

Evaluationsszenarien für die Teilprojekte 1 – 4

Aktueller Arbeitsstand 23.10.2013

AutorInnen:

Marita Blank, C. v. O. Universität Oldenburg, marita.blank@uni-oldenburg.de

Timo Breithaupt, Leibniz Universität Hannover, breithaupt@iee.uni-hannover.de

Arne Dammasch, TU Braunschweig, a.dammasch@tu-braunschweig.de

Steffen Garske, Leibniz Universität Hannover, garske@iee.uni-hannover.de

Astrid Nieße, OFFIS – Institut für Informatik, niese@offis.de

Evaluationsszenarien für die Teilprojekte 1 – 4

1 Inhalt

2	Motivation und Hintergrund	3
3	Methodik	8
3.1	Anforderungen an die Szenarien aus Sicht der Teilprojekte.....	8
3.2	Evaluationsszenarien vs. Zukunftsszenarien	9
3.3	Vorgehen.....	11
4	Grundannahmen	12
5	Netze.....	13
5.1	Top-Down: Ebene der europäischen Betrachtung.....	14
5.2	Bottom-Up: Aufbau der MS- und NS-Netze	16
5.3	Vorgehen Ausbau der Netze	17
5.3.1	Übertragungsnetz.....	17
5.3.2	Verteilnetz.....	18
6	Einheitenverteilung	18
6.1	Szenarien 2011	18
6.1.1	Erzeuger	19
6.1.2	Elektrische Verbraucher.....	24
6.1.3	Speicher.....	25
6.2	Zukunftsannahmen	25
6.2.1	Erzeuger	25
6.2.2	Elektrische Verbraucher.....	27
6.2.3	Speicher.....	29
7	Ausstehende Arbeiten.....	30
A.	Anhang Szenario ₁₂₀₁₁ Nord ländlich.....	32

A.1	Netze	32
A.2	Einheitenverteilung	36
A.2.1	PV und Wind	36
A.2.2	KWK	41
	Literaturverzeichnis.....	43

2 Motivation und Hintergrund

Im niedersächsischen Landesforschungsverbund „Smart Nord – Intelligente Netze Norddeutschland“ arbeiten ca. 40 wissenschaftliche Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter an Fragestellungen, die sich aus der Integration dezentraler Energiesysteme wie Photovoltaik-, Windkraft- und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen ergeben. Weil die Verteilnetze ursprünglich nur für die Versorgungsaufgabe ausgelegt wurden und die wesentlichen Treiber dieser Entwicklung – Wind- und PV-Anlagen – fluktuierend einspeisen, sind zwei Anforderungen Kern der Arbeiten in Smart Nord: Zum einen muss das Einspeise- und Bedarfsverhalten einer Vielzahl von Erzeugern, Verbrauchern und Speichern aufeinander abgestimmt werden, um die Wirkleistungsbilanz lokal zu optimieren, zum anderen müssen netzstabilisierende Aufgaben zunehmend von den dezentralen Anlagen übernommen werden. In Abbildung 2.1 wird ein Überblick über die unterschiedlichen konzeptionellen Ebenen gegeben, aus denen heraus die Fragestellungen interdisziplinär zwischen Elektrotechnik, Wirtschaftswissenschaften, Umweltplanung, Physik und Informatik bearbeitet werden.

Die Forschungsfragen, die entlang dieser Thematik innerhalb der Teilprojekte 1 – 4 bearbeitet werden, sind eng miteinander verzahnt. Teilprojekt 1 behandelt Fragen, die sich aus der fahrplanbasierten Wirkleistungsbereitstellung mit dynamischen Verbänden ergeben, während in Teilprojekt 2 v.a. der Aspekt der Systemdienstleistungsvorhaltung aus Verbänden mit den entsprechenden Realzeitanforderungen erforscht und entwickelt werden. Teilprojekt 3 widmet sich der Entwicklung eines geeigneten Marktdesigns, das neue Produkte für beide Bereiche so zu vermarkten erlaubt, dass ein ökonomisch vorteilhafter und stabiler Systembetrieb mit Wirk- und Systemdienstleistungsbereitstellung möglich wird. Welche Effekte diese Art der Einbindung dezentraler Anlagen auf

das Gesamtsystem und die überlagerten Netzebenen bis hin zur Übertragungsebene hat, ist schließlich Gegenstand der Forschung in Teilprojekt 4.

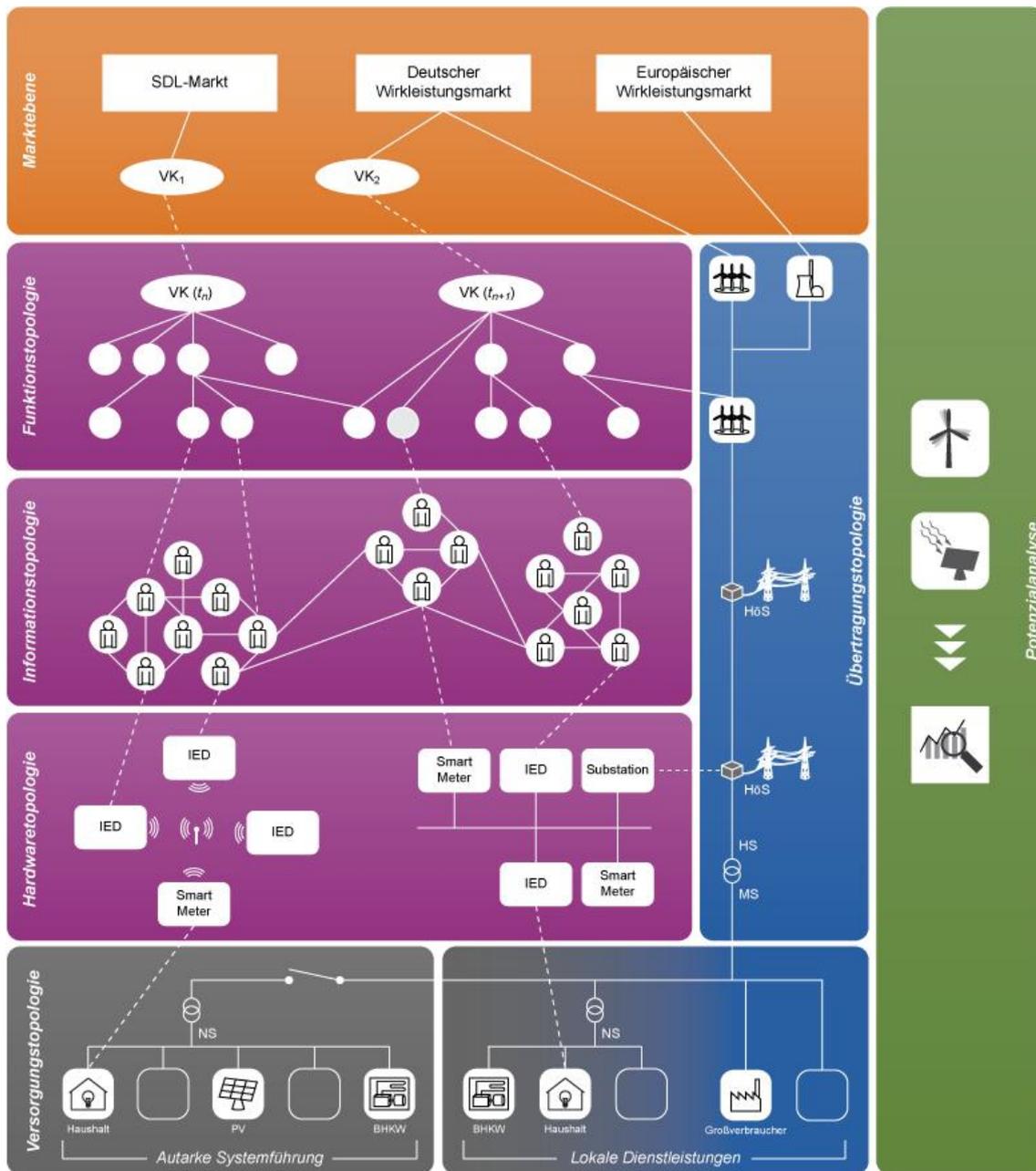


Abbildung 2.1: Konzeptuelle Betrachtungsebenen in Smart Nord

Die aufeinander aufbauenden Fragestellungen betreffen sowohl die physikalischen Komponenten im Netz und an den Netzanschlusspunkten auf den unterschiedlichen Spannungsebenen als auch den Entwurf der Informations- und

Kommunikationssysteme, die zur Messung und Steuerung vieler Komponenten eingesetzt werden könnten. Verteilte Berechnungs- und Optimierungsverfahren stellen einen Schwerpunkt der Arbeiten dar. In Abbildung 2.2 werden die Forschungsfragen jeweils der Markt- oder Netzebene sowie der zeitlichen Auflösung nach dargestellt.



Abbildung 2.2: Forschungsschwerpunkte in Smart Nord (TP1 - 4)

Neben den spezifischen, innerhalb einer Disziplin allokierten und somit inhaltlich klar abgegrenzten Fragestellungen der einzelnen Arbeitspakete werden auch Fragestellungen bearbeitet, die über den Kontext eines einzelnen Arbeitspaketes hinausgehen. Dabei arbeiten die meisten Arbeitspakete nach induktiver Vorgehensweise mit experimentellem Vorgehen, d.h. es werden Simulationen durchgeführt, die das Verhalten des Systems unter spezifizierten Annahmen untersuchbar machen. Es erfolgen getrennte Betrachtungen von sowohl stationären Untersuchungen als auch die Simulation dynamischer Vorgänge.

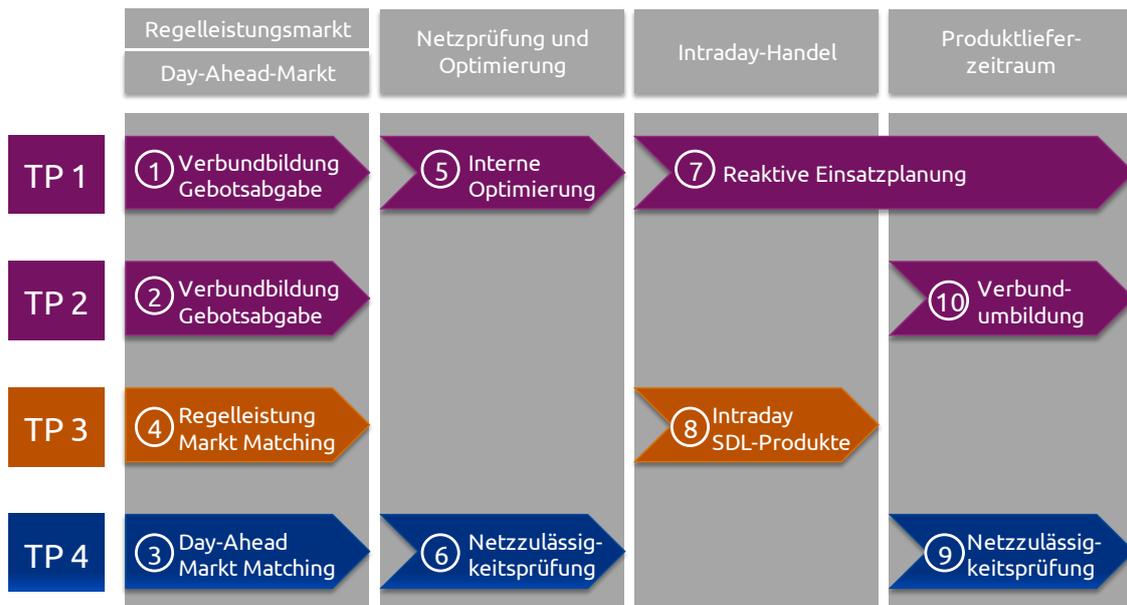


Abbildung 2.3: Vereinfachte Prozesssicht für die statischen Untersuchungen (TP1 – 4)

In Abbildung 2.3 werden die erforderlichen Prozessschritte für die statischen Betrachtungen mit den jeweiligen Teilprojekten vereinfacht dargestellt. Am Ende des dargestellten Prozesses steht der Produktlieferzeitraum; die vorab erfolgten Schritte betreffen den Ablauf der Märkte, die Netzverträglichkeitsprüfung der geplanten Gebote, sowie den Intraday-Handel mit den jeweils erforderlichen Planungs- und Optimierungsaufgaben.

