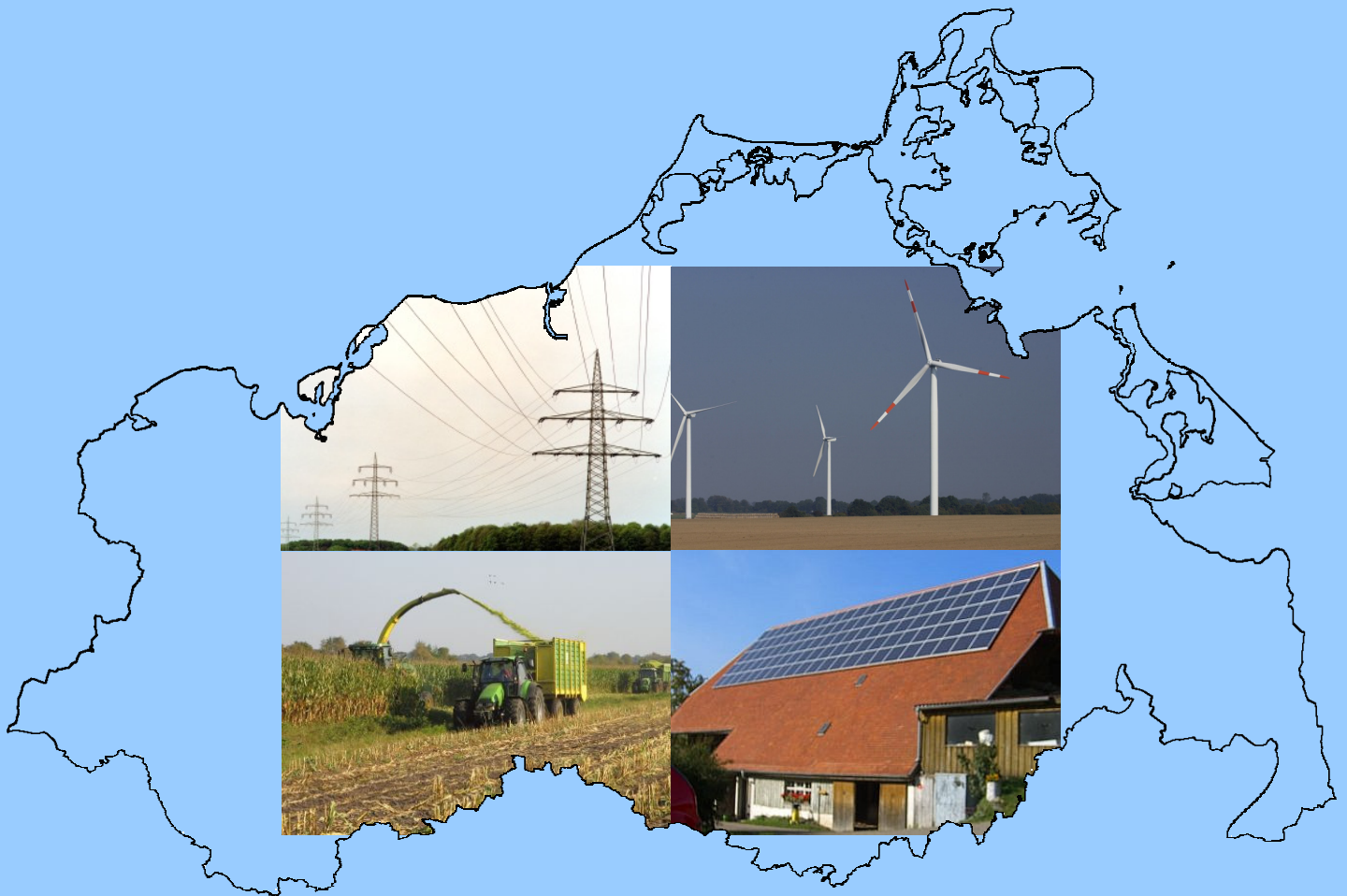


Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern



Juli 2009



**FAKULTÄT FÜR INFORMATIK
UND ELEKTROTECHNIK
UNIVERSITÄT ROSTOCK**



Institut für Elektrische Energietechnik • Lehrstuhl für
Elektrische Energieversorgung • Prof. Dr. Ing. H. Weber

Auftraggeber:

**Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus des Landes
Mecklenburg-Vorpommern**

beteiligte Unternehmen:

**E.ON-edis AG
Vattenfall Europe Transmission GmbH
WEMAG Netz GmbH**

**Energie-Umwelt-Beratung e.V.,
Fachhochschule Stralsund,
Unabhängiges Centrum für empirische Markt- und Sozialforschung GmbH,
WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH**

Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-
Vorpommern

Endbericht

Ort, Datum:

Rostock,
16.07.2009

Bearbeiter:

Dipl.-Ing. A. Holst
Dipl.-Wirt.-Ing. P. Kertscher

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	III
Einleitung	1
1. Analyse der Netzstrukturen	2
2. Ist-Stand der Netzeinspeisungen	3
3. Prognosen der EEG-Einspeisungen	4
3.1 Onshore-Windenergie	4
3.2 Bioenergie	5
3.3 Photovoltaik	6
3.4 Sonstige EEG-Einspeisungen im Netzgebiet	6
3.5 Offshore-Windenergie	6
3.6 Konventionelle Einspeisungen	6
3.7 Zusammenfassung der Einspeiseprognosen für M-V	7
4. Ermittlung der Netzlasten	8
5. Auswirkungen der Prognosen auf das HS- und HöS-Netz	10
5.1 Randbedingungen	10
5.2 Leitungsauslastungen der HS- und HöS-Ebene am Ist-Netz	11
5.2.1 Ist-Stand	11
5.2.2 Prognoserechnung 2020 am Ist-Netz	12
6. Planung des Netzausbaus im HS- und HöS-Netz	13
6.1 Optimierung der HöS- und HS-Netze	13
6.1.1 Optimierter Netzausbau der HöS-Ebene	14
6.1.2 Optimierter Netzausbau der HS-Ebene	15
6.2 Freileitungsauslastung der optimierten HS- und HöS-Netze	17
6.3 Einfluss neuer konventioneller Kraftwerke auf den Netzausbau im HöS-Netz	18
7. Ökonomische Effekte des Netzausbaus in der HS- und HöS-Ebene	19
7.1 Betriebsmittelbedarf	19
7.2 Investitionsbedarf	20
8. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu MS-Netzen in M-V	22
9. Energiepolitische Empfehlungen	25
9.1 Politische Lösungsansätze für die HS- und HöS-Netze in M-V	25
9.2 Politische Lösungsansätze für die MS-Netze in M-V	26
10. Zusammenfassung und Ausblick	27
Quellenverzeichnis	29

Abkürzungsverzeichnis

BB	Brandenburg
BW	HöS-UW Bentwisch
EEA	Energieerzeugungsanlagen
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
E.ON-edis	E.ON-edis AG
EUB e.V.	Energie-Umwelt-Beratung e.V.
GOE	HöS-UW Görries
GUE	HöS-UW Güstrow
GW	Gewerbe
HH	Haushalt
HS	Hochspannung ($50 \text{ kV} < U_N \leq 110 \text{ kV}$)
HöS	Höchstspannung ($U_N > 110 \text{ kV}$)
I	Industrie
LHG	HöS-UW Lüdershagen
LUB	HöS-UW Lubmin
MS	Mittelspannung ($1 \text{ kV} < U_N \leq 50 \text{ kV}$)
M-V	Mecklenburg-Vorpommern
NB	Netzbetreiber
NS	Niederspannung ($U_N \leq 1 \text{ kV}$)
NSM	Netzsicherheitsmanagement
OWP, OWPs	Offshore-Windpark, Offshore-Windparks
PAR	HöS-UW Parchim
PAS	HöS-UW Pasewalk
PE	HöS-UW Perleberg
PV	Photovoltaik
RPG	Regionale Planungsgemeinschaften
RREP	Regionales Raumentwicklungsprogramm
SH	Schleswig-Holstein
SOW	HöS-UW Siedenbrünzow
StKW	Steinkohlekraftwerk
STW	Stark-Last
SW	Stadtwerke
SWL	Schwach-Last
UCEF GmbH	Unabhängiges Centrum für empirische Markt- und Sozialforschung GmbH
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UW, UWs	Umspannwerk, Umspannwerke
WEA	Windenergieanlage
WEG	Windeignungsgebiet
WEMAG	WEMAG Netz GmbH
WUW	Wind-Umspannwerk
VIE	HöS-UW Vierraden
VNB	Verteilnetzbetreiber
VE-T	Vattenfall Europe Transmission GmbH

Abbildungsverzeichnis

- Abb. 1:* Übersicht relevanter UW-Gebiete der Studie
- Abb. 2:* Zu- und Rückbau von WEA in M-V (MAX-Szenario)
- Abb. 3:* Vergleich der Szenarien für den Windausbau in M-V
- Abb. 4:* Gesamtprognose der Einspeisung in M-V – REAL-Szenario
- Abb. 5:* Korrigierter Jahresgang der Gesamtlast in M-V 2007
- Abb. 6:* Lastentwicklung im STL-Fall bis 2020
- Abb. 7:* Netzausbau und neue Einspeisepunkte
- Abb. 8:* Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HöS-Netz - EEG-REAL 2020
- Abb. 9:* Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HS-Netz - EEG-REAL 2020
- Abb. 10:* Gesamtinvestition der HöS- und HS-Ebene im relevanten Netzgebiet (REAL-Szenario)
- Abb. 11:* Prognosen des Verbrauchs im Haushaltssektor
- Abb. 12:* Prognosen des Verbrauchs im Gewerbesektor

Tabellenverzeichnis

- Tab. 1:* Ist-Stand der installierten Leistung
- Tab. 2:* Zusammenfassung der Einspeise-Prognosen für M-V
- Tab. 3:* Zusammenfassung der Lasten des betrachteten Netzgebietes – 2007 und 2010
- Tab. 4:* Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HöS-Netz - EEG-REAL 2020
- Tab. 5:* Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HS-Netz - EEG-REAL 2020
- Tab. 6:* Betriebsmittelbedarf - HöS-Netz
- Tab. 7:* Betriebsmittelbedarf - HS-Netz
- Tab. 8:* Investitionsbedarf der HöS- und HS-Ebene im relevanten Netzgebiet (REAL-Szenario)

Einleitung

Im Rahmen der Netzstudie Mecklenburg-Vorpommern als Teil der Gesamtstrategie „EnergieLand 2020“ mit dem Titel „Netzintegration der Erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern“ sollte herausgearbeitet werden, welche Leistungen und Mengen elektrischer Energie bis zum Jahr 2020 im Bundesland Mecklenburg-Vorpommern erzeugt und verbraucht werden und welche technischen, ökonomischen und energiepolitischen Anforderungen sich daraus ergeben. Zur Darstellung der Entwicklung sollten die Zeithorizonte 2010, 2015 und 2020 genauer untersucht werden. Von besonderem Interesse sind dabei die Anlagen zur Einspeisung regenerativer Energien sowie deren potenzielle Entwicklung und regionale Verteilung.

An dem Projekt beteiligt sind neben dem Auftraggeber, dem Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus des Landes Mecklenburg-Vorpommern, die Netzbetreiber E.ON-edis AG, Vattenfall Europe Transmission GmbH und WEMAG Netz GmbH, im Folgenden E.ON-edis, VE-T und WEMAG genannt. Teilaufgaben der Studie wurden erarbeitet durch die Energie-Umwelt-Beratung e.V. (EUB e.V.), Rostock, die Fachhochschule Stralsund, das Unabhängiges Centrum für empirische Markt- und Sozialforschung GmbH (UCEF GmbH), Rostock sowie die WIND-projekt Ingenieur- und Projektentwicklungsgesellschaft mbH (Wind-projekt GmbH), Börgerende.

Zunächst war der Ist-Stand von Einspeisung und Verbrauch zu ermitteln und deren Auswirkungen auf das Energieversorgungsnetz unter Durchführung von Netzberechnungen darzustellen. Als zweiter Schritt sollten Prognosen für Einspeisung und Verbrauch erarbeitet werden.

Die Ergebnisse der Ist-Netz-Analyse bildeten die Grundlage der Optimierung des HöS- und HS-Netzes in Mecklenburg-Vorpommern für zukünftige Anforderungen. Hierbei wurde angestrebt, die gesamtwirtschaftlich optimale Lösung für den Netzausbau bis zum Jahr 2020 zu ermitteln und ökonomisch zu bewerten.

Dazu wurden zunächst die zukünftigen Szenarien für das Jahr 2020 am erweiterten Ist-Netz berechnet, um den Ausbaubedarf der Netze einschätzen zu können.

Darauf aufbauend konnten Ausbaumaßnahmen entwickelt werden, welche das (n-1)-Prinzip der Netze in Zukunft sicherstellen können. Hierzu wurden die Zeitintervalle 2010, 2015 und 2020 betrachtet und die gesamtwirtschaftlich und technisch optimale Lösung ermittelt.

Zusätzlich wurden Untersuchungen am MS-Netz durchgeführt, um den Einfluss rückläufiger Bevölkerungszahlen und der zukünftigen Nutzung dezentraler Energieerzeugungseinheiten auf die unterlagerten Netze herauszustellen. Hierbei wurden technische sowie ökonomische Betrachtungen an vier repräsentativen MS-Bereichen durchgeführt.

Den Abschluss bildete die Ableitung energiepolitischer Empfehlungen zur Gestaltung der künftigen Energiepolitik der Landesregierung. Diese sollen als Unterstützung dienen, den kostenoptimalen und technisch sinnvollen zukünftigen Netzausbau zu flankieren.

1. Analyse der Netzstrukturen

In einem ersten Bearbeitungsschritt mussten die Netzstrukturen analysiert werden. Hierzu wurden die Versorgungs- und Übertragungsnetze digitalisiert und alle Gemeinden im Netzgebiet den Umspannwerken zugeordnet.

Im Folgenden wurden die betrachtenden 110-kV-, 220-kV- und 380-kV-Netze und deren Strukturen topographisch aufgearbeitet, womit detaillierte Karten des gesamten Netzgebiets für die späteren Bearbeitungsschritte und die anschließende Auswertung entstanden.

Die Analysen zeigten, dass es relevante Netzteile gibt, welche außerhalb von M-V liegen aber trotzdem in die Berechnungen der Studie einbezogen werden müssen.

