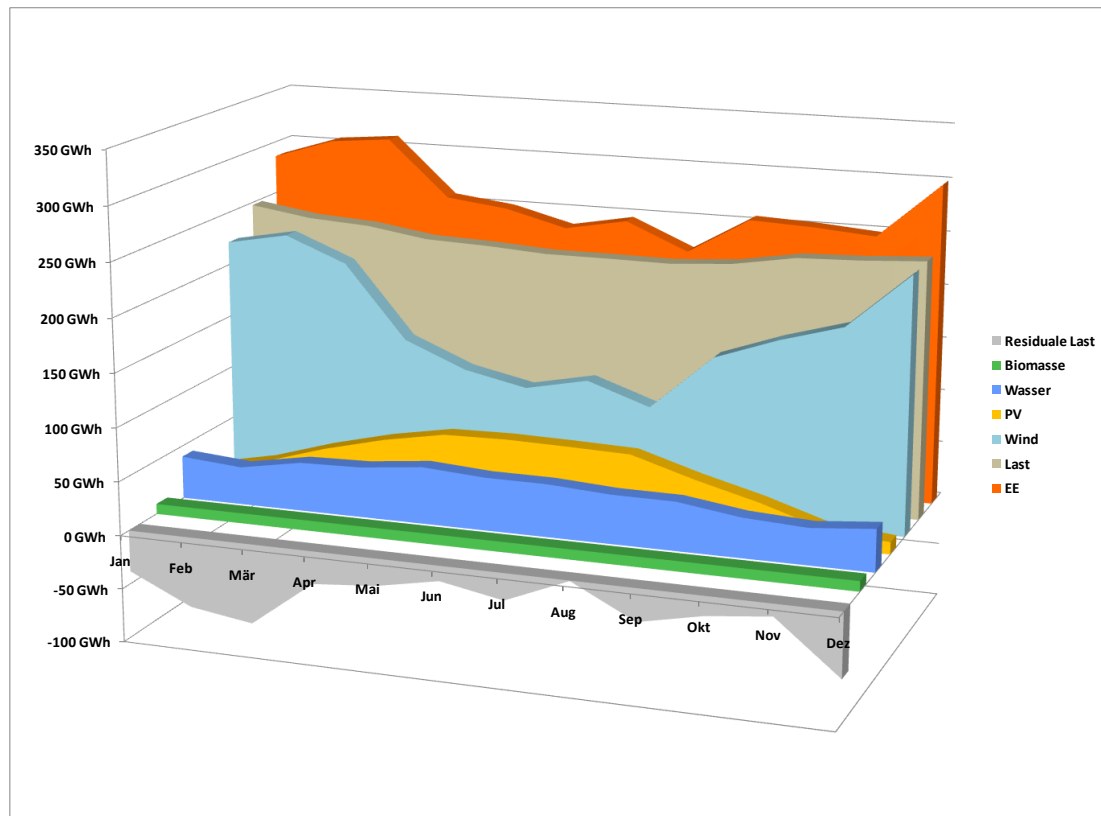


Abbildung 34: Deckungsgrad Szenario 75 %

Der Einsatz von Speichersystemen und –technologien wird insbesondere im Szenario 100 % ersichtlich. Das Szenario 75 % weist im Monat August noch eine Deckung des Strombedarfs im Verhältnis 1:1 auf, wohingegen im Szenario 100 % bei einer monatsweisen Betrachtung ein über das ganze Jahr durchgehender Stromüberschuss entsteht.

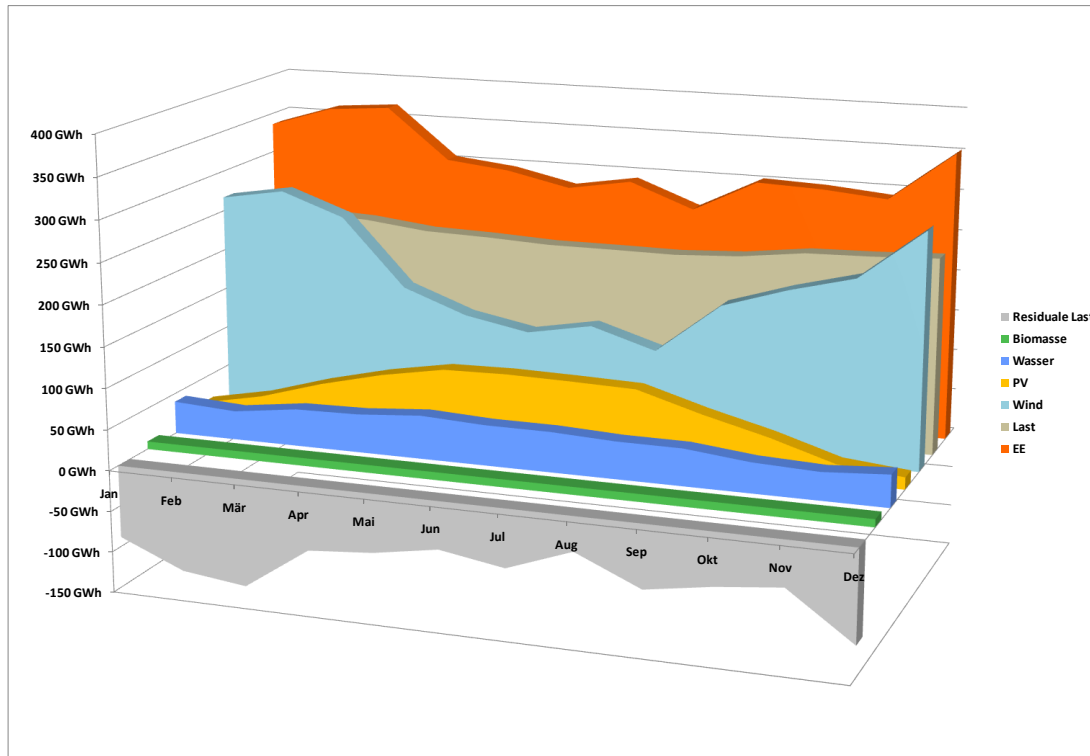


Abbildung 35: Deckungsgrad Szenario 100 %

6.6 Zusammenfassung und Ausblick

Es wird in der kumulierten Betrachtung der einzelnen Szenarien nicht deutlich, dass bereits bei einem geringeren Anteil der Nutzung der regenerativen Potenziale Speichersysteme notwendig werden. Dies würde erst bei einer hoch aufgelösten Analyse auf Basis von Viertelstundenwerten über den Tagesverlauf erkennbar werden.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Möglichkeit einer intraregionalen energetischen Kompensation für die Region Trier unter Berücksichtigung einer Reduzierung des Netzausbaus unter dem Aspekt einer regionalökonomischen Optimierung einer detaillierteren Betrachtung bedarf. Eine Herausforderung besteht in der Weiterentwicklung der Stromnetze hin zu einem Smart Grid bei gleichzeitiger Erhöhung der Prognosegenauigkeit der Stromproduktion als auch Nachfrage und die Etablierung eines Lastmanagements zur Adaption der Nachfrage an die zur Verfügung stehende Netzleistung. Bei einer hohen Netzdurchdringung von regenerativen Energien kann durch ein optimiertes Lastmanagement außerdem der Speicherbedarf