Für die Untersuchungen im dynamischen Bereich wurde ebenfalls ein Teilprojekt-übergreifender Prozess definiert, der in Abbildung 2.4 dargestellt wird. Während auf der Höchst- bis Mittelspannungsebene über eine Marktsimulation der Einsatz der Kraftwerke bestimmt und anschließend auf Betriebspunkte abgebildet wird, werden aus der Nieder- und Mittelspannungsebene das dynamische Verhalten und das aggregierte Verbundverhalten an den Hochspannungsknoten weitergegeben, so dass dynamische Stabilitätsuntersuchungen für identifizierte kritischen Zeitabschnitte unter Berücksichtigung des Verbundverhaltens in ausgewählten Verteilnetzausschnitten vorgenommen werden können.

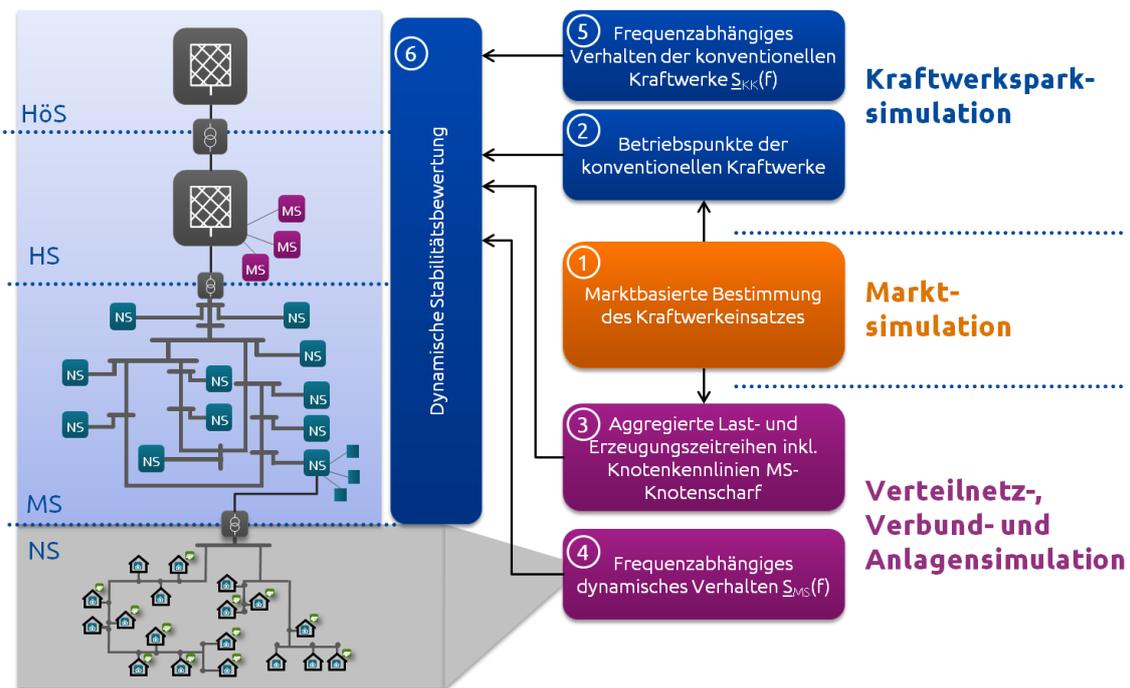


Abbildung 2.4: Vereinfachte Prozesssicht für die Untersuchungen im dynamischen Bereich (TP2 - 4)

Die Integration der Ergebnisse zu Gesamtaussagen erfordert daher im ersten Schritt die Definition gemeinsamer Szenarien, die in den einzelnen Untersuchungen einheitlich angewendet und interpretiert werden. Ihre Verwendung soll nicht nur die Evaluation integrierter Ansätze, sondern auch Aussagen mit größerer (Allgemein-)Gültigkeit erlauben. So werden redundante Arbeiten bei der Definition von Szenarien vermieden sowie das Aufsetzen auf widersprüchlichen Annahmen verhindert.

Daher wurden in der Analysephase zu Projektbeginn von Smart Nord gemeinsame Evaluationsszenarien anhand der Erfordernisse aus den Teilprojekten 1 – 4 entwickelt. Dazu wurde zu Projektbeginn die Arbeitsgruppe Simulation und Evaluation aus einzelnen Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter den Teilprojekten 1-4 ins Leben gerufen, deren Kernergebnis – das gewählte Vorgehen sowie die gemeinsam entwickelten Szenarien – in diesem Dokument dargelegt wird. Sinn des Dokumentes ist es:

- das entwickelte Vorgehen zur Szenarientwicklung für die intern Beteiligten zu dokumentieren (und damit auch für alle ggf. in anderen Kontexten wiederholbar zu machen),

- für alle Partner im Verbund transparent zu machen, unter welchen Annahmen das dargestellte Ergebnis erreicht wurde sowie
- die Szenarien, die die Grundlage der Ergebnisse in der weiteren Projektlaufzeit darstellen werden, für den wissenschaftlichen Kontext geeignet zu veröffentlichen¹.

Im Weiteren werden zunächst die Anforderungen an die Szenarien und das gewählte Vorgehen zur Szenarientwicklung vorgestellt (Abschnitt 3) und die grundlegenden Annahmen dokumentiert (Abschnitt 4). Die Konstruktion der Testnetze von der Nieder- bis zur Höchstspannungsebene wird in Abschnitt 5 beschrieben. Die Verteilung von Einheiten (PV-Anlagen, Speicher, BHKW, usw.) mit Auswahl von Anlagengrößen und ihrer Verteilung für das Referenzjahr und das gewählte Zukunftsjahr wird abschließend in Abschnitt 6 erläutert.

3 Methodik

3.1 Anforderungen an die Szenarien aus Sicht der Teilprojekte

In einem ersten Schritt wurden mit Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern aus jedem der involvierten Teilprojekte die Anforderungen an die Szenarien erfasst, die sich aus den Forschungsfragen der Arbeitspakete ergeben.

Die folgenden übergreifenden Anforderungen wurden ermittelt:

1. **Abbilden typischer Strukturen:** Sowohl bezüglich der Netztopologien auf den unterschiedlichen Spannungsebenen als auch bezogen auf die Verteilung von Lasten und Erzeugern sollten typische Varianten ermittelt werden.
2. **Abdeckung Netzbereiche:** Die Szenarien müssen gekoppelte Untersuchungen vom europäischen Verbundnetz, ausgewählten HÖS- zu MS-Netzen sowie bis zu den MS/NS-Netzen ermöglichen.
3. **Einheitenverteilung:** Die Szenarien müssen Untersuchungen zur Wirksamkeit von (verteilten) Steueralgorithmen erlauben, die sich auf unterschiedliche Einheitenverteilungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz

¹ Eine vollständige Dokumentation der verwendeten Niederspannungsnetze ist aus Datenschutzrechtlichen Gründen nicht möglich. Das gewählte Vorgehen ist aber unabhängig von diesem Detailgrad vollständig dokumentiert und für jede Art von konkreten Netzen damit wiederholbar.

beziehen und eine Aussage für die Wirksamkeit der Verfahren in zukünftigen Smart Grid-Ausprägungen ermöglichen.²

4. **Effekte NS/MS auf (HS und) HÖS:** Die Auswirkungen dezentraler Koordination im Nieder- und Mittelspannungsnetz auf höhere Spannungsebenen sollten prüfbar sein.

Es wird leicht erkennbar, dass insbesondere zur Berücksichtigung der Anforderungen 2 und 4 vollständig gekoppelte Szenarien definiert werden müssen, die einen konzeptionellen Durchstich von der Entwicklung von verteilten Steueransätzen über die deutschen Energiemärkte bis hin zu den europäischen Markt Betrachtungen erlauben. Gleichzeitig ist es erforderlich, Verteilnetze geeignet abstrahieren zu können, damit die Simulation auf der überlagerten europäischen Ebene überhaupt technisch umsetzbar ist.

3.2 Evaluationsszenarien vs. Zukunftsszenarien

Die zu entwickelnden Szenarien werden als Eingabeparameter für Simulationen verwendet, die im Rahmen der induktiv-experimentellen Methodik verwendet werden, um Hypothesen über die Wirksamkeit der in den Forschungsarbeiten erzielten Arbeiten stärken oder verwerfen zu können und somit Begründungszusammenhänge herstellen zu können (Töpfer, 2012). In diesem Sinne sollen die Szenarien also z.B. Sensitivitätsanalysen der entwickelten Ansätze im Rahmen von Parameterstudien erlauben. Gleichzeitig wird in den Teilprojekten untersucht, wie sich diese Ansätze in einer erwarteten Zukunft z.B. für das Jahr 2030 auswirken würden. Die Szenarien sollen daher auch ein mögliches Zukunftsbild (Spath, Linder, & Seidensticker, 2011) aufzeigen. Je treffender dieses Zukunftsbild die tatsächliche Entwicklung abbildet, desto stärker erscheint die Relevanz der Ergebnisse der Untersuchungen für die Zukunft.

Diese Anforderung führte zunächst zum Anspruch, Zukunftsszenarien zu entwickeln, wie sie im Bereich der Technologiefrühaufklärung verwendet werden (Gausemeier, Wenzelmann, & Plass, 2009). Die Erstellung solcher Szenarien erfordert allerdings einen hohen Aufwand bereits für die Ermittlung der Schlüsselfaktoren, ihrer Zukunftsprojektionen sowie der Aufdeckung

² Die Problematik der Zukunftsprojektion wird im Abschnitt 3.2 behandelt.

konfligierender Entwicklungen. Aus den folgenden Gründen wurden daher keine Zukunftsszenarien im Sinne der Technologiefrühaufklärung entwickelt:

- **Hohe Komplexität:** Die erforderlichen Betrachtungen decken die Ebenen von den systemkritischen Systemen im Netzbetrieb (geschlossene Systemebene) über die dezentrale Energieerzeugung und Laststeuerung im Nieder- und Mittelspannungsnetz (vernetztes Systemebeneniveau) bis zur IKT-Infrastrukturebene (Entwicklung der Kommunikationsnetze) ab (Acatech, 2012).
- **Vorliegen geeigneter Studien:** Es liegen Ergebnisse anderer Projekte mit dem Fokus auf die Zukunftsprojektionen für viele der erforderlichen Technologien vor, die daher im Rahmen der hier beschriebenen Szenarientwicklung verwendet werden. Eine Prüfung der Kompatibilität der getroffenen Annahmen konnte aber nur intuitiv vorgenommen werden. Die Studien wurden daher verglichen und – soweit erkennbar – widerspruchsfrei eingebunden.
- **Projektbezogene Annahmen:** Für manche Technologien, die innerhalb von Smart Nord betrachtet werden, sind keine soliden Studien zu zukünftigen Entwicklungen verfügbar. So ist beispielsweise die Verbreitung von Klein- und Kleinst-BHKW-Anlagen zwar durch unterschiedliche Branchenvertreter dargestellt worden, war aber bereits in der Vergangenheit stark von der aktuellen politischen Regelung abhängig, für die keine verlässliche Prognose verfügbar scheint. In diesen Fällen wurden die Szenarien so ausgelegt, dass eine zurückhaltende Annahme zur zukünftigen Entwicklung mit den Anforderungen aus dem Projektkontext kombiniert wurde.

Die naturgemäß mit einem solchen Vorgehen einhergehende schwache Verlässlichkeit der teilweise aus unterschiedlichen Studien kombinierten Annahmen erzwingt eine Abkehr vom Anspruch des Zukunftsszenarios: In diesem Sinne stellen die hier vorgestellten Szenarien **Evaluationsszenarien** dar, die – wo verfügbar – gängigen Studien folgen und sich – wo dies nicht zufriedenstellend möglich ist – an den Anforderungen aus den Teilprojekten orientieren³.

³ Im weiteren Verlauf des Dokumentes wird der Begriff „Szenarien“ synonym mit dem Begriff „Evaluationsszenarien“ verwendet.

3.3 Vorgehen

Den dargestellten Anforderungen folgend wurde ein fünfschrittiges Vorgehen zur Definition der Evaluationsszenarien entwickelt, das im weiteren Verlauf des Dokumentes noch detailliert dargestellt wird. An dieser Stelle wird nur ein kurzer Überblick über das Vorgehen nach Abbildung 3.1 gegeben.

