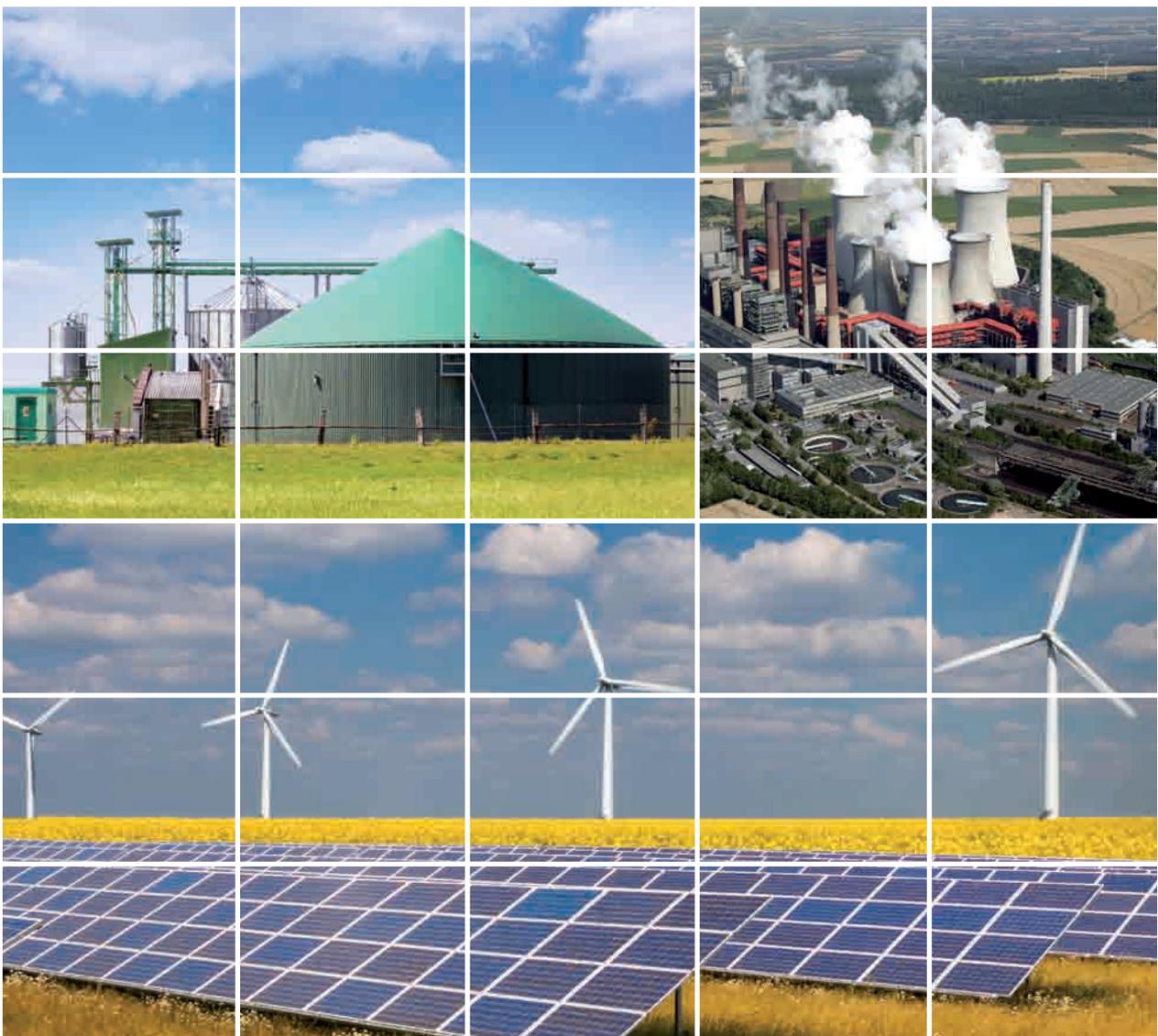


# REGELBARKEIT DER VERTEILNETZE

in der Innovationsregion Rheinisches Revier (IRR)



## **MACHBARKEITSSTUDIE**

### **Regelbarkeit der Verteilnetze in der Innovationsregion Rheinisches Revier (IRR)**

#### **Auftraggeber**

**IRR - Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH**

D – 52428 Jülich

**Köln/Jülich im Mai 2015**

---

#### **SME** MANAGEMENT GMBH

Am Colonius

Subbelrather Str. 13

D- 50672 Köln

Fon + 49 221 95 27 17 50

Fax + 49 221 95 27 17 71

mail@sme-management.de

**sme-management.de**

Autor:

EUR ING Kurt Vetten

Co-Autoren:

Prof. Dr.-Ing. Michael Fette, Dipl.-Ing. Armin Drösser, Jun.-Prof. Dr. Stefan Röder

SME-Projekt-Nr. P01-0280, Version 1.1

## Inhaltsverzeichnis

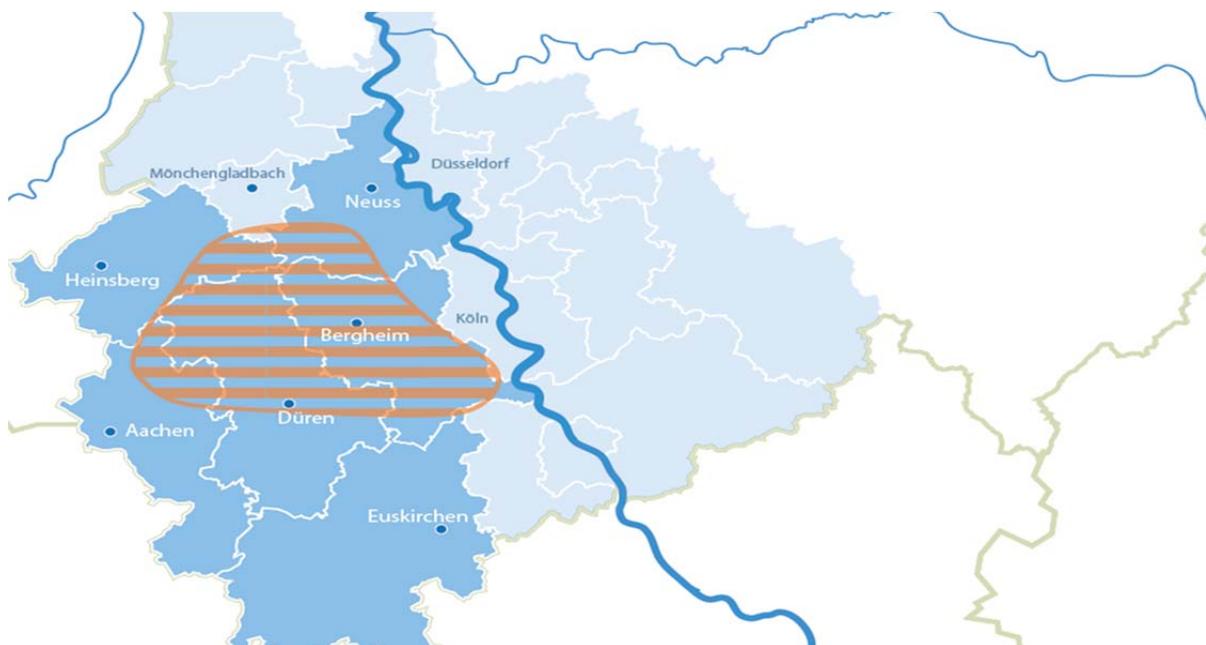
1.	EINLEITUNG	3
	1.1. Hintergrund und Umfang der Studie	3
	1.2. Zielstellungen, Abgrenzung und Aufbau der Studie	4
2.	INNOVATIONSREGION RHEINISCHES REVIER	6
	2.1. Historie Rheinisches Revier aus energiewirtschaftlicher Sicht	6
	2.2. Ökonomische Bedeutung des Rheinisches Reviers und der umliegenden Stadtgebiete	7
	2.3. Herausforderungen und zukünftige Entwicklungen im Rheinischen Revier	7
3.	ENERGIEPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN	8
	3.1. Energiewende	8
	3.2. Energiesicherheit - Exkurs Versorgungssicherheit und -qualität/Stromnetze	9
	3.3. Risiken und Chancen (Potenziale) der IRR im Kontext der Energiewende	10
4.	STROMNETZE – HINTERGRÜNDE UND ENTWICKLUNGEN	12
	4.1. Situation	12
	4.2. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen	12
	4.3. Technische Infrastruktur im Stromnetz	15
	4.4. Stromnetze - Vorsorge und ökonomisches Schadenspotenzial	18
	4.5. Industrierversorgung - Energie und Problemzonen	19
5.	KONVERGENZ ENERGIE-, INFORMATIONS- UND KOMMUNIKATIONSNETZE	21
	5.1. Strom-Gas- und Wärmenetze – Entwicklung	21
	5.2. Ausbau Breitbandnetze und Einbindung in Energiemanagement	22
6.	IRR UND ENERGIE (Fokus Stromwirtschaft)	24
	6.1. Kraftwerke: Konventionelle, KWK und Erneuerbare Energieanlagen	24
	6.2. Stromnetz: Strukturen und Betreiber	30
	6.3. Industrie: Strukturen	32
	6.4. Zwischenfazit	36
7.	VERTEILNETZE UND OPTIONEN FÜR DIE REGION	37
	7.1. Neue Aufgaben- und Handlungsfelder	37
	7.2. Systemdienstleistungen	38
	7.3. Herausforderungen an regionale Verteilnetze und deren Umfeld	38
	7.4. Erläuterung der Anwendungen/Lösungsansätze	39
	7.5. Rahmenbedingungen für ein wirkungsvolles regionales Netz- u. Energiemanagement	40
	7.6. Chancen für die IRR Region (Wirtschaft, Hochschulen, Kommunen)	41
8.	ZUSAMMENFASSUNG UND BEWERTUNG	45
9.	ABBILDUNGEN UND TABELLEN	48
10.	LITERATUR UND QUELLEN	49
11.	DISCLAIMER	50
12.	GLOSSAR	51

## 1. EINLEITUNG

### 1.1. Hintergrund und Umfang der Studie

Für die Region „Rheinisches Revier“ wird die einzigartige Chance gesehen, sich von einem - überwiegend auf dem Primär-Energieträger Braunkohle basierenden - stromerzeugenden Standort, zu einem Referenzraum für Innovative Technologien und Systemische Lösungen in der zukünftigen Energieversorgung weiterzuentwickeln.

Die geographische Lage und die Größe des „Rheinischen Reviers“ ist das, im Regionalplan des Regierungsbezirks Köln ausgewiesene und genehmigte Gebiet der Braunkohlentagebaue. Die „Innovationsregion Rheinisches Revier“ stellt aber keine institutionelle Gebietskörperschaft dar.



Grafik 1: Geografische Lage der Innovationsregion Rheinisches Revier

Das „Rheinische Revier“ ist räumlich durch die Kreise Düren, Euskirchen, Heinsberg, Rhein-Erft-Kreis und Rhein-Kreis Neuss sowie der Städteregion Aachen umrahmt.

Diese Kreise bilden auch - gemeinsam mit den Industrie- und Handelskammern zu Aachen, Köln und Mittlerer Niederrhein, den Handwerkskammern zu Aachen, Düsseldorf und Köln, der Vermögensverwaltungs- und Treuhandgesellschaft der IG Bergbau und Energie mbH sowie dem Zweckverband Region Aachen - den Gesellschafterkreis der IRR Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH.

Die Gesellschaft entwickelt im Sinne eines präventiven Strukturwandels Leitbilder, Innovationsstrategien und Handlungskonzepte und unterstützt die Region durch Initiierung von Projekten.

Die IRR - Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH hat die SME Management GmbH im Rahmen eines Vergabeverfahrens mit dieser Studie beauftragt.

Die „Innovationsregion Rheinisches Revier“ wird gefördert durch:

Ministerium für Wirtschaft, Energie,  
Industrie, Mittelstand und Handwerk  
des Landes Nordrhein-Westfalen



EUROPÄISCHE UNION  
Investition in unsere Zukunft  
Europäischer Fonds  
für regionale Entwicklung

## 1.2. Zielstellungen, Abgrenzung und Aufbau der Studie

Auf Basis von Grundlagen und Zusammenhängen sollen mit der Ausarbeitung politische sowie unternehmerische Entscheidungsfelder in Verbindung mit der Sicherstellung der Energieversorgung - mit Schwerpunkt auf die vorhandenen Verteilnetze und die Industrie - aufgezeigt werden.

Im Fokus stehen dabei weniger technische Detailfragen, sondern vielmehr die generellen Rahmenbedingungen für ein nachhaltiges Energiemanagement und die strukturelle Neuausrichtung der Verteilnetze in der IRR-Region unter Einbindung der Aufgaben der Übertragungsnetzbetreiber.

Im Rahmen dieser Ausarbeitung soll zudem ein anwendungsorientierter, konzeptioneller Ansatz erarbeitet werden, mit dem Ziel einen „Demonstrationsraum“ für ein regionales Energiemanagement zu beschreiben.

Hinweise zu Abgrenzungen, Einschränkungen und Ausschlüssen:

- Es ist ausdrücklich nicht das Ziel dieser Ausarbeitung, eine generelle Strategie für die IRR oder für Energieversorgungs- und Industrieunternehmen zu entwickeln. Vielmehr soll hier sachbezogen aufgezeigt werden, wo sich für das IRR-Gebiet Chancen und Risiken bezüglich der zukünftigen Energieversorgungs-Strukturen ergeben.
- Diese Ausarbeitung ermittelt oder kommentiert zudem nicht den Abbau von Erzeugungs-/Kraftwerkskapazitäten auf Basis rheinischer Braunkohle. Ebenfalls sind die regionalen Auswirkungen bezogen auf die Tagebaulaufzeiten und die gesamtwirtschaftliche und regionale Bedeutung der Braunkohlenindustrie im Rheinischen Revier in dieser Ausarbeitung nicht herauszuarbeiten.
- Politische Themen wie der Kapazitätsmarkt für eine sichere Stromversorgung oder ein schnellerer Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden zwar mit in ihrer generellen Tendenz und ihrem gesellschaftlichem Kontext berücksichtigt, sind aber selbst nicht Gegenstand dieser Studie.
- Die Aspekte des Umweltschutzes werden nicht separat behandelt beziehungsweise ausgewiesen, da bei dem konzeptionellen Ansatz für ein regionales Energiemanagement immer vom Basisszenario 2010 der Bundesregierung zur Energiewende (Leitstudie) ausgegangen wird und damit die dort vorgegebene CO<sub>2</sub>-Verringerung und Effizienzverbesserung angesetzt.

- Das IRR-Gebiet bildet selbst keinen energiewirtschaftlichen Bilanzkreis (Energie-mengenkonto). Dies gilt sowohl für die eigentliche Bilanzierung (Abrechnung) als auch für die Prognose, wie zum Beispiel für das Lastmanagement.
- Die fiktive Ermittlung eines exakten energetischen Status des IRR-Gebietes bietet keinen Mehrwert bezogen auf Erzeugungs- und Verbrauchersicht beziehungsweise aus netzsystemischer Sicht. Die Versorgungsnetze der IRR sind überdies mit den umliegenden Energiezentren entlang der Rheinschiene gekoppelt/eng verbunden.
- Eine Prognose hinsichtlich des möglichen Zubaus von Erzeugungskapazitäten aus Regenerativen Energien (unter anderem Wind- und Solarkraftwerke) ist im Rahmen dieser Ausarbeitung nicht vorgesehen, wird aber in Ihren Auswirkungen andeutungsweise skizziert beziehungsweise mit den Vorgaben des oben aufgeführten Basis-szenario 2010 berücksichtigt.

Diese Ausarbeitung verschafft in kompakter Form den interessierten Personen und Entscheidungsträgern im Bereich der regionalen Wirtschaft des IRR-Gebietes eine Grundlage für Diskussion und Beurteilung zur zukünftigen Energieversorgung. Dabei soll sie gleichzeitig Unterbau für ein gemeinsames Verständnis aber auch Basis für die Beurteilung von Entwicklungen im Umfeld der zukünftigen Energieversorgung mit dem Fokus auf das Strom-Netzsystem sein.

Hierüber sollen Zusammenhänge dargestellt und aufgezeigt werden, welche Anforderungen generell aber auch speziell für das Gebiet der IRR erwachsen und welche Lösungsansätze sich abzeichnen. Diese können dann gegebenenfalls in der Region über weitere Initiativen und Projekte aufgegriffen sowie entwickelt werden.

Daher werden zunächst allgemeingültige Fakten und Entwicklungen dargestellt und - sofern im Rahmen der Ausarbeitung und unter Beachtung des limitierten Budgets sowie der Vertraulichkeit beziehungsweise des Datenschutzes möglich - auf die IRR projiziert.

Die Datenerhebungen sind aus öffentlich zugänglichen Statistiken entnommen und für den Verwendungszweck aufbereitet. Die Erhebungsmethodik basiert auf der Grundlage von Expertenwissen. Bei den Handlungsempfehlungen wurden Ergebnisse vorlaufender und spezieller Studien herangezogen sowie über eigene Erkenntnisse ergänzt, um eine ausreichende Übersicht zu den möglichen Lösungsansätzen zu erlangen.

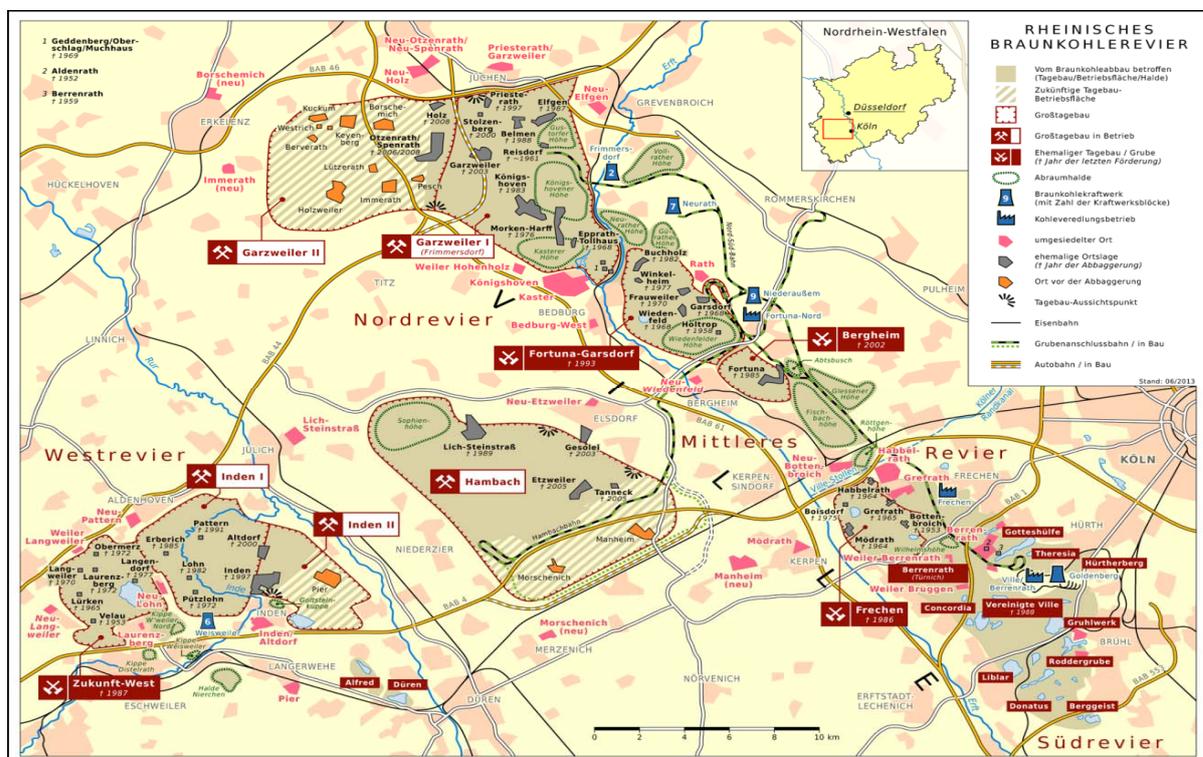
## 2. INNOVATIONSREGION RHEINISCHES REVIER

### 2.1. Historie Rheinisches Revier aus energiewirtschaftlicher Sicht

Das „Rheinische Braunkohlerevier“ - Bergbaurevier in der Kölner Bucht - steht auch für eine Industrieansiedlung beginnend um das Jahr 1850. Der Beginn der Elektrizitätserzeugung aus Braunkohle begann 1892 in Frechen. Die Braunkohlevorräte und die damit verbundene Gewinnung im Tagebauverfahren sorgten für eine stetige und kostengünstige Versorgung der angesiedelten Produktionsstätten mit Wärme und Strom. Die industrielle Nutzung des Reviers erfolgte zunehmend entlang der kompletten Wertschöpfungskette von Kohleabbau bis zur Verstromung und Veredelung (Produkte wie beispielsweise Braunkohlenstaub). Neben anderen vorteilhaften Standortfaktoren prosperierte die Region durch die günstige und sichere Energieversorgung zu einem bedeutenden Wirtschafts- und Siedlungsraum in Westeuropa.