Für das HS-Netz der E.ON-edis muss der Ringschluss von Ruhleben nach Neustrelitz sowie im Netz der WEMAG der zum UW Perleberg auslaufende Netzteil in die Auswertungen aufgenommen werden. Für das überregionale Übertragungsnetz der VE-T ergeben sich die Randpunkte in Krümmel (SH), Wolmirstedt, Neuenhagen (beide BB) und Krajnik (Polen).

Insgesamt besteht das Netzgebiet aus 876 Städten und Gemeinden (M-V 849), von denen 21 (M-V 19) Städte ihre Stromversorgung durch Stadtwerke sicherstellen.

In Abb. 1 ist das Ergebnis der Aufteilung aller Gemeinden auf die UW-Gebiete dargestellt. Insgesamt handelt es sich um 66 UW-Gebiete, von denen 20 auf dem Gebiet der WEMAG (blaue Farbtöne) und 46 auf dem Gebiet der E.ON-edis (rote Farbtöne) liegen. Die Stadtwerksgebiete sind in der Grafik grau markiert.

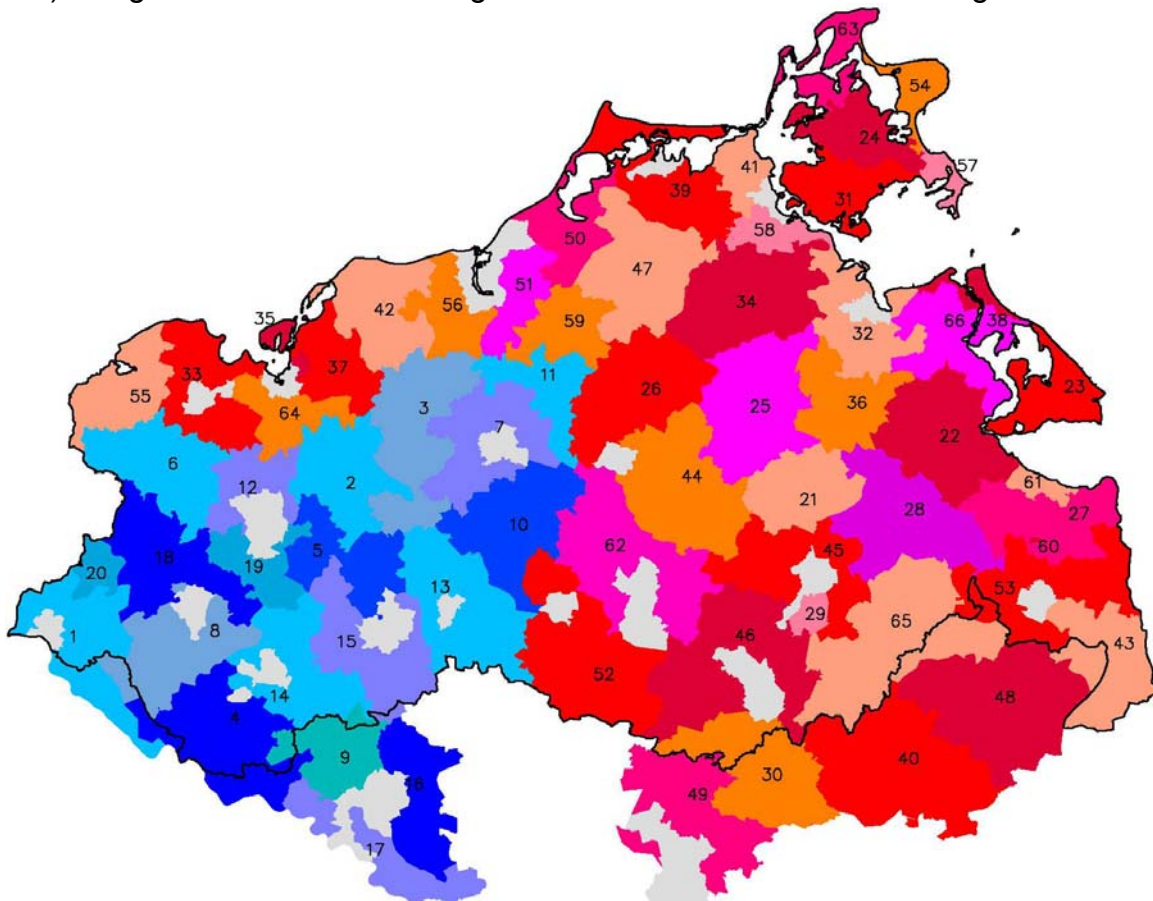


Abb. 1: Übersicht relevanter UW-Gebiete der Studie (rot: E.ON-edis, blau: WEMAG, grau: SW)

2. Ist-Stand der Netzeinspeisungen

Im Folgenden wurde der Ist-Stand der regenerativen sowie konventionellen Einspeisungen in Mecklenburg-Vorpommern und den zu betrachtenden Teilen Nord-Brandenburgs und Schleswig-Holsteins ermittelt (siehe Tab. 1).

Die Einspeisungen werden dafür in die Bereiche der Onshore-Windenergie, Photovoltaik, Bioenergie, konventionelle Kraftwerke sowie sonstige EEG-Einspeisungen (Wasserkraft, Deponie- / Klär- und Grubengas, Geothermie) unterteilt. Als Stichtag wurde der 31.12.2007 festgesetzt.

Bei den Betrachtungen wird die Summe für das Bundesland und das relevante Netzgebiet unterschieden.

Der größte Detaillierungsgrad wurde bei der Onshore-Windenergie aufgewendet, da deren Umfang aktuell mit Abstand die Spitzenposition unter den erneuerbaren Energien in M-V einnimmt und die Daten die Grundlage der späteren ausführlichen Prognosen bilden. Hierfür wurde eine Datenbank aller Windenergieanlagen (WEA) erstellt, welche neben Nenndaten auch Standortkoordinaten enthält.

Für die Betrachtung der Windenergieeinspeisung außerhalb von M-V bezieht sich die Studie auf Ergebnisse einer thematisch ähnlich gelagerten Studie der BTU-Cottbus für das Elektrizitätsnetz (HS/HöS) im Land Brandenburg.

Der Bereich der Bioenergie-Einspeisung in M-V, welche nach der Windenergie den zweitgrößten Posten der EEG-Einspeisungen in M-V einnimmt, wurde durch den Projektpartner EUB e.V. analysiert.

Für die Ermittlung des Ist-Standes der Bioenergie-Einspeisung außerhalb von M-V, der Photovoltaik sowie der sonstigen EEG-Einspeisung im Netzgebiet wurde auf im Internet veröffentlichte Datensätze von VE-T zurückgegriffen.

Für die konventionelle Energieerzeugung in M-V wurden die Daten der Netzbetreiber durch eine Auflistung der Kraftwerke auf Stadtwerksgebieten ergänzt. Diese beziehen sich auf eine vom Land veröffentlichte Auflistung aus dem Jahr 2003.

Die Zuordnung der Anlagen zu den Umspannwerken wurde durch eine gesonderte geographische Analyse durchgeführt.

Ist-Stand installierte Leistung [MW]	Windenergie	Bioenergie	Photovoltaik	sonstige EEG	konv. KW	Summe
M-V	1 321	167,6	26,8	16,9	922,6	2 454,9
sonstiges Netzgebiet	955,8	15,6	3,1	0,6	-	975,1
gesamtes Netzgebiet	2 276,8	183,2	29,9	17,5	922,6	3 430

Tab. 1: Ist-Stand der installierten Leistung (12/2007)

3. Prognosen der EEG-Einspeisungen

Im Anschluss an die Ist-Stands-Ermittlung wurden ausführliche Prognosen für die Einspeiseentwicklung erstellt. Dabei wurden für alle Einspeiser Korridore aufgespannt, um neben dem mittleren EEG-Szenario (REAL-Szenario) ein minimales und ein maximales Szenario (MAX-Szenario) installierter EEG-Leistung zu erhalten.

3.1 Onshore-Windenergie

Die Windenergie besitzt betragsmäßig die höchsten installierten Leistungen und stellt darüber hinaus das größte Potenzial der regenerativen Energien in M-V dar. Dieses liegt zum einen in der Nutzung neuer Windeignungsgebiete (WEG), welche im derzeit laufenden Beteiligungsverfahren zum regionalen Raumentwicklungsprogramm (RREP) festgelegt werden, sowie im Repowering alter WEA durch leistungsstärkere neue Anlagen.

Für die Erstellung der Annahmen der Prognosen wurde eng mit der Wind-projekt GmbH aus Börgerende zusammengearbeitet.

Die Prognose wurde geografisch anhand der kartierten WEA und einer vom Verkehrsministerium M-V zur Verfügung gestellte Karte potenzieller WEG durchgeführt.

Für die verschiedenen Ausbaustufen (2010, 2015 und 2020) wurden realistische Annahmen für den Zu- und Rückbau, den Flächenbedarf neuer WEA sowie der Anlagengröße getroffen.

Nach Abb. 2 wird der Zubau in den Zeitschritten 2010 und 2015 hauptsächlich über neue WEA realisiert, wobei das Repowering bis 2015 nur einen sehr kleinen Anteil stellt. Dieses Verhältnis kehrt sich im Intervall 2020 um. (75 % aus Repowering; 25 % neue Standorte).

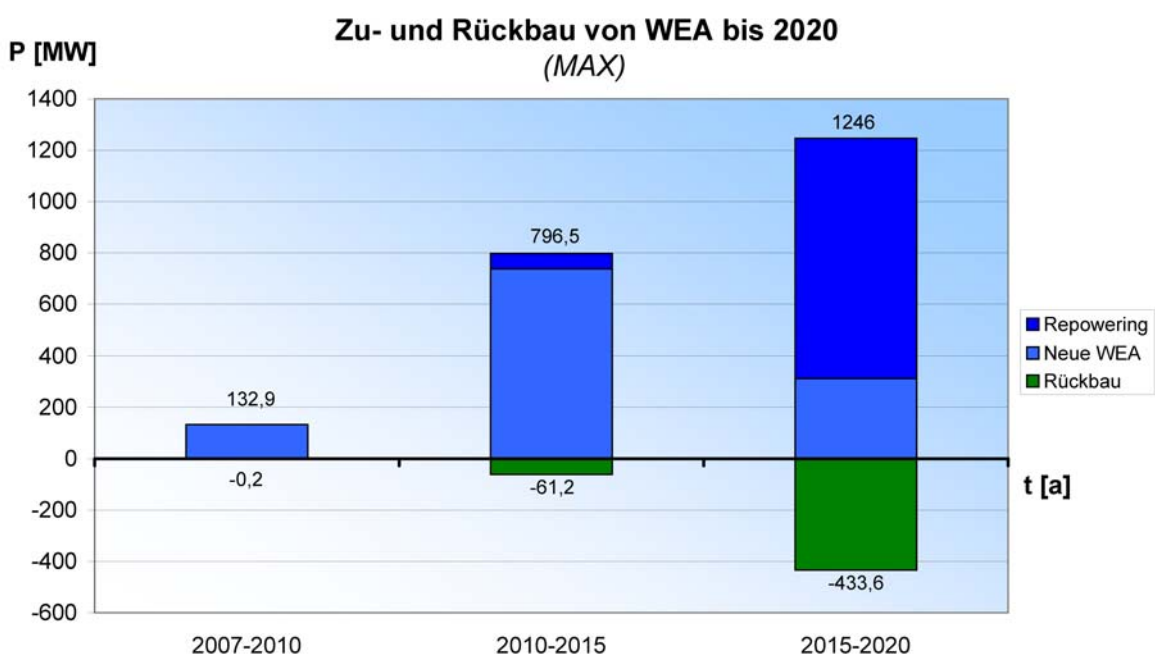


Abb. 2: Zu- und Rückbau von WEA in M-V (MAX-Szenario)

Die Prognosen sind zusammengefasst in Abb. 3 dargestellt. Im weiteren Verlauf der Studie wird somit von einem Anstieg der installierten Onshore-Windleistung auf 2 860 MW im REAL- und 3048 MW im Max-Szenario ausgegangen.

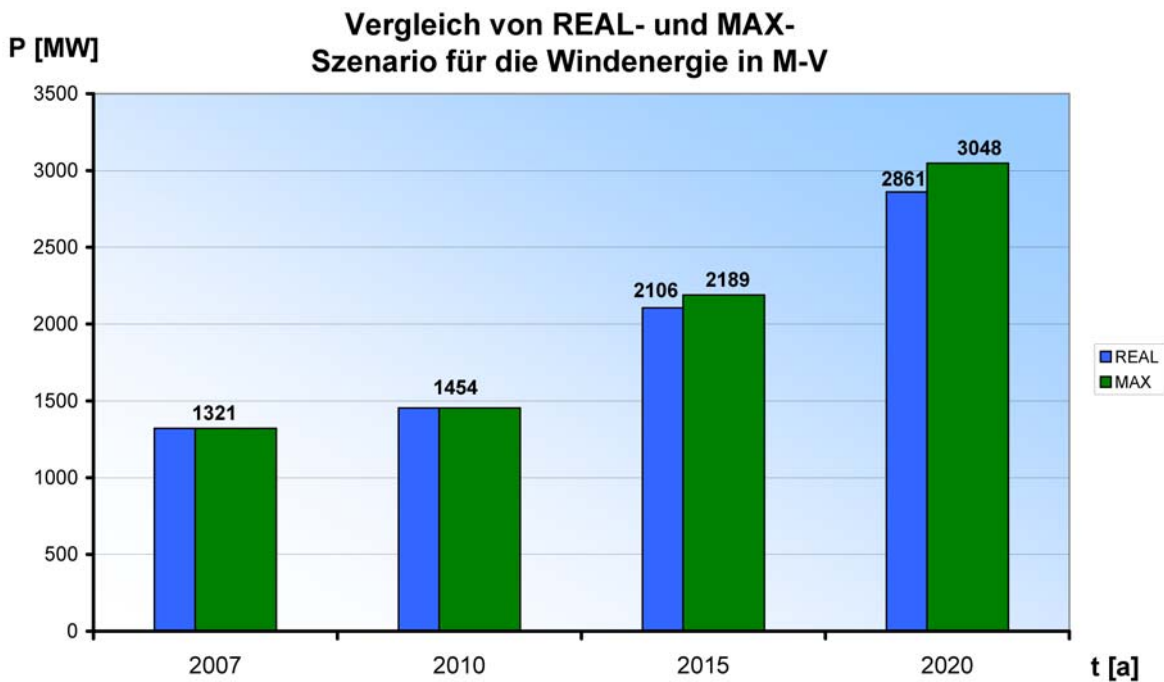


Abb. 3: Vergleich der Szenarien für den Windausbau in M-V

Abschließend ist zu erwähnen, dass sich die Struktur der Windenergienutzung in Zukunft auf die WEG konzentrieren wird und der bisherige „Wildwuchs“ sich weitgehend auflösen wird. Dieses wird zu einer Entlastung des MS-Netzes führen, während sich ein Bedarf an neuen Einspeisepunkten im HS-Netz entwickeln wird. Dieser Fakt wird später noch genauer betrachtet.