erheblich reduziert werden, so dass dem Lastmanagement bei der Gestaltung einer künftigen klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung eine entscheidende Rolle zukommen wird. Darüber hinaus kann der noch notwendige Bedarf an Pufferenergie durch stationäre Batteriespeicher bzw. den zukünftig steigenden Anteil an Elektrofahrzeugen und deren Traktionsbatterien durch die sogenannte „vehicle2grid“-Technologie (V2G) perspektivisch zum Teil gedeckt werden. Bei einer abgeschätzten Anzahl von 250.000 Fahrzeugen in der Region Trier könnten bei einer 100%-igen Substitution der Fahrzeuge durch Elektrofahrzeuge täglich theoretisch insgesamt 2,5 GWh zur Verfügung gestellt werden bei Verwendung von 50 % der in den Akkus gespeicherten Energie (10 kWh pro Fahrzeug). Allerdings wird dieser Wert aufgrund des unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktors im Tagesverlauf deutlich niedriger ausfallen. V2G erfordert allerdings auch Batteriespeicher mit einer hohen Zyklenfestigkeit.

Darüber hinaus sollte auch möglichst der Wärmesektor in die Betrachtung eines energetischen Verbundes integriert werden, so dass hierdurch auch ein Beitrag zur Regelenergiebereitstellung in der Region Trier geleistet werden kann. Blockheizkraftwerke und Nachtspeicherheizungen sind bereits etablierte Technologien hinsichtlich des Verbundes des Strom- und Wärmesektors. Weiteres zukünftiges Potenzial wird der Einsatz von günstigem Überschussstrom bspw. zu industriellen Kühlzwecken oder der Erzeugung von Wärme in Wärmepumpen sein.

Durch einen energetischen Verbund, bei gleichzeitiger Erschließung weiterer Potenziale erneuerbarer Energie, kann langfristig der Status einer energieautarken Region Trier realisiert werden. Bereits mittelfristig ist durch den teilweisen Zubau an Windenergie und Freiflächen-Photovoltaik die bilanzielle Deckung des Strombedarfs der Region erreichbar.

Anlage I – Energiesteckbrief

Energiesteckbrief Region Trier

Landkreise

- Trier-Saarburg
- Berncastel-Wittlich
- Vulkaneifel
- Bitburg-Prüm
- Kreisfreie Stadt Trier



Flächennutzung	km ²	%
gesamte Bodenfläche	4.918	100,0
Landwirtschaft	2.139	43,5
Wald	2.149	43,7
Wasser	50	1,0
Siedlung und Verkehr	560	11,4
Sonstige	20	0,4

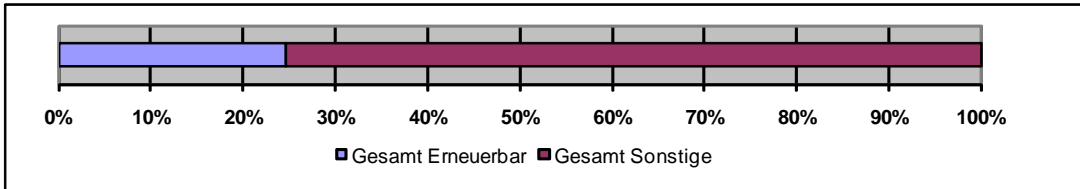
Energieverbrauch

Strom: 2.506.378.935 kWh
 Wärme: 7.295.046.414 kWh

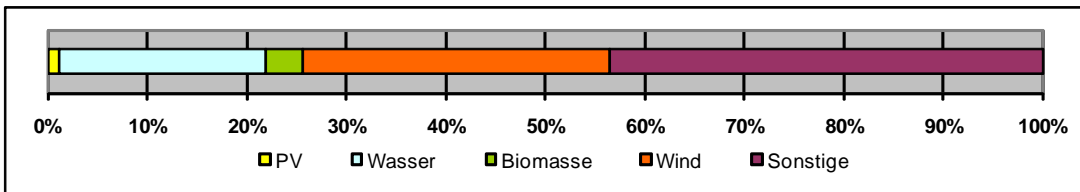
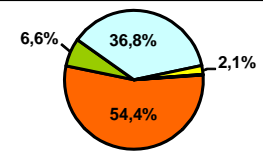
Bevölkerung

Einwohner: 515.322 E
 Einwohnerdichte: 104,8 E/ km²

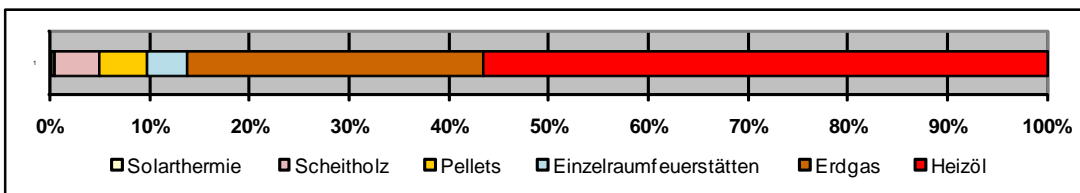
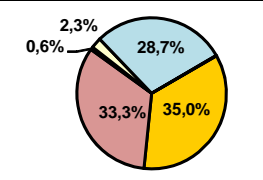
Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien



Stromerzeugung	Summe Anlagenleistung [kW]	Strom [kWh]	Pro Einwohner [kWh/E]	Verteilung Strom aus Erneuerbaren Energien
Wind	522.686	769.577.706	1.493	
Biomasse	25.706	93.069.238	181	
Wasser	112.558	521.727.123	1.012	
PV	63.009	29.716.079	58	
Deponie-/Klärgas	15	1.813.589	4	
Summe Strom aus EE	723.974	1.415.903.735	2.744	



Wärmeerzeugung	Summe Anlagenleistung [kW]	Wärme [kWh]	Pro Einwohner [kWh/E]	Verteilung Wärme aus Erneuerbaren Energien
Pellets	185.725	351.900.710	683	
Scheitholz	176.623	335.147.650	650	
HHS	3.201	6.082.280	12	
Solarthermie	51.377	23.119.650	45	
Einzelraumfeueröfen	813.518	288.753.000	560	
Wärmepumpen	-	1.180.000	2	
Summe Wärme aus EE	> 1.230.443	1.006.183.290	1.953	



Anlage II – Kriterienkatalog Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Kriterienkatalog, Stand 30.12.2009

