

Kostenoptimierte Integration Erneuerbarer Energien in das Verteilnetz der EWR Netz GmbH

Lea Wagner¹(*), Eckehard Tröster¹, Bernhard Betz², Johannes Krämer²

¹ Energynautics GmbH, Robert-Bosch-Straße 7, 64293 Darmstadt, +49 (0) 6151 785 81 06,
L.Wagner@energynautics.com, www.energynautics.com

² EWR Netz GmbH, Klosterstraße 16, 67547 Worms, +49 (0) 6241 848 645,
Betz.Bernhard@ewr-netz.de, www.ewr-netz.de

Kurzfassung: Durch die fortlaufende Optimierung des Netzbetriebs sowie die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien erfolgt eine immer größere Auslastung der Verteilnetze. Dabei hat es insbesondere in den letzten Jahren deutliche Impulse zum Bau von Erzeugungsanlagen auf Basis regenerativer Energien gegeben, die nach Möglichkeit in existierende Verteilnetze zu integrieren sind. Hierbei ist die Einhaltung von technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

In der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz (RLP) [1] wurden zehn Szenarien, welche die vollständige Versorgung RLPs durch erneuerbare Energien im Jahr 2030 sicherstellen, gegenübergestellt und kostenbasiert verglichen. Die Szenarien implizieren die Anwendung diverser Technologien und deren Kombination, u.a. Speicher, Lastmanagement und intelligente Technologien wie regelbare Ortsnetztransformatoren und Weitbereichsregelung. Das Ziel der hier vorgestellten Studie ist die Untersuchung des Einflusses dieser Szenarien auf das Versorgungsgebiet und die nötigen Investitionen des rheinland-pfälzischen Verteilnetzbetreibers EWR Netz GmbH. Hierfür wurden zuerst die sich aus den Szenarien ergebenden Wind- und Photovoltaikleistungen, die bis 2017 und 2030 an das Verteilnetz der EWR Netz GmbH angeschlossen werden müssen, bestimmt und mit dem realen Ausbaupfad verglichen. Die Kosten, die im Versorgungsgebiet der EWR Netz GmbH durch die Integration dieser Kapazitäten entstehen werden, wurden auf Basis der Methodik der Verteilnetzstudie RLP berechnet. In diesem Sinne wird für die Mittelspannungsebene ein Referenzansatz und für die Niederspannungsebene ein Modellnetzansatz verwendet. Zentrale Ergebnisse der Berechnungen sind:

- Das Verteilnetz der EWR Netz GmbH hat freie Kapazitäten, welche durch dezentrale Erzeuger genutzt werden können und zu einem verzögerten Netzausbaubedarf führen.
- Die im Versorgungsgebiet der EWR Netz GmbH für die Integration erneuerbarer Energien benötigten Investitionen können durch den sorgfältig gewählten Einsatz intelligenter Technologien beinahe halbiert werden.

Keywords: Verteilnetz, erneuerbare Energien, Rheinland-Pfalz, Netzausbaukosten

1 Einleitung

Die Landesregierung Rheinland-Pfalz (RLP) strebt an, dass sich das Bundesland im Jahr 2030 bilanziell zu 100 % mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen versorgt, das bedeutet, im Laufe des Jahres 2030 muss in RLP genauso viel Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt worden sein, wie elektrische Energie verbraucht wurde (100 %-Ziel). Anhand von Simulationen hat Energynautics in der Verteilnetzstudie RLP [1] die hierfür nötigen Ausbauziele für erneuerbare Energien sowie die entstehenden Netzausbaukosten für unterschiedliche Szenarien ermittelt (siehe Kapitel 2). Aufgrund der Mittelung der Annahmen für ganz RLP, ist die Gültigkeit der Studienresultate für einzelne Verteilnetze begrenzt.