Für die Entwicklung der Windenergie außerhalb von M-V wurden die Ergebnisse der vorher erwähnten Studie des Landes Brandenburg genutzt und an die getroffenen Annahmen angeglichen.

3.2 Bioenergie

Die Prognosen zur Elektroenergieerzeugung aus Biomasse in M-V wurden durch EUB e.V. ermittelt.

Diese Untersuchung zeigte als Ergebnis, dass die Potenziale in M-V ihre natürliche Grenze schon bald erreicht haben wird und somit dem Ausbau ebenfalls Grenzen gesetzt sind.

Die Prognose unterstellt einen Zuwachs der Bioenergienutzung bis 2020 von 21 % bis 44 % (MIN/MAX). Ausgehend von heute in M-V installierten 168 MW steigt die Leistung demnach auf 204 MW bis 242 MW an. Die Anlagen werden vorwiegend im MS-Netz angeschlossen.

Die prognostizierten Steigerungsraten sollen sich, wie auch im Folgenden für die PV und sonstigen EEG-Einspeisungen, gleichmäßig auf das Netzgebiet verteilen.

3.3 Photovoltaik

Die Photovoltaik kann momentan mit dem größten Wachstum unter den regenerativen Energien aufwarten. 2006/2007 lag der deutschlandweite Zuwachs bei 59,1 % der installierten Leistung (+1 300 MWp). In M-V wurde dieses Wachstum nicht erreicht, es lag jedoch mit 27 % noch deutlich über den Zuwachsraten von Wind- und Bioenergie.

Für die Prognose wurden Vergleichsstudien der Schweizer Bank Sarasin und des Instituts für Energie- und Klimapolitik Arrhenius aus Bremen herangezogen.

Auf dieser Grundlage erschienen die Zuwachsraten im mittleren Szenario von 25 % bis 2010, 15 % bis 2015 und 10 % bis 2020 als realistisch.

Im REAL-Szenario steigt somit die installierte PV-Leistung in M-V bis 2020 auf 170 MWp. Der Zuwachs beschränkt sich dabei auf die MS- und NS-Netze, da bisher keine Planungen für Großprojekte dieser Art in M-V bekannt sind.

3.4 Sonstige EEG-Einspeisungen im Netzgebiet

Da für die Entwicklung der sonstigen EEG-Einspeisungen (Wasserkraft, Deponie-, Klär- und Grubengas, Geothermie) keine verlässlichen Anhaltspunkte vorliegen, wurde eine Gesamtsteigerung von 15 % bis 2020 eingeschätzt.

Der Leistungszuwachs dieses Sektors von EEG-Anlagen wurde vereinfachend an den bisherigen Standorten integriert.

3.5 Offshore-Windenergie

Für die Ermittlung der Einspeisung aus Offshore-Windenergie im Bereich der Ostsee wurden die der VE-T vorliegenden Netzanschlussbegehren zugrunde gelegt.

Zur Unterscheidung eines REAL- und MAX-Szenarios wurde zusätzlich die Realisierungswahrscheinlichkeit der angemeldeten OWPs untersucht.

Im resultierenden REAL-Szenario summiert sich die Offshore-Windenergie dabei bis 2020 auf 3 GW sowie im Max-Szenario auf 4,2 GW.

3.6 Konventionelle Einspeisungen

Das Wachstum bei den konventionellen Einspeisern wird ebenfalls ausschließlich auf der Basis vorliegender Netzanschlussbegehren bei den Netzbetreibern eruiert. Dabei liegt der Schwerpunkt im Netz von VE-T. Zum Betrachtungszeitpunkt lagen dort die Begehren zweier GuD-Kraftwerke und des geplanten Steinkohlekraftwerks in Lubmin (in Summe 4,2 GW_{brutto}) sowie das eines weiteren Steinkohlekraftwerks am Standort Rostock (1,1 GW_{brutto}) zum Netzanschluss vor.

Die konventionellen Kraftwerke werden unabhängig von ihrer Realisierungswahrscheinlichkeit berücksichtigt, da VE-T zu einem diskriminierungsfreien Netzzugang aller Netzanschlusskunden gesetzlich verpflichtet ist. In Kapitel 6.3 wird auf die Sensitivität des Netzausbaus hinsichtlich dieser Anlagen gesondert eingegangen.

Insgesamt summiert sich damit die installierte konventionelle Kraftwerksleistung bis 2020 auf rund 6 GW, welche hauptsächlich am HÖS-Netz installiert sein wird.

3.7 Zusammenfassung der Einspeiseprognosen für M-V

In der Tabelle 2 ist die Entwicklung aller Einspeisungen für M-V aufgeführt.

Nach den Prognosen wird die installierte Einspeiseleistung in M-V von heute rund 2,5 GW auf 12,3 GW im REAL- und 13,8 GW im MAX-Szenario ansteigen.

Zusammenfassung der Einspeise-Prognosen [MW]	2007	REAL-Szenario			MAX-Szenario		
		2010	2015	2020	2010	2015	2020
Onshore-Wind	1 321	1 454	2 106	2 861	1 454	2 189	3 048
Offshore-Wind	0	53	2 385	2 975	53	2 510	4 230
Bioenergie	168	184	204	222	189	217	242
Photovoltaik	27	52	105	170	59	135	238
sonstige EEG	17	19	22	26	19	22	26
konventionelle KW	923	953	6 035	6 035	953	6 035	6 035
Gesamt	2 456	2 715	10 857	12 289	2 727	11 108	13 819

Tab. 2: Zusammenfassung der Einspeise-Prognosen für M-V

In Abb. 4 ist der zukünftige Mix der installierten Leistung für das REAL-Szenario dargestellt.

Aufgrund des starken Zuwachses konventioneller Kraftwerksleistung wird der Anteil der regenerativen Energieformen an der installierten Gesamtleistung trotz einer Steigerung von rund 300% bis 2020 von heute 63 % auf ca. 51% sinken.

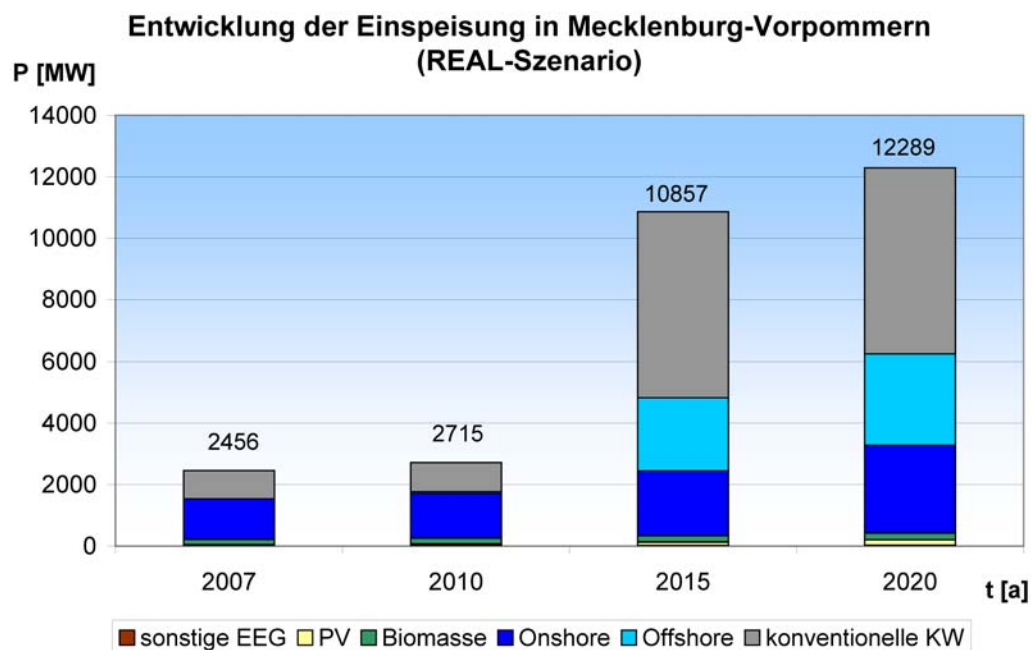


Abb. 4: Gesamtprognose der Einspeisung in M-V – REAL-Szenario

4. Ermittlung der Netzlasten

Der Energieverbrauch wurde nach ausführlicher Datenerhebung in der Studie auf die Gruppen Haushalt, Gewerbe und Industrie aufgespalten und separat analysiert.

Die Untersuchung ergab in M-V für das Jahr 2007 einen Gesamtumsatz an elektrischer Arbeit von 6,77 TWh.

Mit dem Ziel, einen Gesamtlastgang Mecklenburg-Vorpommerns zu erstellen, wurden die Jahresverläufe der Leistungen der Verbrauchergruppen für alle Versorger zusammengestellt, zusammengefasst und um die globale Lastentwicklung entdynamisiert.

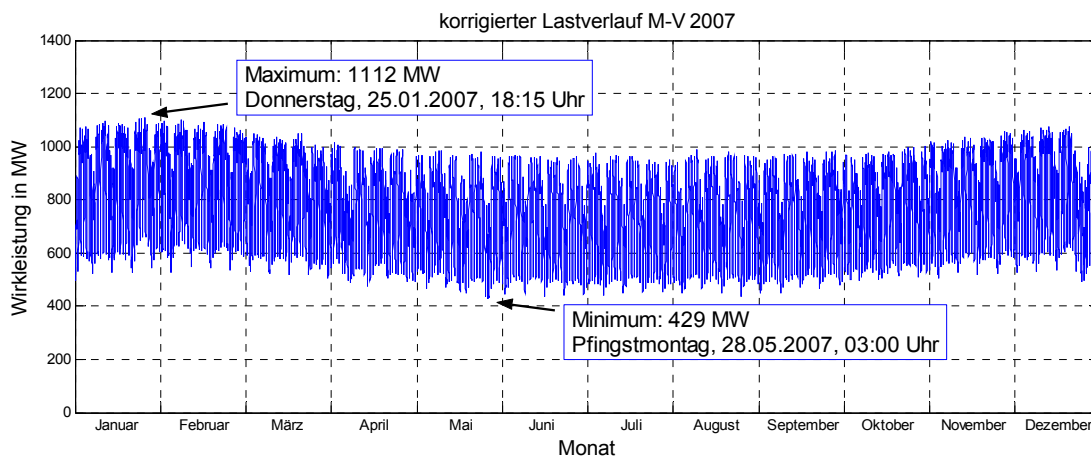


Abb. 5: Korrigierter Jahrgang der Gesamtlast in M-V 2007

Anschließend mussten für den Starklast- und Schwachlast-Zeitpunkt die Lasten der Umspannwerke in Wirk- und Blindanteil ermittelt werden.

Der arbeitspunktabhängige Blindleistungsbedarf sowie die ohmschen Verluste der MS-Netze werden durch ein vereinfachtes MS-Modell mit Ersatzimpedanz für die Längselemente sowie Ersatzkapazität für die Ladeleistungen modelliert.

Die Prognose der zukünftigen Verbräuche erfolgte separat unter Berücksichtigung der verschiedenen Einflussgrößen auf die unterschiedlichen Verbrauchergruppen.

Der Energieverbrauch von Haushalts- und Gewerbeverbraachern in den Landgebieten sowie den nicht kreisfreien Städten Mecklenburg-Vorpommerns wurden vom Projektpartner UCEF GmbH erarbeitet.

Die Verbrauchsprognose der kreisfreien Städte wurde anhand der offiziellen Bevölkerungsprognosen von M-V abgeleitet. Der Industrieverbrauch wurde mit dem bundesweit erwarteten Trend verglichen und an die Besonderheiten in M-V angeglichen.

In Tab. 3 sind die Lasten für das betrachtete Netzgebiet (nicht nur M-V) für den Ist-Stand und das Jahr 2020 jeweils für den Schwachlast- (SWL) und den Starklastfall (STL) aufgestellt.

Zusammenfassung der Lasten [MW]		Ist-Stand				2020			
		HH	GW	I	Summe	HH	GW	I	Summe
E.ON-edis	STL	226	264	398	888	170	259	565	993
	SWL	90	95	161	346	67	92	224	384
WEMAG	STL	84	89	155	328	59	88	183	330
	SWL	26	29	62	116	18	28	74	121
Netzgebiet (gesamt)	STL	310	353	553	1 216	229	346	748	1 323
	SWL	116	123	223	462	86	120	299	504

Tab. 3: Zusammenfassung der Lasten des betrachteten Netzgebietes – 2007 und 2010

Abb. 6 zeigt die Entwicklung des Starklast-Verbrauchs bis 2020 für die einzelnen UW-Gebiete.