1. Ausschlussgebiete

Arten- und Biotopschutz

- Flächen des landesweiten Biotopverbunds (Kern- und Verbindungsflächen)
- Naturschutzgebiete
- Geplante Naturschutzgebiete
- FFH-Gebiete
- Vogelschutzgebiete
- Naturdenkmale
- Geschützte Landschaftsbestandteile
- Regionaler Biotopverbund - Sehr bedeutende Gebiete für den Arten- und Biotopschutz (nach Entwurf Landschaftsrahmenplan 2009): Vorschlagsflächen zur Ausweisung als Vorranggebiete Arten- und Biotopschutz im ROP
- Geschützte Flächen nach § 28 LNatSchG (wo verfügbar nach aktuellem Stand bzw. nach Biotopkartierung 1995)
- Biotopkartierte Flächen (wo verfügbar nach aktuellem Stand bzw. nach Biotopkartierung 1995)

Landschaftsbild und Erholung

- Naturpark-Kernzonen und geplante Naturpark-Kernzonen

Wasserwirtschaft

- Fließgewässer
- Überschwemmungsgebiete (abgegrenzte und festgesetzte ÜSG)
- stehende Gewässer

Flächennutzung und natürliche Ressourcen

- Vorranggebiet für Landwirtschaft (nach Vorschlag der Landwirtschaftskammer 2009 für die Neuaufstellung des Regionalen Raumordnungsplanes (ROPneu) „sehr hochwertige“ landwirtschaftliche Flächen)

Für kommunale Konzepte die derzeit erarbeitet werden bzw. zeitnah erarbeitet werden sollen:

Im Rahmen kommunaler Konzepte müssen die Vorranggebiete für die Landwirtschaft berücksichtigt und in den jeweiligen Einzelfällen hinsichtlich ihrer Bedeutung bewertet werden.

Vorschlag zur Handhabung: *Die Landwirtschaftskammer hat im April 2009 einen Fachbeitrag Landwirtschaft zum Regionalen Raumordnungsplan (ROP) der Planungsgemeinschaft Region Trier vorgelegt. Im Fachbeitrag werden „sehr hochwertige“ und „hochwertige“ landwirtschaftliche Flächen unterschieden. Die sehr hochwertigen Flächen werden zur Übernahme in den ROPneu als Vorranggebiete für die Landwirtschaft vorgeschlagen und die hochwertigen Flächen als Vorbehaltsgebiete für die Landwirtschaft. Hier werden die sehr hochwertigen Flächen als Ausschlussgebiete für erdgebundene Fotovoltaik-Anlagen gesetzt, soweit eine Überlagerung mit den im verbindlichen regionalen Raumordnungsplan dargestellten landwirtschaftlichen Vorrangflächen vorliegt.*

- Vorranggebiet für Rohstoffabbau übertage laut dem verbindl. ROPI und genehmigte Abbauten.
- Vorranggebiet Industrie- und Gewerbe nach verbindl. ROPI und dem Entwurf ROP neu
- Waldfläche (*nach ATKIS-Realnutzung*)
- Siedlungsflächen (*Wohnbauflächen*)
- Abstände von 200 m zu Siedlungsbereichen in Gemeinden mit der besonderen Funktion Wohnen (hier werden auch die geplanten Siedlungserweiterungen nach den aktuellen Flächennutzungsplänen erfasst)

*Zur Sicherung der künftigen Wohnbauentwicklung werden um Ortslagen von **Gemeinden mit der besonderen Funktion Wohnen** Abstandszone von 200 m als Ausschlussgebiet definiert.*

- Verkehrsflächen (Straßen, Flugplätze)

- SO-Gebiete (z. B. Ferienhausgebiete, Campingplätze)

2. Vorbehaltsgebiete für Fotovoltaik-Freiflächenanlagen

- Siedlungsflächen (Vorbehaltsgebiete für Industrie und Gewerbe und Industrie- und Gewerbegebiete nach FNP / ATKIS)
- Abstandszone zu Siedlungen (FNP mit den geplanten Siedlungserweiterungen nach den aktuellen Flächennutzungsplänen, Wohnbauflächen und Siedlungsflächen nach ATKIS)

*Um Naherholungsflächen zu erhalten, unmittelbaren Sichtkontakt für Anwohner zu vermeiden und zukünftige bauliche Erweiterungsabsichten nicht zu blockieren, werden um **alle Ortslagen generell Abstandszone von 200 m** definiert. Dieser Abstand wird pauschal festgelegt. Er unterliegt der örtlichen Abwägung und kann von den Entscheidungsgremien neu definiert werden.*

*Um Ortslagen von **Gemeinden mit der besonderen Funktion Wohnen werden zur Sicherung der künftigen Wohnbauentwicklung zur Erhaltung von Naherholungsflächen, zur Vermeidung unmittelbaren Sichtkontakt für Anwohner etc. Abstände von 500 m** zu Siedlungsbereichen festgelegt. Diese Abstände können im Einzelfall, wenn eine Siedlungsentwicklung in diesem Bereich aus top. oder sonstigen Gründen ausgeschlossen werden kann, unterschritten werden (Grundlage: Siedlungsflächen nach ATKIS).*

- Vorbehaltsgebiet Industrie- und Gewerbe nach verbindl. ROPI und dem Entwurf ROPneu
- Vorbehaltsgebiete für Landwirtschaft (nach Vorschlag der Landwirtschaftskammer 2009 für die Neuaufstellung des Regionalen Raumordnungsplanes (ROPneu) „hochwertige“ landwirtschaftliche Flächen)

Für kommunale Konzepte die derzeit erarbeitet werden bzw. zeitnah erarbeitet werden sollen:

- *Vorranggebiete für Landwirtschaft nach dem verbindlichen regionalen Raumordnungsplan, sofern sie nicht als Ausschlussgebiete (Überlage-*

zung mit sehr hochwertigen landwirtschaftlichen Nutzflächen nach Vorschlag LWK 2009) definiert werden können

- *Vorranggebiete (nach Vorschlag Landwirtschaftskammer 2009, sofern keine Überlagerung mit den Vorranggebieten nach dem verbindl. ROPI vorliegt, siehe Ausschlusskriterien) und Vorbehaltsgebiete für Landwirtschaft (nach Vorschlag Landwirtschaftskammer 2009)*
- Regionaler Biotopverbund - Bedeutende Gebiete für den Arten- und Biotopschutz (nach Entwurf Landschaftsrahmenplan 2009): Vorschlagsflächen zur Ausweisung als Vorbehaltsgebiete Arten- und Biotopschutz im ROP
- IBA-Gebiet

Im Jahre 2003 wurden vom Naturschutzbund sogenannte Important Bird Areas (IBA) abgegrenzt und veröffentlicht. Sie haben keinen offiziellen Rechtsstatus, beinhalten aber besonders geschützte und streng geschützte Arten nach BNatSchG, die bei der Einzelflächenprüfung bzw. im Bebauungsplanverfahren zu berücksichtigen sind. Die entsprechenden Flächen liegen größtenteils in Waldgebieten.