Für die vorliegende Studie wurden Ausbauziele und Netzausbaukosten für den rheinland-pfälzischen Verteilnetzbetreiber EWR Netz GmbH (EWR) berechnet. Hierfür mussten die Annahmen der Berechnungen der Verteilnetzstudie RLP an die Eigenschaften des Versorgungsgebiets von EWR (siehe Kapitel 3) angepasst werden. Die sich für das Versorgungsgebiet von EWR ergebenden Ausbauziele der erneuerbaren Energien werden in Kapitel 4 dargestellt und mit dem tatsächlichen Ausbaupfad verglichen. In Kapitel 5 werden die sich durch die Integration der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten in das Netz von EWR ergebenden Ausbaukosten präsentiert. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Kapitel 6 zu finden.

2 Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz

In der Verteilnetzstudie RLP wurden sieben Szenarien und ein optimiertes Szenario mit zwei Sensitivitäten, welche durch unterschiedliche Entwicklungspfade die Erreichung des 100 %-Ziels gewährleisten, entwickelt und untersucht. Zusätzlich zu dem Analysehorizont 2030 diente das Jahr 2017 als Stützjahr. Für jedes dieser Szenarien wurden Berechnungen für EWR durchgeführt; Allerdings wird die Präsentation der Ergebnisse im Sinne einer effizienten und übersichtlichen Darstellung auf sechs Szenarien beschränkt. Im folgenden Absatz werden die Szenarien mit Fokus auf den hier vorgestellten kurz erläutert.

2.1 Szenarien

Das *Referenzszenario* repräsentiert den Basisfall, in dem die gesamte Erzeugung erneuerbarer Energien eingespeist werden muss und, da keine anderen Technologien eingesetzt werden, die Integration der dezentralen Erzeuger allein durch Netzausbau geleistet wird.

Im Szenario *Intelligente erneuerbare Energien* können Wind- und Solarkraftwerke abgeregelt werden, um die volkswirtschaftliche Kosten-Nutzen-Bilanz erneuerbarer Einspeisung und Netzausbaukosten zu optimieren. Aufgrund des langen Zeitraums, der nötig ist, um die gültige Gesetzeslage der Vorrangregelung für die Einspeisung erneuerbarer Erzeuger zu ändern, wird Abregelung erst nach dem Jahr 2018 eingesetzt. Die durch die Abregelung entstehenden Energieverluste müssen zur Erreichung des 100 %-Ziels durch zusätzliche erneuerbare Erzeugungskapazitäten ausgeglichen werden.

Im Szenario *Intelligenter Netzausbau* werden intelligente Technologien eingesetzt. Auf den Netzausbau in den Verteilnetzen hat insbesondere der Einsatz von Weitbereichsregelung

und regelbaren Mittel-/Niederspannungstransformatoren Einfluss. Beide Technologien verbessern die Spannungsregelung in den Verteilnetzen, welche herkömmlicherweise nur an den Hoch/Mittelspannungstransformatorstationen geregelt wird. Bei der Weitbereichsregelung werden zusätzlich zu den Transformatorstationen Messdaten an neuralgischen Punkten des Mittelspannungsnetzes erhoben. Dadurch kann die Spannungsregelung auch auf kritische Veränderungen an entfernten Punkten des Netzes reagieren. Im Gegensatz zu herkömmlichen Mittel-/Niederspannungstransformatoren kann bei regelbaren Mittel-/Niederspannungstransformatoren das Übersetzungsverhältnis im Betrieb verändert werden, wodurch die Niederspannung von der Mittelspannung entkoppelt wird. Dadurch kann niederspannungsseitig eine konstante Spannung bereitgestellt werden, auch wenn Spannungsschwankungen auf der Mittelspannungsebene auftreten.

Weitere Szenarien beinhalten den Einsatz von Lastmanagement und verschiedene Einsatzarten von Speichern. Während bei Lastmanagement von einer verlustlosen Verschiebung des Strombedarfs, wie er z. B. bei einem flexiblen Programmstart von Wasch- und Spülmaschinen auftritt, ausgegangen wird, treten bei den Speicherszenarien Verluste auf. Diese Verluste müssen, wie im Szenario *Intelligente erneuerbare Energien*, durch eine höhere Kapazität der erneuerbaren Erzeuger ausgeglichen werden. Die Autoren stellen in dem vorliegenden Dokument die Ergebnisse des *Lastmanagementszenarios* und die des Szenarios *Smart Storage* vor. Letzteres als Beispiel für den Einfluss von Speichern auf die Netzausbaukosten.