Derzeit sind noch drei Tagebaue der Region in Betrieb. Nach der aktuell genehmigten Abbau-Planung (Braunkohlenplan) werden die Tagebaue Hambach und Garzweiler II etwa um 2040 bis 2045 ausgekohlt sein. Der Tagebau Inden wird etwa zehn Jahre früher die Förderung einstellen.

Gegenwärtig liegt der Anteil der Stromerzeugung in Deutschland in Höhe von circa 610 Mrd. kWh (Quelle AGEB) aus Braunkohle bei etwa 25%. Bezogen auf das Rheinische Revier liegt der anteilige Wert für Deutschland etwa bei 12%.



Grafik 2: Darstellung Rheinisches Braunkohlerevier

## 2.2. Ökonomische Bedeutung des Rheinischen Reviers und der umliegenden Stadtgebiete

Die ökonomische Bedeutung\* des IRR - Kerngebiets einschließlich der umliegenden Stadtgebiete Krefeld, Düsseldorf, Leverkusen, Köln und Bonn (in der folgenden Aufstellung Region genannt) - ist enorm:

- Das BIP der Region beträgt ca. 200 Mrd. EURO und liegt damit in der gleichen Größenordnung wie das in den Regionen München oder Frankfurt/Rhein-Main.
- Die Region trägt zu 41% zum BIP des Landes NRW bei und 9,5% zum BIP des Bundes (die Region repräsentiert 36% der NRW-Bevölkerung).
- Rund 40% der sozialversicherungspflichtigen Arbeitsplätze in NRW liegen in der Region.
- Von den circa 2,1 Mio. Arbeitsplätzen arbeiten 200.000 in energieintensiven Betrieben, 30.000 in der Energiewirtschaft, 170.000 in der Logistik und 240.000 in Industrien mit hohem Technologieanteil.
- Das durchschnittliche Pro-Kopf-Einkommen in der Region beträgt circa 32.000 EURO.
- In der Region wird rund ein Drittel des in Deutschland benötigten Stroms erzeugt und 40% des industriellen Stroms verbraucht.

\* Quelle: Potentialanalyse IRR 2013, regionomica

## 2.3. Herausforderungen und zukünftige Entwicklungen im Rheinischen Revier

Nach derzeitiger Planung ist der Abbau im Rheinischen Braunkohlerevier bis in die 2030er beziehungsweise 2040er Jahre vorgesehen. Weitere Prognosen über die zukünftige Entwicklung sind an dieser Stelle nicht möglich und auch nicht gewollt, da die Diskussion um den Abbau der CO<sub>2</sub>-Emissionen und die Entwicklung der Energiewende, unter anderem mit den offenen Fragen zur Versorgungssicherheit nicht abgeschlossen ist.

In einer künftig stärker dezentral und auf Energieerzeugung auf der Grundlage regenerativer Energiequellen ausgerichteten Energiewirtschaft sowie der auslaufenden Kohleverstromung wird die Bedeutung des Rheinischen Braunkohlenreviers sukzessive abnehmen und damit auch zum Teil starke Rückwirkungen auf die regionalen Stromnetze haben.

Gleichzeitig werden Aufgaben der Versorgungssicherheit zunehmend zu einer regionalen Aufgabe, auf die die IRR, aber auch andere Wirtschaftsregionen in Deutschland nicht ausreichend vorbereitet sind.

Insbesondere die Bereitstellung einer sicheren Energieversorgung für die energieintensive Industrie und die kritischen Infrastrukturen in der Region, stellen eine erhebliche Herausforderung dar. Die Sicherung von Unternehmensstandorten und damit hochwertigen direkten und indirekten Arbeitsplätzen hängt unmittelbar mit der Bewältigung dieser Herausforderung zusammen.

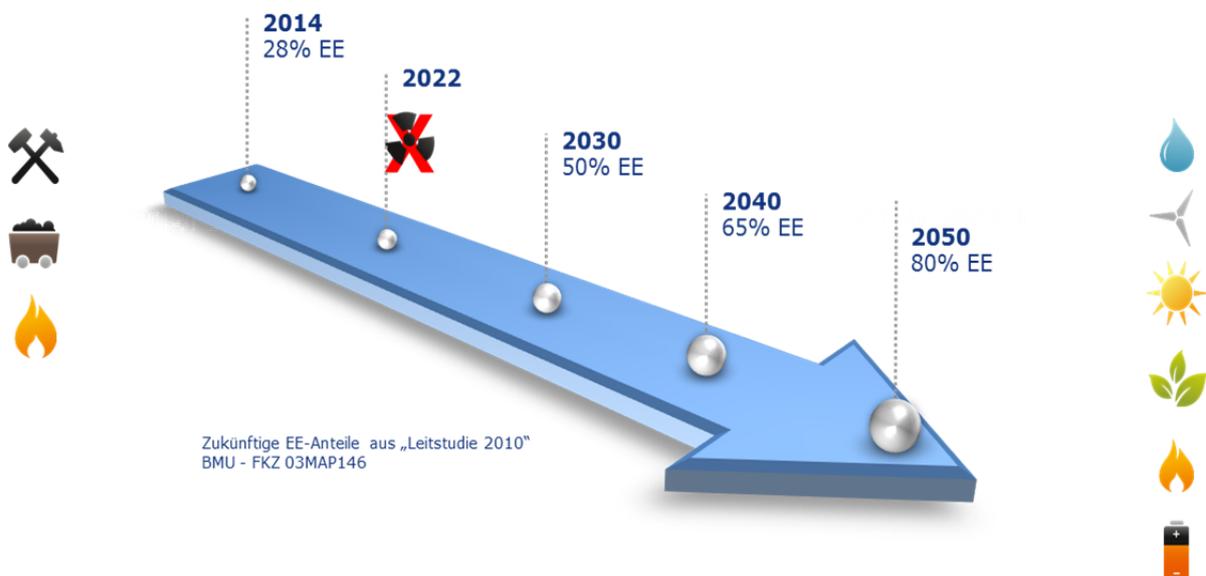
### 3. ENERGIEPOLITISCHE RAHMENBEDINGUNGEN

#### 3.1. Energiewende

Deutschland hat das Ziel, bei bezahlbaren Energiepreisen zu einer der energieeffizientesten und umweltschonendsten Volkswirtschaften der Welt zu werden.

Daher steht die Entwicklung zu einer Energieversorgung ohne Kernenergie und mit stetig wachsendem Anteil erneuerbarer Energien, mit deutlich optimiertem Energieverbrauch und signifikant steigender Energieeffizienz im Fokus aller Aktivitäten.

Über die Energiewende wird das Ziel verfolgt, die Treibhausgasemissionen zu minimieren und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 Prozent zu vermindern. Hierzu wird ein nachhaltiger, wachsender Ausbau der erneuerbaren Energien geplant. Die Energieerzeugung wird auf diese Weise sukzessive auf eine überwiegende Nutzung erneuerbarer Energien und Speichern umgestellt.



Grafik 3: Energiewende

Neben dem Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022 haben die energiepolitischen Ziele in der nachstehenden Tabelle weiterhin Bestand (siehe Tabelle 1).

Für die Stromwirtschaft sind die gekennzeichneten Bereiche wichtige Vorgaben und Orientierungspunkte.

Kategorie	2011	2012	2020	2050		
				2030	2040	2050
<b>Treibhausgasemissionen</b>						
Treibhausgasemissionen (gegenüber 1990)	-25,6%	-24,7%	mindestens -40%	mindestens -55%	mindestens -70%	mindestens -80% bis -95%
<b>Erneuerbare Energien</b>						
Anteil am Bruttostromverbrauch	20,4%	23,6%	mindestens 35%	mindestens 50% (2025: 40 bis 45%)	mindestens 65% (2035: 55 bis 60%)	mindestens 80%
Anteil am Bruttoendenergieverbrauch	11,5%	12,4%	18%	30%	45%	60%
<b>Effizienz</b>						
Primärenergieverbrauch (gegenüber 2008)	-5,4%	-4,3%	-20%		-50%	
Bruttostromverbrauch (gegenüber 2008)	-1,8%	-1,9%	-10%		-25%	
Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung	17,0%	17,3%	25%			
Endenergieproduktivität	1,7% pro Jahr (2008–2011)	1,1% pro Jahr (2008–2012)	2,1% pro Jahr (2008–2050)			
<b>Gebäudebestand</b>						
Primärenergiebedarf	-	-	-	in der Größenordnung von -80%		
Wärmebedarf	-	-	-20%	-		
Sanierungsrate	rund 1%	rund 1%	Verdopplung auf 2% pro Jahr			
<b>Verkehrsbereich</b>						
Endenergieverbrauch (gegenüber 2005)	-0,7%	-0,6%	-10%	-40%		
Anzahl Elektrofahrzeuge	6.547	10.078	1 Million	6 Millionen	-	

Tabelle 1: aus Leitstudie zur Energiewende - Basisszenario 2010

### 3.2. Energiesicherheit – Exkurs Versorgungssicherheit und –qualität/Stromnetze

Unter Energiesicherheit wird die „Bereitstellung von preisgünstiger, verlässlicher und umweltfreundlicher Energie“ (EnWG) verstanden. Die Bundesregierung selbst beschreibt Energiesicherheit als eine „sichere, nachhaltige und wettbewerbsfähige Energieversorgung“. Die politische Vorgabe gilt übersetzt auch für alle Unternehmen.

Die Energiesicherheit ist definiert aus dem Gleichgewicht der Bereiche Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit (siehe Grafik 4):



Grafik 4: Energiesicherheitsdreieck

Mit Vehemenz rückt jetzt die Frage der Versorgungssicherheit in den Vordergrund, denn zahlreiche Veränderungen in der Energiewirtschaft Deutschlands und des damit verbundenen Systemumbaus, einhergehend mit dem tiefgreifenden Wandel der Stromversorgungsstruktur,

führen vermehrt zu Herausforderungen und neuen Aufgaben in der Versorgungssicherheit und in der Versorgungsqualität:

- Zu den Indikatoren für die Absenkung der Versorgungssicherheit gehören unter anderem der fundamentale Systemwandel in der Erzeugung und das „Abschmelzen“ der gesicherten Stromerzeugungskapazitäten.
- Im Bereich der Verteilnetze ist zusätzlich der massiv ansteigende Einsatz von Leistungselektronik in Erzeugungsanlagen und Lasten eine wachsende Gefahr hinsichtlich der Spannungsqualität und ungewollter Versorgungsunterbrechungen.
- Zudem werden durch physikalische Vorgänge in den Netzen die Betriebsmittel stärker belastet als bisher – zum Beispiel durch bidirektionale Lastflüsse oder Oberschwingungen, was zu einer deutlich schnelleren Alterung und dadurch Verkürzung der technischen Lebens- und Nutzungsdauer führt.

Um einen sicheren und stabilen Betrieb der Stromversorgungsnetze zukünftig zu gewährleisten, müssen die Stromnetze folglich um- und ausgebaut werden:

- Neben den Maßnahmen in den Übertragungsnetzen zur Verbindung der neuen Erzeugungsanlagen (offshore und onshore) im Norden zu den Lastschwerpunkten im Süd-Westen, sind die Verteilnetze zu ertüchtigen, die im Wesentlichen die dezentralen Erneuerbaren Energieanlagen (DEA) aufnehmen.
- Bisher übernehmen konventionelle Kraftwerke die Systemdienstleistungen für einen stabilen Netzbetrieb. Zukünftig müssen derartige Dienstleistungen zunehmend auch von anderen Systemen koordiniert und erbracht werden.

### 3.3. Risiken und Chancen (Potenziale) der IRR im Kontext der Energiewende

Das IRR-Gebiet ist stark industrialisiert und hat derzeit - bedingt durch die nahegelegenen, konventionellen Erzeugungsanlagen und der leistungsfähigen Übertragungs- und Verteilnetze – eine sichere sowie redundante Versorgungsstruktur im Bereich der Stromnetze.

Die Umstellung auf überwiegend Erneuerbare Energieanlagen in der Region hat zur Folge, dass der weiter oben genannte Umbau der Verteilnetze und der Ausbau der Systemdienstleistungen sicher vollzogen werden muss, um das Niveau der bisherigen Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können.

Sollte dies nicht kongruent erfolgen, wird dies unausweichlich zu Störungen in der Versorgungs- und Systemsicherheit führen. Die Folgen und Konsequenzen hieraus wären für die produzierende Industrie - aber auch für die kritischen Infrastrukturen (wie die Trinkwasserversorgung) in der Region - fatal.

Es müssen demnach notwendigerweise Lösungen gefunden werden, die den zuvor beschriebenen Tendenzen Rechnung tragen und eine intelligente sowie wechselwirkungsarme Infrastruktur entstehen lassen.

Die IRR sollte sich im Rahmen dieser sehr innovativen Aufgabenstellung als Vorreiter und Modellregion in puncto Versorgungssicherheit und Systemstabilität auf regionaler Ebene bei hohem Anteil dezentraler Energieanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Speicher positionieren.

Sowohl die systemtechnischen Grundvoraussetzungen (Netze und Trassen), Innovationsträger (Hersteller, Systemhäuser) als auch die wissenschaftliche Expertise\* (Hochschulen, Institute) sind im IRR-Gebiet weitgehend vorhanden.

\* siehe auch Potenzialstudie IRR – regionomica

Gerade in der IRR erleben wir gerade die Konvergenzbewegung der Energie-, IuK- sowie Telekommunikationsindustrie zur sogenannten TIE-Branche beziehungsweise zu einem TIE-Branchencluster. NRW besitzt alle erforderlichen strategischen Potenziale, um das TIE-Branchencluster langfristig im Sinne von nachhaltigem Wachstum und wertschöpfungsorientierter Beschäftigung zu machen. Ein erstes strategisches Erfolgspotenzial liegt beispielsweise in der einzigartigen Forschungs- und Bildungslandschaft. Hiesige Hochschulen sind bereits seit Jahren vertraut mit den Anforderungen der Industrie an praxisorientierte Exzellenzforschung. Entsprechende Wertepartnerschaften existieren, auf denen sich aufbauen lässt.

Die in der IRR ansässigen Hochschulen als auch die hier in der Versorgung involvierten Unternehmen aus dem TIE-Branchencluster - allen voran die Energieversorgungsunternehmen - sollten im Rahmen der Transferforschung einen Schwerpunkt auf die Absicherung der industriellen Versorgung legen, die derzeit nicht umfassend erforscht und pilotiert ist.

Informations- und Kommunikationstechniken (smarte Netze) sowie die Flexibilisierung von Erzeugung und Nachfrage können dabei regionale Stärken hervorheben. Ein Ausbau von Breitbandnetzen kann mit der Aufgabenstellung im Energiebereich sinnvoll kombiniert werden.

Zudem bestehen, bedingt durch die kurz- und mittelfristige Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerkskapazitäten entsprechende zeitliche wie technische Varianzen, die gegebenenfalls ebenfalls modellhaft einen sicheren Weg zur Erhaltung der Systemstabilität im Zuge der Energiewende aufzeichnen können.

## 4. STROMNETZE - HINTERGRÜNDE UND ENTWICKLUNGEN

### 4.1. Situation

Die knapp 900 Betreiber der Stromnetze in Deutschland stehen vor bislang nicht gekannten Herausforderungen.

Netzbetreiber sind heute und zukünftig in einem permanenten Zielkonflikt zwischen Regulierungsvorgaben, Renditeerwartungen der Eigentümer und den Erfordernissen eines technisch verlässlichen Netzbetriebs.

Dabei stellt die Re-Finanzierung des steigenden Investitionsbedarfs im Bereich der Verteilnetze in den nächsten Jahren eine zunehmend größer werdende Bürde dar. Der Zuwachs der Investitionen ist begründet durch den notwendigen Einsatz smarter Technologien (Smart Grid, Smart Meter) und ungünstiger werdender technischer Restnutzungsdauern von bestimmten Betriebsmitteln.

Die im Zuge der Konzessionsvergaben ausgeweiteten Rekommunalisierungen führen zudem nicht selten zu kleineren Teilnetzen und Netzbetriebseinheiten sowie unterschiedlichen Verantwortungsstrukturen mit einhergehenden physikalischen Entflechtungen der Netze (= Redundanzabbau) an den kommunalen Grenzen des Versorgungsgebietes. Hintergrund ist hier im Wesentlichen die Bilanzkreisbildung der Netzbetreiber und die Abgrenzung der Betriebsführungsverantwortung.

### 4.2. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Rahmenbedingungen

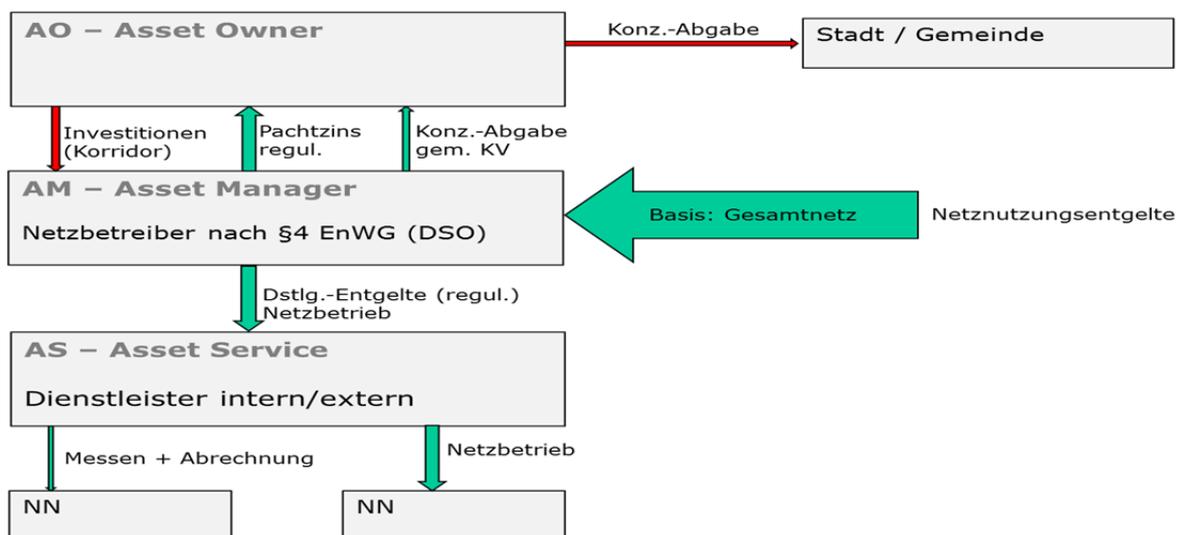
Mit der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Jahr 2005 haben sich die Rahmenbedingungen für die Versorgungsunternehmen im Bereich Gas und Strom wesentlich geändert.

