

Gesamtkonzept für die Versorgung nachhaltiger Gewerbe- und Industrieflächen mit regional erzeugter erneuerbarer Energie

Energie braucht Netze:
Netzwerktreffen Erneuerbare im Landkreis Görlitz

Görlitz
24.04.2026

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Kurzprofil BBH-Gruppe



Die BBH-Gruppe besteht aus der Kanzlei Becker Büttner Held PartGmbH, der BBH AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, der Unternehmensberatung BBH Consulting AG, der BBH Solutions AG und der BBH Engineering GmbH.

Die BBH-Gruppe gehört mit ihren über 700 Mitarbeitenden, 7.000 Mandant:innen und Kund:innen an 7 Standorten zu den führenden Anbieterinnen von Beratungsdienstleistungen für Energie- und Infrastrukturunternehmen. Den Kern der Mandantschaft bilden Energie- und Versorgungsunternehmen (v.a. Stadtwerke, Kommunen und Gebietskörperschaften), Industrieunternehmen sowie internationale Konzerne. Diese und viele Unternehmen und Institutionen aus allen Wirtschaftsbereichen unterstützt die BBH-Gruppe rechtlich, betriebswirtschaftlich und strategisch.

- ▶ über 700 Mitarbeitende
- ▶ über 7.000 Mandantinnen und Kunden

Kurzprofil BBH



Becker Büttner Held gibt es seit 1991. Bei uns arbeiten Rechtsanwältinnen und Rechtsanwälte, Wirtschaftsprüfer:innen und Steuerberater:innen – sowie weitere Expert:innen in der BBH-Gruppe. Wir betreuen rund 7.000 Mandant:innen und sind die führende Kanzlei für die Energie- und Infrastrukturwirtschaft.

BBH ist bekannt als „die“ Stadtwerke-Kanzlei. Wir sind aber auch viel mehr. In Deutschland und auch in Europa.

Die dezentralen Versorger, die Industrie, Verkehrsunternehmen, Investoren sowie die Politik, z.B. die EU-Kommission, die Bundesregierung, die Bundesländer und die öffentlichen Körperschaften, schätzen BBH.

- ▶ mehr als 400 Berufsträger:innen in Berlin, München, Köln, Hamburg, Stuttgart, Erfurt & Brüssel
- ▶ registrierte Interessenvertretung – Lobbyregister beim Deutschen Bundestag – R000790

Kurzprofil BBH Consulting AG

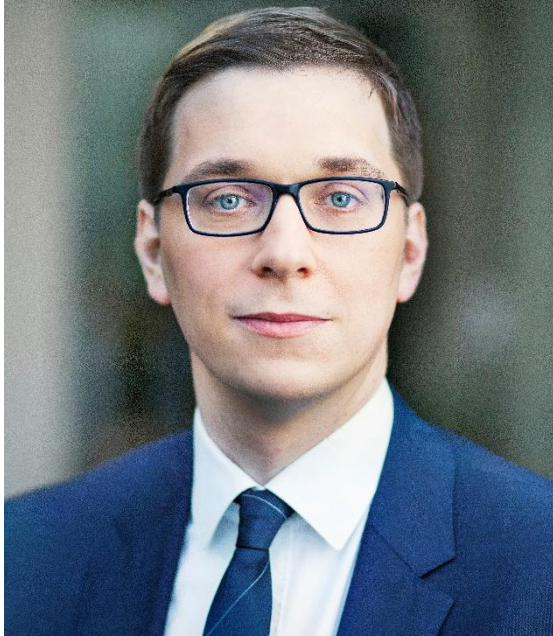


Die BBH Consulting AG unterstützt ihre Kunden mit Branchenschwerpunkt Energiewirtschaft, Industrie, Wohnungswirtschaft und weitere Infrastrukturunternehmen bei ihren unternehmerischen und technischen Herausforderungen. Als breit aufgestellte Unternehmensberatung sind die Expert*innen der BBHC in den Fachthemen der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette spezialisiert.

Das betrifft die Bereiche Erzeugung, Handel & Vertrieb, (Netz-)Technik, IT und Prozesse. Sie unterstützt Unternehmen darin, ihr Kerngeschäft zu sichern, aber auch neue Geschäftsmodelle zu entwickeln, und übernimmt Verantwortung für deren Umsetzung.

- ▶ **gegründet 2010**
- ▶ **rund 80 Berater*innen in Berlin, München & Köln**

Magnus Thiemig



Herr Thiemig beschäftigt sich besonders mit den energiewirtschaftlichen Fragestellungen, welche sich durch die Einführung der Anreizregulierung ergeben, wie etwa der Ermittlung der Erlösobergrenzen und deren Überführung in Netzentgelte, der Planung von Investitionen, sowie der Ermittlung und Plausibilisierung von Effizienzwerten.

- ▶ Studium der Volkswirtschaftslehre an der TU Dresden
- ▶ Praktikum und Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter bei BBH Berlin
- ▶ Seit 2008 Berater bei BBH Berlin und seit 2011 Berater bei der BBH Consulting AG

Dipl.-Volksw. · Partner Counsel

10179 Berlin · Magazinstr. 15-16 · Tel +49 (0)30 611 28 40-921 · magnus.thiemig@bbh-beratung.de

Philipp Jahnke



Philipp Jahnke beschäftigt sich intensiv mit der technisch-systemischen Ausgestaltung zukünftiger Energiesysteme sowie den notwendigen Transformationsprozessen. Sein Geschäftsfeld umfasst die Ableitung von Implikationen für Energieinfrastrukturen und die integrierte Netzentwicklungsplanung. Dazu zählt die Zielnetzplanung Strom, die Transformationsplanung für Gasnetze und die Planung von H₂-Infrastrukturen. Herr Jahnke bearbeitet technische und wirtschaftliche Fragestellungen im Kontext von Investitions- und Instandhaltungsplanungen sowie im Asset Management, unter Berücksichtigung der regulatorischen Vorgaben. Darüber hinaus nimmt er wirtschaftlichen Analysen vor und unterstützt bei der kommunalen Wärmeplanung.

- ▶ Studium mit dem Schwerpunkt Energiewirtschaft und -technik
- ▶ Mitglied im VDE-Fachausschuss Zellulare Netze (Leitung AG Marktdesign)
- ▶ Teilnehmer der AG Testfeld & Dateninfrastruktur im Use Case *Energie* zum Aufbau des Dateninstituts
- ▶ Seit 2012 Berater bei der BBH Consulting AG, Aufbau und Leitung des Geschäftsfelds Energiesysteme & Infrastrukturplanung (ESIP)

Dipl.-Ing. · Vorstand

10179 Berlin · Magazinstr. 15-16 · Tel +49 (0)30 611 28 40-927 · philipp.jahnke@bbh-beratung.de

Agenda

- 1 Wind- und PV-Potenziale in der Region
- 2 Aktuelle Netzsituation
- 3 Vision
- 4 Einsammelnetz
- 5 Versorgungskonzept
- 6 Wirtschaftliche Bewertung
- 7 Handlungsempfehlungen

Zielstellung

Erarbeitung eines Gesamtkonzeptes für die Versorgung nachhaltiger Gewerbe- und Industrieflächen mit regional erzeugter erneuerbarer Energie in der Region Landkreis Görlitz

Auftragnehmer



Bearbeitung durch

Magnus Thiemig, Philipp Jahnke, Florian Pontzen, Hoang Minh Pham, Astrid Meyer-Hetling, Rudolf Böck, Rosalie Wilde, Andreas Große, Hilda Faut

Förderung & Auftraggeber

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



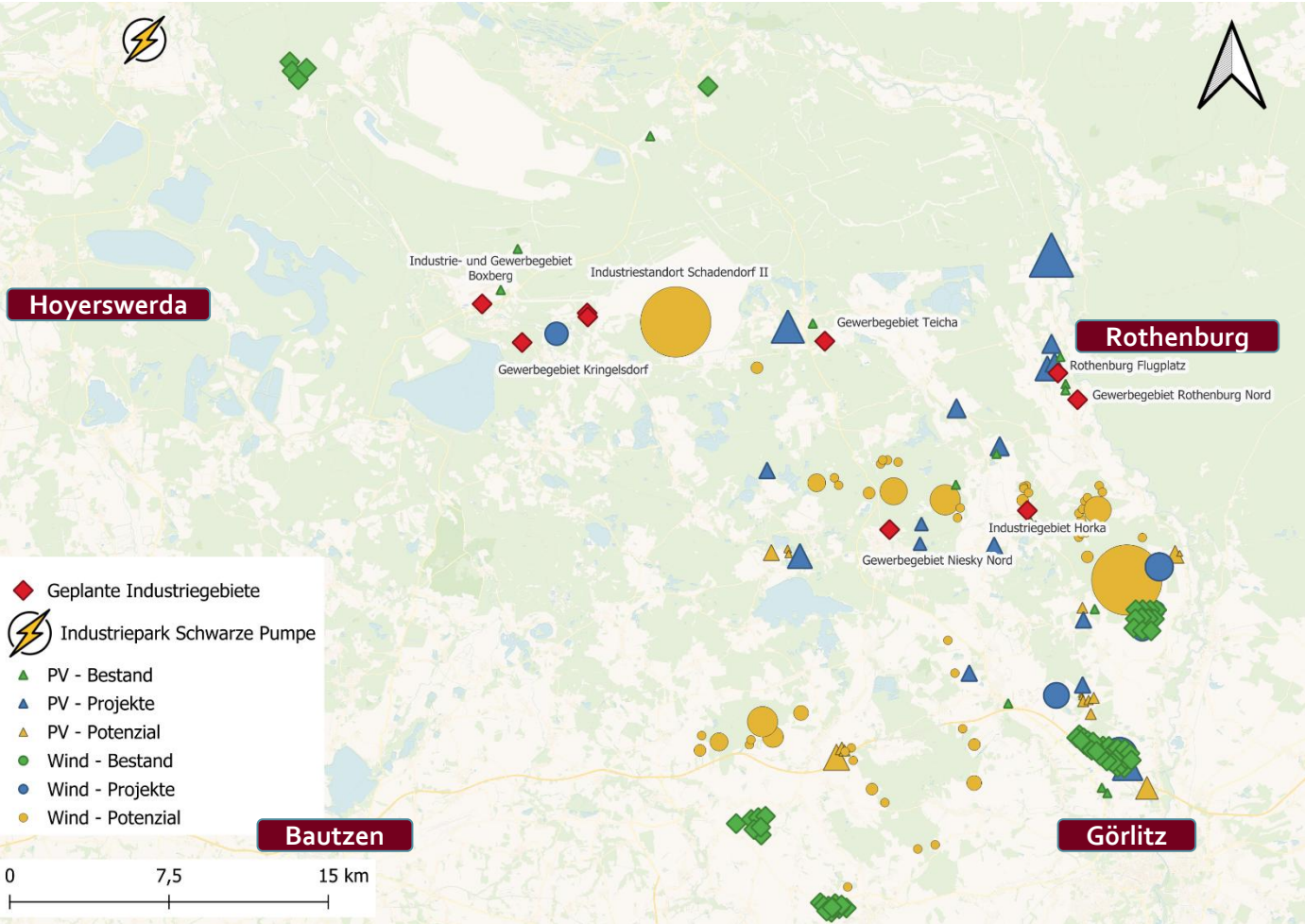
Förderprogramm

„STARK“ (Stärkung der Transformationsdynamik und Aufbruch in den Revieren und an den Kohlekraftwerkstandorten) im Rahmen des Projektes „Multiprojektmanagement Strukturwandel im Landkreis Görlitz – Strukturwandel-Task-Force“

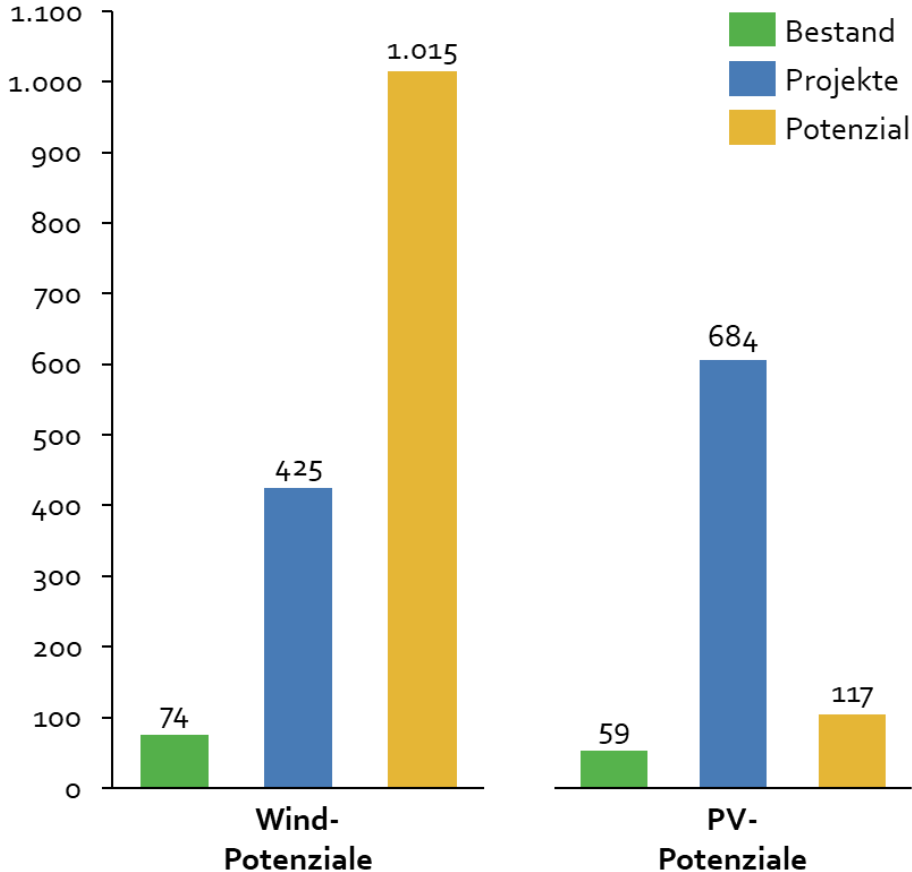
Agenda

- 1** Wind- und PV-Potenziale in der Region
- 2** Aktuelle Netzsituation
- 3** Vision
- 4** Einsammelnetz
- 5** Versorgungskonzept
- 6** Wirtschaftliche Bewertung
- 7** Handlungsempfehlungen