- Regional bedeutsame Erholungs- und Erlebnisräume (nach Entwurf Landschaftsrahmenplan 2009)

Ausnahme: Der Entwurf des Landschaftsrahmenplans für die Region Trier 2009 schlägt entlang von Radwegen regional bedeutsame Erholungs- und Erlebnisräume in einem pauschalen Korridor von 500 m beidseits des Radwegs vor. Dieser lediglich schematisch abgegrenzte Bereich ist nur als Hinweis zu verstehen, dass entlang des Radwegs Maßnahmen zur Aufwertung des Landschaftsbildes in Abhängigkeit von der jeweils örtlichen Situation durchgeführt werden sollten. Radwege werden deshalb in Bezug auf Fotovoltaik-Standorte wie die Wanderwege als weiterer Vorbehaltsbereich (siehe unten) dargestellt. Nach Festlegung von Fotovoltaik-Standorten ist dort dann im Einzelfall zu entscheiden, welche Abstandszone zum Radweg einzuhalten

ist, um die landschaftliche Attraktivität für den Radfahrer (und Wanderer) zu erhalten.

- Landschaftsschutzgebiete und Naturparke
- Naherholungsgebiet gemäß ROP 1985
- Landesweit bedeutsame Erholungs- und Erlebnisräume (LEP IV)
- Historische Kulturlandschaften (LEP IV)
- Wanderwege und Radwege

Die Berücksichtigung von Abstandszonen wird je nach örtlicher Geländesituation im Einzelfall festgelegt.

- Bau-, Kultur- und Bodendenkmäler (nachrichtliche Übernahme aus der Kulturdatenbank der Region Trier, Stand November 2008) und der Denkmalschutzzonen nach ALK

Die Berücksichtigung von Abstandszonen erfolgt in Abhängigkeit von der Art und der Bedeutung des Kulturgutes bei der Einzelfallbeurteilung.

- Vorranggebiete für Rohstoffabbau übertage nach ROPneu
- Vorbehaltsgebiete für Rohstoffabbau übertage nach ROPneu
- Vorranggebiete für die Windenergienutzung

Anhang III – Windenergie

Windenergie – Ausbaupotenzial in Vorranggebieten

Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie	Vorrang		inst. Leistung		Zubau-Pot. kW	nächstes Umspannwerk	Entfernung km	Zähler	Vorranggebiete Repower Teilausbaufähig		Standorte je Windlage				HS erforderlich				
	kW	außenhalb	kW	außenhalb					8	47	24	90	7-9	6-7	4-6	3-4	≤3	0	nein
Landkreis Vulkaneifel																			
Obere Kyll																			
Scheid	7.100	3.000	25.500	Hallschlag	3	4	1	4	3	4								x	
Hallschlag	1.600	18.250	13.500	Hallschlag	3	1	1	1	3	3								x	
Ornort	14.100	2.850	22.500	Hallschlag	4	1	1	3	1	1								x	
Redin	10.500	3.000		Jünkerath	10	3	3	3	1	6								x	
Kelberg																			
Kaperich			6.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	6	1	1	1	1	2								x	
Lirstal			3.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	8	1	1	1	1	1								x	
Lirstal	1.500		3.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	8	1	1	1	1	1								x	
Katzwinkel	1.250		6.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	8	1	1	1	1	2								x	
Beinhausen	5.250		18.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	9	1	1	1	6	6								x	
Uersfeld	2.000		3.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	4	3	3	1	1	1								x	
Boxberg	3.000		6.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	4	1	1	1	1	2								x	
Hillesheim																			
Walsdorf	6.500		18.000	Nohn		1	1	1	3	3								x	
Daun																			
Sarmersbach	10.000		6.000	Ulmen (Kreis Cochem-Z	8	1	1	1	1	2								x	
Hinterweiler	3.300		19.500	Daun	8	1	1	1	1	5								x	
Daun	3.000			Daun	8	0	0	0	1	1									
Gerolstein																			
Kalenborn-Scheuern	2.200			Gerolstein		1	1	1	1	1									x

Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie	Vorrang kW	inst. Leistung außerhalb ZubauPot. kW	nächstes Umspannwerk Entfernung km	Zähler	Vorranggebiete		Standorte je Windlage				HS erforderlich		
					Repower	Teilausbau	7-9	10-12	13-15	16-18	19-21	22-24	nein
Landkreis Bitburg/Prüm													
Prüm													
mit Anlagen außerhalb VZ Kleinlangenfeld Winterspeit Heckhuscheid	9.900 2.400 12.000 13.800	19.270	3.000 9.000 12.000 13.800	6 10 15 10	1 1 2 0	1 1	1 1	1 1	1 1	1 1	1 1	x x	zu Habscheid
Habscheid Prüm Pflersbach Wäzzerath Matzerath Fleinngen Seiwerrath Wawern	15.800 11.600 4.000 10.000 6.000 4.500 1.800	1.200	6.000 6.000 3.000	12 8 7 7	4 1 0 0 1 1 1	2 1	2	1	1	1	x x x x	mit Winterspeit, Heckhuscheid und Kestfeld, Uttfeld (VG Arzfeld), ca. 40 MW mit Pflersbach, Wäzzerath, Seiwerrath ca. 30 MW	
Arzfeld													
Kestfeld Uttfeld Lichtenborn Manderscheid Arzfeld Lauperath Dackscheid Ellscheid Pflerscheid	8.700 2.300 10.600 5.400 9.000	1.300	3.000 12.000 3.000 6.000 6.000 9.000	9 6 3 3 3 6	3 1 3 2 1 1 1	1	1	1	1	1	x x	zu Habscheid zu Habscheid zu Arzfeld zu Arzfeld mit Lichtenborn, Manderscheid, Lauperath 25 MW	
Neuerburg													
Hüttingen bei Lehr Hommerdingen Nussbaum	1.200 3.000 9.000			6 6 5	1 1 1	1	1	1	1	1	x x x		
Bitburg-Land													
Saifenweich Schleid Heilenbach Ehrenz Brimingen Hiesel Olsdorf Halsdorf Meckel Idesheim	19.500 2.160 18.500 3.400 3.000 2.000 10.000 16.000 19.500	6.000 6.000 3.000 3.000 10.000 16.000	6.000 6.000 3.000 3.000 12.000	8 8 2 4 6 4 2	2 1 1 0 2 2 1 1 1	1 1 1 2	1 1 1	1 1	1 1	1 1	x x	zu Welschbillig (Trier-Land) zu Welschbillig (Trier-Land)	
Irrel													
Gitzern Eisenach	3.000 16.000	3.000	3.000 3.000 3.000	1 1 1	1 0	1	1	1	1	1	x	zu Welschbillig (Trier-Land)	
Kyllburg													
Kyllburgweiler	8.000	3.000	3.000	4	1	1	1	1	1	1	x	zu Welschbillig (Trier-Land)	
Speicher													
Orenhofen		3.000			1	1	1	1	1	1	x		
Bitburg													
Bitburg	7.500												

Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie	Vorrang kW	inst. Leistung außerhalb kW	Zubau-Pot. kW	nächstes Umspannwerk Entfernung km	Zähler	Vorranggebiete		Standorte je Windlage					HS erforderlich			
						Repower	Teilaustausch	7-9	6-7	4-6	3-4	2-3	nein	empf.	ja	
Landkreis Berncastel-Wittlich					90	24	47	8	8	34	93	4	0			
Manderscheid																
Hasborn			12.000	5	1			1			4			x		
Kröv-Bausendorf																
Wittlich																
Wittlich-Land																
Niersbach	6.000		15.000		1			1			5			x		
Hupperath			3.000		1									x		
Berncastel-Kues																
-																
-																
Thalfang																
Berglicht	7.500															
Heidenburg	3.000		15.000		1			1			5			x		
Büdlich	1.500	2.300												x		
Breit	1.500				0											
Talling am Erbeskopf	4.600				1									x		
Morbach																
Morbach	32.500		9.000	5	1			1			3					x

Vorranggebiete für die Nutzung der Windenergie	Vorrang kW	inst. Leistung außerhalb kW	Zubau-Pot. kW	nächstes Umspannwerk Entfernung km	Zähler	Vorranggebiete		Standorte je Windlage				HS erforderlich		
						Repower	Teilaust	offen	7-9	6-7	4-6	3-4	2-3	nein
					90	24	47	8	34	93	4	0		
Landkreis Trier-Saarburg														
Schweich														
Meining	22.500		12.000	Osburg (VG Ruwer) Föhren	4		3			2			x	mit Neurath, Bescheid (VG Hermeskeil) ca 35 MW
Trier-Land														
Trierweiler	2.280		21.000	Trier (Stadt)	1	1	1			7			x	mit Mecke, Idesheim (Bitburg-Land), Glizem, Eisenach (VG Irrel), alle Kreis Bitburg 50 MW
Welschbillig	8.000		18.000	Welschbillig	1	1	1			5			x	
Konz														
Konz	3.000			Konz (2x)	0									
Saarburg														
Kirf	12.500	3.000	24.000	Ayl	1	1	1			7			x	
Ruwer														
Waldrach	4.400			Osburg	2	1							x	
Gusterath	3.579			Gusterath	2	1							x	
Kell am See														
Paschel	6.900	270	12.000	Mandern	0	1	1			3			x	mit Paschel und Konz (VG Konz)
Lampaden														
Hermeskeil														
Neurath	4.000		9.000	Osburg (VG Ruwer)	2	2	2			3			x	zu Mehning (VG Schweich)
Bescheid	6.000			Osburg (VG Ruwer)	0	0								
Reinsfeld	10.500	200	15.000	Hermeskeil	3	3	2			4			x	mit Hinzent-Pöllert 20 MW
Hinzent-Pöllert	6.000			Hermeskeil	0	0	0							
Trier														
Trier (9x)														
Zusammenfassung														
Vorranggebiete, offen	8				21			3	2	16	0	0		potenzielle Anlagenstandorte in den verschiedenen Windlagen
Vorranggebiete, teilschlossen	47				118			5	32	77	4	0		potenzielle Anlagenstandorte in den verschiedenen Windlagen
Offene Standorte in Vorranggebieten														
Landkreis Vulkaneifel														
Eifelkreis Bitburg-Prüm														
Landkreis Berncastel-Wittlich														
Landkreis Trier-Saarburg														
Keilen														
offene Standorte														
offene Standorte														
offene Standorte														
offene Standorte														
Zusammenfassung Keilen														
offene Standorte														
offene Standorte														
offene Standorte														
offene Standorte														
Vorhaben für Ausbau / Repowering														
Windlagen 0..7 m/s		3.000 kW / Standort												
Windlagen > 7 m/s		4.500 kW / Standort												
Anbindung an Hochspannungsebene														
Windparkleistung														
< 20 MW														nicht erforderlich
20 - 40 MW														zweckmäßig
> 40 MW														erforderlich

Repowering

Repoweringpotenzial		3 MW/Anl 2010		3 MW/Anl 2011		3 MW/Anl 2012		4 MW/Anl 2013		4 MW/Anl 2014		4 MW/Anl		nach Repowering														
Kreis	Vorranggebiete	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Summe:											
Trier-Saarburg	Hinsent-Pflanz	1	1300	1300	1	1500	1500	4	8000	2	1500	6000	4	1500	6000	13000	0	3000	3	4000								
	Navarrh 1	1	1300	1300	1	1500	1500	1	4000	1	2000	2000	1	4000	1	2000	2000	0	3000	2	4000							
	Reinsfeld 1	1	1300	1300	1	1500	1500	1	4000	1	2000	2000	1	4000	1	2000	2000	0	3000	1	4000							
	Reinsfeld 2	1	1300	1300	1	1500	1500	1	4000	1	2000	2000	1	4000	1	2000	2000	0	3000	1	4000							
	Lampfen/Paschel 1	3	1800	4500	2	6000	6000											0	3000	0	4000							
	Konz 1	1	1300	1300	1	3000	3000	2	800	1600	1	4000						0	3000	0	4000							
	Gusterath 1	3	600	1800	1	3000	3000											0	3000	0	4000							
	Gusterath 2	3	600	1800	1	3000	3000											0	3000	0	4000							
	Waldbach 1	1	250	250	1	3000	3000	2	600	1200	1	3000						0	3000	0	4000							
	Waldbach 2	1	250	250	1	3000	3000	2	600	1200	1	3000						0	3000	0	4000							
	Korf 1 *	3	500	1500	1	3000	3000											0	3000	0	4000							
	Mehring 1	1	80	80	1	3000	3000	1	600	600	1	4000						0	3000	0	4000							
	Treuweiler 1	1	600	600	1	3000	3000	1	1000	1000	1	4000						0	3000	0	4000							
	Weischbillig 1 *	3	1300	3900	2	6000	6000											0	3000	0	4000							
	Summe:		17	15459	11	33000	10	10500	6	18000	5	20000	9	15000	6	21000	8	16000	6	24000	49	66629	17	3000	17	4000	119.000	
	Sonstige VMEA		1	200	200	1	3000	3000	1	200	200	1	200	200	1	270	270	3000	1	3000	0	4000	3000	1	3000	0	4000	3000
			1	270	270	1	3000	3000	1	600	600	1	3000	3000	1	4000	4000	2000	2000	1	4000	1	3000	1	3000	1	4000	4000
		2	1500	3000	1	3000	3000	1	600	600	1	3000	3000	1	4000	4000	1	2000	2000	1	3000	1	3000	1	4000	4000	4000	
		3	1300	3900	2	6000	6000	1	1500	1500	1	3000	3000	3	1500	4500				3	1500	4500	2	3000	0	4000	6000	
		3	1300	3900	2	6000	6000	1	1500	1500	1	3000	3000	3	1500	4500				3	1500	4500	2	3000	0	4000	6000	
Gesamtsumme:		24	22829	16	48000	12	12600	8	24000	7	9100	5	20000	10	16200	9	18000	7	28000	69	78729	24	0	3000	0	4000	148.000	