Unter dem Begriff „Unbundling“ (Entflechtung) wird seitdem die gesetzliche Forderung nach einer Trennung von Netz (Monopol) und Vertrieb bei Energieversorgungsunternehmen beschrieben. Ziel ist ein neutraler Netzbetrieb, wie es auch im EnWG vorgeschrieben ist. Das EnWG sieht Maßnahmen zur buchhalterischen, informationellen, organisatorischen und gesellschaftsrechtlichen Entflechtung vor. Entscheidend bei der Ausprägung des Entflechtungsumfanges ist insbesondere die Größe des Versorgungsgebietes (Anzahl der Zählpunkte) und der wirtschaftlichen Abhängigkeit des Versorgungsunternehmens (Beteiligungsstruktur- und -verhältnisse).



Grafik 5: Unbundling

Die Netzbetreiberstrukturen haben sich seit dem entwickelt. Heute wird unterschieden zwischen dem Eigentümer, dem Netzbetreiber und den Servicebereichen (siehe Grafik 6).



Grafik 6: Netzbetreiberstrukturen (Beispiel)

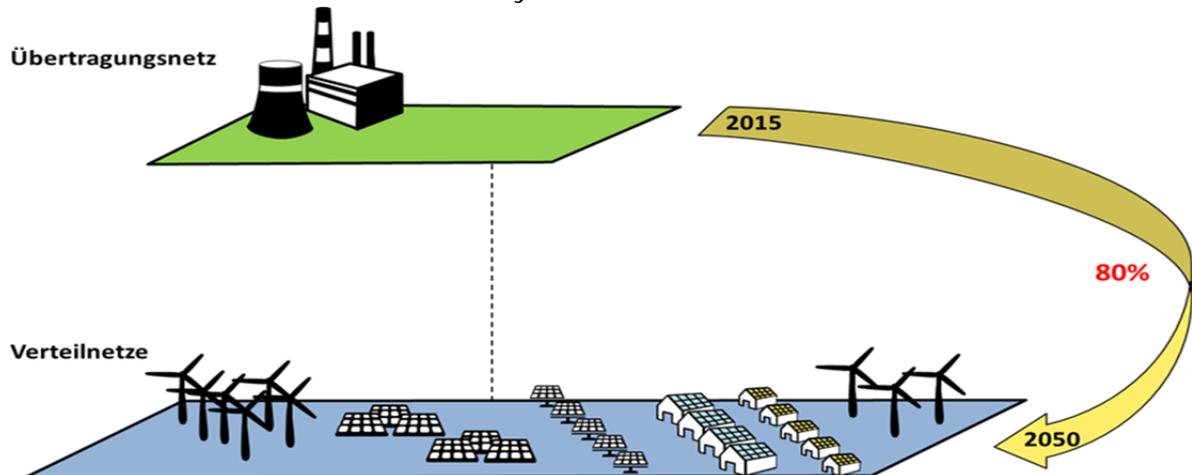
Es wird unterschieden zwischen kleinem Netzbetreiber (meist nur Services) und großem Netzbetreiber (Management und Services und zum Teil Pächter oder auch Eigentümer).

Die wesentlichen gesetzlichen Grundlagen für Netzbetreiber liegen im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Letztere setzt eine Erlösobergrenze für die betroffenen Netzbetreiber, die den gesamten Netzkosten einschließlich kalkulatorischen Abschreibungen und der Eigenkapitalverzinsung entspricht. Die Netzbetreiber sind verpflichtet, eine Effizienzverbesserung im operativen Betrieb über eine Regulierungsperiode (5 Jahre) zu erreichen – gemessen an Benchmarks. Zudem gibt es Bonus- und Malus-Regelungen im Bereich der Versorgungsqualität (Q-Faktor).

Aus den genehmigten Kosten werden dann die regionalen, beziehungsweise gebietsbezogenen zulässigen Netznutzungsentgelte abgeleitet.

Im technischen Bereich sind die anerkannten Regeln der Technik wie zum Beispiel die VDE-Bestimmungen sowie ergänzende Anwendungsrichtlinien für den Netzbetrieb maßgeblich.

Die Integration dezentraler Einspeiseranlagen in die elektrischen Verteil- und Übertragungsnetze führt zu einem fundamentalen Systemwandel.



Grafik 7: „Wanderung“ der Erzeugungsschwerpunkte

Recht frühzeitig wurde seitens der Experten im Netzbetrieb schon erkannt, dass die bisherigen Regeln für einen stabilen Netzbetrieb nicht mehr ausreichen. Die bis dato klar verteilten Aufgaben zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber kommen zudem ins Wanken. Durch die Integration der Einspeiser in der Mittel- und Niederspannungsebene (Verteilnetze) gewinnen diese Spannungsebenen eine besondere Bedeutung.

Bereits im Jahr 2011 wurden auf Basis europarechtlicher Grundlagen die ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) und die ENTSO-E (europäischer Verband für die Übertragungsnetzbetreiber im Strombereich) gegründet.

Die dortige Entwicklung von Netzwerkkodizes (Grid Codes oder auch Network Codes) dienen der Harmonisierung von Regeln im Netzbetrieb, beim Netzanschluss, im Engpassmanagement und bei der Regelenergie.

Die neuen EU-Grid-Codes greifen die weiter oben beschriebene Problematik in einer Vielzahl an Facetten auf und regeln das Zusammenspiel der einzelnen „Akteure“ neu.

Von besonderem Interesse sind hierbei der DCC (Demand Connection Code) und der RfG (Requirements for Generators). Beim DCC sollen erstmals europaweit umfassende und einheitliche Vorgaben für den Anschluss von Verteilnetzen und Industriekunden an das Übertragungsnetz festgelegt werden. Ziel ist es, mit einheitlichen Regeln für alle Netznutzer die Versorgungssicherheit sowie ein effizientes Lastmanagement zu gewährleisten. Der RfG ist die rechtlich bindende Harmonisierung der Netzanschlussbedingungen für alle Stromerzeugungsanlagen in Europa zur Erhöhung der Systemsicherheit, auch bei wachsendem Anteil volatiler Einspeisungen durch Erneuerbare Energien (DEA) sowie zur Stärkung des europäischen Binnenmarktes.

Auf nationaler Ebene müssen die entsprechenden technischen Anwendungsregeln des VDE|FNN (Forum Netztechnik Netzbetrieb) auf die Bedingungen angepasst werden.

### 4.3. Technische Infrastruktur im Stromnetz

Die Stromnetze sind europaweit so ausgebaut, dass in verschiedenen Netzebenen entsprechende Versorgungsaufgaben (Übertragung und Verteilung) realisiert werden.

In Deutschland gibt es insgesamt sieben Netzebenen.

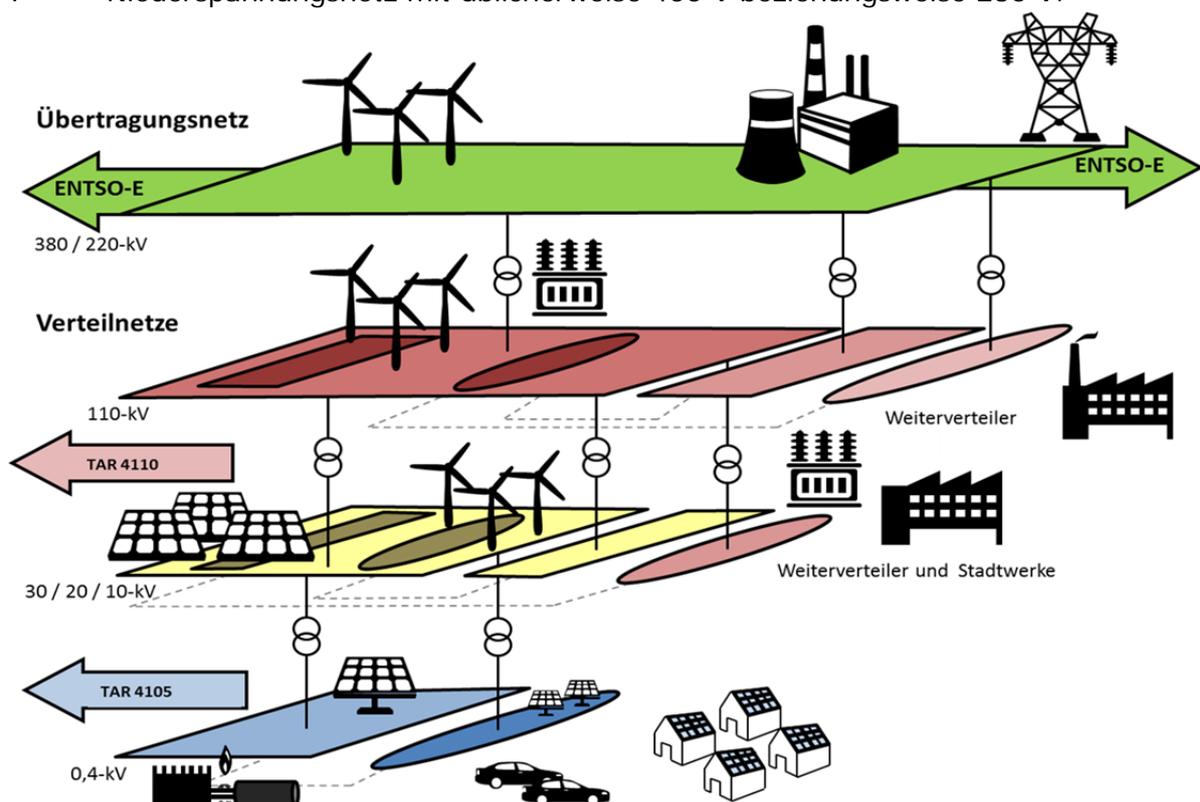
Im Übertragungsnetzsektor (auch teilweise Transportnetz genannt):

Ebene

- 1 Höchstspannungsnetz mit 380/220 Kilovolt (kV), einschließlich Umspannung
- 2 Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene.

Im Verteilnetzsektor:

- 3 Hochspannungsnetz mit 110 kV
- 4 Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung
- 5 Mittelspannungsnetz üblicherweise 10 kV bis 35 kV
- 6 Transformatorenstationen zwischen Mittel- Niederspannung
- 7 Niederspannungsnetz mit üblicherweise 400 V beziehungsweise 230 V.

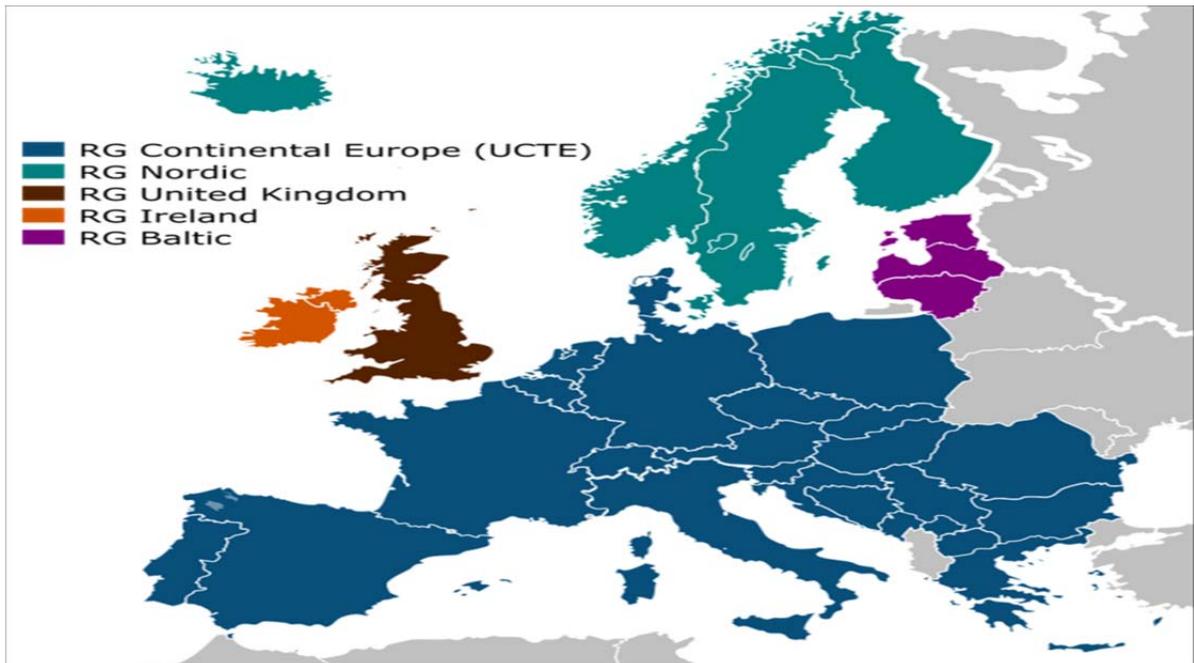


Grafik 8: Prinzipielle Darstellung der Netzebenen und der typischen Erzeuger/Lasten

Die Energieübertragung in Stromnetzen mit den rund 1,8 Mio. km Leitungen (hiervon mehr als 1,6 Mio. km in den Verteilnetzebenen Mittel- und Niederspannung!) erfolgt in Deutschland über Dreiphasensysteme mit einer Frequenz von 50 Hertz (Hz).

Ausnahmen bilden der Bahnstrom und derzeit geplante Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungssysteme (HGÜ) teilweise für die neuen Nord-Süd-Stromtrassen oder sogenannte Kurz-Kuppelstationen zur Verbindung zweier Synchrongebiete beziehungsweise Landesnetze.

Mittlerweile ist Europa über mehrere Verbundsysteme im wahrsten Sinne des Wortes vernetzt. Dies bringt im Austausch von Leistungen (Markt) im Energiebereich enorme Vorteile, allerdings auf der technischen Ebene auch den Nachteil von Abhängigkeiten und die „Fortpflanzung“ von Störeffekten in allen Netzebenen.



Grafik 9: Verbundsysteme Stromnetz Europa (RG=Regelzone und Netzregelverbund)

Die angeschlossenen Erzeugungsanlagen (Kraftwerke) erbringen sogenannte Systemdienstleistungen, die der Stabilisierung der Stromnetze dienen, so zum Beispiel die Bereitstellung von Blindleistung, die bei der Einhaltung des Spannungsbandtoleranzen unterstützt. Die enorme Wirkung der Summe aller rotierenden Maschinensätze (Turbinen/Generatoren) in den konventionellen Kraftwerken sorgt für eine stabile Netzfrequenz von 50 Hz. Diese Netzgröße ist die sensibelste, da bereits geringe Abweichungen hiervon zu Störungen oder Netzausfällen führen können. Die Übertragungsnetzbetreiber halten zur Führung der Frequenz ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch über die Nutzung von Momentan-Reserven und Regelenergie der Erzeuger und Speichersystemen.

Darüber hinaus greifen sie systemisch in die Kraftwerks-Erzeugungsleistung ein zur Vermeidung von Netzengpässen, sogenannte Redispatches. Unterschieden wird hierbei zwischen präventiven und kurativen Redispatches (System) sowie dem Countertrading (Markt=regelzonenübergreifender Handel).

Ein strombedingter Redispatch dient dazu, kurzfristig auftretende Netzengpässe zu vermeiden oder zu beseitigen. Der spannungsbedingte Redispatch wird für die Aufrechterhaltung der Spannung im betroffenen Netzgebiet durch die zusätzliche Bereitstellung von Blindleistung erforderlich.

Die Kosten des Redispatches werden auf die Netznutzungsentgelte umgelegt. Sie beliefen sich im Jahr 2013 laut Bundesnetzagentur (BNetzA) auf rund 133 Mio. EURO – Tendenz steigend.

Bedingt durch die zunehmende „Wanderung“ der Erzeugungseinheiten (installierte Leistung mit dem Vorrang der Einspeisung aus Erneuerbaren Energieanlagen) von der Übertragungsebene in die Verteilnetzebene, verlagern sich auch Aufgaben zur Systemstabilisierung von der Übertragungsebene auf die regionalen Verteilnetzebenen. Hierzu gehören Aufgaben zur Frequenz- und Spannungshaltung, zum Versorgungswiederaufbau und zur Betriebsführung.

Sicherheit im Stromversorgungssystem ist dann gegeben, wenn trotz Auftreten einer Störung die Versorgung gewährleistet bleibt. Um dies zu gewährleisten, gilt in Deutschland in vielen Bereichen das sogenannte (n-1)-Prinzip. Die Bundesnetzagentur ermittelt aus den Meldungen der Netzbetreiber den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index), der die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlossenen Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres widerspiegelt. Hierbei werden weder geplante noch Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt, wie etwa Naturkatastrophen, berücksichtigt. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer je angeschlossenen Letztverbraucher lag im Jahr 2013 bei rund 15 Minuten, was ein hohes Versorgungsniveau widerspiegelt. Allerdings werden hier nur Unterbrechungen berücksichtigt, die länger als drei Minuten dauern. Kurze, zum Teil sehr kurzzeitige Netzstörungen von wenigen Millisekunden – sogenannte Netzwischer – nehmen aufgrund der systemischen Veränderungen zu. Hiervon betroffen sind gerade sensible Fertigungseinrichtungen und elektronische Systeme.

Um die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten, müssen die unentbehrlichen Kernfunktionalitäten des Netzes in Krisenlagen aufrechterhalten und folglich Mechanismen zur schnellstmöglichen Wiederherstellung nach Totalausfällen als inhärentes Sicherheitssystem vorhanden und verfügbar sein.

Die Stromnetze müssen vor diesem Hintergrund prinzipiell die folgenden drei Betriebsmodi beherrschen:

- ungestörter
- gestörter
- Wiederherstellungs-Betrieb.

Der Wiederherstellungsbetrieb ist sicher ein ganz besonderer, der mit den Anforderungen der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber und nachgelagerten Verteilnetzbetreiber abgestimmt werden muss. Hier wird auf der Verteilnetzebene eine spezielle Netzinfrastruktur notwendig, die auch eine Führung der Netze ermöglicht, wenn das Netz selbst zusammengebrochen ist. Die Schwarzstartfähigkeit und auch Inselnetzfähigkeit von Teilen der Netze sind eine enorme Herausforderung.

Die Prozesse zur Führung der Netze sind grundsätzlich entweder netzdienlich oder netzkritisch.

Im Jahr 2012 wurde die Systemstabilitätsverordnung (SysStabV) in Kraft gesetzt. Diese Verordnung regelt unter anderem die Nachrüstung von Photovoltaikanlagen mit Systemen, die EE-Anlagen in einem gestuften Prozess vom Netz trennen und damit das Frequenzband bei Erreichen von 50,2 Hz nach oben begrenzen.