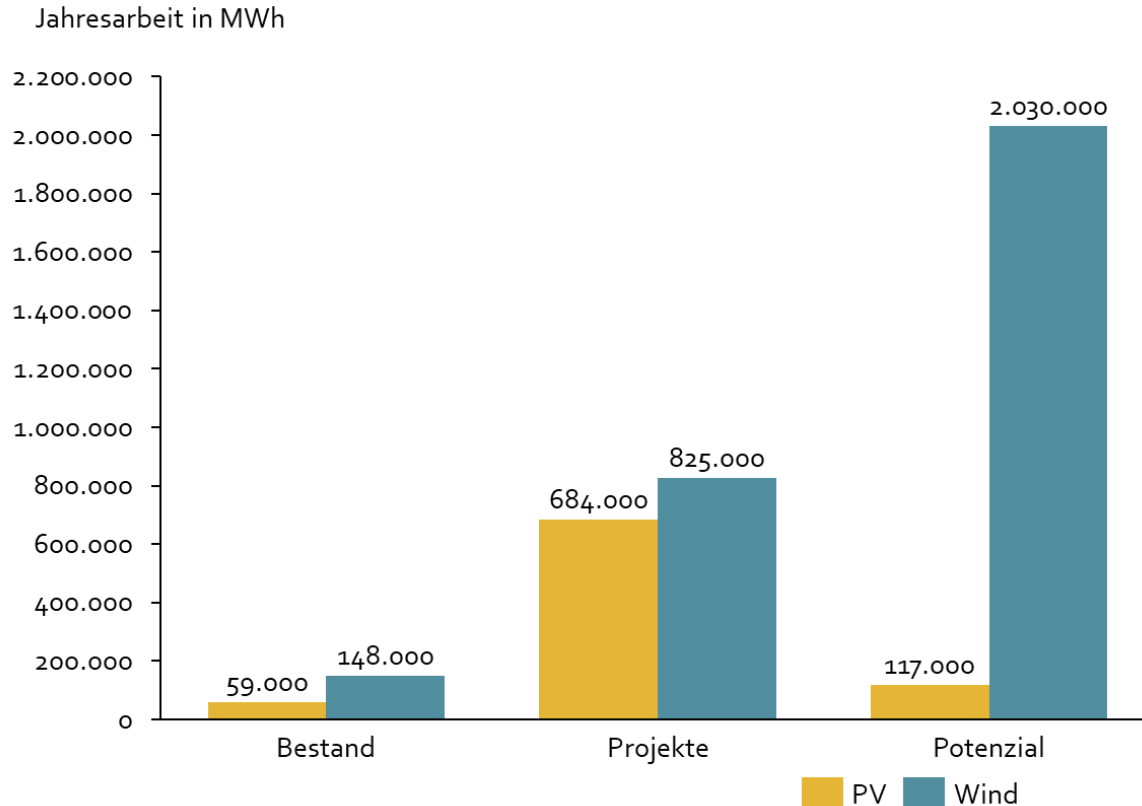
Erneuerbare Potenziale aus der Region betragen ca. 2.400 MW (Wind: 1.440 MW; PV: 801 MW)




Leistung in MW



Summe aller erneuerbaren Potenziale aus der Region beträgt ca. 3,9 TWh pro Jahr (pauschale Abschätzung)



- ▶ Im Untersuchungsgebiet existieren hohe Potenziale für PV- und Windenergieanlagen
 - Wind: 1.440 MW (3 TWh)
 - PV: 801 MW (881 GWh)
- ▶ Dabei sind für mehrere Potenzialflächen bereits konkrete Projekte bekannt.
- ▶ Netzanschlussbegehren überwiegend erfolglos
- ▶ Aktuelle Netzsituation im Raum LK Görlitz weist keine Kapazitäten für die Einbindung von zusätzlichen EE-Anlagen auf


Ausbauziele
Wind: 900 MW | PV: 800 MW



Wie können die erneuerbaren Potenziale realisiert werden?

Wie können die potenziellen Anlagen ins Stromnetz eingebunden werden?

Wofür könnte der grüne Strom (ggf. lokal) genutzt werden? Was sind potentielle Abnehmer?

Agenda

1 Wind- und PV-Potenziale in der Region

2 Aktuelle Netzsituation

3 Vision

4 Einsammelnetz

5 Versorgungskonzept

6 Wirtschaftliche Bewertung

7 Handlungsempfehlungen

Pläne der Netzbetreiber - Letzter Stand

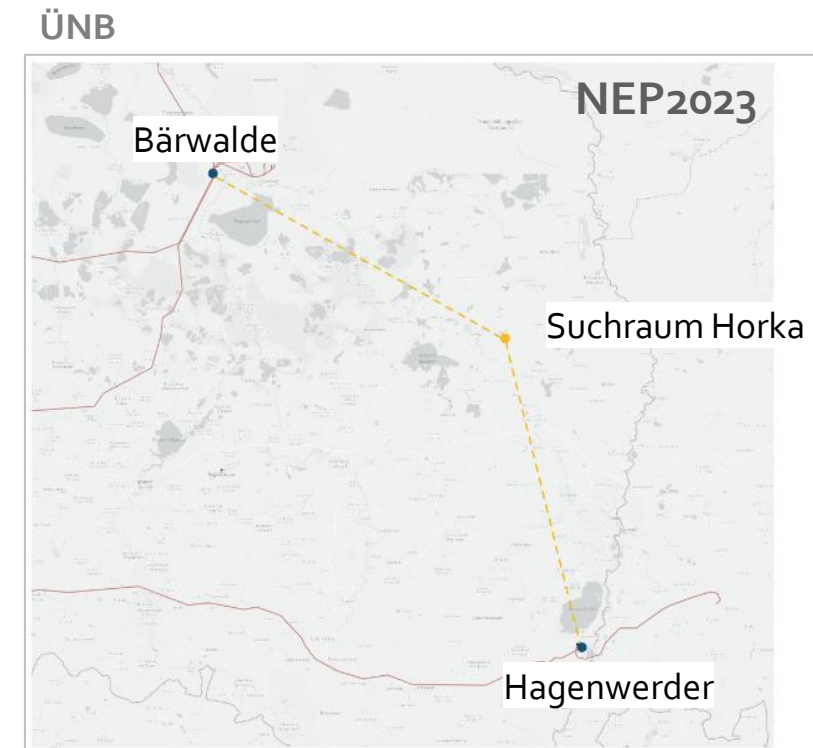
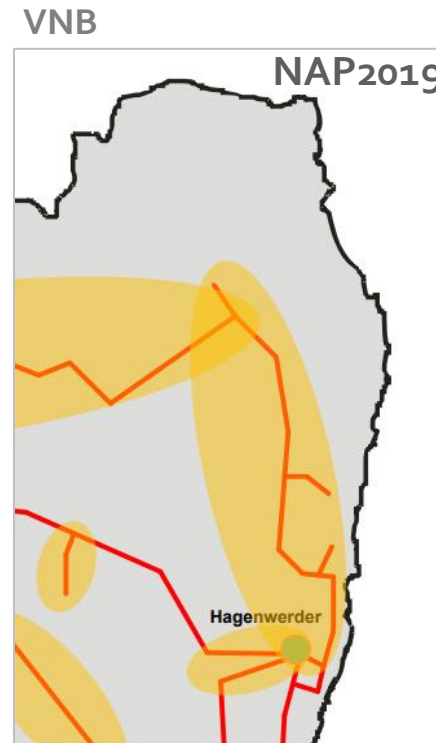
Welcher Ausbau ist geplant?

Verteilnetz nach NAP2024 (Hochspannungsebene)

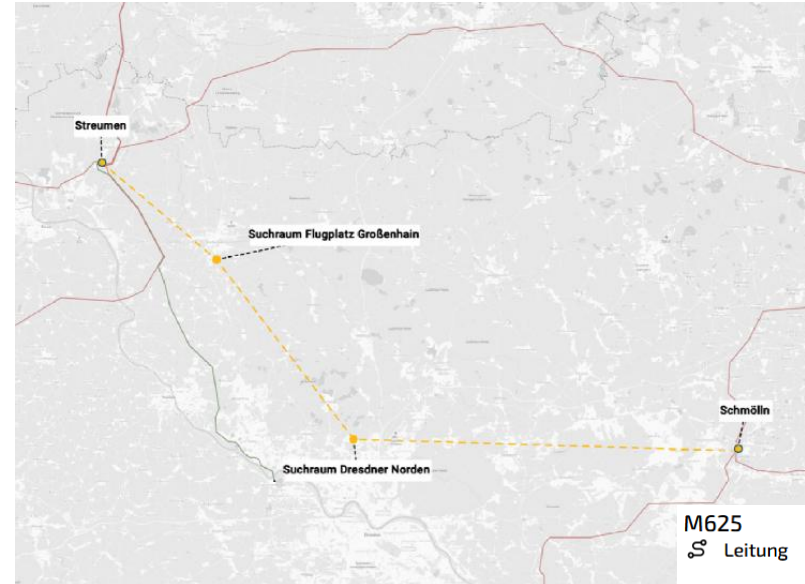
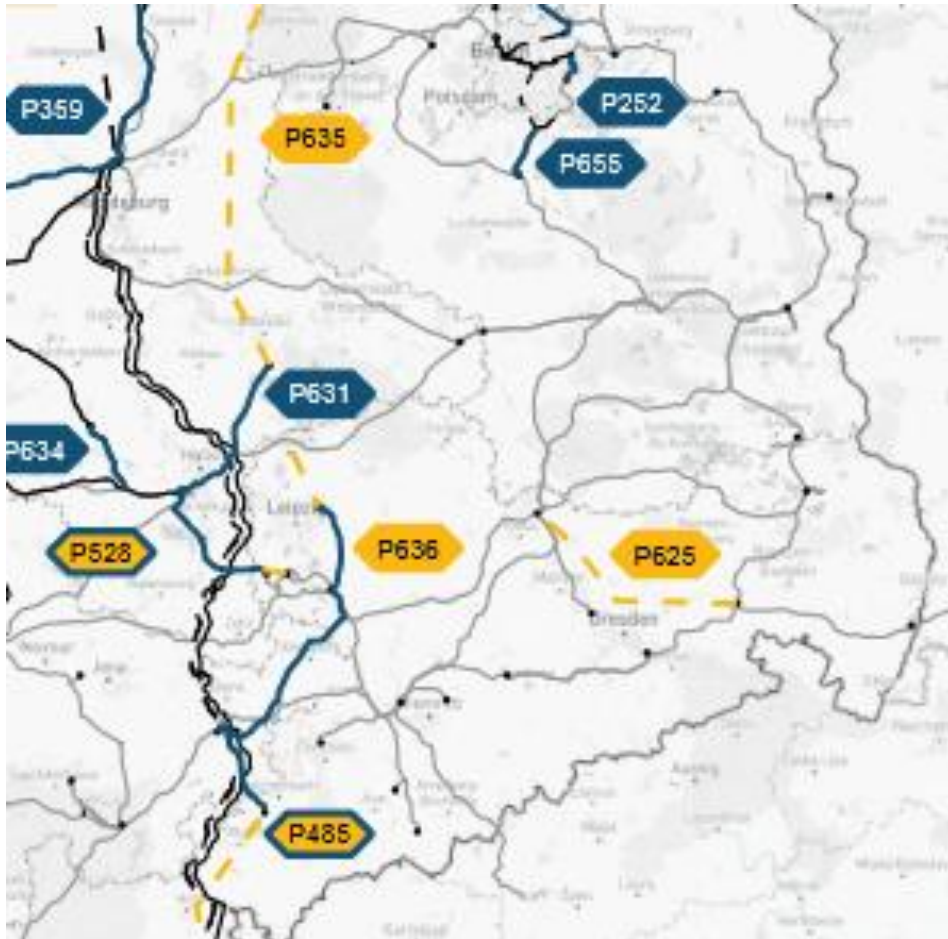
- Netzknoten Horka (110 kV), inkl. Netzausbau (NAP2024)
- Netzausbau Hagenwerder – Horka (110 kV) bis 2031
- Verstärkung HÖS/HS-Übergabeumspannwerk Hagenwerder
- Abzweigtrassen nach Görlitz und Weinhübel mit Umspannwerken

Transportnetzausbau nach NEP2023 (Höchstspannungsebene)

- Einspeisepunkt Hagenwerder - aktuell Engpass (380 kV), zusätzliche Platzierung und größerer Umbau
- Netzausbau Bärwalde – Hagenwerder mit Knoten in der Region Horka/Niesky/Rothenburg (380 kV)
- Nur im Entwurf NEP2023 zu finden; im finalen NEP 2023 nicht mehr enthalten



Aktuelle Netzausbaumaßnahmen im NEP 2025 sehen für diese Region keine Maßnahmen vor.



M625
S Leitung

Streumen - Suchraum Flugplatz Großenhain -
Suchraum Dresdner Norden - Schmölln

Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz

Bundesländer: Sachsen

Ausführung:

Netzausbau	92 km
davon Neubau in neuer Trasse	92 km

Geplante Inbetriebnahme:	2035
--------------------------	------

Beschreibung der Maßnahme

Vom UW Streumen über das geplante UW im Suchraum Flugplatz Großenhain über das geplante UW im Suchraum Dresdner Norden bis zum UW Schmölln ist eine neue 380-kV-Leitung mit Hochstrombeseitigung (4.000 A) in neuer Trasse zu errichten (Netzausbau). Hierzu sind die 380-kV-Anlagen in Streumen und Schmölln für den Anschluss der neuen Leitung neu zu errichten (Ersatzneubau).