Repowering-Potenzial im LK Trier-Saarburg

Krets	Repoweringpotenzial												3 MW/Anl		4 MW/Anl		4 MW/Anl		4 MW/Anl		4 MW/Anl		3 MW		nach Repowering				
	2010		2011		2012		2013		2014		2014		2014		2014		2014		2014		2014		2014						
	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW	Anz.	Leistung LG kW					
Vulkanneifel																													
Waldkästgen/Immerweiler 1	0		0		0	600	600	1	4000	1	300	300	1	4000	1	300	300	1	4000	1	300	300	0	3000	2	4000	8000		
Samerstsch 2/Samerstsch 3	0		0		0			0		0			0		0			0		0		0		0		0	4000		
Kalenborn-Schauen 1	0		0		0	600	600	1	4000	1	1500	1500	1	4000	1	1500	1500	1	4000	1	1500	1500	1	1500	1500	1	4000	4000	
Walsdorf 1	0		0		0	2000	2000	2	4000	2	2000	2000	2	4000	2	2000	2000	2	4000	2	2000	2000	2	2000	2000	2	4000	8000	
Benhausen 1	2	1500	3000	1	3000	0		0		0	1250	1250	1	4000	1	1250	1250	1	4000	1	1250	1250	2	1500	1500	1	4000	4000	
Böding 1	0		0		0			0		0			0		0			0		0		0		0		0	4000	4000	
Kapenich 1	0		0		0	1500	1500	1	3000	1	1500	1500	1	3000	1	1500	1500	1	3000	1	1500	1500	1	1500	1500	1	3000	3000	
Lintal 1	0		0		0	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000	
Uersfeld 1	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000
Uersfeld 2	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000
Uersfeld 3	2	1000	2000	1	3000	0		0		0			0		0			0		0		0		0		0	4000	4000	
Halschlag/Scheid 1	0		0		0	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000	
Halschlag/Scheid 2	0		0		0	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000	
Halschlag/Scheid 3	0		0		0	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000	
Halschlag/Scheid 4	0		0		0	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000	
Halschlag/Scheid 5	0		0		0	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	3000	1	1000	1000	1	1000	1000	1	3000	3000	
Halschlag/Scheid 6	1	1500	1500	1	3000	1	600	600	1	3000	0		0		0			0		0		0		0		0	4000	4000	
Halschlag/Scheid 7	0		0		0	300	600	1	3000	0			0		0			0		0		0		0		0	4000	4000	
Halschlag/Scheid 8	2	300	600	1	3000	4	1500	6000	3	9000	0		0		0			0		0		0		0		0	4000	4000	
Halschlag/Scheid 9	0		0		0	1500	1500	2	6000	3	1500	4500	2	6000	3	1500	4500	2	6000	3	1500	4500	2	1500	4500	2	6000	6000	
Reuth 1	1	110	110	1	3000	7	21000	12	36000	3	9000	10	30000	7	21000	8	24000	10	30000	7	21000	8	24000	10	30000	17	51000	87000	
Reuth 2	1	110	110	1	3000	6	1800	2	6000	3	9000	7	21000	2	6000	8	24000	2	6000	3	9000	7	21000	2	6000	17	51000	87000	
Sonstige WEA	6	300	1800	2	6000	8	24000	3	9000	0		0		0		0		0		0		0		0		0	4000	4000	
	8	600	4800	3	9000	0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	4000	4000	
	2	600	1200	1	3000	0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	4000	4000	
	2	650	1700	1	3000	0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0	4000	4000	
	3	1000	3000	2	6000	5	15000	3	9000	2	6000	3	9000	1	3000	12	36000	3	9000	1	3000	12	36000	5	15000	45000	27000		
	1	1500	1500	1	3000	2	6000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	3	9000	1	3000	1	3000	3	9000	2	6000	6000	6000		
	1	2000	2000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	1	3000	3000	
Gesamtsumme:	35	26010	57000	19	57000	19	57000	19	57000	5	5600	3	12000	9	14300	8	32000	1	1000	1	4000	1	4000	1	4000	12	147000		

Repowering-Potenzial im Eifelkreis Bitburg-Prüm

Kreis	Repoweringpotenzial												3 MW	nach Repowering 4 MW												
	2010			3 MW/Anl 2011			3 MW/Anl 2012			4 MW/Anl 2013					4 MW/Anl 2014			4 MW/Anl			Anz.	Leistung	Ges.Leistung			
Berkaats-Wittlich	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung	LG KW	Anz.	Leistung				LG KW	Anz.	Leistung
Berkaats-Wittlich																										
Vorhangengebiete																										
Brennereischleifensburg/Talmsp.																										
Merkbach	0			0			13	2000	26000	9	36000	1	2000	1	4000	1	2000	2000	1	4000	1	2000	1	4000	1	2000
Hersbach 1	0			0			0			0		0														
Niersbach 1	0			0			0			0		0														
Sauerbach 1	0			0			0			0		0														
Sonstige WEA	1	800	800	0	0	0	22	35500	15	60000	1	2000	1	4000	1	2000	2000	1	4000	1	2000	21	43500	1	800	
Sonstige WEA	1	1000	1000	1	3000	3000																				
Sonstige WEA	1	1500	1500	1	3000	3000																				
Gesamtsumme:	3	3300	3300	0	0	0	22	35500	15	60000	1	2000	1	4000	1	2000	2000	1	4000	1	2000	27	3300	46800	3	

Repowering-Potenzial im LK Bernkastel-Wittlich

	WIL	BIT	TR	DAU	Summe
Status quo					
Anlagenstandorte in Vorranggebieten					
Summe	34	178	66	55	333
davon am Netz	27	142	52	52	273
davon genehmigt	5	27	6	3	41
davon geplant	2	9	8	0	19
kein Repowering (bis 2014)	10	87	17	21	135
Repowering (bis 2014)					
Standorte vorher	24	91	49	34	198
Standorte nachher (A ~ P)	12	55	30	24	121
Standorte nachher (A ~ \sqrt{P})	17	65	34	26	142
Zubaupotential					
offene Standorte	18	38	37	46	139
davon für Repowering außerh. Vorr.	3	37	9	19	68
nach Repowering verbleibendes Zubaupotenzial	15	1	28	27	71
Anlagenstandorte außerhalb von Vorranggebieten					
Summe	3	71	6	38	118
kein Repowering (bis 2014)	0	11	0	3	14
Repowering (bis 2014)					
Standorte vorher	3	60	6	35	104
Standorte nachher (A ~ P)	3	28	8	14	53
Standorte nachher (A ~ \sqrt{P})	3	37	9	19	68
Nach Repowering					
Anlagenstandorte in Vorranggebieten					
Summe	45	190	88	93	416
davon am Netz	10	87	17	21	135
davon für Repowering (ehem. im Vorranggebiet)	17	65	34	26	142
davon für Repowering (ehem. außerh. Vorrangget)	3	37	9	19	68
davon Zubaupotential	15	1	28	27	71
Anlagenstandorte außerhalb von Vorranggebieten					
nicht von Repowering betroffen	0	11	0	3	14

Anlagenstandorte in und außerhalb von Vorranggebieten

Das aktuell nicht ausgeschöpfte Ausbaupotenzial innerhalb der Vorranggebiete wird zunächst für das Repowering aktueller Standorte (auch: von Standorten außerhalb von Vorranggebieten) genutzt; das verbleibende Ausbaupotenzial reduziert sich so von 139 auf 71 Standorte.