In einer aktuellen dena-Studie „Systemdienstleistungen 2030“ wurden weitere notwendige Veränderungen im Bedarf von Systemdienstleistungen aufgezeigt.

So werden Systemdienstleistungen zukünftig in den Bereichen:

- Frequenzhaltung (Regelleistungsenergie, Momentanreserve)
- Spannungshaltung (Kurzschlussleistung, Bereitstellung von Blindleistung)
- Betriebsführung (Schutztechnik, Leittechnik, IT und Kommunikation)
- Netzwiederaufbau (Inselnetzbetrieb, Schwarzstartfähigkeit)

implementiert und in den Verteilnetzen stärker ausgebaut sein müssen.

Parallel gilt es, technische und organisatorische Lösungen zu entwickeln, um eine vermehrte Erbringung von Regelleistung durch Dezentrale Energieanlagen (DEA) aus dem Verteilnetz, unter Berücksichtigung der lokalen Netzgegebenheiten koordinieren zu können. Diese werden je nach urbanen oder ländlichen Prägungen differenziert auszulegen sein.

#### 4.4. Stromnetze – Vorsorge und ökonomisches Schadenspotenzial

Deutschland ist in hohem Maße von der Stromversorgung abhängig. Schon räumlich abgegrenzte und kurzzeitige Versorgungsunterbrechungen (Blackouts) können zu spürbaren wirtschaftlichen Schäden führen.

Das Stromnetz ist die kritischste aller kritischen Infrastrukturen – insbesondere in einem industrialisierten Land wie NRW und damit auch dem IRR-Gebiet.

Nach einer Studie des Hamburger Weltwirtschafts-Instituts (HWWI) tragen vor allem Industriezentren das höchste finanzielle Risiko bei einem Blackout. Demnach würden bereits einstündige Ausfälle der Stromversorgung in der Region Köln/Düsseldorf je nach Tageszeit mit bis zu 10 Mio. EURO zu Buche schlagen. Weitere Folgen in anderen Infrastruktur- und Lebensbereichen wie Trinkwasserversorgung, Gesundheitswesen, Lebensmittel etc. sind je nach Dauer und regionaler Ausweitung ebenfalls sehr schnell kritisch.

Die zuvor aufgeführten neuen Herausforderungen stellen gerade an städtische Versorger oder Netzbetreiber mit den Verteilnetzen immense Anforderungen.

Die Fragen der Umsetzung funktionaler Strukturen zur Sicherstellung der Versorgung erfordern neue Konzepte, insbesondere für den Betrieb eines Inselnetzes und für den sogenannten Schwarzstart (Systemwiederaufbau). Industriell geprägte Versorgungsstrukturen haben hier besondere Anforderungen, wie zum Beispiel die Produktionskontinuität und mögliche Folgeschäden bei unkontrolliertem Produktionsausfall.

Die Vermeidung von „Blackouts“ und auch kurzzeitigen Versorgungsunterbrechungen stärkt die regionale Wirtschaft und ist Teil der Daseinsvorsorge der Kommunen.

#### 4.5. Industrierversorgung – Energie und Problemzonen

Die heimische und regionale Industrie steht unter spürbarem internationalen Wettbewerbsdruck.

Eine sichere und im internationalen Vergleich kostengünstige Energieversorgung ist von entscheidender und strategischer Bedeutung für viele Unternehmensstandorte. Die Kostenposition Energie und die Sicherung der Kontinuität in der Produktion sind bestimmende Wettbewerbsfaktoren. Die produzierende Industrie, im Besonderen die energieintensiven Branchen sind in dem Zusammenhang darauf angewiesen, dauerhaft verlässliche Rahmenbedingungen zu haben.

Neben der EEG-Umlagebefreiung (Besondere Ausgleichsregelung) nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz bilden die Einführung von Energieeffizienzmaßnahmen (gegebenenfalls mit Zertifizierung nach DIN ISO 50001 oder SpaEfV) für Erleichterungen bei der Stromsteuer oder auch über gezielte Identifikation von Energieeinsparpotenzialen zur realen Reduzierung der Verbräuche. Auch verpflichtende Energieaudits für Nicht-KMU nach dem novellierten EDL-G beziehungsweise DIN EN 16247 führen zu signifikanten Energieeinsparungen im industriell-gewerblichen Sektor. Diese Maßnahmen in Gänze stellen wiederum eine Erleichterung für das Gesamtsystem (Netze und Erzeugung) dar.

Jedoch werden Maßnahmen zur Energieeffizienzverbesserung allein nicht ausreichen, um die netz- und systemseitigen Herausforderungen bewältigen zu können. Weitere effektive Möglichkeiten Ansatzpunkte netz- und systemdienlicher Eingriffe liegen im Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage über ein sogenanntes Lastmanagement. Hierbei handelt es sich um die flexible Steuerung von Stromerzeugern und -verbrauchern, entweder zur Optimierung des eigenen Strombezugs oder für den übergeordneten Einsatz im Energieversorgungssystem durch Abschalten oder Drosseln von Verbrauchereinheiten. Ein Spitzenlastmanagement wird schon geraume Zeit in Unternehmen angewendet, um kostenintensive betriebliche Lastspitzen zu reduzieren und damit den Aufwand zu verbessern.

Ein überbetriebliches Lastmanagement mit flexiblen Lasten ist derzeit noch eher selten, zukünftig aber eine Chance für die Industrie und die Versorgungsunternehmen, entsprechende Reserven im Sinne der Effizienz und Sicherheit zu nutzen. Das EnWG umfasst seit 2013 entsprechende Regelungen für ab- und zuschaltbare Lasten. Einzelheiten regelt die „Abschaltverordnung“ oder auch als „Verordnung zu abschaltbaren Lasten“ bezeichnet (AbLaV, derzeit befristet bis 2016).

Viele Unternehmen nutzen schon die Möglichkeiten der Eigenerzeugung, unter anderem bei Wärme- und Kälteprozessen (Senken) im Rahmen der Produktion. Neuere Regelungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellen jedoch eine Hürde für den weiteren Ausbau dar, da das bisherige Eigenstromprivileg weitgehend, zumindest für Neuanlagen und gestuft je nach Leistungsklasse, abgebaut wird. Dies trifft im besonderen Maße für Blockheizkraftwerke (BHKW-Anlagen) zu.

Die produzierende Industrie ist gerade auf dem Weg in das Zeitalter der „Industrie 4.0“. Im Zusammenhang mit den schwierigen Wettbewerbsbedingungen der Produktionsstandorte wird Industrie 4.0 als ein wesentlicher Treiber für den Erhalt und Ausbau der Konkurrenzfähigkeit Deutschlands (und damit der IRR) angesehen. Hierbei wird eine intelligente Vernetzung von Produkten und Prozessen in der industriellen Wertschöpfung verstanden. Alleine schon an diesem Punkt ist zu erkennen, dass auch die entsprechenden Versorgungssicherheits- und Qualitätsstandards hoch zu halten sind.

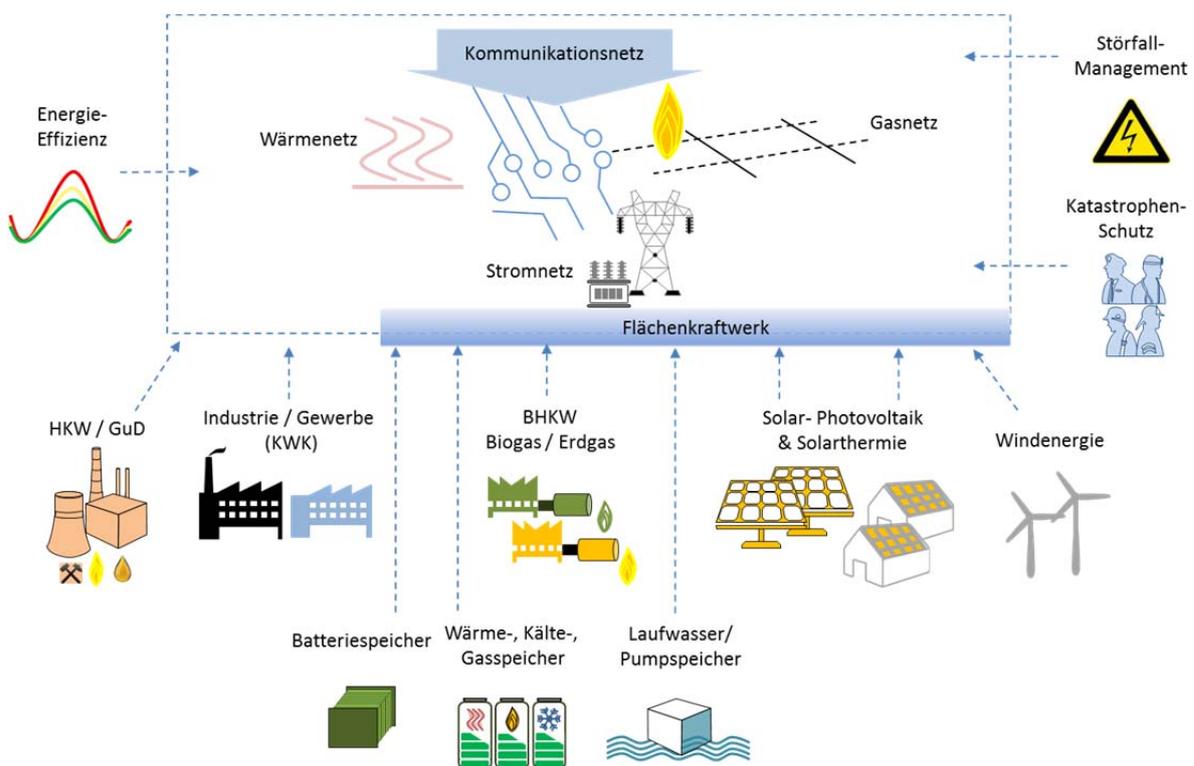
Mit Blick auf die Stromnetze sei an dieser Stelle noch erwähnt, dass zunehmend preiswerte Anlagen, die nicht den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der deutschen Energieversorger entsprechen (zum Beispiel bei der Störfestigkeit) international eingekauft und in das Gesamtsystem eingebunden werden. Im Prinzip wäre dieses Vorgehen der Industrie auch vollkommen in Ordnung, wenn deren Wechselrichterapplikationen ein Netz vorfinden würden, das in der Lage ist, mit hinreichender Steifigkeit und genügend Kurzschlussleistung die Emissionsspektren der Wechselrichter wechselwirkungsarm zu kompensieren. Das Netz verändert sich aber strukturell und qualitativ und kann diese Aufgabe bereits heute nicht mehr immer zuverlässig erfüllen. Diese Entwicklung ist bei zukünftigen Lösungskonzepten zur Systemstabilisierung zu berücksichtigen.

## 5. KONVERGENZ ENERGIE-, INFORMATIONS- UND KOMMUNIKATIONSNETZE

Energieinformations- und -kommunikationsnetze und -systeme werden ein bedeutender Teil des zukünftigen intelligenten Energieversorgungssystems sein.

Sie werden in der Lage sein, alle am „Energieprozess“ beteiligten Systeme aus Erzeugern, Energienetzen und Lasten (Verbraucher) miteinander zu vernetzen, zu steuern und so die Versorgungssicherheit zu erhalten sowie gleichzeitig Effizienzverbesserungen zu erreichen.

Die folgende Grafik zeigt die einzelnen Teilsysteme in einem vereinfachten Prinzipbild:



Grafik 10: Konvergenz Energie-, Informations- und Kommunikationsnetze

### 5.1. Strom- Gas- und Wärmenetze – Entwicklung

Die deutsche Stromversorgung muss künftig flexibler ausgelegt werden, um den wachsenden Anteil an fluktuierender erneuerbarer Erzeugung zu integrieren.

Wärme- und Gasnetze können schon jetzt einen Beitrag leisten, diese Schwankungen auszugleichen und das künftige Energiesystem zu stabilisieren.

Energie aus überschüssigem Strom kann systemisch in ein Wärmenetz oder über einen Elektrolysevorgang als Gas ins Gasnetz eingebracht werden. Zukünftig sicherlich auch in verschiedenen Formen, wie zum Beispiel dem Flüssigerdgas (LNG=liquefied natural gas).

Hierdurch kann eine sinnvolle Energiewandler- und Speicherkette (Pump- Wärme und Batteriespeicher) entstehen.

In effizienten und sicheren Energiesystemen werden Speicher eine zunehmende Rolle spielen, je nach Aufgabenstellung.

Die Diskussion um den Einsatz von Stromspeichern, insbesondere in den Verteilnetzen wird derzeit noch sehr konträr geführt. Sie ist stark geprägt von Annahmen zu Kosten, Lebensdauern der Speichersysteme sowie bezüglich der Strategien, Entwicklungen der Netze und der Systemdienstleistungen.

Viele offene Fragen zum zukünftigen Lastmanagement im Industriebereich unter Einsatz von Speichern sind aktuell noch nicht beantwortet, beziehungsweise werden von den Speicherherstellern einseitig interpretiert.

Grundsätzlich ist der zeitliche Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch und die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen eine Option, die zukünftig sowohl systemisch als auch marktseitig eine Unterstützung im Gesamtsystem leisten könnte. Besonders bei der Realisierung der Schwarzstartfähigkeit kann die Speichertechnologie wertvolle Hilfe leisten.

Auch eine verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) würde die Verfügbarkeit und Effizienz des Gesamtsystems erheblich verbessern.

Dies hat auch die Politik erkannt und zum Beispiel im aktuellen Koalitionsvertrag für NRW das Ziel formuliert, den Anteil der KWK an der Stromerzeugung bis 2020 auf mehr als 25 % zu erhöhen.

## 5.2. Ausbau Breitbandnetze und Einbindung in Energiemanagement

Die aktive übergreifende Automatisierung für ein „Netz-, Einspeise- und Lastmanagement“ in der Energiewirtschaft muss und wird zukünftig zunehmend regional beziehungsweise lokal erfolgen - im Bereich der Stadt- und Gemeindewerke.

Dieses Management - insbesondere in der Kritischen Technischen Infrastruktur Stromnetz - kann nur über hochleistungsfähige und sichere Informations- und Telekommunikations-Netzinfrastrukturen erfolgen. Der Ausbau und die Integration der Breitbandnetze auf Basis von Glasfaser bieten hierzu enorme Möglichkeiten.

Komplexe Dienste wie Smart Grid, Cloud Computing, Smart Cities und Smart Home stellen neben den Anforderungen an die Technik aber auch wachsende Konvergenzen der Netze und Anwendungen dar.

Anwendungs- und Themenfelder mit Bezug zu den Stromverteilnetzen liegen zum einen in den „Smart Grid und Systemdienstleistungen“ (Technische Versorgungssicherheit) und zum anderen im Bereich „Smart Market und Smart Metering/E-Market“ (marktseitige Technologiefelder).

Damit die Herausforderungen der Zukunft gemeistert werden können, werden hohe Ansprüche an die Netzinfrastruktur in Bezug auf Stabilität und Verfügbarkeit, Qualität, günstigen Latenzzeiten und auskömmlichen Bandbreiten, in Kombination mit Kosten- und Energieeffizienz gestellt.

Das Vorhalten einer hoch leistungsfähigen Breitbandinfrastruktur kann jedoch kein Selbstzweck sein. Es muss darum gehen, Mehrwertdienste zu entwickeln, die beim Endkunden entsprechende Zahlungsbereitschaften auslösen.

Deshalb kommt der Entwicklung und intelligenten Vernetzung von Anwendungen - auf Basis hochwertiger und sicherer IKT Infrastrukturen - in den Bereichen Energie, Industrie (4.0), Gesundheit, Verkehr, Bildung und Behörden erhebliche Bedeutung zu.

Genau hierin liegt auch für die IRR - nicht zuletzt wegen des bereits erwähnten hervorragenden Transferpotenzials zwischen Wissenschaft und Wirtschaft - eine konkrete Chance, um aus dem Strukturwandel gestärkt und beispielgebend hervorzugehen.

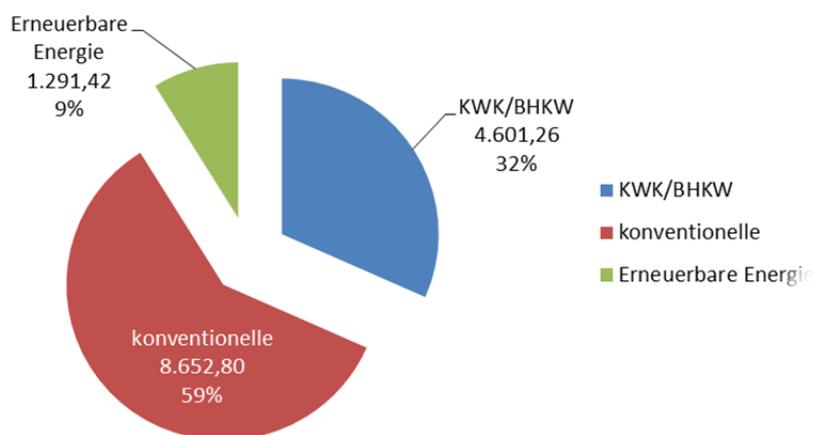
## 6. IRR UND ENERGIE (FOKUS STROMWIRTSCHAFT)

### 6.1. Kraftwerke: Konventionelle, KWK und Erneuerbare Energieanlagen

Auf den nachfolgenden Ausführungen wird die energetische Situation der (virtuellen) IRR mit Fokus auf die Stromwirtschaft und der Netze dargestellt. Diese Informationen dienen nur zur Vermittlung von Größenordnungen und einer zahlenseitigen Sicht auf die anstehenden Aufgaben beim weiteren Umbau der Energieversorgung.

Derzeit dominieren im IRR-Gebiet hinsichtlich der installierten Leistungen und der erzeugten Strommengen die konventionellen Anlagen, insbesondere die braunkohlebasierten Erzeugungseinheiten. Die Netto-Nennleistung hieraus betrug Ende 2014 laut Bundesnetzagentur (BNetzA) 10.732 Megawatt (MW).

Bei den fossilen Brennstoffen gibt es eine signifikante Anzahl von Anlagen, die gekoppelte Erzeugung von Strom und Nutzwärme (Kraft-Wärme-Kopplung – KWK) haben, also einen höheren Wirkungsgrad, als die Kondensations-Kraftwerke (in der Grafik als konventionelle Anlagen dargestellt) erreichen können.