Auf Basis der Ergebnisse der oben beschriebenen Szenarien wurde ein *Optimiertes Szenario* abgeleitet, welches die in RLP entstehenden Netzausbaukosten unter Einhaltung des 100 %-Ziels minimiert. Das *Optimierte Szenario* wurde in einem Basisfall und zwei Sensitivitätsbetrachtungen untersucht. In der vorliegenden Studie werden nur die Ergebnisse der zweiten Sensitivität, welche insbesondere auch Abregelung beinhaltet, präsentiert.

3 Eigenschaften des Versorgungsgebiets der EWR Netz GmbH

EWR betreibt in 125 der 2306 Gemeinden RLPs Nieder- und Mittelspannungsnetze. Im Folgenden wird die durch die 125 Gemeinden abgedeckte Fläche EWR-Gebiet genannt. Im EWR-Gebiet betreibt EWR 5.460 km Nieder- und 1.820 km Mittelspannungsleitungen. Das EWR-Gebiet liegt im Südosten von RLP und umfasst 5,8 % der Fläche des Bundeslandes, in der 9,8 % der Landesbevölkerung wohnt. Folglich ist das Versorgungsgebiet von EWR vergleichsweise dicht besiedelt: Während die Bevölkerungsdichte in ganz RLP bei durchschnittlich 201 Einwohner pro km² liegt, beträgt sie in den von EWR versorgten Gemeinden im Schnitt 340 Einwohner pro km². Daraus ergibt sich aufgrund von Flächenrestriktionen ein im Vergleich zu RLP unterdurchschnittliches Potential für Windkraftanlagen, während das Potential für Photovoltaik (PV) durch die dichte Besiedlung und damit verfügbare Dachfläche überdurchschnittlich hoch ist. Darüber hinaus ist das Stromnetz bei einer dichten Besiedlung im Verhältnis zu dem Potential für erneuerbare Erzeugungsanlagen in der Regel gut ausgebaut, sodass der nötige Netzausbau niedriger ist, als in Gebieten geringer Besiedlungsdichte.

Vor einigen Jahrzehnten war der Anteil der Nachtspeicherheizungen im EWR-Gebiet relativ hoch. Da die Anzahl dieser Heizungen kontinuierlich sinkt, werden Kapazitäten frei, die durch

dezentrale Erzeugungsanlagen genutzt werden können; Dadurch wird der Netzausbaubedarf, insbesondere am Anfang des Betrachtungszeitraums, gedämpft.

4 Entwicklung der installierten Kapazität erneuerbarer Energien

In der Verteilnetzstudie RLP wurde die in jeder Gemeinde zu installierende Wind- und PV-Kapazität für jedes Szenario berechnet. Die im EWR-Gebiet zu installierenden Kapazitäten konnten daher leicht als Summe der Kapazitäten in den 125 von EWR versorgten Gemeinden berechnet werden. In Abbildung 1 sind die Ergebnisse des *Referenzszenarios* dargestellt. Die für die anderen Szenarien errechneten Ausbauprozesse weichen nur geringfügig hiervon ab.

Die laut der Verteilnetzstudie RLP berechneten Ausbauprozesse wurden mit dem tatsächlichen Ausbaupfad verglichen, dies ist möglich, weil die berechneten Kapazitäten auf Basis von Daten von 2012 für die Jahre 2017 und 2030 extrapoliert wurden und zum Zeitpunkt der hier vorgestellten Studie bereits Daten zum Ausbau der erneuerbaren Energieanlagen von Ende 2014 vorlagen. Die für das 100 %-Ziel nötigen Wind- und PV-Leistungen wurden zum Vergleich mit dem tatsächlichen Ausbau Ende 2014 zwischen 2012 und 2017 linear interpoliert (siehe Abbildung 1).

