

Linke, Franz; Schaller, Sophia; Kayser, Johannes; Arlt, Dorothee; Schlegel, Steffen;  
Wolling, Jens; Westermann, Dirk

**Studie „GLAS-LINK“ : Untersuchungen zur Möglichkeit der Versorgung der  
Glasproduktionsstandorte in der Region Rennsteig/Oberfranken mittels  
Gleichstromtechnik**

**DOI:** [10.22032/dbt.57782](https://doi.org/10.22032/dbt.57782)

**URN:** [urn:nbn:de:gbv:ilm1-2023200228](https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:gbv:ilm1-2023200228)

**Published:** 2023-10-09

---

© by the Author(s)

---

## Studie „GLAS-LINK“

### ***Untersuchungen zur Möglichkeit der Versorgung der Glasproduktionsstandorte in der Region Rennsteig/Oberfranken mittels Gleichstromtechnik***

Autoren (Technische Universität Ilmenau):

- M.Sc. Franz Linke
- M.Sc. Sophia Schaller
- M.Sc. Johannes Kayser
- Dr. Dorothee Artl
- Dr.-Ing. Steffen Schlegel
- Univ.-Prof. Dr. Jens Wolling
- Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Ansprechpartnerin:

M.Sc. Susan Oxfart, Zentrum für Energietechnik

03677 69-3799

gefördert durch:



## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	1
2	Grobkonzept .....	3
2.1	Bedarfsanalyse.....	3
2.2	Definition des Versorgungsszenarios für die Glasindustrie .....	3
2.2.1	Versorgung über öffentliches Netz .....	3
2.2.2	Absicherung Eigenversorgung.....	4
2.3	Grobauslegung für ausgewähltes Versorgungsszenario .....	4
2.3.1	Szenario 1 - Anschluss an HGÜ-System nach NEP .....	5
2.3.2	Szenario 2 - MVDC-UW-Anschluss Altenfeld .....	6
2.3.3	Szenario 3 - Anschluss werkseigener EE - zentraler Windpark Thüringer Becken... 7	
2.3.4	Szenario 4 – konventioneller AC-Anschluss 110 kV .....	8
3	Vergleich mit Alternativkonzepten .....	8
3.1	Technischer Vergleich der Szenarien .....	8
3.2	Ökonomischer Vergleich mit AC .....	9
3.2.1	Methodik.....	9
3.2.2	Ergebnis.....	11
3.2.3	Sensitivitätsanalyse – ökonomischer Vergleich.....	13
4	Technologie-Roadmap .....	16
4.1	Bewertung der verbraucherseitigen Voraussetzungen .....	16
4.2	Bewertung des Genehmigungsprozesses für elektrische Infrastrukturvorhaben .....	17
4.3	Bewertung der Verfügbarkeit der notwendigen Komponenten und Anlagen.....	18
4.4	Bewertung möglicher Umsetzungsphasen .....	19
4.5	Bewertung der Erweiterbarkeit.....	20
4.5.1	Bestehende Technologie .....	21
4.5.2	Weiterentwicklung der MVDC-Technologie .....	21
5	Umsetzungsrisiken .....	21
5.1	Bewertung technologischer Risiken .....	22
5.2	Bewertung ökonomischer Risiken (Komponentenkosten) .....	22
5.3	Bewertung von sozialen Umsetzungsrisiken .....	23
5.3.1	Methode .....	23
5.3.1.1	Systematische Literaturrecherche .....	23
5.3.1.2	Qualitative Interviews.....	25

---

5.3.2	Ergebnisse.....	25
5.3.2.1	Merkmale der Publikationen und Studien .....	25
5.3.2.2	Akzeptanzfelder.....	26
5.3.2.3	Prozessqualität.....	33
5.3.2.3.1	Partizipationsmöglichkeiten.....	33
5.3.2.3.2	Fairness.....	35
5.3.2.3.3	Wahrgenommene regionale Risiken .....	37
5.3.2.3.4	Wahrgenommener regionaler Nutzen .....	38
5.3.2.3.5	Risiken und Nutzen im Spannungsfeld: Wahrgenommene ökonomische Folgen .....	39
5.3.2.3.6	Wahrnehmung von allgemeinen Risiken und allgemeinem Nutzen .....	40
5.3.2.3.7	Akzeptanzsteigernde und -hindernde Kontextfaktoren .....	41
5.3.2.4	Zwischenfazit.....	42
6	Handlungsfelder .....	44
6.1	Empfehlung zur Stakeholder-Involvierung.....	45
6.2	Weitere Innovations- und Forschungsbedarfe.....	47
7	Zusammenfassung und Ausblick .....	49
A	Abbildungsverzeichnis.....	VIII
B	Tabellenverzeichnis.....	IX
C	Abkürzungsverzeichnis .....	X
D	Literaturverzeichnis .....	XI
E	Anhang .....	XIII

## Executive Summary

Die Glasindustrie zählt zu den energieintensiven Industriezweigen. Wobei ein Großteil des Energieverbrauchs auf Behälter- und Flachglas zurückzuführen ist. Als Energieträger für die Beheizung der Glasschmelzanlagen kommt bisher hauptsächlich Erdgas zum Einsatz. Die Umstellung auf eine CO<sub>2</sub> neutrale Produktion von Behälterglas kann durch vollelektrische Schmelzwannen (VES) erreicht werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Anforderungen bezüglich Versorgungssicherheit und wettbewerbsfähigen Strombezugskosten eingehalten werden. Dazu sind Anpassungen der Netzinfrastruktur notwendig. Diese werden bis auf wenige Ausnahmen in Drehstromtechnik (AC) realisiert. Gleichstrom (DC) stellt eine innovative alternative Technologievariante der elektrischen Versorgung da, welche Vorteile im Bereich der Auslastung und Gesamteffizienz bietet.

Ziel der vorliegenden Studie ist es für einen Produktionsstandort der Behälterglasindustrie in der Region Rennsteig/Oberfranken die Möglichkeiten der Elektrifizierung der Glasindustrie auf Gleichstrombasis zu evaluieren und dabei insbesondere den wirtschaftlichen Zugang zu erneuerbaren Energien zu berücksichtigen.

Dazu werden vier Szenarien aus einem holistischen Ansatz abgeleitet und im Weiteren untersucht, um die technologischen, ökonomischen sowie mögliche soziale Risiken in der Umsetzung zu bewerten.

Die vier Szenarien zur Versorgung der Glasschmelze mit Elektroenergie umfassen

(Szenario 1) die Versorgung aus einem HGÜ<sup>1</sup>-System nach NEP<sup>2</sup>,

(Szenario 2) den Anschluss mittels MVDC<sup>3</sup>-Verbindung an das Höchstspannungsnetz,

(Szenario 3) die Integration eines vom Werksgelände entfernten Windparks mittels MVDC sowie

(Szenario 4) den konventionellen AC-Ausbau des 110-kV-Hochspannungsnetzes als Basisszenario.

Der Vergleich der Umsetzungsrisiken stellte sich auf Basis der Annahmen der Studie wie folgt dar:

Risiko	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3	Szenario 4
Technologisch	mittel	mittel	mittel	Gering
Ökonomisch	hoch	mittel	mittel	Gering
Soziale Umsetzungsrisiken	mittel	gering	Sehr hoch	sehr gering

Die Methode zur Beurteilung der Umsetzungsrisiken ist in der Studie detailliert dargestellt. Ersichtlich ist, dass Szenario 4 als Vorzugsvariante zu definieren ist. Die konventionelle AC-Lösung ist eine Erweiterung der bereits bestehenden Bestandsinfrastruktur. Daher entsteht hier der geringste Investitionsbedarf, die geringsten spezifischen Netzbezugskosten, das geringste technologische Risiko für die verwendeten Anlagenkomponenten sowie ein geringes Akzeptanzrisiko bei nicht Neu- oder

<sup>1</sup> Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ)

<sup>2</sup> Netzentwicklungsplan Strom (NEP)

<sup>3</sup> Medium Voltage Direct Current (MVDC - Mittelspannungsgleichstromübertragung)

Ausbau von AC-Freileitungen. In diesem Szenario sind keine vom Werksnetz entfernten erneuerbaren Energieanlagen für den Eigenverbrauch berücksichtigt. Es wird angenommen, dass die elektrische Versorgung mit Erneuerbaren Energien über den Netzanschluss auf vertraglicher Basis erfolgt.

Die Versorgung der Glasschmelze mit einer HGÜ-Verbindung nach NEP (Szenario 1) ist mit dem höchsten technologischen und ökonomischen Risiko behaftet. Die erforderlichen Investitionskosten sind wirtschaftlich nicht tragbar und die sich ergebenden Netznutzungskosten sind nicht wettbewerbsfähig. Der erforderliche Platzbedarf zur Realisierung der HGÜ-Konverterstation sowie die notwendigen Erdkabel stellen zusätzlich ein Risiko für die Akzeptanz in der Bevölkerung der Region dar.

Die Versorgung mittels MVDC-Verbindung an das Höchstspannungsnetz (Szenario 2) ist gegenüber Szenario 4 technologisch als auch ökonomisch schlechter bewertet. Dies ergibt sich zum einen durch fehlende Referenzanlagen und zum anderen durch den Faktor zwei höhere Netzkosten.

Die Integration von Werksnetz entfernten Windenergieanlagen (Szenario 3) kann unter Ausführung einer Kabellösung nur sinnvoll mittels einer MVDC-Lösung realisiert werden. Die Akzeptanzrisiken für die zu errichtenden MVDC-Erdkabel sind im Vergleich zu den anderen Technologieoptionen (wie AC-Freileitung oder HGÜ-Erdkabel) am geringsten. Die Errichtung eines Windparks an sich stellt ein sehr hohes Akzeptanzrisiko dar, weshalb die das Risiko in dieser Kategorie insgesamt mit sehr hoch vorgenommen wurde. Die ökonomische sowie technologische Bewertung zeigt ein mittleres Risiko für die Umsetzbarkeit. Die hohen Investitionskosten sowie spezifischen Netzbezugskosten (doppelt so hoch im Vergleich zur AC-Lösung) können wirtschaftlich der Wettbewerbsfähigkeit des Standortes schaden.

Zusammenfassend kommt die Studie zu der Schlussfolgerung, dass auf Basis der Annahmen, die Erweiterung des AC-Netzanschlusses die Anforderungen der Elektrifizierung der Behälterglasherstellung an dem betrachteten Standort am besten erfüllen kann.

In der Studie wurde der Fokus auf einen Standort sowie ausschließliche Betrachtung von ausentwickelter DC-Technologie gelegt. Perspektivisch ermöglicht die DC-Technologie durch die Option der Vermaschung und der damit einhergehenden Verbindung mehrerer Standorte verschiedene Vorteile wie z. B. erhöhte Effizienz, Einsparung von Wandlungsstufen, Bereitstellung von Flexibilitäten, Reduzierung der Vorhaltung von Energiespeichern für die Notstromversorgung, Realisierung von DC-Kollektornetzen für erneuerbare Energien, Steuerbarkeit der Energieflüsse, Höherauslastung des Bestandnetzes und eine damit einhergehende Reduzierung der spezifischen Netzbezugskosten.

## Executive Summary

The glass industry is one of the most energy-intensive branches of industry. A large part of the energy consumption is attributable to container and flat glass. Up to now, natural gas has mainly been used as an energy source for heating the glass melting plants. The switch to CO<sub>2</sub>-neutral production of container glass can be achieved with all-electric furnaces. The prerequisite for this is that the requirements regarding security of supply and competitive electricity purchase costs are met. This requires adjustments to the network infrastructure. With a few exceptions, these will be implemented using three-phase (AC) technology. Direct current (DC) represents an innovative alternative technology variant for electrical supply, which offers advantages in the area of utilization and overall efficiency.

The aim of the present study is to evaluate the possibilities of electrification of the glass industry on a direct current basis for a production site of the container glass industry in the Rennsteig/Upper Franconia region, taking into account in particular the economic access to renewable energies.

For this purpose, four scenarios are derived from a holistic approach and further examined in order to evaluate the technological, economic as well as possible social risks in the implementation.

The four scenarios for supplying the glass melting plant with electrical energy include

(Scenario 1) supply from an HVDC system according to grid development plan,

(Scenario 2) connection to the high voltage grid by means of an MVDC connection,

(Scenario 3) integration of a wind farm remote from the plant site via MVDC, and

(Scenario 4) the conventional AC expansion of the 110 kV high-voltage grid as a base scenario.

The comparison of implementation risks based on the study's assumptions was as follows:

Risk	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Technological	medium	medium	medium	low
Economic	high	medium	medium	low
Social Implementation	medium	low	very high	very low

The method for assessing the implementation risks is presented in detail in the study. It is clear that scenario 4 is to be defined as the preferred variant. The conventional AC solution is an extension of the existing infrastructure. Therefore, it results in the lowest investment requirements, the lowest specific grid procurement costs, the lowest technological risk for the plant components used, and a low acceptance risk for not building new or extending existing AC overhead lines. This scenario does not include any renewable energy facilities removed from the plant grid for self-consumption. It is assumed that electrical supply from renewables is provided through the grid connection on a contractual basis.

Supplying the glass melting plant with an HVDC link according to grid development plan (scenario 1) is associated with the highest technological and economic risk. The required investment costs are not economically viable and the resulting grid utilization costs are not competitive. The required space for the realization of the HVDC converter station as well as the necessary underground cables additionally pose a risk for the acceptance in the population of the region.

The supply via MVDC connection to the extra-high voltage grid (scenario 2) is evaluated worse than scenario 4, both technologically and economically. This results on the one hand from the lack of reference plants and on the other hand from the factor of two higher grid costs.

The integration of wind turbines located at a distance from the power plant grid (scenario 3) can only be sensibly implemented using a cable solution by means of an MVDC solution. The acceptance risks for the MVDC underground cables to be erected are the lowest compared to the other technology options (such as AC overhead line or HVDC underground cable). The construction of a wind farm in itself represents a very high acceptance risk, which is why the overall risk in this category was made very high. The economic as well as technological evaluation shows a medium risk for the feasibility. The high investment costs as well as specific grid procurement costs (twice as high compared to the AC solution) can economically damage the competitiveness of the site.

In summary, the study concludes that based on the assumptions, the extension of the AC grid connection can best meet the requirements of container glass manufacturing electrification at the site under consideration.

In the study, the focus was placed on one site and exclusive consideration of developed DC technology. In perspective, DC technology enables various advantages through the option of meshing and the associated connection of several sites, such as increased efficiency, saving of conversion stages, provision of flexibilities, reduction of the provision of energy storage for emergency power supply, realization of DC collector networks for renewable energies, controllability of energy flows, higher utilization of the existing network and an associated reduction of the specific network procurement costs.





# 1 Einleitung

Die Glasindustrie zählt zu den energieintensiven Industriezweigen. Als Energieträger für die Beheizung der Glasschmelzanlagen kommt hauptsächlich Gas zum Einsatz. Zwei Hauptgründe führen dazu, dass kurz- bis mittelfristig eine Umstellung dieser Energieversorgung auf Elektroenergie erfolgen soll:

- Steigende Energiepreise, insbesondere für fossile Energieträger, sowie mögliche Versorgungsausfälle
- Dekarbonisierung der Glasproduktion

Wie aus netztechnischer Perspektive ein solcher Umstieg von Gas auf Elektronenergie erfolgen kann und welche Herausforderungen damit verbunden sind, wird in dieser Untersuchung dargestellt. Der Fokus der Untersuchung liegt auf den Glasproduktionsstandorten in der Region Rennsteig/Oberfranken in den Freistaaten Thüringen und Bayern. Unter Berücksichtigung der verfügbaren bzw. bekannten Technologien wird davon ausgegangen, dass eine Substitution von Gas mit Strom als Hauptenergieträger umsetzbar ist. Damit verbunden ist jedoch ein erheblicher Lastanstieg an den heutigen Netzverknüpfungspunkten der Industriebetriebe und eine erhebliche Mehrbelastung für das bestehende Stromnetz. Das bestehende Stromnetz, durch das die Industriebetriebe versorgt werden, ist ein Drehstromnetz (AC). Es ist davon auszugehen, dass die heute vorhandene Netzinfrastruktur für den zusätzlichen Bedarf nicht leistungsstark genug ist und verstärkt oder sogar erweitert werden muss.

## Aufbau der Studie

Der Schwerpunkt der Studie liegt entsprechend der Fragestellungen auf der technischen Bewertung des Einsatzes von Gleichstrom (DC) als Stromübertragungstechnologie. Technische Fragen zur Prozessumstellung seitens der Glasindustrie sowie Szenarien zur Bereitstellung der notwendigen Energie werden als Anforderungen berücksichtigt, sind aber nicht Teil der Studie. Folgende Teilthemen sind in der Studie behandelt:

## Grobkonzepte

Zunächst werden anlagentechnische Grobkonzepte anhand eines konkreten Netzanschlusspunktes der Glasindustrie entworfen, das als Basis für die weiteren Betrachtungen dient.

Auf Basis der Grobkonzepte erfolgt deren Bewertung. Dabei sind folgende Aktivitäten vorgesehen:

- Technischer Vergleich mit AC
- Ökonomischer Vergleich mit AC

Als Ergebnis liegt eine Auflistung und Bewertung technischer Alternativen hinsichtlich Eignung zur Erfüllung des Versorgungsszenarios sowie der ökonomischen Kennzahlen vor.

## Technologie-Roadmap

Auf Basis der Grobkonzepte wird eine Technologie-Roadmap abgeleitet. Diese Roadmap zeigt auf, welche Ausbauschritte mit welcher Technologie vollzogen werden können, um der Glasindustrie eine anforderungsgerechte Versorgungsinfrastruktur zur Verfügung zu stellen. Dabei spielt insbesondere die technische Umsetzbarkeit in der zeitlichen Dimension eine wichtige Rolle. Es sind folgende Bewertungen erfolgt:

- Bewertung der verbraucherseitigen Voraussetzungen
- Bewertung von notwendigen Genehmigungsverfahren

- Bewertung der Verfügbarkeit der notwendigen Komponenten und Anlagen
- Bewertung möglicher Umsetzungsphasen
- Bewertung der Erweiterbarkeit

Als Ergebnis liegt eine „Best/Worst-Case“ Roadmap mit zeitlicher Dimension zur Umsetzung des Grobkonzeptes sowie der Alternativkonzepte vor.

### **Umsetzungsrisiken**

Auf Basis des Grobkonzeptes erfolgt eine Identifikation und qualitative Bewertung der Umsetzungsrisiken aus technologischen und ökonomischen Gesichtspunkten sowie aus der Sicht der Akzeptanz. Für die erfolgreiche Durchführung von Netzausbau oder -verstärkungsmaßnahmen ist die Akzeptanz und Unterstützung von verschiedenen Akteuren notwendig. Zur Identifikation von Risiken (geringe Akzeptanz Proteste, fehlende Kooperationsbereitschaft, etc.), die von diesen Akteuren ausgehen können, erfolgt eine systematische Auswertung der relevanten sozial- und kommunikationswissenschaftlichen Forschungsliteratur. Dadurch werden Akzeptanzfaktoren identifiziert, die für die Einführung neuer (Energie-)Technologien und energiebezogener Infrastrukturprojekte von Relevanz sind. Mithilfe von zwei Experteninterviews wird die Bedeutung dieser Faktoren im Kontext des geplanten Vorhabens und den regionalen Spezifika eruiert.

Es sind folgende Aktivitäten vorgesehen:

- Bewertung technologischer Risiken (Eignung, techn. Verfügbarkeit, Lieferabhängigkeit)
- Bewertung ökonomischer Risiken (Komponentenkosten)
- Bewertung von sozialen Risiken

Als Ergebnis bildet eine bewertende Risikomatrix für die Grobkonzepte vor.

### **Handlungsfelder**

Abschließend wird in der Studie, auf die sich aus den Ergebnissen abzuleitenden Handlungsfelder sowie die relevanten Akteure eingegangen. Leitgedanke ist dabei die Detailierung und Umsetzung des im Grobkonzept definierten Lösungsvorschlages. Ebenfalls ist beschrieben, welche Innovationspotentiale sich abseits vom Fokus der Studie ergeben. Dabei ist die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf weitere Industriestandorte und Anwendungsfelder zu berücksichtigen.

Dazu sind folgende Aktivitäten vorgesehen:

- Aktionsplan zur Stakeholder-Involvierung: Um die identifizierten Risiken, die von den Akteuren ausgehen, zu minimieren, wird ein Plan zur rechtzeitigen und aktiven Einbeziehung aller relevanten Gruppen entwickelt, der im Falle einer Umsetzung des Vorhabens umgesetzt werden sollte. Dieser Plan beinhaltet u.a. Dialoge mit Vertretern der relevanten Anspruchsgruppen und die Entwicklung einer Strategie zur zielgruppenorientierten kommunikativen Begleitung des Projekts.
- Aktionsplan Realisierung
- Ableitung weiterer Innovationspotentiale

Als Ergebnis bestehen Handlungsempfehlungen je Handlungsfeld und Akteur vor sowie eine Auflistung der Innovationspotentiale sowie Folgeaktivitäten.

## 2 Grobkonzept

Am Beispiel der Behälterglasschmelze des Standortes Schleusingen werden für die Umstellung auf eine vollelektrische Schmelze drei Versorgungskonzepte erstellt. Berücksichtigung finden dabei die Integration von Erneuerbarer Energie (EE)-Anlagen auf oder nahe dem Werksgelände zur Eigenversorgung sowie die Bereitstellung möglicher Systemdienstleistungen (SDL z. B. Regelenenergieprodukte) durch die Netzersatzanlagen.

### 2.1 Bedarfsanalyse

Bei der vollelektrischen Glasschmelze und einer Elektrifizierung aller Nebenaggregate werden in Werk Schleusingen ca. 60 MW benötigt.

Das Potential der Stromerzeugung auf den Dachflächen mittels PV-Anlagen beläuft sich aktuell auf ca. 13 MW. Windkraftanlagen in unmittelbarer Nähe zum Werk in Schleusingen wären denkbar, sind aus unterschiedlichen Gründen, wie z. B. ungünstige Tallage mit reduziertem Ertrag sowie möglichen Akzeptanzproblemen der Anwohner, als nicht optimale Lösung anzusehen. Aus diesem Grund wird eine neue Erschließung eines Windparks mit bis zu 60 MW Leistung im Thüringer Becken in die Szenarienbetrachtung mit aufgenommen.

Im Falle eines kompletten Ausfalls der elektrischen Einspeisung des Werknetzes ist die Absicherung der folgende Anlagentechnik durch eine werksintere Notstromversorgung erforderlich:

- 15 MW Notstrom für die Schmelzwannen (ca. 40 % der Leistung im gewöhnlichen Betrieb)
- 10 MW Notstrom für die Nebenaggregate, die zusätzlich über eine USV abgesichert sein müssen

Eine redundante Versorgung ist aktuell über die beiden 110-kV-Zuleitungen und eine Schnellumschaltvorrichtung gewährleistet. Für die sensible Elektronik ist eine unterbrechungsfreie Versorgung erforderlich. Für die elektrischen Zusatzheizungen ist eine kurzzeitige Unterbrechung (wenige Minuten) zulässig.

Der kontinuierliche Schmelzprozess bedingt eine große Anzahl an Volllaststunden, >7000 h pro Jahr. Diese Tatsache bietet eine gute Voraussetzung zur hohen Auslastung der Netzbetriebsmittel, bedingt jedoch andererseits, dass eine vollständige und kontinuierliche Versorgung aus dargebotsabhängiger EE schwieriger zu gewährleisten ist.

### 2.2 Definition des Versorgungsszenarios für die Glasindustrie

#### 2.2.1 Versorgung über öffentliches Netz

Die Glasindustrie strebt eine hohe Versorgungssicherheit nach dem (n-1)-Prinzip für die elektrische Versorgung an. Dies bedeutet, dass der gesamte Energiebedarf aus zwei separaten Einspeisepunkten erfolgen soll. Daraus resultiert je eine Einspeisung á 60 MW Spitzenleistung. Im übertragenen Sinne kann man dieses Prinzip mit zwei Löschwasserentnahmestellen vergleichen. Fällt eine Entnahmestelle trocken, kann trotzdem aus der zweiten Entnahmestelle die vollständig benötigte Löschwassermenge entnommen werden.

Dementsprechend ist durch den Ausfall eines Versorgungsstranges das Werk weiterhin vollständig durch den verbliebenen Einspeisestrang versorgt. Für den Fall eines gleichzeitigen Ausfalls beider Versorgungsstränge [(n-2)-Fall] muss eine werksinterne Notstromversorgung die Kernprozesse

absichern, um Anlagenschäden abzuwenden. Für diesen Fall ist ein Betrieb über Dieselnotstrom-Aggregate sowie eine Batterie für sensible elektronische Verbraucher vorgesehen. Für die Analogie zu den zwei Löschwasserentnahmestellen würde der (n-2)-Fall bedeuten, dass zeitgleich beide Löschwasserentnahmestellen trockenfallen würden. In diesem Fall müsste mit einem mobilen Wasservorrat die Brandbekämpfung sichergestellt werden.

Für alle MVDC-Szenarien wird die Redundanz mittels des derzeitig bestehenden AC-Anschlusses im Fehlerfall gewährleistet. Falls dies aus den derzeitigen Anschlussbedingungen nicht möglich ist, müsste ein zusätzlicher AC-Ausbau stattfinden, welcher von den Kosten alle untersuchten DC-Szenarien gleichermaßen betreffen würde.

### **2.2.2 Absicherung Eigenversorgung**

Die Absicherung der Eigenversorgung gewährleistet, dass es bei einem gleichzeitigen Ausfall der beiden redundanten Versorgungsstränge des öffentlichen Netzes, zu keine Anlagenschäden des Werks kommt. Die kann z. B. über eine Batterieanlage sowie einem Dieselnotstromaggregat erfolgen. Diese Anlagen müssen bezüglich der Anforderungen am Produktionsstandort ausgelegt werden.

Im Falle eines kompletten Ausfalls der elektrischen Einspeisung des Werknetzes ist die Absicherung der folgenden Anlagentechnik durch eine werksintere Notstromversorgung erforderlich:

- 15 MW Notstrom für die Schmelzwannen (Vermeidung Einfrieren Schmelzwanne)
- 10 MW Notstrom für die Nebenaggregate, die zusätzlich über eine USV abgesichert sein müssen

Einen Alternative Auslegung als Hybridwanne würde das direkte thermische Heizen der Schmelzwannen im Notbetrieb zur Vermeidung des Einfrierens durch z. B. Diesel-Kraftstoff ermöglichen.

### **2.3 Grobauslegung für ausgewähltes Versorgungsszenario**

Für die Auswahl der technologischen Varianten werden nur Szenarien betrachtet, die zum Zeitpunkt des Berichtes technologisch umsetzbar und am Markt verfügbar sind. Gleichzeitig wird bei allem Varianten die Erfüllung der Versorgungssicherheit auf Grundlage des (n-1)-Prinzips erfüllt. In Abb. 2.1 ist der generische Trassenverlauf für die Szenarien 1 bis 3 dargestellt:



**Abb. 2.1:** Generischer Trassenverlauf der Szenarien [1]

Die Anbindung an eine HGÜ nach NEP [2] könnte bspw. im Raum Breitenungen geschehen. Der finale Trassenverlauf z. B. des Suedlinks steht allerdings noch nicht fest. Die Versorgung des Werksnetzes in Schleusingen würde für das Szenario 1 von Breitenungen mittels eines MVDC-Erdkabels realisiert werden. Für das Szenario 2 ist eine Anbindung des Werksnetzes mittels eines MVDC-Erdkabels an das Höchstspannungsnetz in Altenfeld vorgesehen. Das Szenario 3 bindet einen Windpark im Thüringer Becken mittels eines MVDC-Erdkabels an das Werksnetzes in Schleusingen an. Aus Redundanzgründen, im Fall von fehlender Windeinspeisung, muss gleichzeitig eine Versorgung aus dem Höchstspannungsnetz wie im Szenario 2 erfolgen. Hierfür ist eine MVDC-Erdkabelverbindung zum UW Altenfeld vorgesehen. Zusammenfassend spiegelt der Szenarienrahmen folgende übergeordnete Zielfunktionen wider:

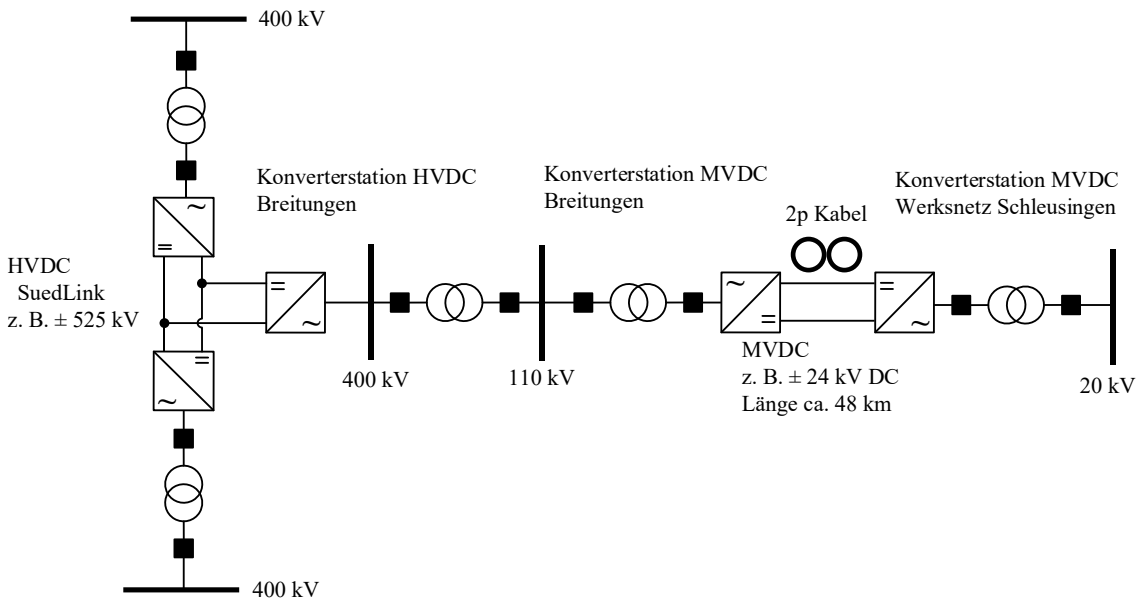
- Szenario 1: Versorgung aus HGÜ-System nach NEP
- Szenario 2: Versorgung aus dem Höchstspannungsnetz
- Szenario 3: Integration Windpark räumlich entfernt vom Werksgelände + Szenario 2

Im Folgenden werden die verschiedenen Szenarien detaillierter beschrieben.