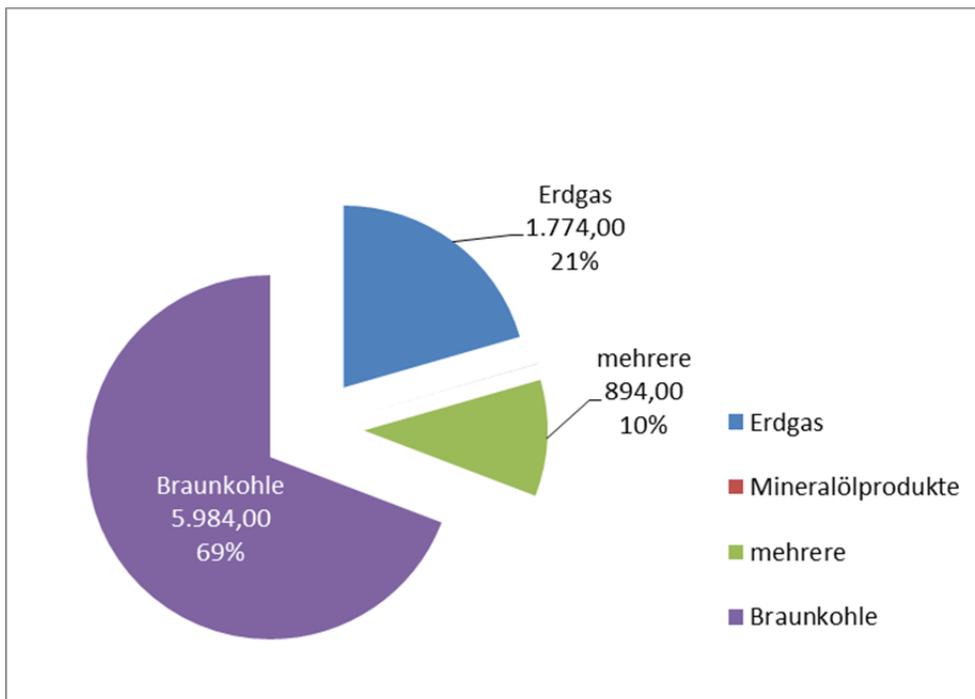


Grafik 11: Installierte Leistungen der Erzeugungsanlagen im IRR-Gebiet (in Megawatt und prozentual)

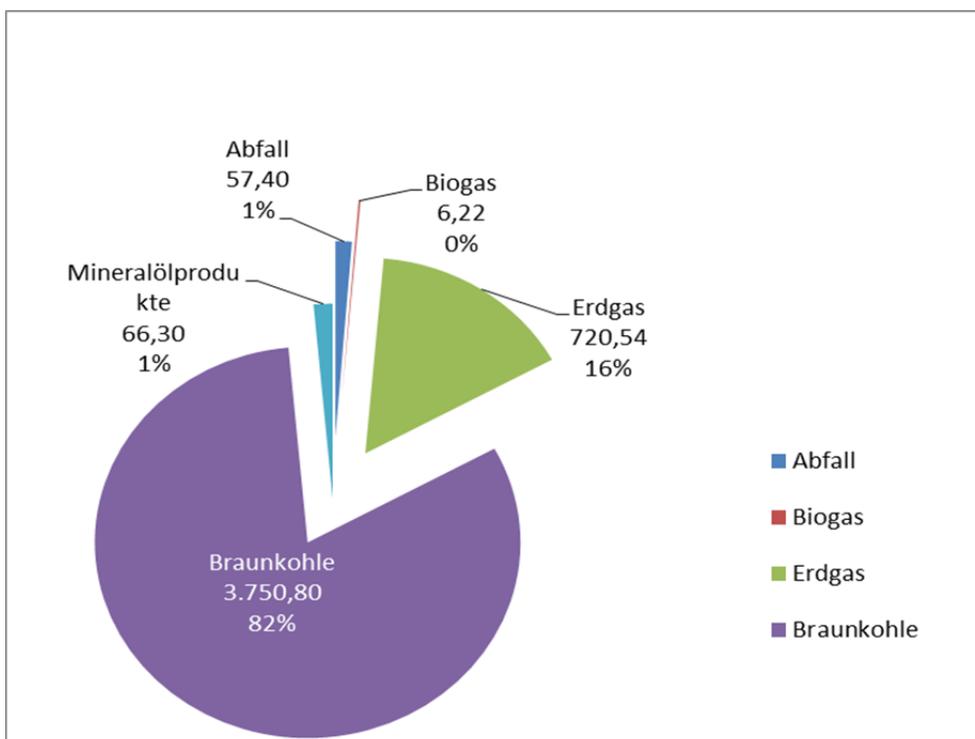
Die braunkohlebasierten Anlagen bilden bei den konventionellen Erzeugungseinheiten mit 69% den größten Anteil, gefolgt von Erdgas.

Ebenfalls bei den als KWK- oder BHKW ausgewiesenen Anlagen ist derzeit, bedingt durch die industrielle Nutzung ein vergleichsweise großer Anteil bei den Braunkohleanlagen festzustellen.

Einige dieser Blöcke versorgen auch öffentliche und industrielle Bereiche mit Wärme.



Grafik 12: Aufteilung der installierten Leistung der konventionellen Anlagen (in Megawatt und prozentual)

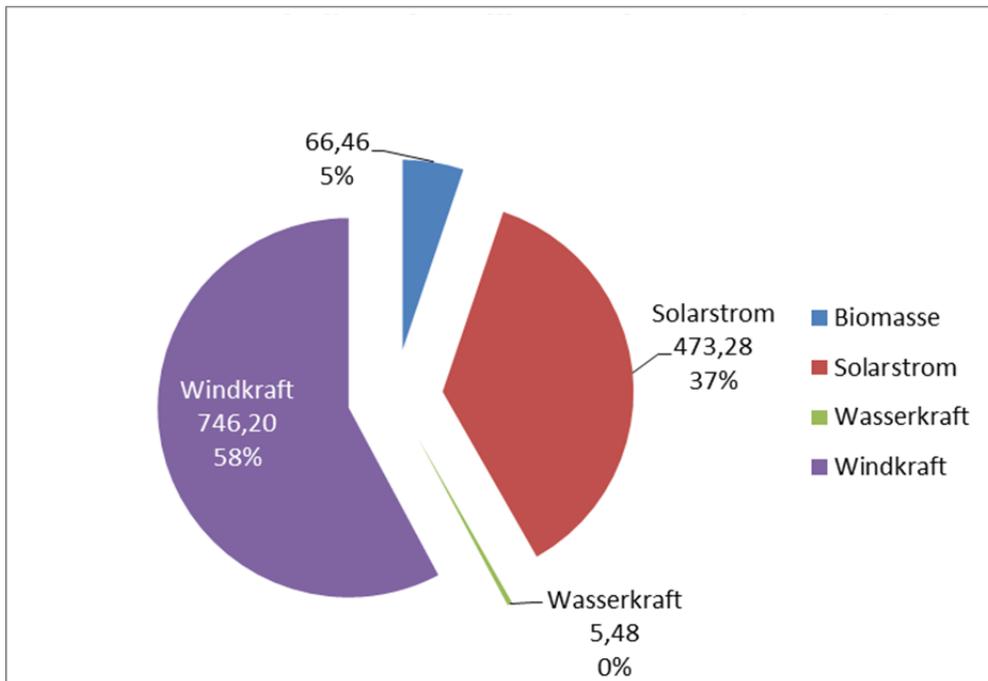


Grafik 13: Aufteilung der installierten Leistungen der KWK/BHKW Anlagen nach Energieträgern (in Megawatt und prozentual)

Die Erneuerbaren Energieanlagen erreichen bei der installierten Leistung einen relativ hohen Anteil in Höhe von rund 9 %, was gemessen an der regional spezifischen Ausprägung von Kraftwerken mit fossilen Energieträgern rechnerisch schon bedeutend ist. Die Windkraft ist mit Blick auf die Bereitstellung von Energie für zukünftige Systemdienstleistungen hervor-

zuheben. Die Windkraft-Standorte sind in der Region recht verteilt, wobei die großen Anlagen im Bereich der rekultivierten Flächen und in Richtung der Eifel liegen.

Die Aufteilung der installierten Leistung der EE-Anlagen in der IRR zeigt die Grafik 14:



Grafik 14: Aufteilung der installierten Leistung der EE-Anlagen (in Megawatt und prozentual)

Mittel- und langfristig ist davon auszugehen, dass die Stromproduktion aus Braunkohle in den nächsten zehn bis fünfzehn Jahren signifikant sinken wird. So sieht die Bundesnetzagentur (BNetzA) nach 2025 im rheinischen Revier nur noch wenige Braunkohle-Kraftwerke im Betrieb, allerdings sind dort auch keine Ersatzanlagen für stillzusetzende Anlagen ausgewiesen. In Euskirchen, Düren, Jülich und Bergheim sind braunkohlegefeuerte industrielle Kesselanlagen mit insgesamt rund 70 MW in Betrieb, deren Weiterbetrieb in Korrelation zu der Braunkohlenförderung zu bewerten wäre.

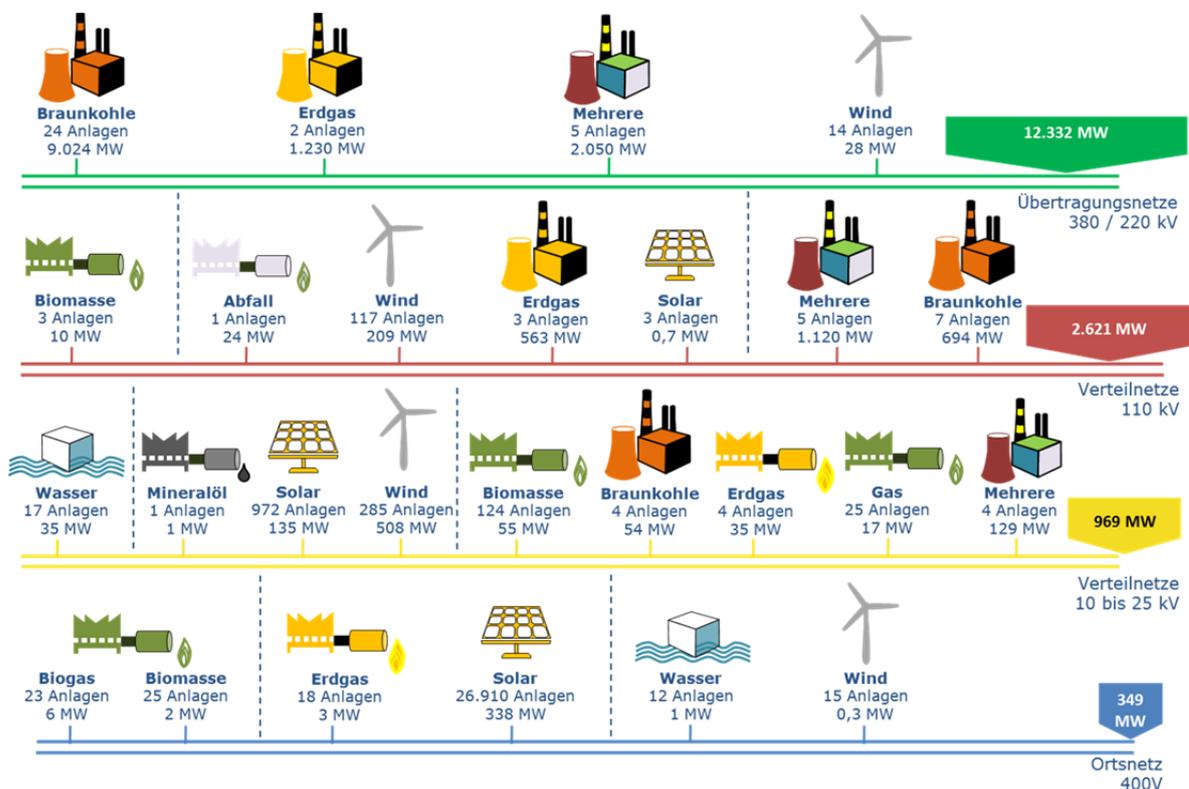
Insgesamt führen alle Szenarien oder Prognosen zu einer spürbaren Reduzierung der installierten Leistung in der Region. Diese Entwicklung ist für die regionale Systemstabilität von erheblichem Interesse, weil die stillzulegenden Blöcke auf verschiedenen Netzebenen einspeisen und auf den Netzebenen 380 kV, 220 kV und 110 kV nicht mehr für eine regionale Versorgung oder zum Transport in andere Regionen zur Verfügung stehen.

Dies trifft insbesondere für die 110-kV-Verteilnetzebene zu, da diese über die Umspannstationen direkt in die örtlichen Verteilnetze und teilweise auch direkt in Industriebetriebe einspeisen (siehe auch Kapitel Stromnetze). Die laut BNetzA zukünftig verbleibenden Kohle-Blöcke speisen dann alle örtlich in die 380-kV-Netzebene ein, die im Europäischen Verbundnetz eingebunden ist.

Neben den regional netzspezifischen Veränderungen, zum Beispiel in der Bereitstellung von Kurzschluss- und Blindleistung, ist in dem Zusammenhang die Deckung der Residuallast für die Systemstabilität von Bedeutung.

Für diese Ausarbeitung ist in dem Kontext von Interesse, auf welche Netzebenen die einzelnen Kraftwerke einspeisen. Die nachfolgende Grafik 15 zeigt die Netzebenen, die Anzahl der Erzeugungsanlagen und deren jeweiligen Summenleistung in Megawatt (installierte Leistung in MW).

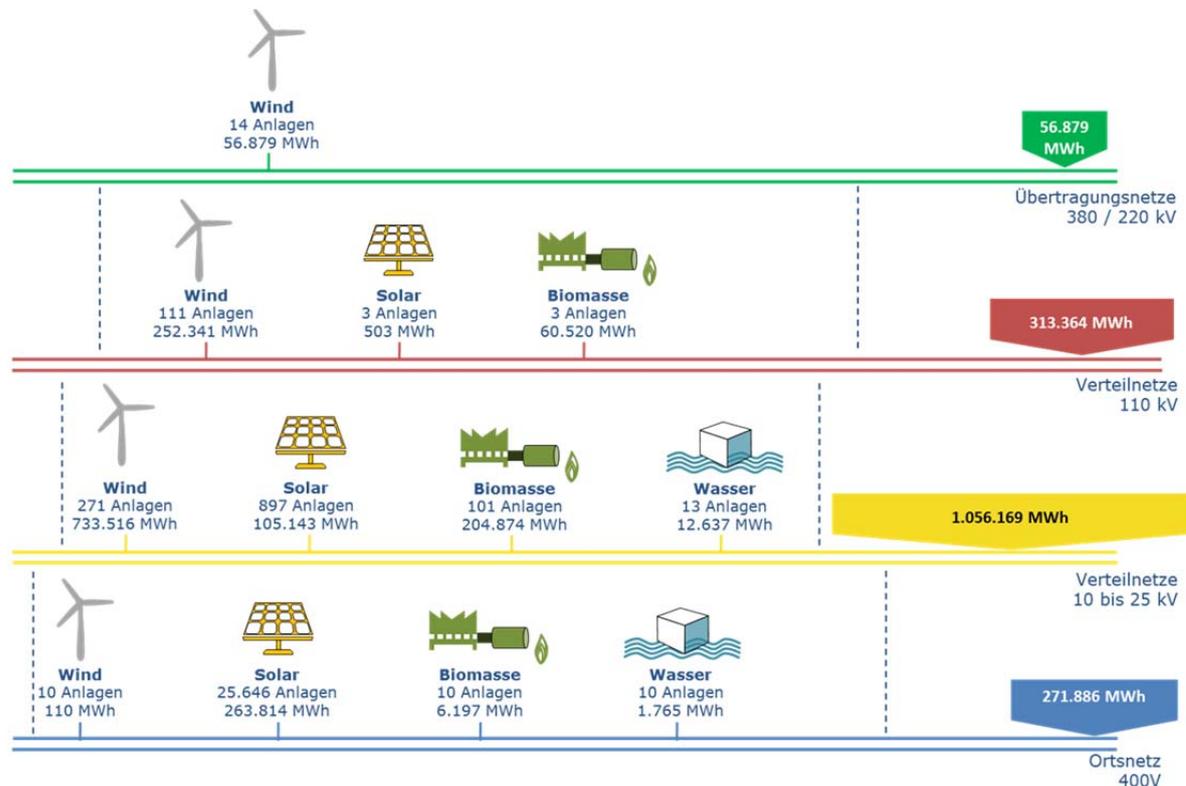
Die Netzebenen sind über Umspannstationen mit einander verbunden, haben aber mit ihren angeschlossenen Erzeugungsanlagen unterschiedliche Aufgaben in der Versorgung und bei Systemstabilisierung (Systemdienstleistungen). Die Örtlichkeit der Netze und der Einspeisepunkte kann hier nicht dargestellt werden, daher eine theoretische Summenbildung pro Netzebene.



Grafik 15: Netzebenen und Einspeiser (in summierter Leistung in Megawatt und Anzahl der Anlagentypen)

Eine detaillierte Liste der Einspeiseebenen und der installierten Leistungen kann beim Auftraggeber der Studie gegen eine Schutzgebühr angefordert werden.

Die Netze im IRR Gebiet haben im Jahr 2013 eine EE-Stromproduktion nach folgender vereinfachten Darstellung aufgenommen und weiterverteilt:



Grafik 16:  
Netzebenen und EE-Einspeiser mit summierter Stromproduktion in Megawattstunden und Anzahl der Anlagentypen

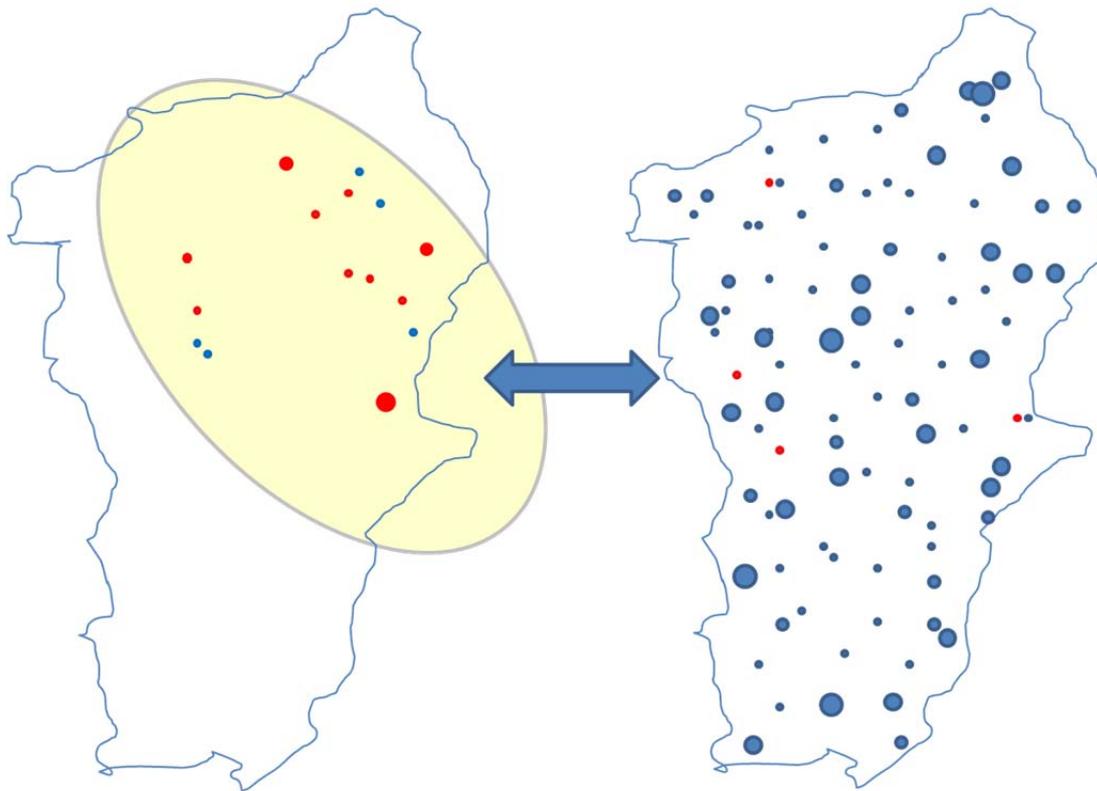
Die Gebiete der IRR schließen bei der EE-Stromproduktion im Vergleich wie folgt ab (Quelle EnergyMap 03.2015):

Referenz: 25 % Bundesrepublik Deutschland/12 % Nordrhein-Westfalen

- 27 % Euskirchen
- 25 % Heinsberg
- 23 % Düren
- 10 % Region Aachen
- 9 % Rhein-Erft-Kreis
- 8 % Rhein-Kreis Neuss

Neben der Betrachtung der Netzebenen ist netztechnisch und systemisch von erheblicher Bedeutung, wie die flächenmäßige Verteilung der Anlagen aussieht.