Der tatsächliche Zuwachs an Windleistung war Ende 2014 75 MW höher, als die laut *Referenzszenario* im EWR-Gebiet zur Erreichung des 100 %-Ziels benötigte Windkapazität. Dahingegen war die reale PV-Kapazität 10 MW niedriger, als laut *Referenzszenario* berechnet. Zusammen genommen ergibt sich, dass die installierte Leistung von Wind- und PV-Anlagen im EWR-Netz Ende 2014 den laut *Referenzszenario* berechneten Wert um 65 MW übertraf und damit die Region auf einem guten Weg ist, das 100 %-Ziel der Landesregierung umzusetzen.

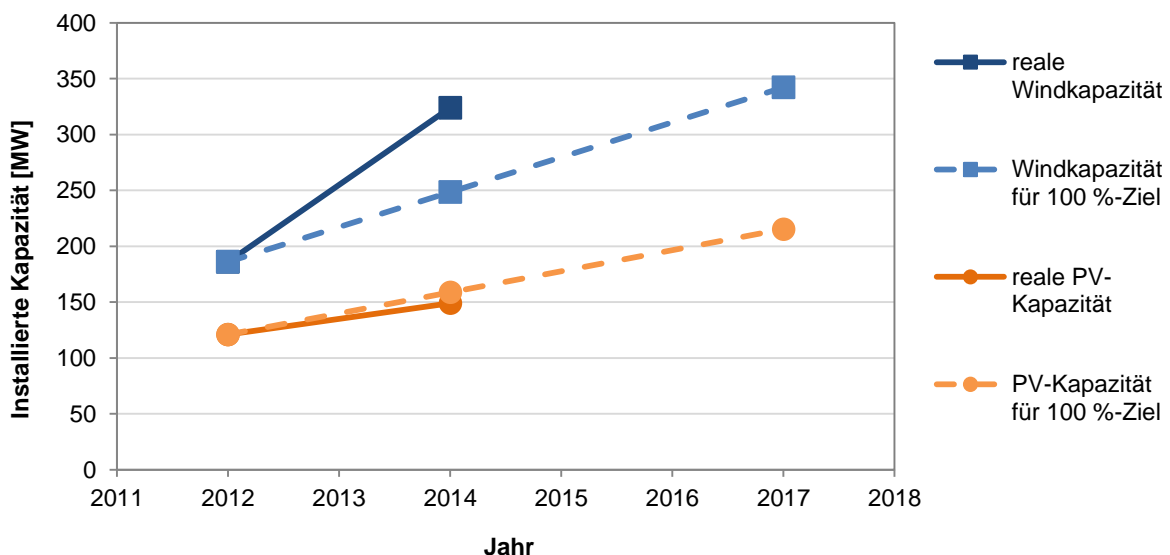


Abbildung 1: Realer und für das 100 %-Ziel nötiger Ausbau der Wind- und PV-Kapazität im EWR-Gebiet.

5 Netzausbaukosten

In diesem Kapitel werden die Annahmen zur Berechnung der durch das 100 %-Ziel im EWR-Gebiet entstehenden Netzausbaukosten und die Ergebnisse erläutert. Für eine detaillierte Darstellung der in RLP entstehenden Netzausbaukosten und der verwendeten Methodik verweisen die Autoren auf [1].

5.1 Methodik

Dieses Kapitel beinhaltet eine Zusammenfassung der Methodik zur Berechnung der Netzausbaukosten der Verteilnetzstudie RLP, sowie eine Darstellung der Änderungen, die gemacht wurden, um die Vorgehensweise an die Eigenschaften des EWR-Gebiets anzupassen.

5.1.1 Hoch-/Mittelspannungstransformatoren

Die benötigte Transformatorkapazität von der Hoch- zur Mittelspannungsebene wurde mithilfe eines komplexen Verfahrens, welches das europäische Übertragungsnetz sowie die Höchst- und Hochspannungsebene von RLP berücksichtigt, bestimmt. Die benötigten Kapazitäten wurden in der Verteilnetzstudie RLP bereits transformatorscharf ausgerechnet und konnten somit leicht aus dieser Studie für das EWR-Gebiet abgeleitet werden.

5.1.2 Mittelspannungsleitungen

Es wurde zwischen zwei Haupttreibern für den Ausbau von Mittelspannungsleitungen unterschieden: Einerseits müssen Mittelspannungsleitungen im Fall von wiederholt auftretenden Überlastungen oder Spannungsproblemen verstärkt werden; Andererseits werden neue Windkraftanlagen durch u.a. Mittelspannungsleitungen an das bestehende Verteilnetz angeschlossen.

Der benötigte Netzausbau in der Mittelspannungsebene aufgrund von Überlastungen und Spannungsproblemen wurde mithilfe eines Referenzansatzes bestimmt. Hierfür wurden die Gemeinden gemäß ihrer Bevölkerungsdichte und dem vorgesehenem Ausbau an PV-Kapazität (siehe Kapitel 4) in Klassen eingeteilt und für jede Klasse mehrere Referenzgemeinden ausgewählt. In Abbildung 2 sind die Gemeinden der Klasse A1 gemäß ihrer Bevölkerungsdichte und ihres zwischen 2012 und 2030 vorgesehenen Ausbaus an installierter PV-Leistung dargestellt. Das Klassenmittel ist in Gelb abgebildet und die gewählten Referenzgemeinden sind mit einem roten Kreuz markiert. Der zur Integration der vorgesehenen PV-Kapazität benötigte Ausbaubedarf in der Mittelspannungsebene wurde für die Referenzgemeinden anhand von Simulationen ihrer Mittelspannungsnetze mit steigender PV-Einspeisung bestimmt. Die Ergebnisse wurden mit dem inversen Abstand der Referenzgemeinden zum Klassenmittel gewichtet und auf die gesamte Klasse übertragen. In der Verteilnetzstudie RLP wurden die Mittelspannungsnetze in vier Klassen eingeteilt. Für eine detailliertere Darstellung wurden die Mittelspannungsnetze von EWR auf Basis derselben Parameter in sechs Gruppen eingeteilt.

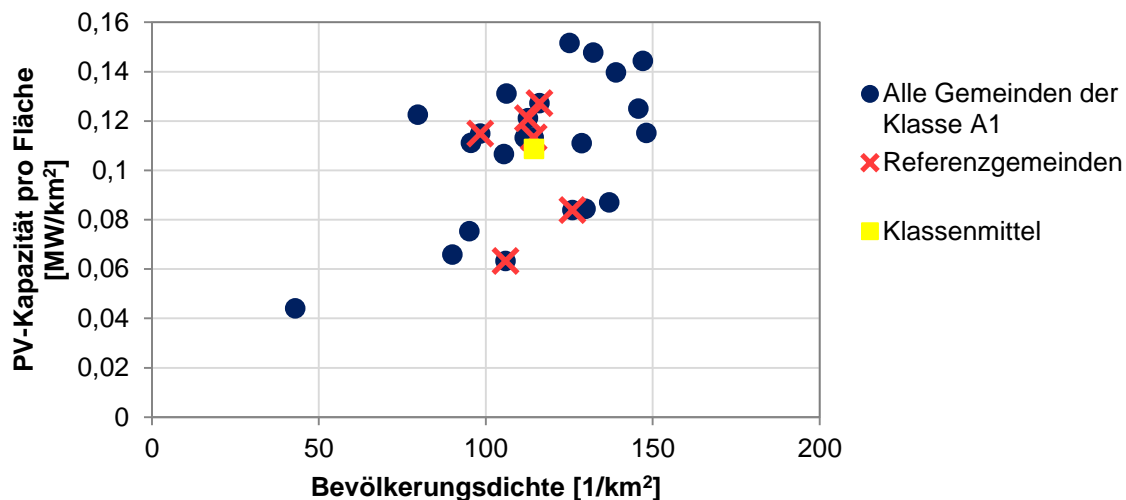


Abbildung 2: Der zwischen 2012 und 2030 vorgesehene Ausbau an PV-Leistung aufgetragen über der Bevölkerungsdichte für alle Gemeinden der Klasse A1. Das Klassenmittel ist in Gelb dargestellt, die Referenzgemeinden sind mit einem roten Kreuz markiert.

Bei der Berechnung des Bedarfs an Übertragungskapazität in der Mittelspannung aufgrund des Anschlusses von neuen Windkraftanlagen wurde angenommen, dass die Windkraftanlagen direkt an Hoch-/Mittelspannungstransformatoren angeschlossen werden, und nicht an existierende Leitungen. Die Leitungslänge, die zum Anschluss von Windkraftanlagen nötig ist, wurde durch eine Abschätzung der Distanz zwischen dem Standort der Windkraftanlage und der nächstgelegenen Transformatorstation bestimmt. Es wurde angenommen, dass die Hälfte der benötigten Leitungen mit Mittelspannung betrieben werden und die andere Hälfte mit Hochspannung. Die durch den Neubau von Mittelspannungsleitungen zum Anschluss von Windkraftanlagen im EWR-Gebiet entstehenden Kosten wurden für eine Stichprobe an Gemeinden bestimmt, wobei die angenommene zukünftige geografische Verteilung der Erzeugungskapazität und der Standort existierender Transformatorstationen berücksichtigt wurden. Die Ergebnisse wurden mithilfe des Windkraftpotentials und den Gemeindeflächen auf die gesamte Betrachtungsfläche extrapoliert.

5.1.3 Mittel-/Niederspannungstransformatoren und Niederspannungsleitungen

Der Bedarf an Kapazität der Mittel-/Niederspannungstransformatoren und Niederspannungsleitungen wurde mithilfe des Modellnetzansatzes bestimmt. Hierfür wurden die Niederspannungsnetze in Netzklassen eingeteilt. Für jede Netzklasse wurde ein Modellnetz erstellt, welches die durchschnittlichen Parameter, u. a. Leitungslänge, Leitungsquerschnitt, Anzahl an Strängen, der Netze einer Netzklasse hat. Für jedes der Modellnetze wurde der benötigte Netzausbau unter Variation des PV-Zuwachses, der Verteilung der zukünftigen PV-Kapazität entlang der Stränge und der durchschnittlichen Leitungslänge bestimmt. Anhand der Häufigkeitsverteilung dieser drei Variablen wurden die Ergebnisse auf alle Netze der Netzklasse übertragen.

Die Modellnetze wurden an die Eigenschaften der Niederspannungsnetze von EWR angepasst, indem u.a. geringere Transformatorkapazitäten, kürzere Leitungslängen und größere Leitungsquerschnitte gewählt wurden.

5.2 Ergebnisse

In Tabelle 1 stehen die Kosten für den Ausbau des von EWR betriebenen Netzes für sechs ausgewählte Szenarien. Laut *Referenzszenario* betragen die gesamten Netzausbaukosten bis 2030 68 Millionen (Mio.) €. Durch Lastmanagement können diese Kosten geringfügig auf 65 Mio. € reduziert werden. Dahingegen kann durch Abregelung im Szenario *Intelligente erneuerbare Energien* eine signifikante Kosteneinsparung erreicht werden (Netzausbaukosten: 43 Mio. €). Der Einsatz von intelligenten Betriebsmitteln im Szenario *Intelligenter Netzausbau* bewirkt eine Kostenreduktion um 17 Mio. € verglichen mit dem *Referenzszenario*. Die Anwendung von Speichern führt aufgrund der größeren benötigten Kapazität erneuerbarer Energien zu einer Erhöhung der Netzausbaukosten, sie betragen im *Smart Storage* Szenario 71 Mio. €. Im *Optimierten Szenario* können durch den abgestimmten Einsatz aller Technologieoptionen die Netzausbaukosten auf 42 Mio. € minimiert werden.

Tabelle 1: Im EWR-Gebiet bis 2030 entstehende Netzausbaukosten für sechs Szenarien.