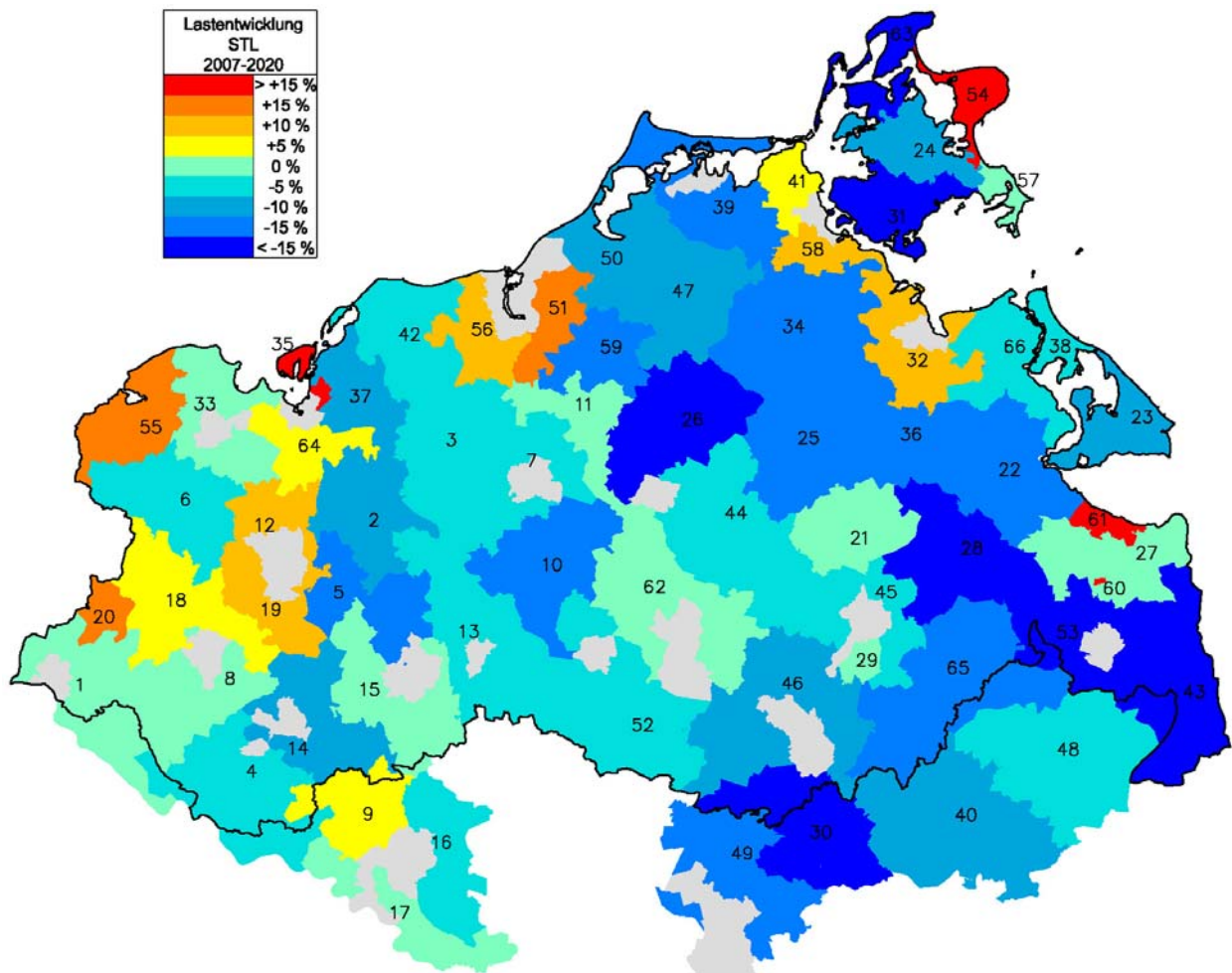


Abb. 6: Lastentwicklung im STL-Fall bis 2020

5. Auswirkungen der Prognosen auf das HS- und HöS-Netz

Nachdem die Ermittlung der Ist-Stände des Verbrauchs und der Einspeisung durchgeführt und darauf aufbauend die jeweiligen Prognosen bis zum Jahr 2020 entwickelt wurden, wird im Folgenden auf die Auslastung des HS- und HöS-Netz zum heutigen Zeitpunkt sowie die Auslastungen im Jahr 2020 eingegangen.

Als Voraussetzung der späteren Lastflussberechnung müssen zunächst die Randbedingungen definiert werden.

5.1 Randbedingungen

Zur lastflusstechnischen Justierung des Netzes mussten folgende Randbedingungen und Einflussfaktoren berücksichtigt werden:

- Gleichzeitigkeitsfaktoren, zur Abbildung der Arbeitspunkte und der statistischen Verfügbarkeit der Energiearten
- Berechnungsszenarien, zur Berücksichtigung aller für das Netz relevanten Extremfälle (Kombination von Stark- und Schwachlast mit Stark- und Schwachwind-Einspeisung für die Intervalle 2007, 2010, 2015, 2020, im MIN-, REAL- und MAX-Ausbau)
→ insgesamt 28 Berechnungsfälle
- Austauschleistungen des betrachteten HöS-Netzes (Krümmel, Wolmirstedt, Neuenhagen und Krajnik (Polen))
- Rückspeisung aus dem HS-Netz der E.ON-edis an den Schnittstellen des betrachteten Netzgebietes
- Umsetzung der Windenergie-Prognosen in neue Einspeise-UW (MAX-Szenario: WEMAG 12; E.ON-edis 22 (mit SW 23); VE-T 4)
- bereits geplanten Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber (HöS-Netz: insgesamt 226 km; Görries – Krümmel; Neuenhagen – Vierraden – Bertikow/Krajnik (Polen); HS-Netz: insgesamt 124 km; Pasewalk – Prenzlau; Abz. Hoppenrade – Abz. Wittstock (beide E.ON-edis); Görries – Gammelin; Wittenburg – Zarrentin, Bützow – Wismar; Abzweig Neustadt-Glewe (alle WEMAG))
- Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2020, Planungshorizont der Netzbetreiber darüber hinaus
- länderübergreifenden Strukturen der HS- und HöS-Netze in M-V
- Netzberechnungen mit von den Netzbetreibern zur Verfügung gestellten Netzen
- ausschließlich Lastflussberechnungen, keine Stabilitätsuntersuchungen
- keine Berücksichtigung von Leiterseil-Temperatur-Monitoring

Die berücksichtigten Erkenntnisse über den Bedarf an neuen Einspeise-UW sowie dem geplanten und als zukünftig realisiert angenommenen Netzausbau sind in der folgenden Grafik (Abb. 7) zusammenfassend dargestellt.

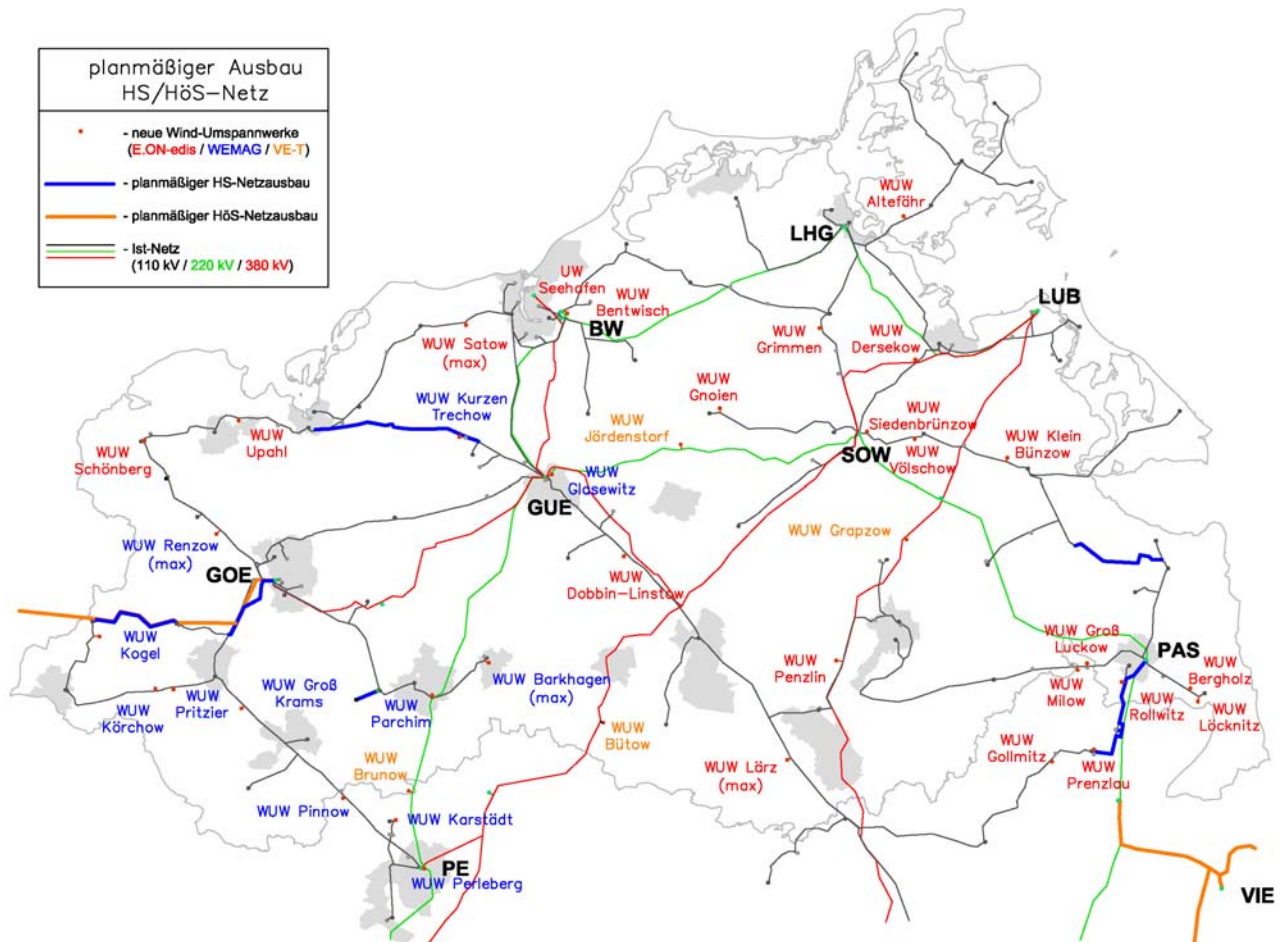


Abb. 7: Netzausbau und neue Einspeisepunkte

5.2 Leitungsauslastungen der HS- und HöS-Ebene am Ist-Netz

Zur Komplettierung der Zustandsanalysen und zur Validierung der Berechnungen wurde zunächst die Netzberechnung am Ist-Netz durchgeführt. Von besonderem Interesse sind dabei die Auslastungen der Leitungen.

In den Betrachtungen des Ist-Netzes wurden alle Leitungsauslastungen im (n-0)-Fall untersucht. Dieser Fall bildet den ungestörten Netzbetrieb ab.

5.2.1 Ist-Stand

Für den Ist-Stand (12/2007) stellen sich im 110-kV-Netz der E.ON-edis sowie der WEMAG bei einigen Szenarien stellenweise bereits starke Auslastungen dar.

Es entstehen demnach bereits heute offenkundig Lastflusssituationen, bei denen die (n-1)-Sicherheit im HS-Netz gefährdet ist. Schwerpunktmäßig sind vor allem die Regionen Prenzlau, Rostock, Güstrow, Wismar und Schwerin zu nennen.

Im aktuellen Netzzustand sind diese gefährdenden Lastflusssituationen bekanntlich nur über den Einsatz des Netzsicherheitsmanagements (NSM) beherrschbar. Hierbei werden ausgewählte EEG-Einspeiser zeitweise in ihrer Leistung begrenzt bzw. abgeschaltet, um Überlastungen und eventuelle Systemgefährdungen zu vermeiden.

Wie schon im HS-Netz stellen sich auch im HöS-Netz bereits heute zeitweise hohe Leitungsbelastungen ein. Systemgefährdende Auslastungen im (n-0)-Fall (ungestörter Netzbetrieb) von mehr als 50 % je Stromkreis konnten auf der 220-kV-Trasse von Pasewalk nach Neuenhagen festgestellt werden.

Zusammenfassend kann man festhalten, dass das Versorgungs- wie auch das Übertragungsnetz in M-V auch nach Abschluss der aktuellen Ausbauten in manchen Bereichen an den Grenzen seiner Belastbarkeit bzw. Systemsicherheit betrieben werden muss. Dieses trifft vor allem auf die Starkwindtage zu. Die Netzbetreiber sehen sich dabei bereits heute gezwungen, über das Netzsicherheitsmanagement (VNB) sowie netz- und marktbezogene Maßnahmen in Wahrnehmung der Systemverantwortung (ÜNB) nach §13 EnWG, einen störungsfreien und stabilen Betrieb zu gewährleisten.

5.2.2 Prognoserechnung 2020 am Ist-Netz

In der Prognoserechnung 2020 werden die Auswirkungen des ermittelten Zubaus neuer Einspeiser im REAL- und MAX-Szenario sowie die beschriebene Lastentwicklung auf das bestehende Versorgungs- und Übertragungsnetz abgebildet.

Die Untersuchungen zum REAL-Szenario lassen im Folgenden näher bezeichnete Brennpunkte im 110-kV-Netz ausmachen, deren detaillierte Betrachtung erhöhte Aufmerksamkeit gewidmet werden muss.

Im Netzgebiet der WEMAG sind dies insbesondere das Gebiet um Perleberg, die Verbindung von Güstrow nach Wismar sowie der Ausläufer von Görries nach Lübz.

Für die E.ON-edis besteht Handlungsbedarf für den Großraum Prenzlau, das Dreieck Lüdershagen – Greifswald – Siedenbrünzow, die Trasse von Rostock nach Wismar und Ribnitz sowie den Ausläufer nach Friedland.

Die Berechnungen im MAX-Szenario stellten für die HS-Ebene heraus, dass an den benannten Auslastungs-Schwerpunkten die Belastung weiter zunehmen wird. Dieses betrifft hauptsächlich die Trassenbereiche in räumlicher Nähe zu den Umspannwerken (Übergabepunkten) zwischen der Hoch- und Höchstspannungsebene.

Für das HöS-Netz lässt sich ermitteln, dass es zu einem nicht unerheblichen Anstieg der Leitungsauslastungen vor allem in Nord-Süd-Richtung kommen wird.

Maßgeblich verantwortlich dafür sind die Einspeisungen der neuen konventionellen Kraftwerke in Lubmin und Rostock sowie die der Ostsee-Offshore-Windparks.

Neben den Auslastungen der Leitungen spielen die der Transformatoren sowie die Bereitstellung von Blindleistung eine nicht unerhebliche Rolle.

Im Max-Szenario ergibt sich für die HöS-Ebene eine noch erheblichere Erhöhung der Leitungsbelastungen. Hauptsächlich sind hier ebenfalls die bereits stark ausgelasteten Trassen in Nord-Süd-Richtung betroffen.

Die Auswertung des MIN-Szenarios führte zu keiner Veränderung der Starklast-Ergebnisse und wird daher an dieser Stelle nicht weiter behandelt.

6. Planung des Netzausbaus im HS- und HöS-Netz

In einem nächsten Schritt wurde eine Optimierung des zu planenden Netzausbaus durchgeführt, welcher für die prognostizierten Leistungssteigerungen bis zum Jahr 2020 im Netz erforderlich werden könnte.

Wie bereits gezeigt wurde, reichen die aktuell geplanten Netzausbaumaßnahmen (HS-/HöS-Ebene) nicht aus, um den Leistungsüberschuss aus M-V zu den im Wesentlichen südlich gelegenen Verbraucherschwerpunkten Deutschlands zu übertragen. Dabei weisen die Berechnungen der Starkwind-Fälle erhebliche Rückspeisungen aus der HS- in die HöS-Ebene aus, welche vor allem auf den HS-Leitungen im Bereich der HöS-Umspannwerke hohen Ausbaubedarf nach sich ziehen.

In der HöS-Ebene sind neben den Rückspeisungen aus dem unterlagerten Netz vornehmlich die geplanten konventionellen Kraftwerksneubauten sowie die Offshore-Windenergie an den Einspeisepunkten Lubmin und Bentwisch für die Übertragungsengpässe und den daraus resultierenden Netzausbau verantwortlich.

Für den Neubau von Freileitungen werden vorwiegend die bereits existierenden Trassen verwendet, um die langwierigen und unsicheren Genehmigungsverfahren für neue Trassen sowie die Beeinflussung der Landschaft zu minimieren.

Die Neubauten im 110-kV-Netz werden entweder mit einer Standard-Beseilung oder, falls erforderlich, mit Hochstrom-Beseilung geplant.

Für den Freileitungsbau im HöS-Netz werden die drei Kategorien 2-System-Standard-Freileitung, 2-System-Hochstrom-Freileitung und 4-System-Standard-Freileitung unterschieden.

Auf die Verwendung von Kabeltrassen wurde aufgrund von technischen und ökonomischen Aspekten in der Studie vollständig verzichtet.

Die kalkulatorischen Kosten der verwendeten Freileitungstypen und der zusätzlich benötigten Betriebsmittel, wie Transformatoren, Umspannwerke, Schaltfelder, usw., wurde in Abstimmung mit den Netzbetreibern ermittelt und im Anschluss mit anderen Studien abgeglichen.

6.1 Optimierung der HöS- und HS-Netze

Die Netzoptimierung erfolgte aufgrund von Wechselwirkungen zwischen den Netzen iterativ. Prinzipiell wurde aber zunächst das HöS-Netz betrachtet, da die Rückwirkungen auf die unterlagerten HS-Netze in Form von Änderungen parasitärer Lastflüssen dominieren.

Für die weiteren Untersuchungen werden alle Leitungsauslastungen im (n-1)-Fall betrachtet, da das Ziel der Optimierung die Gewährleistung des (n-1)-Prinzips für das gesamte Netz darstellt. Angegeben und graphisch dargestellt wird dabei ausschließlich das höher ausgelastete Leitungssystem (Stromkreis).

6.1.1 Optimierter Netzausbau der HöS-Ebene

Neben dem als bereits realisiert angenommen Netzausbau im betrachteten Netzgebiet der VE-T von insgesamt 226 km ergeben sich folgende Ausbaumaßnahmen:

REAL-Szenario

2010 Fortführung der „Uckermarkleitung“ in Richtung Norden zwischen Bertikow und Pasewalk (65 km), hier existieren bereits erste Vorüberlegungen der VE-T

2015 Pasewalk – Lubmin (105 km), Bentwisch – Güstrow (41 km), Güstrow – Wolmirstedt (195 km), Stendal/West – Wolmirstedt (40 km)

Die Optimierung des Neubaus der Verbindung Güstrow – Wolmirstedt zeigt die Vorteilhaftigkeit der Reintegration des UW Perleberg in die neue Trasse.

2020 Malchow – Neuenhagen (23 km)

Der größte Netzausbau-Bedarf besteht somit im Intervall 2015. Ausschlaggebend ist hierfür der Zuwachs von 5,1 GW konventioneller Kraftwerksleistung sowie 2,3 GW Offshore-Windenergie an den Standorten Lubmin und Rostock.

Zusammenfassend sind die Daten in Tabelle 4 aufgeführt, wobei betont werden muss, dass diese Längen sich auf das gesamte Betrachtungsgebiet des HöS-Netzes beziehen und der in M-V auszubauende Teil mit ca. 230 km nur ungefähr die Hälfte ausmacht.

Neben den Freileitungen sind zukünftig weitere Betriebsmittel von Überlastungen betroffen, dabei sind vor allem die HöS/HS- und Netzkuppel-Transformatoren (220/380 kV) an einigen Standorten stark überlastet.

Neue Transformatoren werden in Parchim (siehe Optimierung HS-Ebene), Pasewalk, Perleberg und Bentwisch benötigt.

Zusätzlich konnte die Erkenntnis gewonnen werden, dass im HöS-Netz bis zum Jahr 2020 Kompensationsleistung im Bereich zwischen 500 und 1000 MVar benötigt wird, welche vorrangig an den Standorten zusätzlicher Transformatoren bereitgestellt werden kann.

An dieser Stelle soll auf die Ergebnisse einer internen Untersuchung der VE-T hingewiesen werden. Diese kommt zu dem Ergebnis, dass zur Sicherstellung der dynamische Stabilität des Netzes bei Integration von mehr als einem konventionellen Kraftwerk am Standort Lubmin, der Umbau der bestehenden 220-kV-Trasse zwischen Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch (122 km) auf 380 kV erforderlich werden wird.

MAX-Szenario

Das MAX-Szenario erfordert einen höheren Aufwand an Netzausbau, wobei dieses ausschließlich die bereits genannten Trassen, auf denen starke Beseilungen zum Einsatz kommen müssen, sowie den Bedarf an HöS/HS-Transformatoren betrifft. Die zeitliche Abfolge wird nicht verändert.

Der Netzausbau für das HöS-Netz ist in der folgenden Tabelle (Tab. 4) zusammengefasst und in der nachstehenden Grafik (Abb. 8) als Karte für den Netzausbau im REAL-Szenario abgebildet.

Ausbaumaßnahme im HöS-Netz [km]	REAL - Ausbauszenario				MAX - Ausbauszenario			
	2010	2015	2020	Summe	2010	2015	2020	Summe
realisierter Ausbau	226			226	226			226
2-System-Standard	-	236	23	259	-	115	23	138
2-System-Hochstrom	-	145	-	145	-	121	-	121
4-System-Standard	65	-	-	65	65	145	-	210
Summe	65	381	23	469	65	381	23	469

Tab. 4: Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HöS-Netz - EEG-REAL 2020

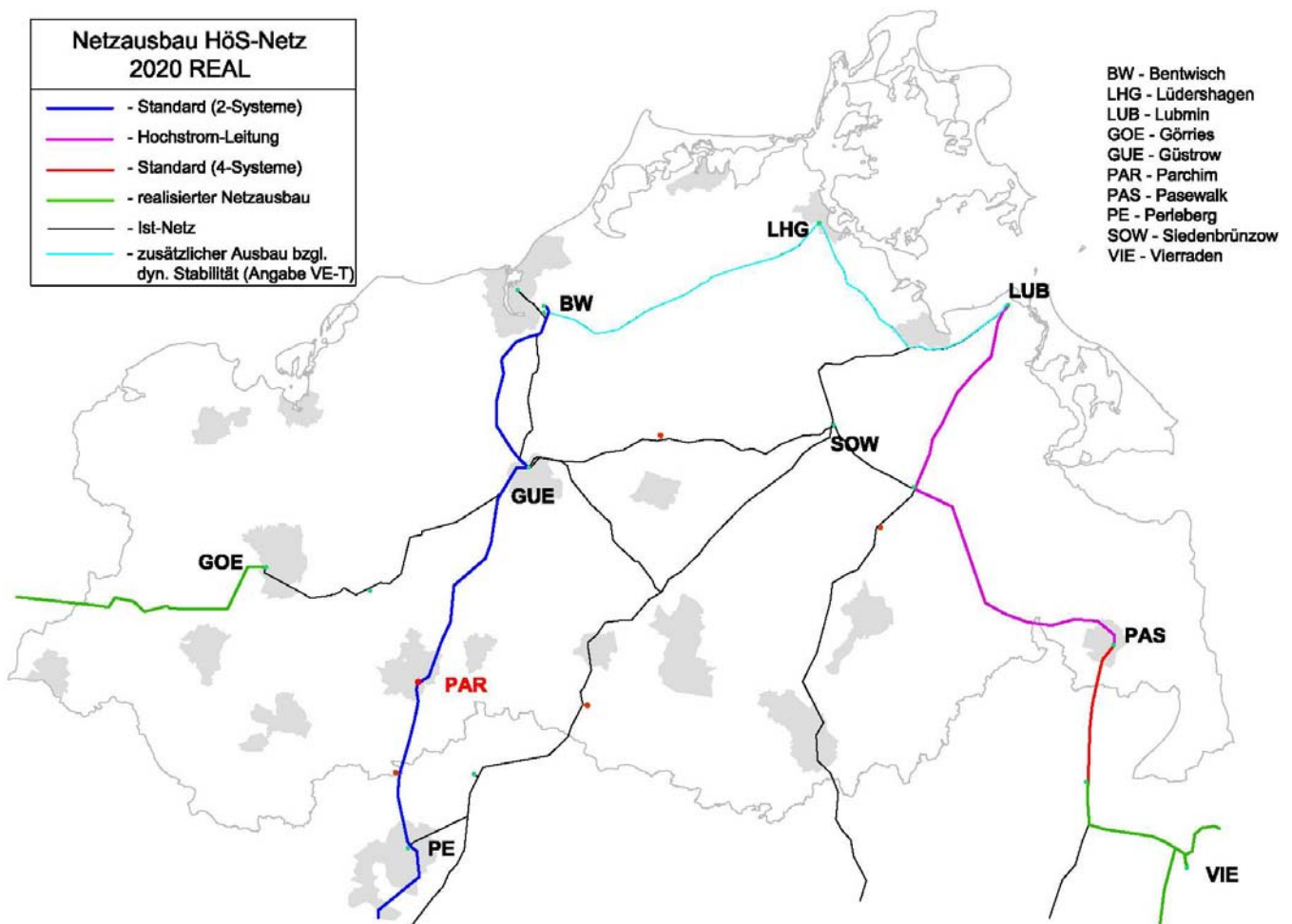


Abb. 8: Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HöS-Netz - EEG-REAL 2020

6.1.2 Optimierter Netzausbau der HS-Ebene

Im nächsten Schritt wurden die unterlagerten Verteilnetze der E.ON-edis und der WEMAG an die Erfordernisse der Prognosen der verschiedenen Szenarien angepasst. Die Ergebnisse sind im Folgenden dargestellt.

REAL-Szenario

- 2010** Pasewalk – Neubrandenburg (15,5 km, Greifswald – Siedenbrünzow (26,4 km), Greifswald – Lüdershagen (14,2 km) [alle E.ON-edis]; Übergangsweise Netzsicherheitsmanagement auf der Trasse Görries – Lübz bis zum Neubau der HÖS-Trasse Güstrow – Wolmirstedt und des HÖS-UW Parchim¹ in 2015 [WEMAG]
- 2015** Pasewalk-Eggesin (19,5 km), Bentwisch – Poppendorf (6,5 km), Greifswald – Gustebin (16,2 km), Schutow – Haffeld (51,9 km) [alle E.ON-edis]; Neubau Netzknotenpunkt Parchim, Perleberg – Karstädt (23,5 km), Perleberg – Hagenow (28,2 km) [alle WEMAG]
- 2020** Pasewalk – Prenzlau (6,5 km), Pasewalk – Anklam (9,3 km), Bentwisch – Grimmen (13,1 km), Schutow – Wismar (7,7 km), Lüdershagen – Siedenbrünzow (17,6 km), Schutow – Biestow (2 km) [alle E.ON-edis]; Güstrow – Wismar (15,2 km), Görries – Lübz (24 km) [alle WEMAG]

Zusammenfassend werden im REAL-Szenario für die E.ON-edis, neben dem bereits als realisiert betrachteten Freileitungsbau (44 km), Neubauten von insgesamt ca. 207 km notwendig. Bei der WEMAG ist der Bedarf aufgrund des kleineren Gebietes und der größeren Anzahl von als realisiert betrachteten Maßnahmen (80 km) mit 91 km entsprechend geringer.

MAX-Szenario

Das MAX-Szenario bewirkt in Bezug auf die Ergebnisse des REAL-Szenarios weiteren Netzausbaubedarf auf folgenden Netzabschnitten:

- E.ON-edis** Greifswald – Lüdershagen (stärkere Beseilung und zusätzliche 22 km), Schutow – WUW Satow (stärkere Beseilung), Pasewalk – Prenzlau (früher), Schutow – Grimmen (zusätzliche 17,8 km), Lüdershagen – Grimmen (24 km)
- WEMAG** Perleberg – Hagenow (früher), Perleberg – Karstädt (stärkere Beseilung und zusätzliche 0,2 km)

Die Ergebnisse sind der folgenden Tabelle (Tab. 5) und Übersichtskarte (Abb. 9) zusammengefasst.

Ausbaumaßnahme HS-Netz [km]		REAL - Ausbauszenario				MAX - Ausbauszenario			
		2010	2015	2020	Σ	2010	2015	2020	Σ
E.ON-edis	realisierter Ausbau	44	-	-	44	44	-	-	44
	Standard-Beseilung	20,5	94,1	56,2	170,8	6,3	112	92,2	210,5
	Hochstrom-Beseilung	35,6	-	-	35,6	49,8	9,9	-	59,7
Summe E.ON-edis		56,1	94,1	56,2	206,4	56,1	121,9	92,2	270,2
WEMAG	realisierter Ausbau	80			80	80			80
	Standard-Beseilung	-	51,7	24	75,7	21,5	12,4	24,2	58,1
	Hochstrom-Beseilung	-	-	15,2	15,2	-	17,8	15,2	33
Summe WEMAG		0	51,7	39,2	90,9	21,5	30,2	39,4	91,1
Summe Gesamt		56,1	145,8	95,4	297,3	77,6	152,1	131,6	361,3

Tab. 5: Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HS-Netz - EEG-REAL 2020

¹ Ergebnis detaillierter Untersuchungen für den Ringschluss der HS-Trasse Görries – Lübz

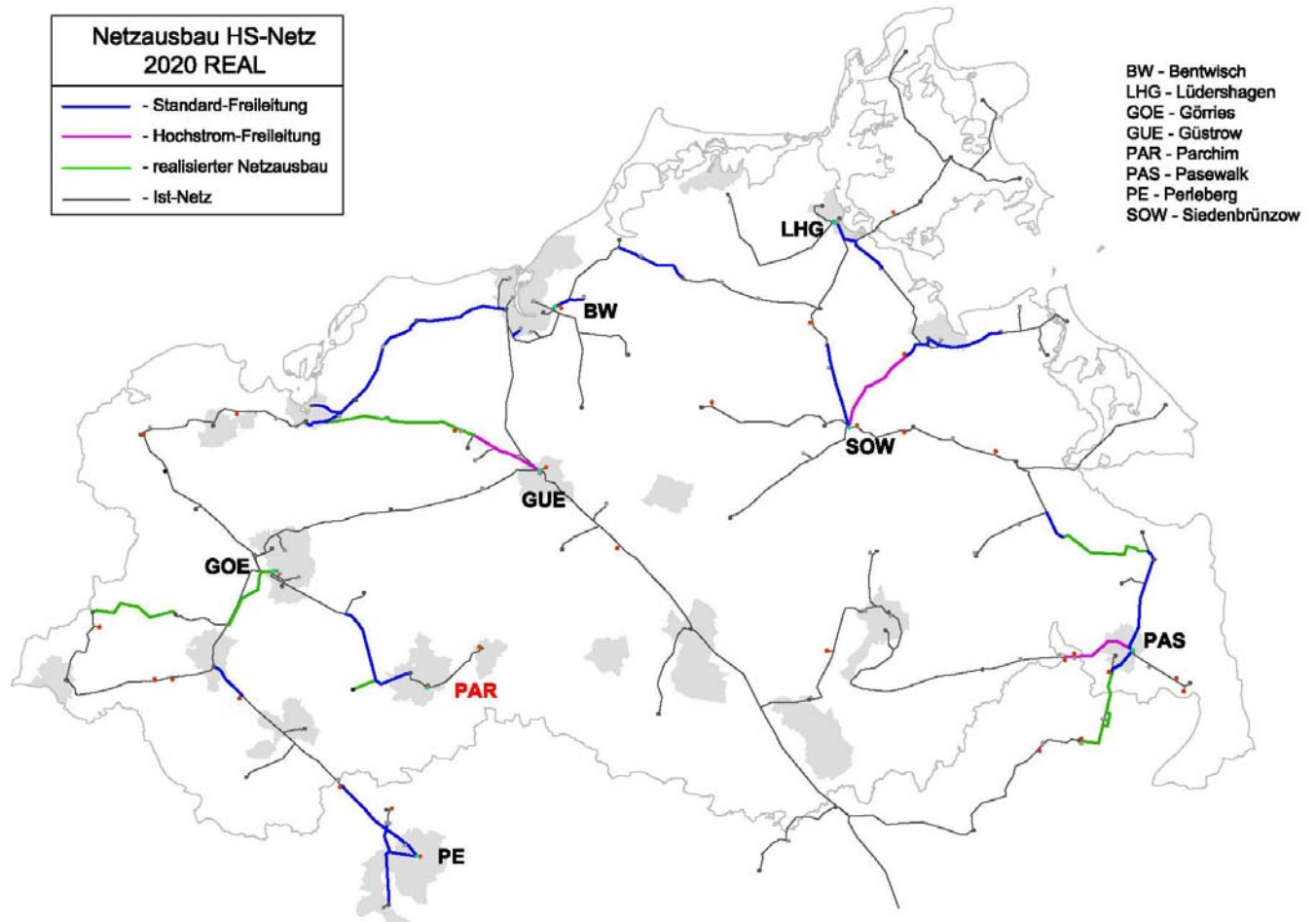


Abb. 9: Realisierter und prognostizierter Netzausbau im HS-Netz - EEG-REAL 2020

6.2 Freileitungsauslastung der optimierten HS- und HöS-Netze

Nach Abschluss der Netzoptimierung und der damit verbundenen Wiederherstellung der (n-1)-Sicherheit der HÖS- und HS-Netze wurde die resultierende Leitungsauslastung der angepassten Netze näher betrachtet, um Hinweise auf weiterführende Ausbaumaßnahmen nach dem Jahr 2020 geben zu können.

Die Auswertung der (n-1)-Auslastung wurde nur am REAL-Szenario durchgeführt. Die Belastungen für das MAX-Szenario würden dementsprechend höher ausfallen.

Relevante Erkenntnisse lassen sich hierbei vor allem für die neu geplanten Trassen entnehmen. Es könnte aus strategischer Sicht vorteilhaft sein, Reserven zur Kompensierung des weiteren Zubaus von Einspeisern über das Jahr 2020 hinaus einzuplanen.

Im Folgenden sind die Trassen im HS- und HöS-Netz aufgeführt, welche nach abgeschlossenen Netzausbaumaßnahmen weiterhin hohe Auslastungen aufweisen:

HS-Netz

> 90 % Pasewalk – Prenzlau, Pasewalk – Prenzlau (geplante Trasse), Pasewalk – Neustrelitz, [alle E.ON-edis], Perleberg – Karstädt [WEMAG]

> **80 %** Siedenbrünzow – Greifswald, Pasewalk – Anklam, Siedenbrünzow – Grimmen, Schutow – Biestow [alle E.ON-edis], Perleberg – Hagenow [WEMAG]

HöS-Netz

> **90 %** Perleberg – Wolmirstedt, Stendal/West – Wolmirstedt

> **80 %** Parchim – Perleberg, Vierraden – Pasewalk

Zusätzlich stellen sich auf bisher nicht vom Netzausbau betroffenen HS- und HöS-Trassen hohe Auslastungen ein, welche nach 2020 weiteren Netzausbau erfordern könnten.

6.3 Einfluss neuer konventioneller Kraftwerke auf den Netzausbau im HöS-Netz

Abschließend wurde die Sensibilität der Ergebnisse bezüglich der Realisierungswahrscheinlichkeit der konventionellen Kraftwerke an den Standorten Rostock und Lubmin auf den dargestellten Netzausbau in der HöS-Ebene untersucht.

Hintergrund für die Durchführung dieser Betrachtung ist, dass sich die Kraftwerksprojekte bisher in unterschiedlichen Planungsstadien befinden. Zudem ist der potenzielle Investor von seinem Netzanschlussbegehren für ein neues Steinkohlekraftwerk in Rostock im Frühjahr 2009 abgerückt. Die prognostizierten Entwicklungen der regenerativen Einspeisungen (On- und Offshore) bleiben davon unberührt.

Für die Abschätzung des Netzausbaus wurde das HöS-Netz im REAL-Szenario für die unten aufgeführten unterschiedlichen Varianten auf (n-1)-Sicherheit hin geprüft und der erforderliche Umfang des Netzausbaus bestimmt.

Unabhängig von den nachfolgenden Szenarien ist der Übertragungsnetzbetreiber zum diskriminierungsfreien Netzanschluss und Netzzugang aller Netzanschlusskunden nach dem Energiewirtschaftsgesetz sowie zur Einhaltung gesetzlicher Vorgaben nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung und weiteren EU-Richtlinien (bspw. Security of Supply) verpflichtet.

Der Einfluss der Leistungsflüsse in den unterlagerten HS-Netzen wurde zur Vereinfachung vernachlässigt. Berechnungen von VE-T haben ergeben, dass bei der Realisierung von mehr als einem konventionellen Kraftwerk am Standort Lubmin zur Sicherstellung der dynamischen Stabilität im HöS-Netz zumindest die 380-kV-Freileitung Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch notwendig werden würde.

Auf dieser Grundlage wurden vier Varianten ausgewählt. Die Ergebnisse der Variantenuntersuchung sind im Folgenden aufgeführt:

Var. 1 Steinkohlekraftwerk (StKW) Rostock II (1,1 GW) unberücksichtigt

Der Netzausbau, bezogen auf die Untersuchungen im Punkt 6.1, könnte um ca. 100 km reduziert werden. Die neue 380-kV-Verbindung Bentwisch – Güstrow und der Ausbau der bestehenden Verbindungen Wolmirstedt – Stendal/West und Malchow – Neuenhagen würden nicht notwendig werden.

Summe Netzausbau: 370 km

Var. 2 StKW Rostock II (1,1 GW) und Lubmin (1,63 GW) unberücksichtigt

Es entstehen keine zusätzlichen Auswirkungen in Bezug auf Variante 1. Der dort bezifferte Netzausbau würde weiterhin für die Einspeisung der GuD-Kraftwerke und der Offshore-Windparks benötigt werden.

Summe Netzausbau: 370 km

Var. 3 StKW Rostock II (1,1 GW) und GuD-Kraftwerke Lubmin (2,61 GW) unberücksichtigt

Bezogen auf die Untersuchungen nach den Varianten 1 und 2 ergäbe sich ein um rund 110 km verminderter Ausbau.

Summe Netzausbau: 260 km

Var. 4 keine neuen konventionellen Kraftwerke in der HöS-Ebene (5,34 GW)

In der Variante ohne die geplanten konventionellen Kraftwerke würde das Wachstum der regenerativen Energien gemäß der ermittelten Prognose (On- und Offshore) lediglich den Neubau einer 380-kV-Verbindung Pasewalk-Vierraden (65 km) bedingen.

Summe Netzausbau: 65 km

7. Ökonomische Effekte des Netzausbaus in der HS- und HöS-Ebene

Nachfolgend wird der Investitionsbedarf für den vorher beschriebenen Netzausbau für die HS- und HöS-Netze ermittelt und ökonomisch bewertet.

7.1 Betriebsmittelbedarf

Der Betriebsmittelbedarf für beide Netzebenen setzt sich für diese Berechnungen, neben den ermittelten Freileitungen und Transformatoren, aus den bereits erwähnten Schaltfeldern, den Umspannwerks-Neubauten und -Erweiterungen sowie der Transformator-Infrastruktur zusammen. Die benötigten Betriebsmittel werden von den Ergebnissen des veranschlagten Freileitungsbaus abgeleitet.

Das gesamte Mengengerüst für den Ausbau im HöS-Netz für das REAL- und MAX-Szenario ist in Tabelle 6 zusammengefasst.

Betriebsmittelbedarf HöS-Netz	Betriebsmittel	REAL-Szenario	MAX-Szenario
HöS-Freileitung [km]	Standard-Freileitung	259	138
	Hochstrom-Freileitung	145	121
	4-System Standard-Freileitung	65	210
Umspannwerk [Anzahl]	Schaltfelder Standard	16	26
	Schaltfelder Hochstrom	8	4
	UW-Erweiterung	5	6
	UW-Neubau	1	1
Trafo [Anzahl]	Trafo 380/110 kV 300MVA	10	11
	Trafo Infrastruktur	12	13
	Trafo Transport	2	2

Tab. 6: Betriebsmittelbedarf - HöS-Netz

Die im HS-Netz zur Umsetzung des optimalen Ausbaus erforderlichen Betriebsmittel sind in Tabelle 7 zusammengestellt.

Betriebsmittel- bedarf HS-Netz	Betriebsmittel	REAL-Szenario		MAX-Szenario	
		E.ON-edis	WEMAG	E.ON-edis	WEMAG
HS-Freileitung [km]	Standard-Freileitung	170,8	75,7	210,5	58,1
	Hochstrom-Freileitung	35,6	15,2	59,7	33
Umspannwerk [Anzahl]	Netzknotenpunkt	0	1	0	1
	Trafofeld	3	1	3	1

Tab. 7: Betriebsmittelbedarf - HS-Netz

7.2 Investitionsbedarf

Aus dem ermittelten Betriebsmittelbedarf wurde abschließend die Höhe der erforderlichen Investitionen abgeleitet.

Vorab sei erneut auf den bereits geplanten Netzausbau hingewiesen. Die bereits realisierten Investitionskosten belaufen sich auf insgesamt rund 260 Mio. €, wobei 50 Mio. € auf das HS-Netz (33 % E.ON-edis und 67 % WEMAG) und 210 Mio. € auf das HöS-Netz entfallen.

Für die Errichtung der eingeplanten Einspeise-UW entstehen weitere Investitionskosten in Höhe von ca. 92 Mio. €, die auf die Betreiber der Windenergieanlagen zukommen.

Der zur Sicherstellung der dynamischen Stabilität von VE-T als notwendig angesehene Netzausbau zwischen Lubmin und Bentwisch würde zusätzliche Mittel von rund 131 Mio. € erfordern.

Der Investitionsbedarf für das REAL-Szenario ist in Abbildung 10 und Tabelle 8 dargestellt.

Demzufolge belaufen sich die Investitionskosten insgesamt auf 678 Mio. €. Inklusive der oben genannten zusätzlichen Teilbeträge summiert sich der Investitionsbedarf bis 2020 im REAL-Szenario auf rund 1 Mrd. €.

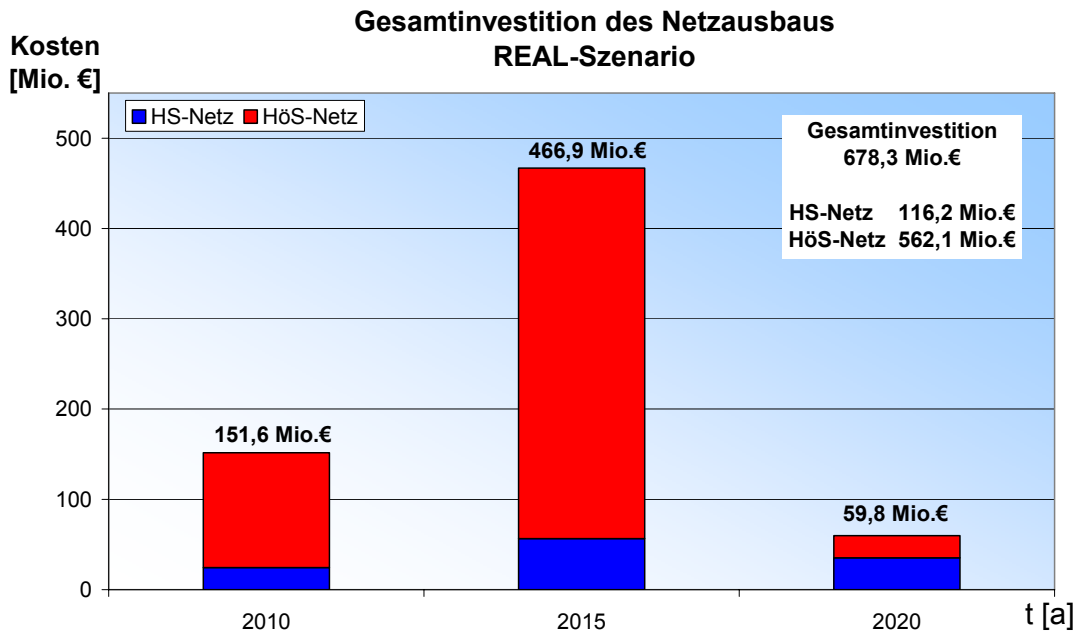


Abb. 10: Gesamtinvestition der HöS- und HS-Ebene im relevanten Netzgebiet (REAL-Szenario)

Aus der Grafik (Abb. 10) wird die zeitliche Nähe für die zu tätigen Investitionen des optimalen Netzausbaus ersichtlich. Der Großteil der Umbauten sollte demnach bis 2015 realisiert worden sein.

An dieser Stelle sei aber erneut auf die Sensitivität der Einspeise-Prognosen hingewiesen, welche im Wesentlichen von den Kraftwerksprojekten in Lubmin und Rostock sowie den Offshore-Windparks dominiert werden.

Der erweiterte Investitionsbedarf des MAX-Szenarios ist ebenfalls in Tabelle 8 enthalten. Demnach erhöhen sich die zu tätigen Investitionen des betrachteten Netzgebiets auf 808 Mio. €. Unter Einbeziehung der bisher nicht berücksichtigten zusätzlichen Maßnahmen steigt dieser Betrag weiter auf rund 1,2 Mrd. €.

Investitions-kosten [Mio. €]	REAL-Szenario				MAX-Szenario			
	2010	2015	2020	Summe	2010	2015	2020	Summe
HS-Netz	24,5	56,4	35,3	116,2	36,1	58,8	46,7	141,6
E.ON-edis	24,1	30,4	17,7	72,2	26,5	40,9	29	96,4
WEMAG	0,4	26	17,6	44	9,5	17,9	17,7	45,1
HöS-Netz	127,1	410,5	24,5	562,1	127,1	510,3	28,8	666,2
Netzgebiet (gesamt)	151,6	466,9	59,8	678,3	163,2	569,1	75,5	807,8

Tab. 8: Investitionsbedarf der HöS- und HS-Ebene im relevanten Netzgebiet (REAL-Szenario)

8. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu MS-Netzen in M-V

Die dargestellten Ergebnisse dieses Kapitels wurden von der FH Stralsund - Prof. Dr.-Ing. E. Harzfeld - ermittelt und ausgearbeitet.

Die MS-Netze oder auch Verteilungsnetze im ländlichen Versorgungsgebiet von M-V sind durch erhebliche Leitungslängen, einen über mehrere Jahrzehnte getätigten Netzbau sowie durch starke Schwankungen in der Netzauslastung gekennzeichnet.

Die offensichtlich komplizierte Versorgungssituation im Bereich der ländlichen MS-Netze erfordert es, die Wirtschaftlichkeit dieser Netze unter den in der Zukunft zu erwartenden Bedingungen

- demographische Entwicklung,
 - Ausbau der erneuerbaren Energien und
 - Rückgang des produzierenden Gewerbes
- zu untersuchen.

Da davon auszugehen ist, dass die zuvor genannten Einflussgrößen im gesamten Untersuchungsgebiet gelten, wurden repräsentative UW-Bereiche durch die in M-V tätigen überregionalen Verteilnetzbetreiber E.ON-edis und WEMAG ausgewählt. Die ausgewählten UW-Bereiche:

- UW Röbel und UW Malchin (E.ON-edis) und
 - UW Gadebusch und UW Bützow (WEMAG)
- repräsentieren ca. 70% der in M-V betriebenen UW-Gebiete der Verteilnetzbetreiber.

Die Auswahl der repräsentativen UW Bereiche wurde nach folgenden Kriterien vorgenommen:

1. Ländliche Versorgungsstruktur
(größerer Anteil Haushalts- als Gewerbekunden; Industriekunden vernachlässigbar; 1 bis 3 Kleinstädte pro UW)
2. Hoher Anteil älterer Bevölkerung
3. Hoher Anteil an EEG Einspeisung (Windenergie; Bioenergie; Photovoltaik)
4. Weitläufige Besiedlungsstruktur

Im Rahmen der Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass insbesondere die Bioenergienutzung und die Photovoltaik den Netzausbau und die Netzbetriebsführung in ländlichen MS-Netzen beeinflussen werden. Netzbeeinflussungen von MS-Netzen durch Windenergieanlagen werden langfristig rückläufig sein, da die stetig gesteigerten Anschlussleistungen nur noch über Stickleitungen zwischen MS-Netz UW und Windenergieanlage oder über das Hochspannungsnetz ohne Verbraucherbeeinflussung beherrschbar sind.

Die Untersuchungen haben weiterhin gezeigt, dass der zukünftige MS-Netzausbaubedarf für den Anschluss von Erneuerbare Energien Anlagen (EEA) im Rahmen der bisherigen Investitionstätigkeiten der Netzbetreiber liegt.

Die Netzintegration neuer leistungsstarker EEA in hier untersuchte MS-Netze sollte vorwiegend in der Nähe von Lastschwerpunkten oder in unmittelbarer Nähe bzw. direkt am nächstgelegenen UW vorgenommen werden. Selbst die Netzintegration

leistungsschwacher EEA ist nur an ausgewählten Knotenpunkten ohne nachhaltige Beeinflussung der Spannungshaltung möglich.

Neben den erheblichen Entfernungen, die in ländlichen Verteilnetzen typischerweise zwischen der Einspeisung und dem Verbraucher anzutreffen sind, kommt insbesondere der Entwicklung des Verbrauchs innerhalb der Verteilnetze eine besondere Bedeutung zu.

Die von der UCEF GmbH für M-V vorgenommenen Untersuchungen zur Veränderung des Strombedarfs im Zeitraum 2006 -2020 für Private Haushalte, siehe Abb. 11, und für Gewerbekunden, siehe Abb. 12, zeigen, dass in den hier untersuchten Verteilnetzbereichen mit einem Rückgang des Strombedarfs in einem Bereich von 10 bis 40% zu rechnen ist.

Ein derartiger Verbrauchsrückgang wird dazu führen, dass in MS Netzbereiche nicht mehr kostendeckend für den Netzerhalt investiert werden kann. Nach den vorliegenden Prognosen wären insbesondere die von der E.ON-edis bewirtschafteten Verteilnetze von diesem Verbrauchsrückgang betroffen.

Ein Rückbau von 20-kV-Leitungen im MS-Netz ist aber nicht möglich, da es im betrachteten Zeitraum nicht zu einer vollständigen Entsiedelung kommen wird. Des Weiteren werden dezentrale Eigenversorgungsmöglichkeiten nicht völlig ohne Stromversorgung aus den öffentlichen Netzen möglich sein.

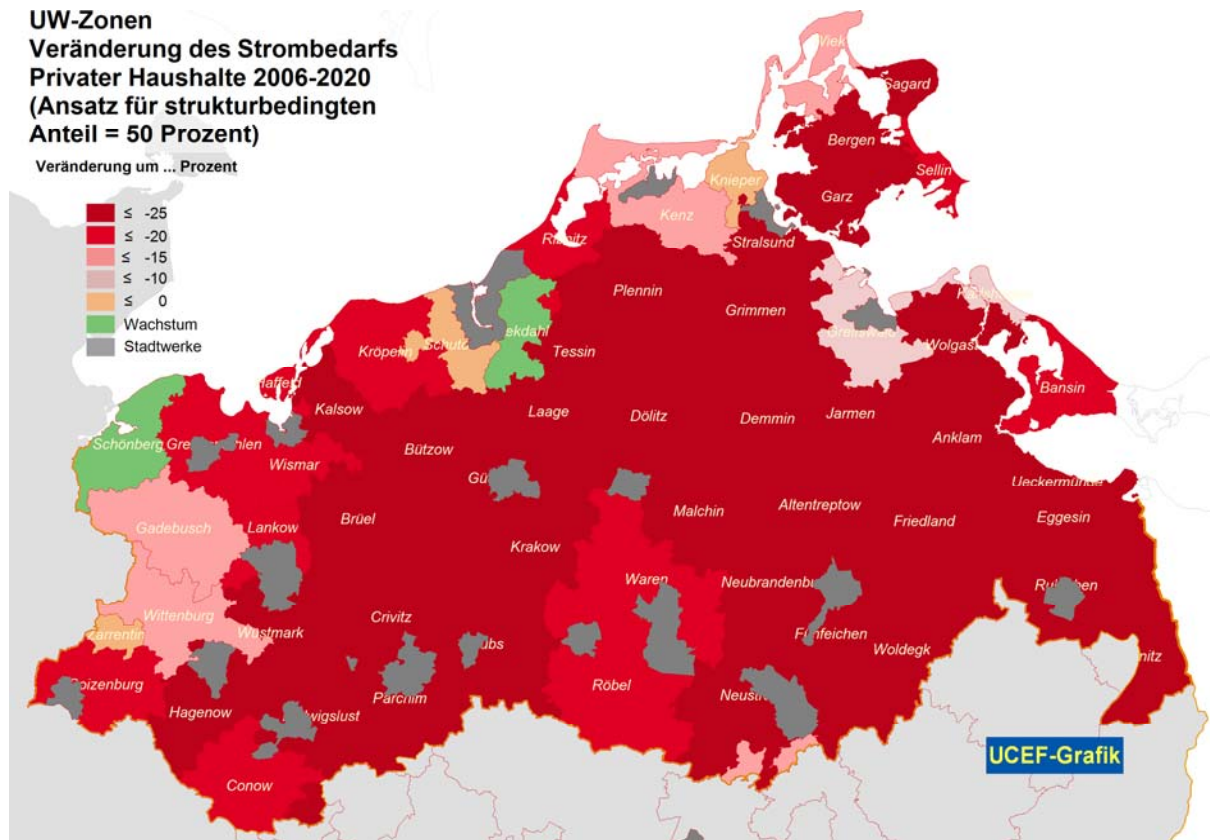


Abb. 11: Prognosen des Verbrauchs im Haushaltssektor, Quelle: UCEF GmbH

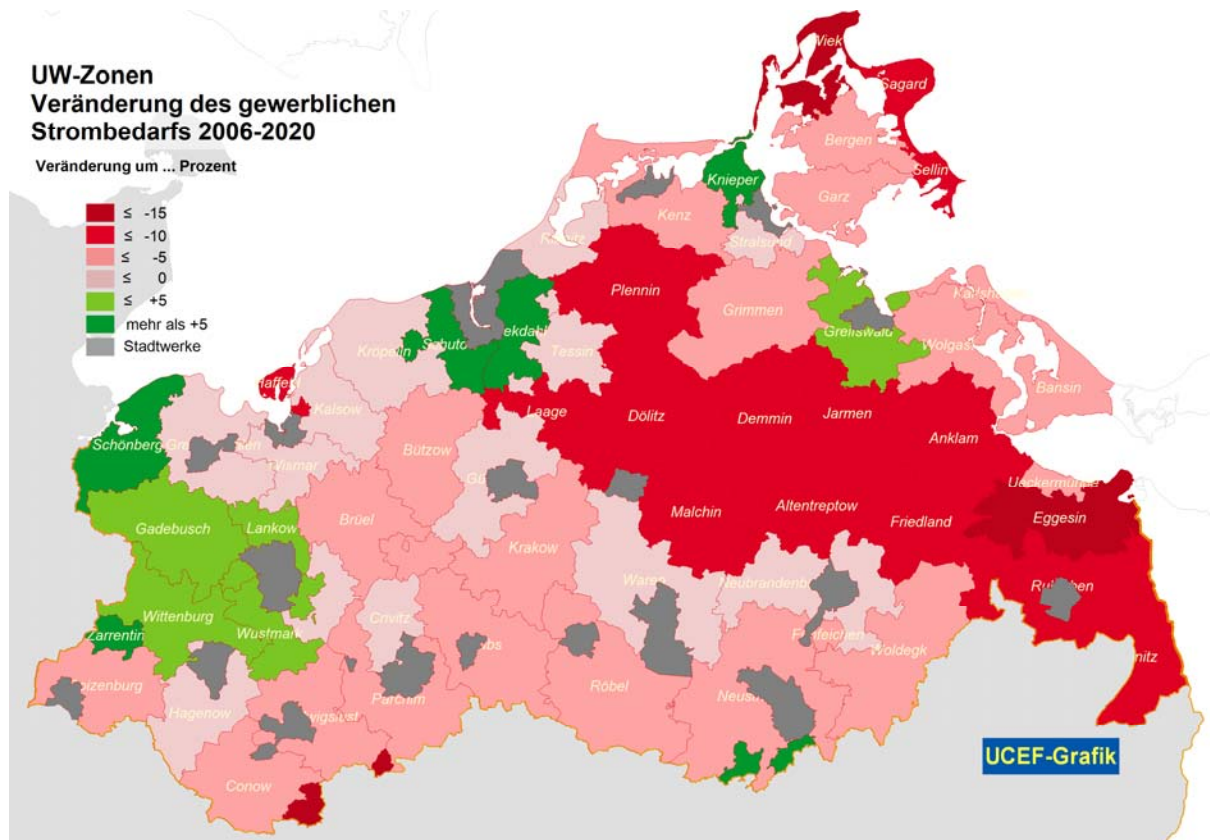


Abb. 12: Prognosen des Verbrauchs im Gewerbesektor, Quelle: UCEF GmbH

9. Energiepolitische Empfehlungen

Als Resultat der gewonnenen Erkenntnisse über die zukünftige Entwicklung der EEG-Einspeisung, des geplanten Zubaus an konventionellen Großkraftwerken, des rückläufigen Haushaltsverbrauchs sowie des resultierenden Ausbaus der Energieversorgungsnetze in M-V, soll im Folgenden auf mögliche Einflussnahme durch energiepolitische Ansätze hingewiesen werden.

9.1 Politische Lösungsansätze für die HS- und HöS-Netze in M-V

Es wird empfohlen, die Energiepolitik des Landes so auszurichten, dass Unterstützung bei der Umsetzung des vorgestellten optimalen Netzausbaus geleistet werden kann. Dieses schafft die Voraussetzung, eine Minimierung des Ausbaubedarfs bei gleichbleibend hoher Versorgungssicherheit und vollständiger Integration erneuerbarer Energien zu gewährleisten.

Eine intensive Zusammenarbeit der Landesregierung mit den Netzbetreibern schafft eine Voraussetzung zur Einhaltung des Ziels der Bundesregierung, die Einspeisung aus regenerativen Energien bis 2020 auf 30 % an der Stromerzeugung zu erhöhen. Zur Realisierung der Vorschläge sind jedoch zum Teil Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, z.B. in der nächsten Novelle des EEG, erforderlich.

Die Umsetzung der energiepolitischen Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der Energiestrategie des Landes kann nur unter Mitwirkung der Regionalen Planungsgemeinschaften (RPG) und den für M-V zuständigen Netzbetreibern erfolgreich sein. Hierzu gehört auch eine enge Koordinierung der Planungsaktivitäten der RPG bei der Ausweisung neuer Windeignungsgebiete (WEG) und Freiflächen für Photovoltaikanlagen sowie den Netzausbauplanungen der Netzbetreiber. Es wird empfohlen, dass die Landesregierung hier die Koordination übernimmt.

Windeignungsgebiete und Anschluss von Windenergieanlagen

Der dominante Anteil der Windenergie stellt das größte Optimierungspotenzial dar. Bisher werden Einspeise-UWs in Abhängigkeit vom Anschlusssuchen in das Netz integriert und stehen mancherorts nur wenige hundert Meter voneinander entfernt.

Bei der Erschließung der neuen WEG, wie auch beim Repowering, empfiehlt es sich, Anlagen mit örtlicher Nähe (z.B. alle WEA eines WEG) auf ein Einspeise-UW zu bündeln.

Der Anschluss sollte dabei generell im HS- bzw. im HöS-Netz vorgenommen werden. Für PV- und Bioenergieanlagen können z.B. Leistungslimits für den Anschluss an der NS- bzw. MS-Ebene definiert werden.

Vorstellbar für die Umsetzung einer Bündelung von EEG-Anlagen wäre z.B. die Verlegung der Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Windkraftanlagen-Betreiber von der Ober- auf die Unterspannungsseite der Umspannstation, wobei die benötigte Anschlussleistung von zu etablierenden Betreibergesellschaften an die Anlagenbetreiber kostenpflichtig zur Verfügung gestellt werden würde.

Darüber hinaus wäre es sinnvoll, den Standort des Einspeisepunktes so nah wie möglich an das Eignungsgebiet heranzuführen. Dabei empfiehlt es sich, direkt im Raumordnungsverfahren den Anschlusspunkt inklusive Anschlussstrasse in Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber festzulegen.

Zur Gewährleistung der Spannungsqualität sowie zur Bereitstellung von Regelleistung wäre zusätzlich die Beteiligung der WEA an Systemdienstleistungen wünschenswert.

Gesetzliche Maßnahmen

Hinsichtlich des Netzausbaus konnte gezeigt werden, dass hier in den nächsten Jahren erheblicher Bedarf besteht.

Zur Unterstützung und Beschleunigung des notwendigen Netzausbaus ist daher die Schaffung geeigneter Rahmenbedingungen, wie z.B. Erweiterung des Infrastrukturplanungsbeschleunigungs- und Energieleitungsausbaugesetzes auf die HS-Ebene notwendig.

Im Weiteren ist ein föderaler Ausgleich der EEG-bedingten Folgekosten des Netzausbaus denkbar, um die strukturellen Unterschiede zwischen Ländern mit hohem und niedrigem Anteil an der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien auszugleichen.

Technologische Maßnahmen

Die Technologie der virtuellen und Hybrid-Kraftwerke sowie der Energiespeicherung müssen intensiv gefördert werden, da diese zur Reduzierung der Netzbelastungen beitragen. Deren Nutzung kann die Abschaltung von WEA bei Starkwind und die damit verbundene nicht vollständige Ausschöpfung des dargebotenen Potentials regenerativer Energien vermeiden und vor allem die schwankende Einspeisung der erneuerbaren Energien teilweise ausgleichen.

In diesem Zusammenhang sind die Förderung von Pilotanlagen und direkte Technologieförderungen wichtig, um diese zukunftssträchtigen Bereiche für den Wirtschaftsstandort M-V zu erschließen.

9.2 Politische Lösungsansätze für die MS-Netze in M-V

Aus den vorliegenden Untersuchungen zur Feststellung der Wirtschaftlichkeit von repräsentativen MS-Netzen in M-V lassen sich folgende Empfehlungen herleiten:

1. Es wird empfohlen, dass die Netzbetreiber die Ergebnisse mit eigenen internen wirtschaftlichen und strategischen Planungen sowie unternehmenskonkreten Vorgaben der Bundesnetzagentur untersetzen und gemeinsam mit dem Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Tourismus M-V erforderliche Schlussfolgerungen ziehen, welche einen wirtschaftlichen Netzbetrieb gewährleisten. Dabei sollten die strukturellen, demographischen und sozialen Besonderheiten der ländlichen Versorgungsgebiete in M-V unter Berücksichtigung der Anreizregulierungsvorgaben der Bundesnetzagentur für die regionalen Netzbetreiber einbezogen werden.

2. Es wird empfohlen, politischen Einfluss darauf zu nehmen, dass für zusätzliche Kapazitäten zum Anschluss regenerativer Erzeugungskapazität (vorrangig aus Windenergie) gemeinsam mit den Netzbetreibern langfristig territorial geplante Anschlusskonzepte erarbeitet werden, um vorhandene Reserven effizient zu nutzen.
3. Es wird empfohlen, die nachfolgend ausgewiesenen technischen, technisch-ökonomischen und politischen Lösungsansätze zu vertiefen und die praktikable Umsetzbarkeit zu belegen. Im Besonderen sind das:
 - Aufbau und Nutzung dezentraler Speicher
 - Dezentrales Energiemanagement
 - Intelligentes Lastmanagement
 - Ausbau der Kommunikationstechnik
 - Bundesweiter Ausgleich der EEG-bedingten Folgekosten (z.B. Netzausbau, etc.)
 - Herstellung von Treibstoffen unter Verwendung von CO₂

10. Zusammenfassung und Ausblick

Die Summe der installierten Leistung regenerativer Energieerzeugungsanlagen in Mecklenburg-Vorpommern betrug zum Ende des Jahres 2007 etwa 1 530 MW; 86 % werden davon durch Windenergieanlagen erbracht.

Das Spektrum der zeitgleich eingespeisten Leistung dieser Anlagen liegt zwischen minimal 130 MW und maximal 1 400 MW. Dem steht eine maximale Verbraucherlast des Landes von ca. 1 110 MW gegenüber, die in Schwachlastzeiten auf 430 MW absinkt.

Aus diesen Verhältnissen ist ersichtlich, dass bereits heute häufig die Einspeisung aus regenerativen Energien den zeitgleichen Verbrauch in Mecklenburg-Vorpommern übersteigt. In den Berechnungen konnte gezeigt werden, dass dabei die Grenze der Übertragungsfähigkeit bzw. der Systemsicherheit der 110-kV-Verteilungsnetze punktuell erreicht wird und ohne regulierende Eingriffe bereits heute überschritten werden würde. Die Häufigkeit und Intensität dieser Ereignisse wird mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien weiter zunehmen. Verschärft wird die Situation durch den vorhersehbaren Bevölkerungsrückgang, speziell in den ländlichen Gebieten des Bundeslandes.

Über detaillierte Prognosen wurde der Zuwachs der erneuerbaren Energien im Land Mecklenburg-Vorpommern (ohne Offshore-Windenergie) bis zum Jahr 2020 auf einen Wert zwischen 1 745 MW und 2 020 MW prognostiziert. Dementsprechend erhöht sich die installierte Leistung regenerativer Erzeugungsanlagen von heute 1 530 MW auf bis zu 3 550 MW im MAX-Szenario.

Zeitgleich wird erwartet, dass Offshore-Windparks mit einer Leistung von 2 915 MW bis 4 230 MW vor der Ostseeküste des Landes installiert werden.

Der Vattenfall Europe Transmission liegen zusätzlich Netzanschlussersuchen für konventionelle Kraftwerke an den Standorten Lubmin und Rostock vor, deren Bruttoleistungen sich auf etwa 5,3 GW summieren.

Angesichts des vorhersehbaren starken Anstiegs der Netz-Einspeiseleistungen und der damit nicht korrelierenden Verbraucherlast wird deutlich, dass das Übertragungsnetz in Zukunft die vorrangige Funktion haben wird, überschüssige Leistung aus Mecklenburg-Vorpommern in südliche bzw. auch westliche Regionen Deutschlands zu transportieren. Dabei bereiten die zu erwartenden starken Nord-Süd-Transite Probleme.

Auf der Hochspannungs-Verteilebene (110 kV) bereitet die Einspeisung aus Windenergie zunehmend Probleme, die ohne regulierendes Eingreifen an windreichen Tagen nicht beherrschbar wären und erhebliche lokale Netzengpässe hervorrufen.

Die Anpassung der Netze für eine sichere Aufnahme und den Transport der Einspeiseleistungen bedingt erheblichen Netzausbau. Die Berechnungen stellten heraus, dass allein im betrachteten Teil des Übertragungsnetzes von VE-T (nicht ausschließlich M-V) bis 2020 Freileitungsneubauten mit einer Gesamtlänge von 469 km notwendig werden.

Hinzu kommen von VE-T bereits geplante und in der Studie als realisiert angenommene Netzausbaumaßnahmen in einem Umfang von 226 km.

Auf der Hochspannungs-Verteilebene werden, neben bereits geplanten 124 km HS-Freileitungen, in diesem Zeitraum weitere 297 km Freileitungsneubauten benötigt. Auf das Netzgebiet der WEMAG entfallen davon 91 km und auf das Netzgebiet der E.ON-edis 206 km.

Die Investitionskosten für das REAL-Szenario summieren sich inklusive des weiteren Betriebsmittelbedarfs auf insgesamt rund 678 Mio. € für insgesamt 766 km Leitungsausbau. Davon entfallen 116 Mio. € auf das HS- und 562 Mio. € auf das HöS-Netz. Inklusiv der bereits geplanten Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber erhöht sich diese Summe auf rund 1 Mrd. €.

Durch die höheren Einspeiseprognosen im MAX-Szenario steigen die Netzausbaukosten auf 808 Mio. €. Inklusiv der weiteren Netzausbaumaßnahmen summiert sich der Betrag auf ca. 1,2 Mrd. €.

Ergänzend wurde der Einfluss der geplanten konventionellen Großkraftwerke in Lubmin und Rostock auf den Netzausbau im HöS-Netz ermittelt. Aus den Berechnungen kann geschlossen werden, dass der Großteil der Ausbauten im HöS-Netz durch die Realisierung der konventionellen Kraftwerke sowie der Offshore-Windparks erforderlich wird. Änderungen dieser Voraussetzungen würden die Ergebnisse entsprechend stark beeinflussen.

Der Ausbau der HS-Netze gründet hauptsächlich auf der Zunahme der Onshore-Windenergieeinspeisung. Der tatsächlich anfallende Ausbaubedarf wird durch den weiteren Verlauf der Raumordnungsprogramme beeinflusst werden.

Die MS-Netze in M-V werden, im Gegensatz zum HS- und HöS-Netz, in Zukunft nicht vordringlich durch eine Erhöhung der Einspeiseleistungen sondern durch die Reduzierung der Verbraucherleistungen Veränderungen erfahren. Betroffen ist im Wesentlichen aber der wirtschaftliche Betrieb der Netze, der bei weiter rückläufigen Bevölkerungszahlen gefährdet ist.

Quellenverzeichnis

- Wirtschaftsministerium Brandenburg: Netzstudie für das Land Brandenburg, URL: www.wirtschaft.brandenburg.de [Stand 08/2008].
- Vattenfall Europe Transmission: EG-Anlagenstammdaten, URL: www.vattenfall.de/transmission >EEG >EEG-Anlagenstammdaten [Stand 01-08/2008].
- EUB e.V. -Institut- (2008): Potenzialanalyse zur Einspeisung von Strom aus Biomasse in Mecklenburg-Vorpommern; Rostock.
- Sarasin (2007): Solarenergie 2007 – Der Höhenflug der Solarenergie hält an, Basel.
- Arrhenius (2007): Entwicklung der Energieversorgung in Norddeutschland, Bremen.
- VDE (2008): Energie- und Einsparpotenziale elektrischer Energie in Deutschland – Perspektiven bis 2025 und Handlungsbedarf, Frankfurt am Main.
- Prognos AG (2007): Energieeinsparung und Energieeffizienz im Lichte aktueller Preisentwicklungen, Berlin.
- Unabhängiges Centrum für empirische Mark- und Sozialforschung (2008): Prognostische Abschätzung von Strombedarfen Privater Haushalte und gewerblicher Kleinverbraucher bis 2020, Rostock.
- Landesamt für Bauen und Verkehr Brandenburg (2008): Bevölkerungsvorausschätzung 2007 – 2030 – Ämter und amtsfreie Gemeinden Brandenburg, Hoppegarten.
- Statistisches Landesamt M-V (2005): Bevölkerungsentwicklung der kreisfreien Städte und Landkreise in Mecklenburg-Vorpommern bis 2020, Schwerin.
- Ministerium für Arbeit, Bau und Landesentwicklung M-V (2005): Bevölkerungsentwicklung in den Kreisen bis 2020; Schwerin.
- <http://www.offshore-wind.de>, [Stand 06/2008].
- B. R. Oswald (2008): Stromübertragungstechniken im Höchstspannungsnetz für die 380-kV-Leitung Schwerin nach Krümmel, Hannover.
- Vattenfall Europe Transmission (2009); Begründung der Notwendigkeit des Neubaus der 380-kV-Leitung Lubmin – Lüdershagen – Bentwisch – Güstrow.
- VDE (2008): Smart Distribution 2020 – Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen, Frankfurt am Main 2008.
- C. F. Gethman (2009): Brennstoffzellen und Virtuelle Kraftwerke – Energieumwelt- und technologische Aspekte einer effizienten Hausenergieversorgung, Springer, Berlin