	WIL	BIT	TR	DAU	Summe	
Installierte Leistung	(in MW)					
Status quo						
Anlagenstandorte in Vorranggebieten						
Summe	63	274	86	76	499	MW
davon am Netz	50	211	66	74	400	MW
davon genehmigt	9	45	10	2	66	MW
davon geplant	5	18	10	0	32	MW
Anlagenstandorte außerhalb von Vorranggebieten	3	65	6	29	103	MW
Nach Repowering						
Anlagenstandorte in Vorranggebieten						
Summe	135	457	254	255	1.101	MW
davon am Netz, kein Repowering	0	67	0	27	94	MW
	13	112	22	27	174	MW
davon aus Repowering (ehem. im Vorranggebiet)	68	220	119	87	494	MW
davon aus Repowering (ehem. außerhalb Vorrang)	9	122	29	60	220	MW
davon Zubaupotential	45	3	84	81	213	MW
Anlagenstandorte außerhalb von Vorranggebieten						
nicht von Repowering betroffen	0	0	0	2	2	MW
Energieeinspeisung						
Status quo						
Region Trier						
Stromerzeugung aus Windenergieanlagen					0,947	TWh
Volllaststunden					1.980	h/a
Leistung/Anlage					1,29	MW
Strombedarf					3,843	TWh
Nach Repowering						
Anlagenstandorte in Vorranggebieten						
Summe	0,327	1,059	0,600	0,592	2,578	TWh
davon am Netz, kein Repowering	0,000	0,132	0,000	0,054	0,187	TWh
	0,026	0,222	0,043	0,054	0,345	TWh
davon aus Repowering (ehem. im Vorranggebiet)		0,276	0,117	0,117	0,511	TWh
davon aus Repowering (ehem. im Vorranggebiet)	0,177	0,260	0,177	0,094	0,707	TWh
davon aus Repowering (ehem. außerhalb Vorrang)	0,021	0,179	0,048	0,110	0,359	TWh
davon aus Repowering (ehem. außerhalb Vorranggebiet)		0,114	0,021	0,031	0,166	TWh
davon Zubaupotential	0,104	0,007	0,193	0,186	0,490	TWh
Anlagenstandorte außerhalb von Vorranggebieten						
nicht von Repowering betroffen	0,000	0,000	0,000	0,004	0,004	TWh
Volllaststunden (alle Anlagen)					2.340	h/a

Anhand der Standorte in den Vorranggebieten und den lediglich zwei verbliebenen Standorten außerhalb von Vorranggebieten werden installierte Leistung und Energieeinspeisung nach Abschluss der

Repoweringmaßnahmen und vollständigem Ausschöpfen des Ausbaupotenzials bestimmt (Stand: 2014).

Randbedingungen:

- Repowering in 2010 und 2011 mit 3 MW pro Standort, danach mit 4 MW,
- Verbliebene Standorte im Zubaupotenzial werden mit 3 MW-WEA besetzt,
- 3 MW-WEA liefern jährlich 2.300 Volllaststunden,
4 MW WEA liefern jährlich 2.600 Volllaststunden.

