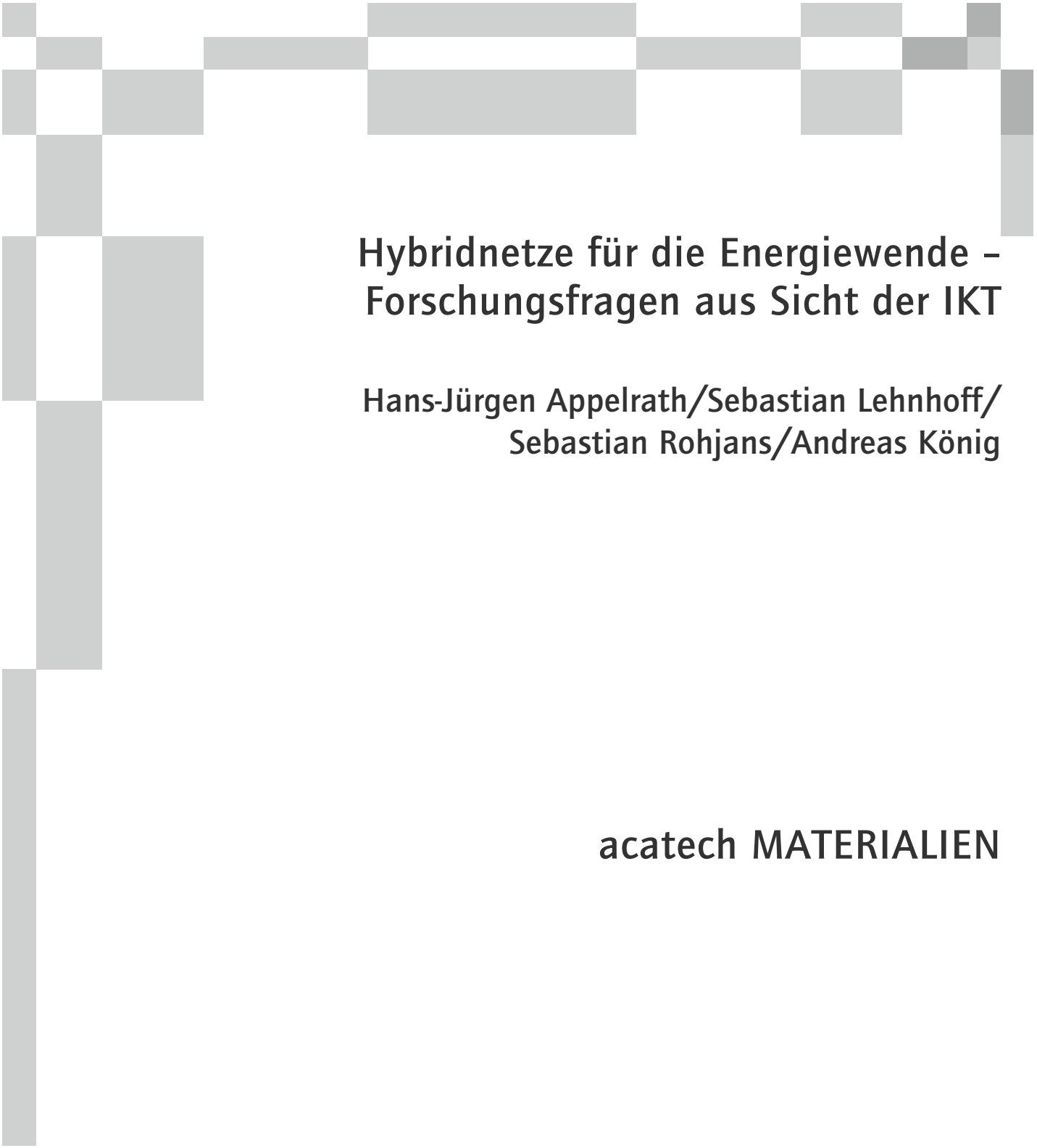




Hybridnetze für die Energiewende – Forschungsfragen aus Sicht der IKT

Hans-Jürgen Appelrath/Sebastian Lehnhoff/
Sebastian Rohjans/Andreas König

acatech MATERIALIEN

Autoren:

Prof. Dr. Dr. h.c. Hans-Jürgen Appelrath
Universität Oldenburg
Escherweg 2
26121 Oldenburg
E-Mail: appelrath@offis.de

Dr.-Ing. Sebastian Rohjans
OFFIS - Institut für Informatik
Escherweg 2
26121 Oldenburg
E-Mail: sebastian.rohjans@offis.de

Jun.-Prof. Dr. Sebastian Lehnhoff
OFFIS - Institut für Informatik
Escherweg 2
26121 Oldenburg
E-Mail: sebastian.lehnhoff@offis.de

Dr.-Ing. Andreas König
acatech - DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN
Am Hofgarten 2
80539 München
E-Mail: koenig@acatech.de

Projekt: Hybridnetze

Reihenherausgeber:

acatech - DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN

Geschäftsstelle
Residenz München
Hofgartenstraße 2
80539 München

Hauptstadtbüro
Unter den Linden 14
10117 Berlin

Brüssel-Büro
Rue du Commercial/Handelsstraat 31
1000 Brüssel

T +49 (0) 89 / 5 20 30 90
F +49 (0) 89 / 5 20 30 99

T +49 (0) 30 / 2 06 30 96 10
F +49 (0) 30 / 2 06 30 96 11

T +32 (0) 2 / 5 04 60 60
F +32 (0) 2 / 5 04 60 69

E-Mail: info@acatech.de
Internet: www.acatech.de

© acatech - DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN 2012

Redaktion: Lektorat Berlin, Ralf Sonnenberg

Layout-Konzeption: acatech

Konvertierung und Satz: Fraunhofer-Institut für Intelligente Analyse- und Informationssysteme IAIS, Sankt Augustin

Druck: Laserline, Berlin

> DIE REIHE acatech MATERIALIEN

In dieser Reihe erscheinen Diskussionspapiere, Vorträge und Vorstudien, die im Rahmen der acatech Projektarbeit entstanden sind. Die Bände dieser Reihe liegen in der inhaltlichen Verantwortung der jeweiligen Herausgeber und Autoren.

Autoren:

H.-Jürgen Appelrath (acatech/OFFIS), Sebastian Lehnhoff (OFFIS),
Sebastian Rohjans (OFFIS), Andreas König (acatech Geschäftsstelle)

acatech dankt den Teilnehmern der beiden Workshops „Hybridnetze für die Energiewende“ am 26.06.2012 und 24.10.2012 jeweils in Berlin und den durch ihre Fachkenntnisse an diesem Materialband mitwirkenden Experten. Namentlich möchten sich acatech und OFFIS dabei bei folgenden Personen bedanken:

Martin Altrock (Becker Büttner Held Rechtsanwälte), Dierk Bauknecht (Öko-Institut), Andreas Breuer (RWE Deutschland AG), Johannes Dasenbrock (Fraunhofer IWES), Holger Derlien (TU Clausthal), Wolfgang Dorst (BITKOM), Volkmar Döricht (Siemens AG), Torsten Drzisga (acatech Projektgruppe „Future Energy Grid“), Wolf Fichtner (KIT), Kathrin Goldammer (IASS), Robert Hinterberger (NEW ENERGY Capital Invest GmbH), Till Luhmann (BTC AG), Mathias Maerten (Siemens AG), Gert Müller-Syring (DBI Gas- und Umwelttechnik), Zoltán Nocht (SAP AG), Benedikt Römer (CDTM), Dirk Uwe Sauer (RWTH Aachen), Marco Sauer (ZVEI), Hartmut Schmeck (KIT), Benjamin Scholz (BDEW), Holger Skurk (BITKOM), Kerstin Straube (Deutsche Telekom AG), Orestis Terzidis (KIT), Thomas Wahl (DLR), Gregor Waldstein (SolarFuel GmbH), Ingo Weidlich (AGFW), Thomas Wiedemann (RWE Deutschland AG) und Michael Zinke (BMW).

INHALT

1	ZUSAMMENFASSUNG UND EMPFEHLUNGEN	7
2	EINLEITUNG UND MOTIVATION	9
2.1	Herausforderungen an die zukünftige Energieversorgung	9
2.2	Reduzierung der „Speicherlücke“ im Stromnetz	9
3	HYBRIDNETZE ALS PROZESSKOPPELENDE LÖSUNG	11
3.1	Domänenübergreifende Flexibilisierung	11
3.2	Lastverschiebung entlang Prozess- und Wertschöpfungsketten von Strom- und Gasnetz	11
3.3	Ordnungsrahmen für Hybridnetze	11
3.4	Virtuelle Kopplungsprozesse	15
3.5	IKT als Grundlage für die technische Umsetzung	17
3.6	Hybridisierung zwischen Strom- und Gasprozesskette	18
4	METHODISCHES VORGEHEN	19
4.1	Genereller Ansatz Anwendungsfall-Methodik	20
4.2	Anwendung auf das Beispiel Power-to-Gas(-to-Heat)	20
4.2.1	Phase 0 – Konventionen und Richtlinien	20
4.2.2	Phase 1 – Initiale Entwicklung	21
4.2.3	Phase 2 – Konsolidierung und Klassifizierung	21
4.2.4	Phase 3 – Detaillierung	21
4.2.5	Phase 4 – Finalisierung und Freigabe	22
4.2.6	Phase 5 – Verwendung	23
4.3	Adaption des Vorgehens	23
5	FORSCHUNGSFRAGEN FÜR IKT-EINSATZ IN HYBRIDNETZEN	25
5.1	Technologische Fragen und Herausforderungen	25
5.2	Wirtschaftliche Fragen und Herausforderungen	26
5.3	Rechtliche und regulatorische Fragen und Herausforderungen	26
5.4	Systemische und integrierte Fragen und Herausforderungen	26
5.5	Besondere Herausforderungen für die Informations-, Kommunikations- und Automatisierungstechnologien	27
6	LITERATUR	28

1 ZUSAMMENFASSUNG UND EMPFEHLUNGEN

Eine der zentralen Herausforderungen der sogenannten Energiewende – begründet vor allem durch den hohen Anteil von volatil einspeisenden erneuerbaren Energieumwandlungsanlagen (EE-Anlagen) – ist die zunehmend auftretende „Speicherlücke“ im elektrischen Energieversorgungssystem. Der Begriff Speicherlücke umschreibt dabei fehlende Flexibilitäten im Stromnetz, um in Schwachlastzeiten überschüssige elektrische Energie speichern zu können und diese in Starklastzeiten wieder bereitzustellen. Hybridnetze stellen eine mögliche Lösung für diese Herausforderungen im Umgang mit stark schwankender Residuallast dar.

Unter einem Hybridnetz verstehen wir ein energiedomänenübergreifendes (oder auch intersektorielles¹) Energiesystem, in dem Energie jeweils in ihrer aktuellen Form verbraucht, gespeichert oder transportiert oder aber über eine Konversion in eine andere Energieform gewandelt werden kann, in der sie wiederum verbraucht, gespeichert oder transportiert werden kann. Diese Möglichkeit der Transformation von Energie besitzt großes Potenzial für eine größere Flexibilität und Stabilität im Energiesystem. So können Kosten gespart werden, wenn günstigere Speicher- oder Transportkapazitäten genutzt oder auf diese Weise das Abschalten von Einspeisung aus fluktuierenden EE vermieden werden kann. Im ersten Schritt liegt hierbei der Fokus auf den Versorgungssystemen und Versorgungsnetzen für Strom, Gas und Wärme sowie deren Kopplung über industrielle Anlagen und Großverbraucher.

Im Rahmen zweier von acatech veranstalteter Workshops wurde mit ausgewählten Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft diskutiert, welche Begriffe und Attribute für eine Beschreibung und Definition des Begriffs „Hybridnetz“ wichtig erscheinen. Es wurde deutlich, dass der „Systemintelligenz“ bei einer domänenübergreifenden Betrachtung, welche die Speicher- und Transportfunktionen sowie die intersektorielle Lastverschiebung koordiniert und optimiert, eine große Bedeutung beigemessen wird. Wirtschaftlichkeit von Kopplungsprozessen, technische Flexibilisierung, eine Entwicklung hin zu einem Energieinformationsnetz und die intersektorielle Interoperabilität stellen ebenfalls bedeutsame Aspekte eines Hybridnetzes dar.