Aus der folgenden, simplifizierten Hilfsgrafik wird erkennbar, dass sich, durch den Ausbau der Erneuerbaren Energieanlagen die Erzeugungsstandorte auch im IRR-Gebiet stark dezentralisieren. Es entstehen sogenannte „Flächenkraftwerke“. Diese Anlagen sind daher zunehmend nicht mehr zentral zu steuern.



Grafik 17: „Wanderung“ der Energieproduktion im IRR Gebiet

## 6.2. Stromnetz: Strukturen und Betreiber

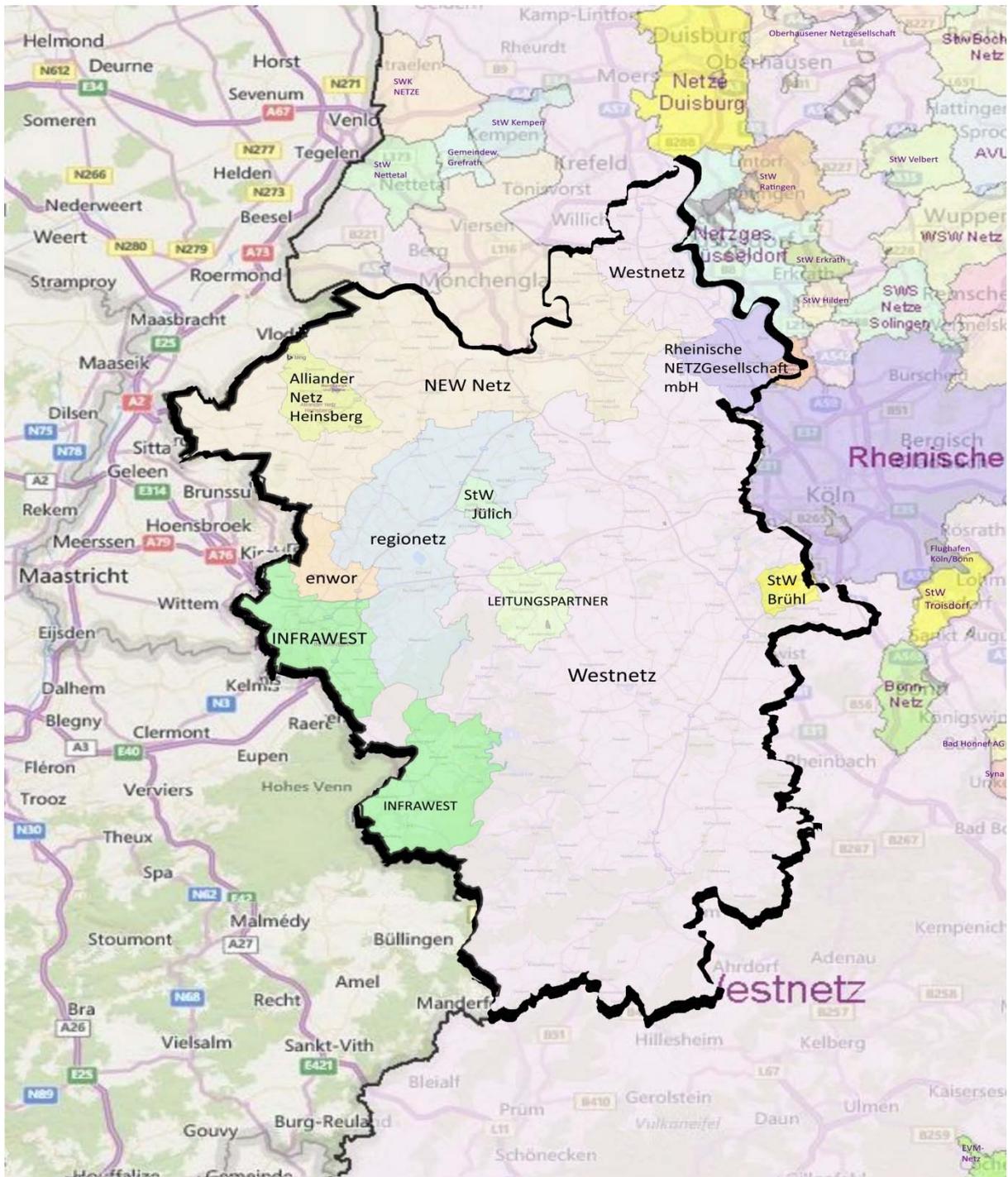
Das Übertragungsnetz in Deutschland ist in vier Regelgebiete aufgeteilt. Im IRR Gebiet ist die Amprion GmbH als Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB oder englisch TSO) zuständig. Die Systemführung der Höchstspannungsnetze 380 kV und 220 kV Netze erfolgt aus der Leitstelle der Umspannanlage in Brauweiler. Von den nationalen Netzentwicklungsplänen sind auch Teile der IRR betroffen (zum Beispiel in Rommerskirchen).

Die Verteilnetzebene 110 kV wird im IRR-Gebiet im Wesentlichen von der Westnetz GmbH mit Sitz in Dortmund und über regionale Leitstellen betrieben, wohingegen die örtlichen Verteilnetze auf der Mittel- und Niederspannungsebene von folgenden Netzbetreibern (VNB oder englisch DSO) geführt werden:

- Alliander Netz Heinsberg GmbH,
- enwor - energie&wasser vor ort GmbH,
- INFRAWEST GmbH,
- Leitungspartner GmbH,
- NEW Netz GmbH,
- regionetz GmbH,
- RNG Rheinische NETZgesellschaft mbH,
- Stadtwerke Brühl GmbH,
- Stadtwerke Jülich GmbH,
- Westnetz GmbH.

Die Nuon Energie und Service - Industriepark Düren, Nuon Energie und Service - Industriepark Oberbruch und die InfraserV in Hürth-Knappsack betreiben zudem Aerialnetze.

Die Stromversorgungsgebiete der Verteilnetzbetreiber ergeben sich aus der folgenden Grafik:



Grafik 18: Stromversorgungsgebiete der Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetze befinden sich entweder im Eigentum der Netzbetreiber oder sind über Pachtverträge in den Netzbetrieb integriert. Die meisten Städte in der Region haben in den letzten Jahren ihre Konzessionsverträge (Wegerechte) für die örtlichen Stromnetze – i.d.R. für 20 Jahre erneuert. Hierin enthaltene Rekommunalisierungen sind häufig über neue Netzeigentumsgesellschaften realisiert worden, wobei die Netzbetreibereigenschaften dann regulierungskonform auf Netzbetreiber nach § 4 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) übertragen wurden.

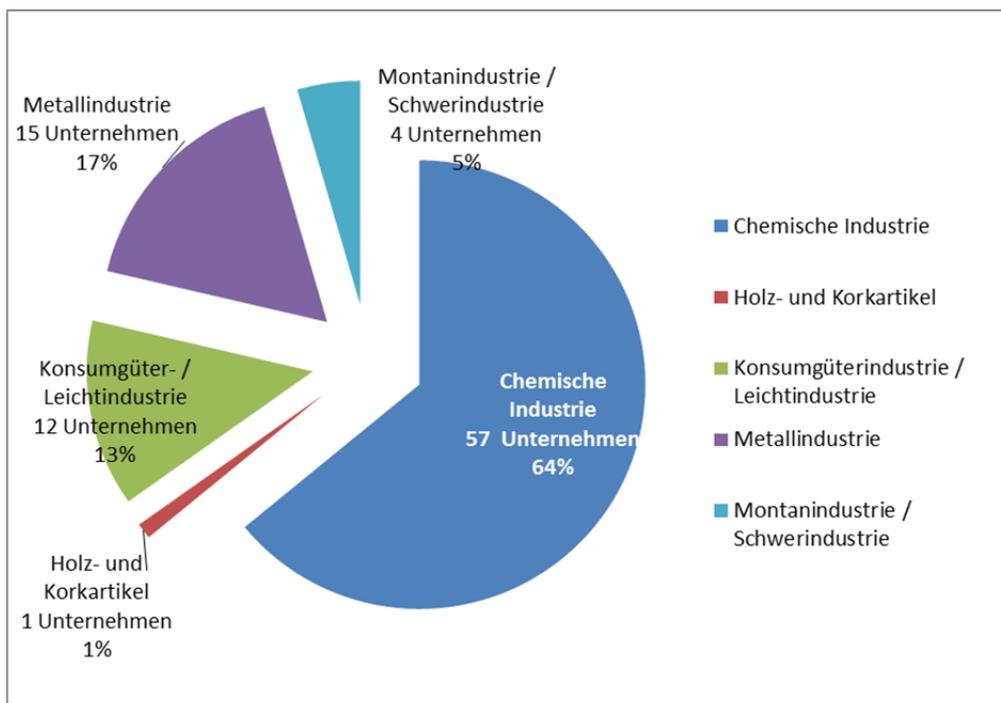
### 6.3. Industrie: Strukturen

Bezeichnend für das Rheinische Revier sind, der ausgeprägten Energiewirtschaft mit langen Wertschöpfungsketten nachgelagerte Branchen der energieintensiven Industrien. Hierbei stellen die Bereiche Stahl, Chemie, Papier und Baustoffe die Hauptabnehmer. Die Energiewirtschaft stellt selbst einen erheblichen Anteil an der industriellen Struktur.

*Die nachstehenden Tabellen und Informationen sind für den „virtuellen“ Bereich der IRR Region in einer Approximation bestimmt worden. Hintergrund sind fehlende Bilanzkreisabgrenzungen und Datenschutz-/Vertraulichkeitsbestimmungen. Die über die Approximation ermittelten Werte sind aber für eine weitere Betrachtung und Orientierung hinsichtlich der Entwicklung der Systemstabilität in der Region und deren Aufgaben hierzu ausreichend.*

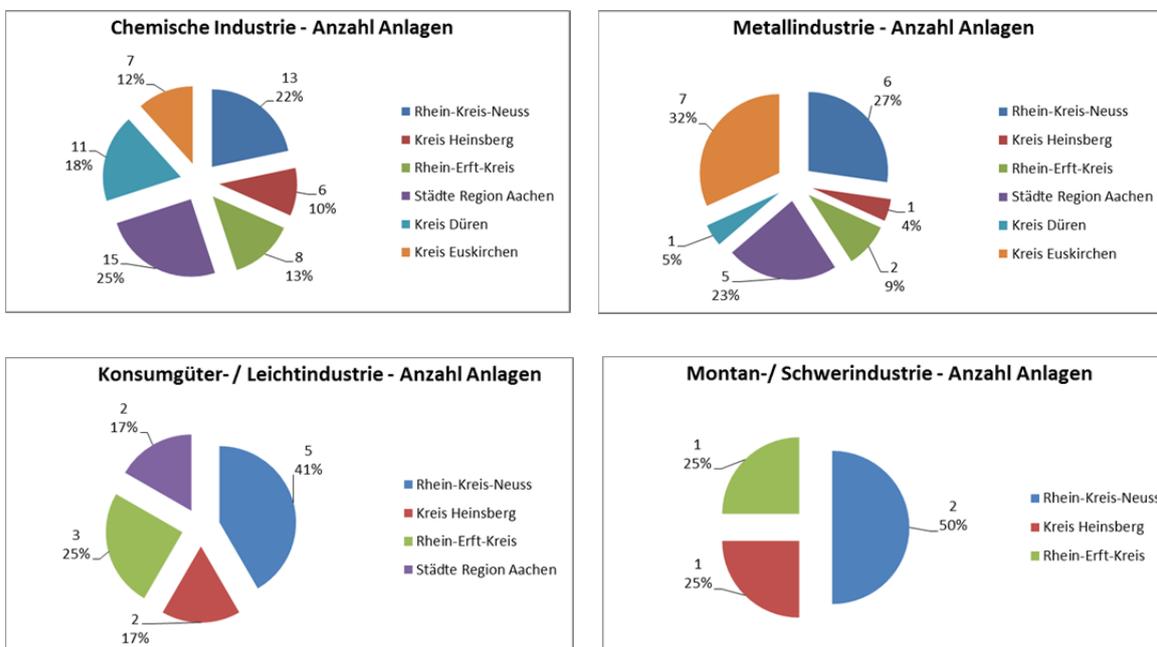
Als erste Näherung zur Feststellung der energieintensiven Unternehmen kann die Ermittlung der Unternehmen mit EEG-Befreiung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (§§ 63 ff. EEG) dienen. Sofern Unternehmen mindestens 7.000 Betriebsstunden pro Jahr und mehr als 1.000 Megawattstunden Strom verbrauchen, können sie sich grundsätzlich befreien lassen.

Die nachstehende Grafik zeigt zunächst die EEG-Umlage-befreiten Unternehmen in der IRR, aufgeschlüsselt nach Branchen – insgesamt sind es derzeit 89 Unternehmen.



Grafik 19: EEG-Umlage befreite Unternehmen im IRR Gebiet

In den einzelnen Kreisen der IRR stellt sich Situation nach Branchen wie folgt dar:



Grafik 20: Branchenaufteilung der EE-Umlage befreiten Unternehmen/Anlagen nach Kreisen der IRR

In der Städtereion Aachen gibt es zudem ein Unternehmen aus dem Bereich der Holz- und Korkartikel.

Mit Stand März 2015 sind laut Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) 2.026 Unternehmen in Deutschland EEG-umlagebefreit. Der bundesdeutsche Anteil der IRR-Unternehmen liegt daher bei rund 4,4 %, der entsprechende Anteil in Nordrhein-Westfalen bei gut 13 %.

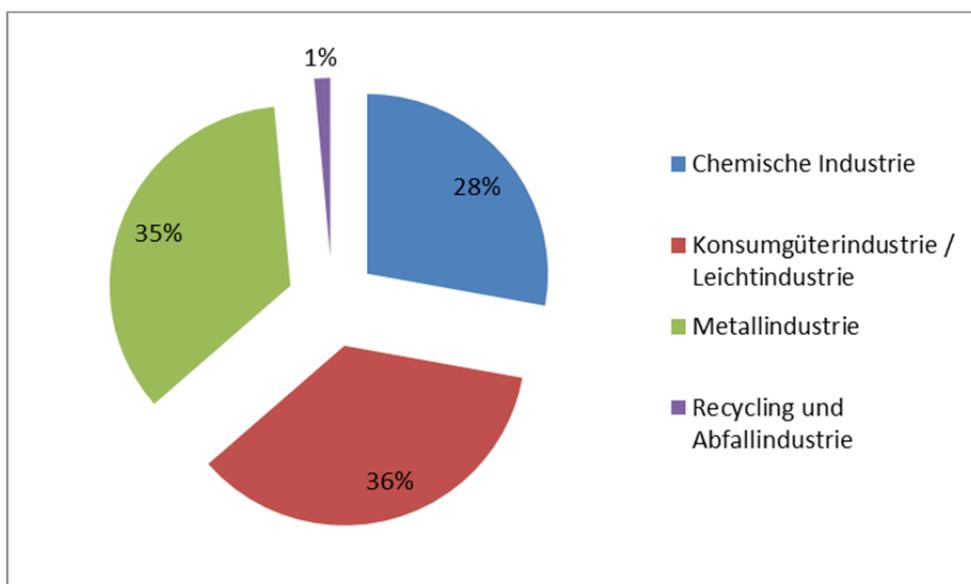
Aus dem Bereich der energieintensiven Standorte sind insbesondere folgende Standorte zu benennen:

- Metall/Aluminium 3 Standorte in Neuss und Grevenbroich
- Chemie/Öl 2 Standorte in Wesseling und Dormagen
- Papier 3 Standorte in Hürth, Neuss und Dormagen

zu nennen.

Nach einer eigenen Recherche bestehen zudem folgende relevante Standorte (EEG-umlagebefreit und andere), geschlüsselt nach Branchen:

- Chemische Industrie 39
- Konsumgüterindustrie / Leichtindustrie 50
- Metallindustrie 49
- Recycling und Abfallindustrie 2



Grafik 21: Energierrelevante Unternehmen in der IRR nach Branchen

Als weitere Orientierung hinsichtlich der Ausprägung der Energieintensität im IRR-Gebiet - und damit der Abhängigkeit an der Systemstabilität in der Stromversorgung - kann die Abschätzung der sogenannten RLM-Kunden bei den Netzbetreibern sein.

Verbraucher ab einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh pro Jahr erhalten eine Registrierte-Leistungs-Messung (RLM), die gemäß Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) dann verpflichtend ist.

Alle 15 Minuten werden Werte der Energiemenge, also des Verbrauchs und der Leistung (einschließlich des Blindleistungsverbrauchs) erfasst und an den Netzbetreiber übertragen.

Da die IRR keine Bilanzkreise der zuständigen Netzbetreiber widerspiegelt, wurden die veröffentlichten Angaben der Netzbetreiber ergänzt über eine eigene Einschätzung der Versorgungsgebiete (Topologie, urbane/ländliche Strukturen, Gewerbeansiedlung etc.).

Die IRR-anteiligen Zählpunkte werden hierüber auf mehr als 6.000 RLM-Zählpunkte geschätzt. Dies bedeutet auch eine erhebliche Anzahl von Kundenstationen (Übergabestellen), die in der weiteren Entwicklung der Systemdienstleistungen eine wesentliche Rolle spielen werden.

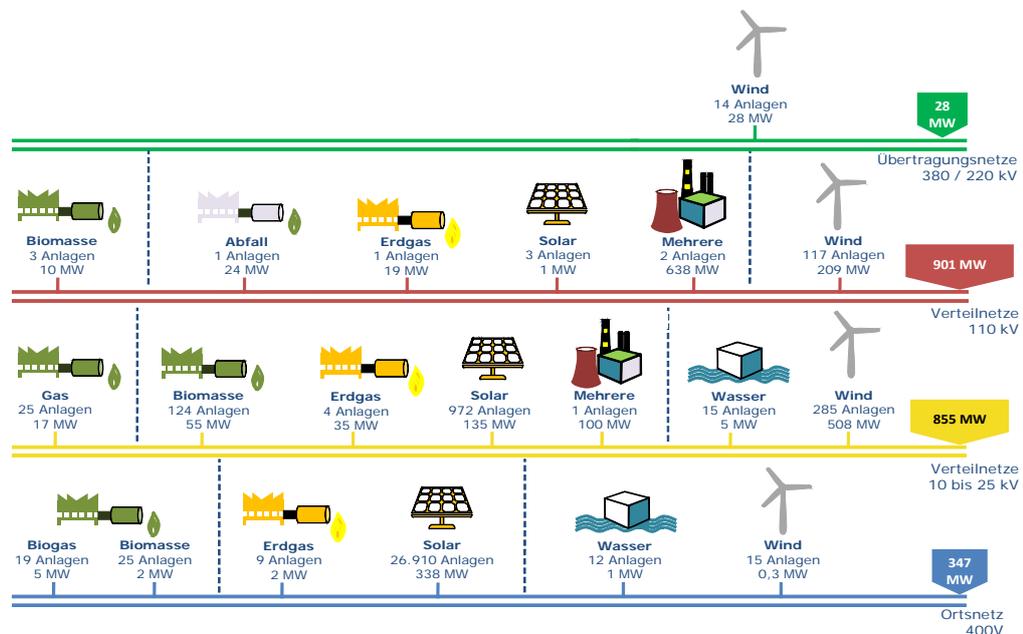
Die IRR benötigte 2013 circa 700 Mio. Giga-Joule (GJ) für Energie für Industrie, Verkehr und Haushalte/Kleingewerbe, entsprechend 192.000 GWh als elektrisches „Äquivalent“.