Vorranggebiete für die Windenergienutzung

Vorranggebiete für Windenergienutzung					theoretische Belegung der Vorranggebiete mit Anlagenstandorten anhand des Flächenbedarfs						
					normaler Abstand 4d + 7d		verkürzter Abstand 3d + 5d		stark verk. Abstand 3d + 3d		
FLAECHE_HA	Name	Gemeinde	VG	LK	Anz. 3 MWV	Anz. 4,5 MWV	Anz. 3 MWV	Anz. 4,5 MWV	Anz. 3 MWV	Anz. 4,5 MWV	
0,42272989995	Hisel 2	Hisel	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
1,02689078982	Orenhofen 1	Orenhofen	Speicher	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
1,03979509396	Uersfeld 2	Uersfeld	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
1,06643309455	Lirstal 1	Lirstal	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
1,07552414720	Uersfeld 3	Uersfeld	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
1,08064257078	Uersfeld 1	Uersfeld	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
1,26144169941	Hisel 1	Hisel	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
1,33869042568	Uttfeld 1	Uttfeld	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
2,12037538829	Lichtenborn 3	Lichtenborn	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
2,33272486016	Habscheid 4	Habscheid	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
2,38529149526	Manderscheid 2	Manderscheid	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
2,45365897177	Kaperich 1	Kaperich	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
3,04139181994	Eilscheid 1	Eilscheid	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
3,15479879928	Lirstal 2	Lirstal	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
3,33341493780	Kesfeld 3	Kesfeld	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
3,69778159285	Gusterath 1	Gusterath	Ruwer	Trier-Saarburg	1	1	1	1	1	1	
3,74447560018	Winterspelt 1	Winterspelt	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
3,83606769553	Heckhuscheid 2	Heckhuscheid	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
4,06785701378	Hallschlag / Scheid 2	Hallschlag, Scheid	Obere Kyll	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
4,17642948012	Manderscheid 1	Manderscheid	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
4,42193642413	Lichtenborn 1	Lichtenborn	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
4,83708235607	Kalenborn-Scheuern 1	Kalenborn-Scheuern	Gerolstein	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
5,12971229572	Oldorf 1	Oldorf	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
5,38469101751	Schleid 1	Schleid	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
5,44011115217	Kesfeld 2	Kesfeld	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
5,47062567858	Brimingen 1	Brimingen	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
5,57218021245	Lauperath 1	Lauperath	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
5,68425692814	Naurath 1	Naurath (Wald)	Hermeskeil	Trier-Saarburg	1	1	1	1	1	1	
5,73274847171	Seiwerath 1	Seiwerath	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
6,42436477159	Dackscheid 1	Dackscheid	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
7,13583965745	Boxberg 1	Boxberg	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
7,79009322994	Niersbach 1	Niersbach	Wittlich-Land	Bernkastel-Wittlich	1	1	1	1	1	1	
8,01718651044	Habscheid 2	Habscheid	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
8,48304989463	Hallschlag / Scheid 6	Hallschlag, Scheid	Obere Kyll	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
8,68221405234	Reinsfeld 2	Reinsfeld	Hermeskeil	Trier-Saarburg	1	1	1	1	1	1	
8,93127822313	Plütscheid 1	Plütscheid	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
9,27545688578	Gitzem 1	Gitzem	Irrel	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	1	1	
10,41517279310	Reuth 1	Reuth	Obere Kyll	Vulkaneifel	1	1	1	1	1	1	
10,85603819280	Hasborn 1	Hasborn	Manderscheid	Bernkastel-Wittlich	1	1	1	1	1	1	
11,07235069940	Matzerath 1	Matzerath	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	2	1	
11,83395530310	Hallschlag / Scheid 1	Hallschlag, Scheid	Obere Kyll	Vulkaneifel	1	1	1	1	2	1	
11,84253321030	Kesfeld 1	Kesfeld	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	2	1	
12,16585075000	Hupperath 1	Hupperath	Wittlich-Land	Bernkastel-Wittlich	1	1	1	1	2	1	
12,44579150070	Hallschlag / Scheid 3	Hallschlag, Scheid	Obere Kyll	Vulkaneifel	1	1	1	1	2	1	
14,19269314860	Winterspelt 3	Winterspelt	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	2	1	
15,07481907500	Kleinlangenfeld 1	Kleinlangenfeld	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	2	1	
15,80859586390	Bescheid 1	Bescheid	Hermeskeil	Trier-Saarburg	1	1	1	1	2	1	
16,32786872810	Waldrach 2	Waldrach	Ruwer	Trier-Saarburg	1	1	1	1	2	1	
17,39469346710	Hinzert-Pöler 1	Hinzert-Pöler	Hermeskeil	Trier-Saarburg	1	1	1	1	2	2	
17,70486423160	Katzwinkel 1	Katzwinkel	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	1	1	2	2	
18,18021371810	Hommerdingen 1	Hommerdingen	Neuerburg	Bitburg-Prüm	1	1	1	1	2	2	
18,51107008970	Waldorf 1	Waldorf	Hillesheim	Vulkaneifel	1	1	2	1	3	2	
19,92305941240	Waldrach 1	Waldrach	Ruwer	Trier-Saarburg	1	1	2	1	3	2	
20,28869515250	Konz 1	Konz	Trier-Saarburg	Prüm	1	1	2	1	3	2	
21,29894899620	Winterspelt 2	Winterspelt	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	2	1	3	2	
21,90049695300	Waldkönigen / Hinterwe	Daun, Hinterweiler	Daun	Vulkaneifel	1	1	2	1	3	2	
22,32287789520	Kyllburgweiler 1	Kyllburgweiler	Kyllburg	Bitburg-Prüm	1	1	2	1	3	2	
22,54931585850	Brimingen / Hisel 1	Brimingen, Hisel	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	1	1	2	1	3	2	
22,62708941220	Beinhausen 1	Beinhausen	Kelberg	Vulkaneifel	1	1	2	1	3	2	
23,43544267770	Gusterath 2	Gusterath	Ruwer	Trier-Saarburg	1	1	2	1	3	2	
24,33465472840	Sarmersbach 2 und 3	Sarmersbach	Daun	Vulkaneifel	1	1	2	1	3	2	
25,71862046580	Flenningen 1	Flenningen	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	2	1	4	2	
26,53005688330	Lichtenborn 2	Lichtenborn	Arzfeld	Bitburg-Prüm	1	1	2	1	4	2	
28,43622280290	Habscheid 1	Habscheid	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	2	2	4	3	
31,21991157420	Reinsfeld 1	Reinsfeld	Hermeskeil	Trier-Saarburg	1	1	3	2	4	3	
32,29017117510	Hallschlag / Scheid 4	Hallschlag, Scheid	Obere Kyll	Vulkaneifel	1	1	3	2	4	3	
32,35213855850	Heckhuscheid 1	Heckhuscheid	Prüm	Bitburg-Prüm	1	1	3	2	4	3	
34,39549051770	Sefferweich 2	Sefferweich	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	2	1	3	2	5	3	
34,98965457660	Mehring 1	Mehring	Schweich	Trier-Saarburg	2	1	3	2	5	3	
35,79557003390	Lampaden / Paschel 1	Lampaden, Paschel	Kell	Trier-Saarburg	2	1	3	2	5	3	
37,05749265170	Nusbaum 2	Nusbaum	Neuerburg	Bitburg-Prüm	2	1	3	2	5	3	
38,14324357680	Arzfeld 1	Arzfeld	Arzfeld	Bitburg-Prüm	2	1	3	2	5	3	
39,72858050160	Ormont 1	Ormont	Obere Kyll	Vulkaneifel	2	1	3	2	5	4	
41,95807327370	Wavern 1	Wavern	Prüm	Bitburg-Prüm	2	1	3	2	6	4	
42,71380779370	Roth 1	Roth bei Prüm	Prüm	Bitburg-Prüm	2	1	4	2	6	4	
44,76837554470	Habscheid 3	Habscheid	Prüm	Bitburg-Prüm	2	1	4	2	6	4	
45,74477873130	Reuth 2	Reuth	Obere Kyll	Vulkaneifel	2	1	4	2	6	4	
52,82825693440	Trierweiler 1	Trierweiler	Trier-Land	Trier-Saarburg	2	2	4	3	7	5	
58,70410937430	Nusbaum 1	Nusbaum	Neuerburg	Bitburg-Prüm	3	2	5	3	8	5	
69,39050323430	Sefferweich 1	Sefferweich	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	3	2	6	4	10	6	
74,31858585430	Welschbillig 1	Welschbillig	Trier-Land	Trier-Saarburg	3	2	6	4	10	7	
74,65424225420	Meckel 2	Meckel	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	3	2	6	4	10	7	
81,84301548590	Berglicht / Breit / Büdic	Berglicht, Breit, Büdic	Thalfang	Bernkastel-Wittlich	4	2	7	4	11	7	
84,77539974180	Heilenbach 1	Heilenbach	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	4	2	7	5	12	8	
86,72435741400	Hälsdorf 1	Hälsdorf	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	4	2	7	5	12	8	
89,90183016150	Idesheim 1	Idesheim	Bitburg-Land	Bitburg-Prüm	4	3	7	5	12	8	
103,04881581700	Eisenach 1	Eisenach	Irrel	Bitburg-Prüm	5	3	8	5	14	9	
104,15154590000	Kirf 1	Kirf	Saarburg	Trier-Saarburg	5	3	9	6	14	9	
174,83085240300	Pittenbach / Pronsfeld /	Pittenbach, Pronsfeld,	Prüm	Bitburg-Prüm	8	5	14	9	24	15	
213,02851638500	Morbach 1	Morbach	Bernkastel-Wittlich	9	6	18	11	29	19		
2411,59127186589	Gesamtfläche			<i>Anzahl</i>	144	113	223	159	331	214	Anlagen
				<i>Inst. Leistung</i>	432	509	669	716	993	963	MW
				<i>Jahresertrag</i>	994	1.424	1.539	2.003	2.284	2.696	Mio. kWh/a
				<i>Ertragspotenzial bei 100% Ausbau und Repowering der 90 Vorranggebiete</i>							
					1,0-1,4	1,5-2,0	1,5-2,0	1,5-2,0	2,3-2,7	2,3-2,7	TWh/a