### 2.3.1 Szenario 1 - Anschluss an HGÜ-System nach NEP

Zur Bereitstellung der elektrischen Leistung aus der HGÜ-Verbindung nach NEP müsste eine zusätzliche Konverterstation errichtet werden. Ein möglicher Standort für die HGÜ-Konverterstation nahe des HGÜ-Erdkabels wäre das UW-Breitenungen. Die Entfernung beträgt in der Luftlinie ca. 48 km. Diese Distanz müsste mittels einer MVDC-Verbindung überbrückt werden. Die Funktionalspezifikationen sind denen in Abschnitt 2.3.2 gleich. Die Verbindung der HGÜ-

Konverterstation und des MVDC-Konverters erfolgt über einen AC-Zwischenkreis mittels eines Transformators.

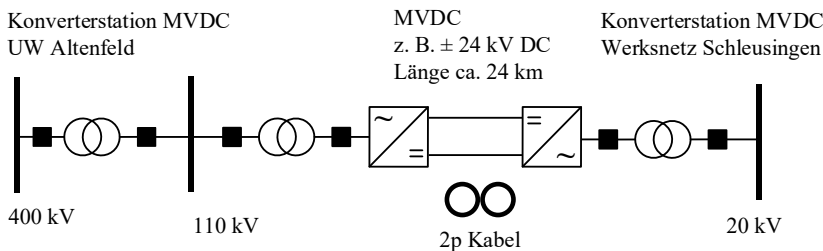


**Abb. 2.2:** Anschluss HGÜ nach NEP mittels MVDC

Für den HGÜ-Konverter in konventioneller Ausführung würde ein Flächenbedarf von ca. 4-5 ha im Bereich Breitungen benötigt. Die Suedlink-Konfiguration würde durch einen dritten Konverter von einer reinen Punkt-zu-Punkt-Verbindung zur einem Drei-Terminal-System ähnlich dem HGÜ-Vorhaben Ultramet. Zur Realisierung durch eine marktverfügbare Lösung müsste der Konverter mit einer Nennleistung von ca. 2 GW realisiert werden. Eine kleinere Nennleistung des Konverters ist derzeit bei einer HGÜ-Verbindung in diesem Spannungsbereich nicht verfügbar.

### 2.3.2 Szenario 2 - MVDC-UW-Anschluss Altenfeld

Die Verbindung des Werksnetzes in Schleusingen an das 50 Hertz Höchstspannungsnetz ist am vorhandenen Umspannwerk Altenfeld möglich. Die Entfernung in der Luftlinie beträgt ca. 18 km. Der Einsatz einer MVDC-Verbindung wäre über einen Transformator an das 380 kV Netz realisierbar. In Kabelausführung wäre eine Stromtragfähigkeit von mindestens 1250 A á 2 Kabeln zu realisieren und einer Isolationsfestigkeit gegenüber Erdpotenzial von mindestens 24 kV je Kabel. Die Ausführung der MVDC-Konverter kann ±24 kV Betriebsspannung betragen bei einer zu übertragenden Leistung von ca. 60 MW. Der Anschluss der MVDC-Verbindung an das 20 kV-Werksnetz erfolgt über einen Transformator auf oder am Werksgelände.

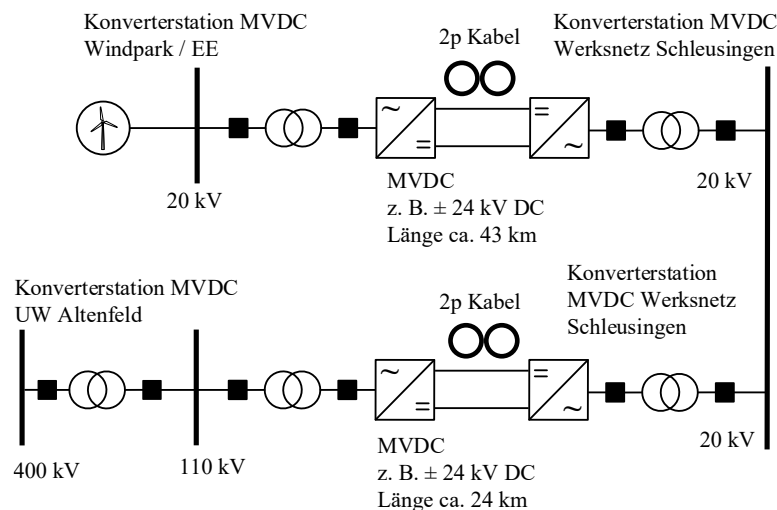


**Abb. 2.3:** Anschluss Übertragungsnetz im UW Altenfeld mittels MVDC

Der Platzbedarf der kompletten Konverterstation beträgt weniger als 30 m x 60 m. Die Konverterhalle selbst hat die ungefähren Abmessungen von 8 m x 18 m 6 m (BxLxH). Die gesamte Erdkabelauführung besitzt eine Länge von ca. 24 km. Bei den DC-Kabeln kann auf Standard-AC-Kabel in der geeigneten Spannungsebene zurückgegriffen werden, die mit DC betrieben werden. Dies ermöglicht eine bessere Verfügbarkeit der Kabel sowie deren Ersatzteilverhaltung für Instandsetzungsarbeiten. Die Kabeltrasse selbst benötigt in der Erdverlegung eine Breite von etwa 1 m. Je nach verfügbarer Leistungsreserve im UW-Altenfeld muss ein weiterer Transformator für den Anschluss an das Höchstspannungsnetz beschafft werden.

### 2.3.3 Szenario 3 - Anschluss werkseigener EE - zentraler Windpark Thüringer Becken

Für die Versorgung der Glasschmelze in Schleusingen wäre eine Bereitstellung von regenerativ erzeugtem Strom z. B. aus Wind möglich. Zu diesem Zweck müssten Flächen für einen 60 MW Windpark erschlossen werden. Diese Fläche steht nahe dem Werksgelände nicht als optimale Lösung zur Verfügung (teilweise Tallage mit schlechtem Ertrag sowie möglichen Akzeptanzrisiken durch die Anwohner). Mögliche alternative Flächen müssten über eine größere Distanz an das Werksnetz angebunden werden. Zu diesem Zweck ist eine MVDC-Verbindung realisierbar. Eine beispielhafte Fläche ist die Region um den Truppenübungsplatz Ohrdruf mit einer Entfernung von ca. 35 km Luftlinie. Die Windenergieanlagen sind über eine AC-Verbindung an eine MVDC-Konverterstation mittels eines Transformators angeschlossen. Von der MVDC-Konverterstation führt ein DC-Erdkabel zum Werksnetz in Schleusingen und wird dort ebenfalls über einen Transformator und eine Konverterstation an das 20 kV-Werksnetz angeschlossen. Für den Windpark werden 2000 Vollaststunden angenommen. Diese reichen nicht aus, um das Werk ausreichend mit Energie zu versorgen. Aus diesem Grund muss eine zusätzliche Einspeisung über eine MVDC-Verbindung z. B. aus dem UW Altenfeld erfolgen. Die funktionalen Spezifikationen sind die gleichen wie in Abschnitt 2.3.2 beschrieben.



**Abb. 2.4:** Anschluss EE mittels MVDC sowie an Übertragungsnetz UW Altenfeld

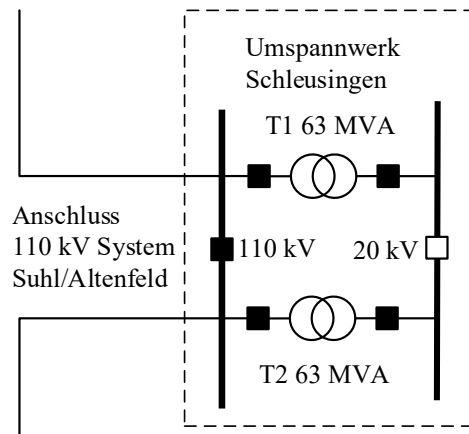
Die Erdkabelldänge aus dem Thüringer Becken zum Standort Schleusingen beträgt ca. 43 km und würde ebenfalls mit einer Stromtragfähigkeit von mindestens 1250 A á 2 Kabeln realisiert werden. Die Übertragungsleistung des MVDC zum Anschluss des Windparks beträgt 60 MW. Die Vollaststunden der MVDC betragen 2000 h in Anlehnung an die erwarteten Vollaststunden des Windparks. Die fehlende Energie würde über die MVDC mit dem Anschluss an das UW-Altenfeld realisiert und somit aus dem



Höchstspannungsnetz bereitgestellt. Dadurch ergäbe sich eine Volllaststundenzahl von ca. 6000 h für die MVDC Schleusingen-Altenfeld.

### 2.3.4 Szenario 4 – konventioneller AC-Anschluss 110 kV

Für den konventionellen Anschluss des Werksnetzes in Schleusingen muss ein Neubau des UWs als Kundenanlage realisiert werden. Zur (n-1)-sicheren Versorgung sind zwei 110/20-kV-Transformatoren zu errichten. Die Realisierung würde als Doppelsammelschienen Ausführung mit einer Transformatorscheinleistung von ca. 63 MVA erfolgen.



**Abb. 2.5:** AC-Anschluss 110 kV konventionell

Die erforderlichen Netzverstärkungsmaßnahmen der 110-kV-Leitung Suhl/Altenfeld sind im Ausbauplan der TEN mit ca. 18,79 Mio. EUR vorgesehen und werden nicht in den Kosten des Referenzszenarios mitberücksichtigt [3]. Der möglicherweise notwendige Kompensationsbedarf zur Einhaltung der Netzanschlussrichtlinien ist nicht in den kalkulierten Kosten enthalten, weil diese von der verbraucherseitigen Realisierung der Schmelzwanne sowie deren Nebenaggregaten abhängig ist. Für die MVDC-Konfiguration kann der Kompensationsbedarf durch die Konverter selbst bereitgestellt werden.

## 3 Vergleich mit Alternativkonzepten

### 3.1 Technischer Vergleich der Szenarien

Für den Vergleich der technischen Parameter der Szenarien werden die Teilaspekte Effizienz mit dem Fokus auf Verluste, die erforderliche Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt, die Ausfallwahrscheinlichkeit, sowie der Kompensationsbedarf verglichen. Die Ergebnisse sind in Tab. 3.1 dargestellt. Für den Vergleich mit der konventionellen AC-Lösung lassen sich die Parameter ohne genaues Netzmodell nicht bestimmen. Der notwendige Kompensationsbedarf ist im Szenario 4 nicht betrachtet, da er sich je nach technischer Ausführung der Schmelzwanne nicht beziffern lässt. Alle MVDC-Varianten benötigen keinen zusätzlichen Kompensationsbedarf, weil dieser inhärent durch den Konverter bereitgestellt werden kann.

**Tab. 3.1:** Technischer Vergleich der Szenarien

	Maß	Szenario 1 HGÜ nach NEP	Szenario 2 MVDC Altenfeld	Szenario 3 MVDC Wind+Altenfeld	Szenario 4 AC- Referenz
Effizienz (Verluste)	$\Sigma$ MW	2,94	2,07	4,23	Nicht betrachtet
Übertragungsverluste	MW	2,68	1,34	1,58	
Konvertierungsverluste	MW	1,20	1,20	1,80	
Kurzschlussleistung am Netzanschluss	MVA	5,5 – 20	5,5 – 20	5,5 - 20	
Ausfallwahrscheinlichkeit	h/ Jahr	450,26	221,63	263,20	
Anzahl Muffen	Anzahl	94	46	130	
Auslastungsgrad des Netzes/ der BM	h	8760 h	8760 h	2000 h *	
Kompensationsbedarf	MVar	0	0	0	

Die Betrachtung der Effizienz der jeweiligen technologischen Lösung setzt sich aus den Übertragungsverlusten des Erdkabels sowie den Konverterverlusten zusammen. Für das Szenario 1 wurden die Verluste des HGÜ-Konverters nicht mit in die Vergleichsrechnung aufgenommen, da diese vom ÜNB getragen werden. Berücksichtigung finden somit nur die Konverterverluste der MVDC-Anlage mit ca. 1,2 MW sowie der Kabelverluste mit ca. 2,68 MW. Die höheren Übertragungsverluste im Vergleich zu Szenario 2 ergeben sich aus den längeren DC-Kabeln. Für das Szenario 3 finden sich die zweit höchsten Verluste, da zwei MVDC-Systeme parallel betrieben werden sowie lange Erdkabelängen auftreten.

Durch die Anwendung der MVDC-Technologie ist die erforderliche Kurzschlussleistung am Netzanschlusspunkt irrelevant und ermöglicht durch die VSC-Konverter eine netzdienliche Bereitstellung von Kurzschlussleistung für das Schutzkonzept des AC-Netzes.

Die Ausfallwahrscheinlichkeit der Szenarien wird stark durch die Anzahl der Kabelmuffen im MVDC-System bestimmt. Aufgrund der höheren Ausfallwahrscheinlichkeit des HGÜ-Systems erreicht Szenario 1 hierbei den schlechtesten Wert. Im Szenario 2 kann die geringste Ausfallwahrscheinlichkeit erreicht werden, durch die kurze Erdkabellänge.

Der Auslastungsgrad der Betriebsmittel wird für die Szenarien 1 & 2 zu 100 % angenommen. Für das Szenario 3 ergibt sich die Auslastung für den Windparkanschluss zu 2000 Vollaststunden. Die Differenz übernimmt die MVDC-Verbindung zum UW-Altenfeld. Der Auslastungsgrad ist ausschlaggebend für die Ermittlung der spezifischen Netzkosten.

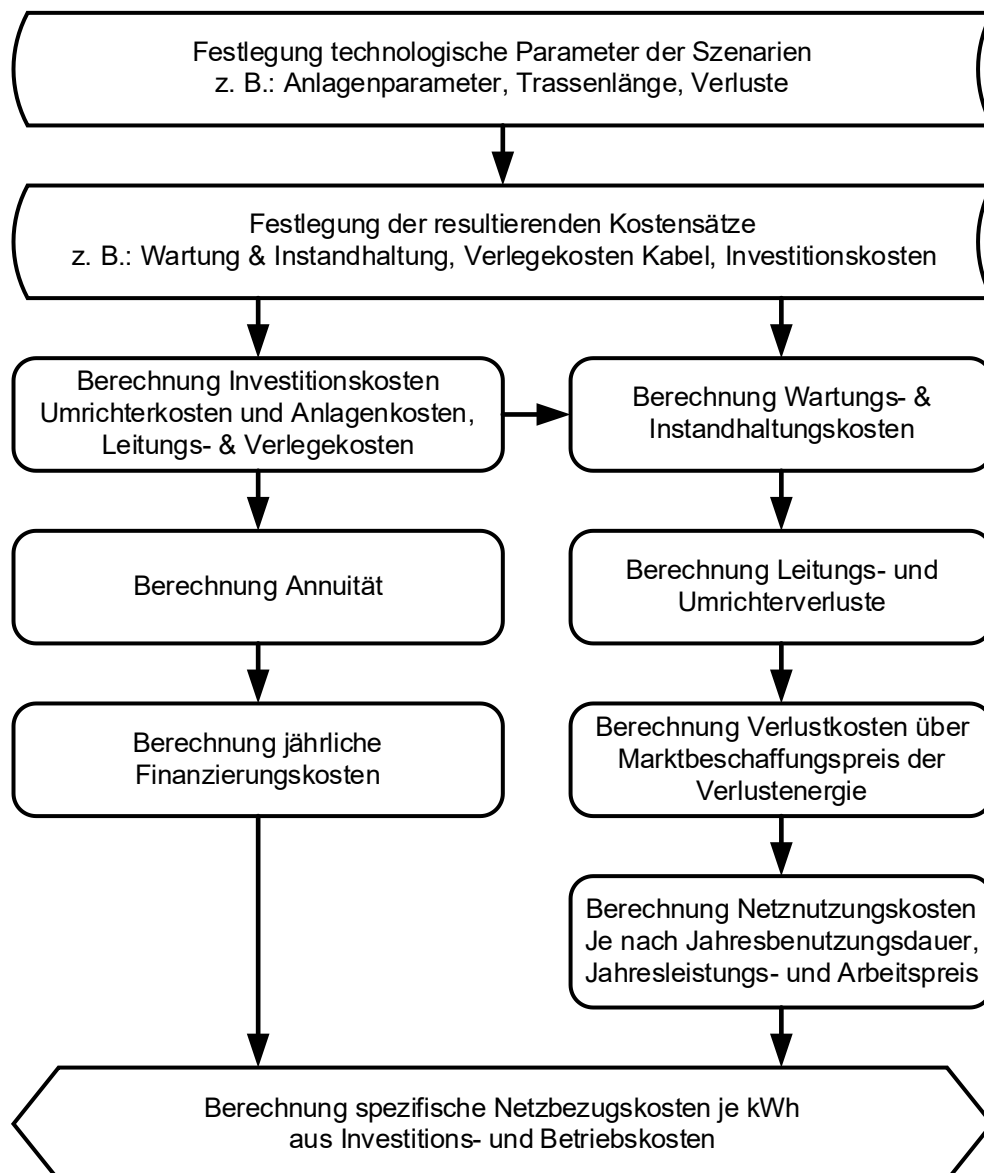
## 3.2 Ökonomischer Vergleich mit AC

### 3.2.1 Methodik

Für den ökonomischen Vergleich werden für die vier Szenarien die Kosten pro kWh ermittelt, welche durch die Umsetzung des jeweiligen Szenarios entstehen. Berücksichtigung finden dabei die Investitionskosten zur Errichtung der jeweiligen technologischen Variante, die Kosten für Errichtung des DC-Erdkabels, sowie die Betriebskosten. In den Betriebskosten werden die Kosten für die elektrischen Verluste, die Wartungs- und Instandhaltungskosten der Anlage, die Finanzierungskosten für die

Investition sowie die anfallenden Netzentgelte berücksichtigt. Eine Übersicht der Berechnungsmethode findet sich in Abb. 3.1.

Die Berechnung der Verluste bestimmt sich einmal aus den Umrichterverlusten sowie den leistungsflussabhängigen Verlusten über die Kabelstrecke. Je nach Auslastung der Kabelstrecke wird die jährliche Verlustenergie über ein technisch sinnvoll parametrisiertes Kabel berechnet. Die Menge der Verlustenergie wird mit einem Marktpreis in der Beschaffung von 75 EUR pro MWh berechnet. Angemerkt sei an dieser Stelle, dass Verluste eine Designgröße der MVDC-Anlage sowie des DC-Erdkabels sind. Mittels höherer Investition in einen größeren Kabelquerschnitt können z. B. die leitungsabhängigen Verluste reduziert werden.



**Abb. 3.1:** Methodik zur ökonomischen Bewertung der Szenarien

Die Finanzierungskosten der Szenarien berechnen sich aus der Summe der Investitionskosten. Angenommen wird dabei eine Abschreibungszeit der Anlage sowie ein Finanzierungszeitraum von 20 Jahren zu einem Zinssatz von 5 % p. a. und einer Annuitätentilgung.

Die Berechnung der Netznutzungskosten setzt sich aus dem Jahresleistungspreis in EUR pro kW\*a sowie dem Arbeitspreis in EUR pro kWh zusammen. Je nach Jahresbenutzungsdauer ergeben sich reduzierte Netzentgelte. Ab einer Jahresnutzungsdauer von >7000 h/a wird mit einer Reduzierung der Netzentgelte auf 20 % gerechnet. Durch die Integration von werkseigener Windenergieerzeugung im Szenario 3 wird bspw. das 7000 h/a-Kriterium unterschritten und somit mit nicht reduzierten Netzentgelten gerechnet.

Aus den ermittelten Investitionskosten und den jährlichen Betriebskosten kann unter Berücksichtigung der jährlichen Energiemenge die spezifischen Netzbezugskosten je kWh für die einzelnen Szenarien berechnet werden. Diese ermöglichen den ökonomischen Vergleich der verschiedenen technologischen Lösungen untereinander und ordnen die heutigen Netzbezugskosten aus dem AC-System verhältnismäßig ein.

Die Übersicht in Abb. 3.1 beinhaltet weiter nicht dargestellte unterlagerte Berechnungsschritte. Nicht alle für die Berechnungen notwendigen Eingangsparameter sind dargestellt. An dieser Stelle sei erwähnt, dass die Annahme von Kostenbestandteilen für die Errichtung von bspw. DC-Erdkabeln je nach Verlegebedingungen des Untergrunds und möglichen landschaftlichen Hindernissen stark variieren kann. Gleiches gilt die Errichtung der Umrichteranlagen. Die Beschaffungskosten für mögliche Grundstücke zur Errichtung der Anlagen wurden vernachlässigt.

### 3.2.2 Ergebnis

In der Tab. 3.2 sind die Ergebnisse des Ökonomischen Vergleiches der Szenarien dargestellt.

**Tab. 3.2:** Ökonomische Bewertung Szenarien

	Maß	Szenario 1 HGÜ nach NEP	Szenario 2 MVDC Altenfeld	Szenario 3 MVDC Wind + Altenfeld	Szenario 4 AC- Referenz
<b>Investitionskosten</b>	$\Sigma$ EUR	<b>635.760.000 €</b>	<b>26.880.000 €</b>	<b>60.790.000 €</b>	<b>5.000.000 €</b>
Umrichterkosten	EUR	618.000.000 €	18.000.000 €	36.000.000 €	-
Leitungs- & Verlegekosten	EUR	17.760.000 €	8.880.000 €	24.790.000 €	-
<b>Betriebskosten</b>	$\Sigma$ EUR	<b>45.356.466 €</b>	<b>4.751.508 €</b>	<b>12.438.494 €</b>	<b>2.486.549 €</b>
Wartungs- & Instandhaltungskosten	EUR	22.251.600 €	940.800 €	2.127.650 €	175.000 €
Netzverlustkosten	EUR	2.548.503 €	1.668.452 €	2.221.717 €	394.200 €
Netznutzungskosten (HöS/HS) / AC (HS)	EUR	1.329.336 €	1.329.336 €	6.250.680 €	1.766.136 €
Finanzierungskosten Zinsen jährlich mittel	EUR	19.227.027 €	812.921 €	1.838.447 €	151.213 €

Der Vergleich der Investitionskosten zeigt, dass die konventionelle AC-Variante mit ca. 5 Mio. EUR die günstigste Option darstellt. Gefolgt von Szenario 2 mit ca. 27 Mio. EUR. Durch die Realisierung der längeren DC-Erdkabel sowie der Errichtung von vier Konverterstationen ist Szenario 3 mit knapp 61 Mio. EUR die zweit teuerste Variante. Das Szenario 1 ist mit geschätzten Kosten von ca. 636 Mio. EUR mit Abstand die teuerste Lösung in Bezug auf die Investitionskosten. Die hohen Investitionskosten bedingen gleichzeitig hohe Finanzierungskosten, die in die Betriebskosten mit eingerechnet sind. In

Abhängigkeit von den Investitionskosten ermitteln sich die Wartungs- und Instandhaltungskosten prozentual und sind dementsprechend bei Szenario 1 ebenfalls am höchsten.

Die Netzverlustkosten ermitteln sich aus dem Preis zur Beschaffung der Energie, welche durch den Betrieb der Übertragungssysteme verursacht werden. Hierbei dominieren die Übertragungsverluste über die Kabelstrecke von Szenario 1 gefolgt von Szenario 3. Die stromabhängigen DC-Leitungsverluste werden mittels der Volllaststunden der MVDC-Verbindungen zur gesamten Verlustenergie berechnet.

Die Netznutzungskosten ermitteln sich in Abhängigkeit vom Netzanschlusspunkt und den dort gültigen Jahresleistungspreis sowie des Arbeitspreises pro kWh. Durch die Unterschreitung des 7000 h Kriteriums, welches mit Vergünstigungen der Netznutzungskosten einhergeht, ist das Szenario 3 mit der Integration von Windenergie aus eigener Erzeugung am teuersten. Die zweit höchsten Netznutzungskosten ergeben sich bei Szenario 4.

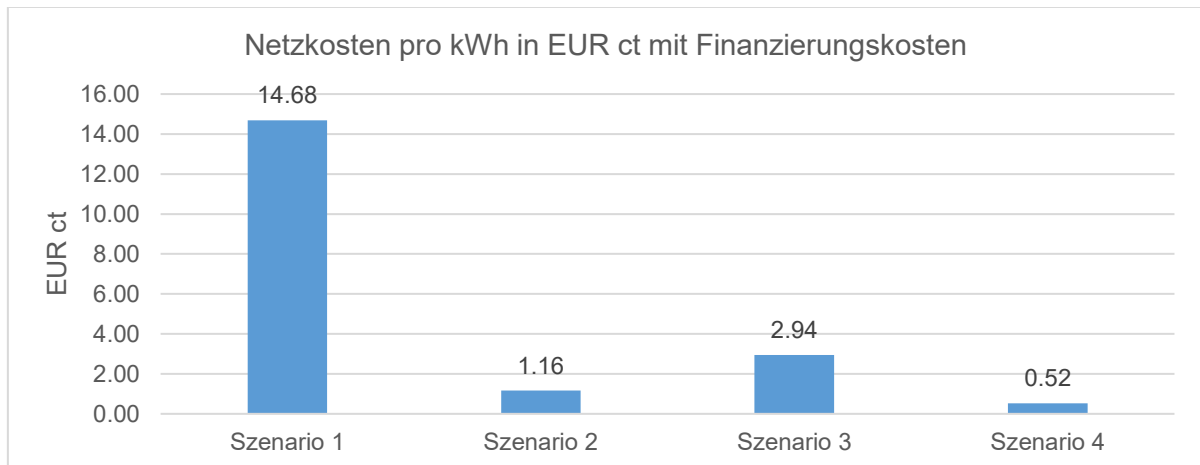
In Summe ergeben sich die geringsten Betriebskosten beim Szenario 4, gefolgt von Szenario 2, Szenario 3 und Szenario 1.

Aus den Investitions- und Betriebskosten können pro System die spezifischen Netzkosten pro kWh ermittelt werden. Die Netzkosten pro kWh für die vier Szenarien sind in Tab. 3.3 dargestellt:

**Tab. 3.3:** Spezifische Netzkosten

	Maß	Szenario 1 HGÜ nach NEP	Szenario 2 MVDC Altenfeld	Szenario 3 MVDC Wind+Altenfeld	Szenario 4 AC- Referenz
Investitionskosten	∑ EUR	635.760.000 €	26.880.000 €	60.790.000 €	5.000.000 €
Betriebskosten	∑ EUR	45.356.466 €	4.751.508 €	12.438.494 €	2.486.549 €
Netzkosten pro kWh mit Finanzierungskosten	EUR/kWh	0,147	0,012	0,029	0,005
Netzkosten pro kWh ohne Finanzierungskosten	EUR/kWh	0,110	0,010	0,026	0,005

Zu erkennen ist, dass die günstigsten spezifischen Netzkosten mit 0,5 ct/kWh beim AC-Szenario 4 erreicht werden. Das Szenario 2 ist mit Finanzierungskosten doppelt so teuer wie das Szenario 4. Das Szenario 3 ist mit 2,9 ct/kWh die zweit teuerste Variante. Der Anschluss an eine HGÜ nach NEP in Szenario 1 ist mit 14,7 ct/kWh mit Abstand die teuerste Option bei den spezifischen Netzkosten. Die Verhältnisse der spezifischen Netzkosten sind in Abb. 3.2 dargestellt:



**Abb. 3.2:** Spezifische Netzkosten mit Finanzierungskosten

### 3.2.3 Sensitivitätsanalyse – ökonomischer Vergleich

Zur Abschätzung des Einflusses verschiedener Parameter auf die spezifischen Netzkosten der Szenarien, ist eine Parametervariation durchgeführt worden. Dazu wurden die Parameter in Tab. 3.4 um jeweils 50 % erhöht bzw. verringert, um bspw. den Einfluss von steigenden oder fallenden Umrichter Kosten abbilden zu können. Ziel der Sensitivitätsanalyse ist es, den Einfluss möglicher Preisveränderungen der einzelnen Variation von Parametern auf die spezifischen Netzbezugskosten abzuschätzen. Tritt zukünftig bspw. eine Halbierung der Umrichter Kosten durch eine Vergünstigung der Halbleiterkosten auf, kann dieser Einfluss auf die spezifischen Kosten somit abgeschätzt werden. Gleichzeitig könnte eine Verteuerung der Kabelverlegungskosten in Folge gestiegener Kupferpreise sowie höhere Kosten für die Kabelverlegung auftreten.

Prinzipiell könnten beliebige Variation auch zeitgleich auftreten. Zur Abschätzung dieses Effektes ist es möglich die Differenzen der jeweiligen Variation aufzusummieren, um einen Schätzwert der spezifischen Netzbezugskosten bei multiplen Variationen zu ermitteln.

**Tab. 3.4:** Parametervariation für die Szenarien

	Variation	Ausgangswert	Minimum	Maximum
V1	Konverterkosten pro MW	300.000 €	150.000 €	450.000 €
V2	Leitungs- und Verlegekosten in € / km	185.000 €	92.500 €	277.500 €
V3	Wartungs- & Instandhaltungskosten in % der Investkosten	3,5 %	1,75 %	5,25 %
V4	Netzverlustkosten in € / MW	75 €	37,5 €	113 €
V5	Abschreibungszeit in a	20	10	30
V6	Zinssatz Darlehen	5 %	2,5 %	7,5 %
V7	Trassenlänge Sz1 in km	48	24	72

	Trassenlänge Sz2 in km	24	12	36
	Trassenlänge Sz3 in km	67	33,5	100,5
<b>V8</b>	Volllaststunden in h/a	7500	6240	8760

Für die einzelnen Parameter wurden die Variationen V1 bis V8 berechnet und mit den Ausgangsszenarien verglichen. Die Ergebnisse sind in Tab. 3.5 dargestellt. Für die jeweiligen Variationen wird die Differenz zum jeweiligen Ausgangswert in EUR ct dargestellt.

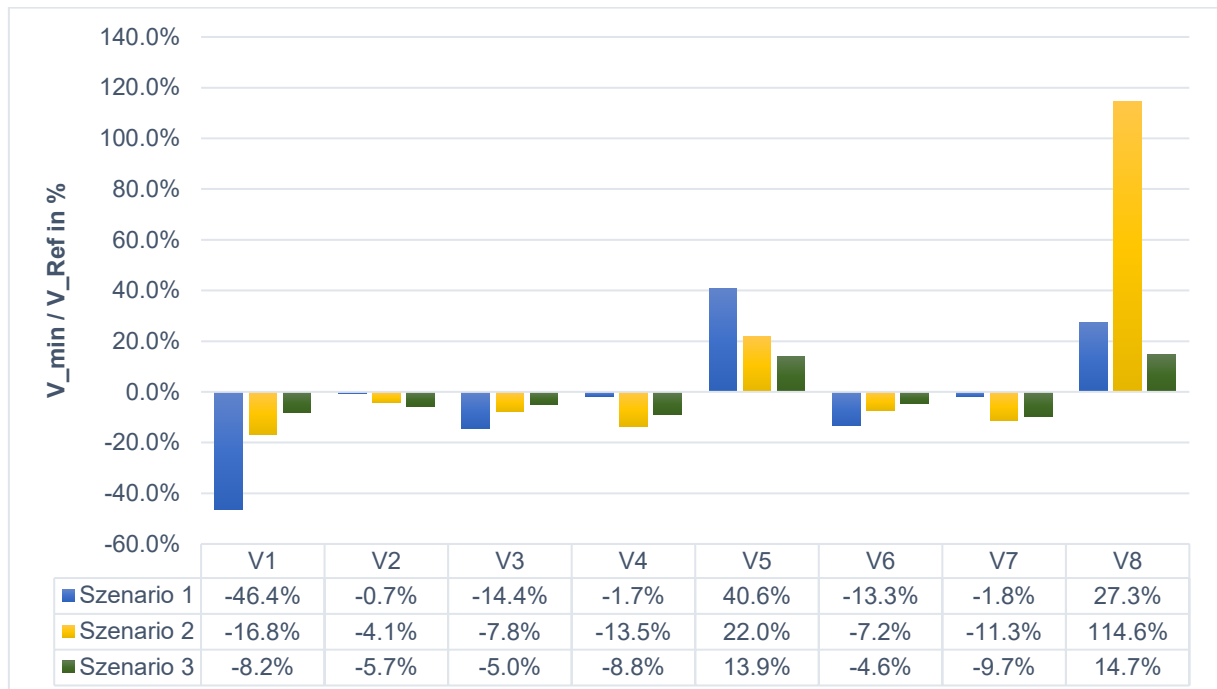
**Tab. 3.5:** Veränderung der spezifischen Netzkosten je Szenario durch die Variationen

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
<b>V1_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-6,78	-0,20	-0,39
<b>V1_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	6,78	0,20	0,39
<b>V2_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-0,10	-0,05	-0,27
<b>V2_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	0,10	0,05	0,27
<b>V3_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-2,10	-0,09	-0,20
<b>V3_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	2,10	0,09	0,20
<b>V4_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-0,24	-0,16	-0,21
<b>V4_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	0,25	0,16	0,21
<b>V5_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	5,92	0,26	0,57
<b>V5_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-1,83	-0,08	-0,18
<b>V6_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-1,94	-0,08	-0,19
<b>V6_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	2,15	0,09	0,21
<b>V7_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-0,26	-0,13	-0,37
<b>V7_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	0,26	0,13	0,37
<b>V8_0 Ref für V8</b>	0,170 €	0,013 €	0,032 €
<b>V8_min <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	4,63	1,50	0,61
<b>V8_max <math>\Delta</math> in EUR ct</b>	-2,36	-0,13	-0,29
<b>V_Ref</b>	0,147 €	0,012 €	0,029 €

Den größten Einfluss auf die spezifischen Kosten ergeben sich bei den Konverterkosten V1 sowie der Abschreibungszeit V5. Die Auslastung der Übertragungstrecken besitzt in Variation V8 beim Fall unter das 7000 h-Kriterium ebenfalls einen hohen Einfluss, weil die Reduzierung der Netzentgelte wegfällt.

In Abb. 3.3 ist die prozentuale Veränderung der um 50 % reduzierten Parameter in Bezug zum Ausgangsszenario dargestellt. Für die Variation V1 ergibt sich bei einer Halbierung der Umrückerkosten für das Szenario 1 eine Reduktion der Netzbezugskosten um 46 %. Dies ist durch die verhältnismäßig sehr hohen Umrückerkosten der HGÜ zu erklären. Für das Szenario 2 würde eine Reduktion der Netzbezugskosten um knapp 17 % auftreten. Den auf die Kosten bezogenen kleinsten Effekt bei der Reduzierung der Umrückerkosten würde sich für das Szenario 3 ergeben, weil hier die höheren Kabelverlegekosten dominieren. Dieser Einfluss wird in der Parametervariation V2 ersichtlich bei der

Halbierung der Kabel- und Verlegekosten. Im Szenario 3 würden die spezifischen Kosten um 5,7 % reduziert. Demgegenüber die Reduktion bei Szenario 2 mit 4,1 % prozentual geringer ausfällt.



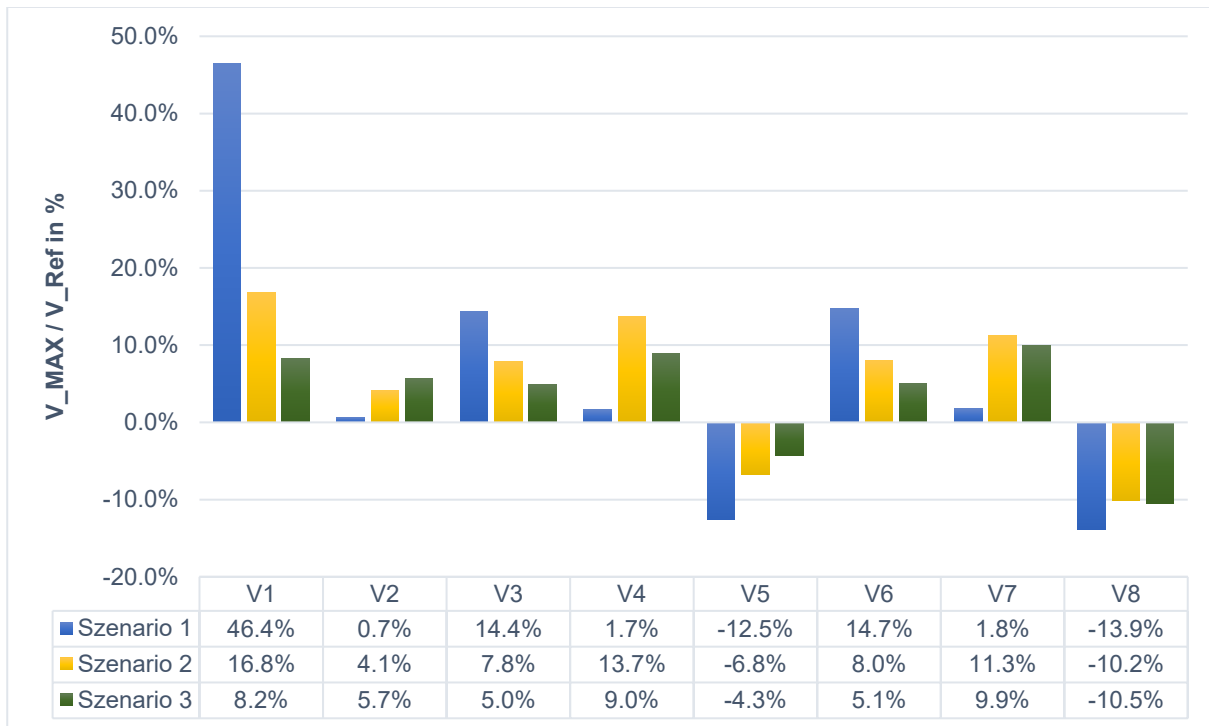
**Abb. 3.3:** Sensitivitätsanalyse – Relative Abweichung  $V_{\min} / V_{\text{Ref}}$  in %

Bei der Reduzierung der Abschreibungszeit der Anlagen in V5 ergibt sich für alle drei Szenarien in Abhängigkeit der Investitionskosten eine Erhöhung der relativen Kosten. Eine Erhöhung der spezifischen Kosten ergibt sich auch für die Reduktion der Volllaststunden der drei Szenarien. Hierbei ergibt sich für das Szenario 2 der höchste Einfluss mit einer Verdopplung der spezifischen Kosten auf ca. 115 % des Ausgangswertes. Dies ist u. a. mit dem Wegfall der reduzierten Netzentgelte zu erklären.

Die Reduzierung der Wartungs- & Instandhaltungskosten in V3 sowie der Netzverlustkosten in V4 besitzen einen geringen Einfluss auf die Reduktion der spezifischen Kosten für die Szenarien von weniger als 15 %.

In Abb. 3.4 ist die prozentuale Veränderung der um 50 % erhöhten Parameter der acht Variationen in Bezug zum Ausgangsszenario dargestellt. Zu erkennen ist, dass sich die spezifischen Kosten bei der Verdopplung der Parameter umgekehrt proportional zu den Werten in Abb. 3.3 verhalten. Die Verdopplung der Abschreibungszeit der Anlage von 20 auf 30 Jahre führt in V 5 zu einer Reduktion der spezifischen Kosten im Szenario 1 um 12,5 %, für Szenario 2 um 6,8 % und im Szenario 3 um 4,3 %. Der Einfluss der Erhöhung der Volllaststunden führt in der Variante V8 ebenfalls zu einer Reduzierung der spezifischen Netzkosten.





**Abb. 3.4:** Sensitivitätsanalyse – Relative Abweichung  $V_{max} / V_{Ref}$  in %

Tritt eine Preiserhöhung der Umrichter Kosten um 50 % auf, erhöht sich in der Variation V 1 die spezifischen Kosten für Szenario 1 um 46,4 %, in Szenario 2 um 16,8 % und im Szenario 3 um 8,2 %. Die Verdopplung der Wartungs- und Instandhaltungskosten V3, der Netzverlustkosten V4 sowie des Zinssatzes zur Finanzierung V6 führen zu einer Erhöhung der spezifischen Kosten um weniger als 15 %.

Die Verdopplung der Trassenlänge in Variation V7 führt für die Szenarien 2 zu einer Erhöhung um 11,3 % und im Szenario 3 um ca. 10 %. Die Erschließung entfernter EE-Standorte ist somit nicht der hauptsächliche Kostentreiber. Bei den sehr hohen Investitionskosten spielt die Trassenlänge der MVDC-Verbindung zum HGÜ-Anschlusspunkt im Szenario 1 eine untergeordnete Rolle in der Parametervariation V 7 mit einer Erhöhung der relativen Kosten um 1,8 %.

## 4 Technologie-Roadmap

### 4.1 Bewertung der verbraucherseitigen Voraussetzungen

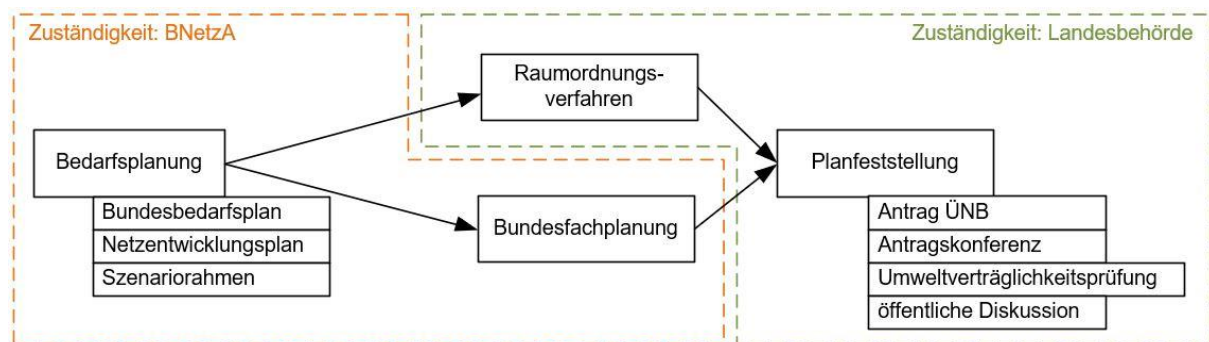
Für die Versorgung der Glasindustrie mit elektrischer Energie ergeben sich beim Einsatz der DC-Technologie perspektivisch Verbesserungspotentiale. Ein Schwerpunkt ist dabei die Möglichkeit einer vollständigen Umstellung des Werksnetzes auf DC-Technologie. Dies kann Vorteile bei der direkten Integration von PV-Anlagen bieten und die Effizienz der Energieübertragung durch den Wegfall von Wandlungsstufen erhöhen. Die meisten Verbraucher in modernen Produktionsanlagen sind mittels einer leistungselektronischen Steuerung angeschlossen und würden beim Vorhandensein eines DC-Netzanschlusses keine Gleichrichtung mehr benötigen. Dies würde auch eine eventuelle Rückspeisung von Energie in das DC-System im Vergleich zur komplexeren Rückspeisung bei AC-Systemen vereinfachen. Die Integration von Batteriespeichern zur Notstromversorgung sowie zum Optimieren des Lastgangs kann bei DC-Systemen durch den Direktanschluss effizienter erfolgen.

Der Kompensationsaufwand innerhalb eines AC-Werksnetz entfällt bei der Umstellung auf eine DC-Versorgung. Gleichzeitig ist es mittels der vollständigen Steuerbarkeit der Umrichtertechnologie möglich den Leistungsaustausch zwischen Teilnetzen oder Leitungen zu steuern. Dadurch kann eine höhere Auslastung der Betriebsmittel und somit bessere Effizienz erzielt werden. Gleichzeitig ist es durch die bessere Steuerbarkeit möglich auf Fehler zu reagieren bspw. durch schnelle Umschaltung Ausfälle zu vermeiden.

Durch eine Umstellung auf ein DC-Werksnetz kann je nach Aufbau eine Reduzierung der verlegten Kabelleitungen erreicht werden. Dies ist durch die Umstellung eines dreiphasigen Systems in AC auf ein zweiphasiges in DC möglich. Durch die bessere Ausnutzung des DC-Kabels kann eine höhere Leistung übertragen werden im Vergleich zu einem AC-System mit gleicher Spannung. Dies kann allgemein zu einer Reduzierung der Kabelquerschnitte und somit reduzierten Materialkosten führen.

#### 4.2 Bewertung des Genehmigungsprozesses für elektrische Infrastrukturvorhaben

Genehmigungsverfahren für elektrische Infrastrukturvorhaben unterscheiden sich hinsichtlich der dafür zuständigen Behörden, der Anzahl und Art der Teilprozesse und der damit einhergehenden Bearbeitungsdauer. Unterscheidungskriterien sind dabei in erster Linie die Spannungsebene sowie der Trassenverlauf (bundeslandübergreifend / bundeslandintern).



**Abbildung 4.1** Übersicht über die Genehmigungsprozesse für elektrische Infrastrukturprojekte

Vorhaben ab einer Nennspannung von 220 kV müssen sowohl die Bedarfsplanung, die Bundesfachplanung als auch die Planfeststellung durchlaufen. Vorhaben unter 220 kV unterliegen den jeweiligen Landesbehörden, wenn sie nicht bereits im Bundesbedarfsplan verankert sind. Für diese Vorhaben werden i.d.R. das Raumordnungsverfahren sowie die Planfeststellung angewandt. Unterhalb einer Nennspannung von 110 kV wird anhand der Raumbedeutsamkeit geprüft, ob ein Raumordnungsverfahren notwendig ist. Wenn die Raumbedeutsamkeit als gering eingeschätzt wird, dann kommt hier nur das Planfeststellungsverfahren der zuständigen Landesbehörde zum Tragen.

Mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG), dem Raumordnungsgesetz (ROG), dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und dem Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) wurde den einzelnen Teilschritten Zeitrahmen zugewiesen, in denen die Einzelschritte z.B. des Raumordnungsverfahrens erfolgen müssen. Anhand dieser Vorgaben kann eine grobe Abschätzung über die Dauer des jeweiligen Genehmigungsverfahrens getroffen werden. Es sei angemerkt, dass Zeitvorgaben auch unterschritten werden können oder Prozesse durch z.B. wiederholten Einspruch aus der Bevölkerung mehrfach durchgeführt werden müssen. Somit ist die Genehmigungsdauer prinzipiell nicht präzise vorhersagbar und es können große Abweichungen zu der nachfolgenden Übersicht entstehen.



**Abb. 4.1:** Abschätzung der Genehmigungsdauer für die Ausbauvarianten

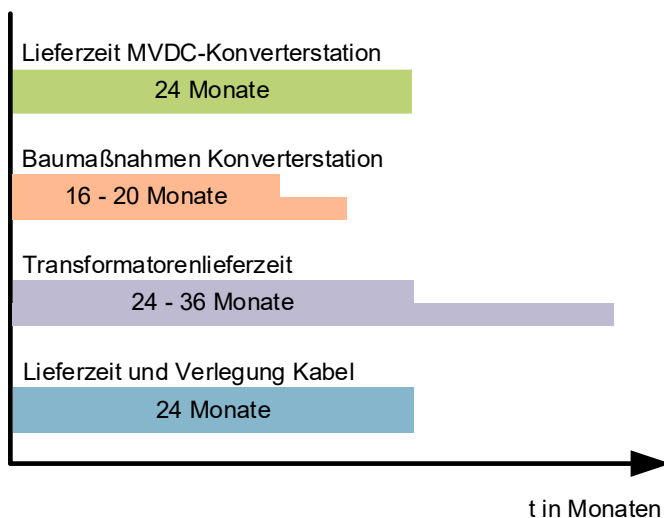
Es sei zusätzlich angemerkt, dass die aufgeführten Genehmigungsprozesse sich lediglich auf die Netzinfrastruktur beziehen. Für weitere ausbauprojektbezogene Vorhaben, wie z.B. die Errichtung eines Windparks nach Szenario 3, sind zusätzliche Genehmigungsprozesse notwendig.

**4.3 Bewertung der Verfügbarkeit der notwendigen Komponenten und Anlagen**

Die Verfügbarkeit der Komponenten konnte in Rücksprache mit den Herstellern abgeschätzt werden [4, 5]. Die tatsächlichen Lieferzeiten verlängern sich allerdings aufgrund der derzeitigen hohen Nachfrage perspektivisch und dienen nur als Richtwert:

- Lieferzeit MVDC-Konverterstation mindesten 2 Jahre
- Baumaßnahmen ca. 16- 20 Monate
- Transformatorenlieferzeit 2 bis 3 Jahre

Die Verfügbarkeit von Kabeln sowie deren Verlegung im Graben wird in ähnlicher Größenordnung von mindestens 2 Jahren angenommen. In Abb. 4.2 sind die geschätzten Lieferzeiten der Komponenten und Anlagen dargestellt. Sowohl für die MVDC-Szenarien als auch für das AC-Szenario wird eine minimale Lieferzeit von 24 Monaten geschätzt.



**Abb. 4.2:** Abschätzung Verfügbarkeit Komponenten und Anlagen

#### 4.4 Bewertung möglicher Umsetzungsphasen

Für die Bewertung möglicher Risiken in den Umsetzungsverfahren besteht grundsätzlich in Trassenneubauprojekten die größte Hürde. Sowohl der Planungsprozess selbst sowie die Realisierung der des Trassenbaus stellen ein mittleres Umsetzungsrisiko für Szenario 2 & 3 dar. Für Szenario 4 stellt eine verzögerte Fertigstellung der Trassenverstärkung der 110-kV-Freileitung ein mittleres Risiko dar. Grundsätzlich sind Verzögerungen in der Errichtung der Konverterstandorte sowie des UW-Standortes bei allen Szenarien möglich. Durch die Größe der Konverterstation im Szenario 1 ist von einem hohen Risiko auszugehen. Grundsätzlich erscheint eine Änderung des Planungsprozesses des projektierten HGÜ-Ausbauprojekts nach NEP beim derzeitigen Planungsfortschritt fast unmöglich. Eine zusammengefasste Übersicht der Umsetzungsrisiken für die Umsetzungsphasen ist in Tab. 4.1 dargestellt.

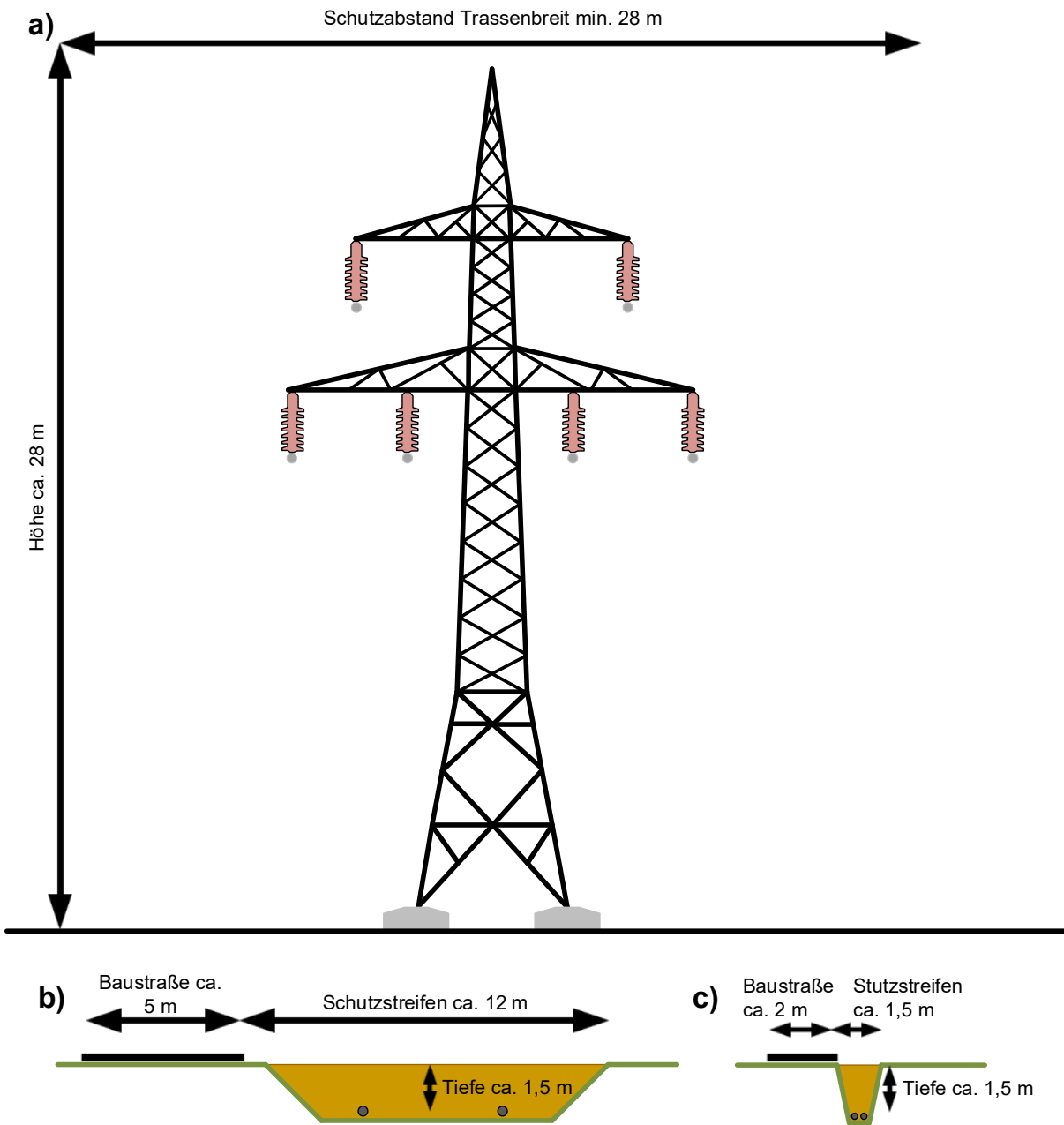
Lieferengpässe während Umsetzungsphase

**Tab. 4.1:** Umsetzungsrisiken

Szenario 1 HGÜ nach NEP	Szenario 2 MVDC Altenfeld	Szenario 3 MVDC Wind+Altenfeld	Szenario 4 AC-Referenz
sehr hoher Planungs- und Genehmigungsaufwand	Verzögerte Genehmigungsverfahren Kabel	Verzögerte Genehmigungsverfahren Kabel	Verzögerte Trassenverstärkung
Suedlink Planungsprozess abgeschlossen	Verzögerter Genehmigungsverfahren Konverterstandorte	Verzögerte Genehmigungsverfahren Konverterstandorte	Genehmigungsverfahren UW
<b>sehr hoch</b>	<b>mittel</b>	<b>mittel</b>	<b>mittel</b>

Für den Größenvergleich sind in Abb. 4.3 einmal exemplarisch die benötigten Trassenbreiten aufgezeigt. Der Gesamtbedarf an Fläche für eine 110-kV-Leitung inklusive Schutzstreifen beträgt minimal 28 m in der Trassenbreite [6]. Die Masthöhe ist mindestens 28 m hoch. Dem gegenüber benötigt ein Kabelsystem in HGÜ-Ausführung eine ungefähre Trassenbreite von 12 m mit einer Baustraße von ca. 5 m Breite [7]. Diese Fläche kann durch flachwurzelnden Bewuchs bewirtschaftet werden.

Für die Realisierung des MVDC-Kabeltrasse wird eine Schutzstreifenbreite von ca. 1,5 m benötigt sowie eine Baustraße von ca. 2 m Breite [8]. Auch hier kann die Fläche mit flachwurzelndem Bewuchs bewirtschaftet werden. Die Trassenbreite der 20-kV-DC-Trasse beträgt in etwa nur ein Zehntel des Schutzstreifens des 110-kV-Freileitungssystems. Die Wahrnehmbarkeit der Erdverkabelung ist, bis auf einen Baum freien Schutzstreifen, quasi nicht gegeben.



**Abb. 4.3:** Vergleich Trassenbreiten: a) Freileitung 110 kV, b) HGÜ-Kabel 525 kV, c) 20-kV-MVDC-Kabel

In Summe ergibt sich in der Bewertung des Umsetzungsrisikos des Trassenverlaufs somit für die MVDC-Verkabelung das geringste Umsetzungsrisiko.

#### 4.5 Bewertung der Erweiterbarkeit

Die Erweiterbarkeit für die Szenarien wird in diesem Abschnitt zunächst hinsichtlich der Erweiterbarkeit mit der momentan verfügbaren Technologie erörtert und im anschließenden Absatz die perspektivische Erweiterbarkeit der MVDC-Technologie durch Vermaschung aufgezeigt.

#### 4.5.1 Bestehende Technologie

Die Erweiterbarkeit aller vier Szenarien ist nicht ohne vorherige Einbeziehung in den Planungsprozess der Trassen sowie der Standorte möglich. Szenario 1 bietet von der HGÜ-Seite her Reserven für eine nachträgliche Erweiterung der Übertragungskapazität. Dies bedeutet, dass die HGÜ-Konverterstation ausreichend Leistungsreserven (technologisch bedingte, inhärente Überdimensionierung) für eine Erhöhung der übertragenen Leistung bereitstellt. Die MVDC-Verbindung vom HGÜ-Konverter zum Werksnetz ist nicht in der Lage eine höhere Leistung zu übertragen, wenn dies nicht im Planungsprozess berücksichtigt wird. Es könnten jedoch nachträglich weitere MVDC-Verbindungen parallel errichtet werden, diese bedürfen wiederum neue Planungs- und Genehmigungsverfahren.

Für Szenario 2 besteht auch keine direkte Möglichkeit zur Erhöhung der Übertragungskapazität der DC-Erdkabel. Technologisch besteht allerdings keine Begrenzung für die Errichtung weiterer MVDC-Systeme im Parallelbetrieb. Gleiches gilt für Szenario 3. Auch hier sind Erweiterungen der EE-Erzeugung durch Errichtung paralleler MVDC-Systeme möglich.

Für das Szenario 4 ergeben sich Limitierungen für die Erweiterung durch die maximal übertragbare Leistung des AC-Systems. Gleichzeitig ist aus Gründen des Netzschutzes keine beliebige Erweiterung durch Systeme im Parallelbetrieb möglich. Die Berücksichtigung der passenden Kurzschlussleistung sind hierfür zu berücksichtigen.

#### 4.5.2 Weiterentwicklung der MVDC-Technologie

Die Weiterentwicklung der DC-Schutztechnik im MV sowie HV ermöglicht in zukünftigen Anwendungen den Einsatz von DC-Leistungsschaltern bzw. Umrichtertechnologien, die eine Vermaschung des DC-Systems zulassen. Dies ermöglicht die Verbindung mehrerer Standorte sowie die damit einhergehende effizientere Ausnutzung des DC-Systems. Mögliche sich ergebende Vorteile sind z. B. die Reduzierung der Bezugsspitzen durch mehrere Netzverknüpfungspunkte oder eine bessere Ausnutzung des DC-Systems durch die Gleichzeitigkeit von Erzeugungs- und Lastgängen. Durch die vollständige Steuerbarkeit des MVDC-Systems kann ein optimiertes Energie-Management-System eingesetzt werden, welches Flexibilität an den verschiedenen Standorten bündelt. Durch diesen Effekt kann die absolute Menge an vorgehaltenen Notstromversorgungskapazitäten, bspw. in Form von Batteriespeichern, reduziert werden.

Werden zukünftig direkte DC-DC-Wandler von der Nieder- auf die Mittelspannung zur Verfügung stehen, können perspektivisch EE-Erzeugungsanlagen sowie Verbrauch mit weniger Wandlungsstufen und Wandlungsverlusten angeschlossen werden. Dies würde die Effizienz der Energieübertragung steigern und teilweise durch den Umstieg von drei Leiter im AC-System auf 2 Leiter im DC-System Leitermaterialien wie bspw. Kupferkabel einsparen.

## 5 Umsetzungsrisiken

Die Risikobewertung für die Szenarien findet auf der Grundlage eines holistischen Ansatzes statt. Ziel ist dabei einmal die technologische Perspektive zu betrachten, die auftretenden ökonomischen Risiken der Szenarien sowie mögliche Akteur-Risiken zu evaluieren, die der Umsetzung des Vorhabens aus sozialen Gesichtspunkten im Weg stehen könnten. Der Fokus liegt dabei auf den ausgewählten, spezifischen Lösungsoptionen, welche in Kapitel 2.3 für die Versorgungsszenarien ausgewählt worden.

### 5.1 Bewertung technologischer Risiken

Für die vier Szenarien sind die technologischen Risiken in Tab. 5.1 dargestellt. Für jedes einzelnes Szenario ist in der letzten Zeil das Gesamtrisiko für die jeweilige Technologieoption dargestellt, welches sich aus den vorangestellten Teilaspekten ableitet.

Die Bewertung der technologischen Risiken fällt zugunsten der konventionellen AC-Lösung aus. Bei dieser sind alle Komponenten mit Langzeiterfahrung in Betrieb und verfügbar. Einzig der Blindleistungs-Kompensationsbedarf (Bereitstellung notwendiger Betriebsmittel zur Einhaltung der Netzanschlussbedingungen) muss in der Planung zusätzlich berücksichtigt werden. Für die MVDC-Varianten liegen noch keine Erfahrungen mit Referenzanlagen im Langzeitbetrieb vor. Es besteht das technologische Risiko, dass bei der Verwendung von AC-Kabeln für den DC-Betrieb eine vorzeitige Alterung auftritt. Die HGÜ-Technologie ist von der Konverter-Technologie mit ausreichend Betriebserfahrung im Einsatz jedoch nicht im Drei-Terminal-Betrieb. Die Verwendung von 525-kV-VPE-Kabeln stellt technologisch ein weiteres Risiko dar, da nicht ausreichend Betriebserfahrung mit VPE-Landkabel in diesem Spannungsbereich vorliegt. Die Gesamtbetrachtung der MVDC- sowie HGÜ-Technologie wird mit einem mittleren Risiko bewertet.

**Tab. 5.1:** Technologische Risiken

Szenario 1 HGÜ nach NEP	Szenario 2 MVDC Altenfeld	Szenario 3 MVDC Wind+Altenfeld	Szenario 4 AC-Referenz
Multi-Terminal HVDC nicht Stand der Technik	keine Referenzanlage	keine Referenzanlage	Trassenverstärkung durch TEN vorgesehen (NEP)
Versorgungszuverlässigkeit Kabel	Verwendung DC-Kabel in Spannungsbereich	Verwendung DC-Kabel in Spannungsbereich	Zu beachten sind: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kompensationsaufwand</li> <li>• USV</li> </ul>
<b>mittel</b>	<b>mittel</b>	<b>mittel</b>	<b>gering</b>

### 5.2 Bewertung ökonomischer Risiken (Komponentenkosten)

Die Bewertung der ökonomischen Risiken spiegelt sich vor allem in den Investitionskosten wider. Für das Szenario 1 sind die Investitionskosten sehr hoch und i.d.R. nicht wirtschaftlich vertretbar. Für die Szenarien 2 & 3 sind die Investitionskosten hoch und stellen ein mittleres Risiko für die Umsetzung dar. Im Verhältnis ist das finanzielle Risiko für das Szenario 4 gering. Dies leitet sich aus den sozialisierten Kosten für die bestehende Netzinfrastruktur ab. Dementsprechend bestehen die Investitionskosten nur aus dem UW-Neubau als Kundenanlage.

Tab. 5.2: Ökonomische Risiken

Szenario 1 HGÜ nach NEP	Szenario 2 MVDC Altenfeld	Szenario 3 MVDC Wind+Altenfeld	Szenario 4 AC-Referenz
sehr hohe Investitionskosten Konverter	hohe Investitionskosten in Konverter	hohe Investitionskosten in Konverter	Errichtung UW als eigene Kundenanlage
hohe Investitionskosten in Kabel	hohe Investitionskosten in Kabel	hohe Investitionskosten in Kabel	Zu beachten sind: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reine EE-Beschaffung über Markt</li> <li>• Anschluss EE entfernt vom Werksgelände nicht einfach möglich</li> </ul>
<b>hoch</b>	<b>mittel</b>	<b>mittel</b>	<b>gering</b>

### 5.3 Bewertung von sozialen Umsetzungsrisiken

Um die sozialen Risiken für die Umsetzung der verschiedenen Technologieoptionen einschätzen zu können, wurde eine systematische Literaturrecherche durchgeführt. Ziel war es Faktoren zu identifizieren, die sich sowohl hinderlich als auch förderlich auf die Akzeptanz des Projektvorhabens auswirken können. Zur Einordnung der Befunde in den Thüringer Kontext wurde ergänzend ein qualitatives Experteninterview mit regionalen Projektierern für Windenergie durchgeführt. Zur Ableitung geeigneter Handlungsempfehlungen wurde außerdem ein Interview mit einem der Geschäftsführer von Wiegand Glas durchgeführt.

#### 5.3.1 Methode

##### 5.3.1.1 Systematische Literaturrecherche

Die systematische Literaturrecherche orientierte sich in der Publikationsauswahl an den Kriterien des PRISMA-Ansatzes, der einen international anerkannten Leitfadens für die Durchführung und Dokumentation systematischer Reviews und Metanalysen darstellt [9, 10].

##### Auswahlkriterien

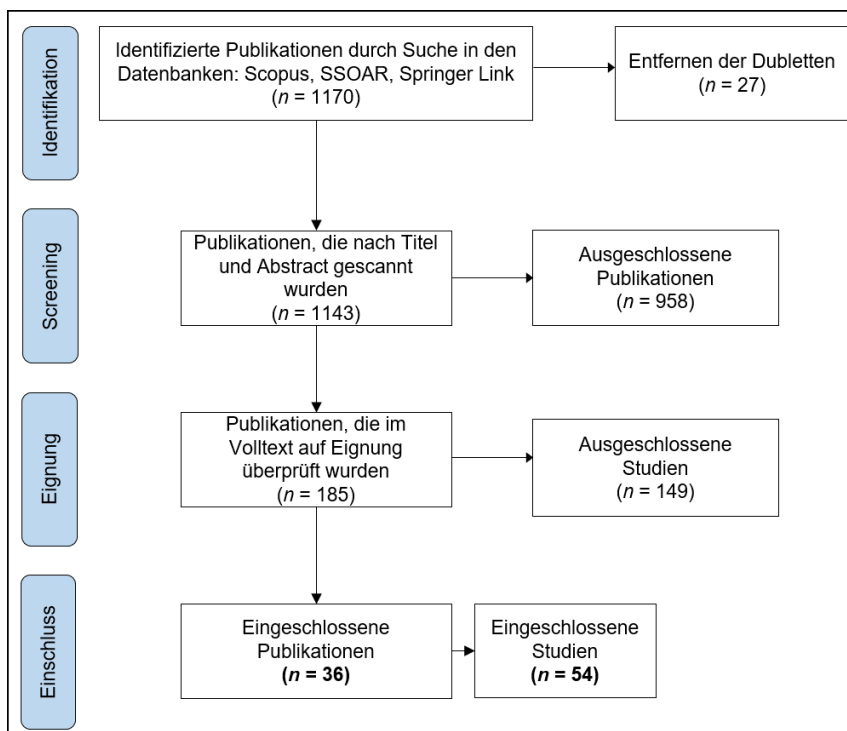
Die Auswahlkriterien der Recherche sind in Tab. Anhang E-1 zusammengefasst. Im ersten Schritt wurden vier Überblicksaufsätze ermittelt, die den Forschungsstand zusammenfassen [11–14]. Diese Überblicksaufsätze verdeutlichen, dass die Akzeptanz für Projekt in der Region wichtiger für die Implementierung eines Infrastrukturprojekts ist als die Akzeptanz auf nationaler Ebene. Deswegen wurde entschieden in die Analyse nur solche Publikationen einzubeziehen, die die regionale Akzeptanz (oder verwandte Konzepte, z.B. Partizipation mit regionalem Bezug) untersuchen. Außerdem waren nur Publikationen von Interesse, die sich auf mindestens eine der für das Projektvorhaben relevanten



Technologieoptionen beziehen, dies sind Onshore-Windenergieanlagen, Freiflächen PV-Anlagen, sowie Erdkabelleitungen und Freilandleitungen. Weitere Voraussetzung war, dass sie die regionale Akzeptanz im deutschen Kontext untersuchen. In Hinblick auf das methodische Vorgehen sollte es sich um empirische Arbeiten handeln; reine Theoriebeiträge wurden nicht berücksichtigt. In methodischer Hinsicht wurden keine Einschränkungen vorgenommen.

### Suche und Selektionsprozess

Für die Studiensuche dienten Scopus, Springer Link und Social Science Open Access Repository (SSOAR), da vor allem in sozialwissenschaftlichen Datenbanken Akzeptanzstudien zu erwarten sind. Der verwendete Suchstring basiert auf den Auswahlkriterien und ist Tab. Anhang E-2 zu entnehmen. Da die Suche ergab, dass ab 2005 die Anzahl der Suchergebnisse anstieg, wurde ein Zeitraum von 2005 bis 2023 (Stand: 31.01.2023) für die Suche festgelegt. Dem PRISMA-Ansatz folgend (Abb. 5.1) ergab die Suche insgesamt 1170 Publikationen, wovon 27 Dubletten entfernt wurden. Die verbleibenden 1143 Publikationen wurden nachfolgend anhand des Titels und des Abstracts auf ihre Relevanz geprüft. Durch diese Prüfung konnten 958 Publikationen aussortiert werden. Die verbliebenen 185 Publikationen wurden anhand des Volltextes bewertet. Basierend auf den Auswahlkriterien wurden davon weitere 149 ausgeschlossen, sodass am Ende 36 Publikationen übrigblieben, die relevante Informationen enthielten. Die eingeschlossenen Publikationen bestehen teilweise aus mehreren Studien. Dies ist der Fall, wenn in einer Publikation die regionale Akzeptanz von mehreren Technologien untersucht wurde. Insgesamt ergeben sich aus den eingeschlossenen Publikationen somit 54 Studien (Tab. Anhang E-6).



**Abb. 5.1:** PRISMA-Flowchart

### Auswertung der Studien

Die eingeschlossenen Studien wurden hinsichtlich der darin identifizierten Akzeptanzfaktoren und Akzeptanzhindernisse untersucht. Bei quantitativen Analysen galt ein potentieller Akzeptanzfaktor als relevant, wenn ein signifikanter Effekt

nachgewiesen wurde. Bei qualitativen Analysen wurden solche Akzeptanzfaktoren festgehalten, die von den Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern vor dem Hintergrund ihrer Analysen identifiziert und als relevant benannt wurden.

### 5.3.1.2 Qualitative Interviews

Darüber hinaus wurden zwei Experteninterviews durchgeführt. Im Rahmen des ersten Interviews wurden zwei Projektierer für Windenergie eines Thüringer Unternehmens mithilfe eines vorher entwickelten Leitfadens (Tab. Anhang E-4) zu verschiedenen Akzeptanzfaktoren befragt. Die Ausgestaltung des Leitfadens orientierte sich an den Ergebnissen der systematischen Literaturrecherche. Das Interview dauerte insgesamt zwei Stunden. Das zweite Experteninterviews wurde mit dem Geschäftsführer von Wiegand Glas durchgeführt, ebenfalls mithilfe eines zuvor entwickelten Leitfadens (Tab. Anhang E-5). Auch in diesem einstündigen Interview ging es um Akzeptanzfragen, aber aus der Perspektive eines wichtigen Unternehmers der Glasindustrie in der Grenzregion Thüringen/Bayern.

### 5.3.2 Ergebnisse

Nachfolgend stehen die Ergebnisse der systematischen Literaturrecherche im Fokus, die durch Befunde der Experteninterviews ergänzt werden.

#### 5.3.2.1 Merkmale der Publikationen und Studien

Wie in Tab. 3.1 zu sehen ist, untersucht mehr als die Hälfte der vorliegenden Studien (n=30) die regionale Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen, gefolgt von Freiflächen PV-Anlagen (n=10) und Freilandleitungen (n=9). Zur regionalen Akzeptanz von Erdkabelleitungen liegen die wenigsten Studien vor (n=5). Diese Erdkabel-Studien beziehen sich zudem ausschließlich auf Höchstspannungskabel (Suedlink, 525 kV), bzw. in einem Fall wurden keine Angaben zur Spannungsebene gemacht. Untersuchungen zur Akzeptanz von Erdkabeln im Mittelspannungsbereich (50 kV) existieren nicht. Dies muss bei der Interpretation der Befunde zu Erdkabelleitungen berücksichtigt werden. Die große Mehrheit der Studien untersucht die regionale Akzeptanz bei den Bürgerinnen und Bürgern und nur wenige beziehen sich (auch) auf politische Stakeholder. Dabei erfassen die meisten Studien das Konzept der Akzeptanz auf Einstellungsebene. Aktivere Formen der (fehlenden) Akzeptanzartikulation wie Partizipation oder Protest werden deutlich seltener adressiert.

**Tab. 5.3:** Merkmale der identifizierten Publikationen und Studien

	gesamt	Onshore-Windenergieanlagen	Freiflächen PV-Anlagen	Freilandleitungen	Erdkabelleitungen (nur Höchstspannung, Suedlink, 525 kV)
<b>Publikationen</b>	36	84% (30)	28% (10)	25% (9)	14% (5)
<b>Studien</b>	54	56% (30)	19% (10)	17% (9)	9% (5)
<b>Stakeholder</b>					
Zivilgesellschaft		97%	80%	89%	100%
Politische Akteure		10%	20%	11%	-
<b>Outcomes</b>					
Akzeptanz		64%	60%	33%	40%
Protest/Unterstützung		20%	10%	22%	20%
Partizipation		3%	-	22%	20%

Erfolgreiche Implementierung		14%	20%	11%	-
Konflikt		3%	10%	11%	20%

**Anmerkung:** Prozentwerte für Stakeholder und Outcomes basieren jeweils auf der Anzahl der Studien pro Technologie. Lesebeispiel: 56 Prozent der Studien untersuchen die regionale Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen. Davon untersuchen 97 Prozent deren Akzeptanz bei den Bürgerinnen und Bürgern.

### 5.3.2.2 Akzeptanzfelder

Technologieübergreifend ergeben sich insgesamt vier Felder von Akzeptanzfaktoren (siehe Tab. 5.4): Prozessqualität, wahrgenommener Nutzen, wahrgenommene Risiken, Kontextfaktoren. Darüber hinaus wurden vereinzelt personenbezogene Faktoren (z.B. Wohnsituation, soziodemographische Merkmale, Erfahrungen) und weitere Einstellungen und Wahrnehmungen (z.B. wahrgenommene Betroffenheit) identifiziert, die unter „Sonstige Faktoren“ zusammengefasst sind.

**Tab. 5.4:** Akzeptanzfelder

Akzeptanzfeld	Dimensionen	Erläuterung/Beispiele
<b>Prozessqualität</b>	Partizipationsmöglichkeiten	Finanziell, informativ, konsultativ, prozedural (Partizipation am Entscheidungsprozess)
	Vertrauen	Vertrauen in verschiedene Akteure sowie Informationen und Prozesse
	Fairness	Fairness des Entscheidungsprozesses (prozedural) und der Verteilung von Kosten und Nutzen (distributiv)
<b>Wahrgenommener Nutzen</b>	Regionaler Nutzen	Wahrgenommene Vorteile eines Ausbauprojekts für die Region, z.B. Schaffung von Arbeitsplätzen (ökonomischer Nutzen)
	Allgemeiner Nutzen	Wahrgenommene Vorteile auf nationaler Ebene, z.B. Nutzen für die deutsche Wirtschaft, oder auf globaler Ebene, z.B. Beitrag zur Begrenzung des Klimawandels
<b>Wahrgenommene Risiken</b>	Regionale Risiken	Befürchtungen und wahrgenommene Nachteile eines Ausbauprojekts für die Region, z.B. Eingriffe in das Landschaftsbild
	Allgemeine Risiken	Wahrgenommene Nachteile auf nationaler Ebene, z. B. Nachteile für die deutsche Wirtschaft
<b>Kontextfaktoren</b>	Projekteigenschaften	Merkmale eines konkreten Ausbauprojekts, z.B. Standort, Herkunft der Projektentwickler
	Strukturelle Bedingungen	Rahmenbedingungen, z.B. medialer Diskurs, regional aktive Bürgerinitiativen

Die Abbildungen 5.2 bis 5.5 stellen dar, wie häufig die unterschiedlichen Akzeptanzfaktoren bei den verschiedenen Technologien untersucht worden sind und ob sie sich dabei als bedeutsam erwiesen haben. Die farbigen Säulenanteile zeigen an, in wieviel Prozent der Studien sich der jeweilige Faktor

als signifikant herausgestellt hat. Die grauen Säulenanteile hingegen dokumentieren, wie groß der Anteil der Studien ist, in denen der jeweilige Faktor zwar untersucht wurde, sich jedoch als nicht relevant erwiesen hat. Die unterschiedliche Höhe der Säulen verdeutlicht, dass die verschiedenen Faktoren ganz unterschiedliche Beachtung in der Forschung gefunden haben. Insgesamt zeigt sich aber, dass fast immer, wenn ein Faktor untersucht wurde, sich dieser auch als bedeutsam erwiesen hat. Der Anteil der Studien, in denen untersuchte Faktoren sich als nicht relevant erwiesen haben (grauer Säulenanteil), ist bei den meisten Faktoren eher gering.

Die relevanten Akzeptanzfaktoren für Onshore-Windenergieanlagen (Abbildung 5.2) stammen vor allem aus dem Bereich der Prozessqualität: Partizipation, wahrgenommene Fairness und Vertrauen wurden häufig untersucht und haben sich auch fast immer als bedeutsam erwiesen. Eine große Rolle spielen auch die regionalen Risiken, während die allgemeinen Risiken kaum analysiert wurden. Auch die Kontextfaktoren wurden relativ häufig untersucht und erwiesen sich fast immer als relevant. Der Einfluss des wahrgenommenen Nutzens wurde hingegen nur in jeder dritten bis vierten Studie betrachtet, erwies sich dann aber fast durchgängig als signifikant. Von den sonstigen Faktoren waren es vor allem Wissen und Erfahrungen der Untersuchungsteilnehmer, die sich auf die Akzeptanz auswirkten.

Bei der Akzeptanz der Freiflächen PV-Anlagen (Abbildung 5.3) ist das Bild auf den ersten Blick ähnlich. Die Prozessqualität, insbesondere die Partizipationsmöglichkeiten wurden häufig analysiert und erweisen sich als signifikante Faktoren. Auch die wahrgenommenen regionalen Risiken wurden wiederum häufig untersucht. Hier sind die Ergebnisse der Studien aber weniger eindeutig. In einem Drittel der Studien erweisen sie sich als nicht bedeutsam. Vergleicht man die Wirksamkeit von wahrgenommenen Risiken und Nutzenerwartungen als Akzeptanzfaktoren, dann findet man bei Freiflächen PV-Anlagen ein ausgewogenes Bild. Jeweils 40 Prozent der Studien kommen zu dem Ergebnis, dass a) der wahrgenommene regionale Nutzen die Akzeptanz der Menschen steigert und dass b) die wahrgenommenen regionalen Risiken die Akzeptanz verringern. Bei den Freiflächenanlagen sind sowohl der Nutzen als auch die Risiken relevant. Im Unterschied zu den Onshore-Windenergieanlagen ist der Einfluss der Kontextfaktoren bei den PV-Freiflächenanlagen geringer. Die sonstigen Faktoren wurden nur selten untersucht und erweisen sich zudem auch relativ häufig als nicht einflussreich.

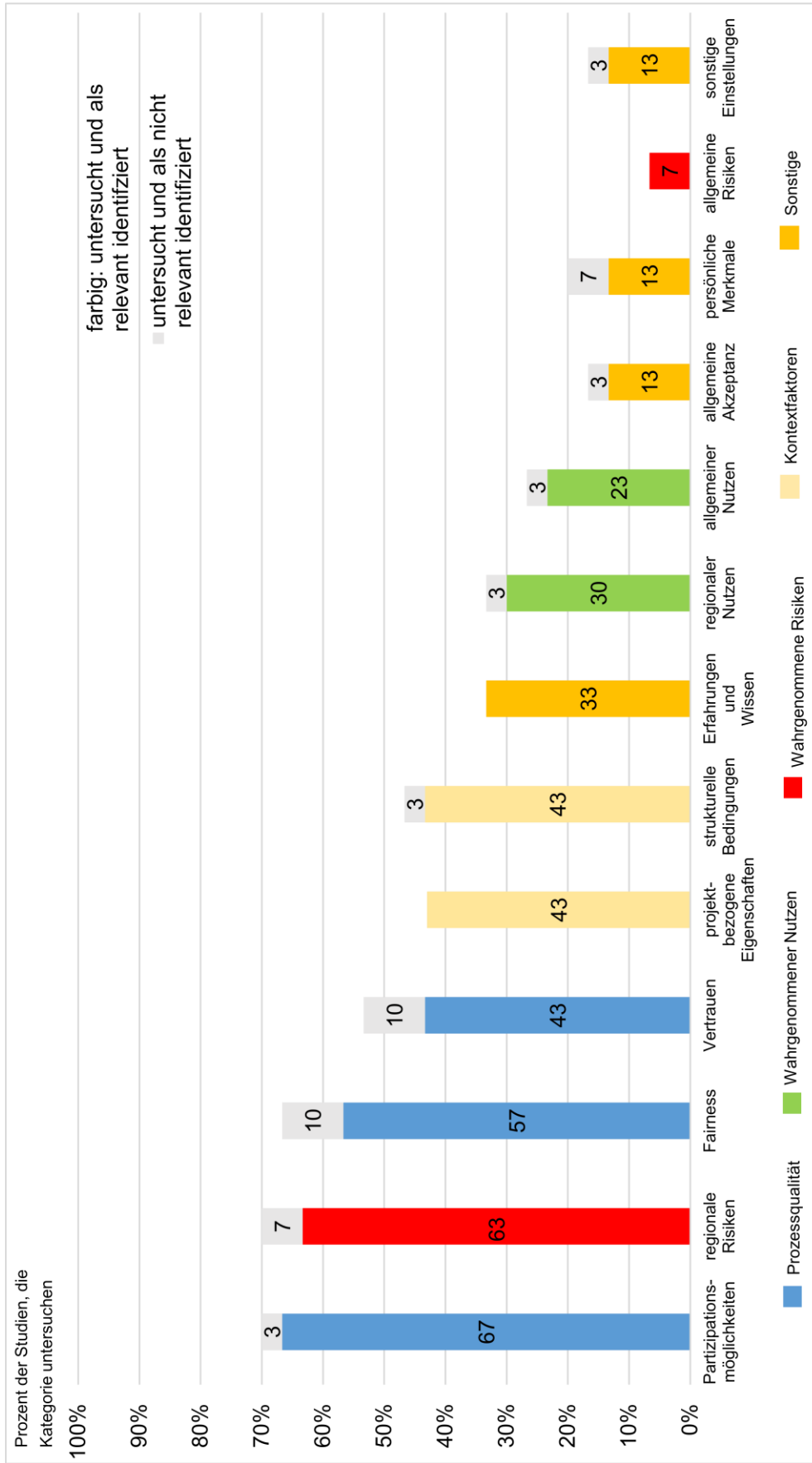
Während für die beiden EET (Erneuerbare-Energien-Technologien) die meisten Studien (20 von 30 Wind, bzw. 7 von 10 PV) Partizipationsmöglichkeiten als wichtigsten Akzeptanzfaktor identifiziert haben, sind diese für die regionale Akzeptanz von Erdkabelleitungen von etwas geringerer Bedeutung (3 von 5). Bei der Akzeptanz von Erdkabelprojekten (Suedlink, 525 kV) ist hingegen die Wahrnehmung regionaler Risiken der mit Abstand wichtigste Faktor. Dieser Aspekt wurde in allen Studien untersucht und erwies sich auch in allen als relevant. Wahrgenommener Nutzen wurde hingegen kaum untersucht und entsprechend auch nur einmal als bedeutsam ermittelt. Generell zeigt sich auch hier wieder, dass die verschiedenen Dimensionen der Prozessqualität in den Studien relativ häufig betrachtet wurden und sich dann auch als relevant herausstellten. Aber auch persönliche Eigenschaften der untersuchten Personengruppen und strukturelle Rahmenbedingungen hatten in zwei der fünf Studien einen Einfluss. Festzuhalten ist bei den Erdkabelstudien, dass viele Faktoren gar nicht untersucht wurden, dass sich aber alle Faktoren, wenn sie untersucht wurden – mit Ausnahme der projektbezogenen Eigenschaften – durchgängig als einflussreich erwiesen.

Im Unterschied zu den Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) ist die Struktur der Ergebnisse bei den Freilandleitungen weniger eindeutig. Zum einen finden sich hier häufiger Studien, die den Einfluss von bestimmten Faktoren nicht nachweisen konnten (graue Säulenanteile) und zum anderen ist hier der Effekt der wahrgenommenen Risiken weniger dominant. Insgesamt verteilt sich der Fokus der

Untersuchungen auf mehr Aspekte. Selbst die Prozessdimensionen und damit auch die Partizipationsmöglichkeiten wurde nur in vier von neun Studien untersucht, erweisen sich dann aber fast immer als wichtig. Auch bei den Freilandleitungen erweist sich der wahrgenommene Nutzen hingegen für die Akzeptanz kaum als bedeutsam. Die persönliche Situation und Merkmale der Untersuchungsteilnehmer sind für die regionale Akzeptanz von Freileitungen anscheinend wichtiger als für die Akzeptanz der anderen untersuchten Technologien.

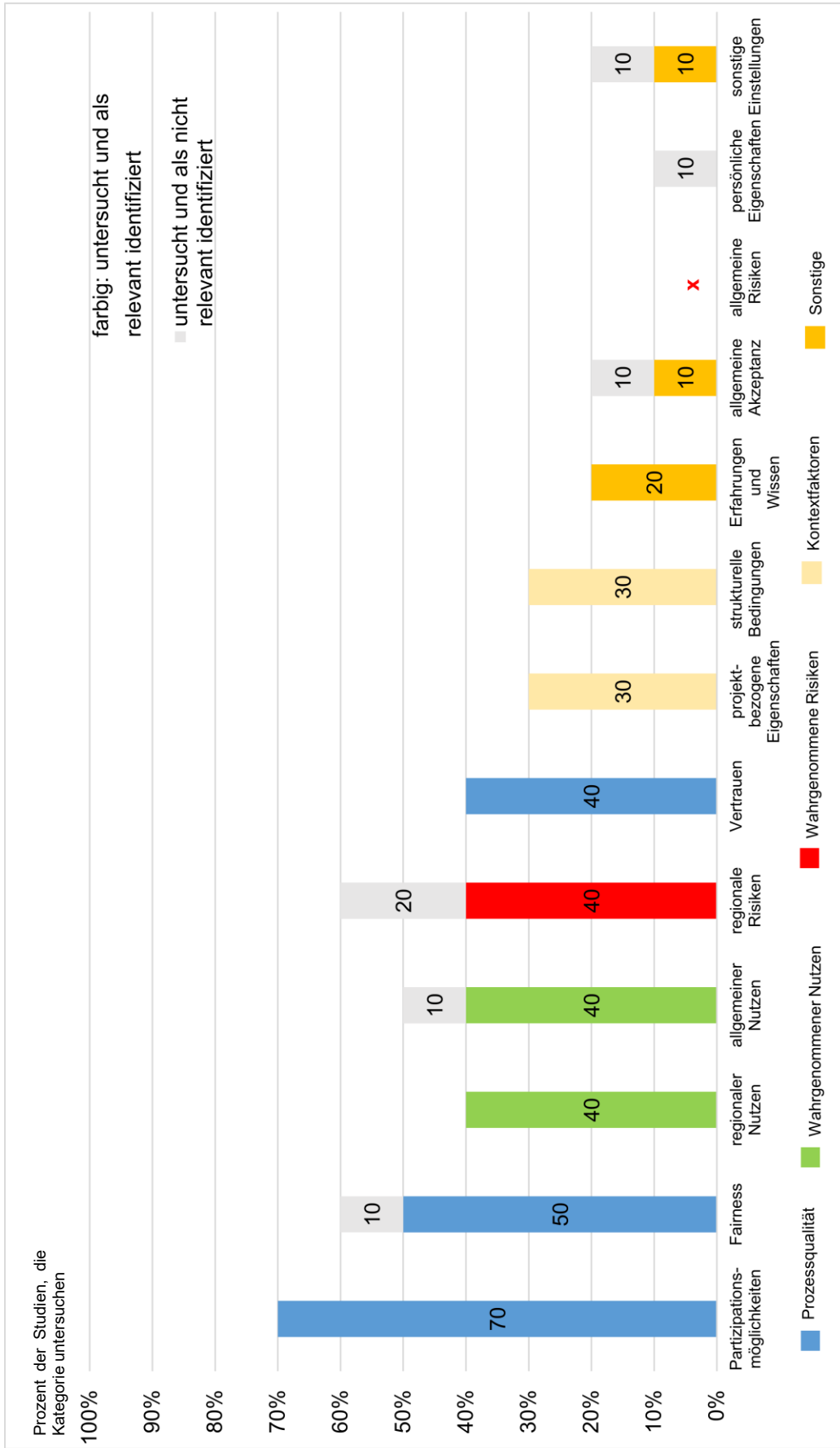
Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die ermittelte unterschiedliche Bedeutung der verschiedenen Faktoren für die Akzeptanz vor allem darauf zurückzuführen ist, dass einige Faktoren häufig andere hingegen kaum untersucht wurden. Dass Faktoren, die untersucht wurden, sich als nicht relevant erwiesen haben, bildet die Ausnahme. Das Ergebnis dürfte zum einen darauf zurückzuführen sein, dass einige Faktoren bei bestimmten Technologien von vorneherein als weniger relevant erscheinen und deswegen nicht so häufig berücksichtigt wurden: So ist der rechtliche Spielraum für Beteiligungsmöglichkeiten bei Ausbauprojekten für Erneuerbaren Energien deutlich größer als bei Erdkabel oder Freiland-Projekten. Zum anderen kann das Ergebnis aber auch darauf zurückzuführen sein, dass nicht signifikante Ergebnisse schlechtere Publikationschancen haben als signifikante Befunde.

Trotz dieser Einschränkungen lässt sich aber zusammenfassend sagen, dass sich die Wahrnehmung regionaler Risiken und die Prozessqualität - und darin vor allem die Partizipationsmöglichkeiten - als herausragende Einflussfaktoren bei allen Technologien erwiesen haben.



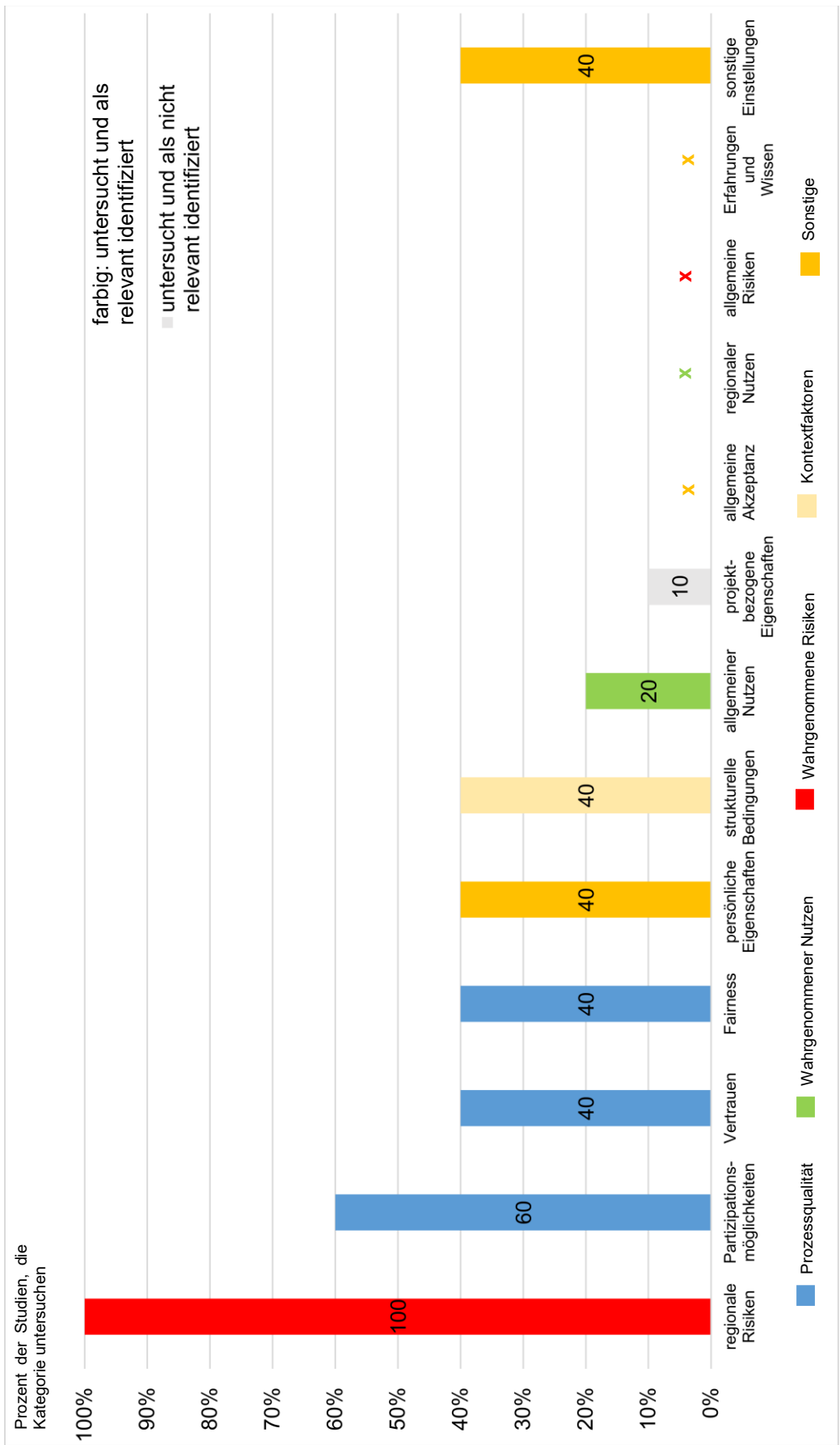
**Abb. 5.2:** Akzeptanzfaktoren im Kontext von Onshore-Windenergieanlagen

Anmerkung: Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen. Leisebeispiel: 67 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen identifizieren Partizipationsmöglichkeiten als Faktor, der die regionale Akzeptanz beeinflusst, während 3% der Studien diesen untersucht, aber als nicht relevant identifiziert haben.



**Abb. 5.3:** Akzeptanzfaktoren im Kontext von Freiflächen PV-Anlagen

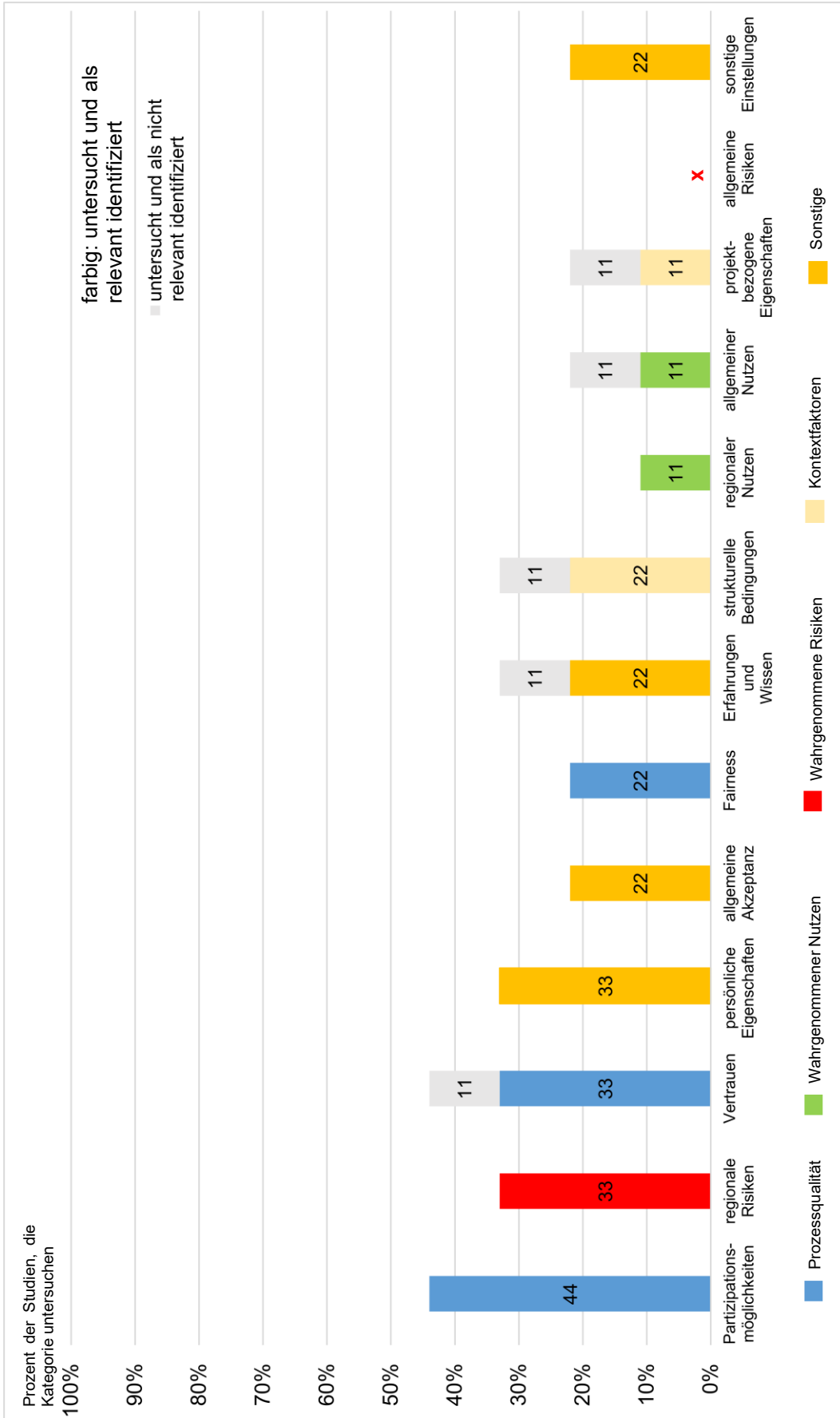
*Anmerkung:* Prozentwerte basieren auf n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen. Lesbeispiel: 70 Prozent der Studien zu Freiflächen PV-Anlagen identifizieren Partizipationsmöglichkeiten als Faktor, der die regionale Akzeptanz beeinflusst.



**Abb. 5.4:** Akzeptanzfaktoren im Kontext von Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV)

Anmerkung: Prozentwerte basieren auf n = 5 Studien zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV). Lesbeispiele: 60 Prozent der Studien zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) identifizieren Partizipationsmöglichkeiten als Faktor, der die regionale Akzeptanz beeinflusst.





**Abb. 5.5:** Akzeptanzfaktoren im Kontext von Freilandleitungen

*Anmerkung:* Prozentwerte basieren auf n = 9 Studien zu Freilandleitungen. Lesbeispiel: 44 Prozent der Studien zu Freilandleitungen identifizieren Partizipationsmöglichkeiten als Faktor, der die regionale Akzeptanz beeinflusst

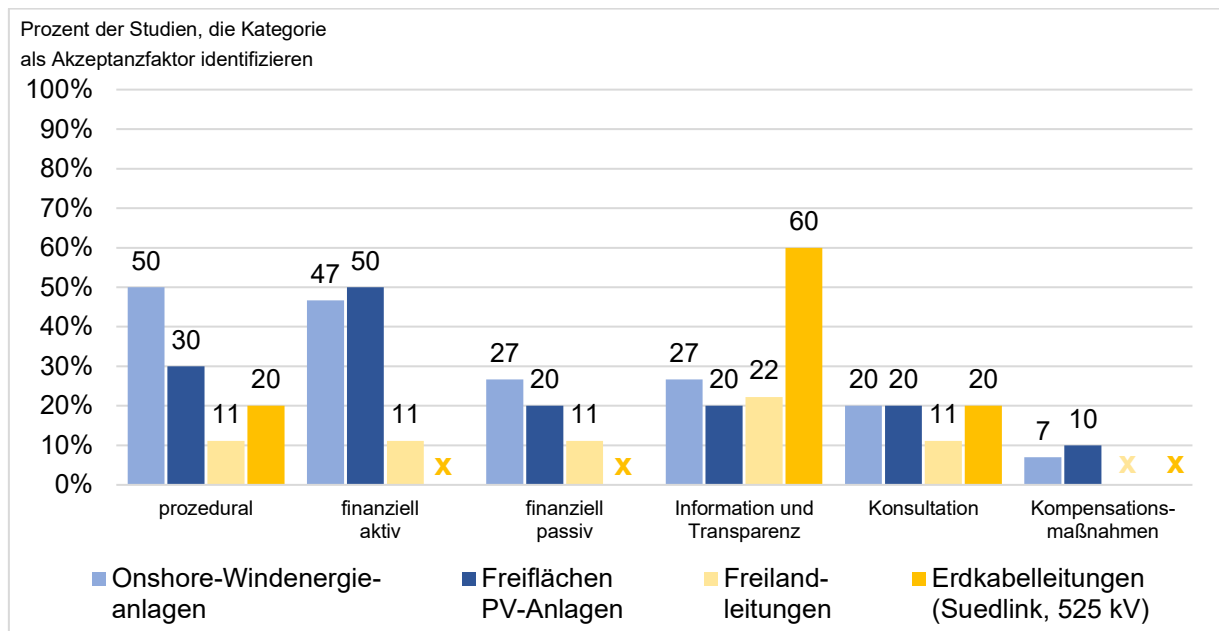
Nachfolgend sind die Befunde für die einzelnen Akzeptanzfelder und ihren Unterdimensionen aufgeführt. Die Ergebnisse zu „Sonstigen Faktoren“ befinden sich in Tab. Anhang E-9 und Abb. Anhang E-2. Die Ergebnisse werden jeweils vergleichend für die vier Technologien dargestellt.

### 5.3.2.3 Prozessqualität

#### 5.3.2.3.1 Partizipationsmöglichkeiten

Sowohl für Onshore-Windenergieanlagen als auch für Freiflächen PV-Anlagen zeigt sich, dass aktive Partizipationsmöglichkeiten, d.h. die prozedurale Beteiligung am Entscheidungsprozess sowie die finanzielle Beteiligung in Form von Investitionsmöglichkeiten, für die regionale Akzeptanz wichtiger sind als passive Formen der Partizipation (siehe Abb. 5.6). Etwas weniger, aber immerhin 27 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen und 20 Prozent der Studien zu Freiflächen PV-Anlagen zeigen, dass Information und Transparenz in Zusammenhang mit Ausbauprojekten wichtig für die regionale Akzeptanz sind.

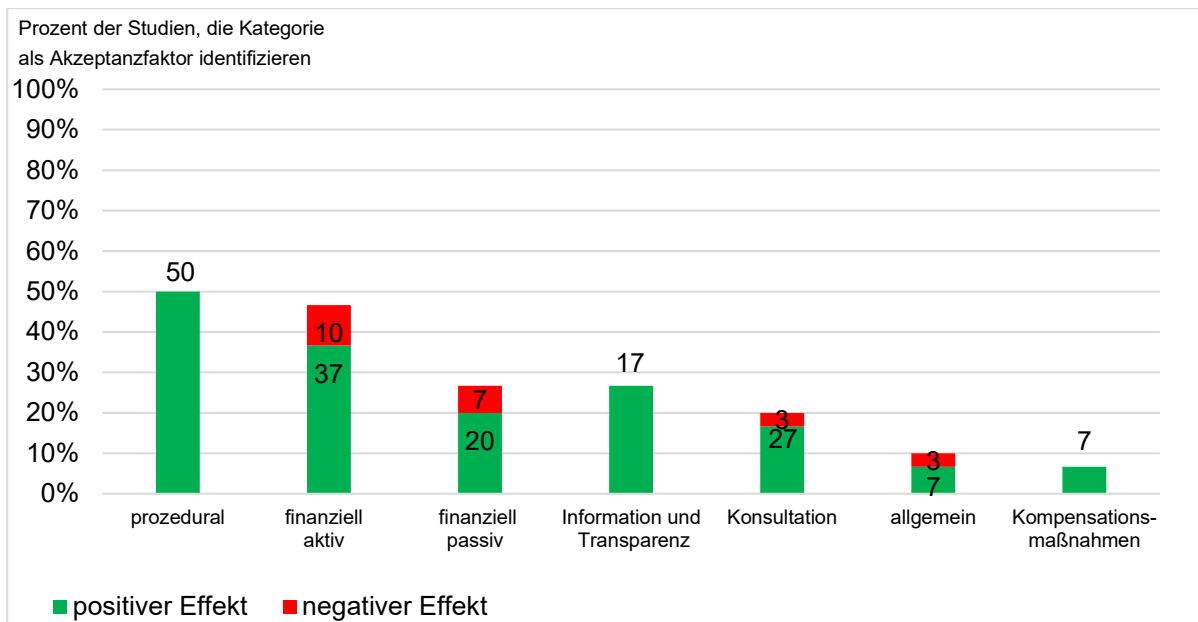
Bei den Leitungsprojekten spielen die verschiedenen Partizipationsformen nur eine untergeordnete Rolle. Sie werden entweder gar nicht oder in maximal 20 Prozent der Studien als relevante Faktoren identifiziert. Einzige Ausnahme bildet der Faktor Information und Transparenz. Er wurde bei den Erdkabelprojekten in 3 von 5 Studien als relevant herausgearbeitet und bei Freilandleitungen immerhin in 2 von 9 Fällen als bedeutsam ermittelt.



**Abb. 5.6:** Partizipationsmöglichkeiten und ihre Bedeutung für die regionale Akzeptanz

**Anmerkung:** Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Studien zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Studien zu Freilandleitungen. **Lesebeispiel:** 50 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen identifizieren prozedurale Partizipationsmöglichkeiten im Rahmen eines Ausbauprojekts als Faktor, der die regionale Akzeptanz beeinflusst.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass Partizipationsmöglichkeiten die Akzeptanz steigern. Tatsächlich ist dies aber nicht immer der Fall. Während die Studien zu Freiflächen PV-Anlagen und den Leitungsvarianten konsistent zu dem Ergebnis kommen, dass die verschiedenen Beteiligungsmöglichkeiten akzeptanzsteigernd sind, zeichnet sich in Zusammenhang mit Onshore-Windenergieanlagen ein deutlich komplexeres Bild ab – insbesondere in Hinblick auf finanzielle Beteiligungsmöglichkeiten (siehe Abb. 5.7): 37 Prozent der Studien finden heraus, dass Investitionsmöglichkeiten die regionale Akzeptanz stärken, jedoch weisen weitere 10 Prozent der Studien gegenteilige Zusammenhänge nach. Studie #7 führt diesen Befund auf die Tatsache zurück, dass solche aktiven Partizipationsmodelle in wirtschaftlich schlechter gestellten Regionen Deutschlands als unfair empfunden werden, da sie soziale Ungleichheiten forcieren und somit die Akzeptanz bei den Menschen vor Ort eher verringern. Ähnliches zeigt sich aber auch bei passiven finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten. Während 20 Prozent der Studien einen positiven Zusammenhang nachweisen, kommen 7 Prozent zu dem Befund, dass solche Maßnahmen die Akzeptanz gefährden, etwa aufgrund des Gefühls der Menschen, bestochen zu werden (z.B. #19).



**Abb. 5.7:** Partizipationsmöglichkeiten und regionale Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen

*Anmerkung:* Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen. *Lesebeispiel:* 10% der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen identifizieren aktive finanzielle Partizipationsmöglichkeiten als Faktor, der die regionale Akzeptanz verringert, wohingegen die Mehrheit, 37 Prozent, zu dem Befund kommt, dass die regionale Akzeptanz dadurch begünstigt wird.

Die Ergebnisse des Experteninterviews mit einem Projektierer für Windenergie verdeutlichen diese Befunde. Sie differenzieren zwischen vier Modellen finanzieller Partizipation bei Ausbauprojekten von Onshore-Windenergieanlagen: (1) Investitionen in Anlagenanteile, (2) Beteiligung an Erträgen der Anlagen in Form finanziellen Zuschusses zur Stromrechnung, (3) Beteiligung der Kommune an den

Erträgen der Anlagen basierend auf §6 EEG<sup>4</sup>, (4) Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen, etwa den Rückbau und die Entsiegelung eines ehemaligen Fabrikgeländes der Gemeinde. Besonders positiv sind vor dem Hintergrund des Experteninterviews die Zuschüsse zur Stromrechnung sowie die Beteiligung der Kommunen basierend auf §6 EEG zu bewerten. Im Gegenteil zu Investitionsmöglichkeiten in Anlagenanteile, ermöglichen sie eine passive Beteiligung an den Erträgen und sind somit mit keinem finanziellen Risiko auf Seiten der Bevölkerung und der Kommunen verbunden, was die Akzeptanz stärkt:

*„Je komplexer es wird, je größer das Risiko ist, je unsicherer die Erträge und die Gewinne sind, desto schwieriger ist es natürlich, die Leute davon zu überzeugen und desto weniger Leute erreicht man damit.“* [Projektierer für Windenergie]

Neben finanziellen Beteiligungsmöglichkeiten zeigen sich auch bei konsultativen Instrumenten der Partizipation gemischte Befunde. Während die Mehrheit der Studien (17 Prozent) zu Onshore-Windenergieanlagen eine akzeptanzsteigernde Wirkung beobachten, berichten 3 Prozent über negative Folgen für die regionale Akzeptanz. Auch in diesem Zusammenhang liefern die Befunde des Experteninterviews wichtige Hinweise, die diesen Befund erklären könnten. Es wird hauptsächlich zwischen zwei Instrumenten der informativen und konsultativen Partizipation unterschieden: (1) Frontalveranstaltungen, (2) Bürgerveranstaltungen. Insbesondere Erstere können dahingehend problematisch sein, dass sie Gegnerinnen und Gegnern eines Ausbauprojekts eine größere Bühne verschaffen. Bürgerveranstaltungen, bei denen Informationen und Diskussionen an einzelnen Ständen angeboten werden, ermöglichen hingegen eine zielgruppenspezifische Ansprache und einen direkteren Austausch mit besorgten und eher kritischen Menschen.

Außerdem liefert das Interview zusätzliche Erkenntnisse in Hinblick auf die Frage, zu welchem Zeitpunkt Informationen über ein Projektvorhaben an wen kommuniziert werden sollten. Konkret ist hier vor allem die hohe Ambivalenz frühzeitiger Information und Beteiligung der Öffentlichkeit hervorzuheben. Auf der einen Seite wird eine frühzeitige Beteiligung explizit in den Richtlinien der ThEGA eingefordert [15]. Auf der anderen Seite kann eine sehr frühe Kommunikation das Entstehen von Gerüchten befördern, da die Projekte zu einem frühen Zeitpunkt an vielen Stellen noch nicht sehr konkret sind. Die Gerüchte können Widerstände generieren, die die spätere Kommunikation und den Aufbau von Vertrauen stören.

Dennoch besteht Einigkeit, dass eine ehrliche Beteiligung der Öffentlichkeit essentiell ist, wenn es um die Akzeptanz von Ausbauprojekten im Kontext von Windenergie geht. Nicht zuletzt wird dies auch daran deutlich, dass eine Studie zu dieser Technologie sogar zu dem Befund kommt, dass eine Beteiligung in Form von Alibi-Partizipation die regionale Akzeptanz verringert.

#### **5.3.2.3.2 Fairness**

Der Faktor der wahrgenommenen Fairness bei Ausbauprojekten ist eng mit den Partizipationsmöglichkeiten, aber auch dem Vertrauen in die verschiedenen relevanten Akteure verbunden. Prozedurale Fairness bezieht sich dabei auf die Fairness bei der Entscheidungsfindung und während des Planungsprozesses, wohingegen distributive Fairness vor allem die gerechte Verteilung von einerseits Kosten und Risiken sowie andererseits Nutzen und Chancen bezeichnet [16]. Es zeigt sich, dass bei beiden Leitungsvarianten der Anteil der Studien, die positive Effekte von prozeduraler

---

<sup>4</sup> Basierend auf §6 EEG können betroffenen Kommunen zusätzlich 0,2 Cent pro produzierte Kilowattstunde durch Onshore-Windenergieanlagen angeboten werden. Darunter fallen alle Kommunen im Umkreis von 2,5 km um die Anlagen.

und distributiver Fairness auf die regionale Akzeptanz nachweisen (Tab. 5.5) ähnlich groß ist (ca. 20 Prozent).

Für die regionale Akzeptanz der EET ist aber anscheinend vor allem distributive Fairness besonders wichtig. Sowohl die Hälfte der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen (47 Prozent) als auch zu Freiflächen PV-Anlagen (50 Prozent) identifiziert die Wahrnehmung einer fairen Verteilung von Kosten (z.B. Eingriffe ins Landschaftsbild) und Nutzen (z.B. finanzielle Gewinne durch ein Projekt) eines Ausbauprojekts als akzeptanzsteigernden Faktor. Dies kann vor allem durch eine breite finanzielle Beteiligung der betroffenen Menschen vor Ort sowie der Kommune erzielt werden. Projekte, bei denen nur einzelne Privateigentümer der Flächen (z.B. Landwirte) auf denen die Errichtung von Windenergie- oder PV-Anlagen geplant ist, finanziell beteiligt werden, und die große Mehrheit leer ausgeht, werden als unfair empfunden (z.B. #11, #35).

**Tab. 5.5:** Distributive und prozedurale Fairness und ihre Bedeutung für die Akzeptanz

	<b>Onshore-Windenergieanlagen</b>	<b>Freiflächen PV-Anlagen</b>	<b>Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV)</b>	<b>Freilandleitungen</b>
Distributiv	47%	50%	22%	20%
Prozedural	37%	10%	22%	20%

*Anmerkung:* Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Befunden zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Befunden zu Freilandleitungen. *Lesebeispiel:* 47 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen identifizieren distributive Fairness als Faktor, der die Akzeptanz begünstigt.

Von ähnlicher Bedeutung ist die prozedurale Fairness für die regionale Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen, aber nicht für Freiflächen PV-Anlagen. Während 47 Prozent der Studien zu Ersterem nachweisen, dass die Wahrnehmung eines fairen Entscheidungsprozesses, an dem verschiedenste Stakeholder der Region beteiligt werden, akzeptanzfördernd ist, kommen nur 10 Prozent der Studien zu Freiflächen PV-Anlagen zu diesem Schluss.

## **Vertrauen**

Vertrauen ist auf verschiedenste Weise für die regionale Akzeptanz der EET von Bedeutung (Tab. 5.6). Für die Akzeptanz der Leitungsvarianten ist aber insbesondere das Vertrauen in den jeweiligen Netzbetreiber relevant: Zwei der vier Studien zu Erdkabelleitungen und zwei der elf Studien zu Freilandleitungen kommen zu dem Befund, dass das Vertrauen in diesen Akteur die regionale Akzeptanz begünstigt. Ähnlich verhält es sich auch bei den EET, denn hier steht das Vertrauen in den Projektentwickler an erster Stelle.

**Tab. 5.6:** Vertrauen in verschiedene Akteursgruppen und Bedeutung für Akzeptanz von PV-Anlagen, Erdkabelleitungen und Freilandleitungen

	Onshore-Windenergieanlagen	Freiflächen PV-Anlagen	Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV)	Freilandleitungen
Projektentwickler/Netzbetreiber	23%	20%	40%	22%
Politische Stakeholder	10%	10%	-	11%
andere Nichtregierungs-stakeholder*	10%	20%	-	11%
Informationen und Prozesse	7%	-	-	-

Anmerkung: Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Befunden zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Befunden zu Freilandleitungen. \*darunter u.a. Energiekonzerne oder Investoren. Lesebeispiel: 10% der Studien zu Freiflächen PV-Anlagen identifizieren das Vertrauen in politische Stakeholder als Faktor, der die Akzeptanz begünstigt.

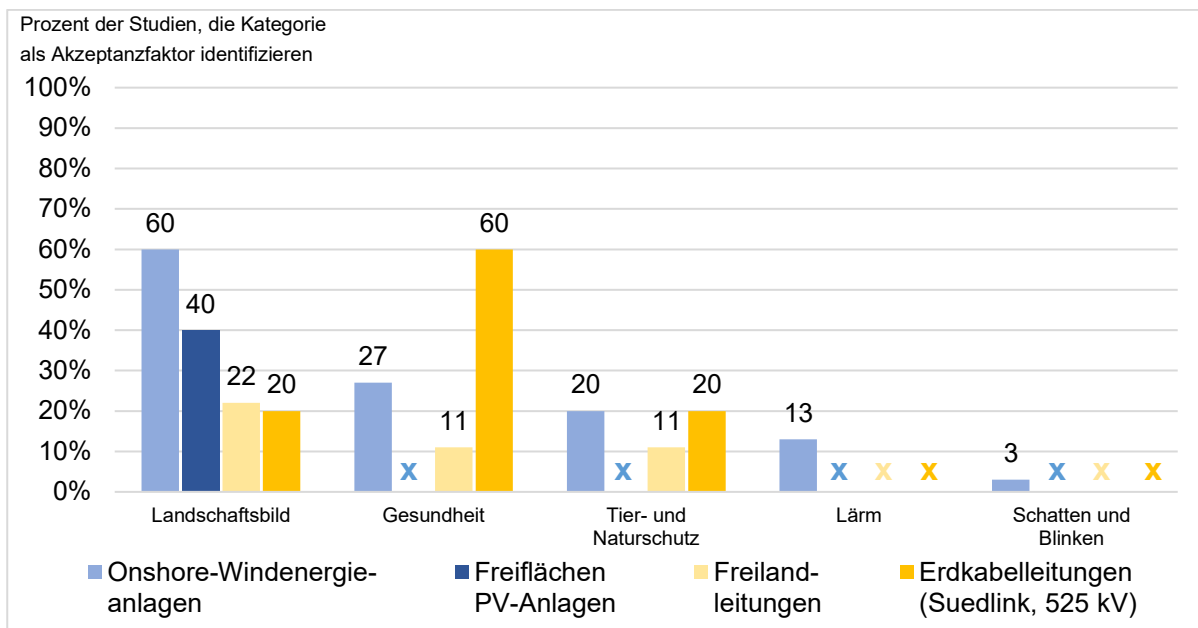
Insgesamt ist also sowohl für die Leitungsvarianten als auch für die EET eine vertrauensvolle Kommunikation der Projektentwickler bzw. der Netzbetreiber von großer Bedeutung. Basierend auf den Befunden des Experteninterviews zeichnet sich diese durch die Vermittlung von transparenten und verlässlichen Informationen aus. Zugleich sollten das Misstrauen und die Sorgen der Menschen in den betroffenen Regionen in der Kommunikation ernst genommen werden. Neben der direkten Kommunikation der Projektentwickler bzw. der Netzbetreiber kann auch die Darstellung der verschiedenen Akteursgruppen in den Medien das Vertrauen und somit die regionale Akzeptanz stärken.

## Wahrnehmung von Risiken und Nutzen

### 5.3.2.3.3 Wahrgenommene regionale Risiken

Im Vergleich der beiden untersuchten EET zeigt sich, dass bei den Onshore-Windenergieanlagen nicht nur häufiger, sondern auch deutlich mehr wahrgenommene Risiken festgestellt wurden als bei den Freiflächen PV-Anlagen (siehe Abb. 5.8).

Die Befunde zeigen, dass die Menschen insbesondere die Auswirkungen von Onshore-Windenergieanlagen auf das Landschaftsbild der Region beschäftigen: Mehr als die Hälfte der Studien (60 Prozent) identifizieren die Sorge vor negativen Veränderungen des Landschaftsbilds als Akzeptanzhindernis, wohingegen nur 27 Prozent der Studien zu Freiflächen PV-Anlagen zu diesem Ergebnis kommen. Während sich die wahrgenommenen regionalen Risiken durch den Bau von Freiflächen PV-Anlagen auf diesen Befund beschränken, finden 27 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen zudem heraus, dass gesundheitliche Befürchtungen, insbesondere die Folgen von Infraschall für die Gesundheit, die regionale Akzeptanz verringern. Weitere 20 Prozent der Studien zeigen, dass auch die Wahrnehmung von Risiken für den Tier- und Naturschutz in der Region ein Akzeptanzhindernis sein kann, und 13 Prozent finden dies für die Sorge vor Lärm heraus.



**Abb. 5.8:** Wahrgenommene regionale Risiken und ihre Bedeutung für die Akzeptanz

Anmerkung: Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Befunden zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Befunden zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Befunden zu Freilandleitungen. Lesbeispiel: 60 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen haben negative Auswirkungen auf das Landschaftsbild der Region als Faktor identifiziert, der die Akzeptanz verringert.

Basierend auf den Ergebnissen des Experteninterviews sind vor allem solche Maßnahmen akzeptanzsteigernd, die den Menschen persönliche Erfahrungen und (audio)visuelle Eindrücke in Zusammenhang mit einem Ausbauprojekt ermöglichen:

*„Was wir dann auch machen, wenn die Anlagen stehen, ist, dass wir regelmäßig Windparkfeste organisieren, wo wir zur Eröffnung des Windparks die Leute direkt an das Windrad ranholen. Das Thema von unten nach oben gucken, auch mal hören. Was hört man tatsächlich? Wenn man sich ganz normal unterhält, bekommt man das meistens gar nicht mit.“* [Projektierer für Windenergie]

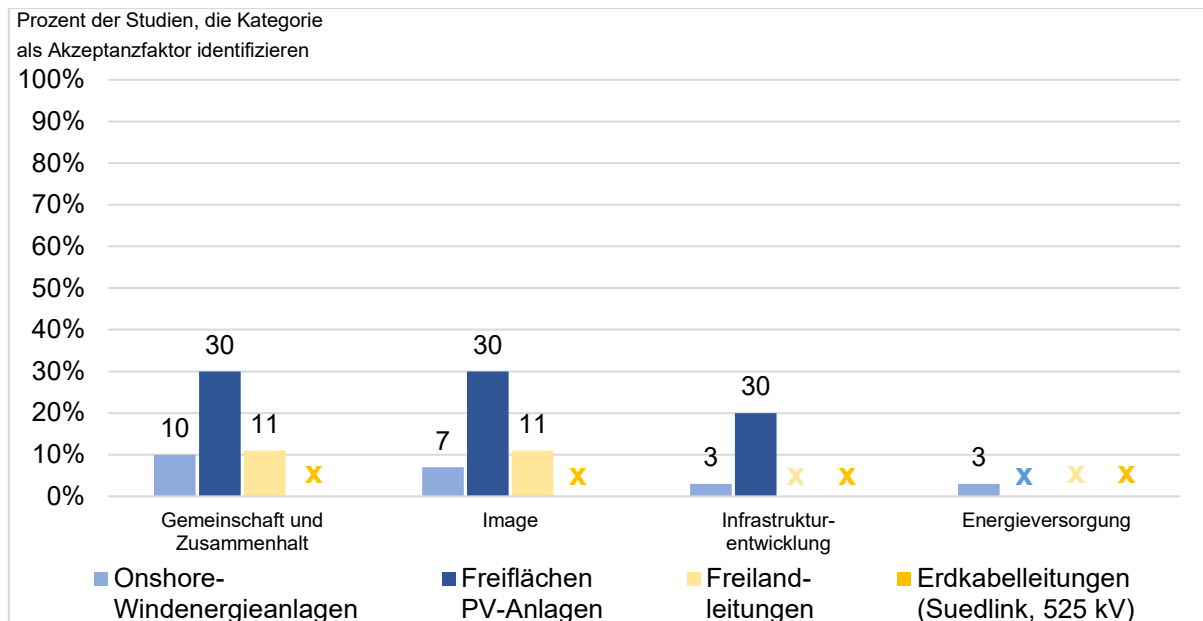
Die Befunde der systematischen Recherche zeigen, dass das Thema Landschaftsbild aber auch im Kontext der Leitungsvarianten präsent bei den Menschen ist. Eine Studie zu den Erdkabelleitungen und zwei der elf Studien zu Freilandleitungen identifizieren Sorgen vor Eingriffen in das Landschaftsbild der Region als Akzeptanzhindernis. Die Wahrnehmung gesundheitlicher Risiken aufgrund elektrischer und magnetischer Felder (z.B.#22) ist allerdings bei Erdkabelleitungen deutlich relevanter und wird in 3 Studien als Hemmnis für die regionale Akzeptanz benannt, während es bei den Studien zu Freilandleitungen nur eine ist, die dieses Problem erkennt.

#### 5.3.2.3.4 Wahrgenommener regionaler Nutzen

In Hinblick auf die Leitungsvarianten liegen keine Befunde zu Erdkabelleitungen vor. Die Studien zu Freilandleitungen zeigen, dass die Wahrnehmung von positiven Auswirkungen auf das

Gemeinschaftsgefühl der Menschen sowie auf das Image der Region die regionale Akzeptanz von Netzausbauprojekten steigern können (siehe Abb. 5.9).

Für die EET spielen zudem wahrgenommene Vorteile für die Infrastruktur der Region, etwa durch die finanzielle Förderung der Infrastruktur durch Projektentwickler, sowie Vorteile für die Energieversorgung eine Rolle. Insgesamt zeigt sich, dass der wahrgenommene Nutzen für die Region eher die Akzeptanz von Freiflächen PV-Anlagen als die von Onshore-Windenergieanlagen stärkt.



**Abb. 5.9:** Wahrgenommener regionaler Nutzen und seine Bedeutung für die Akzeptanz

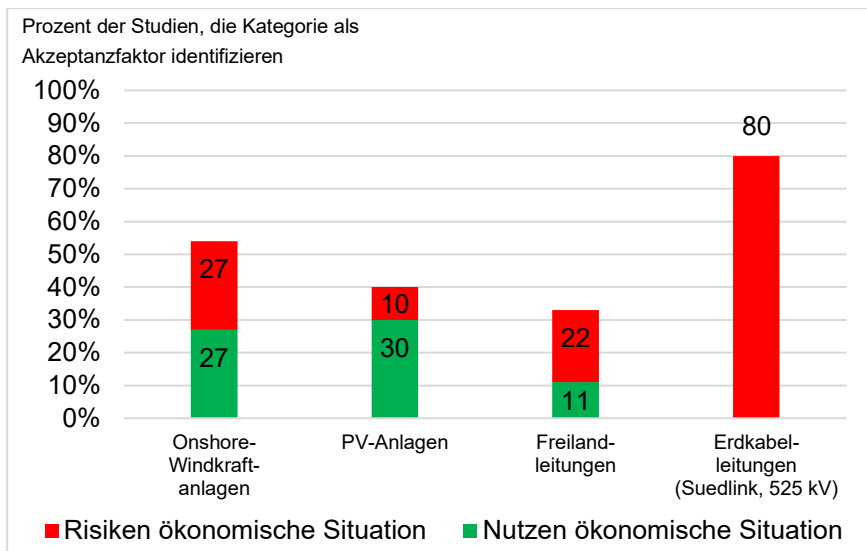
Anmerkung: Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Studien zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Studien zu Freilandleitungen. Lesebeispiel: 10 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen haben positive Auswirkungen auf das Gefühl von Gemeinschaft und Zusammenhalt als Faktor identifiziert, der die Akzeptanz begünstigt.

### 5.3.2.3.5 Risiken und Nutzen im Spannungsfeld: Wahrgenommene ökonomische Folgen

Wenn es um die wahrgenommenen Auswirkungen von Ausbauprojekten auf die ökonomische Situation der Region geht, deuten die Ergebnisse auf ein ambivalentes Bild hin (siehe Abb. 5.10). Dies wird insbesondere in Zusammenhang mit Onshore-Windenergieanlagen deutlich: 27 Prozent dieser Studien finden heraus, dass der wahrgenommene Nutzen für die ökonomische Situation – etwa aufgrund der Schaffung neuer Arbeitsplätze oder wirtschaftlicher Erträge durch ein Ausbauprojekt – mit einer höheren Akzeptanz verbunden ist. Genauso viele Studien kommen allerdings zu dem Schluss, dass die Wahrnehmung ökonomischer Risiken für die Region die Akzeptanz verringert, wie zum Beispiel aufgrund von möglichen negativen Folgen für den Tourismus oder Wertverlusten von Immobilien. Etwas anders gestaltet sich dies im Kontext von Freiflächen PV-Anlagen. Es identifizieren deutlich mehr Studien, dass die Wahrnehmung wirtschaftlicher Auswirkungen die regionale Akzeptanz steigert (30 Prozent) als dass sie diese verringert (10 Prozent).



In Zusammenhang mit den Leitungsvarianten wiegen die wahrgenommenen ökonomischen Risiken für die Region hingegen deutlich stärker. 2 von 11 Studien zu Freilandleitungen weisen negative und nur 1 Studie positive Zusammenhänge mit der regionalen Akzeptanz nach. Außerdem kommen 4 der 5 Studien zu Erdkabelleitungen zu dem Befund, dass ökonomische Befürchtungen aufgrund von negativen Folgen für Immobilienwerte oder den betroffenen Erdboden die regionale Akzeptanz verringern.



**Abb. 5.10:** Wahrgenommener Nutzen und Risiken für die ökonomische Situation der Region

Anmerkung: Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Studien zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Studien zu Freilandtrassen. Lesbeispiel: Von den Studien zu Onshore-Windenergieanlagen zeigen 27 Prozent, dass der wahrgenommene Nutzen für die ökonomische Situation der Region die Akzeptanz begünstigt, während genauso viele zeigen, dass wahrgenommene Risiken diesbezüglich die Akzeptanz verringern.

### 5.3.2.3.6 Wahrnehmung von allgemeinen Risiken und allgemeinem Nutzen

Die Analyse zeigt, dass nicht nur die Wahrnehmung möglicher Folgen auf regionaler Ebene, sondern auch auf allgemeiner nationaler Ebene die regionale Akzeptanz mitbestimmt (siehe Tab. Anhang E-7). Vor allem der wahrgenommene Nutzen für die Begrenzung des Klimawandels und das Gelingen der Energiewende wird sowohl von den Studien zu den Leitungsvarianten als auch von den EET-Studien als begünstigender Faktor für die regionale Akzeptanz identifiziert. Am häufigsten kommen aber die Studien zu Freiflächen PV-Anlagen (30 Prozent) zu diesem Befund.

Zusammenfassend legen die Ergebnisse folgende Kommunikationsmaßnahmen zur Akzeptanzsteigerung nahe: (1) In Hinblick auf die Leitungsvarianten, insbesondere Erdkabelleitungen, sollten vor allem die wahrgenommenen gesundheitlichen Risiken kommunikativ adressiert und Falschinformationen widerlegt werden. Gleichzeitig könnten soziale Aspekte eines gemeinschaftlichen Beitrags der Region zur Energiewende und zur Begrenzung des Klimawandels in Zusammenhang mit den Leitungsvarianten präsenter gemacht werden. (2) Im Kontext der EET sollte mit Blick auf das konfliktreiche Thema Windenergie der Nutzen des Anlagenausbaus für die ökonomische Situation der Region vermittelt werden. Denn die gesetzlichen Rahmenbedingungen des EEG (§6) ermöglichen den

betroffenen Kommunen eine finanzielle Beteiligung an den durch eine Anlage erwirtschafteten Erträgen, die zum Beispiel für die Weiterentwicklung der eigenen Infrastruktur genutzt werden können. (3) Sowohl zur Akzeptanzsteigerung der Leitungsvarianten als auch der EET ist es daher wichtig, nicht nur die wahrgenommenen Risiken der Menschen zu adressieren, sondern auch die möglichen positiven Konsequenzen für die Region und ihre Einwohnerinnen und Einwohner verständlich zu kommunizieren.

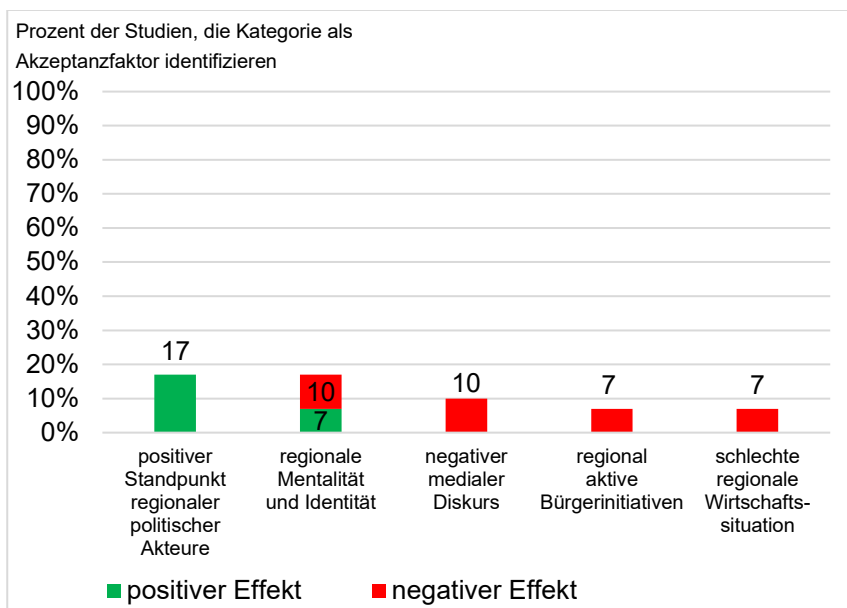
#### **5.3.2.3.7 Akzeptanzsteigernde und -hindernde Kontextfaktoren**

Zu den beiden Leitungsvarianten liegen nur wenige Studien vor, sodass die Bewertung akzeptanzsteigernder- und hindernder Kontextfaktoren vorsichtig erfolgen muss (siehe Tab. Anhang E-8). Allerdings liefern die Ergebnisse der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen einige Hinweise, die teilweise auch für die regionale Akzeptanz der Leitungsvarianten relevant sein können. Zu den akzeptanzhindernden Eigenschaften eines Ausbauprojekts (siehe Abb. Anhang E-1) zählt besonders die Nähe des Wohnorts, denn 20 Prozent der Studien zeigen, dass umso näher ein geplantes Projekt ist, desto geringer auch die regionale Akzeptanz. Außerdem spielt auch der Standort des Projekts eine Rolle, wobei vor allem Waldflächen abgelehnt werden. Positive Auswirkungen auf die Akzeptanz zeigen sich, wenn die Flächen, auf denen ein Ausbauprojekt realisiert werden soll, in Besitz der Kommune sind. In diesem Fall ist der Spielraum für Beteiligungsmöglichkeiten und die Entscheidungskontrolle deutlich größer, als wenn die Flächen etwa einzelnen Landwirten oder anderen Privateigentümern gehören. Außerdem kommen 10 Prozent der Studien zu dem Ergebnis, dass Projekte, die von Entwicklern aus der Region geleitet werden, mit einer höheren Akzeptanz der Einwohnerinnen und Einwohner verbunden sind. Regionalen Projektentwicklern wird mehr Vertrauen entgegengebracht, und unterstellt weniger nach ökonomischen Eigeninteressen und mehr im Sinne der Kommune zu handeln (z.B. #11, #29).

In Hinblick auf die identifizierten Rahmenbedingungen (siehe Abb. 5.11) zeigen 17 Prozent der Studien, dass eine positive Haltung von Politikerinnen und Politikern der Region (z.B. Bürgermeister) zu den Projekten besonders wichtig für die regionale Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen ist. Deutlich wird auch die Rolle der regionalen Mentalität und Identität, die im Osten von Deutschland häufig mit einer geringeren Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen einhergeht. Auch die Befunde des Experteninterviews unterstreichen diesen Zusammenhang:

*„Dieses Gefühl von Übergestülptsein das ist sowieso das Thema, was überall bei denen steht. Und das Thema ist besonders im Osten, aber auch und besonders in Thüringen ein Thema [...]. Einfach aufgrund der Geschichte der Menschen ist es auch irgendwo nachvollziehbar, dass sie nicht ganz mit dem mitgehen, was eben von oben aus ihrer Sicht kommt, um ihnen das dann aufzudrücken.“* [Projektierer für Windenergie]

Eine schlechte Wirtschaftssituation der Region, ein negativer medialer Diskurs zu Ausbauprojekten, sowie aktive Bürgerinitiativen, die sich gegen den Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen in der Region einsetzen, sind ebenfalls mit einer geringeren regionalen Akzeptanz verbunden. Letztere werden auch explizit im Rahmen des Experteninterviews als großes Risiko benannt, das Ausbauprojekte nicht nur erheblich verzögern, sondern die Realisierung verhindern kann.



**Abb. 5.11:** Akzeptanzsteigernde und -hindernde strukturelle Rahmenbedingungen in Zusammenhang mit Onshore-Windenergieanlagen

*Anmerkung:* Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windkraftanlagen. Lesebeispiel: 17 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen identifizieren, dass ein positiver Standpunkt regionaler politischer Akteur als Faktor, der die regionale Akzeptanz begünstigt.

#### 5.3.2.4 Zwischenfazit

Für die vier Szenarien sind die sozialen Umsetzungsrisiken zusammenfassend in Tab. 5.7 dargestellt.

Da Szenario 4 keine zusätzlichen Ausbaumaßnahmen erfordert, geht damit ein sehr geringes Akzeptanzrisiko einher.

Hinsichtlich der Leitungsvarianten zeigt die Literaturanalyse keine großen Unterschiede in der regionalen Akzeptanz. Sowohl Erdkabelleitungen als auch Freilandleitungen sind besonders mit wahrgenommenen gesundheitlichen Risiken verbunden, die die Akzeptanz der Einwohnerinnen und Einwohner verringern. Gleichzeitig sind die Partizipationsmöglichkeiten beschränkt. Allerdings haben 20 kV MVDC Kabel einen deutlich kleineren Durchmesser als die von den von den Akzeptanzstudien untersuchten Erdkabel im Höchstspannungsbereich und somit ist auch der Eingriff in die Umwelt geringer. Daher sollten auch die wahrgenommenen Risiken seitens der Bevölkerung deutlich geringer ausfallen. Weil mit Szenario 2 eine geringere auszubauende Trassenlänge als mit Szenario 1 verbunden ist, ist das Akzeptanzrisiko von Szenario 1 als mittelhoch und das von Szenario 2 als gering einzustufen.

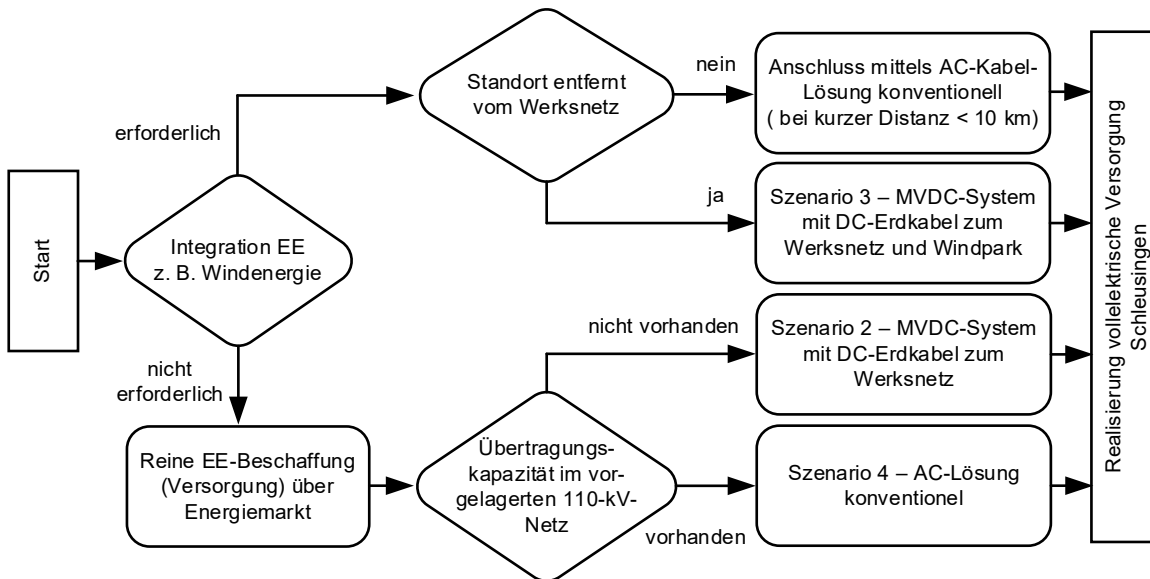
Hinsichtlich der EET ist der Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen deutlich konfliktreicher als die Errichtung von Freiflächen PV-Anlagen. Vor dem Hintergrund der Befunde könnte der Bau eines Windparks als massiver Eingriff in das Landschaftsbild der Region empfunden werden. Hinzu kommt, dass es gerade im Thüringer Raum in der Vergangenheit bereits häufig zu Akzeptanzproblemen und Konflikten beim Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen kam. Es sind einige aktive Bürgerinitiativen, die sich gegen den Ausbau von Onshore-Windenergieanlagen einsetzen, bekannt. Obwohl der Spielraum für Partizipationsmöglichkeiten bei der Errichtung von Onshore-Windenergieanlagen deutlich größer ist als bei den Leitungsvarianten, geht deswegen mit Szenario 3 ein sehr hohes Umsetzungsrisiko einher.

Tab. 5.7: Soziale Umsetzungsrisiken für die vier Szenarien

<b>Szenario 1 HGÜ nach NEP</b>	<b>Szenario 2 MVDC Altenfeld</b>	<b>Szenario 3 MVDC Wind+Altenfeld</b>	<b>Szenario 4 AC-Referenz</b>
Wahrgenommene gesundheitliche Risiken (-)	Wahrgenommene gesundheitliche Risiken (-)	Wahrgenommene gesundheitliche Risiken (-)	Netz schon vorhanden im Anwendungsfall
Beschränkte Partizipationsmöglichkeiten (-)	Beschränkte Partizipationsmöglichkeiten (-)	Wahrgenommene Eingriffe in das Landschaftsbild (-)	
	Geringere Trassenlänge (+)	Ungünstige regionale Kontextfaktoren (-)	
		Partizipationsmöglichkeiten (+)	
<b>mittleres Risiko</b>	<b>geringes Risiko</b>	<b>sehr hohes Risiko</b>	<b>sehr geringes Risiko</b>

## 6 Handlungsfelder

Die Handlungsempfehlung für die Realisierung der vollelektrischen Glasschmelze am Standort Schleusingen ist von den Planungsvoraussetzungen abhängig. Steht die kostengünstige Versorgung des Standortes Schleusingen mit am Energiemarkt beschaffter EE im Vordergrund, so ist das Szenario 4 des konventionellen AC-Ausbaus zu empfehlen. Für diese Variante treten die geringsten Netzbezugskosten, technologische Risiken, sowie die geringsten Akzeptanzrisiken in Bezug auf erforderliche Netzausbaumaßnahmen auf. In Abb. 6.1 ist die Handlungsempfehlung je Entscheidungsstrang dargestellt.



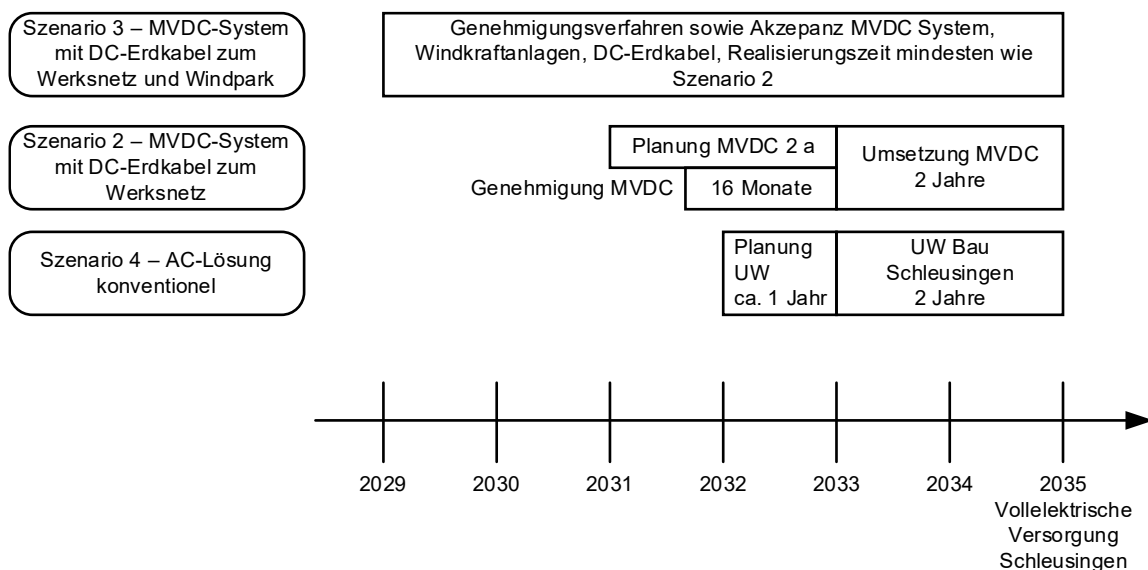
**Abb. 6.1:** Handlungsempfehlung - Bedingungsverzweigung

Mittels Szenario 4 erfolgt keine Anbindung eines werkseigenen Windparks, welcher räumlich entfernt vom Produktionsstandort ist. Allerdings muss für Szenario 4 ausreichend Übertragungskapazität im vorgelagerten 110-kV-Netz zur Verfügung stehen. Ist ausreichend Übertragungskapazität im vorgelagerten AC-Netz vorhanden, kann das Szenario 4 realisiert und die Versorgung des Werks in Schleusingen zum Zielzeitpunkt im Jahr 2035 sichergestellt werden. Anderenfalls muss auf eine MVDC-Lösung nach Szenario 2 zurückgegriffen werden. Für den konkreten Anwendungsfall ist die Übertragungskapazität gewährleistet. Zusätzlich ist eine Netzverstärkungsmaßnahme der 110-kV-Freileitung der TEN im Netzausbauplan (NAP [17]) für 2031 vorgesehen [3].

Bestünde nicht genügend Übertragungskapazität der vorgelagerten 110-kV-Leitung und wäre die Integration von Windenergieanlagen nicht gefordert, stellt das Szenario 2 eine Lösungsoption zur Versorgung des Standortes Schleusingen dar. In diesem Fall muss mit einer Realisierungszeit des Projektes von mindesten 4 Jahren gerechnet werden. Die Planung der MVDC-Verbindung sowie die notwendigen Genehmigungsverfahren können zeitlich parallel ablaufen. Die eigentliche Bauzeit des Erdkabels sowie der MVDC-Anlage belaufen sich auf ca. 2 Jahre. Aufgrund des geringen Akzeptanzrisikos ist es zudem unwahrscheinlich, dass Widerstände seitens der Bevölkerung die Realisierungszeit deutlich verlängern. Die Realisierungszeiten je Handlungsempfehlung zum Zielzeitpunkt 2035 sind in Abb. 6.2 dargestellt.

Soll die Einbindung von entfernten EE-Erzeugungsanlagen realisiert werden, so besteht die beste Handlungsempfehlung in einer reinen Kabelausführung mittels eines eignen MVDC-Systems. Hierbei

würde das Szenario 3 Anwendung finden. Die Anbindung eines räumlich entfernten Windparks in der geplanten Leistungsgröße ist mittels einer AC-Freileitungslösung aus Akzeptanzgründen sowie der Planungs- und Realisierungszeiten schwer umsetzbar. Der Ausbau eines AC-Kabels stellt wegen des notwendigen Kompensationsbedarfs bei der betrachteten Trassenlänge keine sinnvolle technologische Lösung zum DC-System dar. Die geplante Realisierungszeit für die MVDC-Erdkabel inklusive Planung sowie Realisierung der Anlage und der Kabeltrasse belaufen sich hierbei auf mindestens 4 Jahre. Zusätzlich muss vor allem für den Windpark mit hohen Akzeptanzrisiken und somit einer längeren Realisierungszeit gerechnet werden. Für die Einhaltung des Zieljahres 2035 ist der Beginn der Umsetzung bereits vor 2030 erforderlich. Das MVDC-System ist dem in Szenario 2 ähnlich und je nach Verfügbarkeit der vorgelagerten Übertragungskapazität des 110-kV-Netzes kann die Maßnahme entweder mit Szenario 4 kombiniert werden oder mit der inkludierten Lösung von Szenario 2.



**Abb. 6.2:** Handlungsempfehlung - Realisierungszeit mit Zielhorizont 2035

Die Szenarien 1 zur Versorgung des Werksnetzes aus einer HGÜ nach NEP stellt aus Sicht der Kosten sowie des höheren technologischen Risikos keine konkurrenzfähige Alternative zu der konventionellen AC-Lösung im Szenario 4 sowie zu den DC-Szenarien 2 und 3 dar. Aus diesem Grund sowie der geschätzten Planungs- und Realisierungszeit von ca. 10 Jahren ist das Szenario 1 nicht weiter aufgeführt.

### 6.1 Empfehlung zur Stakeholder-Involvierung

Zur Ableitung von Handlungsempfehlungen zur Stakeholder-Involvierung ist zwischen der Errichtung werkseigener EE-Erzeugungsanlagen in Form von Windenergieanlagen sowie der reinen Beschaffung von EE über den Energiemarkt zu unterscheiden. Für beide Fälle kann eine Errichtung bzw. ein Ausbau von Leitungen erforderlich werden, welche in der Bevölkerung auf Akzeptanzprobleme stoßen kann. Im folgenden Abschnitt werden die Handlungsempfehlungen zur Stakeholder-Involvierung für die Anwendungsfälle dargestellt.

#### Leitungsprojekte

Für die Akzeptanzschaffung von Leitungsprojekten durch die Bevölkerung der Region stellen vor allem Netzbetreiber sowie Wiegand Glas bzw. regionale energieintensive Unternehmen wichtige Stakeholder

dar. Idealerweise sollten auch politische Akteure mobilisiert werden, die dann für die Akzeptanz der zivilen Bevölkerung werben.

Die *Planungsphase* ist für eine erfolgreiche Umsetzung zentrale Voraussetzung. Die betroffene Bevölkerung sowie relevante politische Akteure der Region (z.B. Bürgermeister, Stadtrat) sollten in dieser Phase transparent über das Vorhaben durch die Netzbetreiber informiert und mobilisiert werden. Dies ist umso wichtiger, da das Informieren der Bevölkerung in Zusammenhang mit Netzausbauprojekten das zentrale Instrument der Partizipation ist, denn finanzielle Beteiligungsformen sind in der Regel nicht möglich. Zu empfehlen sind neben der transparenten Dokumentation des Vorhabens auf einer Website und über Social Media vor allem *Bürgerinformationsveranstaltungen*. Diese ermöglichen nicht nur informative, sondern auch konsultative Formen der Kommunikation, die in der Planungsphase besonders wichtig sind. Im Rahmen von Bürgerinformationsveranstaltungen kann individuell auf besorgte Bürgerinnen und Bürger eingegangen, wenn möglich das Vorhaben nachjustiert und größeren Konflikten vorgebeugt werden. Neben Informationen rund um das Vorhaben, wie über die Größenordnung des Projekts und den zeitlichen Horizont, sollten auch mit dem Projekt einhergehende Vor- und Nachteile kommuniziert werden. Zum einen ist zu empfehlen auf gesundheitliche Befürchtungen einzugehen und durch die Darstellung des Forschungsstandes und der vorgeschriebenen Sicherheitsmaßnahmen zur Beruhigung der Menschen beizutragen. Im Falle von Wiegand Glas sollte zum anderen der wirtschaftliche Nutzen für die Region betont werden. Es könnte dargelegt werden, dass durch ein Netzausbauvorhaben die Abwanderung eines zentralen Arbeitgebers und Industriezweigs der Region verhindert und somit Arbeitsplätze erhalten werden. Neben der Kommunikation durch den Netzbetreiber könnten auch die Unternehmensmitarbeiter von Wiegand Glas als Multiplikatoren agieren und in Bürgerinformationsveranstaltungen eingebunden werden. Zudem könnten in diesem Rahmen Bürgerdialoge organisiert werden. Ist die Unterstützung durch politische Akteure der Region gewährleistet, könnte ihre Einbindung in Bürgerinformationsveranstaltungen die Akzeptanz der zivilen Bevölkerung ebenfalls stärken.

In der *Umsetzungsphase* ist die kontinuierliche Information über den aktuellen Stand des Projekts durch den Netzbetreiber zentral. Sowohl politische Akteure als auch die lokale Zivilbevölkerung sollten zu jedem Zeitpunkt die Möglichkeit haben auf einer Website den Stand des Projekts, kommende Schritte und möglicherweise zeitliche Verzögerungen einzusehen. Zudem könnten von Zeit zu Zeit auch in dieser Phase Bürgerinformationsveranstaltungen durch den Netzbetreiber organisiert werden, die es ermöglichen Antworten von Expertinnen und Experten auf aktuelle Fragen zu erhalten und in den Austausch zu treten.

### **Beschaffung der erforderlichen Energie am Energiemarkt (nur Einkauf)**

Im Falle, dass die erforderliche Energie für das Vorhaben ausschließlich über den Energiemarkt beschafft wird, entfallen die meisten Schritte der Stakeholder-Involvierung, denn es ist mit wenig Widerstand seitens der Bevölkerung und politischen Akteuren zu rechnen. Dennoch sollte das Vorhaben schon in der Planungsphase durch Wiegand Glas an die Öffentlichkeit kommuniziert werden. Im Rahmen der Realisierung ist zudem zu empfehlen, Erfolge darzulegen. Dadurch kann anderen energieintensiven Industrieunternehmen, aber auch der zivilen Bevölkerung aufgezeigt werden, dass eine Umstellung auf erneuerbare Energien versorgungstechnisch praktikabel ist und die Wettbewerbsfähigkeit bestehen bleibt.

Falls Netzausbaumaßnahmen für die Nutzung der am Energiemarkt beschafften EE notwendig sind, gelten die Handlungsempfehlungen zu den Leitungsprojekten.

### **Eigene EE-Erzeugung (z. B. werkseigener Windpark)**

Für die Akzeptanzschaffung eines werkseigenen Windparks durch die zivile Bevölkerung stellen vor allem Windenergieprojektierer und Wiegand Glas bzw. energieintensive Unternehmen der Region wichtige Stakeholder dar. Wie bei den Leitungsprojekten sollte auch hier die Unterstützung durch politische Akteure der Region angestrebt werden, damit diese später selbst für die Akzeptanz der zivilen Bevölkerung werben können.

Die Errichtung eines werkseigenen Windparks eröffnet zahlreiche Beteiligungsmöglichkeiten der Menschen in der Region, die in der *Planungsphase* genutzt werden sollten. Wie bei den Leitungsprojekten sollten von den Projektierern *Bürgerinformationsveranstaltungen* mit konsultativem Charakter organisiert werden, die sich an die zivile Bevölkerung und politische Akteure richten und in die Wiegand Glas oder andere energieintensive Unternehmen als Multiplikatoren eingebunden werden könnten. Zudem ist zu empfehlen, dass Wiegand Glas die *finanzielle Partizipation* der zivilen Bevölkerung an den Erträgen des Windparks ermöglicht. Vor dem Hintergrund des Projektkontexts sind vor allem passivere Formate, wie eine Beteiligung an den Erträgen eines Windparks durch Zuschüsse zur Stromrechnung, sinnvoll. Im Gegensatz zu aktiveren Formen finanzieller Partizipation, wie Investitionsmöglichkeiten in Anlagenanteile, birgt dieses Format kein finanzielles Risiko und beugt sozialen Ungleichheiten und Gefühlen von Ungerechtigkeit vor. Dennoch ist es wichtig, Möglichkeiten der finanziellen Beteiligung im Dialog mit relevanten politischen Akteuren der Region (Bürgermeister, Stadtrat), Flächeneigentümern (häufig Landwirte) und anderen betroffenen Einwohnerinnen und Einwohnern partizipativ auszuhandeln. Wenn es die Rahmenbedingungen erlauben, ist außerdem eine Beteiligung der Menschen am Planungsprozess empfehlenswert. Neben Angeboten der Partizipation, sollte möglichen Sorgen der zivilen Bevölkerung und politischen Akteuren mit der Ermöglichung von persönlichen Erfahrungen in Zusammenhang mit einem Windpark begegnet werden. Zum Beispiel könnte durch die Projektierer eine gemeinsame Begehung eines bereits existierenden Windparks für die interessierte Öffentlichkeit organisiert werden.

Auch Wiegand Glas und andere energieintensive Unternehmen der Region könnte in der Planungsphase eine Rolle zukommen. Sie sollten von der Gemeinde auf die Möglichkeit der Stellungnahme bzgl. Regionalentwicklungsplänen für Windvorranggebiete aufmerksam gemacht werden. Dadurch könnte ihr mögliches Interesse an der Planung eines Windparks in der Region berücksichtigt werden. Gleichzeitig könnte Wiegand Glas als lokaler Akteur für die Akzeptanz werben und sich sowohl an andere energieintensive Unternehmen als auch die zivile Bevölkerung und politische Akteure der Region richten.

In der *Umsetzungsphase* ist die kontinuierliche Information der genannten Stakeholder über den aktuellen Stand des Projekts durch den Projektierer wichtig. Es gelten die Handlungsempfehlungen wie für die Netzausbaumaßnahmen.

## **6.2 Weitere Innovations- und Forschungsbedarfe**

Die Anwendung der DC-Technologie ermöglicht in zukünftigen Szenarien deutliche Effizienzgewinne, Kostenreduktionspotentiale sowie eine Erhöhung der Versorgungssicherheit. Um diese Vorteile realisieren zu können, muss Entwicklungsarbeit für die praktische Umsetzung in folgenden Kategorien aufgewendet werden:



- Betriebsverfahren für die Vermaschung mehrerer MVDC-Systeme
- Schutzkonzepte für MVDC-Systeme
- Produktifizierung von DC-DC-Wandlern von Nieder- auf Mittelspannung und vice versa
- Anschluss von EE-Erzeugungsanlagen direkt an ein DC-Netz
- Direkte Integration von Batteriespeichern in DC-Niederspannungsnetze

Einsparpotential ergibt sich z. B. aus der Reduktion der notwendigen Wandlungsstufen, welche für den Transport der elektrischen Energie von der Quelle bis zum Verbraucher umgesetzt werden müssen. In Abb. 6.3 ist beispielhaft der Versorgungsweg in klassischer AC-Ausführung dargestellt und in einer möglichen DC-Versorgungsvariante mittels MVDC-Systems. Zu erkennen ist, dass in reiner AC-Ausführung a) in Summe sechs Wandlungsstufen realisiert werden müssen, welche jeweils pro Wandlungsstufe Verluste erzeugt. In der reinen DC-Ausführung b) ist zu erkennen, dass für die gleiche Leistungsübertragung in Summe nur vier Wandlungsstufen von der EE-Erzeugung bis zum Verbraucher realisiert werden müssen. Diese technologische Verfügbarkeit von Variante b) ist noch nicht in allen Ebenen im gleichen Reifegrad realisierbar.

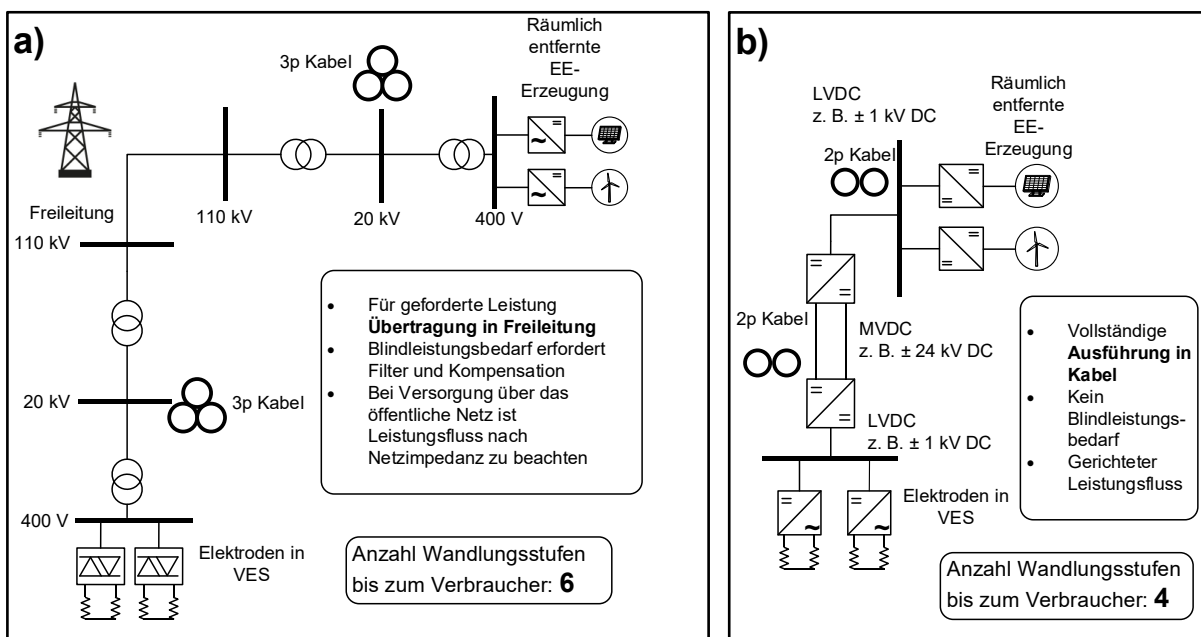


Abb. 6.3: Übersicht Wandlungsstufen: a) AC-Ausführung, b) DC-Ausführung

### Innovationspotentiale zur Erfassung von Akteur-Risiken

Die Ergebnisse der systematischen Literaturrecherche zeigen folgende Innovationspotentiale auf:

- (1) Es besteht ein hoher Bedarf an Forschung zur regionalen Akzeptanz von Erdkabelleitungen, insbesondere im Bereich Mittelspannungskabel.
- (2) Die bisherige Forschung fokussiert vor allem auf die regionale Akzeptanz der Allgemeinbevölkerung. Die Befunde der Experteninterviews weisen darauf hin, dass auch spezifische Akteure wie Landwirte oder verschiedenste politische Stakeholder maßgeblich zum Erfolg oder zum Scheitern der Umsetzung verschiedener Technologieoptionen beitragen können. Diese verschiedenen Zielgruppen sollten zukünftig genauso in der Akzeptanzforschung berücksichtigt werden.

(3) Der mediale Diskurs kann die regionale Akzeptanz und das Vertrauen in relevante Stakeholder ebenfalls fördern oder hindern. Diese Zusammenhänge wurden bisher kaum von der Akzeptanzforschung zu Netzausbauprojekten und EET untersucht und sollten deshalb zukünftig mehr Beachtung finden.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Studie wurden drei alternative Konzepte zur Versorgung der elektrischen Glasschmelze mittels DC-Technologie am Beispiel des Standortes Schleusingen untersucht und diese mit einer konventionellen Ausbauvariante in AC-Technologie verglichen. Ausgangspunkt für die Auswahl der technologischen Varianten ist, dass alle Lösungen marktverfügbar und somit realisierbar sind. Motivation für die Umstellung des Energieträgers der Glasschmelze von vorrangig Erdgas auf eine rein elektrisch ist unter anderen der Zielsetzung eines CO<sub>2</sub>-neutralen Herstellungsprozesses geschuldet.

Die vier Technologieoptionen zur Versorgung der Glasschmelze mit Elektroenergie umfassen:

- (1) Versorgung aus einem HGÜ-System nach NEP
- (2) Anschluss mittels MVDC-Verbindung an das Höchstspannungsnetz
- (3) Integration eines vom Werksnetz entfernten Windparks mittels MVDC
- (4) konventioneller AC-Ausbau des 110-kV-Hochspannungsnetzes.

Die Technologieoptionen wurden mittels eines holistischen Ansatzes untersucht, um die technologischen, ökonomischen sowie mögliche soziale Risiken in der Umsetzung zu bewerten. Neben der reinen Beschaffung der benötigten Energie aus dem bestehenden Stromnetz am Energiemarkt ist im Szenario (3) auch die Erschließung eines vom Werksnetz entfernten Windenergiestandortes berücksichtigt, welcher durch eine neu zu errichtende MVDC-Anlage direkt ans Werksnetz angeschlossen wird. Die Szenarien (1) und (2) bilden die reine Versorgung mittels am Energiemarkt beschaffter Energie ab. Gleiches gilt für das Szenario (4) bei dem eine konventionelle Versorgung aus dem bestehenden 110-kV-AC-Netz stattfindet. Die Ergebnisse für die einzelnen Szenarien sind nachfolgend kurz zusammengefasst:

### **Szenario (4) konventioneller AC-Ausbau des 110-kV-Hochspannungsnetzes**

Für die Versorgung des Standortes Schleusingen besteht aus dem vorhandenen 110-kV-AC-Netz von der Seite des Netzbetreibers TEN eine ausreichende Übertragungskapazität. Für die vollständige Realisierung der elektrischen Schmelzwanne in Schleusingen muss allerdings das Umspannwerk am Standort Schleusingen ausgebaut werden. Die dazu notwendigen Investitionskosten führen zu spezifischen Netzbezugskosten von ca. 0,5 ct/kWh und stellen unter allen technologischen Lösungen die geringste Kostenbelastung für das Unternehmen dar. In Hinblick auf die Akzeptanz in der Bevölkerung stellt die Lösung ebenfalls ein geringes Risiko dar. Gleichzeitig ist durch die erprobten AC-Komponenten kein technologisches Risiko zu identifizieren. Die Realisierungszeitdauer für die vollelektrische Versorgung zum Zielzeitpunkt 2035 ist bei rechtzeitigem Projektstart gegeben.

Nachteilig ist bei dieser Lösung einzig die nicht vorhandene Möglichkeit des Anschlusses eines vom Werksnetz entfernten EE-Standortes. Dies bedeutet, dass keine selbsterzeugte EE angebunden werden kann. Die EE muss dementsprechend am Energiemarkt beschafft werden.

### **Szenario (1) Versorgung aus einem HGÜ-System nach NEP**

Die Versorgung des Standortes Schleusingen aus einem HGÜ-System nach NEP wurde im Szenario (1) betrachtet. Hierfür müssten massive Investitionen vorgenommen werden, welche die Realisierung eines HGÜ-Konverters sowie des MVDC-Systems zur Versorgung des Standortes Schleusingen ermöglichen. Die daraus resultierenden spezifischen Netzbezugskosten mit 14,7 ct/kWh stellen eine privatwirtschaftlich sehr hohe Belastung dar. Vor dem Hintergrund des großen Flächenverbrauchs der HGÜ-Konverter-Station sowie des MVDC-Systems stellen Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung gleichzeitig ein mittelgroßes Risiko dar. Die technologischen Risiken stellen das höchste Risiko für diese Option dar. Die Planungsprozesse für HGÜ-Systeme sind zudem langwierig und teilweise schon abgeschlossen, sodass nicht einfach ein zusätzlicher HGÜ-Konverter errichtet werden kann. Im Ergebnis stellt das Szenario (1) die schlechteste Option für die Versorgung des Standortes Schleusingen dar. Die Integration von werkseigener EE-Erzeugung wäre bei vorhandener Fläche in der Nähe des HGÜ-Konverters möglich.

### **Szenario (2) Anschluss mittels MVDC-Verbindung an das Höchstspannungsnetz**

Das Szenario (2) stellt ein reines Versorgungsszenario des Standortes Schleusingen mittels eines MVDC-Systems aus dem AC-Höchstspannungsnetz dar. Hierbei findet eine Beschaffung der Energie nur über den Energiemarkt statt und ein Anschluss eigener vom Werksnetz entfernter EE ist nicht vorgesehen. Die spezifischen Netzbezugskosten liegen bei dieser Variante mit 1,2 ct/kWh mindestens doppelt so hoch wie beim AC-Szenario (4). Dies ergibt sich vorrangig aus den hohen Investitionskosten für die MVDC-Konverter sowie die neu zu errichtenden DC-Erdkabel zum nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkt mit dem AC-Höchstspannungsnetz. Die Verdopplung der spezifischen Netzbezugskosten stellt privatwirtschaftlich eine mittlere Belastung dar. Durch die Errichtung von neuen Kabeltrassen besteht ein Akzeptanzrisiko in der Bevölkerung, welches jedoch durch den geringeren Flächenbedarf im Vergleich zu HGÜ-Kabeln als relativ gering einzuschätzen ist. Aufgrund des geringeren Flächenbedarfs des MVDC-Systems im Vergleich zu Szenario (1) sowie des geringeren Eingriffs in das Landschaftsbild im Vergleich zu einem neu zu errichtenden 110-kV-Freileitungssystem, ist Szenario (2) zudem mit einem geringen Akzeptanzrisiko verbunden. Technologische Risiken ergeben sich aus der nicht vorhandenen Betriebserfahrung solcher Systeme sowie einzelner Komponenten und bergen somit ein größeres Risiko als Szenario (4). Die Realisierung eines solchen MVDC-Systems zum Zielzeitpunkt 2035 ist machbar. Die benötigten Planungs- sowie Realisierungszeiten sind im Vergleich zu Hoch- und Höchstspannungsgenehmigungsverfahren somit kürzer. Dies stellt einen deutlichen Vorteil gegenüber eines möglicherweise notwendigen 110-kV-Netzausbaues dar.

### **Szenario (3) Integration eines vom Werksnetz entfernten Windparks mittels MVDC**

In Szenario (3) ist die Integration eines vom Werksnetz entfernten Windparks mittels eines MVDC-Systems vorgesehen. Gleichzeitig wird bei nichtvorhandener Windenergieerzeugung die Versorgung des Werksnetzes mittels eines MVDC-Systems nach Szenario (2) sichergestellt. Die spezifischen Netzbezugskosten belaufen sich auf 2,6 ct/kWh und sind somit gut doppelt so hoch wie in Szenario (2). Dies begründet sich u. a. aus den Investitionskosten für die zwei notwendigen MVDC-Systeme, welche eine mittlere finanzielle Belastung darstellen. Durch die Errichtung des Windparks besteht zudem ein sehr hohes Akzeptanzrisiko für Szenario (3), auch wenn die Errichtung der MVDC-Erdkabel sowie der zugehörigen Umrichterstationen wie in Szenario (2) mit geringen Akzeptanzproblemen verbunden sein sollten. Technologisch ergibt sich ein mittleres Risiko für die Umsetzung der MVDC-Systeme, da bisher

keine Anwendungserfahrung für derartige Anlagen vorliegen. Aus privatwirtschaftlicher Sicht sind die hohen Kosten für diese Variante wahrscheinlich derzeit nicht wettbewerbsfähig.

Folglich stellt die AC-Variante (Szenario (4)) für die reine Versorgungsaufgabe des Werksnetzes bei verfügbaren Übertragungskapazitäten des Bestandsnetzes die beste Option hinsichtlich technologischer, ökonomischer sowie möglicher sozialer Risiken dar. In dieser Variante ist allerdings kein direkter Anschluss vom Werksnetz entfernter EE möglich. Die verhältnismäßig geringen Kosten im Vergleich zu den DC-Alternativen entstehen durch die bestehende Netzinfrastruktur der 110-kV-Freileitung, welche über die sozialisierte Finanzierung gedeckt wurde.

In Hinblick auf Akzeptanzrisiken seitens der Bevölkerung sowie dem Zeitbedarf der Genehmigungsverfahren kann ein Neubau von 110-kV-Freileitungssystemen zu erheblichen Problemen in der Realisierung der elektrischen Versorgung von industriellen Produktionsstandorten führen. Hier bietet der Neubau von MVDC-Systemen mit DC-Erdkabeln ein reduziertes Risiko in der Akzeptanz sowie den notwendigen Genehmigungsverfahren. Die mit diesem Szenario einhergehenden hohen Investitionskosten stellen eine mittlere Belastung für die Wirtschaftlichkeit des Industriestandortes dar. Die Anbindung von entfernten EE-Standorten mittels einer Kabellösung ist aus technischen Gesichtspunkten nur mittels einer MVDC-Lösung sinnvoll realisierbar. Die dabei entstehenden hohen Kosten sind privatwirtschaftlich mit einer mittleren Belastung verbunden und stellen einen Wettbewerbsnachteil gegenüber anderen Standorten dar.

### **Forschungsbedarf Akzeptanz**

Die vorliegende Untersuchung verdeutlicht, dass mögliche Akzeptanzrisiken in Zusammenhang mit dem Ausbau von Erdkabelleitungen, insbesondere im Mittelspannungsbereich, bisher unzureichend bzw. gar nicht erforscht wurden. Hinzukommend fokussiert die Forschung bislang vor allem auf Akzeptanzrisiken seitens der zivilen Bevölkerung. Obwohl auch die Akzeptanz anderer Stakeholder, wie zum Beispiel Politiker und Politikerinnen, maßgebend für die erfolgreiche Realisierung von Ausbauprojekten ist, wurden diese Akteursgruppen jedoch weitestgehend in der Akzeptanzliteratur vernachlässigt. Um die sozialen Risiken des Ausbaus von Erdkabelleitungen im Mittelspannungsbereich zu präzisieren, sollte die Forschung die zwei genannten Aspekte zukünftig adressieren.

### **Ausblick DC-Technologien**

Für die zukünftige Anwendung der DC-Technologie ergeben sich die wesentlichen Vorteile aus der Schaffung von vermaschten MVDC-Netzen sowie der Realisierung von reinen DC-Netzen mit weniger Spannungsebenen und damit einhergehenden Wandlungsstufen. Weniger Wandlungsstufen bedingen geringere Wandlungsverluste und eine damit einhergehende Effizienzsteigerung. Durch die Möglichkeit zur Schaffung von vermaschten MVDC-Netzen können Produktionsstandorte sowie EE-Erzeugungsanlagen direkt miteinander verbunden werden. Dies bedingt geringere Investitionskosten für die Konverterstandorte, da durch die Vermaschung am Produktionsstandort auf einen Konverter verzichtet werden kann. Als Beispiel würde im Szenario 3 ein Umrichter am Standort Schleusingen genügen und somit ein Viertel der Investitionskosten eingespart werden können (siehe Abb. 7.1 b)).

Gleichzeitig kann bei der Vermaschung des MVDC-Systems und der Verbindung von Produktionsstandorten die maximale Übertragungskapazität aus den vorgelagerten

Netzanschlusspunkten reduziert werden, da die Gleichzeitigkeit von Lastspitzen sowie die vorgehaltene Reserveleistung für Betriebsmittelausfälle sich auf mehrere Konverterstationen aufteilt.

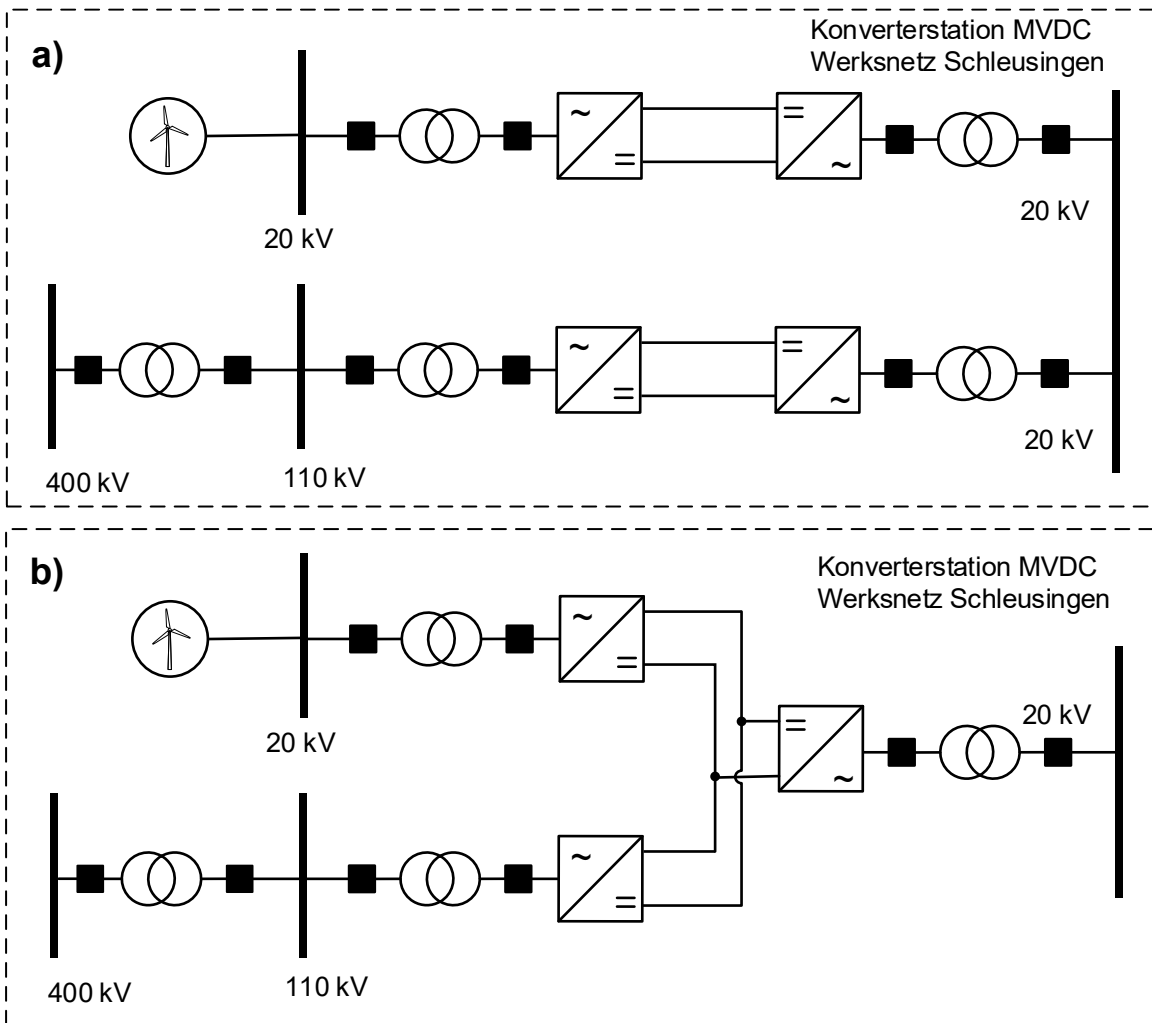


Abb. 7.1: Szenario 3 a) Punkt-zu-Punkt b) drei-terminal



## A Abbildungsverzeichnis

Abb. 2.1:	Generischer Trassenverlauf der Szenarien [1] .....	5
Abb. 2.2:	Anschluss HGÜ nach NEP mittels MVDC .....	6
Abb. 2.3:	Anschluss Übertragungsnetz im UW Altenfeld mittels MVDC .....	6
Abb. 2.4:	Anschluss EE mittels MVDC sowie an Übertragungsnetz UW Altenfeld .....	7
Abb. 2.5:	AC-Anschluss 110 kV konventionell .....	8
Abb. 3.1:	Methodik zur ökonomischen Bewertung der Szenarien.....	10
Abb. 3.2:	Spezifische Netzkosten mit Finanzierungskosten.....	13
Abb. 3.3:	Sensitivitätsanalyse – Relative Abweichung $V_{\min} / V_{\text{Ref}}$ in % .....	15
Abb. 3.4:	Sensitivitätsanalyse – Relative Abweichung $V_{\max} / V_{\text{Ref}}$ in % .....	16
Abb. 4.1:	Abschätzung der Genehmigungsdauer für die Ausbauvarianten .....	18
Abb. 4.2:	Abschätzung Verfügbarkeit Komponenten und Anlagen .....	18
Abb. 4.3:	Vergleich Trassenbreiten: a) Freileitung 110 kV, b) HGÜ-Kabel 525 kV, c) 20-kV-MVDC-Kabel .....	20
Abb. 5.1:	PRISMA-Flowchart.....	24
Abb. 5.2:	Akzeptanzfaktoren im Kontext von Onshore-Windenergieanlagen .....	29
Abb. 5.3:	Akzeptanzfaktoren im Kontext von Freiflächen PV-Anlagen .....	30
Abb. 5.4:	Akzeptanzfaktoren im Kontext von Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) .....	31
Abb. 5.5:	Akzeptanzfaktoren im Kontext von Freilandleitungen.....	32
Abb. 5.6:	Partizipationsmöglichkeiten und ihre Bedeutung für die regionale Akzeptanz .....	33
Abb. 5.7:	Partizipationsmöglichkeiten und regionale Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen .....	34
Abb. 5.8:	Wahrgenommene regionale Risiken und ihre Bedeutung für die Akzeptanz .....	38
Abb. 5.9:	Wahrgenommener regionaler Nutzen und seine Bedeutung für die Akzeptanz.....	39
Abb. 5.10:	Wahrgenommener Nutzen und Risiken für die ökonomische Situation der Region .....	40
Abb. 5.11:	Akzeptanzsteigernde und -hindernde strukturelle Rahmenbedingungen in Zusammenhang mit Onshore-Windenergieanlagen .....	42
Abb. 6.1:	Handlungsempfehlung - Bedingungsverzweigung.....	44
Abb. 6.2:	Handlungsempfehlung - Realisierungszeit mit Zielhorizont 2035 .....	45
Abb. 6.3:	Übersicht Wandlungsstufen: a) AC-Ausführung, b) DC-Ausführung .....	48
Abb. 7.1:	Szenario 3 a) Punkt-zu-Punkt b) drei-terminal .....	52

## B Tabellenverzeichnis

Tab. 3.1: Technischer Vergleich der Szenarien .....	9
Tab. 3.2: Ökonomische Bewertung Szenarien .....	11
Tab. 3.3: Spezifische Netzkosten.....	12
Tab. 3.4: Parametervariation für die Szenarien .....	13
Tab. 3.5: Veränderung der spezifischen Netzkosten je Szenario durch die Variationen.....	14
Tab. 4.1: Umsetzungsrisiken.....	19
Tab. 5.1: Technologische Risiken .....	22
Tab. 5.2: Ökonomische Risiken .....	23
Tab. 5.3: Merkmale der identifizierten Publikationen und Studien.....	25
Tab. 5.4: Akzeptanzfelder .....	26
Tab. 5.5: Distributive und prozedurale Fairness und ihre Bedeutung für die Akzeptanz.....	36
Tab. 5.6: Vertrauen in verschiedene Akteursgruppen und Bedeutung für Akzeptanz von PV-Anlagen, Erdkabelleitungen und Freilandleitungen .....	37
Tab. 5.7: Soziale Umsetzungsrisiken für die vier Szenarien .....	43



## C Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselspannung, Wechselstrom)
ALT	Altenfeld
DC	Direct current (Wechselspannung, Wechselstrom)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EET	Erneuerbare-Energien-Technologien
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HV	High Voltage (Hochspannung)
LVDC	Low Voltage Direct current (DC-Niederspannung)
MMC	Modulare Multilevel Umrichter
MV	Medium Voltage (Mittelspannung)
MVDC	Medium Voltage Direct Current (Mittelspannungsgleichstromübertragung)
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan Strom
SDL	Systemdienstleistungen
TEN	Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen (engl. XLPE cross linked polyethylene)
VSC	Voltage Source Converter

## D Literaturverzeichnis

- [1] *OpenStreetMap, OpenStreetMap*. [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.org/copyright> (accessed: Jul. 25 2023).
- [2] *Netzentwicklungsplan Strom | Netzentwicklungsplan*. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/> (accessed: Jul. 25 2023).
- [3] S. Korth, "TEN\_Netzausbaumassnahmen\_110-kV," [Online]. Available: [https://www.thueringer-energienetze.com/Content/Documents/Ueber\\_uns/TEN\\_Netzausbaumassnahmen\\_110-kV.PDF](https://www.thueringer-energienetze.com/Content/Documents/Ueber_uns/TEN_Netzausbaumassnahmen_110-kV.PDF)
- [4] J. Iglesias, *Technologische Lösungen im Bereich MVDC bei Hitachi Energy*.
- [5] C. Monin, S. Mulley, and E. Mauxion, *Technologische Lösungen im Bereich MVDC bei General Electric*.
- [6] J. Scheck, "Dokumentation," [Online]. Available: <https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/Unternehmen/20210215-sicherheitshinweise-bayernwerk.pdf>
- [7] TENET and TRANSNETBW, "SuedLink\_verstehen," [Online]. Available: [https://tenet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-01/SuedLink\\_verstehen.pdf](https://tenet-drupal.s3.eu-central-1.amazonaws.com/default/2023-01/SuedLink_verstehen.pdf)
- [8] Schelkle, "Microsoft Word - 10.9.6.08 Broschüre Schutz von Versorgungsanlagen und Ergänzungen ewa netze," [Online]. Available: [https://leitungsauskunft.ewa-netze.de/apak/static\\_docs/Broschuere\\_Schutz\\_von\\_Versorgungsanlagen\\_und\\_Erg%C3%A4nzungen\\_ewa\\_netze.pdf](https://leitungsauskunft.ewa-netze.de/apak/static_docs/Broschuere_Schutz_von_Versorgungsanlagen_und_Erg%C3%A4nzungen_ewa_netze.pdf)
- [9] M. J. Page *et al.*, "The PRISMA 2020 statement: an updated guideline for reporting systematic reviews," *BMJ*, vol. 372, 2021, doi: 10.1136/bmj.n71.
- [10] D. Moher, A. Liberati, J. Tetzlaff, and D. G. Altman, "Preferred reporting items for systematic reviews and meta-analyses: the PRISMA statement," *BMJ*, vol. 339, 2009, doi: 10.1136/bmj.b2535.
- [11] N. V. Emodi, H. Lovell, C. Levitt, and E. Franklin, "A systematic literature review of societal acceptance and stakeholders' perception of hydrogen technologies," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 46, no. 60, pp. 30669–30697, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.212.
- [12] M. Enserink, R. van Etteger, A. van den Brink, and S. Stremke, "To support or oppose renewable energy projects? A systematic literature review on the factors influencing landscape design and social acceptance," *Energy Research & Social Science*, vol. 91, 2022, doi: 10.1016/j.erss.2022.102740.
- [13] T. von Wirth, L. Gislason, and R. Seidl, "Distributed energy systems on a neighborhood scale: Reviewing drivers of and barriers to social acceptance," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 82, pp. 2618–2628, 2018, doi: 10.1016/j.rser.2017.09.086.
- [14] F. A. Mohd Sobri, M. Ariffin, and A. H. Sharaai, "Systematic Review of Public Acceptance of Solar Policies: A Conceptual Framework of Policy Acceptance," *ARFMTS*, vol. 81, no. 2, pp. 36–51, 2021, doi: 10.37934/arfmts.81.2.3651.
- [15] Thüringer Energie- und GreenTech-Agentur (ThEGA), *Die Energiewende vor Ort selbst gestalten – Leitfaden zur Bürgerbeteiligung bei Erneuerbaren Energien in Thüringen*. [Online]. Available: [https://www.thega.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/thega\\_broschuere\\_energiewende\\_vor\\_ort.pdf](https://www.thega.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/thega_broschuere_energiewende_vor_ort.pdf)

- 
- [16] N. Huijts, E. Molin, and L. Steg, "Psychological factors influencing sustainable energy technology acceptance: A review-based comprehensive framework," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, no. 1, pp. 525–531, 2012, doi: 10.1016/j.rser.2011.08.018.
- [17] Teamgeist Medien GbR, "NAP2022," [Online]. Available: [https://www.thueringer-energienetze.com/Content/Documents/Ueber\\_uns/NAP2022.pdf](https://www.thueringer-energienetze.com/Content/Documents/Ueber_uns/NAP2022.pdf)

## E Anhang

**Tab. Anhang E-1:** Auswahlkriterien der systematischen Literaturrecherche

	<b>Auswahlkriterien</b>
<b>Untersuchungsgegenstand</b>	<p><b>Akzeptanz</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bezug zu regionaler Akzeptanz oder verwandten Konzepten (z.B. Partizipation) mit regionalem Bezug</li> <li>• Ausschluss: nationale Akzeptanz</li> </ul> <p><b>Technologie</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Bezug zu den relevanten Technologien (Onshore-Windenergieanlagen, Freiflächen PV-Anlagen, Erdkabelleitungen, Freilandleitungen)</li> <li>• Ausschluss: Untersuchung der Akzeptanz anderer Technologien (z.B. Wasserstoff)</li> </ul>
<b>Population</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bürgerinnen und Bürger aus Deutschland</li> <li>• Ausschluss: kein deutscher Untersuchungskontext</li> </ul>
<b>Methode</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Empirische Arbeiten, darunter z.B. Befragungen, Experimente, Case-Study Analysen, qualitative Interviews</li> <li>• Ausschluss: Publikationen, die ausschließlich auf Forschungsliteratur basieren</li> </ul>

**Tab. Anhang E-2:** Suchstring für die englischen Datenbanken (Scopus)

<b>Akzeptanz</b>		<b>Regionaler Kontext</b>		<b>Technologieoptionen</b>		<b>Population</b>
	<b>AND</b>		<b>AND</b>		<b>AND</b>	
accept*		local		renewable energy		german*
support		regional		renewable energies		
attitude		community		sustainable energy		
opinion		municipal		sustainable energies		
perspective				solar		
perception				photovoltaic		
agree*				wind		
reject*				grid		
opposition				underground high voltage powerline		
engagement				underground power line		
participation				underground cable		
protest				underground power cable		
resistance				buried cable		
				buried power cable		
				direct current		

**Tab. Anhang E-3:** Suchstring für die deutschen Datenbanken (Springer Link, SSOAR)

<b>Akzeptanz</b>		<b>Regionaler Kontext</b>		<b>Technologieoptionen</b>
	<b>UND</b>		<b>UND</b>	
Akzeptanz		lokal		erneuerbare Energie
Unterstützung		regional		regenerative Energie
Einstellung		Gemeinde		Solar
Meinung		kommun*		Photovoltaik*
Perspektive				Windkraft*
Ablehnung				Netz*
Ansicht				Erdkabel*
Bereitschaft				Gleichstrom
Haltung				
Sicht				
Standpunkt				
zustimm*				
Widerstand				
Resistenz				
Partizipation				
Engagement				
protest*				

**Tab. Anhang E-4:** Leitfaden für das Experteninterview mit einem Projektentwickler für Windenergie

Untersuchungsgegenstand	Fragen
<b>Partizipation</b>	<p>Uns interessieren insbesondere ihre Erfahrungen mit Beteiligungsformaten bei konkreten Ausbauprojekten.</p> <p><b>F1.</b> Welche Beteiligungsmodelle haben Sie in Vergangenheit schon genutzt?</p> <p><b>F2.</b> Wie waren Ihre Erfahrungen damit?</p> <p><b>F3.</b> Wie wurden die Modelle von den Einwohner:innen wahrgenommen bzw. angenommen?</p>
<b>Wahrgenommene Risiken</b>	<p><b>F4.</b> Was sind Ihren Erfahrungen nach die Haupteinwände, die Menschen vorbringen?</p> <p><b>F5.</b> Welche (Kommunikations-)Strategien haben Sie genutzt, um die Menschen trotz dieser Einwände zu überzeugen? (Nachfrage: Und warum?)</p> <p><b>F6.</b> Mit welchen ist es Ihnen gelungen bzw. nicht gelungen? (Nachfrage: Und warum?)</p>
<b>Andere Stakeholder</b>	<p><b>F7.</b> Welche (weiteren) Akteure vor Ort/in der Region beeinflussen Ihren Erfahrungen nach, ob die Realisierung eines Vorhabens erfolgreich verläuft oder nicht? Was sind Ihren Erfahrungen nach, die Haupteinwände, die diese Akteure vorbringen?</p> <p><b>F8.</b> Welche Strategien waren Ihren Erfahrungen nach erfolgreich, Konflikte zu vermeiden oder zu bewältigen? (Nachfrage: Und warum?)</p> <p><b>F9.</b> Welche Strategien haben weniger gut funktioniert? (Nachfrage: Und warum?)</p> <p><b>F10.</b> Welche Hauptgründe werden Ihren Erfahrungen nach von den Unterstützern eines geplanten Vorhabens angeführt? (Nachfrage: Und warum?)</p>
<b>Regionale Mentalität</b>	<p><b>F11.</b> Fallen Ihnen noch weitere Aspekte ein, die vor dem Hintergrund der regionalen Mentalität und Gegebenheiten Thüringens, ein geplantes Projekt verhindern, oder begünstigen könnten?</p>
<b>Stimmungslage</b>	<p><b>F12.</b> Wie schätzen Sie die Stimmungslage in und um Schleusingen ein? Würden die meisten so ein Projekt unterstützen, wären die meisten dagegen oder ist das den Leuten egal?</p>

**Tab. Anhang E-5:** Leitfaden für das Interview mit einem Geschäftsführer von Wiegand Glas

<b>Untersuchungsgegenstand</b>	<b>Fragen</b>
<b>Projektfragen</b>	<p><b>F1.</b> Nach unseren Informationen, planen Sie zur teilweisen Abdeckung des Verbrauchs am Standort Schleusingen die Errichtung von Windrädern und Photovoltaikanlagen. Können Sie uns dazu bitte einige Informationen geben. Falls bekannt, wie viele Windkraftanlagen sind geplant?  Falls bekannt, wie viele ha Freiflächen PV?  Wie weit sind die Pläne konkretisiert? (Standorte?)  Konkrete Projektierer?</p>
<b>Regionaler Kontext</b>	<p><b>F2.</b> Wie schätzen Sie die Stimmung in der Region ein? Rechnen Sie mit Unterstützung oder mit Ablehnung der Vorhaben?  Von Seiten der Politik (Stadt, Kreis, Land)?  Von Seiten der Bürgerinnen und Bürger?  Die Wirtschaft in der Region?  Gibt es andere Akteure mit deren Unterstützung oder Widerstand Sie rechnen?</p>
<b>Mögliche Lösungsmaßnahmen</b>	<p><b>F3.</b> Die Erfahrung zeigt, dass gerade der Bau von Windkraftanlagen bei den Bürgerinnen und Bürgern auf Widerstand stößt. Welche Maßnahmen zur möglichen Akzeptanzsteigerung wären aus Ihrer Sicht geeignet und kämen für Sie in Frage?</p>
<b>Persönliches Interesse</b>	<p><b>F4.</b> Im Rahmen unserer Studie haben wir untersucht, welche Faktoren in der Forschung ermittelt wurden, die die Akzeptanz von Erneuerbaren Energien beeinflussen (siehe folgende Seite). Gibt es diesbezüglich bestimmte Faktoren, für die Sie sich besonders interessieren würden?</p>



**Tab. Anhang E-6:** Gesamtübersicht der identifizierten Publikationen

Nummer	Publikation
#1	Berndt, D. & Engelbert, J. (2018). Sozialverträglichkeit im Kontext der lokalen Energiewende - das Beispiel Landkreis Ahrweiler. In A. Stefansky, A. Göb & Akademie für Raumforschung und Landesplanung (Hrsg.), <i>Bitte wenden Sie!</i> - Herausforderungen und Chancen der Energiewende (S. 18–28).
#2	Bertsch, V., Hall, M., Weinhardt, C. & Fichtner, W. (2016). Public acceptance and preferences related to renewable energy and grid expansion policy: Empirical insights for Germany. <i>Energy</i> , 114, 465–477. <a href="https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.022">https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.08.022</a>
#3	Breukers, S. & Wolsink, M. (2007). Wind power implementation in changing institutional landscapes: An international comparison. <i>Energy Policy</i> , 35(5), 2737–2750. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.004">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.004</a>
#4	Buchholz, F. & Hüge, A. (2014). Beteiligung - ein Mittel, um die Bürger bei der Energiewende mitzunehmen? Ein aktueller Zwischenbericht zur Windenergieplanung in Baden-Württemberg. In S. Grotheer, A. Schwöbel & M. Stepper (Hrsg.), <i>Arbeitsberichte der ARL. Nimm's sportlich - Planung als Hindernislauf</i> (S. 48–61). Verlag der ARL - Akademie für Raumforschung und Landesplanung. <a href="http://hdl.handle.net/10419/102929">http://hdl.handle.net/10419/102929</a>
#5	Bues, A. (2018). Planning, Protest, and Contentious Politics: The Governance of Wind Energy in Brandenburg and Ontario. <i>DISP</i> , 54(4), 34–45. <a href="https://doi.org/10.1080/02513625.2018.1562796">https://doi.org/10.1080/02513625.2018.1562796</a>
#6	Busch, H. & McCormick, K. (2014). Local power: Exploring the motivations of mayors and key success factors for local municipalities to go 100% renewable energy. <i>Energy, Sustainability and Society</i> , 4(1), 1–15. <a href="https://doi.org/10.1186/2192-0567-4-5">https://doi.org/10.1186/2192-0567-4-5</a>
#7	Eichenauer, E. & Gailing, L. (2022). What Triggers Protest?—Understanding Local Conflict Dynamics in Renewable Energy Development. <i>Land</i> , 11(10). <a href="https://doi.org/10.3390/land11101700">https://doi.org/10.3390/land11101700</a>
#8	Fischer, B., Gutsche, G. & Wetzels, H. (2021). Who wants to get involved? Determining citizen willingness to participate in German renewable energy cooperatives. <i>Energy Research and Social Science</i> , 76. <a href="https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102013">https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102013</a>
#9	Gölz, S. & Wedderhoff, O. (2018). Explaining regional acceptance of the German energy transition by including trust in stakeholders and perception of fairness as socio-institutional factors. <i>Energy Research and Social Science</i> , 43, 96–108. <a href="https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.05.026">https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.05.026</a>
#10	Hellmuth, N. & Jakobs, E.-M. (2022). Lernen von Erfahrungen mit Infrastrukturprojekten – Konfliktauslöser und -bearbeitung. <i>Zeitschrift für Energiewirtschaft</i> , 46(2), 131–145. <a href="https://doi.org/10.1007/S12398-022-00324-5">https://doi.org/10.1007/S12398-022-00324-5</a>
#11	Jobert, A., Laborgne, P. & Mimler, S. (2007). Local acceptance of wind energy: Factors of success identified in French and German case studies. <i>Energy Policy</i> , 35(5), 2751–2760. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.005">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.12.005</a>
#12	Keppler, D. (2007). Regional factors in the development of renewable energies - Results of a case study in the energy region of Lower Lusatia. <i>GAIA - Ecological Perspectives for Science and Society</i> , 16(4), 289–296. <a href="https://doi.org/10.14512/gaia.16.4.11">https://doi.org/10.14512/gaia.16.4.11</a>
#13	Knauf, J. (2022). Can't buy me acceptance? Financial benefits for wind energy projects in Germany. <i>Energy Policy</i> , 165. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112924">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112924</a>
#14	Komendantova, N. & Battaglini, A. (2016). Beyond Decide-Announce-Defend (DAD) and Not-in-My-Backyard (NIMBY) models? Addressing the social and public acceptance of electric transmission lines in Germany. <i>Energy Research and Social Science</i> , 22, 224–231. <a href="https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.10.001">https://doi.org/10.1016/j.erss.2016.10.001</a>

#15	Langer, K., Decker, T. & Menrad, K. (2017). Public participation in wind energy projects located in Germany: Which form of participation is the key to acceptance? <i>Renewable Energy</i> , 112, 63–73. <a href="https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.021">https://doi.org/10.1016/j.renene.2017.05.021</a>
#16	Langer, K., Decker, T., Roosen, J. & Menrad, K. (2016). A qualitative analysis to understand the acceptance of wind energy in Bavaria. <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> , 64, 248–259. <a href="https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.084">https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.05.084</a>
#17	Leiren, M. D., Aakre, S., Linnerud, K., Julsrud, T. E., Di Nucci, M. R. & Krug, M. (2020). Community acceptance of wind energy developments: Experience from wind energy scarce regions in Europe. <i>Sustainability</i> , 12(5). <a href="https://doi.org/10.3390/su12051754">https://doi.org/10.3390/su12051754</a>
#18	Liebe, U., Bartczak, A. & Meyerhoff, J. (2017). A turbine is not only a turbine: The role of social context and fairness characteristics for the local acceptance of wind power. <i>Energy Policy</i> , 107, 300–308. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.043">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.04.043</a>
#19	Lienhoop, N. (2018). Acceptance of wind energy and the role of financial and procedural participation: An investigation with focus groups and choice experiments. <i>Energy Policy</i> , 118, 97–105. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.063">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.03.063</a>
#20	Linzenich, A. & Ziefle, M. (2018). Uncovering the impact of trust and perceived fairness on the acceptance of wind power plants and electricity pylons. In <i>SMARTGREENS 2018 - Proceedings of the 7th International Conference on Smart Cities and Green ICT Systems</i> (S. 190–198). SciTePress. <a href="https://doi.org/10.5220/0006696001900198">https://doi.org/10.5220/0006696001900198</a>
#21	Mostegl, N. M., Pröbstl-Haider, U. & Haider, W. (2017). Spatial energy planning in Germany: Between high ambitions and communal hesitations. <i>Landscape and Urban Planning</i> , 167, 451–462. <a href="https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2017.07.013">https://doi.org/10.1016/j.landurbplan.2017.07.013</a>
#22	Mueller, C. E. (2020). Examining the inter-relationships between procedural fairness, trust in actors, risk expectations, perceived benefits, and attitudes towards power grid expansion projects. <i>Energy Policy</i> , 141. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111465">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111465</a>
#23	Mueller, C. E. (2020). Why do residents participate in high-voltage transmission line planning procedures? Findings from two power grid expansion regions in Germany. <i>Energy Policy</i> , 145. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111779">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111779</a>
#24	Mueller, C. E., Keil, S. I. & Bauer, C. (2019). Underground cables vs. overhead lines: Quasi-experimental evidence for the effects on public risk expectations, attitudes, and protest behavior. <i>Energy Policy</i> , 125, 456–466. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.053">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.053</a>
#25	Müller, K. & Morton, T. (2021). The space, the time, and the money. Wind energy politics in East Germany. <i>Environmental Innovation and Societal Transitions</i> , 40, 62–72. <a href="https://doi.org/10.1016/j.eist.2021.06.001">https://doi.org/10.1016/j.eist.2021.06.001</a>
#26	Musall, F. D. & Kuik, O. (2011). Local acceptance of renewable energy-A case study from southeast Germany. <i>Energy Policy</i> , 39(6), 3252–3260. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.017">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.017</a>
#27	Otto, A. & Leibenath, M. (2014). The interrelation between collective identities and place concepts in local wind energy conflicts. <i>Local Environment</i> , 19(6), 660–676. <a href="https://doi.org/10.1080/13549839.2013.868871">https://doi.org/10.1080/13549839.2013.868871</a>
#28	Reitz, S., Goshen, L. & Ohlhorst, D. (2022). Trade-offs in German wind energy expansion: building bridges between different interests, values and priorities. <i>Energy, Sustainability and Society</i> , 12(1). <a href="https://doi.org/10.1186/s13705-022-00365-1">https://doi.org/10.1186/s13705-022-00365-1</a>
#29	Reusswig, F., Braun, F., Heger, I., Ludewig, T., Eichenauer, E. & Lass, W. (2016). Against the wind: Local opposition to the German Energiewende. <i>Utilities Policy</i> , 41, 214–227. <a href="https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.02.006">https://doi.org/10.1016/j.jup.2016.02.006</a>

#30	Ruddat, M. & Sonnberger, M. (2019). From Protest to Support—Empirical Analysis of Local Acceptance of Energy Technologies in the Context of the German Energy Transition. <i>Kölner Zeitschrift für Soziologie und Sozialpsychologie</i> , 71(3), 437–455. <a href="https://doi.org/10.1007/S11577-019-00628-4/FULLTEXT.HTML">https://doi.org/10.1007/S11577-019-00628-4/FULLTEXT.HTML</a>
#31	Schumacher, K., Krones, F., McKenna, R. & Schultmann, F. (2019). Public acceptance of renewable energies and energy autonomy: A comparative study in the French, German and Swiss Upper Rhine region. <i>Energy Policy</i> , 126, 315–332. <a href="https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.11.032">https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.11.032</a>
#32	Simora, M., Frondel, M. & Vance, C. (2020). Do financial incentives increase the acceptance of power lines? Evidence from Germany. <i>Regional Science and Urban Economics</i> , 85. <a href="https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2020.103575">https://doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2020.103575</a>
#33	Sonnberger, M. & Ruddat, M. (2017). Local and socio-political acceptance of wind farms in Germany. <i>Technology in Society</i> , 51, 56–65. <a href="https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2017.07.005">https://doi.org/10.1016/j.techsoc.2017.07.005</a>
#34	Süsser, D., Döring, M. & Ratter, B. M. (2017). Harvesting energy: Place and local entrepreneurship in community-based renewable energy transition. <i>Energy Policy</i> , 101, 332–341. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.018">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.10.018</a>
#35	Süsser, D. & Kannen, A. (2017). ‘Renewables? Yes, please!’: perceptions and assessment of community transition induced by renewable-energy projects in North Frisia. <i>Sustainability Science</i> , 12(4), 563–578. <a href="https://doi.org/10.1007/s11625-017-0433-5">https://doi.org/10.1007/s11625-017-0433-5</a>
#36	Zoellner, J., Schweizer-Ries, P. & Wemheuer, C. (2008). Public acceptance of renewable energies: Results from case studies in Germany. <i>Energy Policy</i> , 36(11), 4136–4141. <a href="https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.026">https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.06.026</a>

**Tab. Anhang E-7:** Wahrnehmung über allgemeine Risiken und allgemeinen Nutzen und ihre Bedeutung für die Akzeptanz

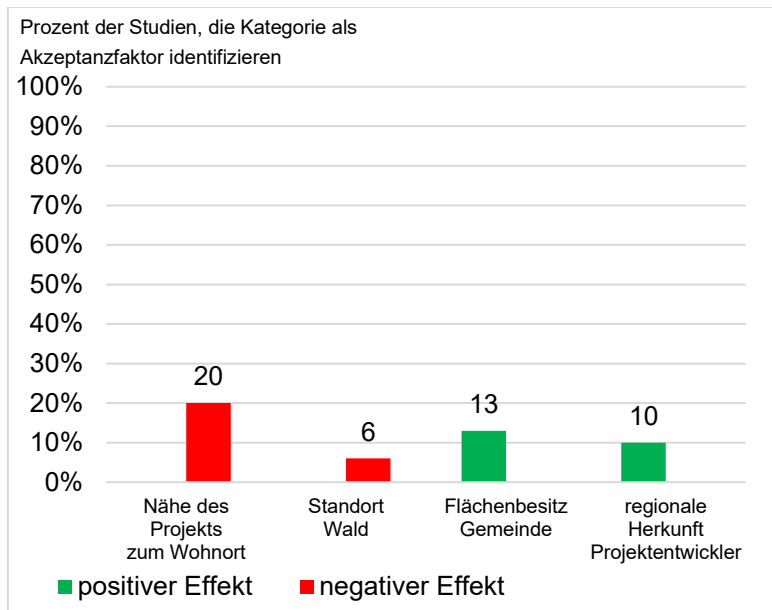
	<b>Onshore-Windenergieanlagen</b>	<b>Freiflächen PV-Anlagen</b>	<b>Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV)</b>	<b>Freilandleitungen</b>
Allgemeiner Nutzen für Klimawandel oder Energiewende	17%	30%	20%	11%
Allgemeiner Nutzen für deutsche Wirtschaft	7%	10%	-	-
Allgemeine Risiken für Deutschland (darunter Landschaft, Natur- und Tierschutz)	7%	-	-	-

Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Studien zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Studien zu Freilandleitungen. Lesebeispiel: 17 Prozent der Studien zu Onshore-Windenergieanlagen identifizieren einen wahrgenommenen allgemeinen Nutzen für den Klimawandel oder die Energiewende als Faktor, der die regionale Akzeptanz begünstigt.

**Tab. Anhang E-8:** Akzeptanzsteigernde und -hindernde Projekteigenschaften und strukturelle Rahmenbedingungen

	Onshore-Windenergieanlagen	Freiflächen PV-Anlagen	Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV)	Freilandleitungen
<b>Akzeptanzhindernd Projekteigenschaften</b>				
Nähe des Projekts zum Wohnort	20%	10%	-	11%
Standort Wald / Ackerland	6%	10%	-	-
<b>Akzeptanzsteigernde Projekteigenschaften</b>				
Flächenbesitz Gemeinde/Kommune	13%	10%	-	-
Regionale Herkunft Projektentwickler	10%	-	-	-
<b>Akzeptanzhindernde strukturelle Rahmenbedingungen</b>				
Regionale Mentalität	10%	-	-	-
Schlechte Wirtschaftssituation	7%	-	-	-
Regional aktive Bürgerinitiativen	7%	10%	-	-
Negative medialer Diskurs	10%	10%	-	-
<b>Akzeptanzfördernde strukturelle Rahmenbedingungen</b>				
Regionale Mentalität (Norden, Lausitz)	7%	-	10%	-
Positiver Standpunkt regionaler politischer Akteure	17%	20%	20%	11%

Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen, n = 10 Studien zu Freiflächen PV-Anlagen, n = 5 Studien zu Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV) und n = 9 Studien zu Freilandleitungen. Lesebeispiel: 22 Prozent der Studien zu Freilandleitungen identifizieren einen positiven Standpunkt regionaler politischer Akteure als Faktor, der die regionale Akzeptanz begünstigt.

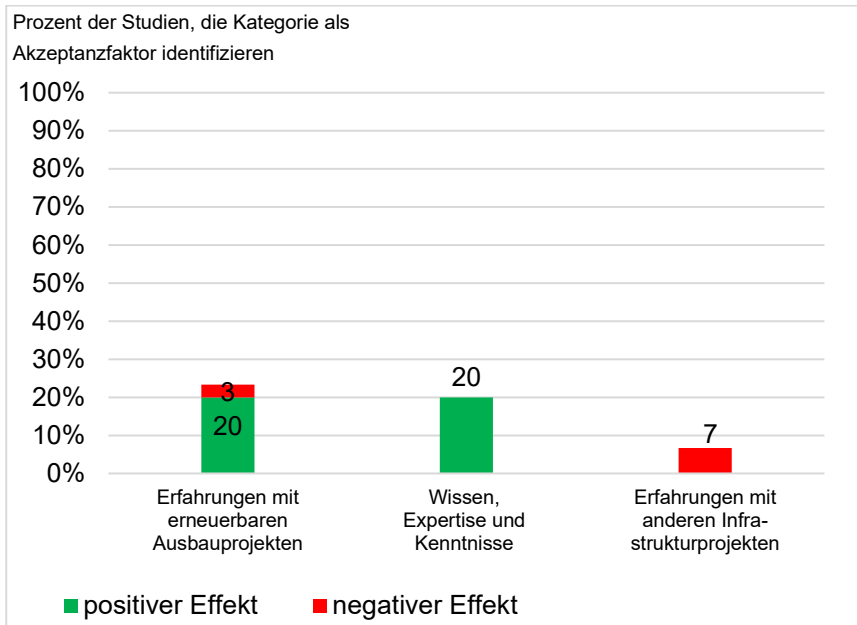


**Abb. Anhang E-1:** Akzeptanzsteigernde und -hindernde Projekteigenschaften (Onshore Windenergieanlagen)

Anmerkung: Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windkraftanlagen. Lesebeispiel: 20 Prozent der Studien zu Onshore-Windkraftanlagen identifizieren die Nähe eines Ausbauprojekts zum Wohnort als Faktor, der die regionale Akzeptanz verringert.

**Tab. Anhang E-9:** Persönliche Merkmale und ihre Bedeutung für die regionale Akzeptanz

	Onshore-Windenergieanlagen	Freiflächen PV-Anlagen	Erdkabelleitungen (Suedlink, 525 kV)	Freilandleitungen
<b>Akzeptanzhindernde persönliche Merkmale</b>				
Hohes Alter	7%	-	-	-
Junges Alter		-	20%	-
Weibliches Geschlecht	3%	-	-	11%
Konservative politische Einstellung	3%	-	-	11%
Hauseigentum	-	-	20%	11%
Ländlicher Wohnsitz	-	-	-	11%
<b>Akzeptanzsteigernde persönliche Merkmale</b>				
Männliches Geschlecht	-	-	20%	22%
Politisches Interesse	-	-	20%	-
Grüner Lifestyle	-	-	-	11%



**Abb. Anhang E-2:** Erfahrungen, Wissen und Expertise und ihre Bedeutung für die regionale Akzeptanz von Onshore-Windenergieanlagen

*Anmerkung:* Prozentwerte basieren auf n = 30 Studien zu Onshore-Windenergieanlagen. Zu Freiflächen PV-Anlagen und den Leitungsprojekten liegen keine Befunde vor. Lesebeispiel: 20 Prozent der Studien identifizieren Erfahrungen mit erneuerbaren Energien als Faktor, der die regionale Akzeptanz positiv begünstigt, während 7 Prozent zeigen, dass sie dadurch verringert wird.