In den beiden Workshops wurden zudem ein strukturierender Ordnungsrahmen entwickelt und unter Verwendung einer etablierten, phasenorientierten Methodik relevante und für alle beteiligten Akteure als attraktiv eingeschätzte Anwendungsfälle identifiziert. Hierbei wurde vornehmlich das Ziel verfolgt, eine Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Anwendungsfällen zu ermöglichen, um ein gemeinsames gesamtsystemisches Verständnis zu schaffen. Basierend auf den Anwendungsfällen konnte dann analysiert werden, in welchem Umfang Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) sowie Automatisierungstechnologien als verteilte „Systemintelligenz“ implementiert werden müssen, um diese Anwendungsfälle zu realisieren. Dazu wurden abgeleitete Forschungsbedarfe in Form von Forschungsfragen in den Bereichen Technologie, Wirtschaft, rechtlicher und regulatorischer Rahmen, systemische Integration und besondere Herausforderungen mit Querschnittscharakter identifiziert.

Dieses Papier beschreibt nachfolgend in Kapitel 2 zunächst die Herausforderungen an eine künftige elektrische Energieversorgung und geht dabei insbesondere auf das Problem einer größeren werdenden Speicherlücke ein, die einen fortschreitenden und wirtschaftlichen Ausbau dargebotsabhängiger Stromerzeugungsanlagen erschwert. In Kapitel 3 wird das Themenfeld Hybridnetz, das eine mögliche Antwort auf diese Herausforderung bietet, genauer beleuchtet. Dazu wird zunächst exemplarisch eine domänenübergreifende Flexibilisierung durch Lastverschiebung entlang der Prozess- und Wertschöpfungsketten von Strom- und Gasnetz diskutiert. Im Anschluss daran wird ein struktureller Ordnungsrahmen für das Themenfeld vorgestellt, mit dem sich derartige und weitere – neben Strom- und Gasnetz auch weitere Energiedomänen betreffende – Prozessketten bewerten und untereinander vergleichen lassen. Weiterhin werden sogenannte virtuelle Kopplungsprozesse und notwendige IKT-Funktionalitäten als Grundlage für die technische Umsetzung von Hybridnetzen beschrieben. Eine Methodik zur Entwicklung geeigneter Anwendungsfälle im Kontext von Hybridnetzen wird in Kapitel 4 vorgestellt und anhand eines konkreten Beispiels demonstriert. Abschließend werden in Kapitel 5, basierend auf identifizierten technischen Lücken und Herausforderungen der diskutierten Anwendungsfälle, Forschungsfragen für Hybridnetze abgeleitet.

¹ Im Rahmen des vorliegenden Dokuments werden die Begriffe „Energiedomäne“ und „Energiesektor“ synonym verwendet.

2 EINLEITUNG UND MOTIVATION

2.1 HERAUSFORDERUNGEN AN DIE ZUKÜNFTIGE ENERGIEVERSORGUNG

Mit der Energiewende² sind ehrgeizige Ziele zum Ausbau der EE und des elektrischen Energieversorgungssystems verbunden. Um diese Ziele zu erreichen genügt es nicht, konventionelle Kraftwerke durch EE-Anlagen zu ersetzen und die elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen kostengünstiger zu machen. Vielmehr führt der Umstieg auf erneuerbare Energiequellen zu gravierenden Herausforderungen hinsichtlich der Versorgungsqualität innerhalb des elektrischen Energiesystems.

Mit einer zunehmenden Einspeisung aus volatilen, dargebotsabhängigen EE-Anlagen in das Stromnetz erhöht sich der Transport- und Speicherbedarf zur Befriedigung des von der Erzeugung räumlich und zeitlich entkoppelten elektrischen Energiebedarfs. Dabei wird ab einem Anteil von vierzig Prozent an EE von einem signifikanten Speicherbedarf ausgegangen³, der auch durch die im Netzentwicklungsplan entworfenen Ausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz nicht gedeckt wird.⁴

2.2 REDUZIERUNG DER „SPEICHERLÜCKE“ IM STROMNETZ

Diese Speicherlücke im elektrischen Energieversorgungssystem entsteht durch die Differenz zwischen volatiler Erzeugung und dem Bedarf an Energie für die geforderten Energiedienstleistungen. Dadurch sind einerseits eine verstärkte Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb der Domäne der elektrischen Energieversorgung (zum Beispiel über Smart Grids⁵), um beide Prozesse zeitlich stärker aneinander zu koppeln (und so den Speicherbedarf zu reduzieren), andererseits – wo dies alleine nicht ausreicht und Abregelungen oder sogar Abschaltungen vorgenommen werden müssten – eine domänenübergreifende Flexibilisierung und Kopplung von Infrastrukturen unterschiedlicher Energieformen über adäquate Wandlungs- und Kopplungsprozesse erforderlich.

Erhebliche Effizienzpotenziale liegen daher außerhalb des elektrischen Energiesektors: Gasspeicher haben die 1.500 bis 3.000-fache Kapazität aller in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherkraftwerke, und eine Langzeitspeicherung über sogenannte Power-to-Gas-Prozesse kann trotz der begrenzten Wirkungsgrade der Wandlungsprozesse bei einer gesamt-systemischen und -wirtschaftlichen Betrachtung effizient sein.⁶ Power-to-Gas bietet eine Möglichkeit, das bestehende Erdgasnetz als saisonalen Großspeicher für den Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung in Deutschland technisch und wirtschaftlich nutzbar zu machen.

Das Gasnetz ist jedoch nur eine Facette einer domänenübergreifenden Prozesskopplung zur Lastverschiebung oder Langezeitspeicherung von Energie. Abbildung 1 zeigt die Energieflüsse der Bundesrepublik Deutschland im Jahr 2010.⁷ Die wichtigsten Energienetze in Deutschland in der Reihenfolge der Endenergieverbrauchsmengen sind hierbei

- Mineralölnetz
- Gasnetz
- Stromnetz und
- Wärmenetz

Durch eine Kopplung dieser bislang weitgehend eigenständig betriebenen und isoliert betrachteten Energienetze und -systeme eröffnen sich zusätzliche Flexibilitäten und Freiheitsgrade entlang der jeweils domänenspezifischen energetischen Prozess- und Wertschöpfungsketten von Erzeugung, Speicherung, Transport, Verteilung und Verbrauch. Eine derartige Kopplung ermöglicht eine bessere Deckung des Bedarfes an Energiedienstleistungen aus verschiedenen Energiesystemen. Das heißt: Energie wäre zur richtigen Zeit, am richtigen Ort, in der geforderten Art, mit hoher Zuverlässigkeit sowie unter dem Vorsatz der Minimierung sowohl von Kosten (individuell und volkswirtschaftlich) als auch des Ressourcenverbrauches verfügbar.

² Die Energiewende beschreibt einen graduell fortschreitenden Prozess. Eine geeignete Möglichkeit, sie im Kontext dieser Arbeit zu quantifizieren, ist die volatile Durchdringung des Energiesystems, die den Anteil der primären Energiebereitstellung aus dargebotsabhängigen Umwandlungsprozessen beschreibt.

³ VDE 2012.

⁴ NEP 2012.

⁵ Appelrath et al. 2012.

⁶ Für eine technische Beschreibung der Kopplung von Strom- und Gasnetz (Power-to-Gas) sei auf Abschnitt 3.3.2 des Netzentwicklungsplans verwiesen (NEP 2012, NEP-Gas 2012).

⁷ Vergleichbare Darstellungen neueren Datums liegen nicht vor.

Mio. t Steinkohleneinheiten (SKE)*



Umwandlung

Endenergieverbrauch
317,7

Anteile in %

Bergbau und Verarbeitendes

Gezweife, insgesamt 66,4

Segment	Value
1	8.3
2	5.6
3	12.9
4	2.5
5	34.8
6	5.2

Verkehr insgesamt 87,3

Verkehrstyp	Anteil (%)
Verkehr insgesamt	92,6
Sonstige	4,7
Sonstige	2,3
Sonstige	0,3

Haushalte 91,3

Household Type	Percentage
Single-person households	11.8%
Two-person households	1.2%
Three-person households	0.9%
Four-person households	38.0%
Five-person households	22.0%
Six-person households	19.1%

Gewerbe, Handel,
Dienstleistungen und
übige Verbraucher 50,6

*) 1 Mio. t SKE -29,308 Petajoule (PJ)
 **) Wasserkraft, Windkraft, Photovoltaik und sonstige erneuerbare Energieträger (u.a. Brennholz).
 ***) Austauschsaldo Strom und sonstige Case.
 Abweichungen in den Summen sind rundungsbedingt.
 Der Anteil der erneuerbaren Energieträger am Primärenergieverbrauch liegt insgesamt bei 10,0 %.

3 HYBRIDNETZE ALS PROZESSKOPPELENDE LÖSUNG

3.1 DOMÄNENÜBERGREIFENDE FLEXIBILISIERUNG

Ein derartiges domänenübergreifendes (oder auch intersektuelles) Energiesystem wird als Hybridnetz bezeichnet. In einem Hybridnetz kann Energie jeweils in ihrer aktuellen Form verbraucht, gespeichert oder transportiert oder über einen Konversionsprozess in eine andere Energieform gewandelt werden, in der sie wiederum verbraucht, gespeichert oder transportiert werden kann. Ein Hybridnetz bietet somit alternative Nutzungsoptionen insbesondere für elektrische Energie, die in Zeiten des Überangebots in das Stromnetz eingespeist wird, und bietet in Zeiten der Unterdeckung von Lasten die Möglichkeit, die Stromproduktion flexibler zu gestalten. Dabei stehen der Rückverstromung von Zwischenprodukten und gewandelten Energieformen alternative energetische, aber auch stoffliche Nutzungsoptionen gegenüber. In dieser Funktion dient ein Hybridnetz letztendlich dem übergeordneten Ziel einer effizienten Integration fluktuierend erzeugender, erneuerbarer Energiequellen in das sich wandelnde deutsche beziehungsweise europäische Energiesystem.

Die Möglichkeit der Transformation von Energie stellt ein großes Potenzial für eine größere Flexibilität und Stabilität im Energiesystem⁸ dar. Auf diese Weise können Kosten gespart werden, wenn günstigere Speicher- oder Transportkapazitäten genutzt oder auf diese Weise das Abschalten von Einspeisung aus fluktuierenden EE vermieden wird.

In einem derartigen Hybridnetz verschmelzen Energiesysteme domänenübergreifend mithilfe intelligenter IKT zu einer ressourcenschonenden, flexiblen, sicheren und stabileren Versorgungsinfrastruktur. Es kommt zu einer Konvergenz von Versorgungs- und Informationsinfrastrukturen, die den Anforderungen der Energiewende effizienter als bisher Rechnung trägt.

3.2 LASTVERSCHIEBUNG ENTLANG PROZESS- UND Wertschöpfungsketten von STROM- UND GASNETZ

Ein wichtiger Baustein zur effizienten Umsetzung der Energiewende könnte die Speicherung von Strom im Gasnetz mithilfe des Power-to-Gas-Konzeptes darstellen. Hierbei wird Strom zur

Wasserstoffelektrolyse gegebenenfalls mit anschließender Methanisierung eingesetzt, um das so erzeugte Gas (Wasserstoff H_2 oder Methan CH_4) im Gasnetz zu speichern. Abbildung 2 veranschaulicht beispielhaft einen geschlossenen Prozesskreislauf für die Kopplung von Strom- und Gasnetz (Power-to-Gas) und wieder zurück ins Stromnetz. Dabei kann eine Verbrauchs- und Erzeugungsprozessoptimierung zunächst geschlossen innerhalb der Strom oder Gasdomäne unter Verwendung domänenspezifischer Freiheitsgrade ablaufen (im Stromnetz: Virtuelle Kraftwerke, Demand Side Management, Demand Response, Kurzspeichern elektrischer Energie in Elektrofahrzeugen (V2G) etc.). Darüber hinaus ist eine domänenübergreifende Prozessflexibilisierung und -optimierung möglich. Die Kopplung kann dabei über Wasserstoffsynthese und gegebenenfalls anschließende Methanisierung als stofflichem Wandlungsprozess vom Strom- ins Gasnetz erfolgen und (in dem hier gezeigten geschlossenen Beispiel) über die Rückverstromung mittels Verbrennungsprozessen oder über Brennstoffzellen ins elektrische Energiesystem. Diese Wandlungsprozesse sind über ihre Wirkungsgrade mit entsprechenden Verlusten verbunden (Wirkungsgrade chemischer/physikalischer Wandlungsprozesse Power-to-Gas: 65-75 Prozent, Gas-to-Power: 40-60 Prozent).

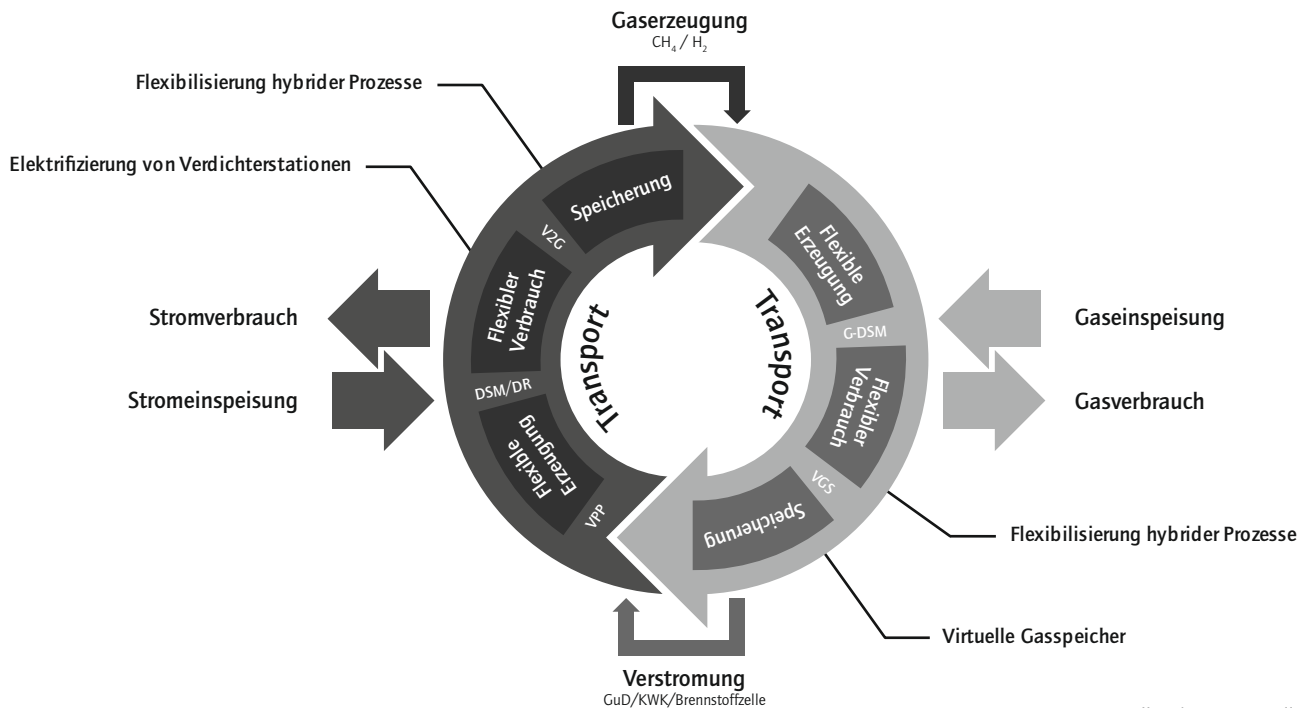
Eine effizientere Kopplung der beiden Energiesysteme Strom und Gas ist darüber hinaus über bivalente Verbraucher möglich, die sich wahlweise mit Strom oder Gas betreiben lassen (zum Beispiel thermische (industrielle) Schmelzprozesse, Verdichterstationen). Bivalente Verbraucher stellen damit – insofern es die Infrastruktur erlaubt und derartige „Systemkoppler“ vorhanden sind – sogenannte „virtuelle“ Wandlungsprozesse dar, in dem sie (am Beispiel Power-to-Gas) wahlweise mehr Strom und dafür weniger Gas umsetzen oder umgekehrt mehr Gas und dafür weniger Strom verbrauchen.

3.3 ORDNUNGSRAHMEN FÜR HYBRIDNETZE

Zur Analyse und Bewertung des Potenzials der Flexibilisierung von Prozessen innerhalb domänenübergreifender Energienetze sowie der Anforderungen an erforderliche IKT- und Automatisierungsinfrastrukturen (Energieinformationsnetze) wurde im Rahmen des 1. acatech Workshops „Hybridnetze für die Energiewende“ im Juni 2012 ein Ordnungsrahmen entworfen, um das Feld Hybridnetze

⁸ Dabei ist das Interesse an einer domänenübergreifenden Kopplung der Energiesysteme derzeit maßgeblich elektrisch getrieben, da das Stromnetz von den betrachteten Energiesystemen die höchste Dynamik und damit verbunden die kürzesten Führungsintervalle mit harten Zeitvorgaben sowie keine Energiespeicheroptionen in nennenswertem Umfang besitzt.

Abbildung 2: Power-to-Gas(-to-Power) Prozesskopplung



Quelle: Eigene Darstellung.

zu strukturieren und – unter Berücksichtigung ausgewählter Technologiekombinationen – zur Diskussion zu stellen. Hierbei wurde besonders deutlich, dass sowohl eine zeitliche als auch räumliche Differenzierung von Kopplungs- und Speicherprozessen vorgenommen werden muss, da Energie über unterschiedliche Zeiträume gespeichert und wieder verfügbar gemacht werden kann und dabei Erzeugungs- und Verbrauchsort unterschiedlich weit voneinander entfernt sein können.

Um innerhalb des Ordnungsrahmens für Prozesskopplungen, die relevant für intersektorielle Hybridnetze erscheinen, als eigenständige Energiedomäne berücksichtigt werden zu können, muss eine Domäne daher zwingend über zeitlich und räumlich differenziert zu bewertende Speicher- beziehungsweise Transporteigenschaften verfügen. Weitere wesentliche Eigenschaften sind eine räumlich flächendeckende Infrastruktur mit dezentralem (bidirektionalen) Zugang.

Wendet man dieses Raster auf die oben identifizierten Energienetze (Mineralöl, Gas, Strom und Wärme) an, so fällt auf, dass das Mineralölnetz zwar die Domäne mit der größten Energieverbrauchsmenge ist und über eine flächendeckende Infrastruktur verfügt, aber nur ausgewählte Akteure (Raffinerien, Häfen etc.) Zugang zu dieser Infrastruktur haben. Aus diesem Grund wird das Mineralölnetz nachfolgend nicht mehr betrachtet.⁹

Das vorliegende Papier fokussiert daher für die weiteren Betrachtungen die drei Domänen Stromnetz (Power), Gasnetz (Gas) und Wärmenetz (Heat). Diese Auswahl wird zusätzlich durch die langjährige Entwicklung der Endenergiebereitstellung aus EE in Deutschland unterstützt¹⁰, die ein besonderes Interesse an der Erhöhung der Aufnahmefähigkeit und Transport von Wärme und Strom motiviert.

⁹ „Gas-to-Liquid“ (Wood et al. 2012) ist zwar eine bereits in industriellem Umfang eingesetzte Technologie und ermöglicht somit technisch eine Kopplung von Öl- und Gassektor. Für einen wirtschaftlichen Einsatz sind allerdings deutlich größere Mengen und ein kontinuierlicher Betrieb erforderlich, so dass das Potenzial für die Kompensation volatiler dargebotsabhängiger Energieeinspeisung als eher gering eingeschätzt wird.

¹⁰ BMU 2012.

Die nachfolgende Tabelle dokumentiert die Ergebnisse der interdisziplinären acatech-Workshops bei der Erstellung eines Ordnungsrahmens für Hybridnetze und ist als Verknüpfungsmatrix zu lesen, anhand derer Effizienz und Wirkungsgrade von gebräuchlichen und am Markt erhältlichen domänenübergreifenden Kopplungsprozessen und Technologien mit dem Ziel des Verbrauchs, der Speicherung und des Transports in anderen Formen von Energie in kompakter Form abgelesen werden können¹¹ (der Tabelle liegen Anlagenmodelle und -leistungsklassen für einen Anschluss in den Verteilnetzen zugrunde). Gerade Stadtwerke – aber auch andere Energieversorger – arbeiten regional schon heute mit Querverbünden – jedoch ohne gekoppelte Betriebsführung – über diese drei Energiedomänen hinweg (häufig noch zusätzlich im Verbund mit Wassernetzen) und bieten so, unter Berücksichtigung

gegebenenfalls noch zusätzlich verfügbarer kommunaler Infrastrukturen¹², weitere Flexibilitäten und Möglichkeiten zur Kopplung. Der Tabelle ist zu entnehmen, mit welchem energetischen Wirkungsgrad und zu welchen Kosten ein Transfer von einem Energiesektor (Strom, Gas, Wärme) in einen anderen erfolgen kann beziehungsweise wie die Verluste durch Transport und Speicherung räumlich und zeitlich differenziert abzuschätzen sind.

Die angegebenen Prozentzahlen sind dabei weitgehend als Abschätzungen für weitergehende Diskussionen zu verstehen, da besonders die Kosten für entsprechende Prozesse in vielen Bereichen bislang nicht quantifiziert, sondern nur qualitativ angegeben worden sind. Ziel zukünftiger Forschungsprojekte sollte es sein, eine solche Matrix mit quantitativen Daten zu füllen

Tabelle 1: Ordnungsrahmen zur Übersicht über Effizienz und Wirkungsgrade von domänenübergreifenden Kopplungsprozessen

	Power	Gas	Heat								
Power	<table><tr><td>Kurzzeitspeicher Effizienz: 90% Kosten: hoch</td><td>Nahtransport Effizienz: 98% Kosten: mittel</td></tr><tr><td>Langzeitspeicher Effizienz: 40% (Druckluftsp.) 75% (Pumpspeicher) Kosten: hoch</td><td>Ferntransport Effizienz: 93% Kosten: mittel</td></tr></table>	Kurzzeitspeicher Effizienz: 90% Kosten: hoch	Nahtransport Effizienz: 98% Kosten: mittel	Langzeitspeicher Effizienz: 40% (Druckluftsp.) 75% (Pumpspeicher) Kosten: hoch	Ferntransport Effizienz: 93% Kosten: mittel	<table><tr><td>Power-to-Gas Wirkungsgrad: 75% / 65% (H₂, CH₄)</td></tr><tr><td>Kosten: mittel</td></tr></table>	Power-to-Gas Wirkungsgrad: 75% / 65% (H ₂ , CH ₄)	Kosten: mittel	<table><tr><td>Power-to-Heat Wirkungsgrad: 100% / 300% (Widerstand, WP)</td></tr><tr><td>Kosten: gering/mittel WP: Wärmepumpe</td></tr></table>	Power-to-Heat Wirkungsgrad: 100% / 300% (Widerstand, WP)	Kosten: gering/mittel WP: Wärmepumpe
	Kurzzeitspeicher Effizienz: 90% Kosten: hoch	Nahtransport Effizienz: 98% Kosten: mittel									
Langzeitspeicher Effizienz: 40% (Druckluftsp.) 75% (Pumpspeicher) Kosten: hoch	Ferntransport Effizienz: 93% Kosten: mittel										
Power-to-Gas Wirkungsgrad: 75% / 65% (H ₂ , CH ₄)											
Kosten: mittel											
Power-to-Heat Wirkungsgrad: 100% / 300% (Widerstand, WP)											
Kosten: gering/mittel WP: Wärmepumpe											
Gas	<table><tr><td>Gas-to-Power Wirkungsgrad: 40% / 60% (BHKW, GuD & BZ)</td></tr><tr><td>Kosten: mittel (GT, GuD, BZ) GT: Gastherme, GuD: Gas und Dampf, BZ: Brennstoffzelle</td></tr></table>	Gas-to-Power Wirkungsgrad: 40% / 60% (BHKW, GuD & BZ)	Kosten: mittel (GT, GuD, BZ) GT: Gastherme, GuD: Gas und Dampf, BZ: Brennstoffzelle	<table><tr><td>Kurzzeitspeicher Effizienz: 100% Kosten: gering</td><td>Nahtransport Effizienz: 95% Kosten: mittel</td></tr><tr><td>Langzeitspeicher Effizienz: 90% Kosten: gering</td><td>Ferntransport Effizienz: 90% Kosten: gering</td></tr></table>	Kurzzeitspeicher Effizienz: 100% Kosten: gering	Nahtransport Effizienz: 95% Kosten: mittel	Langzeitspeicher Effizienz: 90% Kosten: gering	Ferntransport Effizienz: 90% Kosten: gering	<table><tr><td>Gas-to-Heat Wirkungsgrad: 95% (Brenner)</td></tr><tr><td>Kosten: gering</td></tr></table>	Gas-to-Heat Wirkungsgrad: 95% (Brenner)	Kosten: gering
	Gas-to-Power Wirkungsgrad: 40% / 60% (BHKW, GuD & BZ)										
Kosten: mittel (GT, GuD, BZ) GT: Gastherme, GuD: Gas und Dampf, BZ: Brennstoffzelle											
Kurzzeitspeicher Effizienz: 100% Kosten: gering	Nahtransport Effizienz: 95% Kosten: mittel										
Langzeitspeicher Effizienz: 90% Kosten: gering	Ferntransport Effizienz: 90% Kosten: gering										
Gas-to-Heat Wirkungsgrad: 95% (Brenner)											
Kosten: gering											
Heat	<table><tr><td>Heat-to-Power Wirkungsgrad:</td></tr><tr><td>Kosten:</td></tr></table>	Heat-to-Power Wirkungsgrad:	Kosten:	<table><tr><td>Heat-to-Gas Wirkungsgrad:</td></tr><tr><td>Kosten:</td></tr></table>	Heat-to-Gas Wirkungsgrad:	Kosten:	<table><tr><td>Kurzzeitspeicher Effizienz: 95% Kosten: gering</td><td>Nahtransport Effizienz: 90% Kosten: mittel</td></tr><tr><td>Langzeitspeicher Effizienz: 75% Kosten: mittel</td><td>Ferntransport Effizienz: 85% Kosten: hoch</td></tr></table>	Kurzzeitspeicher Effizienz: 95% Kosten: gering	Nahtransport Effizienz: 90% Kosten: mittel	Langzeitspeicher Effizienz: 75% Kosten: mittel	Ferntransport Effizienz: 85% Kosten: hoch
	Heat-to-Power Wirkungsgrad:										
Kosten:											
Heat-to-Gas Wirkungsgrad:											
Kosten:											
Kurzzeitspeicher Effizienz: 95% Kosten: gering	Nahtransport Effizienz: 90% Kosten: mittel										
Langzeitspeicher Effizienz: 75% Kosten: mittel	Ferntransport Effizienz: 85% Kosten: hoch										
Legende	technisch & wirtschaftlich nicht im Fokus	Effizienz & Kosten berücksichtigen nur den jeweiligen Wandlungs- prozess zwischen den Domänen.	Speicherung & Transport innerhalb der Domäne								

¹¹ Für die Kopplungsprozesse Heat-to-Power und Heat-to-Gas wurden keine am Markt verfügbaren Technologien identifiziert.

¹² Hinterberger 2012.

und weiter zu differenzieren in Bezug auf verschiedene Technologien innerhalb eines Sektors. Weiterhin ist es notwendig, diese Matrix für die verschiedenen Netzebenen, auf denen in den Energiesektoren jeweils unterschiedliche Technologien zum Einsatz kommen können, zu erstellen.

Die domänenspezifischen Speicher- und Transporteigenschaften werden wie folgt definiert und unterschieden:

- „Kurzzeitspeicher“ sind Einheiten, die einen zeitlichen Energieausgleich innerhalb eines Tages ermöglichen.
- „Langzeitspeicher“ müssen in der Lage sein, gesicherte Leistung bei Ausbleiben der fluktuierenden EE zu liefern. Die dafür notwendige Überbrückungszeit ist unterschiedlich je nach Sektor und Anwendung. Im Sektor „Elektrische Energie“ müssen die Langzeitspeicher bis zu drei Wochen Energie bei Volllast bereitstellen können. Im Bereich der thermischen Speicher sind Langzeitspeicher meist saisonale Speicher für die zeitliche Verschiebung von Überschussenergie vom Sommer in den Winter, betrachten also noch deutlich längere Zeiträume.
- „Nahtransport“ ist der Transport unter Berücksichtigung der Verluste im jeweiligen Netzsegment, also zum Beispiel einem Nahwärmenetz in einer Siedlung oder das Verteilnetz für die elektrische Energie.
- „Ferntransport“ ist der Energietransport über größere Distanzen typischerweise auf einer übergelagerten Netzebene unter Berücksichtigung der spezifischen Verluste, also zum Beispiel einem Fernwärmenetz oder einem Übertragungsnetz.

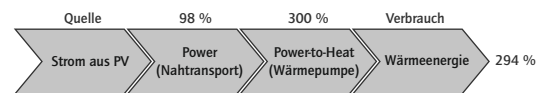
In Strom- und Gasnetzen werden die Verluste durch das Ein- und Ausspeisen sowie durch die „Übergabe“ an den entsprechenden Transformatoren und Kompressionsstufen berücksichtigt. Bei Strom- und Gasnetzen wird zwischen lokalen Verteilnetzen und überregionalen Transportnetzen unterschieden. Im Wärmesektor hingegen wird von einer maximalen Fernübertragung von bis zu 50 Kilometer ausgegangen.

In jedem domänenspezifischen Energiesektor kann Energie transportiert, gespeichert oder verbraucht werden. Über die dargestellte Matrix können die technischen Wirkungsgrade (Nutzenergie) und Effizienz einzelner domänenübergreifender Prozesspfade bewertet werden. Ausgehend von der bereitgestellten Energie existieren so immer mehrere Wege der Verwendung. Beispielhaft sind nachfolgend einige domänenübergreifende Pfade aus gekoppelten Prozessen aufgeführt, die in der Praxis

Bedeutung haben könnten oder auch wenig effiziente Wege aufzeigen. Dabei bedeutet ein geringer Wirkungsgrad nicht automatisch, dass der beschriebene Prozesspfad prinzipiell nicht eingeschlagen werden soll. Aus systemischer Sicht sollte jedoch immer angestrebt werden, die Pfade einzuschlagen, die die größtmögliche Energienutzung ermöglichen. Die nachfolgenden Prozesspfade sind in diesem Zusammenhang Betrachtungen erster Ordnung. Für eine gesamtsystemische Betrachtung müssen die (möglicherweise dynamischen) Gesamtsystemkosten berücksichtigt werden, wodurch es zu einer Verschiebung bei der Bewertung der nachfolgenden Prozesspfade kommen kann.

1. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung über eine PV-Anlage im Verteilnetz, Nahtransport im Verteilnetz und anschließender Verbrauch im Wärmenetz, gekoppelt über eine Wärmepumpe.

Abbildung 3 : Prozesskette Powerto-Heat

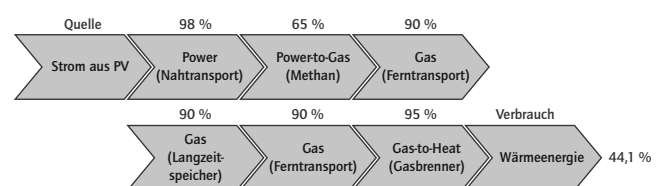


Quelle: Eigene Darstellung.

Der hier diskutierte theoretische „Wirkungsgrad“ einer Wärmepumpe von 300 Prozent ist hochgradig standortspezifisch. Dieser sogenannte Coefficient of Performance (CoP) kommt dadurch zustande, dass über die „Förderung“ der Wärmeenergie aus der Umgebung die insgesamt bereitgestellte Wärmeleistung größer ist als die beim Verdichtungsprozess entstehende Wärme.

2. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung über eine PV-Anlage, Nahtransport im Verteilnetz, Methanisierung und Kopplung in das Gasnetz, Langzeitspeicherung im Gasnetz, Kopplung an das Wärmenetz über einen Gasbrenner.

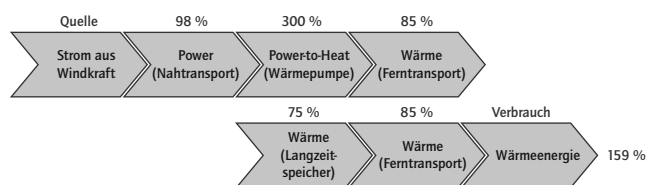
Abbildung 4: Prozesskette Powerto-Gasto-Heat



Quelle: Eigene Darstellung.

3. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft, Nahtransport im Verteilnetz, Kopplung in das Wärmenetz über eine Wärmepumpe, saisonale Wärmespeicherung, Ausspeicherung und Wärme(nah)transport.

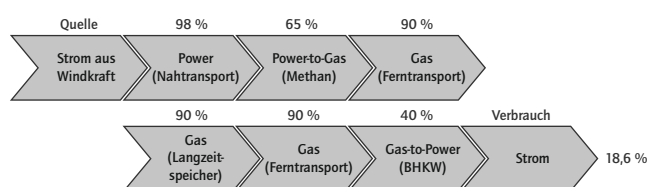
Abbildung 5: Prozesskette Power-to-Heat mit Zwischenspeicherung



Quelle: Eigene Darstellung.

4. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft, Nahtransport im Verteilnetz, Methanisierung und Kopplung in das Gasnetz, Langzeitspeicherung im Gasnetz, Rückkopplung in das Stromnetz über ein BHKW.

Abbildung 6: Prozesskette Power-to-Gas-to-Power mit Zwischenspeicherung



Quelle: Eigene Darstellung.

Tatsächliche Dargebotsschwankungen, die gegebenenfalls ein Energieüberangebot zur Folge hätten, mindestens Preisschwankungen hervorrufen und letztendlich zu Abregelungen/-schaltungen führen würden, können in dieser Darstellung nicht berücksichtigt werden. Diese wären für die dynamische Bewertung und Optimierung eines integrierten Hybridnetzbetriebs jedoch unbedingt erforderlich, da sie die Bewertungen der Prozesse hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit unmittelbar beeinflussen.

3.4 VIRTUELLE KOPPLUNGSPROZESSE

Am Beispiel Power-to-Gas wurden bereits virtuelle Kopplungsprozesse diskutiert (industrielle Schmelzprozesse, bivalente Verdichterstationen etc.). Auch an den anderen beiden sektoralen Schnittstellen der hier betrachteten Energiedomänen (Power-to-

Heat, Gas-to-Heat) lassen sich virtuelle Kopplungsprozesse identifizieren, die beide Energiedomänen über eine intersektorielle Verschiebung ihres Energieumsatzes – primär zur Deckung des prozess- und anwendungsbedingten Wärmebedarfs – potenziell effizienter koppeln als über einen chemisch-physikalischen Wandlungsprozess. Eine besondere Bedeutung in dieser Diskussion um virtuelle Kopplungsprozesse kommt dem Mobilitätssektor zu, der als multivalenter hochverfügbarer Systemkoppler (dichtes Tankstellennetz, öffentliche/private Elektroladestellen etc.) derzeit bereits über die vorhandenen Erdgastankstellen Strom- und Gasnetz virtuell miteinander koppeln kann. Aufgrund der aktuell geringen Verbreitung von Erdgasfahrzeugen ist das derzeitige Potenzial allerdings noch (sehr) niedrig. Dabei wird nicht davon ausgegangen, dass zukünftige Fahrzeuge ihre Antriebsleistung wahlweise aus unterschiedlichen Energieformen befriedigen (eine Ausnahme stellen Elektrofahrzeuge mit sogenanntem „Range-Extender“ also wahlweise zuschaltbarem Verbrennungsmotor dar). Vielmehr bieten zeitlich differenzierte, dynamische Preise für Fahrzeuggas und Ladestrom die Möglichkeit, zeitlich auf den Energieverbrauch („Tanken“) durch den Mobilitätssektor Einfluss zu nehmen, während eine regionale Preisgestaltung das Potenzial bietet, diesen Bedarf räumlich (durch die flächendeckende Verfügbarkeit von Tank- und Ladeinfrastrukturen vergleichsweise kontinuierlich) zu flexibilisieren. Für die virtuelle Kopplung der Energiedomänen Strom und Gas lassen sich analog zu Tabelle 1 energetische Wirkungsgrade und Kosten auf Basis verfügbarer Technologien abschätzen (vgl. Abbildung 7).

Abbildung 7: Wirkungsgrade und Kosten der Prozesskopplung über den Mobilitätssektor

Mobility	
Power	Power-to-Mobility Wirkungsgrad: 80% / 90% (Antriebsleistung, Batterie) Kosten: gering
Gas	Gas-to-Mobility Wirkungsgrad: 30% / 50% (CH ₄ Verbrennungsmotor, Brennstoffzelle mit H ₂) Kosten: gering

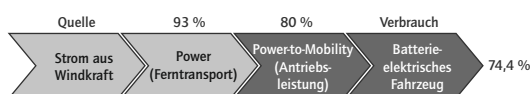
Quelle: Eigene Darstellung.

Ein Ergebnis der beiden acatechWorkshops ist allerdings auch, dass dem Mobilitätssektor keine Transporteigenschaft zugeordnet wird, da nicht davon ausgegangen wird, dass die fahrzeugeigenen Energiespeicher dazu genutzt werden, Energie von einem Ort zum anderen zu transportieren, um dort dann wieder in einen anderen Sektor überführt zu werden. Auch die Möglichkeit zur Langzeitspeicherung wird dem Mobilitätssektor mittelbar nicht zugeordnet, da die Speicher in den Fahrzeugen noch relativ klein sind und noch längere Zeit sein werden und damit keine Energie für viele Tage oder Wochen aufnehmen können.

Aus diesen Gründen wird der Mobilitätssektor nicht als eigene Domäne im Sinne der hier vorgestellten Strukturierung (Ordnungsrahmen, siehe Tabelle 1) verstanden. Unter Berücksichtigung der im Mobilitätssektor verfügbaren Technologien können aber wie zuvor Prozesspfade über die entsprechenden virtuellen Kopplungsprozesse dargestellt und hinsichtlich ihrer technischen Wirkungsgrade und Effizienz wie in den folgenden fünf Prozesspfaden dargestellt bewertet werden.

1. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft, Ferntransport im Stromnetz, Verbrauch über Fahrzeug mit batterieelektrischem Antrieb

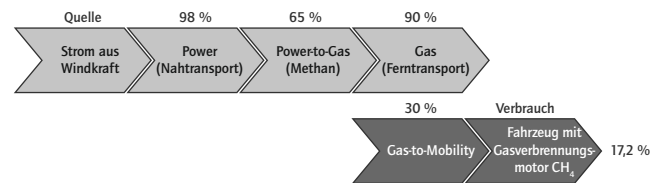
Abbildung 8: Prozesskette Power-to-Mobility



Quelle: Eigene Darstellung.

2. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft, Strom aus Windkraft, Methanisierung und Kopplung in das Gasnetz, Ferntransport im Gasnetz, Verbrauch über Fahrzeug mit Gasverbrennungsmotor (CH_4)

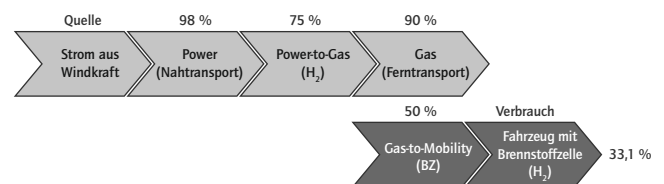
Abbildung 9: Prozesskette Power-to-Gas-to-Mobility



Quelle: Eigene Darstellung.

3. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft, Strom aus Windkraft, Wasserstoffsynthese und Kopplung in das Gasnetz, Ferntransport im Gasnetz, Verbrauch über Fahrzeug mit Brennstoffzelle (H_2)

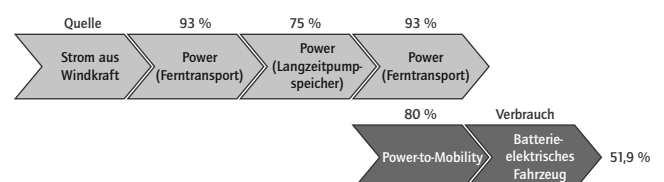
Abbildung 10 : Prozesskette Power-to-Gas-to-Mobility



Quelle: Eigene Darstellung.

4. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft, Langzeitspeicherung im Stromnetz (Pumpspeicherkraftwerk), Ferntransport im Stromnetz, Verbrauch über Fahrzeug mit batterieelektrischem Antrieb

Abbildung 11: Prozesskette Power-to-Mobility (mit Pumpspeicher)

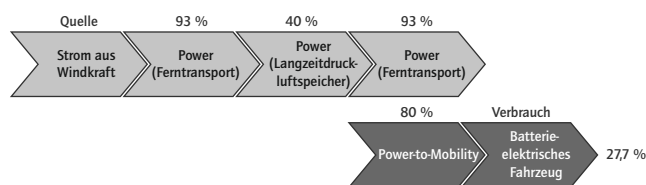


Quelle: Eigene Darstellung.

Aufgrund der auch zukünftig vermutlich nur geringen verfügbaren Pumpspeicherkapazitäten in Deutschland¹³ wird nachfolgend zusätzlich der gleiche Prozesspfad unter Verwendung eines Druckluftspeicherkraftwerks dargestellt.

5. Prozesspfad: Dargebotsabhängige Stromerzeugung aus Windkraft, Langzeitspeicherung im Stromnetz (Druckluftspeicherkraftwerk), Ferntransport im Stromnetz, Verbrauch über Fahrzeug mit batterieelektrischem Antrieb

Abbildung 12 : Prozesskette Power-to-Mobility (mit Druckluftspeicher)



Quelle: Eigene Darstellung.

Für einen direkten Vergleich der Prozessketten untereinander ist neben dem energetischen Wirkungsgrad ganz wesentlich die Exergie der Nutzenergie zu betrachten. Daher sollten primär Prozessketten verglichen werden, die die gleiche Nutzenergie (zum Beispiel Strom, Wärme, mechanischer Vortrieb) am Ende liefern. Aus Klimaschutzgründen kommt es darauf an, einen Pfad zu identifizieren, der eine möglichst große CO₂-Einsparung ermöglicht. Unter diesem Aspekt ist zum Beispiel die Nutzung von erneuerbar erzeugtem Gas in Fahrzeugen, selbst wenn man den höheren Wirkungsgrad als bei der direkten Nutzung nach der Zwischenspeicherung in einem Druckluftspeicher berücksichtigt, nur dann ein akzeptabler Pfad, wenn es auch mit hohem Aufwand keine Möglichkeit gibt, den Strom direkt in Fahrzeugen umzusetzen.

Bei der fortschreitenden Transition des Energiesystems ist darüber hinaus zu beachten, dass einige Technologien und Prozessketten nur im Übergang relevant sind und diese zu einem späteren Zeitpunkt zunehmend verschwinden könnten. So werden zum Beispiel KWK-Anlagen für Privathäuser bei steigenden Wärmeschutzstandards durch den gleichzeitig geringer werdenden Wärmebedarf in Zukunft in diesem Bereich immer weniger wirtschaftlich.

3.5 IKT ALS GRUNDLAGE FÜR DIE TECHNISCHE UMSETZUNG

Intelligente IKT in Form eines Energieinformations- und -leitsystems müssen die wesentliche Optimierungsaufgabe übernehmen, um im laufenden Betrieb zu entscheiden, ob ein Versorgungsprozess – angefangen bei dem Erzeugungsprozess einer Energieform bis hin zum Verbrauchsprozess – geschlossen innerhalb einer Energiedomäne ablaufen kann oder ob eine effiziente(re) Prozesskette über die domänenübergreifende Kopplung hinweg existiert.

Es existieren für viele Energiebedarfe regional unterschiedliche Alternativen an nutzbaren Energieträgern, die es anlagen- und anwendungsspezifisch zu bewerten gilt. Durch die zeitlich und räumlich schwankenden Dargebote und Bedarfe ist eine kontinuierliche (Neu-)Bewertung der regionalen Versorgungssituationen und gegebenenfalls eine spontane automatisierte Umschaltung zwischen Energieträgern und flexiblen Infrastrukturen für einen optimierten und damit effizienten Betrieb des Gesamtsystems erforderlich.

Hybridnetze sind nur durch den Einsatz innovativer IKT- und Automatisierungstechnologien beherrschbar. Es bedarf einer vielfältig vernetzten und flexiblen IKT- und Leittechnikinfrastruktur über die gesamte Wertschöpfungskette hinweg. Zudem müssen adäquate Schnittstellen und Prozesse zwischen den bisher parallel existierenden Versorgungsinfrastrukturen geschaffen werden. Diese Integrationsbedarfe stellen Herausforderungen an die Interoperabilität der Systeme beziehungsweise an einzelne Systemkomponenten.

Es ist also davon auszugehen, dass Normungs- und Standardisierungsaktivitäten im Rahmen von Hybridnetzen einen ähnlich hohen Stellenwert einnehmen werden, wie sie ihn bereits im Kontext von Smart Grids haben. Durch die erhöhte Komplexität domänenübergreifender Energieversorgungssysteme im Vergleich zu Smart Grids ist die Wichtigkeit von IKT-Standards in Hybridnetzen von zentraler Bedeutung.¹⁴ Die Entwicklung passender IKT-Standards beziehungsweise deren Bedarfe sind somit ein vorrangiges Ziel zur Realisierung von IKT-Systemen für Hybridnetze.

¹³ SRU 2010.

¹⁴ Uslar et al. 2012b.

3.6 HYBRIDISIERUNG ZWISCHEN STROM- UND GASPROZESSKETTE

Auf Basis der bisherigen Betrachtungen und Bewertungen wird die folgende These aufgestellt: Durch eine Vernetzung sowie eine intensivere, optimierte und abgestimmte Nutzung der bereits vorhandenen Infrastrukturen kann eine kostengünstigere und effektivere Möglichkeit zur Erschließung von domänenübergreifenden Flexibilitätspotenzialen für eine effiziente Integration der fluktuierend erzeugenden erneuerbaren Energiequellen genutzt werden als nur in sich optimierten Einzelinfrastrukturen. Ein wesentliches Ergebnis der acatech Workshops ist, dass von den relevanten Akteuren Power-to-Gas in Kombination mit gasgetriebenen (multivalenten) Prozessen oder der Gasrückverstromung als eine zentrale Technologiekomponente gesehen wird, um die Stabilitätsprobleme im elektrischen Energiesystem mit ihren harten zeitlichen Anforderungen durch Speicherkapazitäten im vergleichsweise zeittoleranten und „weichen“ Gassystem

zu entschärfen. Besonders die technisch leicht zu realisierende redundante Auslegung typischer Verbrauchsprozesse im Gassektor begünstigt eine effiziente Prozesskopplung zwischen Strom- und Gasnetz. Für eine leittechnische Integration der Energieinfrastrukturen und -systeme zur automatisierten und optimierten Umschaltung ist allerdings noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand notwendig.

Diese These der bevorzugten Hybridisierung zwischen Strom- und Gasnetz gilt es jedoch noch zu verifizieren. Ist eine Hybridisierung der Netze wirklich eine kostengünstige Möglichkeit zur Reduzierung des physischen Ausbaubedarfs der Stromnetze und der Integration derzeit noch kostenintensiver Speichertechnologie? Wie hoch ist das Effizienzpotenzial? Was sind die wesentlichen Forschungs- und Entwicklungsbedarfe? Wie hoch ist das hiermit verbundene Risiko? Was sind die Kosten für ein Energieinformationssystem für Hybridnetze und wie kann ein solches finanziert werden?

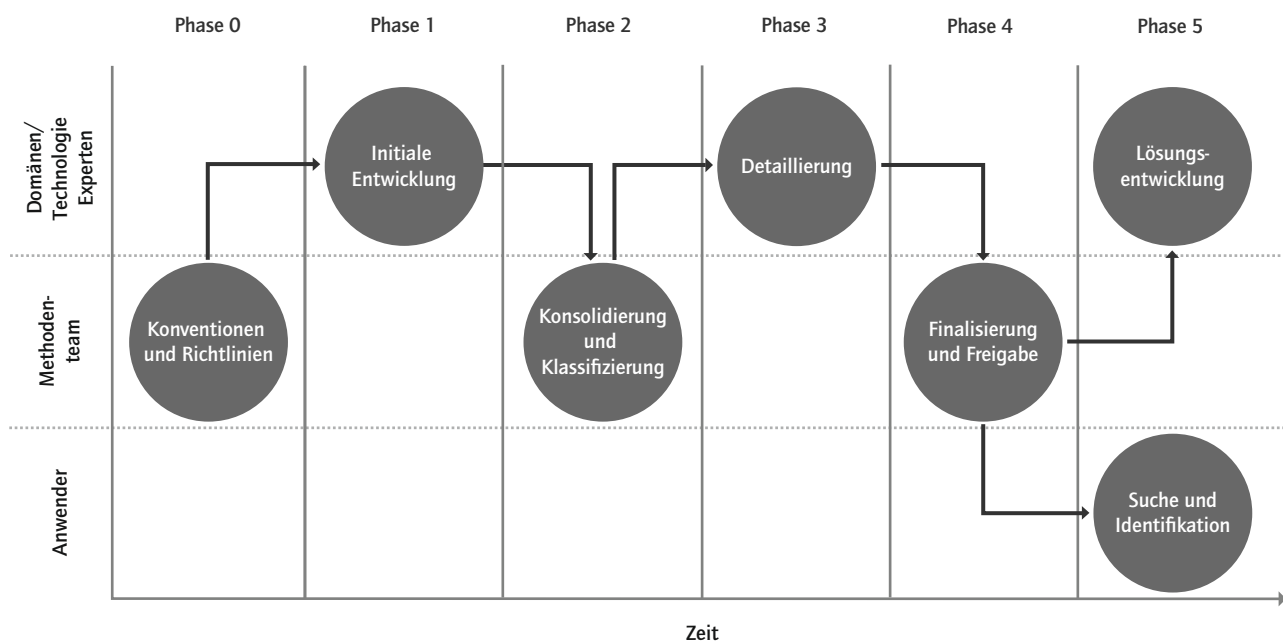
4 METHODISCHES VORGEHEN

Um die zuvor gestellten Fragen beantworten zu können, sind die technischen und informationellen Anforderungen an die Beobachtung, die Bewertung und die domänen- und prozessübergreifende Optimierung sowie Steuerung eines derartig integrierten Hybridnetzes zu bestimmen und ihre Kosten sowie Verfügbarkeiten in Form technischer Komponenten und Systeme abzuschätzen. Da besonders bei einer Fokussierung auf den Anwendungsfall Power-to-Gas die prozesstechnischen Komponenten an der Schwelle zur Marktreife stehen oder bereits prototypisch in Demonstrationsprojekten zum Einsatz kommen¹⁵, sind primär die Aufwände für erforderliche Informations- und Automatisierungssysteme abzuschätzen, die für zeitlich und räumlich schwankende Dargebote und Bedarfe eine kontinuierliche (Neu-)Bewertung der Versorgungssituationen und gegebenenfalls eine spontane automatisierte Umschaltung zwischen Energieträgern und flexiblen Infrastrukturen für einen optimierten und damit effizienten Betrieb des Gesamtsystems realisieren sollen. Von besonderer Bedeutung sind dabei – wie bereits die Erfahrungen beim Thema Smart Grids gezeigt haben¹⁶ – die legislativen und regulatorischen

Rahmenbedingungen. Insbesondere sind Handlungsbedarfe bezüglich des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) und Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV), aber auch des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) identifiziert worden.¹⁷

Um Anforderungen an notwendige unterstützende IKT-Systeme für Hybridnetze ableiten zu können, wird eine geeignete Formalisierung benötigt. Es ist zu analysieren, wie intelligente Energieinformations- und -automatisierungssysteme als wesentliche Komponente in Hybridnetzen beschaffen sein müssen, um eine ökonomisch nachhaltige Nutzung von Technologien zu ermöglichen. Da für die praktische Realisierung eines Hybridnetzes in relativ kurzer Zeit viele hoch-innovative (und damit risikobehaftete) Technologien entwickelt und eingesetzt werden (müssen), um die mit der Integration einer Vielzahl neuer Akteure einhergehende Komplexität handhabbar zu machen, und da zum anderen für deren Realisierung enorme finanzielle Investitionen zu erwarten sind, muss frühzeitig herausgearbeitet werden, wie auf Basis verfügbarer Technologiekonzepte ökonomisch tragbare

Abbildung 13: Phasenmodell der Anwendungsfall-Methodik



Quelle: Eigene Darstellung.

¹⁵ Hybridkraftwerk 2012.

¹⁶ Appelrath et al. 2012.

¹⁷ Valentin/von Bredow 2011; Volk 2011.

Geschäftsszenarien für ein derartig technologiegeführtes Gesamtsystem entwickelt werden können.

Um eine geordnet strukturierte Sichtweise auf dieses komplexe Gesamtsystem zu erhalten, bietet sich eine anwendungsfall-orientierte und -basierte Herangehensweise an. Daher folgten die beiden acatech Workshops dieser (ingenieur)wissenschaftlichen Vorgehensweise¹⁸, die eine etablierte Methodik bereitstellt, um die Entwicklung von Anwendungsfällen zu unterstützen. Sie wird nachfolgend kurz dargestellt.

4.1 GENERELLER ANSATZ ANWENDUNGSFALL-METHODIK

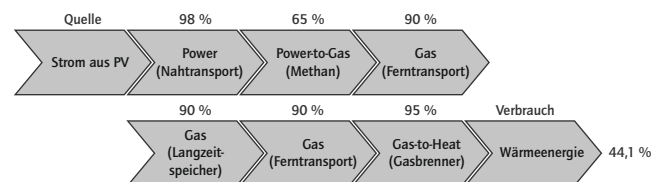
Generell wird durch die Betrachtung und das Spezifizieren von Anwendungsfällen (engl. use cases) das Ziel verfolgt, zum Teil komplexe Prozesse und Abhängigkeiten in einem strukturierten Rahmen zu beschreiben. Hervorzuheben ist hierbei, dass die Beschreibung von Anwendungsfällen auf verschiedenen Abstraktionsebenen und aus verschiedenen Perspektiven erfolgen kann. Anwendungsfälle können somit einen Ausgangspunkt für ein gemeinsames Systemverständnis bilden.

Die drei verschiedenen Rollen der an Entwicklung und Management von Anwendungsfällen Beteiligten sind in Abbildung 13 dargestellt: Domänen- und Technologieexperten, ein Methodenteam sowie Anwender.¹⁹ Domänenexperten (Strom- und Gasversorgung, Netzbetreiber, Verbände etc.) bringen vor allem ihre Expertise in Bezug auf Hybridnetze aus der Praxis zum Zweck der fachlichen Detaillierung von Anwendungsfällen ein. Technologieexperten (IKT-Spezialisten, Hersteller, Systemintegratoren/-entwickler, Automatisierungsexperten etc.) hingegen verfügen in der Regel lediglich über generelles Wissen der Anwendungsdomäne Hybridnetze, aber sehr spezielles Wissen bezüglich bestimmter Technologien unter anderem aus den Bereichen IKT und Automatisierung. Deshalb befassen sie sich mit der Machbarkeit und Detaillierung spezieller Technologieumsetzungen. Die zweite Rolle nimmt das Methodenteam ein, das für das Management der Anwendungsfälle zuständig ist. Eine gute Zusammensetzung des Teams aus interdisziplinären Experten garantiert eine breite Expertise (Standardisierung, Architektur- und Modellentwicklung, Methoden, rechtlicher Rahmen etc.).

Anwender stellen die dritte Rolle dar. Sie suchen nach geeigneten Anwendungsfällen, um diese in ihrem eigenen Kontext einsetzen zu können, das heißt letztlich verwerten zu können. Im Folgenden werden nun die einzelnen Phasen des Vorgehens anhand eines Beispiels verdeutlicht.

4.2 ANWENDUNG AUF DAS BEISPIEL POWER-TO-GAS(-TO-HEAT)

Abbildung 14 : Prozesskette Power-to-Gas-to-Heat



Quelle: Eigene Darstellung.

4.2.1 PHASE 0 – KONVENTIONEN UND RICHTLINIEN

Es wird festgelegt, dass das Vorgehen sich an den Vorgaben aus dem IEC/PAS 62559 orientiert. Die Dokumentation der Anwendungsfälle erfolgt gemäß der dort im Anhang definierten Vorlage. Zudem werden existierende, formal spezifizierte Notationen (wie beispielsweise UML, Business Process Model and Notation (BPMN) oder Ereignisgesteuerte Prozesskette (EPK)) für die grafische Darstellung verwendet. Als Ordnungsrahmen auf oberster Ebene für Anwendungsfälle bieten sich die Wertschöpfungsbereiche im Strom- und Gassektor an, anhand derer eine spätere Wiederauffindung und Einordnung erleichtert wird. Diese umspannt die Bereiche Erzeugung/Wandlung, Energiehandel, Lieferung, Übertragung, Speicherung, Verteilung, Messung und Verbrauch/Umsatz von Energieträgern, welche entsprechend zur Klassifikation herangezogen werden können. Darüber hinaus werden etablierte Marktrollen verwendet, die entsprechend als Akteure in den Anwendungsfällen auftauchen können.

¹⁸ Uslar et al. 2012a.

¹⁹ Diese Rollen fanden sich auch in der Organisation der beiden acatech Workshops und der Auswahl der Teilnehmer wieder.

4.2.2 PHASE 1 – INITIALE ENTWICKLUNG

Im Rahmen des 1. Workshops wurde das gesamte Themenfeld Hybridnetze ausführlich diskutiert. Die Teilnehmer der Diskussion deckten dabei ein breites Feld an Domänen- und Technologieexperten ab. Ein zentrales Ergebnis des Workshops war die Strukturierung des Themenfeldes in einem geordneten Rahmen. Dazu wurden verschiedene Anwendungsfälle für Hybridnetze gesammelt. Konsens der Diskussion war eine Fokussierung auf diejenigen Anwendungsfälle, die sich am ehesten und schnellsten umsetzen lassen. Im ersten Schritt sollten somit die sogenannten „Easy-Wins“ oder auch „Low-Hanging-Fruits“ adressiert werden. Von den derzeit attraktivsten und interessantesten Optionen Power-to-Heat und Power-to-Gas wird nachfolgend beispielhaft der Bereich Power-to-Gas mit anschließender Verwertung des Gases in der Wärmedomäne betrachtet. Daher werden die weiteren Phasen aufbauend auf der Entwicklung dieses Anwendungsfalles beschrieben.

4.2.3 PHASE 2 – KONSOLIDIERUNG UND KLASSIFIZIERUNG

Auf Basis der Ergebnisse des 1. Workshops soll ein wesentlicher Anwendungsfall besonders hervorgehoben werden. Er beschreibt die Speicherung von regenerativer (elektrisch erzeugter) Energie in Form von Methan und eine anschließende Endnutzung durch Umwandlung in Wärme. In regenerativ geprägten elektrischen Energieversorgungssystemen gewinnen Möglichkeiten zum Ausgleich der dargebotsabhängigen intermittierenden Leistungsangebote an Bedeutung. Zur Kompensation dieser Schwankungen sind neben Maßnahmen des Erzeugungs- und Lastmanagements sowie des Netzausbaus vor allem neue Möglichkeiten zur Mittel- und Langzeitspeicherung von größeren Energiemengen erforderlich. So lassen sich erneuerbare Ressourcen trotz der auftretenden Fluktuationen über die Zeit möglichst optimal nutzen und fossile Kraftwerkserzeugung funktional substituieren.

Zunächst wird in Schwachlastzeiten unter Einsatz von regenerativ erzeugter elektrischer Energie durch Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, wofür gegenwärtig industrielle Elektrolyseure unterschiedlicher Leistungsklassen existieren. Als Nebenprodukt entsteht Sauerstoff (der ebenfalls wirtschaftlich genutzt werden kann, aber außerhalb dieses Anwendungsfalles zu betrachten ist).

Der Wasserstoff kann gemeinsam mit CO_2 zu Methan (Erdgas CH_4) umgewandelt werden. Bei diesem katalytischen Prozess wird außer Wasser als Nebenprodukt auch Prozesswärme frei, die abgeführt werden muss und ebenfalls gespeichert oder in entsprechende Infrastrukturen eingespeist und dort gegebenenfalls gespeichert werden kann (wiederum außerhalb des aktuellen Anwendungsfalles).

Dezentral regenerativ erzeugter Strom wird auf diese Weise in Form von Methan in einen CO_2 -neutralen Energieträger hoher Energiedichte umgewandelt. Sowohl die Nutzung der prozesschemischen Nebenprodukte als auch der Prozesswärme verbessern die energetische Gesamtbilanz des vorgestellten Power-to-Gas-Verfahrens. Das gewonnene Gas wird im letzten Schritt wiederum durch Anlagen wie Gasthermen in Wärme umgewandelt und somit vom Endverbraucher konsumiert.

Mit Bezug auf die Wertschöpfungskette ist dieser Anwendungsfall insbesondere für die Bereiche Erzeugung/Wandlung, Speicherung und Verbrauch/Umsatz von Energieträgern von Bedeutung.

4.2.4 PHASE 3 – DETAILLIERUNG

Basierend auf den festgelegten Konventionen und Richtlinien aus Phase 0 und der konzeptionellen Beschreibung des Anwendungsfalles wurde eine weitere Konsolidierung und Klassifizierung vorgenommen. Dazu wurde der 2. acatech Workshop durchgeführt, dessen Teilnehmer aufgrund ihrer fokussiert passenden Expertisen ausgewählt wurden. Der Anwendungsfall Power-to-Gas(to-Heat) wurde in zwei wesentliche Schritte unterteilt: Power-to-Gas und Gas-to-Heat. Diese wiederum wurden in fünf Unterprozesse gegliedert: Erzeugung von Strom aus EE-Anlagen, Transport des Stroms über das Verteilnetz, Umwandlung des Stroms zu Methan mittels Elektrolyse und Synthese, Speicherung des Methans im Gasnetz und Endverbrauch des Methans durch Umwandlung in Wärme (siehe Abbildung 15). Diese Klassifizierung der Prozesse ist das zentrale Ergebnis dieser Phase, basierend auf den Ergebnissen des 1. acatech Workshops. Alternative Unterprozesse sind durchaus möglich (zum Beispiel Speicher in Kavernen, Rückverstromung etc.), aber aus Gründen der Komplexitätsreduktion an dieser Stelle nicht berücksichtigt worden, da sie nicht direkt Teil des Anwendungsfalles sind. Es wurden folgende Annahmen für die Erstellung des Musters

getroffen²⁰: Erzeugung durch zehn Megawatt Windenergieanlage, Verbrauch durch acht Kilowatt Gastherme, Speicherung im Gasnetz (nicht in einer Kaverne) und Umwandlung zu Methan (über Wasserstoff).

Ergänzend wurden folgende Richtlinien und Standards, Akteure, technische Systeme und Systemfunktionen identifiziert:

- **Richtlinien und Standards:** Datenmodelle (beispielsweise CIM, GAWANIS-Datenmodelle), Gesetze (beispielsweise EEG, EnWG, KWKG), Verordnungen (beispielsweise GasNZV, GasNEV), Standards (beispielsweise ISO 15926), Regelwerke (beispielsweise DVGW Regelwerk, DVGW-G 260, DVGW-G 262)
- **Akteure:** Stromverteilnetzbetreiber, Gasverteilnetzbetreiber, Windanlagenbetreiber, Bilanzkreisverantwortlicher (Strom), Umwandlungsanlagenbetreiber, Bilanzkreisverantwortlicher (Gas), Gasthermenbetreiber, Vertrieb (Gas), (verschiedene) Serviceprovider, Strom-, Gas- und Wärmemarkt (Händler, Regulator), Regulator Verteilnetz Strom, Regulator Verteilnetz Gas
- **Technische Systeme:** Windanlagensystem-/rollenoptimierer, Umwandlungsanlagensystem-/rollenoptimierer, Gasthermensystem-/rollenoptimierer, Stromsystem-/Rollenop-

timierer, Gassystem-/Rollenoptimierer, Wärmesystem-/Rollenoptimierer, Gesamtsystemoptimierer

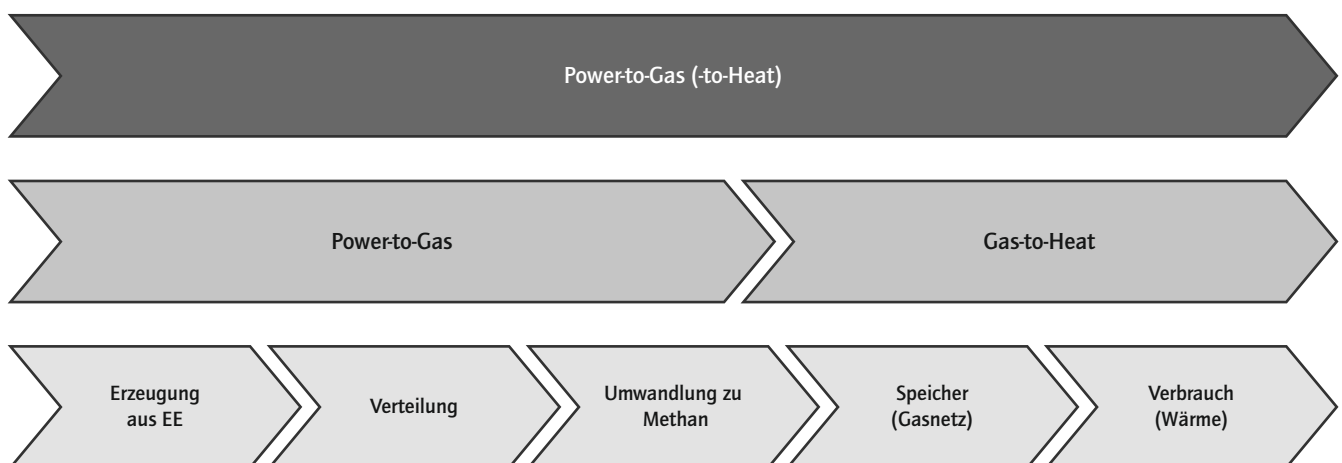
- **Systemfunktionen:** (verschiedene) Einspeiseprognosen, (verschiedene) Engpassprognosen, Wandlungsprognose, Fahrplanmanagement, Verbrauchsprognose, (verschiedene) Bilanzprognosen, (verschiedene) Preisprognosen

4.2.5 PHASE 4 – FINALISIERUNG UND FREIGABE

In dieser Phase wurden die Ergebnisse des 2. Workshops aufbereitet und der Anwendungsfall finalisiert. Der Anwendungsfall war zu diesem Zeitpunkt von allen beteiligten Experten mehrfach geprüft und stetig detailliert worden. Abschließend wurde er zur Veröffentlichung im Rahmen des vorliegenden Dokuments freigegeben. Somit wird er der Öffentlichkeit zur Verfügung gestellt, die ihn nun nach Bedarf nutzen kann (siehe Phase 5).

Ein wichtiger Aspekt im Rahmen der Finalisierung ist die Betrachtung alternativer Prozessschritte. Abbildung 16 stellt dementsprechend Alternativen zu beziehungsweise zwischen den Prozessschritten dar. Der erzeugte Strom muss demnach nicht unbedingt aus EE-Anlagen erzeugt, sondern kann ebenso im Übertragungsnetz eingespeist werden, was wiederum die Nutzung des Übertragungsnetzes impliziert. Weiterhin kann der Strom auch

Abbildung 15: Unterteilung des Anwendungsfalls in Unterprozesse



Quelle: Eigene Darstellung.

²⁰ Um einen technischen und methodischen „Durchstich“ zu erhalten, wurden im Rahmen einer Komplexitätsreduktion Basisannahmen für den Anwendungsfall getroffen. Dies bedeutet, dass es in allen Unterprozessen alternative Verwertungsmöglichkeiten gibt. Der dargestellte Prozess ist somit nicht die einzig mögliche Detaillierung des Power-to-Gas(-to-Heat)-Prozesses, sondern nur eine exemplarisch mögliche. Es wird später erläutert, wie sich das methodische Vorgehen für alternative Detaillierungen und weitere Anwendungsfälle adaptieren lassen.

in einem Zwischenschritt direkt gespeichert werden. Bei der Umwandlung zu Gas ist es möglich, dass der Wasserstoff (nach der Elektrolyse) direkt genutzt wird. Ebenfalls stehen alternative Endverbrauchsvarianten für Methan zur Auswahl, die unter anderem auch die Rückverstromung einschließen. Würde nun eine dieser Alternativen in Betracht gezogen werden, müsste der Prozess spätestens ab Phase 2 erneut durchlaufen werden.

4.2.6 PHASE 5 – VERWENDUNG

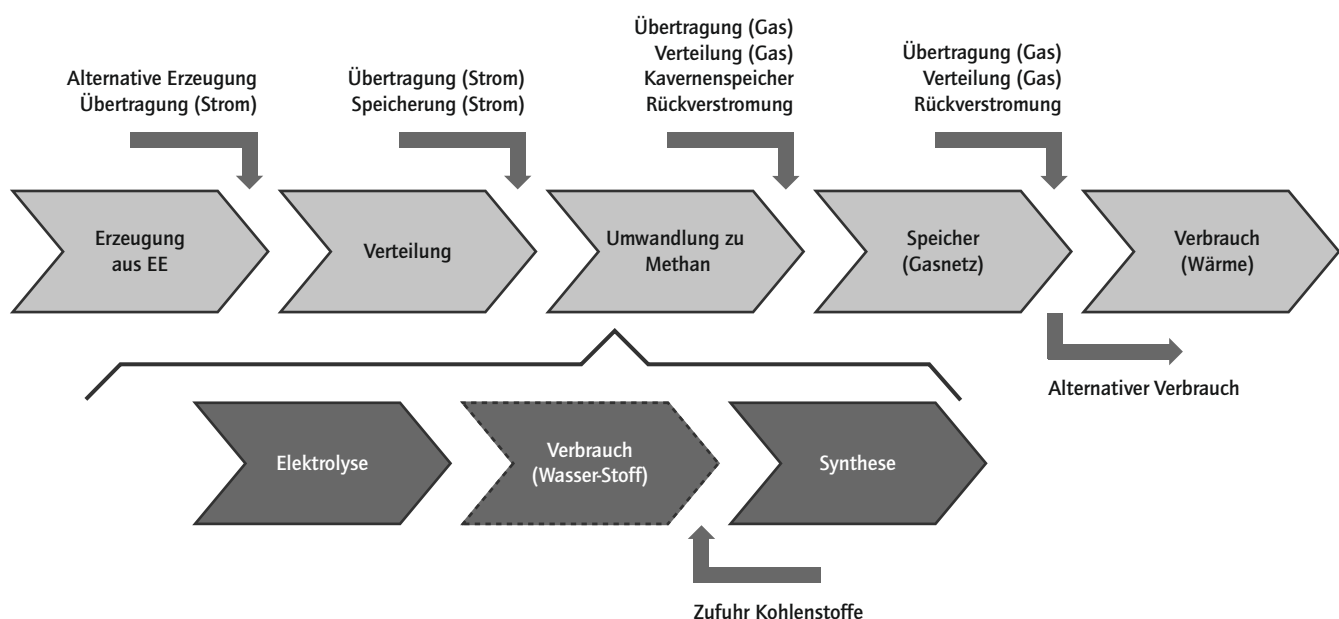
Basierend auf den Beschreibungen der vorherigen Phasen lassen sich nun neue beziehungsweise abgeleitete Anwendungsfälle beschreiben. Sie bilden den Ausgangspunkt für weitere Analysen, wie Energiemanagement- und Automatisierungssysteme beschaffen sein müssen, um die Anwendungsfälle umzusetzen. Es kann durch Anforderungsanalysen identifiziert werden, welche Funktionalitäten mindestens vorhanden sein müssen und wie zum Beispiel „Ideallösungen“ entwickelt werden könnten. Darüber hinaus können Anwendungsfälle miteinander verglichen und somit mit einheitlichen Metriken bewertet werden. Es ist damit auch eine Grundvoraussetzung geschaffen worden, um Geschäftsszenarien aus der Sicht verschiedener Unternehmen für Hybridnetze zu entwerfen.

4.3 ADAPTION DES VORGEHENS

Das in diesem Kapitel vorgestellte Verfahren zur Entwicklung von Anwendungsfällen wurde ursprünglich im Rahmen der Standardisierung für die DKE/VDE entwickelt. Es lässt sich aber als strukturiertes Vorgehen zur generellen Anwendungsfallentwicklung wie dargestellt adaptieren. Dabei hat sich gezeigt, dass es vor allem wichtig ist, wie die Rollen der Experten und des Methodenteams besetzt werden. Ohne adäquaten Zugang zu Expertenwissen lassen sich Anwendungsfälle nicht angemessen entwickeln. Ist diese Voraussetzung gegeben, stellt der phasenorientierte Ablauf eine Methodik bereit, die es ermöglicht, strukturiert domänenübergreifende Anwendungsfälle zu entwickeln. Wichtig zu beachten ist dabei, dass Experten und Methodenteam in einem kontinuierlichen Prozess neue Informationen zur inkrementellen Detaillierung des Anwendungsfalls aufbereiten, verdichten und integrieren, um ein möglichst gemeinsames, eindeutiges Verständnis zu schaffen und zu erhalten.

Im folgenden Kapitel werden Forschungsfragen beschrieben, die sich zum einen durch die Entwicklung der Anwendungsfälle ergeben haben und zum anderen durch das Entwickeln von weiteren, detaillierteren Anwendungsfällen beantworten lassen.

Abbildung 16: Alternative Möglichkeiten im Rahmen des gewählten Anwendungsfalls



Quelle: Eigene Darstellung.

5 FORSCHUNGSFRAGEN FÜR IKT-EINSATZ IN HYBRIDNETZEN

Um gezielt Forschungsfragen für den angemessenen Einsatz von IKT in Hybridnetzen formulieren zu können, erscheint es notwendig, vorab einige grundlegende Fragen zur Einordnung des „Hybridnetzgedankens“ zu stellen.

Eine grundlegende Frage ist, welche Infrastrukturen miteinander verbunden werden können beziehungsweise im Hinblick auf die Zielerreichung verbunden werden sollten. Im Zentrum der bisherigen Diskussionen steht die bereits skizzierte Verbindung von Strom- und Gasnetz. Mit einer Verbindung zu Fern- und Nahwärmenetzen kann eine weitere Infrastrukturebene erschlossen werden. Wird dieser Pfad beschritten, dann ist eine Rückverstromung jedoch sehr unwahrscheinlich (da ineffizient und mit hohen Kosten verbunden), die Flussrichtung ist in diesem Fall unidirektional. Auch eine Weiterveredlung von Gas und eine Einleitung in Produktenleitungen der chemischen Industrie oder eine Verbindung mit der Mineralölinfrastruktur sind denkbar. Hier wird dann zusehends der Weg zur stofflichen Nutzung beschritten und die Ebene der energetischen Nutzung verlassen. Ist ein Hybridnetz nur dann ein Hybridnetz, wenn eine energetische Nutzung der Zwischenprodukte erfolgt?

Wie könnte das Konzept eines Hybridnetzes im Hinblick auf die lokale, regionale und überregionale Betrachtungsweise aussehen? Das Stromnetz und das Gasnetz in Deutschland sind weit verzweigte überregionale Infrastrukturen. Inselnetze sind hier nur sehr selten zu finden und haben eine untergeordnete Bedeutung. Mit Nah- und Fernwärmenetzen dagegen sind zumeist Insellösungen und eine starke Ausrichtung auf lokale Verteilungs- und Nutzungskonzepte verbunden.

Da es aufgrund des teils sehr grundsätzlichen Charakters dieser Fragen schwierig ist, objektivierbare, eindeutige Antworten zu finden, sind im Rahmen des vorliegenden Dokuments begründete Annahmen getroffen worden. Der Fokus dieser Arbeit bezieht sich eindeutig auf eine technische, IKT-orientierte Perspektive auf das Themenfeld Hybridnetze, die in den vorherigen Kapiteln diskutiert und präzisiert wurde. Daher wird eine breitere Beantwortung der aufgeworfenen Fragen hier offen gelassen und der Schwerpunkt auf die folgenden IKT-bezogenen Forschungsaspekte gelegt.

Bei der Analyse ausgewählter Anwendungsfälle in Kapitel 4 sind eine Reihe von FuE-Herausforderungen und -Aufgaben formuliert worden, deren Beantwortung und Lösung notwendig erscheint, um die bislang noch konzeptionelle Phase für eine

Hybridisierung der Energieinfrastrukturen in Richtung verlässlicher und wirtschaftlicher Praxisanwendungen zu verlassen. Neben offenen technologischen Fragen zur zentralen Technologiekombination für die Verknüpfung der Elektrizitäts- und Gasinfrastruktur, nämlich der Power-to-Gas-Technologie im Zusammenspiel mit der Gasverstromung, spielen dabei auch Fragen rund um die mögliche Integration der Wärme- und Kältenetze, die Wirtschaftlichkeit sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen eine Rolle.

Insgesamt stellt sich die übergeordnete Frage, ob und wie eine Verbindung der verschiedenen Infrastrukturen einen Beitrag zur Erhaltung der hohen Versorgungssicherheit in Deutschland und einer bezahlbaren Energieversorgung beitragen kann. Speziell aus der Perspektive der IKT ist die Klärung der Frage von Bedeutung, an welchen Stellen sie unterstützend wirken kann und an welchen Stellen sie unverzichtbarer Bestandteil eines Hybridnetzes ist.

Im 1. acatech Workshop wurden künftige technologische FuE-Bedarfe in den relevanten Bereichen identifiziert, um im 2. Workshop auf deren Basis durch die Spezifizierung von Anwendungsfällen eine Reihe konkreter Forschungsfragen abzuleiten. Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden diese im Folgenden nach übergeordneten Themenbereichen sortiert dargestellt.

5.1 TECHNOLOGISCHE FRAGEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Ohne maßgeschneiderte, neue Technologien wird sich eine Hybridisierung der Energieinfrastrukturen nicht realisieren lassen. IKT stellen die Basis für diesen Prozess dar. Folgende konkrete Forschungsfragen lassen sich für den Bereich „Technologien“ identifizieren:

- Ist das Ziel nur ein Hybridnetz oder eine Vielzahl von (Teil-) Hybridnetzen? Wie können diese einzelnen Netze gestaltet werden?
- Welche Informationen über das Netz werden in welcher Genauigkeit benötigt?
- Welche Lasten existieren in den aktuellen Netzen? Welche sind steuerbar?
- Welche existierenden technologischen Lösungen sollen als Standards festgelegt werden?

- Wie kann der Zubau von Kapazitäten (Anlagenleistung) durch die gesteuerte Nutzung vorhandener Kapazitäten (zum Beispiel bivalente Nutzung) möglichst minimiert werden?
- Welchen Einfluss haben weitere Energieinfrastrukturen (beispielsweise Pipelines) für chemische Produkte?

5.2 WIRTSCHAFTLICHE FRAGEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Eine alleinige Betrachtung der Technologien ist jedoch nicht zielführend. Neben den rein technologischen Aspekten gilt es im Hinblick auf eine bezahlbare Energieversorgung auch die Fragen der Wirtschaftlichkeit der Technologie- und Produktkonzepte zu beleuchten:

- Wie ist die Wirtschaftlichkeit der Technologieoptionen zu bewerten?
- Wie kann eine Kostenoptimierung unterstützt werden?
- Wie kann Flexibilität als Dienstleistung definiert und unterstützt (etwa durch eine angemessene Bepreisung) werden?
- Wie können domänenspezifische Anreize (über adäquate Gestaltung von Marktstrukturen) zur Erhaltung der Versorgungssicherheit gesetzt werden?

5.3 RECHTLICHE UND REGULATORISCHE FRAGEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Die Verknüpfung unterschiedlich regulierter Infrastrukturen und die Schaffung neuer Märkte und Produkte sowie die damit einhergehenden neuen Marktrollen bedürfen einer Anpassung des rechtlichen und regulatorischen Rahmens. Eine frühzeitige Betrachtung der möglichen regulatorisch-rechtlichen Hindernisse und der aus der Technologieentwicklung für den gesetzlichen Rahmen erwachsenden Herausforderungen resultiert in den folgenden Fragestellungen:

- Wie sieht das Zusammenspiel zwischen einem integrierten Markt und den verschiedenen Netzen aus?
- Wie kann eine Marktorganisation gestaltet werden, damit mehr Wettbewerb resultiert?
- Wie sehen die Interdependenzen zwischen europäischen und deutschen rahmenpolitischen Vorgaben aus? Welche Abstimmungsnotwendigkeit und -möglichkeiten existieren?
- Kann sich ein deutscher Ansatz (die Energiewende ist

innerhalb Europas bislang ein weitgehend nur deutsches Projekt) in einem europäischen Rahmen behaupten, der andere Ziele steckt?

- Wie kann die „Regelenergie E-Gas“ in den Markt integriert werden (Mindestangebotsgröße, Marktgebiete)?
- Wie sind die Herausforderungen bei der Steuerung und Vermarktung von Regelenergie in stark verschränkten (Strom-, Gas-, Wärme-)Hybridnetzen?

5.4 SYSTEMISCHE UND INTEGRIERTE FRAGEN UND HERAUSFORDERUNGEN

Technologische, ökonomische und rechtliche Fragestellungen allein und voneinander getrennt anzugehen, ist für die Phase der Konzeption sicherlich ausreichend. Für den Schritt in die Praxis müssen jedoch abgestimmte Gesamtlösungen gefunden werden. Der Systemgedanke tritt dann gegenüber den isolierten Sichten in den Vordergrund. In der Zusammenschau der oben genannten Aspekte im System der Energietechnik, -wirtschaft und -regulierung ergeben sich daher folgende Fragestellungen bezüglich einer tragfähigen Systemintegration. Diese lassen sich naturgemäß nicht immer vollständig von verwandten und partiell überlappenden Fragestellungen aus den Bereichen Technik, Wirtschaftlichkeit und Regulierung abgrenzen:

- Wer ist in dem stets komplexeren System für was verantwortlich?
- Was ist die übergeordnete Zielfunktion im neuen System?
- Welches sind die Erfolgsfaktoren für die Umsetzung?
- Wie könnten sich eine Priorisierung der Möglichkeiten (zum Beispiel ländliche Regionen, Ballungsgebiete, Integration der Off-Shore-Leistung) und eine Timeline darstellen?
- Wie können Systeme beherrschbar konstruiert werden? Wie sehen Bedingungen aus, damit Versorgungsgebiete ausgebaut werden können und das Gesamtsystem funktioniert? Welche Möglichkeiten haben wir?
- Wie kann die Versorgungssicherheit im Prozess des Wandels beibehalten werden?
- Wie sieht die Interoperabilität der verschiedenen Netze, Technologien, Märkte und Regularien aus?
- Was können eventuell die Wasserwirtschaft (mit Hochbehältern und Brunnen) oder weitere kommunale Infrastrukturen für einen Beitrag zur Ausregelung (Laststeuerung) leisten?
- Wie lässt sich CO₂-Neutralität als integriertes Ziel berücksichtigen?

5.5 BESONDERE HERAUSFORDERUNGEN FÜR DIE INFORMATIONS-, KOMMUNIKATIONS- UND AUTOMATISIERUNGSTECHNOLOGIEN

Die IKT als entscheidender „Enabler“ des Energiesystemumbaus kann als Querschnitts- und Integrationsdisziplin mit besonderer Bedeutung für die Hybridisierung der Infrastrukturen betrachtet werden. Gerade wegen dieser besonderen Rolle gilt es für die IKT spezifische Fragestellungen zu klären:

- Wie kann die IKT dazu beitragen, aus dem Variantenraum von Möglichkeiten und Flexibilitäten eine wirtschaftlich möglichst optimale und verlässliche Lösung zu finden? Welche Prozesse, welche Protokolle, welche Datenplattformen, welche Systemarchitekturen etc. sind notwendig beziehungsweise besonders geeignet?
- Was kann IKT dazu beitragen, das Energiesystem stabil(er) und den Markt wettbewerbsfähig(er) zu machen?
- Wie kann man die Versorgungssicherheit/Systemstabilität aufrechterhalten? Welche Flexibilitäten sind bei der Integration von EE erkennbar? Wo kann IKT helfen, die einzelnen Komponenten für gewünschte Systemeigenschaften zu finden und zu koordinieren?
- Kann man mithilfe von IKT ein zukunftsfähiges Energienetz mit zunehmend hybriden Anteilen intelligenter planen und den Stromnetzausbau eventuell verringern?
- Wie kann der Einsatz von IKT zu Effizienzgewinnen beim Endverbraucher beitragen?

6 LITERATUR

AGEB 2012

AG Energiebilanz e.V. (AGEB): *Energieflussbilder*, 2012. URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=64> [Stand: 14.12.2012].

Appelrath et al. 2012

Appelrath, Hans-Jürgen/Kagermann, Henning/Mayer, Christoph (Hrsg.): *Future Energy Grid. Migrationspfade ins Internet der Energie* (acatech STUDIE), Heidelberg u.a.: Springer Verlag 2012.

BMU 2012

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.): *Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung*, Berlin 2012.

Hinterberger 2012

Hinterberger, Robert/Kleimaier, Martin: „Energieversorgung der Zukunft. Intelligente Gasnetze und Energie-Hybridnetze“. In: *Aqua & Gas* 10/2012, Zürich 2012.

Hybridkraftwerk 2012

Enertrag: *Das Hybridkraftwerk*. URL: <https://www.enertrag.com/projektentwicklung/hybridkraftwerk.html> [Stand: 13.11.2012].

NEP 2012

50Hertz Transmission GmbH/Amprion GmbH/TenneT TSO GmbH/TransnetBW GmbH: *Netzentwicklungsplan Strom – 2. überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, 2012. URL: <http://www.netzentwicklungsplan.de> [Stand: 13.11.2012].

NEP-Gas 2012

Deutsche Fernleitungsbetreiber: *Netzentwicklungsplan Gas 2012*, 2012. URL: <http://www.netzentwicklungsplan-gas.de> [Stand: 13.11.2012].

SRU 2010

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU): *100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar* (Stellungnahme Nr. 15), Mai 2010.

Uslar et al. 2012a

Uslar, Mathias et al.: *The Common Information Model CIM*, Heidelberg u.a.: Springer Verlag 2012.

Uslar et al. 2012b

Uslar, Mathias et al.: *Hybrid Grids: ICT-based Integration of Electric Power and Gas Grids – A Standards Perspective*, 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Europe Conference, 2012.

Valentin/von Bredow 2011

Valentin, Florian/von Bredow, Hartwig: „Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien“. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 61. Jg. (2011), Heft 12, 2011.

VDE 2012

Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE) (Hrsg.): *Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050*, Frankfurt am Main 2012.

Volk 2011

Volk, Gerrit: „Biogaseinspeisung: Neuerungen durch „Power to Gas“ und Perspektiven“. In: *energie | wasser-praxis*, 11/2011, 2011.

Wood et al. 2012

Wood, David A./Nwaoha, Chikezie/Towler, Brian F.: „Gas-to-Liquids (GTL): a Review of an Industry Offering Several Routes for Monetizing Natural Gas“. In: *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Volume 9, Elsevier 2012, S. 196–208.