Szenario	Kosten
Referenzszenario	68 Mio. €
Lastmanagement	65 Mio. €
Intelligente erneuerbare Energien	43 Mio. €
Intelligenter Netzausbau	51 Mio. €
Smart Storage Szenario	71 Mio. €
Optimiertes Szenario	42 Mio. €

Der Einfluss der eingesetzten Technologien auf die Netzausbaukosten wird im folgenden Absatz 5.2.1 genauer dargestellt.

5.2.1 Technologien

In Abbildung 3 sind die Netzausbaukosten aufgeschlüsselt nach Szenario, Zeithorizont und Spannungsniveau dargestellt. Die Kosten für Hoch-/Mittelspannungstransformatoren betragen in allen Szenarien mehr als die Hälfte der Gesamtkosten und es kann keine einzelne Technologie identifiziert werden, die diese Kosten wirksam reduzieren kann. Da neue Windkraftanlagen der Hauptgrund für den Ausbaubedarf der Transformatorkapazität zwischen Hoch- und Mittelspannung sind, wird der Großteil dieser Kosten von den Windparkbetreibern zu decken sein.

Der Ausbau von Mittelspannungsleitungen aufgrund von Spannungs- und Überlastproblemen kann, wie in dem Szenario *Intelligenter Netzausbau* und *Optimiertes Szenario*, durch Weitbereichsregelung vollständig vermieden werden. Auch Abregelung (Szenario *Intelligente erneuerbare Energien* und *Optimiertes Szenario*) reduziert den Netzausbaubedarf der Mittelspannungsebene aufgrund von Spannungs- und Überlastproblemen deutlich. Die Kosten für den Anschluss von neuen Windkraftanlagen können in keiner der untersuchten Varianten signifikant reduziert werden. Szenarien, in denen Verluste erneuerbarer Energien auftreten (Szenarien mit Abregelung oder Speichereinsatz) haben

höhere Kosten für den Anschluss von Windparks, da die auftretenden Verluste durch eine höhere installierte Kapazität ausgeglichen werden müssen. Auch die Kosten für den Anschluss von Windkraftanlagen werden hauptsächlich von den Windkraftanlagenbetreibern zu tragen sein.

Die Kosten für den Ausbau von Mittel-/Niederspannungstransformatoren und Niederspannungsleitungen können durch den Einsatz von regelbaren Transformatoren signifikant reduziert werden, siehe Szenario *Intelligenter Netzausbau* und *Optimiertes Szenario*. Auch durch Abregelung der PV-Anlagen können Netzausbaukosten in der Mittel-/Niederspannungs- und Niederspannungsebene eingespart werden.

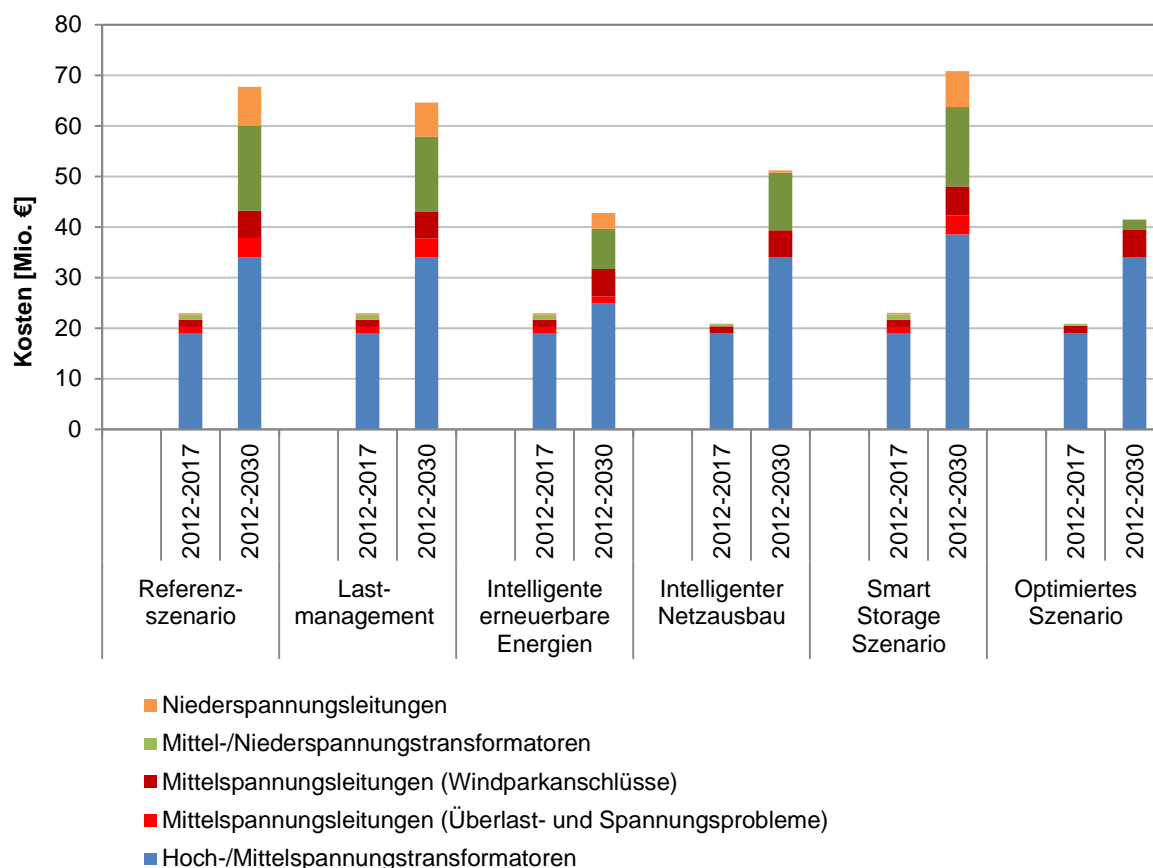


Abbildung 3: Im EWR-Gebiet entstehende Netzausbaukosten für verschiedene Szenarien und Zeithorizonte.

6 Zusammenfassung und Fazit

EWR ist ein Verteilnetzbetreiber in RLP, welcher eine relativ dicht besiedelte Region versorgt. Der Beitrag von EWR zu dem Ziel von RLP, seinen Strombedarf 2030 bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen zu decken, ist aufgrund des schnellen Ausbaus der installierten Windleistung höher als im *Referenzszenario* berechnet. Die im EWR-Gebiet entstehenden Netzausbaukosten wurden für verschiedene Szenarien berechnet. Freie Kapazitäten aufgrund der sinkenden Anzahl Nachtspeicherheizungen sind der Grund für vergleichsweise geringe Netzausbaukosten im EWR-Gebiet.

Die Kosten, die laut den Szenarien bis 2030 auftreten werden, liegen ungefähr zwischen 40 Mio. € im *Optimierten Szenario* und 70 Mio. € im Szenario *Smart Storage*, somit können

durch eine sorgfältig gewählte Auswahl eingesetzter Technologien, die Netzausbaukosten beinahe halbiert werden. Unter der Annahme, dass Windkraftanlagenbetreiber den Ausbau der Hoch-/Mittelspannungstransformatoren und neue Mittelspannungsleitungen für den Anschluss von Windkraftanlagen zahlen müssen, liegen die Kosten, die EWR decken muss, im *Referenzszenario* bei 29 Mio. €. Im *Optimierten Szenario* können diese Kosten auf 2 Mio. € reduziert werden, das bedeutet, dass durch eine sorgfältige Auswahl von Technologien die Netzausbaukosten, die EWR voraussichtlich tragen muss, um ungefähr 27 Mio. € reduziert werden können. Die am besten geeigneten Technologien zur effizienten Kosteneinsparung sind Abregelung, Weitbereichsregelung und regelbare Mittel-/Niederspannungstransformatoren.

7 Literatur

[1] Energynautics GmbH, Öko-Institut e.V. und Bird & Bird LLP: „Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz“, 2014, Verfügbar unter: <http://www.energynautics.com/publications/projects/>