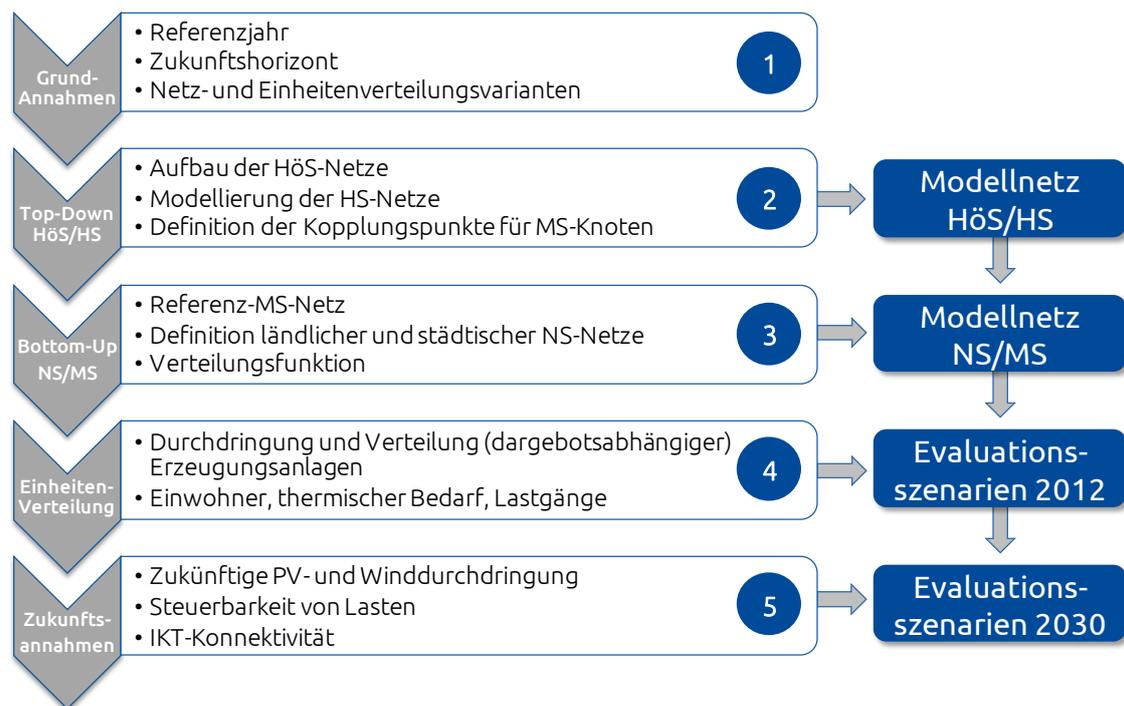


Abbildung 3.1: Gewähltes Vorgehen zur Definition der Evaluationsszenarien

- (1) Im ersten Schritt wurden Grundannahmen aufgestellt, die z.B. die Frage nach den zu modellierenden Jahren und der Anzahl an Varianten in den Ausprägungen betreffen. Diese Annahmen wurden mit Beteiligten aller Teilprojekte diskutiert, um die Anforderungen aus den jeweiligen Forschungsarbeiten abzudecken.
- (2) Im zweiten Schritt wurden die bereits am Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik (IEH) der Leibniz Universität Hannover vorhandenen Daten der Höchstspannungsebene um aktuelle Netzausbauvorhaben erweitert und mit einem geeigneten Vorgehen für ausgewählte HöS-Knoten eine Abstraktion der Hochspannungsnetze bis zu den Anschlussknoten der Mittelspannungsnetze entwickelt. Besonderes Augenmerk lag in diesem Schritt auf der Passfähigkeit des Ergebnisses mit der Simulation der europäischen Verbundnetze für Marktbelange.

- (3) Im dritten Schritt wurden typische ländliche und städtische Niederspannungsnetze ausgewählt bzw. konstruiert und mit knotenscharfen Lastgangsdaten versehen. Als Mittelspannungsnetz wurde ein auf Basis des CIGRE-Benchmarknetzes erstelltes MS-Netz gewählt und die Niederspannungsnetze skript- und zufallsbasiert verteilt. Ziel war es dabei, die erforderliche Trafoleistung an den Ortsnetztrafos und den MS/HS Knoten zu erreichen, um die Niederspannungsnetze realitätsnah in das MS-Netz und dieses realitätsnah in das Hochspannungsnetz zu integrieren (kombinierter Top-Down/Bottom-Up-Ansatz).
- (4) Im vierten Schritt wurden die Technologien ermittelt, die für die Belange des Forschungsverbundes in den Szenarien enthalten sein müssten und anschließend die Verteilung für das Referenzszenario auf Basis statistischer Daten vorgenommen.
- (5) Im letzten Schritt schließlich wurden für diese Technologien Zukunftsprojektionen aus anderen Studien ermittelt und auf die Referenzszenarien angewendet.

4 Grundannahmen

In diesem Abschnitt werden kurz die wesentlichen Annahmen erläutert, die der Erstellung der Evaluationsszenarien zugrunde liegen. Dies sind zum einen die Bezugsjahre, für die Untersuchungen durchgeführt werden. Zum anderen werden die zu untersuchenden Netztypen und -strukturen erläutert.

Als Referenz für die Evaluation der in Smart Nord entwickelten Konzepte werden Szenarien benötigt, welche die heutige Situation bezüglich der Netze sowie Erzeuger- und Verbraucherstruktur widerspiegelt. Als Referenzjahr wird das Jahr 2011 gewählt.

Als Bezugsjahr für die Zukunftsbetrachtungen wird das Jahr 2030 gewählt. Dies begründet sich darin, dass das Betrachtungsziel relevanter Studien (z.B. BMU Leitstudie (BMU, 2012) oder Netzentwicklungsplan Strom 2012 (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2012)) auf 2030 abbildbar sind und aus diesem Grund eine gute Datenlage bezüglich Netz- und EE-Ausbau vorherrscht. Die gesichteten Studien sind im Literaturverzeichnis aufgeführt.

Die Struktur der Netze in den entwickelten Evaluationsszenarien muss es ermöglichen, das Gesamtsystem auf europäischer Ebene bis hin zu einem Verteilnetzausschnitt abzubilden. Desweiteren wird eine Auswahl bestimmter Regionen mit signifikanter EE-Durchdringung getroffen, die einen Vergleich der Konzepte bei verschiedener Erzeugungsstruktur erlauben. Hierfür werden Netzausschnitte unter ausgewählten Höchstspannungsknoten betrachtet, die aus unterlagerten Hochspannungsnetzen mit verschiedenen Mittelspannungsnetzen und jeweils unterliegenden Niederspannungsnetzen bestehen.

Für jedes der beiden Bezugsjahre werden vier verschiedene Szenariovarianten betrachtet. Jeweils zwei davon repräsentieren die typische EE-Struktur von Niedersachsen und Bayern und werden nachfolgend als Szenario „Nord“ bzw. „Süd“ dargestellt. Mit dieser nach Bundesland differenzierten Betrachtung sollen die beiden Aspekte der starken Windenergie- bzw. starken PV-Durchdringung abgebildet werden. Diese zwei Szenarien unterteilen sich weiterhin in ländliche und städtische Betrachtung – sowohl für Windenergie als auch für PV ist hier eine deutlich diversifizierte Ausprägung zu erwarten, z.B. durch den hohen Anteil an PV auf landwirtschaftlich genutzten Gebäuden. Eine Übersicht ist in Tabelle 4.1 gegeben. Das betrachtete Jahr wird entsprechend durch ein Subskript annotiert.

Tabelle 4.1 Übersicht der betrachteten Evaluationsszenarien

Bezeichnung	Beschreibung
<i>Nord-Szenarien</i>	
Szenario 1₂₀₁₁ , Szenario 1₂₀₃₀	Norddeutschland ländlich
Szenario 2₂₀₁₁ , Szenario 2₂₀₃₀	Norddeutschland städtisch
<i>Süd-Szenarien</i>	
Szenario 3₂₀₁₁ , Szenario 3₂₀₃₀	Süddeutschland ländlich
Szenario 4₂₀₁₁ , Szenario 4₂₀₃₀	Süddeutschland städtisch

5 Netze

Für die Erstellung der Verteilnetze in den Szenarien wurden zwei unterschiedliche Ansätze kombiniert. Von unten („Bottom-Up“) definieren die zur Verfügung stehenden NS-Netze die Grunddatenbasis. Unter Verwendung

eines einfachen, für andere Untersuchungen vergleichbaren MS-Netzes konnte durch verschiedene Gewichtungen aus den vorhandenen Bausteinen eine Vielzahl von Evaluations-Netzen gewonnen werden (vgl. 5.2).

Die zweite wichtige Zielvorgabe war die Integration der so entwickelten Simulationsumgebungen in das bereits am IEH vorhandene integrierte Netz- und Strommarktmodell. In diesem können auf Basis eines Modells der kontinentaleuropäischen Übertragungsebene (vgl. Abbildung 5.1 links) und einer Kraftwerksdatenbank der europaweite Kraftwerkseinsatz und mit Hilfe eines knotenscharfen Lastmodells (vgl. Abbildung 5.1 rechts) die sich ergebenden Leistungsflüsse berechnet werden. Für die Kopplung beider Betrachtungsebenen war für die Integration der Verteilnetzausschnitte an die HöS-Knoten die Möglichkeit einer einfachen Leistungsvorgabe von der oberen Spannungsebene auf die zu verknüpfenden Netzbausteine („Top-Down“) wichtig.

5.1 Top-Down: Ebene der europäischen Betrachtung

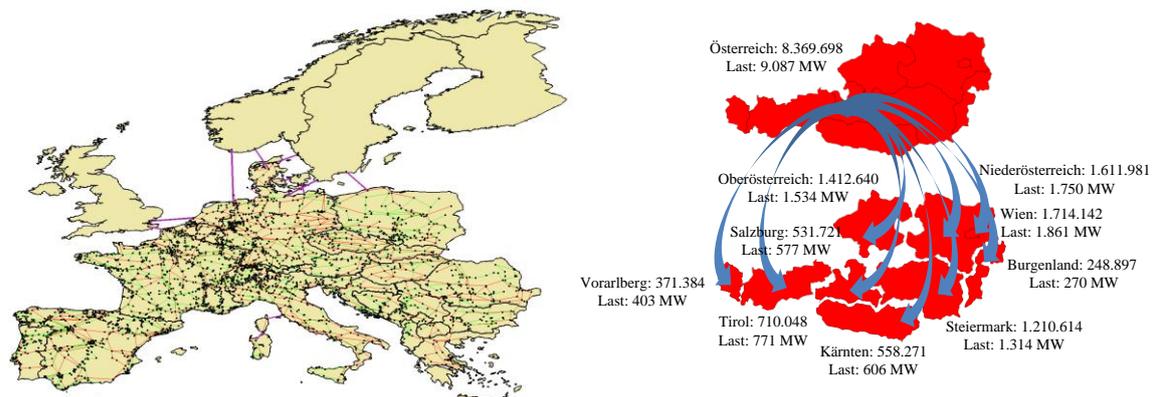


Abbildung 5.1 Integrierter Netz- und Strommarktsimulator

Unter den vorgenannten Randbedingungen ist ein Lastverteilungsmodell entwickelt worden, welches an eine gegebene Lastzeitreihe eines HöS-Knotens aus dem Netz- und Strommarktmodell eine Nachbildung dieser Zeitreihe zum einen aus den MS-NS Bausteinen (grüner Verlauf) und zum anderen aus Industrie- und Großverbrauchern (roter Verlauf) gemäß der Aufteilung auf die Verbrauchssektoren nach Abbildung 5.2 ermöglicht.

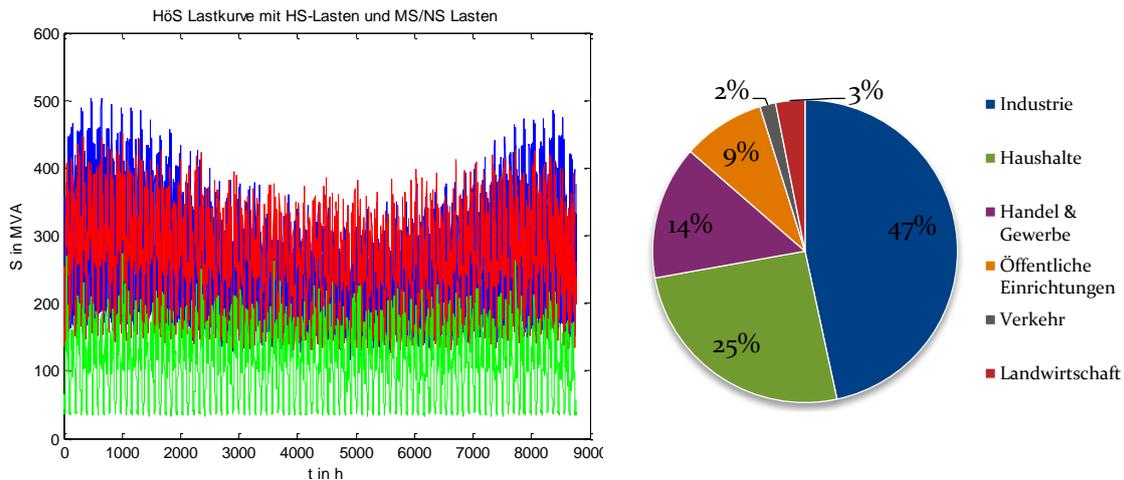


Abbildung 5.2 Nachmodellierung der HöS-Lastzeitreihe auf Verbrauchssektoren nach BDEW (Stand 2011, (BDEW, 2012))

Wie Abbildung 5.2 zeigt, sind nur ca. 25 % der Last durch Haushalte, also somit neben den Gewerbeeinheiten durch die in den MS-NS Netzen betrachteten Einheiten verursacht. Die übrige von den anderen Sektoren dargestellte Residuallast wird daher gemäß der tatsächlichen Verteilung der Verbrauchssektoren zur Nachbildung von Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft als erste Näherung auf Modelllasten an einzelnen HS-Knoten verteilt.



Abbildung 5.3 Netzebenen des Evaluationszenarios

Die HS-Ebene wird in der ersten Projektphase zunächst als ein einfaches Modellnetz nach Abbildung 5.3 realisiert. Eine vertiefende Betrachtung ist erst im späteren Projektverlauf zu erwarten, wofür momentan eine auf realen GIS-Daten und typischen Netzparametern der 110-kV-Ebene basierende Nachbildung durchgeführt wird.

Auf die HS-Knoten des Modellnetzes werden nach einer manuellen Gewichtung zur Berücksichtigung von Verbrauchsschwerpunkten die MS-Netze als Lastbausteine verteilt und somit in Summe zur vorher vorhandenen Lastkurve aus der Marktsimulation (HöS-Lastreihen) zusammengestellt.

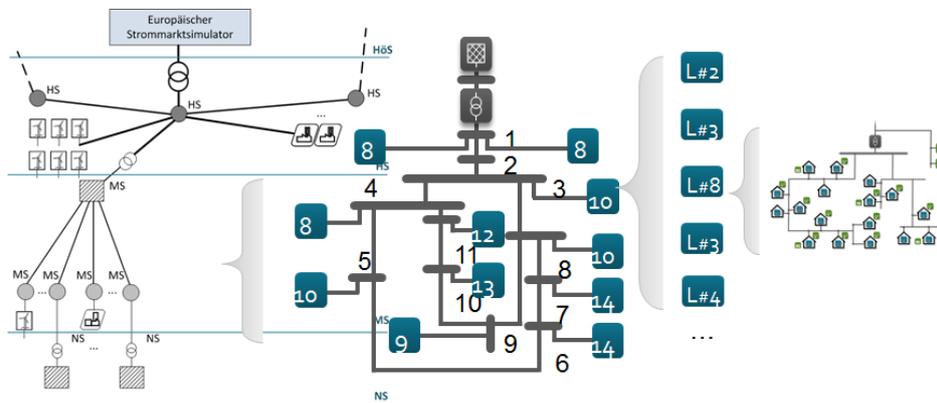


Abbildung 5.4 Top-Down Ansatz in den einzelnen Spannungsebenen

Abbildung 5.4 verdeutlicht graphisch den gewählten Ansatz der Top-Down Betrachtung. Diese Betrachtung ist für die Beantwortung der Forschungsfragen des AP4.1 besonders relevant, da die vorhandene Simulationsumgebung bei der Integration der Smart Nord-Verteilnetze nicht durch Nachbildung der unterlagerten Netzebenen verändert werden soll. Der Netzbetrieb soll bei den Untersuchungen der Verbundbildungsprozesse nur durch die noch ausstehenden Verbundbildungen des Multi-Agentensystems beeinflusst und gesteuert werden.

5.2 Bottom-Up: Aufbau der MS- und NS-Netze

Anhand einer Aufnahme der technischen Daten von realen Niederspannungsnetzen aus dem Raum Norddeutschland, wurde eine einheitliche Netzdatenbasis für das Verbundprojekt geschaffen. Als Grundlage hierfür dienten acht ländliche, sowie zwei städtische Niederspannungsnetze. Die Datenaufnahme erfolgte anhand folgender technischer Faktoren:

- Leitungslängen und -typ,
- Leitungskennzahlen (Widerstand, Kapazität, Reaktanz),
- Knotenpunkte, Netzanschlüsse,
- Transformatoren inkl. Kennzahlen,
- Verbrauchertyp (Haushalt/Gewerbe).

Zusätzlich dazu wurde mittels stochastischer Variation für jeden Hausanschluss ein eigenes Lastprofil hinterlegt. Diese Lastprofile beinhalten viertelstündliche Werte und erstrecken sich über ein gesamtes Kalenderjahr. Als Basis hierfür dient das BDEW Standardlastprofil „H0“, welches sowohl auf der Zeitachse, als auch der Leistungsachse stochastisch variiert wurde. Als Methodik wurde der Ansatz der Monte-Carlo-Simulation verwendet. Neben den Haushaltslastprofilen wurde ebenfalls Kleingewerbe in Form der Standardlastprofile G₁, G₄ und G₅ verwendet.

Jedes einzelne Niederspannungsnetz wird aggregiert in Form von Lastknoten an ein vom IEH entwickeltes MS-Netz gekoppelt. Als Basis für die Entwicklung des MS-Netzes dient das CIGRE-Benchmarknetz nach (Rudion, Orths, Styczynski, & Strunz, 2006). Durch die Verwendung unterschiedlicher NS-Netze können verschiedene MS-Netze modelliert werden. So besteht ein ländliches MS-Netz aus einer Zusammenstellung der ländlichen NS-Netze und ein (vor-)städtisches MS-Netz aus städtischen NS-Netzen. Eine Durchmischung ist ebenfalls denkbar. Die Größe der jeweiligen MS-Netze wird durch die Anzahl der verknüpften NS-Netze bestimmt und ist frei skalierbar.

Für die Mittelspannungsebene wurde zunächst festgelegt, dass im ländlichen Bereich 10% der Last durch Gewerbe zustande kommt. Im städtischen Bereich wurde ein Anteil von 40% gewählt. Zudem wurden auf der Mittelspannungsebene keine Haushaltslasten berücksichtigt.

5.3 Vorgehen Ausbau der Netze

5.3.1 Übertragungsnetz

Der Ausbau des Übertragungsnetzes ist eine aktuell vielseitig diskutierte Problematik (z.B. (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2012)). Das Projekt Smart Nord möchte hierzu einen Beitrag liefern, indem ein dezentralisierter Ansatz zur effizienten Organisation und Koordination von Verbrauchern und Erzeugern zur optimierten Ausnutzung des bestehenden Netzes auf Marktkonformität, Frequenzstabilität und Netzkonformität untersucht wird. Um dieses jedoch auch im europäischen Kontext durchführen zu können, bedarf es einer geeigneten Modellierung des Übertragungsnetzes. Daher werden als Grundansatz die offiziellen Szenarien und Netzentwicklungspläne der Übertragungsnetzbetreiber und der ENTSO-E in die Simulationsumgebung des IEH übernommen, in der das aktuelle kontinentaleuropäische Übertragungsnetz bereits als Modell hinterlegt ist. Somit

kann mit der einhergehenden Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks für ganz Europa ein System entwickelt werden, welches den dezentral koordinieren Verbänden ein reales Evaluationsszenario bietet.

Mit Hilfe von Analysen der Leistungsflüsse und Leitungsbelastungen kann anschließend untersucht werden, ob ein Einfluss auf die Übertragungsnetzebene soweit erbracht werden kann, dass ggf. Netzausbauvorhaben überflüssig gemacht werden. Dies bedarf ebenfalls eines funktionierenden Marktmodells, da sich die (europäischen) Leistungsflüsse zunächst nach dem vom Handel determinierten Kraftwerkseinsatz richten. Dies ist ebenfalls ein thematischer Schwerpunkt des Projekts Smart Nord, die erforderliche Modellierung wird an dieser Stelle aber im Detail nicht ausgeführt.

Sollte umgekehrt ein erhöhter Transportbedarf in den MS-HöS Netzausschnitten der IEH Modelle auftreten, werden die Netze iterativ unter Annahme idealer Ausbaubedingungen verstärkt, da der Einfluss des Zeitbedarfs des Netzausbaus in diesem Projekt nicht forschungsrelevant ist.

5.3.2 Verteilnetz

Sollte es aufgrund stark erhöhter Durchdringungsgrade von dezentralen Energieanlagen auf Verteilnetzebene in den Szenarien 2030 zu Engpässen und Betriebsmittelüberlastungen kommen, so wird an dieser Stelle der konventionelle Netzausbau geprüft und umgesetzt. Aufgrund vorheriger Forschungsaktivitäten im Forschungsverbund Energie Niedersachsen (FEN) wurden bereits eingehend Niederspannungsnetze auf ihre Stabilität bei hohen Durchdringungsgraden von regenerativen Energien untersucht – die dort erzielten Ergebnisse gehen in diese Arbeiten ein (Hofmann, Mohrmann, & Reese, 2012)

6 Einheitenverteilung

6.1 Szenarien 2011

Die Szenarien für das Referenzjahr 2011 sollen die heutige Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur abbilden und müssen diese daher auf die konstruierten Beispielnetze übertragen widerspiegeln, entsprechend der Schwerpunktsetzung in der Szenarienbildung differenziert nach Niedersachsen und Bayern sowie städtischer und ländlicher Verteilung.

6.1.1 Erzeuger

Die in den Smart Nord in den Verteilnetzen betrachteten Erzeugungstechnologien untergliedern sich in dargebotsabhängige und sonstige Erzeugung. Zur ersten Kategorie zählen Photovoltaik(PV)-Anlagen und Windenergieanlagen (WEA). Bei sonstiger Erzeugung wird die Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Form von Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Hauswärmeversorgung betrachtet.

Für die Kategorie der dargebotsabhängigen Erzeugung wird die Verteilung der Einheiten über die EEG-Anlagenstammdaten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2011) ermittelt. Hier werden zum Ende eines Jahres von den Übertragungsnetzbetreibern die Stammdaten der in ihren Regelzonen angeschlossenen EEG-Anlagen veröffentlicht. Mit diesen Daten ist es prinzipiell möglich, eine bundeslandspezifische Verteilung gemäß dem auf das Referenzjahr bezogenen Ausbau zu ermitteln.

Für die Verteilung von KWK-Anlagen wird keine regionale Differenzierung vorgenommen. Die Verteilung erfolgt auch hier nach aktuellem Ausbaustatus.

6.1.1.1 Vorgehen zur Bestimmung der PV- und Winddurchdringung

Photovoltaik- und Windenergieanlagen nehmen in der Energieversorgung eine zunehmend wichtigere Rolle ein und sind ein wichtiger Bestandteil für das Erreichen der CO₂-Reduktionsziele der Bundesregierung. PV-Anlagen und WEA können aktiv abgeregelt werden und könnten somit zukünftig (unter rein technischen Gesichtspunkten, aber auch durch Nutzung neu zu entwickelnder Marktprodukte) wichtige Freiheitsgrade für die Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs liefern.

Im Folgenden wird das allgemeine Vorgehen beschrieben, um die Verteilung von PV- und Windanlagen in die konstruierten Netze der Szenarien zu ermitteln. Im Anhang finden sich beispielhaft für Szenario_{1,2011} zu den jeweiligen Schritten entsprechende Tabellen zur Berechnung der Einheitenverteilung.

Der Schwerpunkt liegt, wie bereits erwähnt, auf einer regional spezifischen Einheitenverteilung. Desweiteren wird nach ländlichen und städtischen Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen unterschieden. Da verschiedene Spannungsebenen in den Szenarien betrachtet werden, wird auch in Bezug darauf eine Differenzierung vorgenommen. Abbildung 6.1 zeigt das entwickelte

Vorgehen zur Bestimmung der zu verteilenden PV- und Windanlagen in den Verteilnetzen. Es ist untergliedert in drei Schritte, in denen zunächst die Pro-Kopf installierte Leistung ermittelt, diese dann im zweiten Schritt auf die Beispielnetze übertragen und abschließend mit Hilfe der gewählten Anlagenauslegungen auf konkrete Anlagen in den Netzen verteilt wird.

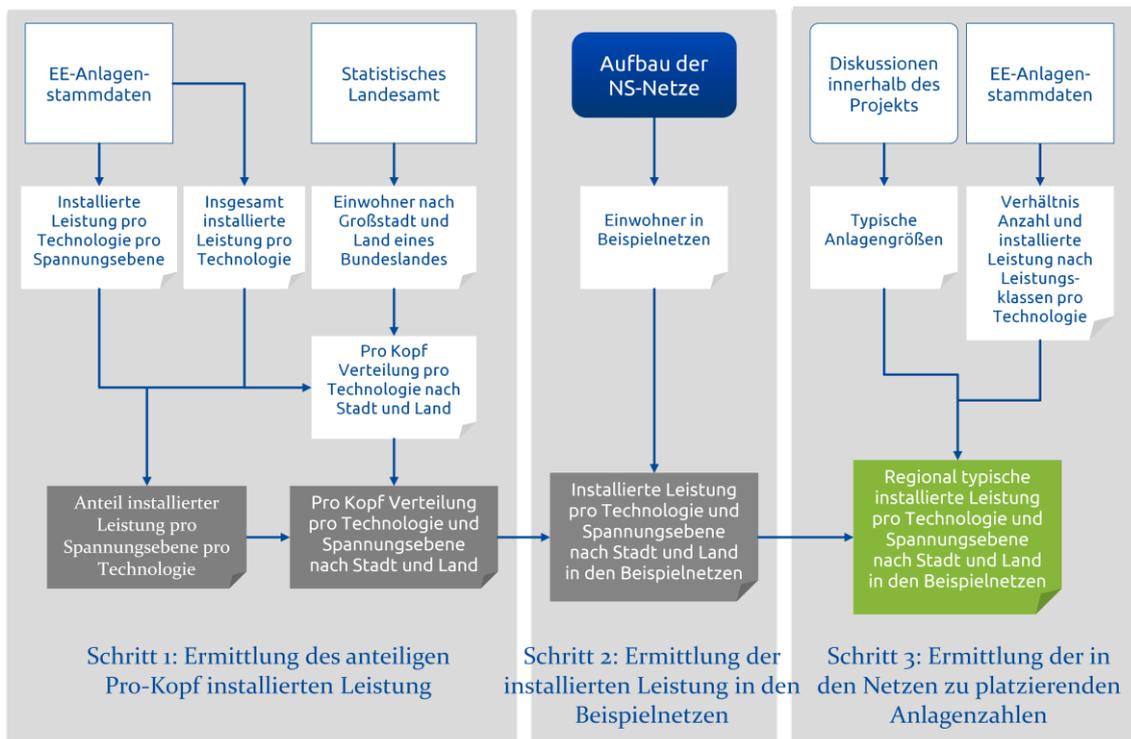


Abbildung 6.1 Vorgehen zur Verteilung zu PV und WEA

Schritt 1: Im Folgenden wird beschrieben, wie sich die anteilige installierte Leistung je Einwohner pro Spannungsebenen, differenziert nach Stadt und Land, für jede Technologie bestimmt. Auf diese Weise lässt sich eine bundeslandspezifische Verteilung darstellen.

Den EEG-Anlagenstammdaten wird entnommen, wie viel Leistung pro betrachteter Technologie in den verschiedenen Spannungsebenen installiert ist. Die Anschlussleistungen der einzelnen Spannungsebenen werden mit der insgesamt installierten Leistung normiert, so dass sich die prozentuale Verteilung pro Technologie und Spannungsebene ergibt.

Mit Hilfe der Einwohnerzahl des betrachteten Bundeslandes, auf Grundlage von Daten des jeweiligen statistischen Landesamtes, differenziert nach Großstadt⁴ und Land wird die Pro-Kopf-Verteilung pro Technologie ermittelt. Mit den vorherigen Ergebnissen wird die Pro-Kopf-Verteilung pro Technologie und Spannungsebene differenziert nach Großstadt und Land bestimmt.

Schritt 2: Um die regional typische Erzeugerstruktur von EE-Einheiten auf die Nord Verteilnetze zu übertragen, wird die zu installierende Leistung auf Basis der Daten der vorhandenen Netze ermittelt.

Die Anzahl der Einwohner in den Beispielnetzen lässt sich über den Jahresenergieverbrauch an den Netzknoten ermitteln. Dazu werden Abschätzungen zu Anzahl der Haushalte und Einwohner pro Netzknoten abhängig von der Jahreslast vorgenommen (siehe Anhang). Damit und mit dem Ergebnis aus Schritt 1 ergibt sich die regional typisch zu installierende Leistung pro Technologie und Spannungsebene für die Smart Nord Szenarien.

Schritt 3: In einem letzten Schritt wird die Anzahl der in den Netzen zu verteilende EE-Erzeugungseinheiten bestimmt. Dazu sind typische Anlagen pro Technologie laut Tabelle 6.1 gegeben. Diese Angaben sind Ergebnis gemeinsamer Diskussionen im Projekt, insbesondere mit den Beteiligten aus AP 2.5.

Tabelle 6.1 In Smart Nord verwendete typische Anlagen für PV und Wind

Betrachtete Anlagentypen PV und Wind					
	PV		Wind		
MS	200 kW	500 kW	500 kW	2000 kW	5000 kW
NS Stadt	10 kW	30 kW			
NS Land		30 kW			

Da für die verschiedenen Technologien mehrere typische Anlagengrößen gegeben sind, muss das Verhältnis bestimmt werden, mit dem die Anlagen verschiedener Größe in den Evaluationsnetzen verteilt werden. Aus diesem Grund wird pro Technologie und Region für das jeweilige Bundesland eine typische Verteilung der installierten Leistung für bestimmte Leistungsklassen betrachtet. In Tabelle 6.2 sind die Leistungsklassen für Wind und PV angegeben.

⁴ Als Großstadt wird eine Stadt bezeichnet, die mindestens 100.000 Einwohner hat.

Es wurde jeweils eine eigene Einteilung von Leistungsklassen vorgenommen, die für PV auf (brodsoft, 2012) und Wind auf (Ender, 2007) basiert. Dabei wurden Leistungsklassen entsprechend zusammen gefasst. Mit den Anlagenstammdaten lässt sich eine regional typische Verteilung installierter Leistung für die jeweiligen Leistungsklassen ermitteln. Aus dieser und mit den Ergebnissen aus Schritt 2 lässt sich das Verhältnis bestimmen, mit dem die typischen Anlagen in den Beispielnetzen pro Spannungsebene verteilt werden.

Tabelle 6.2 Einteilung in Leistungsklassen für PV und WEA angelehnt an (brodsoft, 2012) und (Ender, 2007)

Leistungsklassen			
PV		WEA	
nach (brodsoft, 2012)	Eigene Einteilung	nach (Ender, 2007)	Eigene Einteilung
< 1 kW		5 - 80 kW	
1 - 10 kW	< 10 kW	80,1 - 130 kW	
10 - 100 kW	> 10 bis 100 kW	130,1 - 749,9 kW	
100 - 400 kW	> 100 bis 400 kW	750 - 1499,9 kW	< 1500 kW
> 400 kW	> 400 kW	1500 - 3100 kW	> 1500 - 3100 kW
		> 3100 kW	> 3100 kW

Als letzter Schritt steht die konkrete Zuordnung der Einheiten zu den Verteilnetzknotten aus. Dieses wird auf Basis der mit dem dargestellten Vorgehen ermittelten gewünschten statistischen Verteilung der Einheiten automatisch mit Hilfe der Simulationsplattform mosaik umgesetzt (siehe Abschnitt 7).

6.1.1.2 Vorgehen zur Definition der KWK-Durchdringung

Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen in Haushalten stellen innerhalb von Smart Nord eine interessante Technologie dar, weil sie über die zeitliche Entkopplung des Wärmebedarfs von der Stromeinspeisung über Pufferspeicher als zeitlich flexible Erzeuger in die Verbundbildung integriert werden können. Gängige Gerätetypen sind zwar häufig erdgasbefeuert und somit abhängig von fossilen Primärenergieträgern, stellen aber wegen der hohen Wirkungsgrade eine effiziente Folgetechnologie für Brennwertthermen dar.

In Abbildung 6.2 wird das entwickelte Vorgehen dargestellt, mit dem die in den Niederspannungsnetzen zu verteilenden KWK-Anlagen ermittelt wurde. Dazu

wird zunächst die installierte Leistung pro Kopf in Deutschland für das Bezugsjahr bestimmt. Im zweiten Schritt wird daraus die installierte Leistung in den Testnetzen ermittelt. Dies wird im dritten Schritt verwendet, um die Anzahl der in den Netzen zu platzierenden Anlagen je Leistungsklasse zu errechnen.

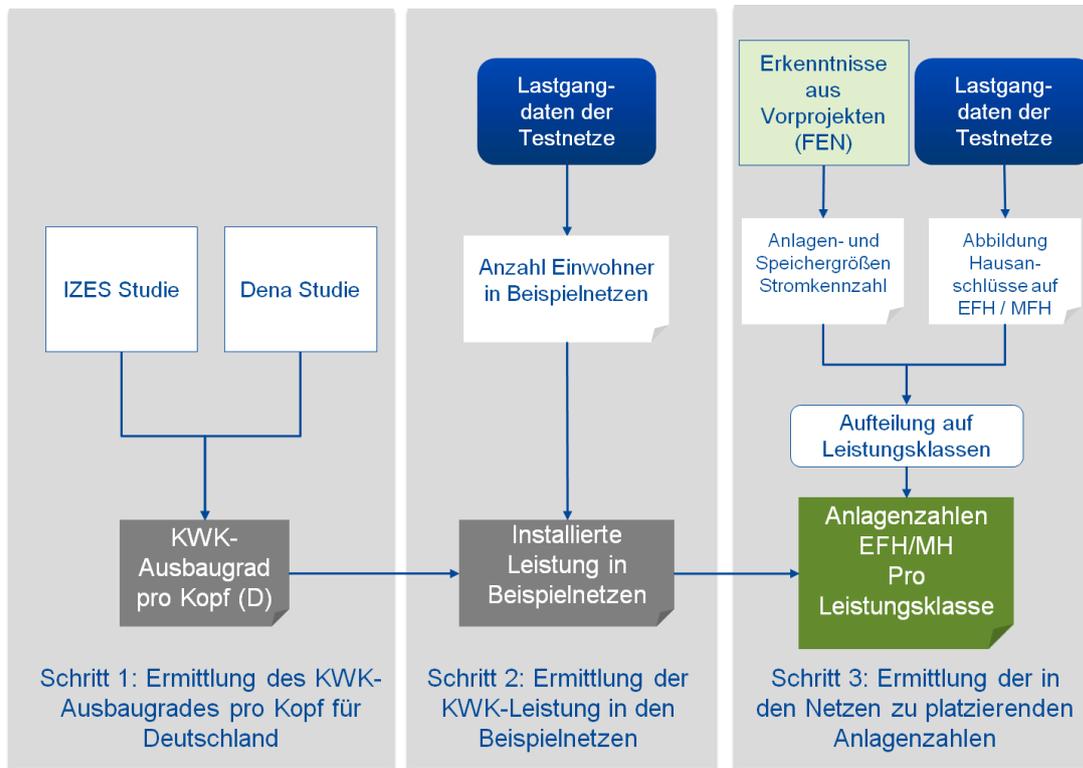


Abbildung 6.2 Vorgehen zur Ermittlung der KWK-Verteilung

Schritt 1: Für die Bestimmung der aktuellen Durchdringung mit KWK-Anlagen der entsprechenden Größenklasse zur Haushaltswärmeversorgung müssen statistische Daten geeignet auf die Niederspannungsnetze in Smart Nord übertragen werden, d.h. eine Zuordnung von KWK-Anlagen definierter Anlagengröße auf Netzanschlussknoten ermittelt werden. Eine regionale Differenzierung (Süddeutschland/ Norddeutschland) wurde nicht vorgenommen, da die KWK-Anlagen nicht dargebotsabhängig wie WEA oder PV-Anlagen sind.

Aus den Studien (IZES, 2013) und (dena, 2012) wird die installierte Leistung von Mikro-KWK Anlagen in Deutschland für das Jahr 2011 bestimmt. Daraus lässt sich die installierte Leistung pro Kopf in Deutschland ermitteln.

Schritt 2: Aus den Lastgangdaten der Testnetze lässt sich über den Jahresenergieverbräuche an allen Knoten ableiten, wie viele Einwohner pro

Anschlussknoten anzunehmen sind (siehe Tabelle A.4). Daraus und mit dem Ergebnis aus Schritt 1 kann dann die installierte Leistung von Mikro-KWK in den Beispielnetzen berechnet werden.

Schritt 3: Die verwendeten typischen Anlagengrößen sind in Tabelle 6.3 aufgeführt. Für die Szenarien 2011 werden jedoch lediglich KWK-Anlagen der Leistungsklasse 4,7 kW_{el} betrachtet, da die aktuelle Durchdringung mit Anlagen der Leistungsklasse 1 kW_{el} noch so gering ist, dass sie vernachlässigbar ist, wenn man den Status für das Bezugsjahr 2011 darstellen möchte.

Tabelle 6.3 In Smart Nord verwendete typische Anlagengröße für KWK-Anlagen in Haushalten

Betrachtete Anlagentypen KWK		
Haustyp	Anlagengröße	Speichergröße
EFH	1 kW _{el}	300 l
MFH	4,7 kW _{el}	1000 l

Ebenfalls über die Lastgangdaten der Beispielnetze lässt sich abbilden, an welchen Netzknoten Ein- und Mehrfamilienhäuser (EFH und MFH) angeschlossen sind (siehe Tabelle A.4). Die betrachteten Anlagen werden dann entsprechend ihrer Leistungsklassen auf die Haushalte aufgeteilt, d.h. 1 kW-Anlagen an Einfamilienhäuser und 4,7 kW-Anlagen an Zweifamilienhäuser. Somit liegen im Ergebnis die Anlagenzahlen für die definierten Netze mit den gewählten Anlagentypen für Ein- und Mehrfamilienhäuser vor.

6.1.2 Elektrische Verbraucher

Bei der Verteilung der elektrischen Verbraucher werden keine regionalen Unterschiede abgebildet und zwischen städtischer und ländlicher Verteilung wird nicht differenziert. Berücksichtigte Technologien sind programmgetriebene Geräte wie Waschmaschine, Wäschetrockner und Geschirrspülmaschine sowie temperaturgeführte Geräte wie Kühlschrank, Gefrierschrank und Wärmepumpe. Die typische Anlagendurchdringung richtet sich nach (Stamminger, et al., 2008) ausgenommen Wärmepumpen, hier wird sich auf (KEMA, 2012) bezogen. Für Wärmepumpen wird eine Leistung von 2000 kW angenommen in Anlehnung an Datenblätter des Herstellers Vaillant (Vaillant Deutschland GmbH, 2012). Es wird angenommen, dass zwischen den Jahren 2010 und dem Referenzjahr 2011 keine signifikanten Unterschiede in der Durchdringung vorherrschen. In Tabelle 6.4 sind

typische Anlagengrößen sowie Durchdringung der betrachteten Verbraucher gegeben. Die Durchdringung ist dabei relativ zur Anzahl der betrachteten Haushalte zu verstehen.

Tabelle 6.4 Typische Anlagengröße und Durchdringung von Verbrauchseinheiten für Szenario 2011 laut (Stamminger, et al., 2008), (KEMA, 2012) und (Vaillant Deutschland GmbH, 2012)

Betrachtete Anlagentypen Verbraucher und Durchdringung in Szenario 2011		
Verbrauchertyp	Leistung in W	Durchdringung in %
Waschmaschine	~ 2000	95
Wäschetrockner	~ 2000	39,4
Geschirrspüler	~ 2000	62
Kühlschrank	~ 138	106
Gefrierschrank	~ 142	52
Wärmepumpe	~ 2000	2

6.1.3 Speicher

Von Interesse für die Smart Nord Evaluationsszenarien sind elektrische Speicher, die in Verteilnetzen eingesetzt werden können. Für die Szenarien 2011 wird angenommen, dass keine nennenswerte Menge an elektrischen Speichern vorhanden ist. Der Ausbau der elektrischen Speicher spielt erst in den Szenarien für 2030 eine Rolle und wird daher im Folgeabschnitt dargestellt.

6.2 Zukunftsannahmen

6.2.1 Erzeuger

6.2.1.1 PV und Wind

Zur Bestimmung der installierten Leistung von PV und Wind in den Smart Nord Szenarien wird der Netzentwicklungsplan 2012 (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2012) herangezogen. Der NEP2012 basiert auf Annahmen der BMU-Leitstudie 2010 (IER, RWI, ZEW, 2010), des Energiekonzeptes der Bundesregierung 2010 (Prognos AG, EWI, GWS, 2010) und Einzelangaben für die Bundesländer. Im NEP2012 wird davon ausgegangen, dass der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen ist. Für die Entwicklung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird das im NEP2012 verwendete Szenario B der Übertragungsnetzbetreiber gewählt. Hier sind die

energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung umgesetzt mit einem höheren Anteil aus Erneuerbaren Energien. Die Zielwerte des Szenario B für 2032 werden analog für die Smart Nord Szenarien 2030 verwendet.

Tabelle 6.5 gibt die verwendeten Daten beispielhaft für eine Nord- (Niedersachsen) und Südregion (Bayern) hinsichtlich der installierten Leistung für PV und WEA an. Die Daten von 2011 basieren auf den Anlagenstammdaten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2011). Desweiteren ist der prozentuale Anstieg der installierten Leistung in 2030 gegenüber 2011 aufgeführt.

Tabelle 6.5 Installierte Leistung in GW für 2011 und 2030 sowie prozentualer Anstieg nach (50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, 2012)

	Installierte Leistung in GW				Zuwachs in %	
	2011		2030		2011 bis 2030	
	Nieder- sachsen	Bayern	Nieder- sachsen	Bayern	Nieder- sachsen	Bayern
Photovoltaik	2	8	4,9	17,9	245	223
Wind onshore	6,96	0,64	12,1	3,3	174	515

Zur Ermittlung der installierten Leistung in den Smart Nord Szenarien für 2030 wird ausgehend von der in den Netzen für 2011 installierten Leistung der Anstieg der installierten Leistung entsprechend Tabelle 6.5 übernommen.

6.2.1.2 KWK

Die Ermittlung der Zukunftsannahmen für den Ausbau der KWK-Technologie für die im Rahmen des Projektes relevanten Anlagenklassen erwies sich als problematisch. Zu Rate gezogen wurden Brancheninformationen sowie Studien vom IZES (IZES, 2013), weiterhin die dena-Verteilnetzstudie (dena, 2012). Problematisch erschien die fehlende Kategorisierung im Bereich der Anlagen < 50 kW_{el}, da in dieser Anlagenklasse sowohl Einheiten für kleinere und mittlere Gewerbe mit Prozesswärmebedarf als auch die Mikro-KWK-Anlagen für die Hauswärmeversorgung zusammengefasst werden. Laut (IZES, 2010) waren in 2009 insgesamt rund 225 MW_{el} KWK-Anlagen der Klasse < 50 kW_{el} installiert. In (dena, 2012) wird für diese Klasse in 2015 ein Ausbauwert von 0,6 GW_{el} und für 2030 ein Ausbauwert von 1,2 GW_{el} angenommen. Zwischen 2009 und 2015 macht

dies einen jährlichen Zuwachs von $62,5 \text{ MW}_{\text{el}}$ aus womit sich grob eine installierte Leistung von $350 \text{ MW}_{\text{el}}$ in 2011 ergibt. Gegenüber 2011 bedeutet dies einen Anstieg von rund 340%. Der so ermittelte Wert zur installierten Leistung wurde als Zielwert in das bereits im Abschnitt 6.1.1.2 dargestellte Vorgehen aufgenommen.

Der Bestand an KWK-Anlagen der Szenarien für 2011 wird entsprechend des Anstiegs der installierten Leistung erweitert. In den Szenarien für 2030 kommen KWK-Anlagen mit 1 kW_{el} hinzu. Die Aufteilung für die zwischen den Jahren 2011 und 2030 installierten Anlagen auf die beiden Leistungsklassen stellt eine Herausforderung dar, weil keine konsistenten Marktprognosen verfügbar sind. Unter dem Paradigma, keinen Anspruch auf eine korrekte Abbildung der technologischen Ausprägung für 2030 erheben zu können oder wollen, wird die Aufteilung auf die Leistungsklassen so vorgenommen, dass sie sowohl den erwarteten Anstieg in der Verteilung von 1 kW -Anlagen abbildet als auch eine weitere Verbreitung von $4,7 \text{ kW}$ Anlagen. Die Aufteilung der neu zu verteilenden Anlagen wird so vorgenommen, dass doppelt so viele $4,7 \text{ kW}_{\text{el}}$ Anlagen gegenüber den 1 kW_{el} Anlagen vorhanden sind, d.h. im Verhältnis 1:2 für die neu installierten Anlagen. Verbraucher

6.2.2 Elektrische Verbraucher

Für die Smart Nord Szenarien wird, ähnlich wie im Netzentwicklungsplan 2012, der Endenergieverbrauch als konstant angenommen. Dies entspricht zwar nicht den energiepolitischen Zielen der Bundesregierung, begründet sich jedoch darin, dass es aus heutiger Sicht schwierig ist, die Entwicklung des Energiebedarfs abzuschätzen. Abbildung 6.3 stellt die Annahmen bezüglich der Steuerbarkeit von Verbrauchseinheiten schematisch dar. Es wird angenommen, dass alle von 2011 bis zum Jahr 2030 neu installierten Wärmepumpen einer hohen Steuerbarkeit unterliegen und somit voll als Freiheitsgrade genutzt werden können. Für die übrigen Verbrauchseinheiten wird angenommen, dass alle Einheiten in 2030 voll steuerbar sind, da sie einen geringeren Lebenszyklus als Wärmepumpen haben.

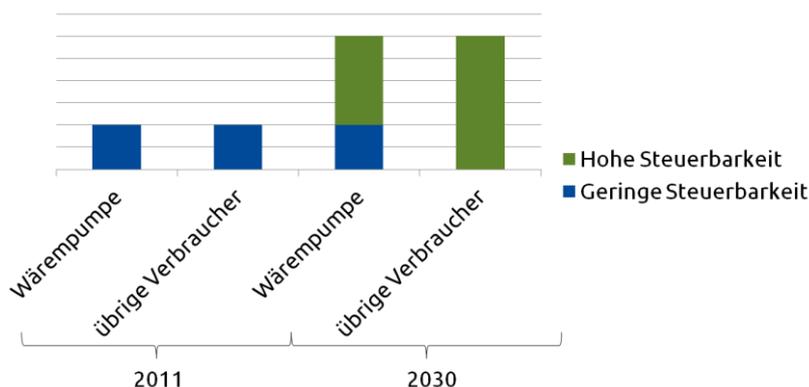


Abbildung 6.3 Annahmen zur Steuerbarkeit von Verbrauchseinheiten

Zur Ermittlung des Durchdringungsgrades wird wie bereits in Abschnitt 6.1.2 die Smart-A Studie (Stamminger, et al., 2008) bzw. für Wärmepumpen (KEMA, 2012) herangezogen. Dabei wird angenommen, dass die in der Smart-A Studie angegebenen Zahlen für 2025 auch für das Jahr 2030 Bestand haben bzw. nicht signifikant abweichen. Die Durchdringung von Wärmepumpen lässt sich über die absolute Anzahl der installierten Anlagen ermitteln. Nach aktuellem Ausbau sind 384.000 Anlagen installiert, die einen Anteil von 2% der Anlagen für die Hauswärmeversorgung ausmachen (damit sind es insgesamt 19.200.000 Anlagen). In 2030 werden 2.9000.000 Anlagen angenommen, was umgerechnet einen Anteil von etwa 6,6% ergibt. Tabelle 6.6 stellt die Durchdringung für die einzelnen Verbrauchseinheiten dar.

Tabelle 6.6 Durchdringung typischer Verbrauchseinheiten für Szenario 2030 laut (Stamminger, et al., 2008), (KEMA, 2012)

Betrachtete Anlagentypen Verbraucher und Durchdringung in Szenario 2030		
Verbrauchertyp	Leistung in W	Durchdringung in %
Waschmaschine	~ 2000	95
Wäschetrockner	~ 2000	50
Geschirrspüler	~ 2000	62
Kühlschrank	~ 138	106
Gefrierschrank	~ 142	52
Wärmepumpe	~ 2000	6,6

6.2.3 Speicher

Die Verteilung elektrischer Speicher im den Verteilnetzen unterliegt einer besonderen Herausforderung. Dies ist darin begründet, dass die Verwendung von Speichern nicht nur von der Notwendigkeit für die Stabilität im Netz abhängt. Es ist auch wesentlich dadurch beeinflusst, welche Anreize und Vorgaben durch die Politik gesetzt werden. Zum Zeitpunkt der Erstellung der Smart Nord Evaluationsszenarien liegen keine Studien vor, die den Stand der Speicher in 2030 prognostizieren bzw. die Notwendigkeit von Speichern im Verteilnetz quantifizieren. Im Hinblick auf die Verbundbildungsprozesse aus den TP1 und 2 ist es für die Smart Nord Szenarien wichtig die Freiheitsgrade der Speicher effektiv nutzen zu können. Aus diesem Grund wurde eine Speicherverteilung gewählt, welche eine hohe Diversifikation der Technologien abdeckt und von einem optimistischen Zuwachs bis zum Jahr 2030 ausgeht. Zudem sollen Speicher unabhängig betrieben werden können, so dass Anwendungen wie bspw. Eigenbedarfsoptimierung nicht zwingend abgebildet werden müssen, sondern Teil des Steuerungskonzeptes, nicht aber des Szenarios sind.

Die Berücksichtigung von Speichertechnologien im Übertragungsnetz (Großspeicher wie Methanisierung, Druckluftspeicher oder Pumpspeicher) ist eine wichtige Forschungsfrage, die in diesem Projekt allerdings nicht fokussiert bearbeitet werden kann. Aus anderen Arbeiten können ggf. Modelle für deren Berücksichtigung implementiert werden, der Fokus soll aber zunächst auf die Auswirkungen und Wechselwirkungen mit den Verbänden auf Verteilnetzebene erfolgen.

Nach gemeinsamen Diskussionen innerhalb der Teilprojekte und in besonderer Abstimmung mit Arbeitspaket 1.1 werden Anlagentypen und Durchdringung der Speichertechnologien wie in Tabelle 6.7 dargestellt angenommen.

Tabelle 6.7 In Smart Nord verwendete Verteilung typischer Speichereinheiten in Szenario 2030

Betrachtete Anlagentypen Speicher und Durchdringung in Szenario 2030						
Technologie	Leistung (Einspeichern) in kW	Leistung (Auspeichern) in kW	Energie in kWh	Netzebene	Ort	Anteil
Blei	5	5	10	NS	Haus mit PV	20%
Lithium-Ionen	5	5	10	NS	Haus mit PV	30%
	3	3	20	NS	Haus (EV)	1,25%
	11	3	30	NS	Haus (EV)	1,25%
Redox-Flow	10	10	100	NS	Öffentl. Gebäude	1 mal
	100	100	1000	MS	Windpark	50%
	500	500	5000	MS	Windpark	1 mal

7 Ausstehende Arbeiten

Da die Erstellung der Szenarien ein iterativer Prozess aller Projektteilnehmer ist, stehen noch einige Arbeiten bis zur finalen Version der Evaluationsszenarien aus. Dies betrifft insbesondere die netztechnischen Validierungen der bisherigen Annahmen und der Modellansätze zur Kopplung der MS/NS Netze zur HöS-Ebene. Weiterhin muss eine Umsetzung der Annahmen in allen TP erfolgen, wodurch viele Erkenntnisse zur Umsetzung und somit auch ggf. Erweiterungen bzw. Anpassungen zu erwarten sind.

- Zuteilen der Einheiten zu konkreten Netzknoten mittels mosaik⁵
- Erzeugen der weiteren Szenarien
- Validierung der Anlagenverteilung für Netzverträglichkeit
- Validierung der Anlagenverteilung für Netzstabilität
- Validierung der Anlagenverteilung auf Plausibilität im Gesamtsystem
- Einbezug der entwickelten MS-Netze in die HS-Modellnetze im AP4.1
- Validierung der Szenarien von HöS-Ebene mit den MS-Netzen

⁵ mosaik ist eine Plattform zur Evaluation von Smart Grid Kontrollstrategien. Der modulare Aufbau von mosaik erlaubt die Integration von Simulationsmodellen, die in verschiedenen Programmiersprachen vorliegen, in ein Untersuchungsszenario. Mehr Informationen sind unter <http://mosaik.offis.de/> zu finden.

- Ggf. weiterführende Entwicklung von Szenarien für Simulation dynamischer Vorgänge
 - Betriebsmittel
 - Definition von Störfällen, Untersuchungszeitpunkte etc.

Die Ergebnisse dieser Arbeitsschritte werden nach erfolgreichem Abschluss der Arbeiten in einer Version dieses Dokumentes auf der Smart Nord Webseite veröffentlicht.

A. Anhang Szenario 1₂₀₁₁ Nord ländlich

Im folgenden Abschnitt soll am Beispiel des ländlichen niedersächsischen Szenarios für 2011 die erarbeitete Methodik zur Entwicklung der Evaluationsszenarien überblicksartig beschrieben werden.

A.1 Netze

Wie in Abschnitt 5.2 beschrieben ist die Verteilung der NS-Netze auf die MS-Knoten frei wählbar. Daher wurde ein Algorithmus entwickelt, welcher auf Basis der Leistungsdaten für eine typische Ortsnetzstation eine stochastische Verteilung der NS-Netze auf die einzelnen Knoten durchführt. Dabei wurden unter Berücksichtigung der Transformatornennleistungen die NS-Netze mit Hilfe der summierten Jahreshöchstlasten bis zur Auslastung der Übertragungsleistung verteilt.

Dabei wurde zunächst eine hohe Auslastung der Netze in Kauf genommen, um den anderen Teilprojekten einen geeigneten Untersuchungsraum mit einer hohen Anzahl von Einheiten gewährleisten zu können.

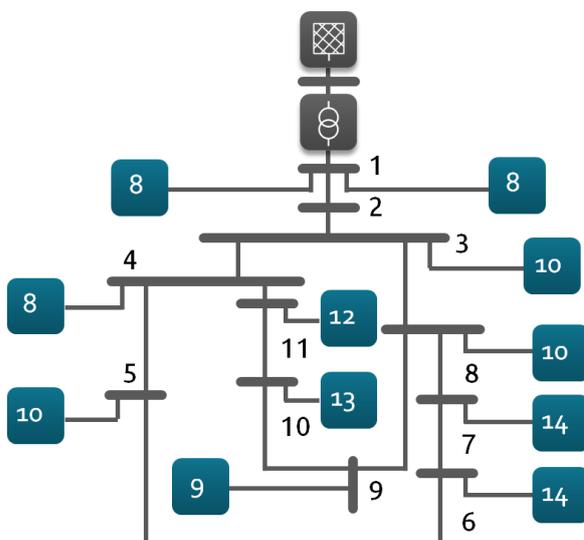


Abbildung A.1 Smart Nord Benchmark MS Netz mit NS-Netzen

Wie die Abbildung A.1 zeigt, sind stets zwischen 8 und 14 verschiedene NS-Netze, je nach Knoten- und summierter NS-Netz-Leistung, an die einzelnen MS-Knoten verteilt.

Ein Ergebnis der zufälligen Verteilung der ländlichen Niederspannungsnetze zu den Mittelspannungsknoten ist in Tabelle A.1 zusammengefasst.

Tabelle A.1 Zuteilung der ländlichen Niederspannungsnetze an die Mittelspannungsknoten

Anzahl NS-Netze pro MS-Knoten									
NS-Netz	1	2	3	4	5	6	7	8	Anzahl gesamt
MS-Knoten									
1	1	0	1	2	2	3	4	3	16
3	0	1	2	1	0	1	2	3	10
4	2	0	0	2	0	3	0	1	8
5	0	2	0	2	2	3	0	1	10
6	4	2	2	1	3	1	0	0	13
7	2	1	3	3	1	2	0	1	13
8	1	2	4	1	1	0	1	0	10
9	0	1	3	1	0	1	2	1	9
10	2	1	2	1	0	3	2	1	12
11	1	1	2	1	1	2	2	1	11
Summe	13	11	19	15	10	19	13	12	112

Tabelle A.2 gibt einen Überblick über die resultierende Anzahl von Niederspannungshausanschlüssen an den einzelnen Mittelspannungsknoten. Hinzu kommen die Anzahl der Haushalte sowie Anzahl der Einwohner an den jeweiligen Mittelspannungsknoten.

Tabelle A.2 Übersicht zu Hausanschlüssen, Haushalten und Einwohnerzahl an den MS-Knoten

Anzahl Anschlüsse an MS-Knoten			
MS-Knoten	Hausanschlüsse	Haushalte	Einwohner
1	2030	2766	6513
3	1070	1466	3138
4	1000	1332	2970
5	1730	2384	6017
6	1439	1947	5040
7	1463	1987	4948
8	879	1222	3220
9	931	1297	3192
10	1544	2128	5340
11	1373	1893	4728
Summe	13459	18422	45106

Zur Berechnung der oben genannten Werte wurde Tabelle A.3 herangezogen. Dort ist dargestellt, wie viele Hausanschlüsse insgesamt pro Niederspannungsnetz, wie die Verteilung von Haushalten und wie viele Einwohner gegeben sind. Die Berechnung orientiert sich an der Jahreslast an den einzelnen Knoten.

Tabelle A.3 Verteilung von Hausanschlüssen und Einwohnerzahl in den ländlichen Niederspannungsnetzen

Anzahl Hausanschlüsse(HA) nach Haushalts(HH)größe in NS-Netzen					
Netz	HA gesamt	HA mit 1 HH	HA mit 2 HH	HA mit 4 HH	Einwohner gesamt
1	41	37	4	0	100
2	139	95	36	8	531
3	67	45	18	4	260
4	57	45	12	0	178
5	169	125	36	8	592
6	299	211	72	16	1104
7	66	45	18	3	248
8	103	81	18	4	334

Tabelle A.4 stellt den Berechnungsschlüssel dar, der verwendet wurde, um die Anzahl der Haushalte pro Hausanschluss zum einen und die Anzahl der Einwohner pro Haushalt zum anderen zu berechnen.

Tabelle A.4 Schlüssel zur Berechnung der Hausanschlüsse und Einwohnerzahl pro NS-Anschlusspunkt

Berechnungsschlüssel nach Jahresenergieverbrauch			
Jahresverbrauch eines NS-Knotens	Anzahl Wohneinheiten	Jahresverbrauch einer Wohneinheit	Anzahl Personen
< 6000 kWh	1	< 2050 kWh	1
< 11000 kWh	2	< 3440 kWh	2
sonst	4	< 4050 kWh	3
		< 4090 kWh	4
		sonst	5

A.2 Einheitenverteilung

A.2.1 PV und Wind

Im Folgenden wird die Ermittlung der zu verteilenden PV- und Windanlagen für das Szenario I_{2011} knapp beschrieben (Vorgehen siehe Abschnitt 6.1.1.1).

Schritt 1:

1. Aktuelle niedersächsische EE-Installation in 2011 nach den EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber (Installierte Leistung pro Technologie und Spannungsebene⁶)

Tabelle A.5 Installierte EE-Leistung Niedersachsen nach Spannungsebenen (Anlagenstammdaten, Mitte 2012)

Installierte Leistung in MW pro Technologie und Spannungsebene								
	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS	Summe
Solar			4,36	0,12	401,7	64,33	1592,86	2063,37
Wind	157,4	101,15	1904,7	1963,27	2890,45	71,27	17,03	7105,27

2. Prozentuale Installation pro Spannungsebene je Technologie

Tabelle A.6 Prozentuale Verteilung der installierten EE-Leistung auf Spannungsebenen

Anteil an der Gesamtleistung pro Technologie und Spannungsebene in %								
	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS	Summe
Solar			0,0021	0,0001	0,1947	0,0312	0,7720	1,0000
Wind	0,0222	0,0142	0,2681	0,2763	0,4068	0,0100	0,0024	1,0000

3. Ermitteln der Einwohner Niedersachsens (Großstadt/Land) und Pro-Kopf-Verteilung pro Technologie

⁶ Eine Spannungsebene, die dadurch gekennzeichnet ist, dass zwei Ebenenbezeichnungen durch einen Schrägstrich getrennt sind, bedeutet, dass Anlagen der entsprechenden Technologie direkt am Übergabeknoten an der niedrigeren Spannungsebene angeschlossen sind.

Tabelle A.7 Absolute und Pro-Kopf-Verteilung der installierten EE-Leistung differenziert nach Großstadt und Land

Installierte Leistung nach Großstadt und Land					
		Leistung (MW)		Leistung/Kopf (kW)	
	Einwohner	Solar	Wind	Solar	Wind
Niedersachsen gesamt	7913502	2063,37	7105,27	0,26	0,898
<i>Nach Großstädten</i>					
Hannover	522883	11,3	3		
Braunschweig	248867	15	3		
Oldenburg	164119	28	29		
Osnabrück	162173	11	7		
Göttingen	121060	8	1		
Wolfsburg	121451	4	5		
Hildesheim	102794	6	1		
Salzgitter	102394	6	108		
Großstädte gesamt	1545741	89,3	157	0,058	0,10
<i>Nach ländlichen Regionen</i>					
Land gesamt	6367761	1974,07	6948,27	0,31	1,09

4. Ermitteln der Pro-Kopf-Verteilung pro Spannungsebene und Technologie für Niedersachsen ländlich

Tabelle A.8 Pro-Kopf-Verteilung installierte EE-Leistung pro Technologie nach Spannungsebenen

Installierte Leistung pro Kopf Niedersachsen Land in kW								
	HöS	HöS/HS	HS	HS/MS	MS	MS/NS	NS	Summe
Solar			0,0007	0,0000	0,0604	0,0097	0,2393	0,3100
Wind	0,0242	0,0155	0,2925	0,3015	0,4439	0,0109	0,0026	1,0912

Schritt 2:

5. Im Szenario Nord ländlich wird von 45106 Einwohnern ausgegangen. Damit ergibt sich die zu installierende Leistung nach Technologie und Spannungsebene.

Tabelle A.9 Verteilung installierte EE-Leistung im Szenario 1₂₀₁₁ Nord nach Spannungsebenen

Zu installierende Leistung für Szenario 1 ₂₀₁₁ in kW					
	HS/MS	MS	MS/NS	NS	Summe
Solar	0,81	2722,29	435,96	10794,70	13983,31
Wind	13599,52	20022,08	493,69	117,97	49218,03

Schritt 3:

6. Typische Verteilung nach Anlagenklassen
 - 6.1. Ermitteln der installierten Leistung pro Spannungsebene nach Leistungsklassen. Relevant sind hierbei nur die Spannungsebenen, für die typische Anlagen betrachtet werden (siehe Tabelle 6.1). Die anderen Spannungsebenen werden nicht berücksichtigt.

Tabelle A.10 Verteilung installierter EE-Leistung nach Leistungsklassen und Spannungsebenen für Niedersachsen laut Anlagenstammdaten

Installierte Leistung (in kW) nach Leistungsklassen für PV				
	bis 10 kW	>10-100 kW	>100-400 kW	>400 kW
NS	274220,34	1180774,83		
MS/NS	204,92	27943,83		
MS			160475,88	173323,54
HS/MS			113,4	0

Installierte Leistung (in kW) nach Leistungsklassen für Wind			
	bis 1500 kW	>1500-3100 kW	>3100 kW
MS	1351203	1394047	145200
HS/MS	770020	1124450	68800

6.2. Ermitteln der Anteile der Leistungsklassen an der gesamten installierten Leistung je Spannungsebene (siehe Tabelle A.11)

Tabelle A.11 Anteil der installierten EE-Leistung nach Leistungsklassen und Spannungsebenen für Niedersachsen

Anteilige Leistung (in %) nach Leistungsklassen für PV				
	bis 10 kW	>10-100 kW	>100-400 kW	>400 kW
NS	0,17	0,74	0,07	0,02
MS/NS	0,00	0,43	0,53	0,03
MS	0,00	0,17	0,40	0,43
HS/MS	0,05	0,00	0,95	0,00

Anteilige Leistung (in %) nach Leistungsklassen für Wind			
	bis 1500 kW	>1500-3100 kW	>3100 kW
MS	0,47	0,48	0,05
HS/MS	0,39	0,57	0,04

6.3. Über die installierte Leistung im Szenario 1_{2011} Nord nach Spannungsebenen (vgl. Tabelle A.9) wird die im Szenario zu installierende Leistung nach Leistungsklassen bestimmt (siehe Tabelle A.12).

Tabelle A.12 Verteilung installierter EE-Leistung nach Leistungsklassen und Spannungsebenen für Szenario 1_{2011} Nord

Installierte Leistung (in kW) nach Leistungsklassen für PV				
	bis 10 kW	>10-100 kW	>100-400 kW	>400 kW
NS	1858,38	8002,05	739,28	195,00
MS/NS	1,39	189,37	231,95	13,25
MS	2,87	457,31	1087,53	1174,59
HS/MS	0,04	0,00	0,78	0,00

Installierte Leistung (in kW) nach Leistungsklassen für Wind			
	bis 1500 kW	>1500-3100 kW	>3100 kW
MS	9359,75	9656,53	1005,80
HS/MS	5333,91	7789,04	476,58

6.4. Bestimmen der zu verteilenden Anzahl der typischen Anlagen in Smart Nord nach installierter Leistung der entsprechenden Klasse (siehe Tabelle A.13)

Tabelle A.13 Ermittelte zu verteilende Anzahl betrachteter EE-Anlagen im Szenario 1₂₀₁₁ Nord

Anzahl zu verteilender betrachteter Anlagen für PV				
	NS 10 kW	NS 30 kW	MS 200 kW	MS 500 kW
NS		329		
MS/NS		7		
MS			6	3
HS/MS			1	0

Anzahl zu verteilender betrachteter Anlagen für Wind			
	MS 500 kW	MS 2000 kW	MS 5000 kW
MS	19	5	1
HS/MS	11	4	1

7. Zuteilung der Einheiten zu konkreten Netzknoten in Simulationsumgebung mosaik

A.2.2 KWK

In diesem Abschnitt wird knapp beschrieben, welche Verteilung für KWK-Anlagen in Szenario 1₂₀₁₁ und Szenario 1₂₀₃₀ Nord vorgenommen wird. Die installierte Leistung in 2011 beträgt 350 MW_{el} (siehe Abschnitt 6.2.1.2). Damit ergibt sich eine installierte Leistung von 0,044 kW pro Kopf für gesamt Deutschland. Umgerechnet auf die Einwohnerzahl im Szenario 1₂₀₁₁ ergibt sich eine zu installierende Leistung von 197,34 kW_{el}. Da für die Szenarien 2011 nur Anlagen mit 4,7 kW elektrischer Leistung vorgesehen sind, werden damit 42 Anlagen diesen Typs im Szenario platziert.

Eine Steigerung der installierten elektrischen Leistung in 2030 um 340% gegenüber 2011 bedeutet einen Anstieg um 473,6 kW im Szenario 1 (690,95 kW installierte Leistung insgesamt). Diese Leistung wird auf Anlagen der Größe 1 kW_{el} und 4,7 kW_{el} im Verhältnis 1:2 aufgeteilt, d.h. $473,6 = 1 \cdot x_1 + 4,7 \cdot x_{4,7}$ und $x_{4,7} = 2 \cdot x_1$. Dies entspricht $x_1 = 45$ Anlagen der Größe 1 kW_{el} und $x_{4,7} = 91$ Anlagen der Größe 4,7 kW_{el}. In Tabelle A.14 werden die Ergebnisse zusammenfassend dargestellt.

Tabelle A.14 Anzahl der zu verteilenden KWK Anlagen für das Smart Nord Szenario 1 Nord für die Jahre 2011 und 2030 nach betrachteten Anlagentypen

Zu verteilende Anlagen KWK		
Anlagengröße	2011	2030
1 kW _{el}	0	45
4,7 kW _{el}	42	91

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. (2011). *EEG/KWK-G*. Von www.eeg-kwk.net abgerufen

50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH. (2012). *Netzentwicklungsplan Strom 2012*.

Acatech. (2012). *Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie*. Springer.

BDEW. (2012). *Energiedaten*. Abgerufen am 03. 05 2012 von www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten

BMU. (2012). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*.

brodsoft. (2012). *Leistungsklassen*. Von http://brodsoft.de/bna/PvPlants/p_class_sum abgerufen

dena. (2012). *dena-Verteilnetzstudie -- Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin.

DIN. (2003). *Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast*; Deutsche Fassung EN 12831.

Ender, C. (Februar 2007). *Windenergienutzung in Deutschland - Stand 31.12.2006*. *DEWI Magazins Nr. 30*.

Gausemeier, J., Wenzelmann, C., & Plass, C. (2009). *Zukunftsorientierte Unternehmensgestaltung: Strategien, Geschäftsprozesse und IT-Systeme für die Produktion von morgen*. Hanser Verlag.

Hofmann, L., Mohrmann, M., & Reese, C. (2012). *Lastfluss- und Kurzschlussberechnung zur Betriebsoptimierung, FEN Abschlussbericht*. Braunschweig.

IER, RWI, ZEW. (2010). *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030. Energieprognose 2009 - Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*.

ifeu, gws, FfE. (2012). *Ökologische und ökonomische Analyse von Brennstoffzellen-Heizgeräten*. Heidelberg, Osnabrück, München.

IZES. (2013). *Energiewirtschaftliche Perspektiven dezentraler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, resp. virtueller Regelkraftwerke innerhalb eines klimaverträglichen Stromsystems*. Von <http://www.izes.de/deutsch/projekte-ab-2010/asue.html> abgerufen

IZES. (2010). *Energiewirtschaftliche Perspektiven dezentraler KWK und virtueller Regelkraftwerke (Präsentation)*. Köln.

KEMA. (2012). *Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid)*.

Prognos AG, EWI, GWS. (2010). *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. Projekt Nr. 12/10 des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*.

Rudion, K., Orths, A., Styczynski, Z. A., & Strunz, K. (2006). *Design of Benchmark of Medium Voltage Distribution Network for Investigation of DG Integration. IEEE Power Engineering Society General Meeting*.

Spath, D., Linder, C., & Seidensticker, S. (2011). *Technologiemanagement: Grundlage, Konzepte, Methoden*. Fraunhofer Verlag.

Stamminger, R., Broil, G., Pakula, C., Jungbecker, H., Braun, M., Rüdener, I., et al. (2008). *Synergy Potential of Smart Appliances*.

Statistisches Bundesamt. (2012). *Bautätigkeit und Wohnungen -- Bestand an Wohnungen*. Wiesbaden.

Statistisches Bundesamt. (2012). *Die Vermögensrechnung*. Abgerufen am 06. 05 2012 von <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/Vermögensrechnung/Aktuell.html>

Töpfer, A. (2012). *Erfolgreich Forschen: Ein Leitfaden für Bachelor-, Masterstudierende und Doktoranden*. Springer.

Vaillant Deutschland GmbH. (2012). *Prospekt geoTHERM*. Von <http://www.vaillant.de/stepone2/data/downloads/59/43/00/Prospekt-geoTHERM.pdf> abgerufen