Projektziert auf die Industrie und Gewerbe und auf den Energieträger Strom entspricht dies in etwa 20.000 GWh.

Zur Orientierung:

Die EE-Anlagen im IRR-Gebiet leisteten einen Erzeugungsbeitrag in Höhe von rund 1.700 GWh (entsprechend rund 8%).

Die EE-Anlagen einschließlich der KWK-Anlagen - ohne Braunkohle - haben eine installierte Leistung zur Deckung des industriellen und gewerblichen Strombedarfs von insgesamt 2.131 MW. Die folgende Grafik zeigt auch hier die entsprechende Einspeiseebene:



Grafik 22: Installierte Leistung der EE- und KWK-Anlagen geschlüsselt nach Einspeiseebenen in Megawatt

Unterstellt man energie- und anlagenspezifische Betriebszeiten wären möglicherweise rund 4.000 bis 5.000 GWh - also knapp ein Viertel - an Beitrag zur Deckung des Strombedarfes der industriellen/gewerblichen Anschlussnehmer im IRR Gebiet erzielbar.

Interessant für die Bestimmung der Energierelevanz im IRR-Gebiet sind auch Standorte im Bereich der Gewerbegebiete und der Wissenschaft, hier einige Beispiele:

- Eschweiler Camp CO2-Zero - Standort für regenerative Energien und Umweltschutz
- Inden/Eschweiler - Interkommunales Industriegebiet
- Inden/Weisweiler - Ansiedlung energieintensiver Industrien
- Bergheim, Bedburg, Eisdorf :terranova - interkommunales Kompetenzareal für Energie(land)wirtschaft
- Heinsberg - Industriepark Oberbruch Aachen RWTH Campus-Cluster
- RWTH Aachen - Sustainable Energy Bestandteil des Innovation Campus Melaten
- Düren - Industriepark Niederau
- Hürth Chemiepark Knapsack
- Dormagen Currenta Chempark
- Leverkusen Currenta Chempark.

#### 6.4. Zwischenfazit

Die IRR ist aktuell hinsichtlich der Erzeugungs- und Netzstrukturen mit Blick auf die industriellen und gewerblichen Versorgungsbedarfe gewachsen und mit einem hohen Grad an Sicherheit und Qualität ausgestattet. Dies gilt dann auch für die lokalen öffentlichen Versorgungsaufgaben.

Allerdings hat die IRR mit ihrem ausgeprägten Energie- und Strombedarf der produzierenden Industrie oder dem Gewerbe enorme Anforderungen an eine sichere und ausreichende Leistungsbereitstellung. Gleichzeitig verfügt die IRR strukturell, topologisch und derzeit nicht annähernd über Ressourcen, um diese Bedarfe und die netzseitigen Systemparameter alleine aus den regional installierten erneuerbaren Energieanlagen sowie dezentralen KWK-Anlagen zu decken beziehungsweise zu erfüllen.

Der Lastmix aus Gewerbe und Industrie in der Region verlangt eine besondere hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit. Die industriellen Prozesse sind im Störfall oft anfällig und bergen neben finanziellen Verlusten auch Risiken für die Umwelt. Stabile und zuverlässige elektrischen Versorgungsstrukturen erhalten mittelbar damit nicht nur Produktion und Arbeitsplätze, sie minieren auch potenzielle Umweltschäden.

Grundlage für einen stabilen Netzbetrieb ist die sichere Unterscheidung zwischen ungestörtem (Normal-) Betrieb und dem gestörten Betrieb (Kurzschluss, Leitungsunterbrechung etc.) - vgl. Abschnitt 4.3 Technische Infrastruktur Stromnetz.

Bei den traditionellen Verfahren zur Erkennung von Fehlern ist in der Regel eine hinreichend große Kurzschluss-Leistung im Netz Voraussetzung.

Der massive Einsatz von Leistungselektronik in der Energiewandlungsketten (Einspeiser, Lasten) verändert aber gerade diese Eigenschaft des elektrischen Netzes. Das schnelle Erkennen und Beheben von Fehlern ist jedoch für eine zuverlässige Versorgungsstruktur eine unabdingbare Forderung. Die aktuellen Prozessketten beispielsweise in der chemischen Industrie stellen darauf ab, dass in klaren Zeiträumen Fehler selektiv erkannt und behoben werden und deren Wirkung immer lokaler Natur bleibt. Ausgeprägte Wechselwirkungsprozesse im Netz führen zu einer Verbreitung von Fehler und bedeuten unter Umständen, dass weite Bereiche von industriellen Anlagen in Mitleidenschaft gezogen werden.

Der notwendige und kapitalintensive Systemwandel in der Stromversorgung im Laufe des weiteren Ausbaus der Erneuerbaren Energieanlagen (in- und außerhalb der Region) wird jedoch vollzogen werden müssen.

Die Stromnetze diesbezüglich auf der Verteilnetzebene zu ertüchtigen, kann zwar partiell helfen, ist aber isoliert betrachtet nicht die Lösung. Hier ist ein Gesamtkonzept unter Einbindung aller Akteure auf regionaler und überregionaler Ebene angezeigt!

## 7. VERTEILNETZE UND OPTIONEN FÜR DIE REGION

### 7.1. Neue Aufgaben- und Handlungsfelder

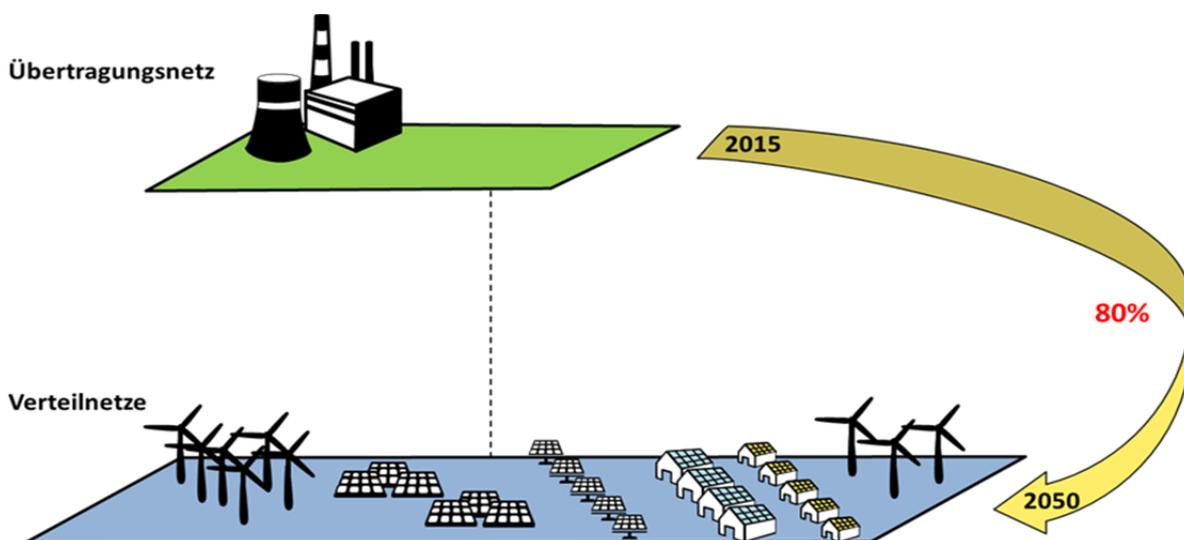
Wie in den vorherigen Kapiteln beschrieben, ergeben sich im Zuge der Energiewende zahlreiche Handlungsfelder, die gravierende Transformationsprozesse in der Struktur der Energieversorgung und speziell auch der Stromversorgung mit sich bringen.

Hierbei sind erstmalig die Verteilnetzebenen, also die regionalen Netze (ebenso die IRR-Gebiete) in erheblichem Maße betroffen.

Die Aktionsbereiche in der Stromversorgung liegen im Wesentlichen in drei Feldern:

- Modifikation von energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie zum Beispiel des Strommarktdesigns oder der regulatorischen Einflüsse auf die Netze,
- Netzausbau über alle Spannungsebenen und Anpassung an neue Aufgaben,
- Systemstabilität durch Bereitstellung von regionalen Systemdienstleistungen.

Es „wandern“ zukünftig Aufgaben, die bisher überwiegend bei und durch die Übertragungsnetzbetreiber wahrgenommen wurden, in die Verteilnetze.



Grafik 23: „Wanderung“ der Erzeugungsschwerpunkte und der Systemaufgaben in die Verteilnetze

Da hierfür ein erheblicher Aufbau von technischen und organisatorischen Strukturen erforderlich ist, bietet es sich an, über erweiterte Aufgaben in den Verteilnetzen im Sinne eines regionalen, nachhaltigen und effizienten Energiemanagements nachzudenken – selbstverständlich unter Beachtung des liberalisierten Marktes und der sich laufend verändernden regulatorischen Rahmenbedingungen!

Der Etablierung eines regionalen Energiemanagements nahe an den technischen Systemen des Verteilnetzes kann die Bereiche Effizienzverbesserung, Systemstabilisierung und Inselbetrieb bei hohem Anteil Erneuerbarer Energieanlagen im Netz unterstützen, beziehungsweise erst ermöglichen.

## 7.2. Systemdienstleistungen

Um die Funktionstüchtigkeit des Stromversorgungssystems zu gewährleisten, nutzen die Netzbetreiber im Betrieb verschiedene „Produkte“ aus Erzeugungsanlagen oder weiteren Anlagen, zum Beispiel der Industrie oder öffentlichen Einrichtungen.

Hierüber werden die kritischen Parameter im zulässigen Toleranzband gehalten und ein Wiederaufbau des Netzes nach Versorgungsunterbrechungen realisiert.

Zu den Systemdienstleistungen zählen:

- Bereitstellung von Regelleistung und Momentanreserve
- Blindleistungsregelung
- Inselbetrieb und Schwarzstartfähigkeit

verbunden mit veränderten Betriebsführungsaufgaben.

Die Verteilnetze werden hierzu zukünftig über entsprechende Verordnungen (Grid Codes beziehungsweise TAR´s, siehe Kapitel 7.6) neben dem reinen Netzbetrieb vermehrt in die Systemverantwortung genommen.

## 7.3. Herausforderungen an regionale Verteilnetze und deren Umfeld

Bisherige Konzepte, zum Beispiel „Virtuelle Kraftwerke“ sind immer davon ausgegangen, dass das (übergeordnete) Netz zur Verfügung steht und alle Kriterien sich im Wesentlichen auf die Gestaltung von Wirtschaftsoptionen oder der Teilnahme von Anlagen an Marktplätzen orientieren.

Die Bereitstellung von Leistung zur Nutzungszeit ist nur ein Aspekt, der heute noch über Handel und Marktregeln im Vordergrund steht, jedoch werden die Ursachen von Systeminstabilitäten im Stromnetz dadurch nur begrenzt gelöst. Auch die Integration von zusätzlichen „Smart Grid Tools“, wie spannungsregelnde Netzkomponenten (zum Beispiel Regelbare Ortsnetzstationen), werden die Netzstabilität selbst im Normalbetrieb nicht mehr ausreichend gewährleisten.

Diese Anforderungen können nur mit einer neuen Generation von intelligent vernetzten Erzeugungsanlagen und einer wechselwirkungsarmen Netz- und Anlagenstruktur erreicht werden.

Über ein Gesamtkonzept sollte das regionale Verteilnetz in die Lage versetzt werden, Parameter und Systemeigenschaften im Zusammenspiel mit dem Übertragungsnetzbetreiber zu garantieren.

Dies gilt auch für den Störfall und für industrielle Versorgungsstrukturen. Voraussetzung ist dann jedoch, dass auch regional Systemdienstleistungen verlässlich koordiniert und erbracht werden müssen.

Um ein aktives „Netz-, Einspeise- und Lastmanagement“ zukünftig auch regional beziehungsweise lokal zu realisieren, sind entsprechende Lösungen im Verteilnetz zu entwickeln und zu etablieren, im Einzelnen sind hiervon folgende Bereiche betroffen:

- Erzeugungsanlagen,
- Lasten,
- Speicher,
- Mischanlagen,
- Statische Spannungsstützung,
- Dynamische Spannungsstützung,
- Fault-Ride-Through-Charakteristik (MS-Netz),
- Leistungs-/Blindleistungsmanagement,
- Netzurückwirkungen (D-A-CH-Richtlinie),
- Regelverhalten der Netze,
- Schutztechnik,
- Inselnetzbildung,
- Schwarzstartfähigkeit.

#### 7.4. Erläuterung der Anwendungen/Lösungsansätze

Bedingt durch die Verminderung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise von Maschinensätzen, sinkt die Momentanreserve. Dieser Bedarf kann gegebenenfalls durch neue, zusätzliche Anlagen (zum Beispiel über Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Windkraftanlagen oder Batteriesysteme) gedeckt werden.

Dabei steigen die Anforderungen an das Verteilnetz durch höhere Kapazitäten im Kabelnetz und fluktuierender Stromerzeugung (EE-Anlagen).

Die neuen Grid Codes werden zukünftig die Anforderungen/Voraussetzungen für einen Inselbetrieb (Abtrennung vom einspeisenden Übertragungsnetz) und den Schwarzstart (Versorgungswiederaufbau) auch im Verteilnetz definieren. Die Koordination der Systemdienstleistungen im Bereich der Netze, der Erzeugung und der Lasten muss über entsprechende Leittechnik- sowie Informations- und Telekommunikations- (IKT) Anwendungen erfolgen.

In den Systemen der Verteilnetzbetreiber werden Frühwarnsysteme, zum Beispiel zur Störungsvermeidung oder zur Stabilitätsentwicklung sowie der Aufbau eines Netzmanagements für die Einspeisung, die Blindleistungsbereitstellung und gegebenenfalls den Eingriff in Kundenanlagen (Lastmanagement) erforderlich.

Diese Systeme können dann auch für die Erbringung der Momentanreserve aus Erzeugungsanlagen über Dezentrale Erneuerbaren Energien (DEA), insbesondere durch Windkraftanlagen oder Speicher, genutzt werden.

Im Bereich der Elektromobilität wird ein netzseitiges Ladelastmanagement in den Verteilnetzen zu berücksichtigen sein.

Neben den technischen Aufgabenstellungen müssen als Konsequenz die Organisationen der Netzbetreiber und deren Geschäftsprozesse angepasst beziehungsweise neu gestaltet werden. Wesentliche Themen sind hierbei die grundsätzliche Neugestaltung der Prozesse, Anpassung der Organisation an neue Anforderungen, Geschwindigkeit und Kritizität der Prozesse. Die neuen Anforderungen erfordern zudem ein schlankes, an die neuen Anforderungen der Prozesse angepasstes Datenmanagement.

#### 7.5. Rahmenbedingungen für ein wirkungsvolles regionales Netz- und Energiemanagement

Für die netztechnisch induzierten Aufgabenstellungen sind geeignete Rahmenbedingungen für Investitionssicherheit und Wirtschaftlichkeit eine wesentliche Voraussetzung. Für die regionalen Aufgaben sind die notwendigen Marktprozesse aktuell nicht beschrieben.

Die neu zu bildenden Märkte für Systemdienstleistungen auf dezentraler Ebene, ist eine der Hauptaufgaben, die gelöst werden müssen, damit die neuen technischen Infrastrukturen auch nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten und unter Beachtung der regulatorischen Rahmenbedingungen (EnWG, ARegV) betrieben werden können. Die Vermarktungs- und Vergütungsoptionen von Systemdienstleistungen, wie zum Beispiel die Bereitstellung von Blindleistung oder der Schwarzstartfähigkeit müssen verbindlich geregelt werden,

Die neuen Aufgaben auf der Verteilnetzebene können zudem nur über hochleistungsfähige und sichere Informations- und Telekommunikations-Netzinfrastrukturen (IKT) erfolgen.

Dies ist die Voraussetzung um Bereiche der Technischen Versorgungssicherheit, beispielsweise Smart Grid und Systemdienstleistungen, als auch marktorientierte Anwendungen wie Smart Metering beziehungsweise intelligente Messsysteme (iMSys) zu integrieren.

Nicht zuletzt müssen in allen Gebieten neue Berufs- und Ausbildungsprofile sowie Weiterbildungsangebote erarbeitet und eingeführt werden. Hierbei wird Know-how aus den Fachdisziplinen Energieversorgung, Telekommunikation und Automatisierungstechnik zu kombinieren und zu vermitteln sein.

## 7.6. Chancen für die IRR-Region (Wirtschaft, Hochschulen, Kommunen)

Der sich abzeichnende Transitionsprozess zum Umbau der Netz- und Energieinfrastrukturen bringt ein erhebliches Potenzial an Innovations- und Geschäftsmöglichkeiten sowie Projektansätzen mit sich, nachfolgend beispielhaft nach Bereichen dargestellt:



Grafik 24: Bereiche für ein regionales Energiemanagement und Innovationen

Im Folgenden sind exemplarisch einige Projekt- und Innovationsbeispiele genannt und beschrieben:

- Technik – Blindleistungsmanagement im Verteilnetz über Erzeugungsanlagen

Im Verteilnetz ist das Blindleistungsmanagement zukünftig eine der größten Aufgaben. Das Blindleistungsmanagement umfasst dabei die gezielte Einflussnahme auf die Blindleistung im Rahmen der Netzplanung und die operative Umsetzung zur Erreichung von Vorgaben (zum Beispiel Blindleistungs-Vorgaben des vorgelagerten Netzbetreibers). Das Management der Blindleistung hat einen großen Einfluss auf die Netzleistungsfähigkeit und damit auf die Wirtschaftlichkeit der Netzinfrastrukturen und deren Auslegungskriterien.

Mit Hilfe der im Verteilungsnetz vorhandenen Blindleistungs-Variablen kann eine merkliche Beeinflussung der Blindleistungs-Bilanz unter Berücksichtigung der Spannungshaltung erzielt werden, sofern diese steuerbar oder regelfähig sind. Regelbare Transformatoren können über Einwirkung auf das verfügbare Spannungsband den Spielraum für das Blindleistungsmanagement weiter erhöhen. Bei Erzeugungsanlagen ist zu beachten, ob im Bedarfsfall ausreichend Blindleistung zur Verfügung gestellt werden kann (i. d. R. abhängig von Primärenergie). Die Durchmischung des Netzes mit blindleistungsregelfähigen Anlagen unterschiedlicher Primärenergieträger, insbesondere der KWK/BHKW sowie mit Speichern erhöht die Verfügbarkeit regelfähiger Blindleistung.

Genau hier ist ein Ansatz, die Fähigkeiten der BHKW gezielt auszubauen und prozess-technisch richtig einzubinden.