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf.pdf

https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2026-01/NEP-Projektsteckbriefe_2037_2045_V2025_1_Entwurf_4.pdf

13.03.2026

Netzstrukturen: Bestandsituation - Kapazitäten UW Graustein

Umspannwerk	Indikation zur derzeit verfügbaren Rückspeisekapazität am Standort*	Indikation zur derzeit verfügbaren Lastkapazität am Standort*	Indikation zur Verfügbarkeit von Schaltfeldern bei Berücksichtigung der Antragslage*
UW Altdöbern	●	●	nicht überbucht
UW Altentreptow/Süd	●	●	nicht überbucht
UW Bentwisch	●	●	überbucht
UW Eisenhüttenstadt	●	●	überbucht
UW Eula	●	●	überbucht
UW Förderstedt			belegt
UW Görries			belegt
UW Gransee	●	●	überbucht
UW Graustein	●	●	nicht überbucht
UW Heinersdorf	●	●	überbucht
UW Jessen/Nord	●	●	nicht überbucht

Derzeit verfügbare Kapazitäten am Bestandsumspannwerk

- > 2.000 MW
- 1.500 – 2.000 MW
- 1.000 – 1.500 MW
- 500 – 1.000 MW
- < 500 MW

Schaltfeldverfügbarkeit an Bestandsumspannwerken (unter Berücksichtigung der aktuellen Antragslage)

- nicht überbucht:** Schaltfeld(er) sind am Standort durch die derzeitige Antragslage noch nicht überbucht
- überbucht:** Vorläufige Antragslage lässt Überbuchung erwarten
- belegt:** Alle Schaltfelder am Standort sind voraussichtlich belegt, da Reservierungsangebote derzeit in Ausstellung sind

- ▶ UW Graustein weist < 500 MW verfügbare Rückspeisekapazitäten auf
- ▶ UW Graustein weist 1.500 bis 2.000 MW Lastkapazitäten auf
- ▶ UW Graustein weist noch nicht überbuchte Schaltfelder auf

→

- Keine Rückspeisung der EE-Mengen
- Netzbezug zur Versorgung der Gewerbeflächen
- Nutzung von Schaltfeldern

Quelle: 50Hertz

Aktuelle Netzausbaumaßnahmen für die Region

- ▶ 50 Hertz - NEP 2025
 - Projekt P635/M625
 - Ersatzneubau einer Leitung, 92 km
 - Inbetriebnahme 2035
 - Für alle Szenarien vorgesehen
- ▶ SachsenNetze HS.HD - NAP 2024
 - Netzoptimierung/-verstärkung des Trassenabschnitts Horka - Hagenwerder
 - Erhöhung Übertragungskapazität um 40 MVA
 - Geplante Bauausführung bis 2031
 - Stand: Für ausgewählte Maßnahme sind noch keine Baugenehmigungen vorhanden
- ▶ Keine weiteren Verstärkungen / Ausbau auf HöS/HS-Ebene zu erwarten
- ▶ Schwerpunkt eher Richtung Nord-West Sachsen, Großraum Dresden
- ▶ Auch Regionalszenario 2025 lässt keinen umfassenden Netzausbau erwarten



- Anschluss weiterer EE-Anlagen begrenzt
- Zusätzliches Einspeisenetz notwendig

<https://www.vnbdigital.de/gateway/files?serviceName=vnb&fileId=66c85bof5ddd3c49c0cb74ff&preview=1>

Agenda

- 1 Wind- und PV-Potenziale in der Region
- 2 Aktuelle Netzsituation
- 3 Vision
- 4 Einsammelnetz
- 5 Versorgungskonzept
- 6 Wirtschaftliche Bewertung
- 7 Handlungsempfehlungen

Net Zero Valley Lausitz



**Abkehr von fossilen
Energieträgern**

Grüne Energie

**Ansiedlung
lokaler Industrie**

**Neue
Technologien**

**Regionale
Wertschöpfung**

Das Net Zero Valley als Antrieb für die lokale Wertschöpfung



Einspeisung in Höchstspannung?

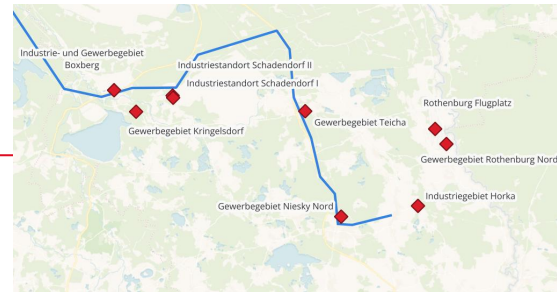
Nein, da nicht genügend Kapazitäten in umliegenden UW's zur Verfügung stehen

Nein, da Netzanschlusskapazität begrenzt.

Lokale EE-Einspeisepotenziale



Verteilung durch lokalen Netzbetreiber?



NET ZERO VALLEY LAUSITZ

EE-Einspeisung in separates Einsammelnetz und Verteilung an Industrie/Gewerbe in der Region ISP als lokaler Industrieverbraucher



Potenzieller Bedarf des Industrieparks Schwarze Pumpe

- ▶ Größter Industriestandort: Industriepark Schwarze Pumpe (ISP)
 - Aktueller jährlicher Bedarf von 837 GWh/ a
 - Potenzielle Erweiterung auf bis zu 3.800 GWh/ a mit Jahreshöchstlast 543 MW*
- ▶ Erzeugung EE-Potenziale:
 - 3,9 TWh/ a Jahresarbeit**
 - 2.373 MW Einspeiseleistung

→

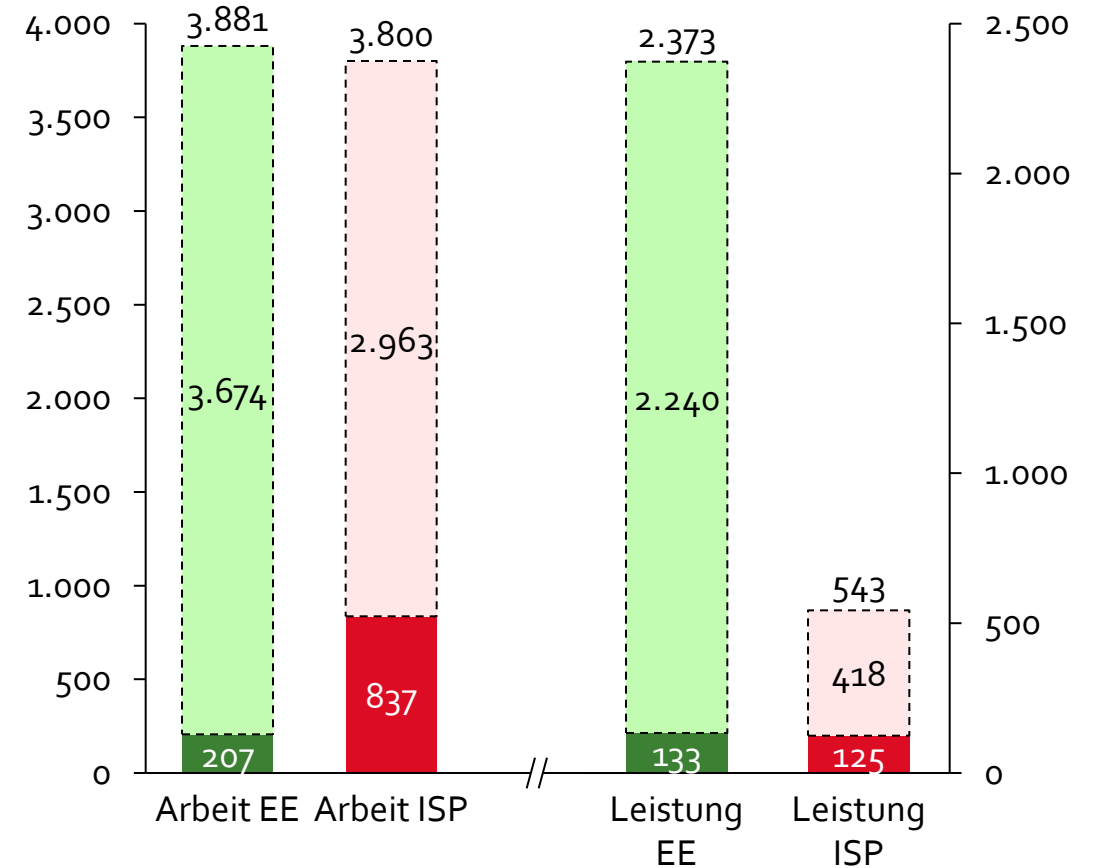
- Wegen Zeitvariabilität der EE-Anlagen verbleiben weiterhin hohe Bedarfsspitzen (Optimierung mit Batteriespeicher?)
- In den einzelnen Zeitpunkten ist die Einspeisung höher als die Last vom ISP – Abregelung/ Rückspeisung notwendig

* anhand von 7.000 h Vollbenutzungsstunden

**pauschale Abschätzung über Vollbenutzungsstunden

Jahresarbeit in GWh

Leistung in MW



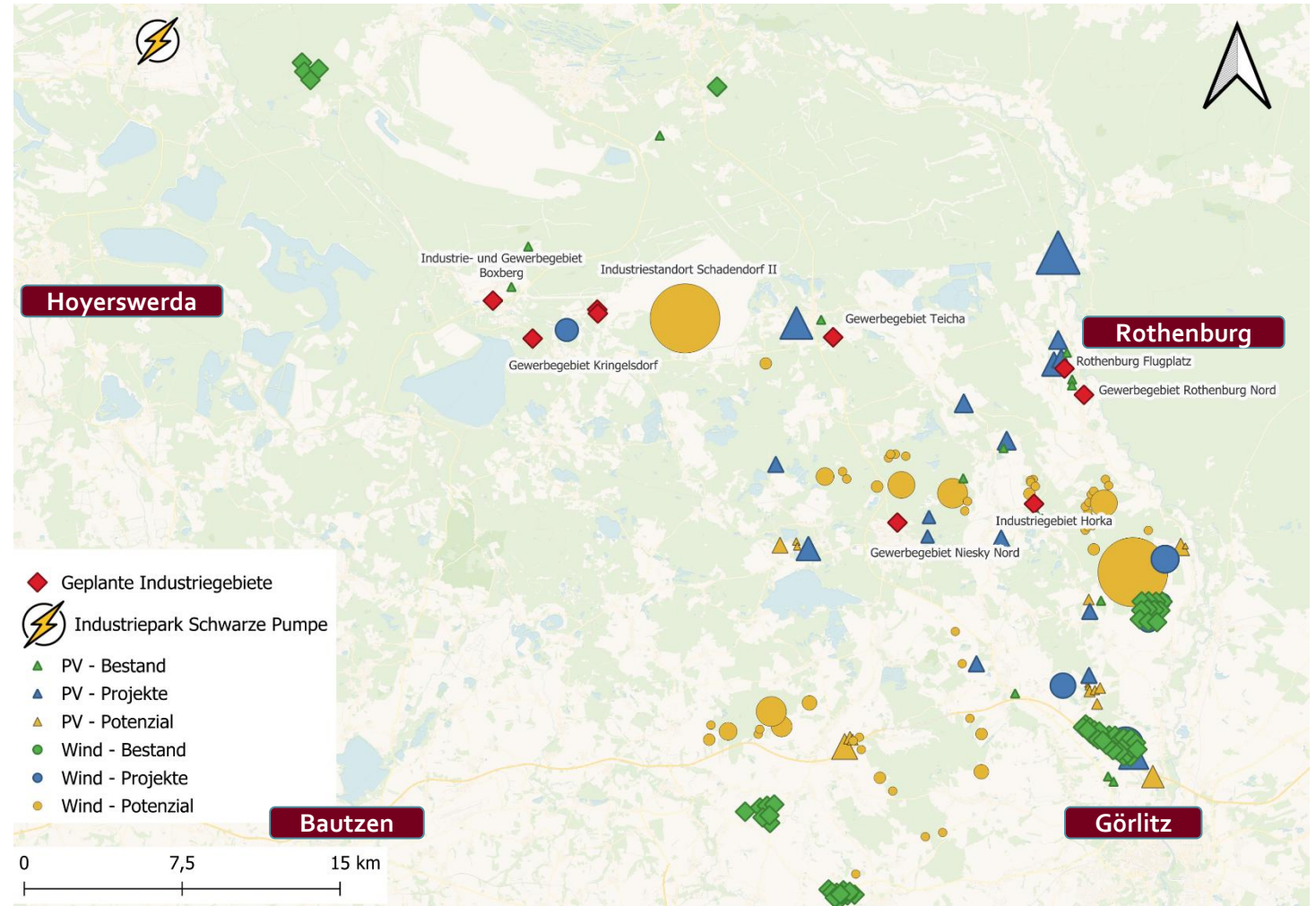
Agenda

- 1 Wind- und PV-Potenziale in der Region
- 2 Aktuelle Netzsituation
- 3 Vision
- 4 **Einsammelnetz**
- 5 Versorgungskonzept
- 6 Wirtschaftliche Bewertung
- 7 Handlungsempfehlungen

Kriterien für die Ableitung des Trassenverlaufs


Folgende Kriterien wurden für die Ableitung des Trassenverlaufs berücksichtigt:

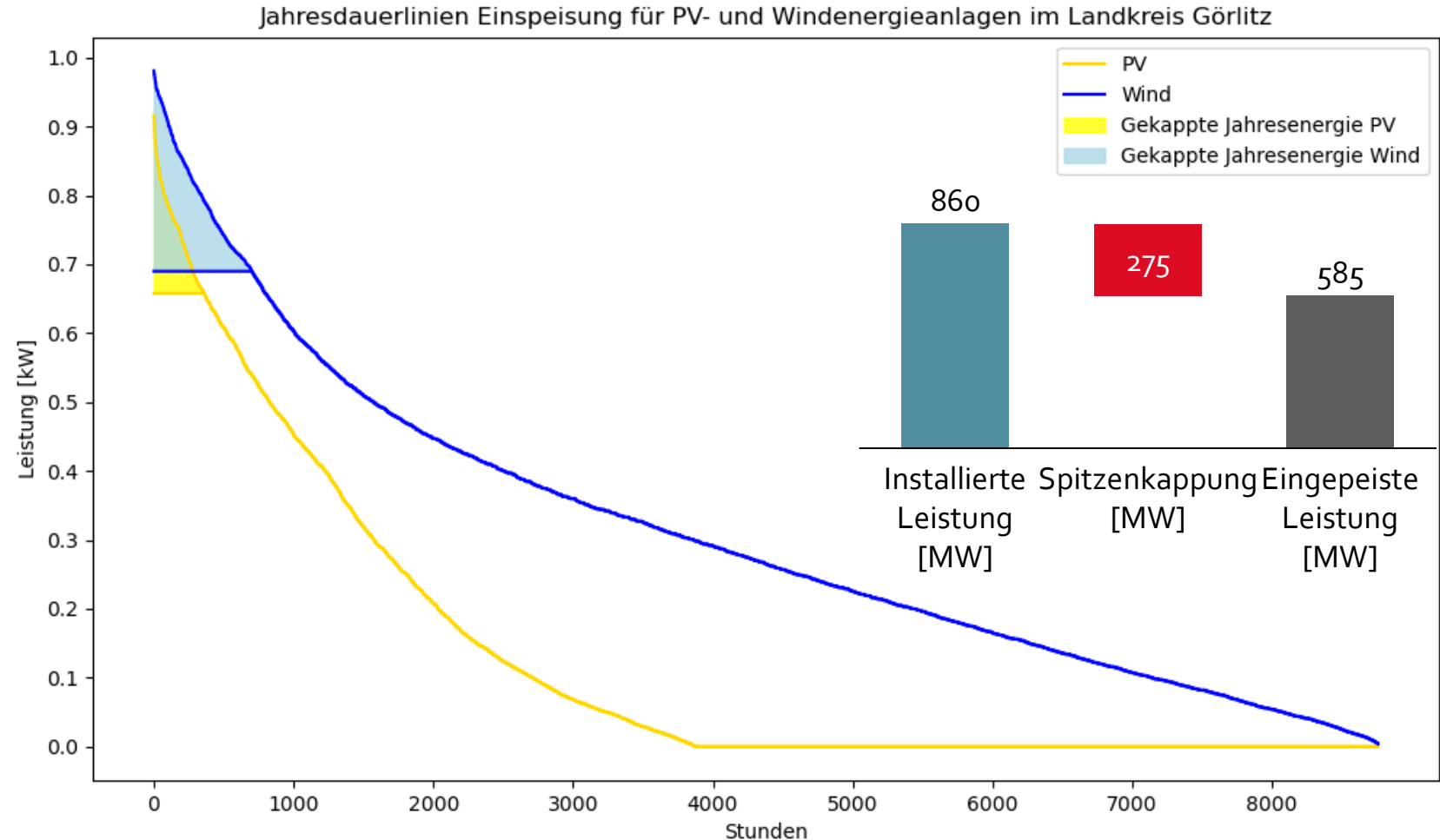
- Nähe zu den Einspeisepotenzialen
- Nähe zu Industriestandorten insb. ISP
- Vermeidung von Natur- und Landschaftsschutzgebieten
- Mögliche Anbindung an Umspannwerke insb. UW Graustein (50 Hertz Transmission)
- Teilausbau der EE-Anlagen (initiales Netz für Hochlauf)
 - Realisierungsgrad:
 - Projekte 80 %
 - Weitere Potentiale: 50 %
 - PV: 280 MW (310 GWh)
 - Wind: 580 MW (1.200 GWh)



EE-Einspeiseleistung - Auswirkung Spitzenkappung und Gleichzeitigkeitsfaktor

- ▶ Auslegungsrelevante Einspeiseleistung kann durch eine **Spitzenkappung** von bis zu 3 % der Jahresenergiemenge deutlich reduziert werden, nach VDE-AR-N 4121 auf:
 - ▶ PV-Freifläche: 70%
 - ▶ Wind: 87 %
- ▶ Durch die Berücksichtigung der **Gleichzeitigkeitsfaktoren** führt die Überlagerung der Einspeisezeitreihen für PV- und Windenergie-Anlagen zu geringerer Jahreswirkleistungsspitze an den Einspeise-UW


 Kürzungsfaktor* PV: **66 %**
 Kürzungsfaktor* Wind: **69 %**

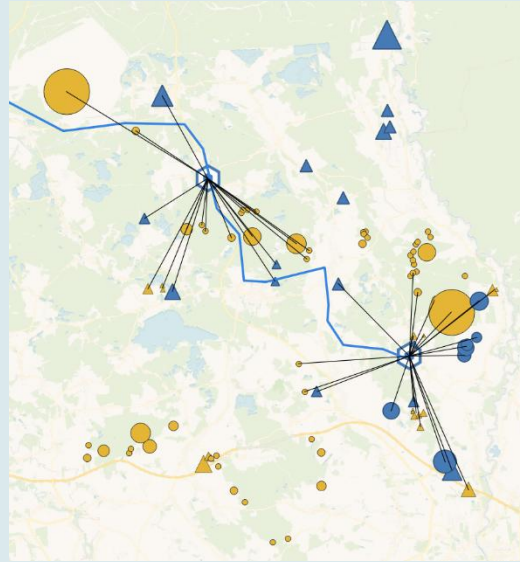


Optionen ein Einspeisenetz

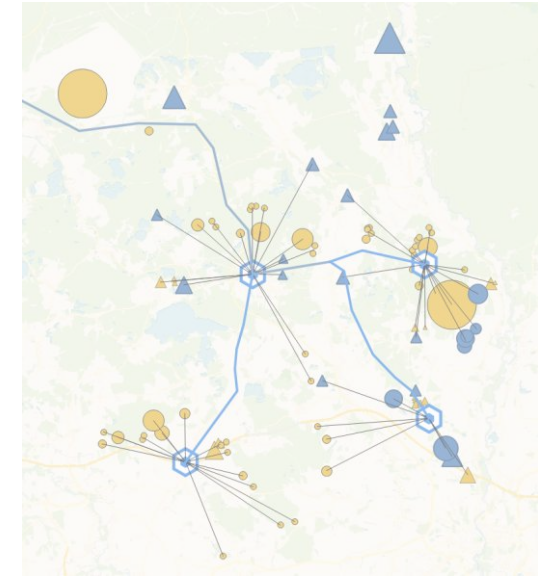
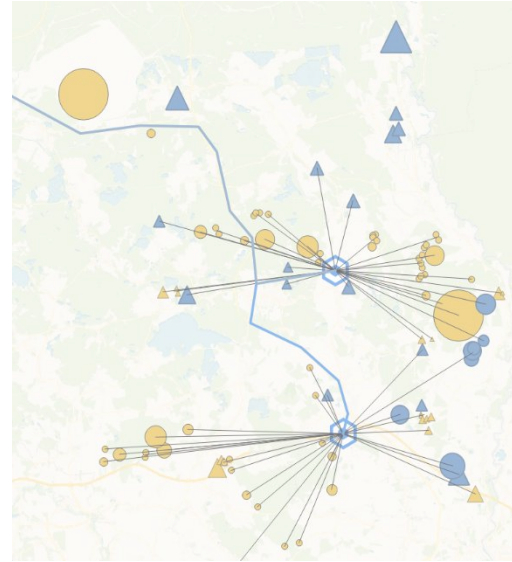
Ohne Anschlusssituation
ISP

- Umspannwerk
- Zuleitungen
- Anschlussleitungen
- PV - Potenzial
- PV - Projekt
- Wind - Potenzial
- Wind - Projekt

Teileinspeisung



Maximale Einspeisung



Anzahl UW	2	2	4
Investitionen UW	49 Mio. €	52,8 Mio. €	56,8 Mio. €
Länge HS-Leitung	54,5 km	70,6 km	102,64 km
Investitionen HS-Leitung	111,9 Mio. €	132,2 Mio. €	173,9 Mio. €
Angeschlossene Leistung	Wind: 580 MW; PV: 280 MW	Wind: 1260 MW; PV: 388 MW	Wind: 1260 MW; PV: 388 MW
Länge Anschlussleitungen	309,1 km	679 km	364 km
Investitionen Anschlussleitungen	147,6 Mio. €	331,0 Mio. €	185,9 Mio. €
Investitionen Trafos Einspeisung	18 Mio. €	9 Mio. €	9 Mio. €
Summe Investitionsvolumen	215,6 Mio. €	525,0 Mio. €	425,5 Mio. €
- Davon Einspeisenetz	117,0 Mio. €	185,0 Mio. €	230,7 Mio. €
- Davon Anschlussleitung	98,6 Mio. €	340,0 Mio. €	194,9 Mio. €

Agenda

1 Wind- und PV-Potenziale in der Region

2 Aktuelle Netzsituation

3 Vision

4 Einsammelnetz

5 Versorgungskonzept

5.1 ISP

5.2 Industrie-/Gewerbeflächen

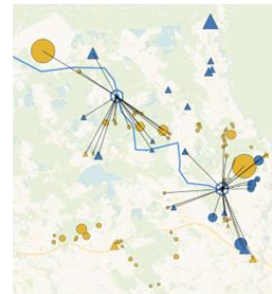
6 Wirtschaftliche Bewertung

7 Handlungsempfehlungen

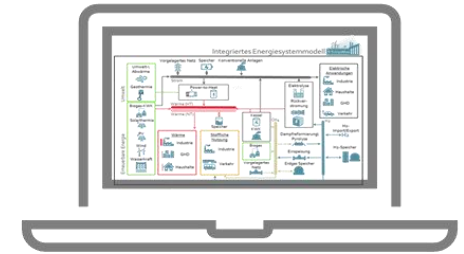
Überblick über die Versorgungsvarianten

- ▶ Ein optimales Versorgungskonzept berücksichtigt die Bedarfsseite, Erzeugungsseite und die Netzinfrastruktur gesamtheitlich
- ▶ Die Energiesystemmodellierung liefert kostenoptimale Versorgungskonzepte, die mithilfe einer Sensitivitätsanalyse auf ihre Robustheit geprüft werden
 - Historische und prognostizierte Einspeise- und Preiszeitreihen für 2022 – 2025, 2030 und 2035
 - Strombedarf ISP: 142 MW / 1.000 GWh, 365 MW / 2.800 GWh und 542 MW / 3.800 GWh
- ▶ Ermittlung von
 - Netzbezug (Jahreshöchstlast, Jahresarbeit)
 - Anteil EE / Bezug Einsammelnetz (Jahreshöchstlast, Jahresarbeit)
 - Autarkiegrad
 - Speicherkapazität

Identifikation der Potentiale;
Bestimmung der
Netzinfrastruktur



Modellierung des
Versorgungskonzepts mit dem
Energiesystemmodell R²EnSysMod



Agenda

1 Wind- und PV-Potenziale in der Region

2 Aktuelle Netzsituation

3 Vision

4 Einsammelnetz

5 Versorgungskonzept

5.1 ISP

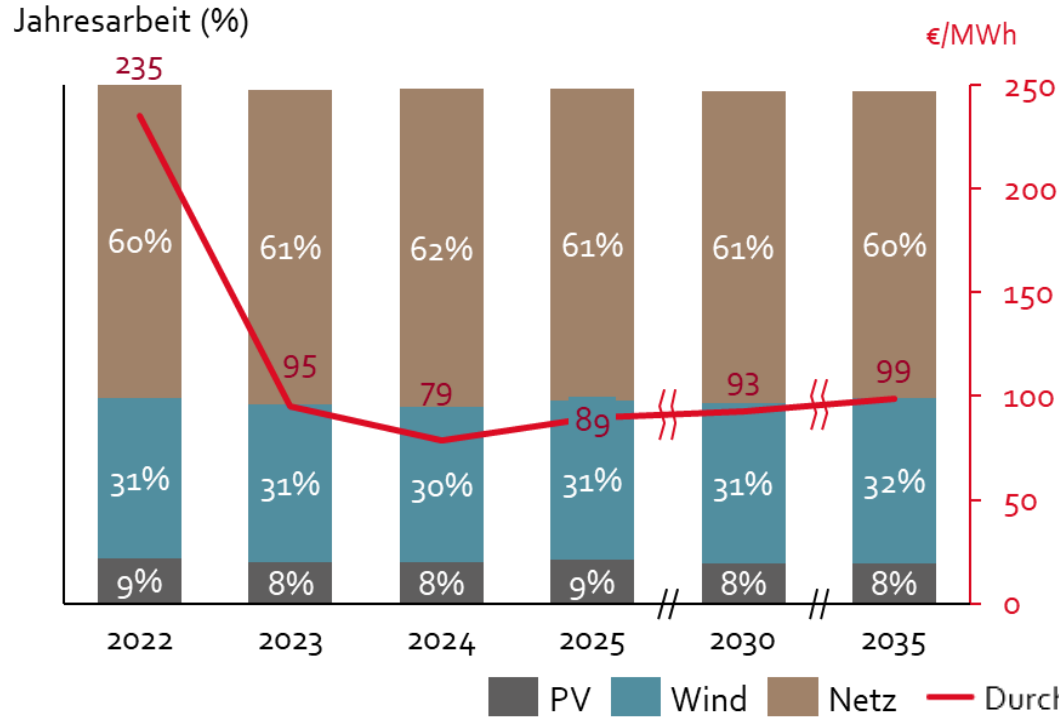
5.2 Industrie-/Gewerbeflächen

6 Wirtschaftliche Bewertung

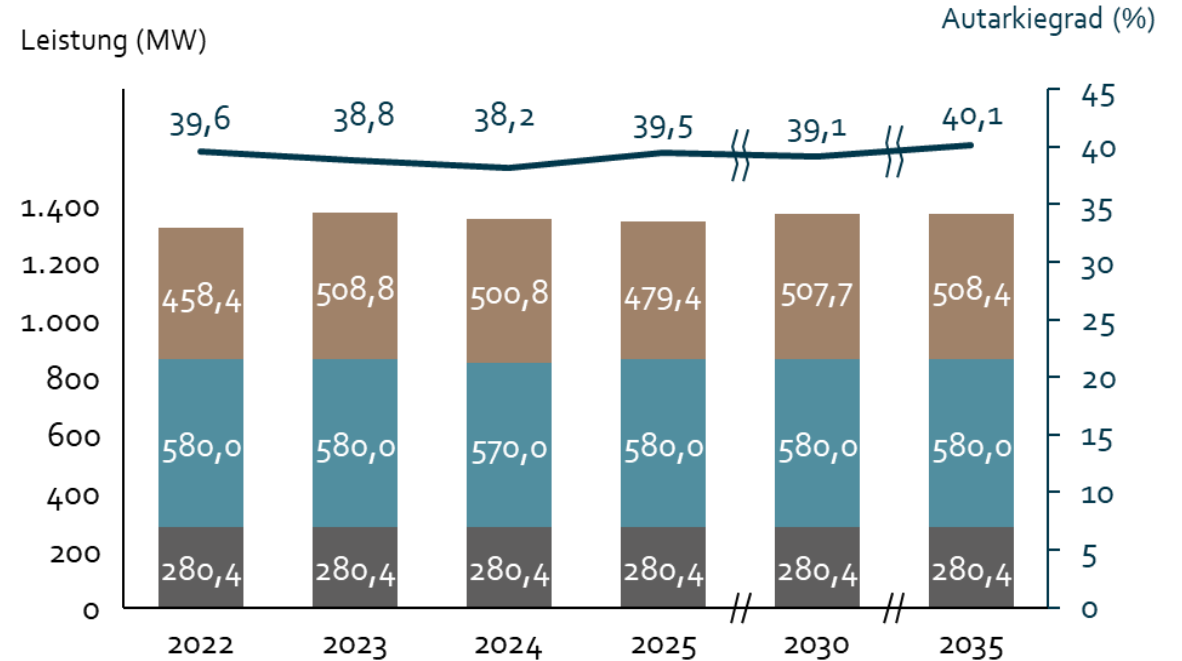
7 Handlungsempfehlungen

Versorgungskonzept ISP

Strombezug ISP



Jahreshöchstlast/ Installierte Leistung



Aufgrund des hohen Strombedarfs wird das **gesamte regionale Ausbaupotenzial** genutzt. Autarkiegrad beträgt durchschnittlich „nur“ ca. 40 %. Der Ausbau ist aufgrund des hohen Bedarfs größtenteils unabhängig vom Börsenstrompreis.

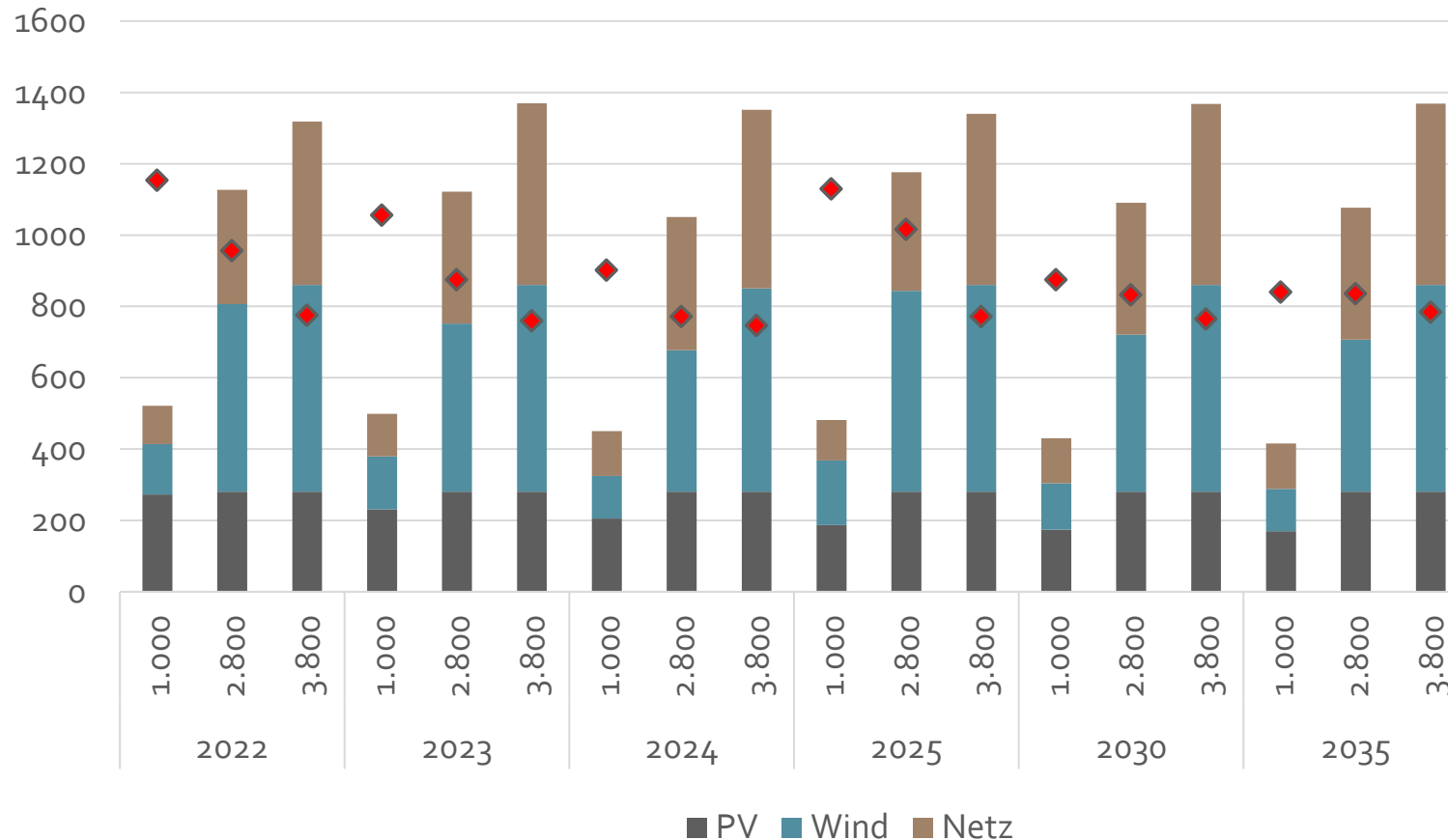
Jahresbedarf: **3.800 GWh**
 Max. 3% Abregelung für EE-Anlagen

Szenarienvergleich: Entwicklung der Leistung

Leistung (MW)

Jahreshöchstlast/ Installierte Leistung

Autarkiegrad (%)

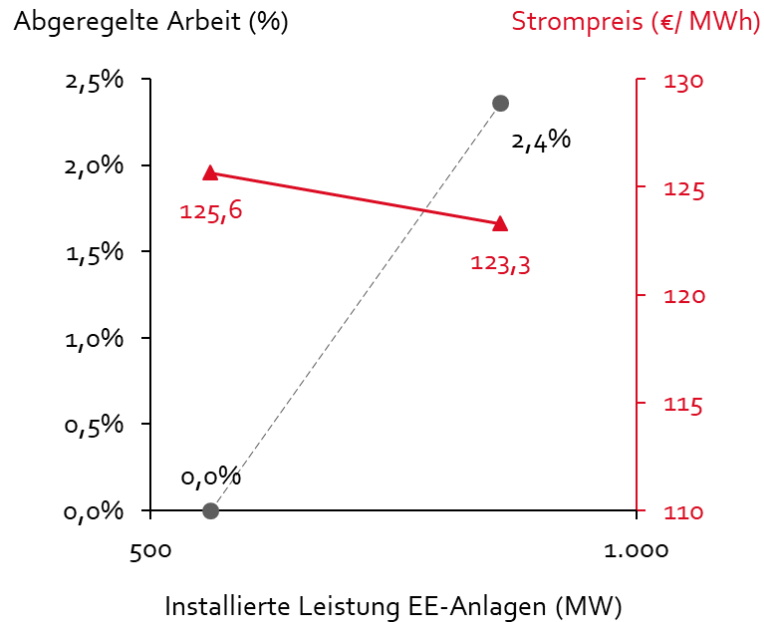


- ▶ Die installierte Leistung von PV ist aufgrund der Gestehungskosten auch bei geringem Bedarf hoch und wird als erste Technologie ausgebaut
- ▶ Mit zunehmendem Bedarf werden die WKA weiter ausgebaut
- ▶ Die Jahreshöchstlast aus dem Netz skaliert linear mit dem Bedarf

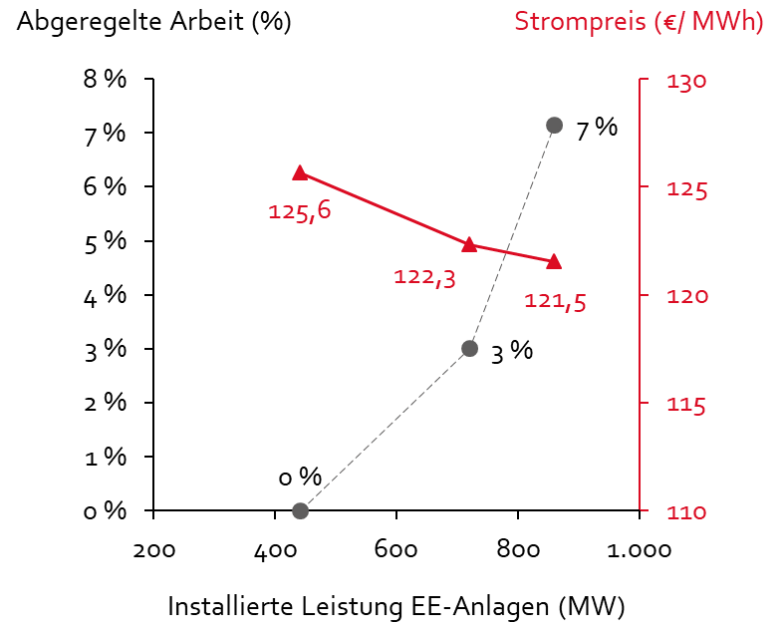
Bedarf (GWh/ a)

Einfluss der Möglichkeit zur Abregelung von EE-Anlagen

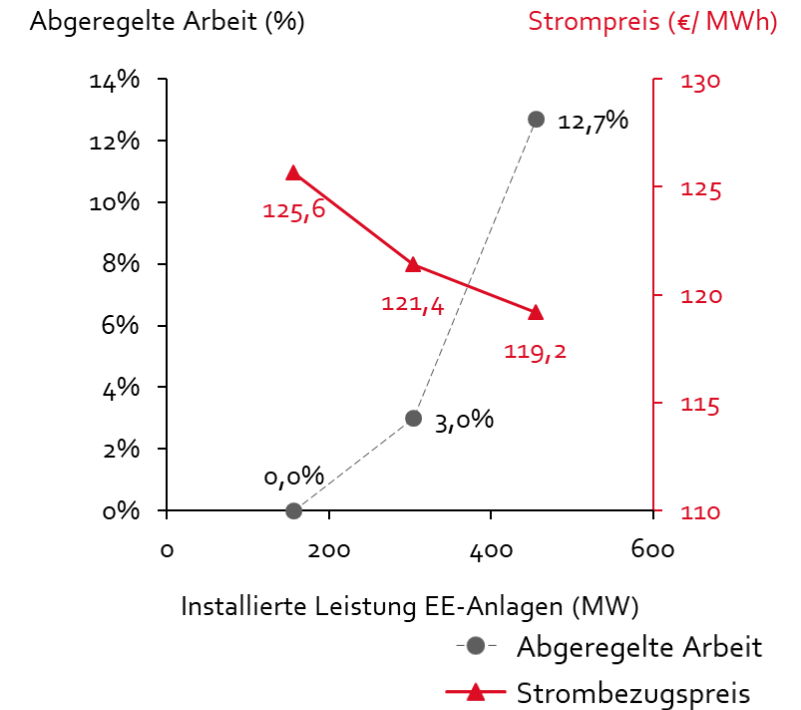
Jahresbedarf: 3.800 GWh



Jahresbedarf: 2.800 GWh

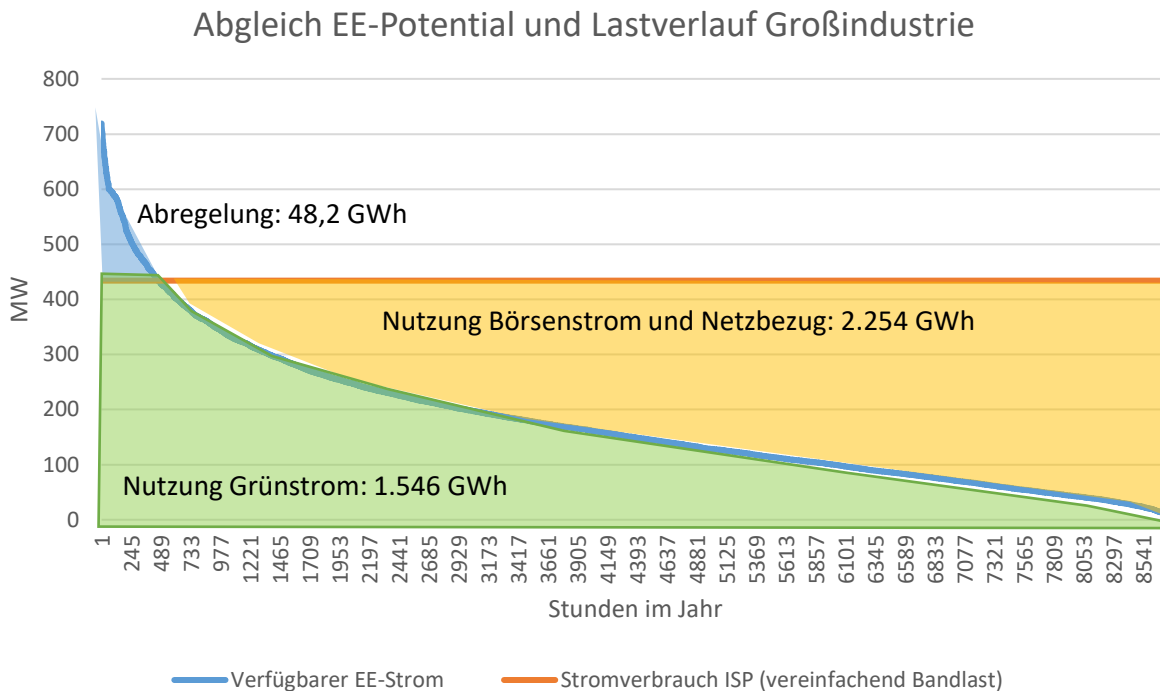


Jahresbedarf: 1.000 GWh



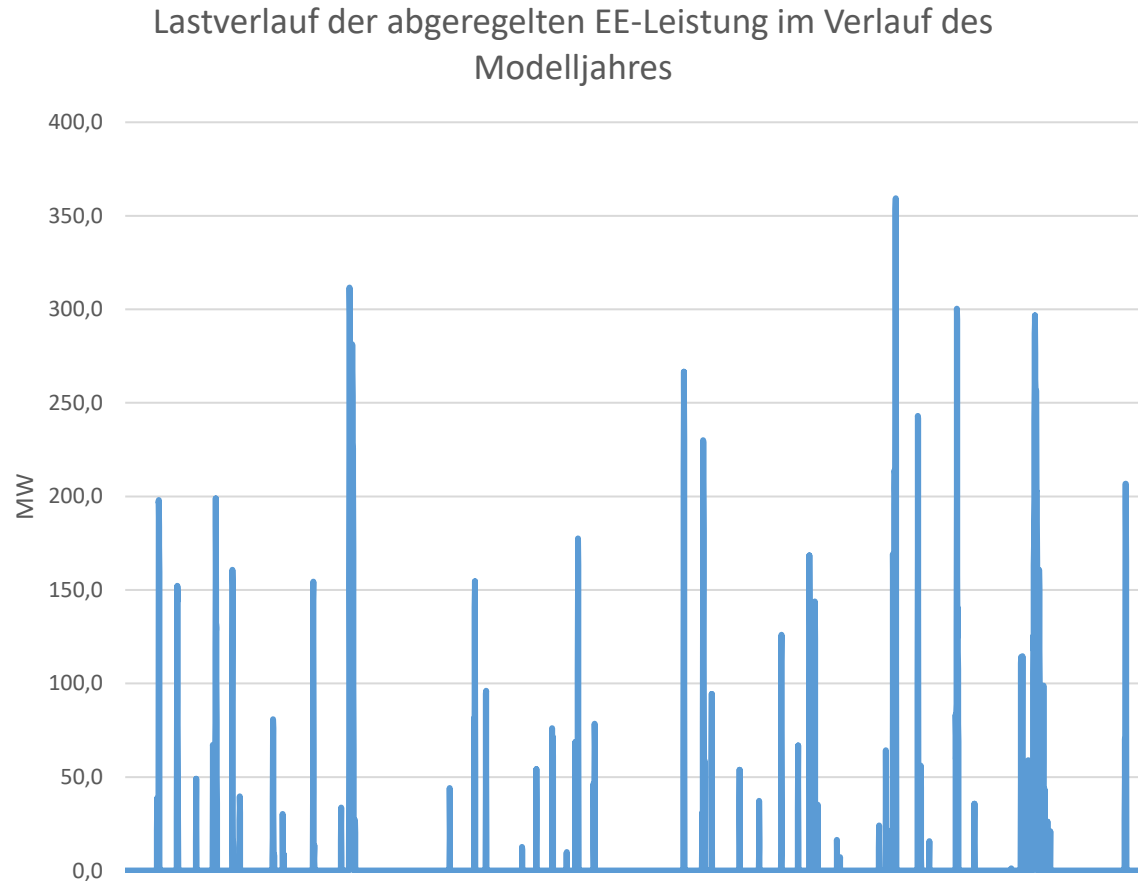
- ▶ Verstärkter EE-Ausbau reduziert den durchschnittlichen Bezugspreis
- ▶ Aber: Abgeregelte Menge des EE-Stroms steigt - Frage der Kostentragung und Wirtschaftlichkeit für Betreiber EE-Anlagen
- ▶ Daher: Ausbau der EE-Projekte muss an die lokale Nachfrageentwicklung gekoppelt werden.

„Nicht die erzeugte Strommenge ist der Knackpunkt – sondern die Zeitgleichheit der Erzeugung zum Verbrauch“



- ▶ Überbauung des Lastbedarfs des ISP um das 1,6-fache
 - 860 MW EE-Leistung (580 MW Wind, 280 MW PV)
 - Jahreshöchstlast ISP: 543 MW
 - Wind und PV-Leistung komplementär, d.h. Wind- und PV-Spitzen treten zu unterschiedlichen Zeiten auf
- ▶ Überbauung führt zu zeitweisem Abregelungsbedarf von 3 % des erzeugbaren EE-Stroms (48,2 GWh)
- ▶ Trotz Überbauung des Lastbedarfs stehen in nur 3.000 von 8.760 Stunden des Jahres mehr als 200 MW EE-Leistung zur Verfügung
- ▶ Versorgung mit Grünstrom zu rd. 40 % möglich
- ▶ Potential für Batteriespeicherung gering (siehe folgende Folie)

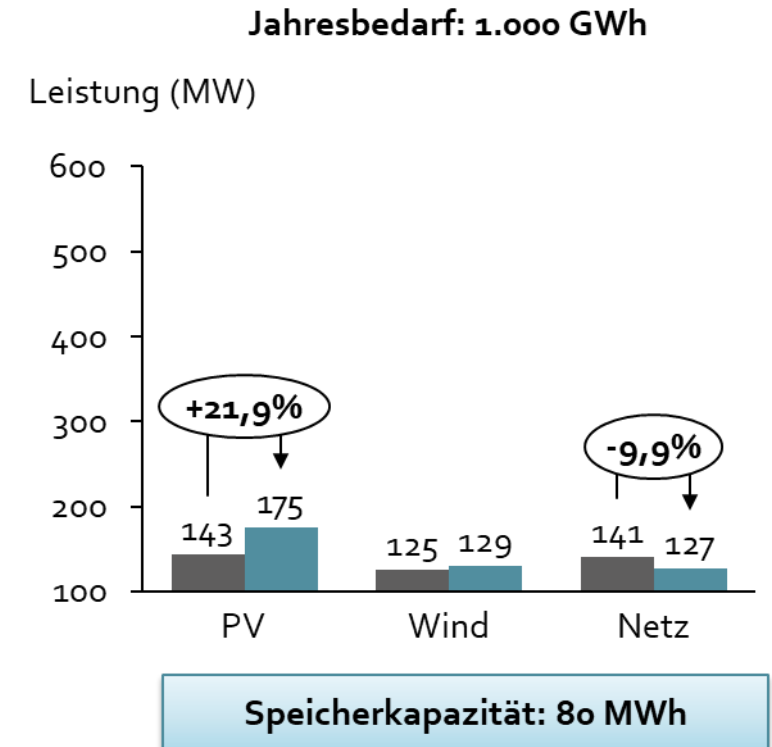
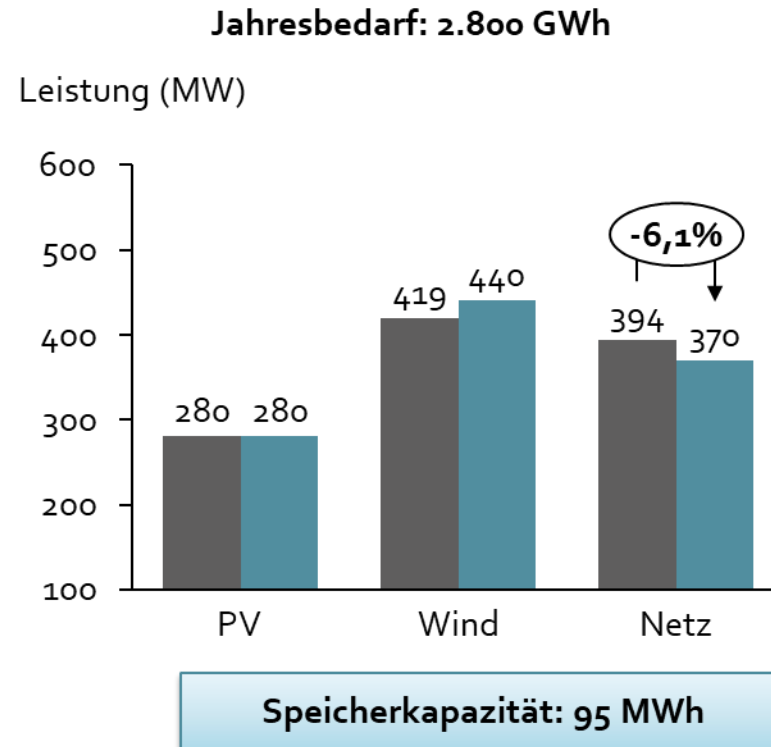
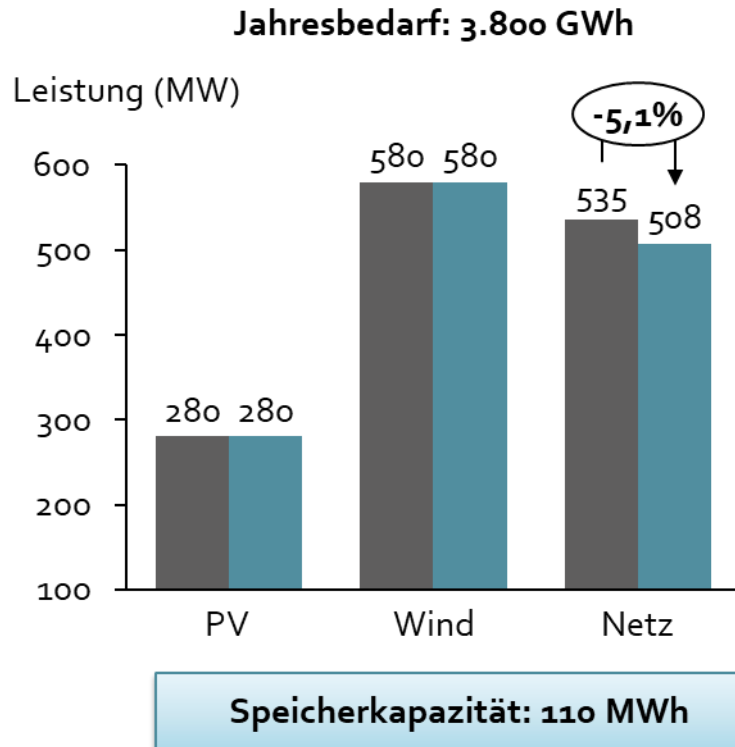
Abregelung und Batteriespeichereinsatz ?



- ▶ Abregelung in 521 von 8.760 Stunden des Jahres
- ▶ In 189 der 521 Stunden mit Abregelung liegt die abgeregelte Leistung bei mehr als 100 MW
- Zur Nutzung aller Abregelungen müsste ein sehr großer Batteriespeicher (ca. 300 MWh) verwendet werden
- Abregelung tritt für Batteriespeichereinsatz zu selten auf und ist häufig zu dicht aneinander gereiht
- ▶ Die optimale Speichergröße im Modelljahr 2030 beträgt ca. 110 MWh
 - Die LEAG betreibt einen 54 MWh Batteriespeicher am Standort Schwarze Pumpe auf einer Fläche von 6.800 m²

Szenarienvergleich: Entwicklung der Speicherkapazität

Ohne Speicher
 Mit Speicher



Der Einsatz von Batteriespeichern ermöglicht eine höhere EE-Stromnutzung und reduziert die Netzanschlussleistung um fast 10%.

Der Nutzen des Batteriespeichers ist insbesondere bei geringerem Bedarf oder höherem EE-Zubau größer.

Agenda

1 Wind- und PV-Potenziale in der Region

2 Aktuelle Netzsituation

3 Vision

4 Einsammelnetz

5 Versorgungskonzept

5.1 ISP

5.2 Industrie-/Gewerbeflächen

6 Wirtschaftliche Bewertung

7 Handlungsempfehlungen

Übersicht der Industriegewerbe

Industriegebiet	Verfügbare Fläche [ha]	Erweiterungsfläche [ha]	Potenzielle Leistung* [MW]
Rothenburg Flugplatz	28	108	20,4
Gewerbegebiet Rothenburg Nord	6	-	0,9
Gewerbegebiet Niesky Nord	17	-	2,5
Industriestandort Schadendorf I	0,6	100	15,1
Industriestandort Schadendorf II	6,5	-	1
Industriegebiet Horka	10	-	1,5
Gewerbegebiet Teicha	39	-	5,9
Gewerbegebiet Kringelsdorf	1,5	30	4,7
Industrie- und Gewerbegebiet Boxberg	30,3	100	19,5

* Annahme: 0,15 MW/ha

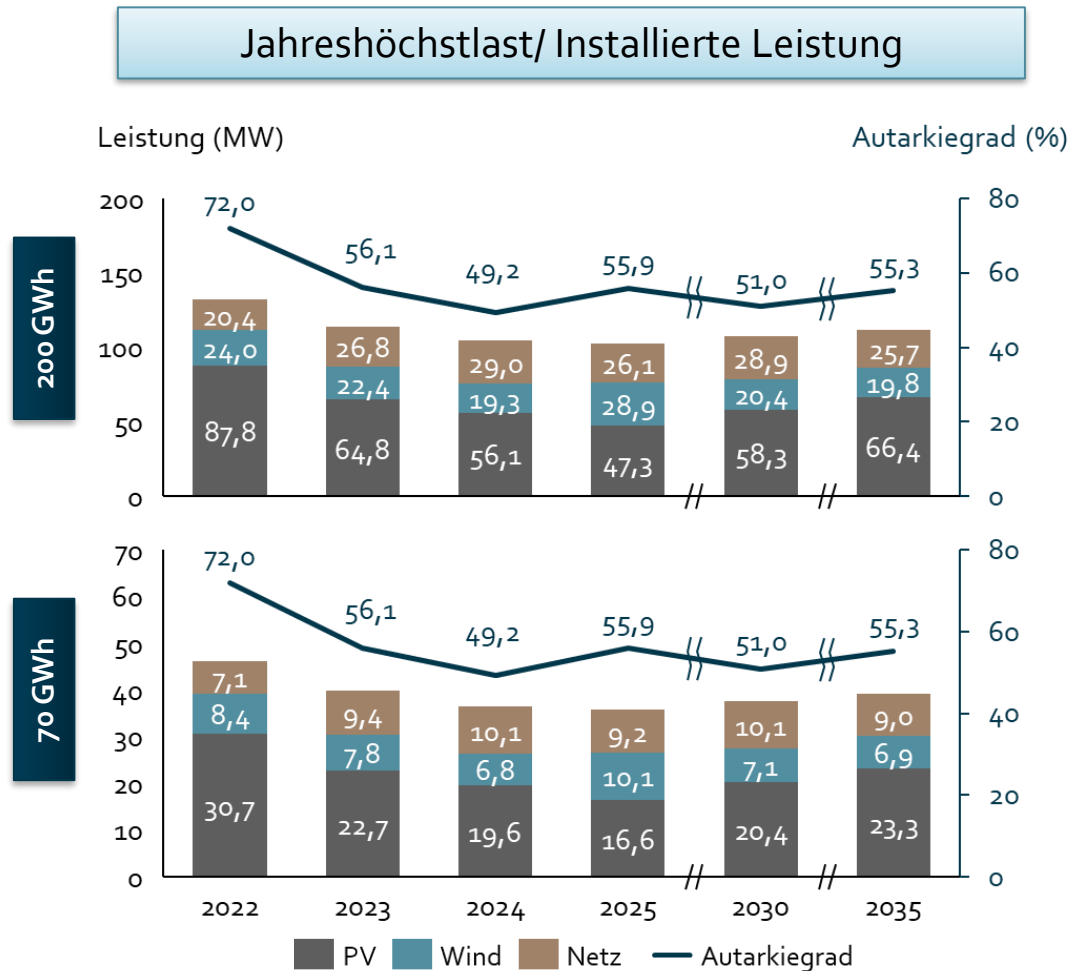
Für Gewerbe und Industrie skaliert die Last mit der Fläche

- leichtes Gewerbe / Logistik / Büro-lastig: 0,03–0,10 MW/ha
- gemischtes Gewerbe-/Industriegebiet: 0,05–1,0 MW/ha
- stromintensiver Industriepark: 0,5–2,0 MW/ha oder mehr



- ▶ Großteil der Industriegebiete liegen am Einsammelnetz (~ 2km Entfernung für Gewerbegebiet Kringelsdorf und Horka)
- ▶ Für die Gebiete in Rothenburg wird für die weitere Betrachtung eine lokale Versorgung durch PV-Projekte untersucht

Versorgungskonzept für Gewerbe-/Industrieflächen



Max. 3% Abregelung für EE-Anlagen

- ▶ Versorgungsstruktur (Autarkiegrad) ist unabhängig von der Größe/Anzahl der Gewerbe-/Industrieflächen (hier Betrachtung für einen Jahresbedarf von 70 und 200 GWh/a).
- ▶ Jahreshöchstlast (54 MW bzw. 19 MW) im Verhältnis zum verfügbaren EE-Potential (860 MW) minimal.
- ▶ Das Laststruktur für Gewerbe ist im Vergleich zum ISP volatiler.
- ▶ Insgesamt führt dies zu einem verstärkten Einsatz von Batteriespeichern.
- ▶ Ein höherer Autarkiegrad kann erreicht werden.

Agenda

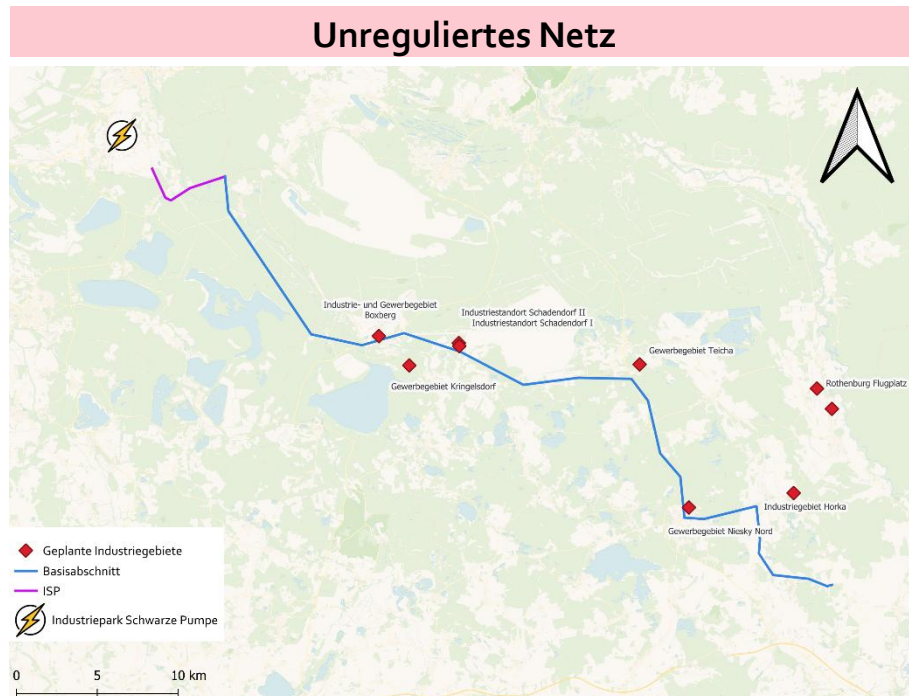
- 1 Wind- und PV-Potenziale in der Region
- 2 Aktuelle Netzsituation
- 3 Vision
- 4 Einsammelnetz
- 5 Versorgungskonzept
- 6 Wirtschaftliche Bewertung
- 7 Handlungsempfehlungen

Szenarien für die Anbindung des Einsammelnetzes an Großabnehmer

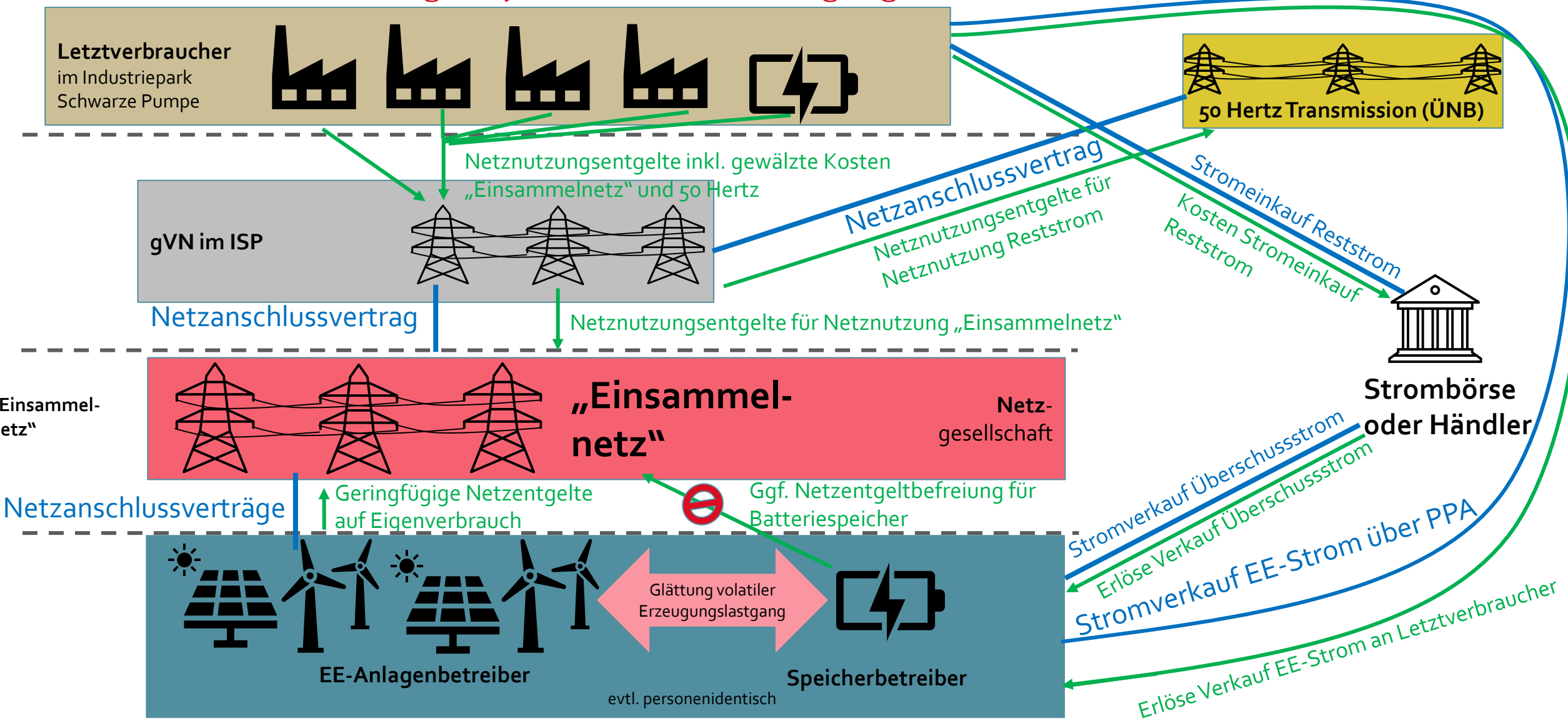
<p>Un-reguliertes Netz</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Versorgungsleitung zum Industriepark Schwarze Pumpe <ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Gewerbegebiete angeschlossen ▪ (n-1)-Kriterium wird <u>nicht</u> erfüllt
<p>Optionen</p> <p>(Reguliertes) Netz der allgemeinen Versorgung</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Versorgungsnetz zum Industriepark Schwarze Pumpe und zu Gewerbegebieten mit Residualversorgung der Kunden über zweiten Netzanschluss <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gewerbegebiete können angeschlossen werden ▪ ISP + Gewerbegebiete benötigen einen zweiten Netzanschluss (MITNETZ Strom/SachsenNetze) ▪ (n-1)-Kriterium wird <u>nicht</u> erfüllt ▪ Versorgungsnetz zum Industriepark Schwarze Pumpe und zu Gewerbegebieten mit Vollversorgung Kunden aus dem Einsammelnetz <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gewerbegebiete können angeschlossen werden ▪ Einsammelnetz benötigt eigene Anbindung ans öffentliche Versorgungsnetz ▪ (n-1)-Kriterium wird erfüllt

Überblick über Investitionshöhe der betrachteten Varianten

2 UW - Teileinspeisung	Sammel-UW (Mio. €)	HS-Leitungen und Kabel (Mio. €)	Anbindung / Erweiterung UW Graustein (Mio. €)	Anschluss Gewerbegebiete (Mio. €)	Davon Zusatzkosten HS Kabelanteil	Summe (Mio. €)
Versorgungsnetz ISP	31,0	86,0	-	-	31,5	117,0
Versorgung ISP + Gewerbe	49,2	97,8	10,6	29,6	35,8	290,7



Schematische Darstellung Projektakteure – Versorgung ISP



Umrechnung Investitionsvolumen in jährliche Kosten

- ▶ Finanzierung der Infrastruktur zu **20 % über Eigenkapital und 80 % Fremdkapital**
 - Zinssatz Fremdkapital 4,00 %
 - Renditeerwartung an das eingesetzte Eigenkapital: 7,00 % (vergleichbar mit Netzentgeltregulierung Strom- und Gasnetze)
- ▶ **Abschreibung der Infrastruktur** über die betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer gemäß Netzentgeltregulierung
 - 110-kV-Kabel und 110-kV-Freileitungen: 40 Jahre
 - Umspannwerke, Schalteinrichtungen, Sekundärtechnik: 35 Jahre
- ▶ **Betriebskosten** über Betriebskostenpauschalen (in % der Investitionen) und **pauschale Overheadkosten**
- ▶ **Netzverluste in Höhe von 1,00 % der eingespeisten Energie**
 - Beschaffung der Netzverluste durch den Infrastruktur- bzw. Netzbetreiber und Einpreisung in die Netzkosten
 - **Beschaffungspreis für Netzverluste: 93,00 €/MWh** (ohne weitere Umlagen, Steuern, Abgaben und Netzentgelte)

Jährliche Kosten des Einsammelnetzes

	in T€	Mittelwert 2030 - 2069	Mittelwert 2030 - 2039	Mittelwert 2040 - 2049	Mittelwert 2050 - 2059	Mittelwert 2060 - 2069
Kapital- Kosten	Kalk. Eigenkapitalverzinsung	961	1.280	881	1.139	544
	Kalk. Gewerbesteuer	151	202	139	179	86
	Kalk. Abschreibungen	2.925	3.036	3.036	3.036	2.593
	FK-Zinsen	1.701	3.393	2.423	989	0
Betriebs- kosten	OPEX Kabel/Freileitungen	1.220	1.220	1.220	1.220	1.220
	OPEX UW	620	620	620	620	620
	Overhead	500	500	500	500	500
	Netzverluste	1.492	1.492	1.492	1.492	1.492
	Summe jährliche Kosten	9.570	11.742	10.310	9.175	7.055

- ▶ In den ersten 10 Jahren entstehen durchschnittliche Betriebs- und Kapitalkosten von rd. 11,7 Mio. € p.a.
- ▶ Umgelegt auf eine **Ausspeisemenge von 1.518.844 MWh** entspricht dies einem **spezifischen Netzentgelt von 7,73 €/MWh**
- ▶ **Durch Errichtung eines regulierten und (n-1)-sicheren Netzes steigen die spezifischen Kosten auf 11,55 €/MWh**

Spezifische Netzkosten umgelegt auf die nutzbare EE-Menge

▶ Umlage der Netzkosten über...

- **Unregulierter Fall:** Leistungspreis/Kapazitätsentgelt in €/kW
- **Regulierter Fall:** regulierte Netzentgelte bestehend auf Leistungspreis (€/kW) und Arbeitspreis (€/MWh)

▶ Zusammenfassung **spezifische Kostenbelastung je Szenario**

▶ **Projektentscheidend:** Gesamtenergiekosten für Letztverbraucher

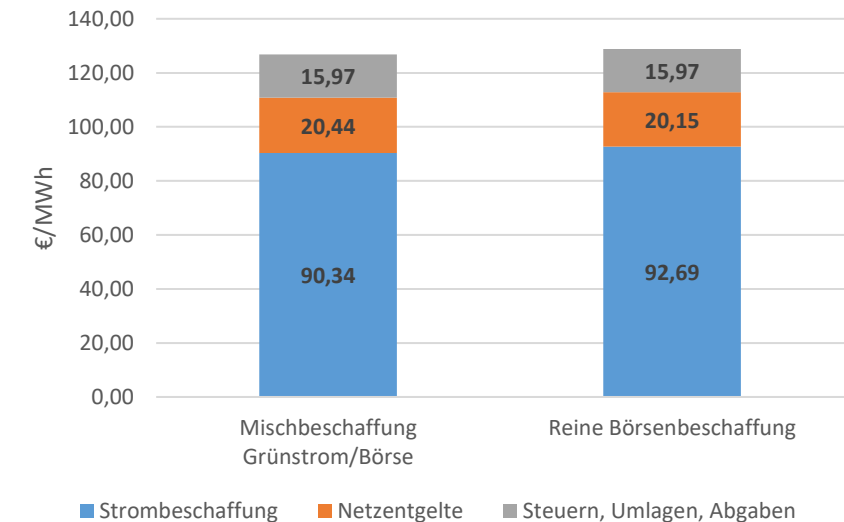
- Mischbeschaffung EE-Strom zzgl. Beschaffung Residualstrom
- vs.
- Beschaffung des gesamten Stroms über Börse und Bezug über Netz der allgemeinen Versorgung

	Anschluss ISP	Anschluss ISP und Gewerbe
Installierte EE-Leistung Wind/PV in MW	605 / 280	650 / 280
Regulatorischer Status Netz	unreguliert	reguliert
(n-1)-sicher	nein	ja
Bedarf Letztverbraucher	3.800.000	4.000.000
davon Entnahme aus Einsammelnetz in MWh	1.518.844	1.609.566
EE-Stromanteil	40,0%	40,2%
Netzkosten Einsammelnetz Jahr 1-10 in T€ p.a.	11.742	18.598
Spezifische Netzkosten in €/MWh	7,73	11,55

Energiekostenvergleich ISP 3.800 GWh

	Mischbeschaffung Grünstrom/Börse		Reine Börsenbeschaffung	
	Menge [MWh]	Preis [€/MWh]	Menge [MWh]	Preis [€/MWh]
Börse	2.281.156	106,48	3.800.000	92,69
EE-Anlagen	1.518.844	66,11	0	0,00
Strombeschaffung [T€]	343.305	90,34	352.238	92,69
NNE NdaV	2.281.156	28,90	3.800.000	20,15
NNE Einsammelnetz	1.518.844	7,73		
Netzentgelte [T€]	77.675	20,44	76.560	20,15
Netzumlagen	3.800.000	14,37	3.800.000	14,37
Netzumlagen [T€]	54.606	14,37	54.606	14,37
Stromsteuer	3.800.000	0,5	3.800.000	0,5
Stromsteuer [T€]	1.900	0,50	1.900	0,50
Konzessionsabgabe	3.800.000	1,1	3.800.000	1,1
Konzessionsabgabe [T€]	4.180	1,10	4.180	1,10
Summe [T€]	481.666	126,75	489.484	128,81

Zusammensetzung Strompreis Kunden im Industriepark

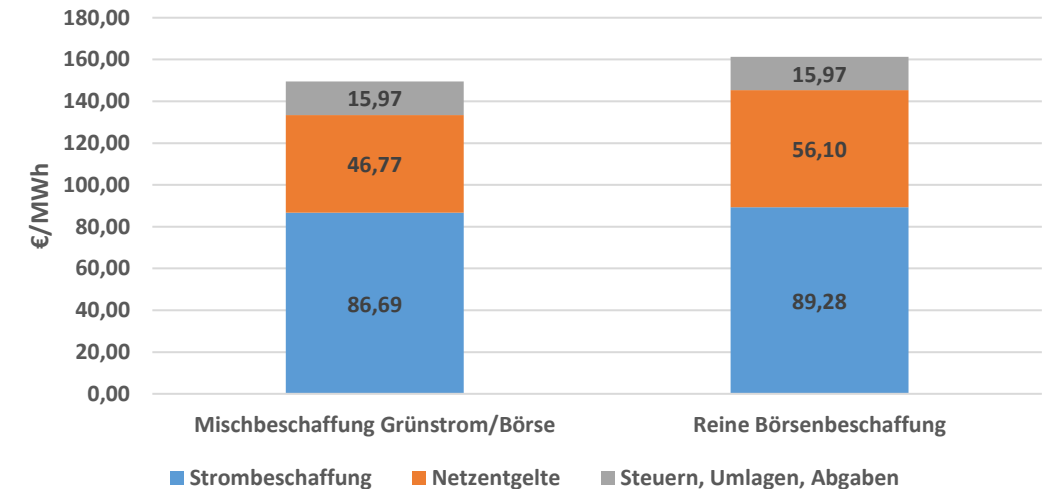


- ▶ Aufgrund der erforderlichen Zeitgleichheit zwischen Verbrauch und Erzeugung können im Optimum rund 40 % des Strombedarfs über die EE-Anlagen gedeckt werden
- ▶ Es ergeben sich für beide Beschaffungskonzepte nahezu **vergleichbare Energiekosten** für die Abnehmer im Industriepark **mit leichten Vorteilen für die anteilige Grünstromversorgung**
- ▶ Sollte der **Bundeszuschuss an die Übertragungsnetzbetreiber** künftig **wieder entfallen** ergeben sich im Szenario **„Reine Börsenbeschaffung“** deutlich **höhere Netzentgelte**

Energiekostenvergleich angeschlossene Gewerbegebiete

	Menge [MWh]	Preis [€/MWh]	Menge [MWh]	Preis [€/MWh]
Börse	127.303	99,71	200.000	89,28
EE-Anlagen	72.697	63,90	0	0,00
Strombeschaffung [T€]	17.339	86,69	17.857	89,28
NNE NdaV	127.303	66,88	200.000	56,10
NNE Einsammelnetz	72.697	11,55		
Netzentgelte [T€]	9.354	46,77	11.220	56,10
Netzumlagen	200.000	14,37	200.000	14,37
Netzumlagen [T€]	2.874	14,37	2.874	14,37
Stromsteuer	200.000	0,5	200.000	0,5
Stromsteuer [T€]	100	0,50	100	0,50
Konzessionsabgabe	200.000	1,1	200.000	1,1
Konzessionsabgabe [T€]	220	1,10	220	1,10
Summe	29.887	149,43	32.270	161,35

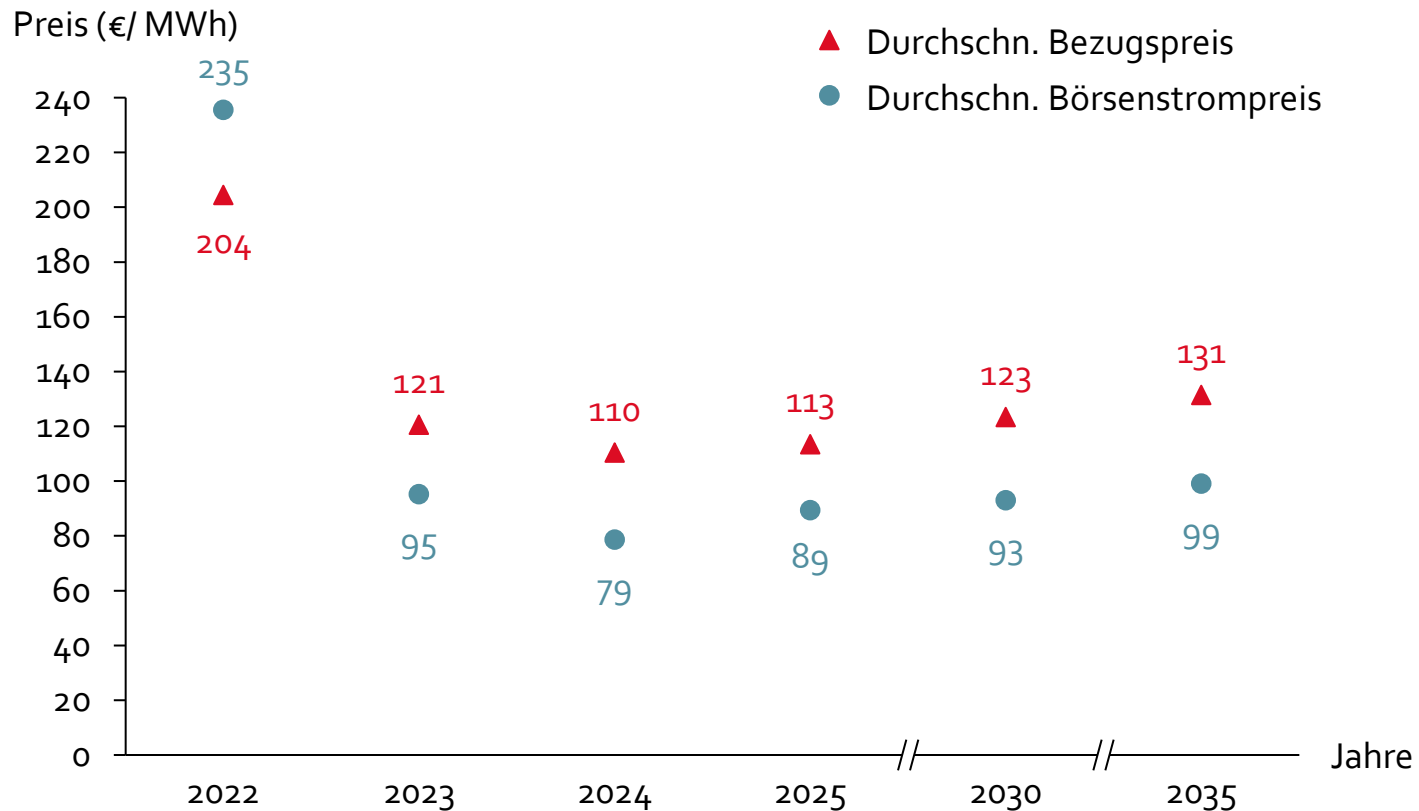
Zusammensetzung Strompreis Gewerbekunden in angeschlossenen Gewerbegebieten



- ▶ Aufgrund der erforderlichen Zeitgleichheit zwischen Verbrauch und Erzeugung können im Optimum rund 40 % des Strombedarfs über die EE-Anlagen gedeckt werden
- ▶ Für anteiligen Grünstrombezug ergeben sich günstigere Energiekosten, insbesondere da ein Teil der höheren Mittelspannungsnetzentgelte vermieden werden kann
- ▶ Sollte der **Bundeszuschuss an die Übertragungsnetzbetreiber** künftig **wieder entfallen** ergeben sich im Szenario **„Reine Börsenbeschaffung“** deutlich höhere Netzentgelte

Ergebnisse Sensitivitätsanalyse

- ▶ Jahresbedarf: **3.800 GWh**
- ▶ Max. 3% Abregelung für EE-Anlagen



- ▶ Der Strombezugspreis ergibt sich aus den Kosten des Bezugs von EE-Strom und aus dem Netz zzgl. Netzentgelte
- ▶ Dadurch korreliert der Bezugspreis mit dem Börsenstrompreis
- ▶ Im Jahr 2022 ist der Bezugspreis geringer als der Börsenpreis, da der Strom aus EE-Anlagen deutlich günstiger ist



Versorgung mit EE-Strom wirkt sich bei hohen Börsenpreisen kostenmindernd aus

Welche Probleme wurden gelöst und wer hat hier ein Nutzen gezogen?

- ▶ ISP/Enertrag:
 - Regionaler grüner Strom günstiger als Netzbezug
- ▶ Anlagenbetreiber:
 - Netzanbindung und Abnahme des Stroms
- ▶ Region:
 - Ausbau des Net Zero Valley Lausitz
 - Anbindung der Industrieparks
 - Flexibilität durch das Einspeisenetz möglich
 - Lokale Wertschöpfung wird gestärkt
- ▶ Netzbetreiber (SachsenNetze & 50 Hertz):
 - Notwendiger Netzausbau in der Region wird reduziert



Investitionen Wind & PV: ca. 1,1 Mrd. EUR

Investitionen Netz (inkl. Anschlussleitungen): ca. 220 Mio. EUR

Regionale Wertschöpfung Wind & PV: ca. 22 Mio. EUR/a

Agenda

- 1 Wind- und PV-Potenziale in der Region
- 2 Aktuelle Netzsituation
- 3 Vision
- 4 Einsammelnetz
- 5 Versorgungskonzept
- 6 Wirtschaftliche Bewertung
- 7 Handlungsempfehlungen

Ableitungen und Diskussion

▶ Im Ergebnis: **Einspeisenetz sinnvoll zur Versorgung von ISP**

- Ermöglicht Nutzung lokaler EE und bietet den Projekten wirtschaftliche Einspeiseoption
- Vorteil abhängig von Bedarf des ISP

▶ **Herausforderungen**

- Rückspeisung Überschusserzeugung bei Einspeisenetz nicht möglich (Abregelung der Anlagen? Kostentragung?)
- Doppelte Anbindung der Gewerbegebiete an zwei unterschiedliche Versorgungsnetze vsl. nicht praktikabel
- Anbindung des Einspeisenetzes an den ISP ist zu klären und dahingehend auszugestalten, dass ISP ein nachgelagertes Netz des Einspeisenetzes ist
- Einbindung zusätzlicher potenzieller Industrie-/Gewerbegebiete führt vsl. zu NdaV mit Regulierungspflichten
 - Einspeisenetz nach (n-1)-Kriterium erhöht Investitionsbedarf um ca. 20 Mio. EUR
 - Zusätzliche Anbindung an SachsenNetze erhöht Netzkosten um 6-7 Mio. EUR
- Im Rahmen des Projekts wurden zudem innovative Netzkonzepte und Technologien betrachtet (DC-Technologie, Flexibilitätsoptionen). Aufgrund einer fehlenden Wirtschaftlichkeit oder eines zu geringen Reifegrads/Verfügbarkeit wurden diese mit Hinblick auf eine angestrebte kurzfristige Umsetzung nicht weiter berücksichtigt.

Vielen Dank
für Ihre Aufmerksamkeit.

www.die-bbh-gruppe.de
www.bbh-blog.de