Hierbei kann das Wechselspiel zwischen Strom, Gas und Wärmenetzen einschließlich Nutzungsstrategien der Kraft-Wärme-Kopplung und Fern-/Nahwärme zur Netzführung ausgearbeitet werden.

- Technik – Technische Umsetzung „Connection Point“

Netzbetreiber sind nach den Anforderungen der neuen EU-Grid Codes 2015 (Netzwerkcodizes) gehalten, sogenannte *Connection Points* im Stromnetz einzurichten und zu betreiben. Die grundsätzliche Idee der neuen EU-Grid Codes beschreibt den Umbau der Netzinfrastrukturen von einer stark hierarchisch strukturierten Versorgungsstruktur mit Großkraftwerken auf den Hoch- und Höchstspannungsebenen und nachgelagerten Verteilnetzebenen, hin zu einer Struktur mit einem Großteil der flächigen und dezentralen Erzeugung nun in unteren Verteilnetzebenen. Diese müssen sich betriebssicher wie konventionelle Kraftwerke verhalten. Diese geforderten Eigenschaften müssen nachgewiesen und verlässlich betrieben werden – aber jetzt eben auf niedrigen Spannungsebenen mit einer Vielzahl von Energieanlagen, wie Erzeuger, Lasten oder Speicher - auch als Flächenkraftwerke beschrieben.

Über die Connection Points werden zukünftig entscheidende Systemdienstleistungen dem jeweils vorgelagerten Netz auf Anforderung geliefert - sowohl statisch als auch dynamisch. Es müssen daher so schnell wie möglich Erfahrungen gesammelt werden, wie die Kriterien der Grid Codes in die Praxis umgesetzt werden können. Die Verabschiedung der Grid Codes im EU-Parlament ist weitgehend abgeschlossen. Die nationale Umsetzung in Deutschland erfolgt über den Verordnungsweg (VDE|FNN mit den TAR 4110 und 4105) mit sehr kurzen Fristsetzungen.

Die Implementierung der Connection Points in die Verteilnetze ist „der Schlüssel“ für viele weitere Aufgabenstellungen im Netz und im regionalen Energiemanagement. Ein spürbarer Ausbau der Erneuerbaren Energieanlagen in der Fläche ist von der Realisierung des Connections Points abhängig.

- Vorsorge – Inselbetrieb/Schwarzstartfähigkeit und Katastrophenschutz

Das Stromnetz ist die kritischste aller kritischen Infrastrukturen – insbesondere in einem industrialisierten Land wie Deutschland. Die Vermeidung von Blackouts und auch kurzzeitigen Versorgungsunterbrechungen stärken die Wirtschaft. Bei Beherrschung der zuvor skizzierten Herausforderungen im Verteilnetz ist der Ausbau von erneuerbaren Energieanlagen und Speicher systemisch so zu realisieren, dass Sie einen Inselbetrieb mit einer Grundversorgung wichtiger Infrastrukturen ermöglichen. Beispielsweise sind im Kontext dieses Punktes Einrichtungen wie Kliniken, Seniorenheime, Dialyseeinrichtungen, Fahrstühle und Verkehrsleit- und Kommunikationssysteme genannt. Die laut Studien größten Gefährdungen sozialer Sicherheit bei Blackouts sind aufkommende anarchieartige Verhältnisse, Ausfall der Kommunikationssysteme (Verbindung Staat - Bevölkerung) und Lebensmittelversorgung (insbesondere Trinkwasser) sowie hygienisch problematische Bedingungen.

Im Kontext mit der Realisierung der Connection Points wird das Gesamtsystem eine zentrale Funktion bei der Verhinderung beziehungsweise Beherrschung (Eingrenzung) von Versorgungsunterbrechungen einnehmen.

Zudem soll die Schwarzstartfähigkeit (Wiederaufbau des Systems nach Ausfall) des regionalen Systems durch ein geeignetes Management von Netz- und Erzeugungsanlagen realisiert werden.

Für den Katastrophenschutz würden unterstützende Informations- und Koordinierungswerkzeuge zur Verfügung stehen können.

- Industrie und Gewerbe – Eigenerzeugung und Lastmanagement

In der zukünftigen regionalen Stromversorgung werden die Lasten, also die Verbraucher, besonders von energierelevanten Unternehmen wie der Industrie und des Gewerbes, in das Energiemanagement und damit in die Netzsteuerung einbezogen. Diese Unternehmen können durch Implementierung von Eigenerzeugungs- Speicher und Lastmanagementsysteme nicht nur ihre Sicherheit und Kosteneffizienz verbessern, sondern auch aktiv an der Stützung des regionalen Energiemarktes teilnehmen. Hierzu sind geeignete Prozesse und Steuerungssysteme zu entwickeln und zu testen.

Zu den wachsenden Gefahrenpotenzialen in den Netzen gehört der steigende und kumulative Einsatz von Leistungselektronik in Erzeugungsanlagen und Lasten (insbesondere in der produzierenden Industrie) mit gefährlichen Wechselwirkungen/Resonanzen, die die Systemstabilität gefährden und Versorgungsunterbrechungen zur Folge haben können.

Diese „weichen“, jetzt zunehmend dezentral reagierenden Netze mit Kundenanlagen, die deutlich stöempfindlicher sind, provozieren und führen vermehrt zu Produktionsausfällen bis hin zu regionalen Blackouts. Die auftretenden Wechselwirkungsprozesse zwischen den Anlagen und Netzen sind eine neue Qualität von Herausforderungen für die Stromnetze, die unbedingt gelöst werden müssen.

- Informations- und Telekommunikationssysteme

Bei einer umfassenden Integration von IKT-Komponenten in den Energienetzen spielt die IT-Sicherheit eine herausragend wichtige Rolle.

Zusätzlich erforderliche IT- und Telekommunikationssysteme im Stromnetz machen die Systeme komplexer und angreifbar - Konvergenz der Steuerungs- und IT-Netzwerke beziehungsweise Wachstum von Cyber-Kriminalität.

Daher ist die Entwicklung eines ausgereiften IT-Sicherheitskonzeptes (unter anderem „Cyber Security“) erforderlich.

Des Weiteren sind energieoptimierte und für den Fall der Versorgungsunterbrechung ausreichende und robuste Systeme zu entwickeln, die hohe Anforderungen an Energieeffizienz oder auch Reserven (beispielsweise 48 Stunden Betrieb ohne Spannungsversorgung) erfüllen können.

Diese und weitere Innovationsfelder könnten in einem TIE-Branchencluster im Rahmen der Transferforschung mit einem Schwerpunkt auf die Absicherung der industriellen Versorgung angelegt werden.

## 8. ZUSAMMENFASSUNG UND BEWERTUNG

Für die Region „Rheinisches Revier“ wird die Chance gesehen, sich von einem – überwiegend auf dem Primär-Energieträger Braunkohle basierenden - stromerzeugenden Standort, zu einem Referenzraum für Innovative Technologien und Systemische Lösungen in der zukünftigen Energieversorgung weiterzuentwickeln.

Im Zuge der Energiewende entstehen Handlungsfelder, die gravierende Transitionsprozesse in der Struktur der Energieversorgung und speziell auch der Stromversorgung mit sich bringen. Hiervon sind die Verteilnetzebenen, also die regionalen Netze (ebenso der IRR-Gebiete) im erheblichen Maße betroffen.

Die IRR Region ist hinsichtlich der Erzeugungs- und Netzstrukturen mit Blick auf die industriellen und gewerblichen Versorgungsbedarfe gewachsen und mit einem hohen Grad an Sicherheit und Qualität ausgestattet. Dies gilt dann auch für die lokalen öffentlichen Versorgungsaufgaben.

Allerdings hat die IRR mit den über 6.000 energierelevanten Unternehmen und ihrem ausgeprägten Energie- und Strombedarf der produzierenden Industrie oder dem Gewerbe enorme Anforderungen an sicherer und ausreichender Leistungsbereitstellung. Gleichzeitig verfügt die IRR (nach derzeitigem Wissenstand) strukturell, topologisch nicht annähernd über Ressourcen, diese Bedarfe und die netzseitigen Systemparameter alleine aus den regional installierten erneuerbaren Energieanlagen sowie dezentralen KWK-Anlagen zu decken beziehungsweise zu erfüllen.

Der Lastmix aus Gewerbe und Industrie in der Region verlangt besondere Zuverlässigkeiten und Verfügbarkeiten. Die industriellen Prozesse sind im Störfall zum Teil kritisch bezogen auf ihre Umweltverträglichkeit. Es muss aus diesem Grund weiterhin dafür gesorgt werden, dass durch die Versorgungsstrukturen keine zusätzlichen Risiken für die Prozesse entstehen.

Ein Augenmerk muss auf die elektrischen Parameter gelegt werden, da zum Beispiel die Erkennung von Fehlern in der Regel davon abhängig ist, dass hinreichend Kurzschlussleistung im Netz verfügbar ist. Der massive Einsatz von Leistungselektronik in der Energiewandlungsketten (Einspeiser, Lasten) verändert aber gerade diese Eigenschaft. Das schnelle Erkennen und Beheben von Fehlern ist jedoch für eine zuverlässige Versorgungsstruktur eine unabdingbare Forderung.

Ausgeprägte Wechselwirkungsprozesse im Netz führen zur Verbreitung von Fehlern und können weite Bereiche der Energieversorgung in Mitleidenschaft ziehen.

Ein neuer Ansatz ist es nun, ein aktives Netz-, Einspeise- und Lastmanagement in der regionalen Energiewirtschaft zu etablieren - im Bereich der Stadt- und Gemeindewerke und der Regionalnetzbetreiber.

Mit diesem neuen Ansatz der nächsten Generation von intelligent vernetzten Erzeugungsstrukturen, die in der Lage sind, sowohl klassische Versorgungssicherheit im Sinne eines Leistungsmanagements und gleichzeitig die Bereitstellung von dezentralen Systemparametern für eine wechselwirkungsarme Netz- und Anlagenstruktur zu gewährleisten, kann eine

hocheffiziente, flexible und zudem hochverfügbare Versorgungsstruktur – auch und gerade für diese Industrieregion der IRR geschaffen werden, da die Industrie einen erheblichen Beitrag zur Energieeffizienz und Systemstabilität leisten kann.

Es besteht zudem die Chance, in der Region Netzgebiete zu schaffen, die auch im Katastrophenfall beherrschbar bleiben und sich den Anforderungen der industriellen Prozesse zum Beispiel im „Herunterfahren“ anpassen. Für Unternehmen wären diese „neuen“ Eigenschaften von großem Vorteil, da auch der Fehler- oder gar der Krisenfall planbar beherrscht werden könnte. Zudem würden so eine neue Qualität der dezentralen „Zuverlässigkeit“ sowie eine inhärente Stabilität entstehen, die heute so nicht vorhanden ist.

Die IRR kann sich im Rahmen dieser sehr innovativen Aufgabenstellung als Vorreiter und Modellregion in der Versorgungssicherheit und Systemstabilität auf regionaler Ebene bei hohem Anteil dezentraler Energieanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplung und Speicher positionieren.

Zudem bestehen, bedingt durch die kurz- und mittelfristige Verfügbarkeit von konventionellen Kraftwerkskapazitäten, entsprechende zeitliche wie technische Varianzen, die einen sicheren Weg im Zuge der Energiewende aufzeichnen können.

Sowohl die systemtechnischen Grundvoraussetzungen (Netze und Trassen), Innovations-träger (Hersteller, Systemhäuser), als auch die wissenschaftliche Expertise sind dafür im IRR-Gebiet weitgehend und mit hoher Qualität vorhanden.

Alle Akteure aus Energiewirtschaft, Industrie, Politik, Forschung und Wissenschaft sowie aus der Zivilgesellschaft sollten zusammenwirken, um systematisch Lösungen für eine zukunftsfähige Stromversorgung umsetzen zu können.

Hierbei können alle Wertschöpfungspotentiale in der Region genutzt werden:

- für Kommunen und Kreise,
- für Energiewirtschaft und Industrie/Gewerbe/Handel,
- für Hochschulen und Institute,
- für beteiligte Unternehmen und Bürger.

Den verantwortlich handelnden Personen in der IRR wird - im Kontext der sich verändernden Bedingungen in der Energiewirtschaft - empfohlen, sehr zügig ein Gesamtpaket zu schnüren, bestehend aus verschiedenen Maßnahmenfeldern in

- dem bedarfsgerechten Aus- und Umbau der Verteilnetze,
- der Integration von neuen Technologien und Systemdienstleistungen in die regionalen Netze einschließlich des Lastmanagements,
- der ITK-Vernetzung der Anlagen (Erzeugung, Netz, Verbraucher) und dem TIE-Cluster,
- Finanzierungsstrukturen und Investitions-Anreize

zusätzlich in:

- der Optimierung der Energieeffizienz (privat/insbesondere aber Unternehmen),
- dem weiteren Ausbau der dezentralen, erneuerbaren Energieanlagen (DEA),
- der Leistungssteigerung bestehender DEA-Standorte,
- der Realisierung von effizienten Wandlerketten und der Speicherung,
- dem Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung und der Wärmenetze,
- der Etablierung von regionalen Energiemanagementeinheiten unter Einbezug von Bürgern und Unternehmen.

Nur so werden die regionalen Verteilnetze in der Zukunft und beim Wechsel von zentralen konventionellen zu dezentralen erneuerbaren Erzeugungsstrukturen leistungsfähig und flexibel bleiben - und damit zur Versorgungssicherheit für Bürger und Unternehmen in der IRR auf gewohnt hohem Niveau gewährleisten!

---

## 9. ABBILDUNGEN UND TABELLEN

Kapitel	Art	Nr.	Bezeichnung
1.1	Grafik	1	Geografische Lage der Innovationsregion Rheinisches Revier Quelle: IRR Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH
2.1	Grafik	2	Darstellung Rheinisches Braunkohlerevier Quelle: OpenStreetMap data (Thomas Römer)
3.1	Grafik	3	Energiewende Quelle: SME
3.1	Tabelle	1	Leitstudie 2010 Energiewende Quelle: Basisszenario 2010
3.2	Grafik	4	Energiesicherheitsdreieck Quelle: SME
4.2	Grafik	5	Unbundling Quelle: IRR Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH
4.2	Grafik	6	Netzbetreiberstruktur (Beispiel) Quelle: SME
4.2	Grafik	7	„Wanderung“ der Erzeugungsschwerpunkte Quelle: SME
4.3	Grafik	8	Prinzipielle Darstellung der Netzebenen und der typische Erzeuger/Lasten Quelle: SME
4.3	Grafik	9	Verbundsysteme Stromnetz Europa Quelle: Wikimedia Commons
5.	Grafik	10	Konvergenz Energie-, Informations- und Kommunikationsnetze Quelle: SME
6.1	Grafik	11	Installierte Leistungen der Erzeugungsanlagen im IRR-Gebiet in Megawatt und prozentual Quelle: SME
6.1	Grafik	12	Aufteilung der installierten Leistung der konventionellen Anlagen in Megawatt und prozentual Quelle: SME
6.1	Grafik	13	Aufteilung der installierten Leistungen der KWK/BHKW Anlagen nach Energieträgern in Megawatt und prozentual Quelle: SME
6.1	Grafik	14	Aufteilung der installierten Leistung der EE-Anlagen in Megawatt und prozentual Quelle: SME
6.1	Grafik	15	Netzebenen und Einspeiser in summierter Leistung in Megawatt und Anzahl der Anlagentypen Quelle: SME
6.1	Grafik	16	Netzebenen und EE-Einspeiser mit summierter Stromproduktion in Megawattstunden und Anzahl der Anlagentypen Quelle: SME
6.1	Grafik	17	„Wanderung“ der Energieproduktion im IRR Gebiet Quelle: SME
6.2	Grafik	18	Stromversorgungsgebiete der Verteilnetzbetreiber Quelle: SME
6.3	Grafik	19	EEG-Umlage befreite Unternehmen im IRR-Gebiet Quelle: SME
6.3	Grafik	20	Branchenaufteilung der EE-Umlage befreiten Unternehmen/Anlagen nach Kreisen der IRR Quelle: SME
6.3	Grafik	21	Energierrelevante Unternehmen in der IRR nach Branchen Quelle: SME
6.3	Grafik	22	Installierte Leistung der EE- und KWK-Anlagen geschlüsselt nach Einspeiseebenen in Megawatt Quelle: SME
7.1	Grafik	23	„Wanderung“ der Erzeugungsschwerpunkte und der Systemaufgaben in die Verteilnetze Quelle: SME
7.6	Grafik	24	Bereiche für ein regionales Energiemanagement und Innovationen Quelle: SME

## 10. LITERATUR UND QUELLEN

AGEB	AG Energiebilanzen e.V. c/o Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) Mohrenstraße 58 10117 Berlin c/o Deutscher Braunkohle-Industrie-Verein Max-Planck-Straße 37 50858 Köln
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle Frankfurter Straße 29 - 35 65760 Eschborn
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen Tulpenfeld 4 53113 Bonn
bdew	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Reinhardtstraße 32 10117 Berlin
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Godesberger Allee 185 - 189 53175 Bonn
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH Chausseestraße 128a 10115 Berlin
Energy Map	Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V. (DGS) Wrangelstraße 100 10997 Berlin
ENTSO-E	European Network of transmission system operators for electricity Avenue de Cortenbergh 100 B - 1000 Brüssel
ewi	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln Alte Wagenfabrik Vogelsanger Straße 321 a 50827 Köln
HWWI	Hamburgisches WeltWirtschafts Institut Heimhuder Straße 71 20148 Hamburg
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. Stresemannallee 15 60596 Frankfurt

## 11. DISCLAIMER

Diese Ausarbeitung stellt eine allgemeine Information mit unverbindlichem Charakter dar. Die Inhalte spiegeln die Auffassung der SME Management GmbH zum Zeitpunkt der Veröffentlichung wider. Obwohl die Informationen mit größtmöglicher Sorgfalt erstellt wurden, besteht kein Anspruch auf sachliche Richtigkeit, Vollständigkeit beziehungsweise Aktualität. Diese Ausarbeitung kann zudem nicht den besonderen Umständen eines Einzelfalles Rechnung tragen.

Eine Verwendung liegt daher in der eigenen Verantwortung der Leser. Jegliche Haftung wird ausgeschlossen.

Alle Rechte, auch der auszugsweisen Vervielfältigung, liegen bei der SME Management GmbH und der IRR Innovationsregion Rheinisches Revier GmbH.

## 12. GLOSSAR

ACER	Agentur für die Kooperation der Energieregulatoren
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAPEX	capital expenditures
CTG	Corporate Transformation Group GmbH
Dena	Deutsche Energie-Agentur
DSO	Distribution System Operator
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange AG
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EO	Erlösbergrenze
EK	Eigenkapital
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
FVEE	ForschungsVerbund Erneuerbare Energien
HWWI	Hamburgisches WeltWirtschaftsinstitut
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KAV	Konzessionsabgabeverordnung
KLR	Kosten- und Leistungsrechnung
kV	Kilovolt (= 1.000 V)
kWh	Kilowattstunde (= 1.000 Wattstunden)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS-Netz	Mittelspannungsnetz
MW	Megawatt (= 1.000.000 Watt)
MWh	Megawattstunde
NEP	Netzentwicklungsplan
NS-Netz	Niederspannungsnetz
OPEX	operational expenditures
Q-Element	Qualitätselement
PV-Anlagen	Photovoltaik-Anlagen
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TOTEX	total expenditures
Trafo	Transformator
TSO	Transmission System Operator
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
V	Volt
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V.
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber