

Deliverable 2

Systematisierung der Wechselwirkungen zwischen den (Verteil-)Netzen zur Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen im Kontext der Energieversorgungssicherheit und Implementierung der (Verteil-)Netz-Bewertungsmatrix hinsichtlich unterschiedlicher Bedrohungsszenarien in den ausgewählten urbanen Ballungsräumen

Georg Lettner, Andreas Fleischhacker, Hans Auer - Technische Universität Wien / Energy Economics Group

Robert Hinterberger - NEW ENERGY Capital Invest GmbH

Version: Februar 2013

Kurztitel	ENERGY RISKS IN CITIES
Langtitel	Energieversorgungssicherheit in urbanen Ballungsräumen
Projektnummer	2965504
FTI-Initiative	KIRAS
Antragsteller	TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe – Energy Economics Group (EEG)
Projektpartner	NEW ENERGY Capital Invest GmbH
Projektstart u. - Dauer	Projektstart: 01.09.2012 (Dauer: 24 Monate)
Synopsis: Ziel des Vorhabens ist die Durchführung einer energieträgerübergreifenden Analyse der Risiken der leitungsgebundenen Energieversorgung in ausgewählten urbanen Ballungsräumen in Österreich. Diese Risikoanalyse umfasst alle in Städten zur Verfügung stehenden, leitungsgebundenen Energiesysteme und –netze (Erdgas, Strom sowie Fernwärme) und berücksichtigt insbesondere auch die Wechselwirkungen und gegenseitigen Abhängigkeiten dieser Infrastrukturen, wie z.B. Domino-/Kaskadeneffekte und die Rückwirkung auf die vorgelagerten Netze.	

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung.....	3
2	Ausgangssituation.....	5
2.1	Stand der Technik bzw. Stand des Wissens	5
2.2	Problemstellung.....	7
3	Methode.....	12
3.1	Mögliche Systemlösungen (Überblick)	12
3.2	Entwicklung einer dynamischen Bewertungsmatrix.....	13
	Bewertungsmatrix	13
	Diskussion verschiedener Einflusskriterien auf die Bewertungsmatrix	16
4	Szenarien und Analyse in den Modellregionen	24
4.1	Szenarien	24
	Basisszenario.....	24
	Effizienzzenario.....	26
4.2	Dynamische Bewertungsmatrix	27
4.3	Modellregionen.....	31
	Salzburg.....	31
	Linz	34
	Graz	36
5	Schlussfolgerungen.....	40
6	Referenzen	42

1 Einführung

Spätestens seit dem russisch-ukrainischen Gasstreit im Jahr 2009 ist die Verletzlichkeit unseres Energiesystems auch in der Öffentlichkeit sehr präsent. Während die Erdgasversorgung bei diesem Ereignis in Österreich noch sichergestellt werden konnte, ist diese in einigen südosteuropäischen Nachbarländern teilweise komplett ausgefallen. Ein großer Teil der Bevölkerung musste frieren. Besonders urbane Ballungsräume sind bei solchen Störungen in der leitungsgebundenen Energieversorgung stark verwundbar.

Die derzeit vorhandene (Verteil-)Netzinfrastruktur im Energiesektor ist sowohl in städtischen als auch ländlichen Regionen historisch gewachsen und beeinflusst sehr stark die kurz- und mittelfristigen Handlungs- und Technologieoptionen im Hinblick auf die Transformation der leitungsgebundenen Energiesysteme in Richtung Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit.

Jedoch wird die unaufhaltsame Implementierung von nachhaltigen dezentralen Energietechnologien (z.B. Energieeffizienz, Solarthermie, Wärmepumpen, PV, kontrollierte Wohnraumbelüftungen, etc.) und die damit verbundene Reduktion der jeweiligen Lasten zur Bereitstellung verschiedener Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich die Verteilnetze für Strom, Gas und Fern-/Nahwärme bzw. -kälte vor fundamental neue wirtschaftliche und technische Herausforderungen stellen, die es rechtzeitig zu verstehen gilt; nicht zuletzt deshalb, um mögliche zukünftige Fehlinvestitionen in kapitalintensive Energienetzinfrastrukturen, die sich durch lange Abschreibungszeiträume auszeichnen, zu vermeiden. In Bezug auf die Versorgungssicherheit kann jedoch diese zukünftige erhöhte Konkurrenzsituation der Netze auch eine mögliche nachteilige Auswirkung haben.

Die derzeit absehbaren Zukunftstrends in der Energiewirtschaft („smart grids“) sowie in der Energiepolitik (Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger mit stochastischem Erzeugerprofil) führen zu einer weiteren Erhöhung der Komplexität und gegenseitigen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Netze und Systeme. Die Trends weisen in Richtung hochkomplexer Technik (insb. vermehrtem Einsatz von IKT-Systemen), immer mehr Marktteilnehmer (Liberalisierung), größere Versorgungsräume und kompliziertere Geschäftsprozesse. Koordinations- und Kommunikationsaufwand nehmen immer mehr zu, damit einhergehend geht die Übersicht über das Gesamtsystem bei den einzelnen Marktteilnehmern sukzessive verloren und die Störanfälligkeit nimmt zu.

Die derzeit vorhandenen Strukturen in leitungsgebundenen und nicht-leitungsgebundenen Energiesystemen sind sowohl in städtischen als auch ländlichen Regionen über mehrere Jahrzehnte historisch gewachsen. In den letzten 5-10 Jahren hat es in vielen Städten und Regionen in Europa zunehmend Initiativen gegeben, die vorhandenen Energiesysteme einer kritischen Evaluation zu unterziehen und Vorschläge hinsichtlich nachhaltiger Strukturen auszuarbeiten und in weiterer Folge zu implementieren. Dabei wird der Identifikation geeigneter nachhaltiger Technologiekombinationen zur Bereitstellung der verschiedenen Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich (Wärme, Warmwasser, Kälte) in diesem Zusammenhang besonderes Augenmerk geschenkt. Darauf aufbauend soll eine qualitative Diskussion der Technologieoptionen hinsichtlich verschiedener Bedrohungsszenarien erfolgen.

2 Ausgangssituation

2.1 Stand der Technik bzw. Stand des Wissens

Einer der wichtigsten Schwerpunkte der österreichischen Sicherheitsforschung ist der Schutz von kritischen Infrastrukturen. Neben den Sektoren IKT, Finanzwesen, Lebensmittel- oder Wasserversorgung zählen insbesondere die Energienetze und –systeme zu diesen. Trotz der Wichtigkeit des Energiesektors und der Abhängigkeit aller sonstigen genannten kritischen Infrastrukturen von diesem¹ wurde im Sicherheitsforschungsprogramm KIRAS noch kein einziges Projekt durchgeführt, in welchem die Risiken der Energieinfrastrukturen energieträgerübergreifend (Strom, Erdgas, Raumwärme) und gesamthaft aus Sicht der Sicherheitsforschung betrachtet und analysiert wurden. Insbesondere die Risiken ausgehend von einer möglichen Unterbrechung der Gasversorgung wurden bisher noch nicht umfassend untersucht. Auch hat sich bisher noch kein Projekt mit den gegenseitigen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Energienetze und –systeme und den damit verbundenen Risiken - insb. Domino-Kaskadeneffekte, Fragen der Gesamtsystemstabilität, etc. - beschäftigt.

Die im Rahmen der „klassischen“ Energieforschungsprogramme durchgeführten F&E-Projekte adressieren Fragen der Versorgungssicherheit hingegen nur indirekt, wie etwa durch die Erhöhung der Energieeffizienz der Netze und Systeme, die Verbesserung von Einzeltechnologien oder die Integration von erneuerbaren Energieerzeugungs- bzw. Umwandlungstechnologien in bestehende oder zukünftige, „intelligente“ Netze und Systeme. Beispielhaft für den Stand der Technik/ Wissens können folgenden Analysen in den jeweiligen Teilbereichen angeführt werden:

Im Rahmen der kritischen Beurteilung von derzeitigen Energiesystemen kommt den jeweils vorhandenen Verteilnetzen für Strom, Gas und Fern-/Nahwärme und –kälte vor allem bei der Bereitstellung der verschiedenen Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich eine besondere Bedeutung zu. Trotzdem werden Netzinfrastrukturen und deren gegenseitigen Beeinflussungen/Wechselwirkungen meist nur punktuell, jedoch kaum ganzheitlich analysiert. Beispielhaft für den Stand der Technik/ Wissens können folgende Teilbereiche angeführt werden:

¹ So würden bei einem längerdauernden Ausfall der Energieinfrastrukturen sukzessive auch alle anderen Sektoren (z.B. Mobilfunk, Wasserversorgung, Krankenhäuser, Verkehrsregelung etc.) ausfallen, nachdem Reservekapazitäten bzw. Backup-Einrichtungen (Notstromversorgung, Wasserreservoirs, etc.) erschöpft sind.

- Im Bereich der unterschiedlichen leitungsgebundenen Energieträger zur Wärmeversorgung gibt es einzelne Projekte, die sich mit der Simulation und Optimierung dieser – aus Sicht des gegenständlichen Projektes – Teilsysteme beschäftigen und in diesen Bereichen Smart Grids Lösungen anstreben. Zusätzlich gibt es einige Projekte, die sich mit der intelligenten Energieversorgung von Städten oder Regionen beschäftigen, die aber mangels verfügbarer Werkzeuge auf Einzelberechnungen angewiesen sind ([1], [2], [3], [4], [5], [6], [7], [8], [9]).
- Ein wesentlicher Faktor in der Planung von zukünftigen Energiesystemen ist die Entwicklung des Gebäudezustandes. Zu Maßnahmen im Bereich der Gebäudesanierung und Baustandards existieren Forschungsprojekte ([10], [11], [12]), die allerdings nicht die Zusammenhänge mit den unterschiedlichen Energieinfrastrukturen betrachten.
- Für die kontinuierliche Integration dezentral vorhandener Wärmequellen in Wärmeverteilnetzwerken sind ebenfalls neue Lösungen erforderlich, um die teilweise instationären Wärmequellen (Solarthermie oder Abwärme) in ein Wärmenetz integrieren zu können. Dazu gibt es bereits einige Ansätze ([13], [14], [15], [16], [17]), wobei jedoch in diesen Projekten nur Teilsysteme im Wärmebereich simuliert und optimiert werden.
- Zusätzlich zur Integration von solarer Wärme in Wärmenetze beschäftigen sich auch einige Projekte mit der optimalen Gestaltung von Einzelanlagen und der Einbindung und Kombination von Erneuerbaren Energieträgern in diese Wärmesysteme ([18], [19], [20]).
- Das österreichische Gasnetz ist, analog zum Stromnetz, aktuell durch zentralisierte Anbieter gekennzeichnet, wobei die Verbrauchsstruktur als dezentral beschrieben werden kann. Auch im Gasnetz gibt es eine Entwicklung hin zu Smart Grids-Lösungen mit dem Ziel einer verstärkten Integration dezentraler Einspeisung von Gas aus Erneuerbaren ([21], [22], [23], [24], [25]), zeigen jedoch oft keine Querverbindungen zu anderen Energieträgern im Wärmesystem auf.
- Im Bereich des Stromnetzes sollen Smart Grids eine effiziente Nutzung der existierenden Infrastruktur bei gleichzeitiger Schaffung von Integrationsmöglichkeiten von Erneuerbaren und zugleich Kostenvorteile sichern. In Österreich gibt es bereits einige Projekte zu Smart-Grids-Technologien im Stromnetz ([26], [27], [28], [29], [30], [31], [32]), die allerdings primär nur auf den Strombereich beschränkt sind.

Die angeführten Studien beziehen sich auf einen „kontrollierten“ Umbau des Energiesystems etwa durch eine allmähliche Substitution fossiler Kraftwerke, werden jedoch nicht in direkten Zusammenhang mit Bedrohungsszenarien oder Krisensituationen gestellt. Die Untersuchung von Krisenszenarien wurde in der „klassischen“ Energieforschung bisher noch nicht berücksichtigt

2.2 Problemstellung

Spätestens seit dem russisch-ukrainischen Gasstreit und der Einstellung der Gaslieferungen aus Russland zu Jahresbeginn 2009 ist die Abhängigkeit unserer Energieversorgung von russischem Erdgas auch der breiten Öffentlichkeit bewusst geworden. Trotz der relativ kurzen Unterbrechung von nur einer Woche² hatte das Ausbleiben der Lieferungen dramatische Auswirkungen in ganz Europa. Während in Österreich die Energieversorgung durch die vorhandenen Untertagespeicher und Notfallmaßnahmen, wie durch freiwillige Beschränkungen der Gas-Großabnehmer aus Industrie und Stromerzeuger³, sichergestellt werden konnte, ist die Erdgasversorgung in unseren südosteuropäischen Nachbarländern teilweise komplett ausgefallen.

Die Erdgasheizungen in vielen Haushalten fielen aus, Schulen mussten geschlossen werden. Elektro-Heizstrahler und sonstiges Brennmaterial waren binnen Stunden ausverkauft und ein großer Teil der Bevölkerung musste frieren. In der Slowakei mussten Autohersteller ihre Produktion unterbrechen und aus Angst vor einem Zusammenbruch des Stromnetzes wurde von der slowakischen Regierung sogar die Wiederinbetriebnahme des bereits abgeschalteten Atomreaktors in Bohunice beschlossen.

Die russische Gazprom plant einen weiteren Ausbau der Erdgasinfrastruktur nach Europa. So soll das Projekt South Stream vor allem die Abhängigkeit von den Transitländern Ukraine und Weißrussland reduzieren. Bereits gebaut und im November 2011 offiziell eröffnet wurde hingegen die North Stream Pipeline, welche das russische und deutsche Erdgasnetz über eine direkte Leitung miteinander verbindet, ausschließlich über die Seegebiete in der Ostsee führt und keinem Hoheitsgebiet zuzuordnen ist.

² Rückgang der Gaslieferungen nach Österreich um 90% am 6.1.2009, komplette Unterbrechung der Lieferungen nach Westeuropa am 7.1.2009; Wiederaufnahme der Lieferungen durch Gazprom am 13. 1. 2009.

³ So konnte beispielsweise der Energieversorger EVN das Kraftwerk Theiß kurzfristig mit Öl anstatt mit Erdgas betreiben, das Kraftwerk Dürnrohr mit Kohle statt Erdgas.

Die geplanten Erweiterungen der Transportkapazitäten aus Russland, ebenso wie die neuen Versorgungsoptionen durch LNG-Hafenkapazitäten, sind entscheidend für die Energieversorgungssicherheit in Österreich und die Bewertung der jeweiligen Krisenszenarien. Im österreichischen und regionalen Kontext sind zusätzlich die geplanten bzw. möglichen Ausbauten (Kapazitätserweiterungen) in der WAG-, TAG- und HAG-Leitung, insbesondere auch die geplante Tauerngasleitung, relevant.

Eine Unterbrechung der Erdgasversorgung oder der Ausfall von Kraftwerkskapazitäten im europäischen Kraftwerksverbund hat erhebliche Auswirkungen auch auf die nachgeordneten Verteilnetzbetreiber (Gas und Strom).

Eine umfassende Risikoanalyse und Szenarienbildung ist jedoch nur im Zusammenhang mit einer umfassenden Modellierung aller Risiken, auch jene der vorgelagerten Erdgastransitleitungen sowie über die komplette Wertschöpfungskette hinweg, sinnvoll möglich. Während diese Entkopplung der tatsächlichen Gasflüsse von den vertraglichen Verhältnissen unter normalen Marktbedingungen eine Vereinfachung für die Marktteilnehmer mit sich bringt, kann es in Krisenzeiten - durch die ggfs. ganz unterschiedlichen wirtschaftlichen Partikularinteressen von Marktteilnehmern und Infrastrukturbetreibern - zu unerwünschten Entwicklungen, wie etwa einem Zielkonflikt zwischen der Sicherung der Energieversorgung und Wirtschaftlichkeitsüberlegungen einzelner Marktteilnehmer, kommen⁴.

Die Liberalisierung der Energiemärkte, betrieben von der Europäischen Kommission mit dem Ziel, den Wettbewerb zwischen konkurrierenden Energielieferanten zu ermöglichen bzw. diesen zu stärken, hat im letzten Jahrzehnt zu laufenden Änderungen in der Rechtslage und den Verantwortlichkeiten der einzelnen Marktteilnehmer geführt. Die bisher zumeist sowohl vertikal wie horizontal integrierten Energieunternehmen mussten auch in Österreich weitgehend entflochten werden, was zugleich zu einer „Zersplitterung“ der Verantwortlichkeiten auf unterschiedliche Akteure und einer deutlich höheren Komplexität der Unternehmensprozesse führte.

Die Situation der zunehmenden Zersplitterung ist nicht nur auf Ebene der Gasnetze, sondern auch bei Stromnetzen zu beobachten. Zugleich sind die Energiesysteme extrem vernetzt; so sind nicht nur die Verteilnetze von den überregionalen

⁴ Diese Entwicklung kann durchaus vergleichbar wie die Entwicklung der Finanzmärkte gesehen werden; d.h. eine zunehmend höhere Komplexität, eine Vielzahl neuer, hybrider Instrumente zur (nur teilweisen) Absicherung von Geschäften, die zugleich nicht immer verstanden werden bei zugleich zunehmender Abkopplung der vertraglichen von den realen (physischen) Verhältnissen.

erdgasbetriebene Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK) ist, speziell zu den Spitzenzeiten in den Wintermonaten, auch die Fernwärmeversorgung direkt von der Erdgasversorgung abhängig. Mangels Alternativen würden private Haushalte in urbanen Regionen daher in Krisenzeiten zur behelfsmäßigen Beheizung der Wohnungen Großteils auf elektrisch betriebene Heizstrahler zurückgreifen (müssen), was bei bereits ausgefallenen Gaskraftwerken das Stromnetz noch weiter belasten würde. Dies würde wiederum zu Kaskadeneffekte und insbesondere (weiteren) Black Outs im Stromnetz führen. In ländlichen Regionen fallen diese Kaskadeneffekte aufgrund der höheren Diversifizierung im Raumwärmebereich (bzw. sind zusätzliche Einzelöfen vorhanden bzw. ist alternatives Heizmaterial (Holz) lokal verfügbar) zumindest geringer aus.

Die derzeit absehbaren Zukunftstrends in der Energiewirtschaft („smart grids“) sowie in der Energiepolitik (Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger mit stochastischem Erzeugerprofil) führen zu einer weiteren Erhöhung der Komplexität und gegenseitigen Abhängigkeiten der unterschiedlichen Netze und Systeme. Die Trends weisen in Richtung hochkomplexer Technik (insb. vermehrtem Einsatz von IKT-Systemen), immer mehr Marktteilnehmer (Liberalisierung), größere Versorgungsräume und kompliziertere Geschäftsprozesse. Koordinations- und Kommunikationsaufwand nehmen immer mehr zu, damit einhergehend geht die Übersicht über das Gesamtsystem bei den einzelnen Marktteilnehmern sukzessive verloren und die Störanfälligkeit nimmt zu. Aber nicht nur bei den Energienetzen, auch bei den Kunden (Haushalten) wird die Vulnerabilität zukünftig immer mehr zunehmen. Insbesondere die neuen Trends im Wohnbau – trotz bzw. gerade wegen der höheren Energieeffizienzstandards – führen zu größeren Abhängigkeiten. Während ein modernes Passivhaus zwar deutlich weniger Gesamtenergie als etwa ein Gründerzeitbau verbraucht, ist die Abhängigkeit von externer Versorgung (z.B. Strom für Umluftlüftung, Wärmepumpen, etc.) noch um vieles höher. Die Auswirkungen für die Bewohner im Krisenfall – z.B. bei Ausfall der Stromversorgung – sind daher noch weitreichender als bei weniger modernen Bauten.

Wie bereits oben ausgeführt, stehen zur Bereitstellung von Wärme, Warmwasser und Kälte im Niedrigtemperaturbereich derzeit, abhängig von Besiedlungsstruktur und –dichte, verschiedene (Verteil-)Netzinfrastrukturen für Strom, Gas, Fern-/Nahwärme und –kälte sowie weitere Technologieoptionen, wie die Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen, solarthermischen Anlagen und andere nachhaltige Technologien (z.B. kontrollierte Wohnraumbelüftungen, Wärmepumpen, Photovoltaik, etc.), zur Verfügung. Wenn sich die derzeit noch vorhandenen

Wärmelasten in urbanen Ballungsräumen durch die großflächige Implementierung von Energieeffizienzmaßnahmen, solarthermischen Anlagen und anderer nachhaltiger Technologien zukünftig zunehmend verringern, verschärft sich aber zugleich die Konkurrenzsituation zwischen den einzelnen nicht-leitungsgebundenen und leitungsgebundenen Technologieoptionen immer mehr.

Damit wird auch der technische Betrieb der Energienetze (für Gas- und Fern-/Nahwärme), die ursprünglich für deutlich höhere Wärmelasten ausgelegt wurden, immer schwieriger möglich (spezifische Netzverluste steigen; Effizienz sinkt). Dies kann mittel- bis langfristig sogar soweit gehen, dass einzelne Netzinfrastrukturen bzw. Technologiekombinationen obsolet werden und sich die Frage des „Rückbaus“ stellt. Die Aufrechterhaltung von Redundanzen ist jedoch zugleich unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit zu betrachten.

3 Methode

3.1 Mögliche Systemlösungen (Überblick)

Für die Bereitstellung der verschiedenen Energiedienstleistungen im Niedertemperaturbereich – durch die jeweils vorhandenen Verteilnetze für Strom, Gas und Fern-/Nahwärme und –kälte - gibt es eine Vielzahl von Systemlösungen in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch, Speicherung und Netzkomponenten.

Tabelle 1 zeigt eine Auswahl von unterschiedlichen Energieerzeugungs- und Energieumwandlungstechnologien für Strom-, Wärme- und Gas(verteil)netze und die entsprechenden Energieflüsse zwischen den einzelnen Netzen und Systemen.

Mögliche zentrale und lokale Speichertechnologien für Strom, Wärme und Gas werden ergänzend in Tabelle 2 dargestellt. Auch verbraucherseitige Systemlösungen, vor allem auch Demand Side Management (DSM) Ansätze, sollen hier erwähnt werden, sowie auch der Zusammenschluss einzelner Kleinanlagen in Virtual Power Plants (VPP) auf der Verbraucher- und Erzeugerseite. Der Einsatz von neuen Netzkomponenten wie Smart Meter, regelbarer Ortsnetztrafo und der Blind- und Wirkleistungsregelung schließt diesen Überblick über verschiedene Systemlösungen zur Entwicklung einer diesbezüglichen Bewertungsmatrix ab.

Tabelle 1 Übersicht unterschiedlicher Energieerzeugungs- und Energieumwandlungstechnologien für Strom, Wärme und Gas(verteil)netze

(Verteil-) Netz			zentral	lokal	Energiefluss
Strom	Wärme	Gas	gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)	gasbefeuerte Mikro-KWK	Gas -> Strom & Wärme
				Stirlingmotor	
Strom	Wärme		Dampfturbine	Stirlingmotor	Wärme -> Strom
			Organic Rankine Cycle (ORC)		
			Wärmepumpe		Strom -> Wärme
			Elektroboiler		
Strom		Gas	gasbefeuertes Heizkraftwerk	Mikrogasturbine	Gas -> Strom
			gasbefeuerte Gasturbine		Strom -> Gas
			Power2Gas		
	Wärme	Gas	gasbefeuertes Heizwerk		Gas -> Wärme
			gasbefeuerte Wärmepumpe		
			gasbefeuertes Boiler		
Strom (volatil)			Photovoltaik (PV)		Strom
			Windkraftwerk		
			Solarthermie		
	Wärme		Ab-/Adsorptionskältemaschine		Wärme -> Kälte
Strom	Kälte			Kompressionskältemaschine	Strom -> Kälte

Tabelle 2 Übersicht möglicher zentraler und lokaler Speichertechnologien

Energieträger	zentral	lokal
Strom	Elektrische Batterie: z.B. Pb, Lilo, Redox Flow	
	Mechanische Batterie: z.B. Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Schwungrad	Mechanische Batterie: z.B. Schwungrad
		Elektromobilität
Wärme/Kälte	Heißwasserspeicher	
	Thermo-Chemische Batterie	
	Latentwärme-/kältespeicher	
Gas	Kavernenspeicher	Gasspeichertanks

3.2 Entwicklung einer dynamischen Bewertungsmatrix

Basierend auf den in 3.1 dargestellten Systemlösungen zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen sowie künftigen Smart Grids Lösungen erfolgt die Entwicklung einer Bewertungsmatrix, die abhängig von der gewünschten Zielsetzung (Kriterium) die bevorzugten Systemlösungen im Bereich der (Verteil-)Netzstrukturen - in Abhängigkeit des Grades der implementierten Energieeffizienz und des Einsatzes von dezentralen Energieerzeugungstechnologien - abbildet. Zur Erzielung eines tiefgehenden Verständnisses für die Bewertungsmatrix erfolgt anschließend eine ergänzende qualitative Diskussion dieser Matrix hinsichtlich verschiedener möglicher Zielsetzungen und Kriterien, wie z.B. Endkunden- versus Erzeuger-/Netzbetreibersicht, Ausfall von Energielieferungen, Verknappung (Kontingentierung) von sonstigen Primärenergieträgern, Sabotage, etc. .

Bewertungsmatrix

Um die Wechselwirkungen der unterschiedlichen Systemlösungen auf die (Verteil-) Netze von Strom, Wärme und Gas im Kontext der Energieversorgungssicherheit grafisch übersichtlich darzustellen, wird im Folgenden eine Netzgrafik für die unterschiedlichen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien verwendet. Besteht eine hohe Wechselwirkung des (Verteil-) Netzes auf die jeweilige Systemlösung (bzw. vice versa), so wird dieses Netz bzw. dieser Energieträger am äußeren Bereich der Grafik dargestellt. Je geringer die Wechselwirkung der betrachteten Erzeugungs- und Umwandlungstechnologie mit dem jeweiligen (Verteil-) Netz ist, umso mehr rücken die einzelnen (Verteil-) Netze Strom, Wärme und Gas in den Mittelpunkt der Grafik.

Folgende Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien wurden für die weitere Analyse ausgewählt:

- Zentral
 - Gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplung – zentr. KWK
 - Gasbefeuertes Heizwerk – zentr. HW
 - Power2Gas – zentr. P2G
 - Elektrische Wärmepumpe und Boiler – zentr. P2H
 - Erneuerbare Energien (volatil) – zentr. EE
- Dezentral / Lokal
 - Gasbefeuertes Mikro-KWK – dezent. μ KWK
 - Erneuerbare Energien (volatil) – dezent. EE
 - Elektrische Wärmepumpe und Boiler – dezent. P2H
 - Solarthermie – dezent. STH
 - Ab-/Adsorptionskälte – dezent. AK
 - Kompressionskälte – dezent. KK
 - Gasbefeuertes Boiler – dezent. GB

Die in Abbildung 2 dargestellte qualitative Bewertung der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen zeigt die Ausgangssituation für Einzelsystemlösungen, zunächst ohne Kombination mit anderen Systemlösungen. Zentrale Systemlösungen weisen in dieser Darstellung - je nach benötigtem In- oder Output - naturgemäß eine hohe Wechselwirkung mit den Netzen auf, was zugleich ein hohes Ausfallrisiko bedingt, wenn Störungen in diesen Netzen auftreten. Allerdings zeigen auch dezentrale Systemlösungen, zumindest in dem in Abbildung 2 gezeigten Basisfall, eine hohe Wechselwirkung zu den (Verteil-) Netzen. Eine Ausnahme bildet lediglich die dezentrale Mikro-KWK-Anlage, da die Wechselwirkung zum Strom- und (Fern)Wärmenetz durch eine nachfrageseitige Erzeugung deutlich geringer bzw. nicht vorhanden ist.

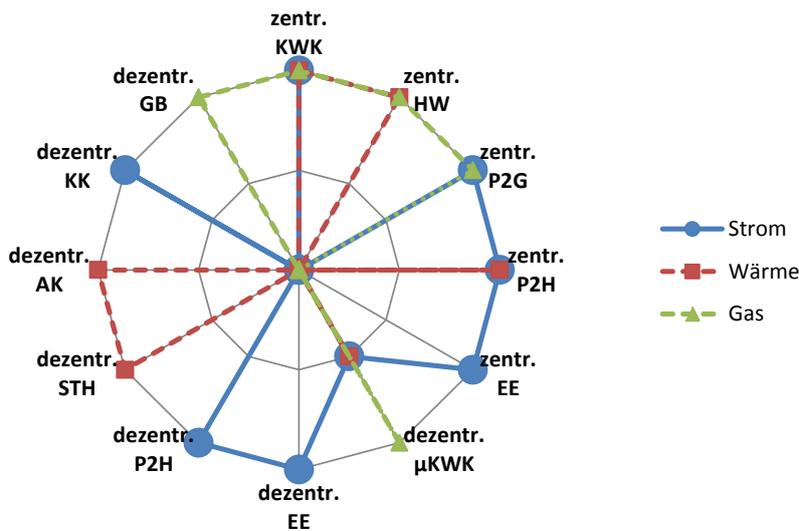


Abbildung 2 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen

Abbildung 3 zeigt die Änderungen der Wechselwirkungen der (Verteil-) Netze auf die Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit additiver Implementierung von Speichertechnologien (siehe dazu auch Tabelle 2) und DSM-Maßnahmen. Für die zentralen Technologien ergeben sich daraus keine Veränderungen. Die Implementierung von dezentralen (additiven) Speichertechnologien hat jedoch einen qualitativ hohen Einfluss auf die Wechselwirkungen der dezentralen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-)Netzen. Je nach Systemoptimierung kann es auch zu Insellösungen kommen, wie es in weiterer Folge beispielhaft etwa für die Solarthermie dargestellt wird.

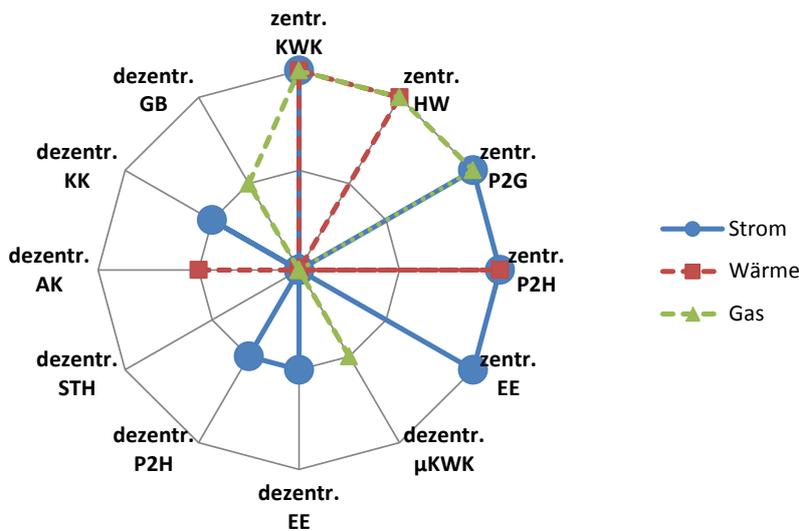


Abbildung 3 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen bei Implementierung additiver Speichertechnologien und DSM

Diskussion verschiedener Einflusskriterien auf die Bewertungsmatrix

Die im vorherigem Kapitel dargestellten Abbildungen zeigen die Wechselwirkungen zwischen Erzeugungs-, Umwandlungs- und Speichertechnologien und den jeweiligen (Verteil-) Netzen für den normalen Betriebsfall. Im Folgenden werden die verschiedenen Einflusskriterien auf die Systemlösungen und auf die Sicherstellung der Netzstabilität bei unterschiedlichen Bedrohungsszenarien - anhand jeweils dafür adaptierter Bewertungsmatrizen - analysiert.

- **Ausfall von Erdgaslieferungen**

Zunächst werden in dieser Analyse die Wechselwirkungen der unterschiedlichen Systemlösungen auf das (Verteil-) Netz bei einem Ausfall von Erdgaslieferungen – jeweils mit und ohne Speichertechnologien - diskutiert.

Dazu wird in der linken Grafik in Abbildung 4 die Bewertungsmatrix zunächst ohne Speichertechnologien gezeigt. So haben zentrale Systemlösungen einen starken Einfluss auf die Netzsicherheit der unterschiedlichen benötigten (Verteil-) Netze. Durch den Ausfall von Erdgaslieferungen ist die Wechselwirkung von zentralen gasbefeuelten KWK- und HW-Anlagen mit dem Gasnetz sehr hoch. Durch die in Folge geringere Umwandlungskapazität der KWK- und HW-Anlagen (Strom und/oder Wärme) ergibt dies einen etwas geringeren Einfluss mit dem notwendigen Strom- und Wärmenetz.

Zentrale P2G- und P2H-Anlagen haben ebenfalls eine hohe Abhängigkeit vom jeweils notwendigen Input- bzw. Output-Netz, da durch einen Ausfall der Erdgasversorgung die notwendige Wärme bzw. Gas zwar alternativ durch diese beiden Technologien erzeugt werden könnte, dazu aber zumindest ein gewisses Mindestmaß an Netzstabilität erforderlich ist.

Auch im dezentralen Bereich besteht eine hohe Wechselwirkung durch die jeweiligen leitungsgebundenen Energieinputs für die unterschiedlichen Umwandlungstechnologien auf die Ausfallsicherheit der unterschiedlichen Netze. Vor allem kann es durch einen langfristigen Ausfall der Erdgasversorgung zu einem erhöhten Stromverbrauch durch den massiven Anstieg der Verwendung von dezentralen P2H-Anlagen (z.B. Heizlüfter) kommen. Somit würde das Stromnetz stärker belastet und unter Umständen auch die Netzstabilität (Strom) gefährdet werden.

Durch die Implementierung von zentralen und dezentralen Speichertechnologien und DSM Maßnahmen kann diese Problematik zumindest entschärft werden. So würden, zumindest bei nur kurzfristigen Störungen oder Unterbrechungen der Versorgung, bei den einzelnen Energieträgern die Abhängigkeiten der unterschiedlichen Systemlösungen von den jeweiligen Netzen geringer werden (siehe rechte Grafik in Abbildung 4). Vor allem bei Engpässen in der Erdgasversorgung könnte durch dezentrale Speicher im Wärme-/Kälte- und Strombereich die Stabilität der Strom- und Wärmenetze erhöht werden.

Energiesystem bzw. die Verbraucher höher zu bewerten sein als bei einer Erdgas-Kontingentierung, da eine Vielzahl von weiteren kritischen Infrastrukturen (z.B. IKT-Technologien, die zur Steuerung notwendig sind) von der Verfügbarkeit von Strom abhängt.

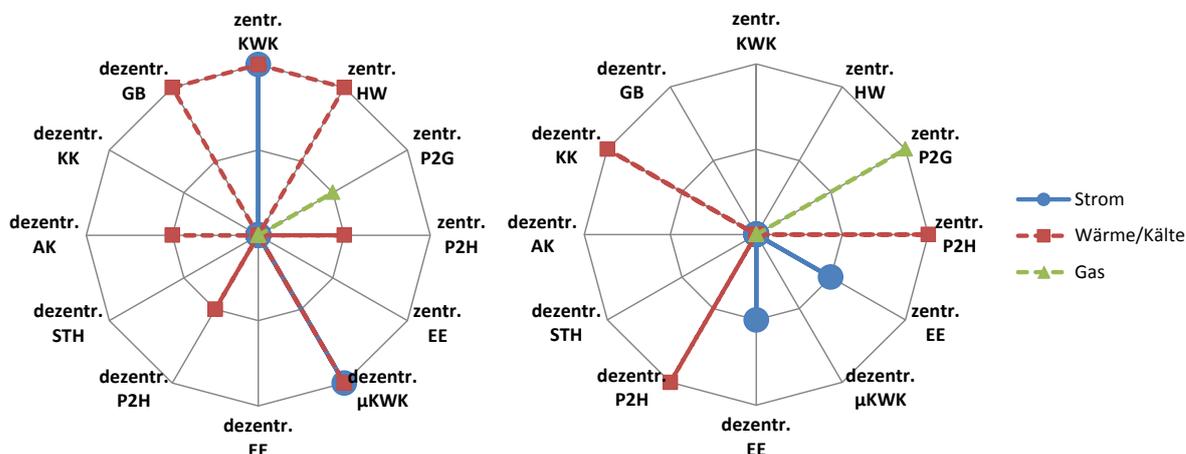


Abbildung 5 Einfluss der Verknappung (Kontingentierung) von Gas und Strom auf den Strom-, Wärme- und Erdgas-Output der unterschiedlichen Systemlösungen – Gas-Kontingentierung (links) und Strom-Kontingentierung (rechts)

- **Verbraucher, Energielieferanten, Netzbetreiber**

In dieser Analyse wird der Einfluss der unterschiedlichen Systemlösungen auf die Ausfallsicherheit - mit und ohne Speichertechnologien - aus Sicht der Verbraucher, Energielieferanten bzw. Erzeuger und Netzbetreiber dargestellt. In der linken Grafik in Abbildung 6 wird zunächst die Bewertungsmatrix ohne Speichertechnologien gezeigt.

Zentrale Systemlösungen haben dabei einen starken Einfluss auf die Ausfallsicherheit der Energielieferanten und Netzbetreiber, da die Energie klarerweise zentral erzeugt bzw. umgewandelt und in weiterer Folge verteilt werden muss. Für die Verbraucher haben die zentralen Systemlösungen hingegen einen geringeren Einfluss, da sie durch Diversifikation rascher einen Energieträger- bzw. Technologiewechsel durchführen können.

Bei dezentralen Systemlösungen verhält es sich bezüglich der Energielieferanten- und Verbraucherseite naturgemäß umgekehrt. Einerseits sinkt der Einfluss der Ausfallsicherheit für Energielieferanten durch den geringeren Verbrauch aufgrund der Eigenerzeugung, andererseits steigt der Einfluss der Verbraucher durch die Eigenerzeugung. Der Einfluss der Netzbetreiber ist in diesem Fall für alle Systemlösungen gleich hoch. Mit zentralen Erzeugungs- und

Umwandlungstechnologien muss die Energie top-down verteilt werden, im dezentralen Bereich wird das Netz hingegen sowohl für die Entnahme von benötigter Energie (top-down) wie auch für die Einspeisung von Überschussenergie (bottom-up) benötigt⁶.

Durch die Implementierung von zentralen und dezentralen Speichertechnologien und DSM-Maßnahmen verringert sich der Netzbetreibereinfluss bei den dezentralen Systemlösungen - durch geringeren Leistungs- und Energiebedarf - nur verbraucherseitig. Folglich erhöht sich der Einfluss der Verbraucher für die dezentralen Systemlösungen durch höheren Eigenverbrauch und reduziert sich gleichzeitig für die zentralen Systemlösungen durch die Verringerung der nachfrageabhängigen Energielieferung durch die Möglichkeit der zentralen Energiespeicherung.

Gegenteilig dazu verringert sich der Einfluss der Energielieferanten auf die dezentralen Systemlösungen. Für die zentralen Systemlösungen ergeben die zentralen Speicher- und DSM-Technologien eine Änderung auf der Energielieferantenseite, da diese Energielieferungspässe und -ausfälle v. a. durch Speichertechnologien kompensieren können.

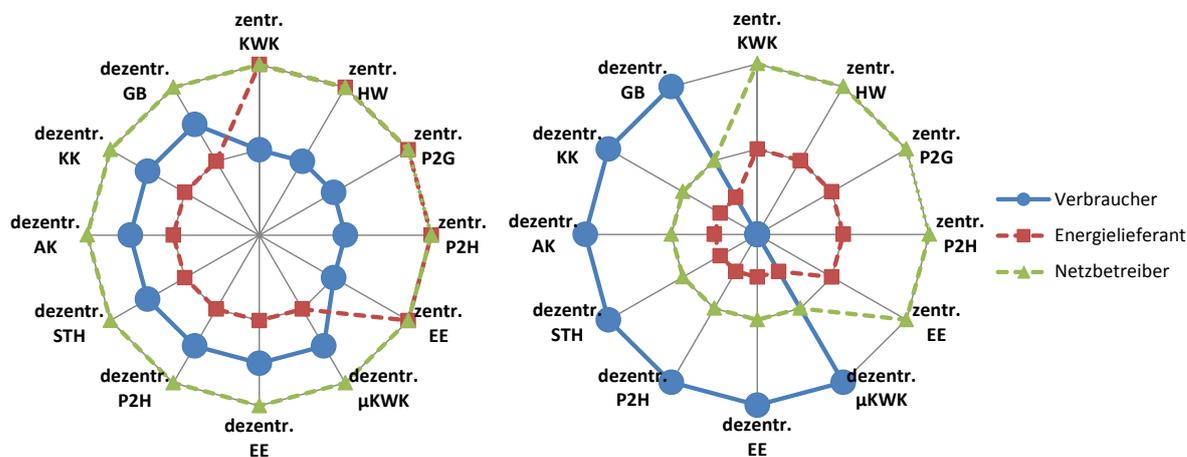


Abbildung 6 Einfluss der unterschiedlichen Systemlösungen auf Verbraucher, Energielieferanten und Netzbetreiber mit (rechts) und ohne (links) Speichertechnologien und DSM

• Wirtschaftlichkeit aus Netzbetreibersicht

Bei Betrachtung der Wirtschaftlichkeit der (Verteil-) Netze für Strom, Wärme und Gas ergibt sich ein ähnliches bzw. gleiches Bild wie bei der Einflussbewertung in Abbildung 2 und Abbildung 3. Dies ergibt sich aus der trivialen Tatsache, dass

⁶ Jeweils aus Sicht der dezentralen Erzeugungsanlagen bzw. Einspeiser.

aufgrund der erhöhten Eigenerzeugung der jeweiligen Verbraucher zugleich die Wirtschaftlichkeit für den Netzbetreiber sinkt. Dieser Annahme liegt das derzeitige, vor allem energieabhängige Netztarifmodell zu Grunde.

Abbildung 7 zeigt – auf dieser Annahme aufbauend - eine beispielhafte Erweiterung der oben qualitativ beschriebenen Wirtschaftlichkeitsbewertung der Netze durch die Kombination von dezentralen Systemlösungen. So würde in diesem Beispiel ein Verbraucher etwa eine dezentrale Photovoltaikanlage (dezentr. EE) mit zugehörigem Batteriespeicher implementieren. Zur Wärmeerzeugung würde eine Wärmepumpe (dezentr. P2H), in Kombination mit einer Solarthermieanlage (dezentr. STH) und einem Pufferspeicher eingesetzt werden. Im Sommer käme eine Kompressionskältemaschine (dezentr. KK) zur Raumkühlung zum Einsatz.

Die rechte Grafik in Abbildung 7 zeigt für diesen Fall die Verringerung der Netzabhängigkeit des Verbrauchers für das Strom- und für das Wärmenetz. Durch die Möglichkeit der elektrischen Speicherung und der Umwandlung von elektrischer Energie in thermische Energie entfällt die Notwendigkeit eines Wärmenetzes. Sowohl energetisch als auch leitungskapazitätstechnisch verringert sich der Strombezug aus dem Stromnetz auf ein Minimum. Das Stromnetz dient in einem solchen Fall lediglich als Backup. Durch eine solche Entwicklung verringert sich die Wirtschaftlichkeit der (Verteil-) Netze im dezentralen Bereich dramatisch.

Die dadurch entstehende erhöhte Konkurrenzsituation der (Verteil-) Netze führt zu immer größeren wirtschaftlichen Druck auf die Netzbetreiber. Notwendige Investitionen in die (Verteil-) Netze werden nicht oder nur verspätet getätigt, sodass vorhandene Redundanzen immer mehr abnehmen. Je mehr jedoch notwendige Ersatzinvestitionen bzw. Upgrades hinausgeschoben werden, umso eher können Angriffe bzw. die Sabotage an (Verteil-) Netzen erfolgreich sein. Zugleich sind in einem solchen Szenario bei Ausfällen höhere Auswirkungen auf die Verbraucher zu erwarten.

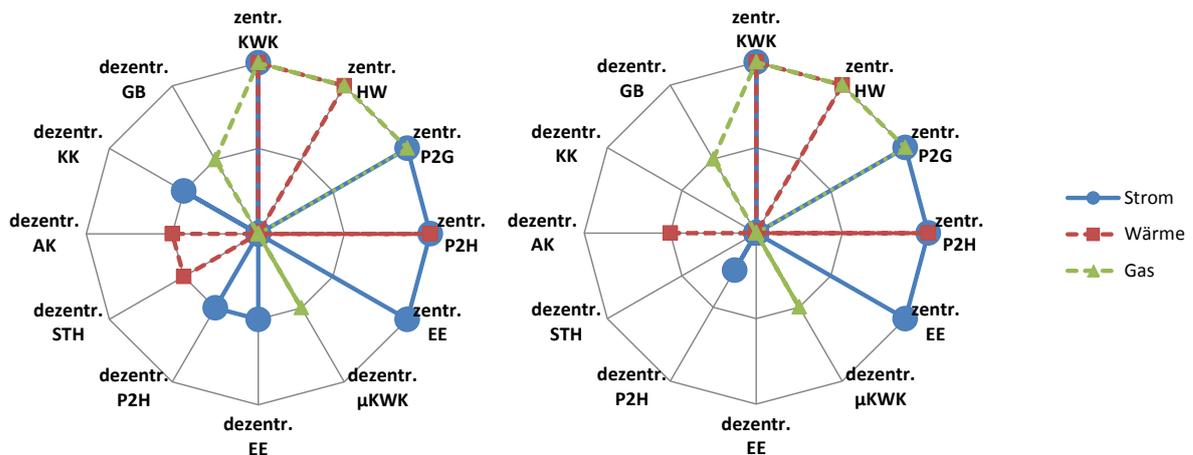


Abbildung 7 Einfluss der unterschiedlichen Systemlösungen auf die Wirtschaftlichkeit der (Verteil-) Netze für Strom, Wärme und Gas mit Speichertechnologien und DSM (links) und beispielhafte Änderung durch eine dezentrale Systemlösungskombination (rechts)

• CO₂-Ausstoß

Die Bewertung der unterschiedlichen Systemlösungen bezüglich des CO₂-Ausstoßes kann durch die Komplexität der Energieflüsse und durch die Vielzahl der Möglichkeiten der Erzeugung und Umwandlung für Energiedienstleistungen nur tendenziell abgeleitet werden. In Abbildung 8 wird der Einfluss des CO₂-Ausstoßes auf die unterschiedlichen zentralen und dezentralen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien gezeigt.

Bei Betrachtung der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien in der linken Grafik in Abbildung 8 ergeben sich für die zentralen gasbefeuelten Erzeugungstechnologien ein höherer CO₂-Ausstoß bei jenen Kraftwerken, die jeweils nur einzelne Energieformen (Strom oder Wärme) erzeugen. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen ist der CO₂-Ausstoß durch die höhere Effizienz entsprechend geringer. Erneuerbarer Erzeugung wird hingegen naturgemäß kein CO₂-Ausstoß zugeordnet.

Durch den Einsatz von Speichertechnologien und DSM-Maßnahmen kann die rein nachfrageseitige Erzeugung und das damit verbundene Teillastbetriebsverhalten der Erzeugungsanlagen minimiert werden. Folglich ergibt sich durch eine optimierte Betriebsweise der Erzeugungsanlagen ein geringerer CO₂-Ausstoß. Somit können Speichertechnologien und DSM-Maßnahmen auch eine CO₂-Reduktion beim UCTE Strom-Mix hervorrufen. Gleiches gilt für P2H und P2G-Technologien, die in dieser Analyse als funktionale Stromspeicher angesehen werden.

Wichtig ist dabei anzumerken, dass durch den Einsatz von direkten oder indirekten Stromspeichertechnologien nicht nur der CO₂-Ausstoß verringert werden kann, sondern zugleich auch die Versorgungssicherheit v.a. im dezentralen Bereich erhöht wird (siehe dazu auch vorherigen Analysen).

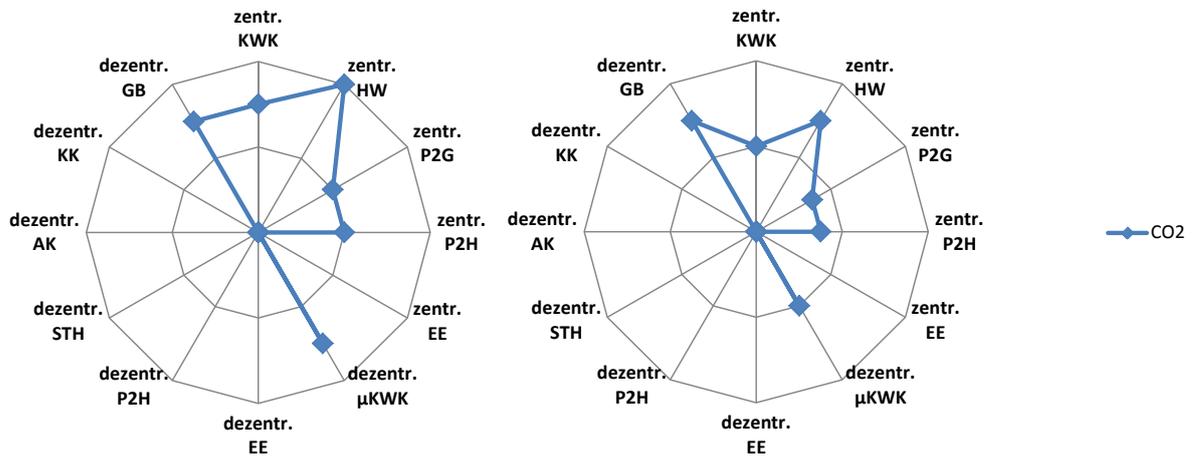


Abbildung 8 Einfluss der unterschiedlichen Systemlösungen auf den CO₂-Ausstoß mit (rechts) und ohne (links) Speichertechnologien und DSM

4 Szenarien und Analyse in den Modellregionen

Um die in Kapitel 3 eingeführte und diskutierte Bewertungsmatrix dynamisch für die Jahre 2020, 2030 und 2050 darzustellen, wurden zwei unterschiedliche Szenarien für die Jahre 2020, 2030 und 2050 entwickelt.

Einerseits wurde ein Basisszenario definiert, das von der Annahme ausgeht, dass die 20-20-20-Ziele erst im Jahr 2030 erreicht werden und sich die Erhöhung der EE-Erzeugung, Energieeffizienz und die Implementierung von Smart Grids Komponenten nur langsam entwickelt. Andererseits wird ein Effizienzscenario angenommen, bei dem die energiepolitischen Ziele für 2020 und 2030 tatsächlich erreicht werden und bis 2050 ein auf EE-Erzeugung basierendes und nachhaltiges Energiesystem eingeführt wird. In diesem Szenario kommen bis 2050 zentrale und dezentrale Speichertechnologien, DSM und Smart Grids Maßnahmen flächendeckend zum Einsatz.

Diese beiden Szenarien, die folgend näher beschrieben werden, dienen zugleich als Rahmenbedingungen für die dynamische und detaillierte Anwendung der Bewertungsmatrix auf die Modellquartiere in Salzburg, Linz und Graz.

4.1 Szenarien

Basisszenario

Das Basisszenario geht hinsichtlich der Stromnachfrage von der Annahme aus, dass elektrischer Strom in den heutigen Anwendungsbereichen auch weiterhin eingesetzt wird, aber keine nennenswerte Ausbreitung in den Transport- und Heizungsbereich erfährt. Während in einigen noch weniger entwickelten Ländern Europas ein stärkerer Nachfragezuwachs angenommen wird, steigt der Bedarf im restlichen Europa ab 2020 geringer, aber kontinuierlich bis zu einer Verdopplung der Stromnachfrage bis 2050 in der UCTE-Region an (siehe Abbildung 9 und Tabelle 3). Für die Entwicklung der Zertifikatskosten auf Emissionen von Kohlendioxid wird dabei eine moderate Steigerung angenommen.

Dieses Szenario hat zur Folge, dass im Grundlastbereich die Stromerzeugung auch weiterhin am günstigsten mit Kohle zu bestreiten ist und damit nur wenig Anreize für eine Reduktion der Kohlekraftwerkskapazitäten bestehen. Die Verstromung von

Erdgas mittels Gas- und Dampfkraftwerken (GuD) kommt in diesem Szenario damit auch in Zukunft nur im Mittellastbereich zum Einsatz.

Insgesamt erfährt die Stromerzeugung in diesem Szenario keine grundlegende Strukturänderung. Im Jahr 2050 würde noch fast zwei Drittel des Strombedarfs mittels fossiler und nuklearer Energieträger erzeugt werden. Der Anteil erneuerbarer Stromerzeugung nimmt dabei insgesamt kaum zu. Die Nachfragesteigerung kann aber mit dem Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten, hauptsächlich der Windkraft, gedeckt werden. Bezüglich Wärme- bzw. Kältenachfrage verändert sich die Erzeugungsstruktur bis 2050 kaum, ebenso werden Energieeffizienzmaßnahmen nur im geringen Ausmaße umgesetzt. Elektromobilität spielt im Basisszenario nur eine geringe Rolle.

Tabelle 3 Jährliche Stromsteigerungsraten im Basis- und Effizienzzenario

	Basisszenario				Effizienzzenario			
	West-europa		Ost-europa		West-europa		Ost-europa	
	OHNE E-Mobilität	MIT E-Mobilität						
2010-2030	1,90%	-	2,50%	-	0,95%	1,15%	1,55%	1,75%
2030-2040	1,30%	1,40%	1,90%	2,00%	0,60%	0,80%	1,20%	1,40%
2040-2050	1,00%	1,15%	1,60%	1,75%	0,30%	0,60%	0,90%	1,20%

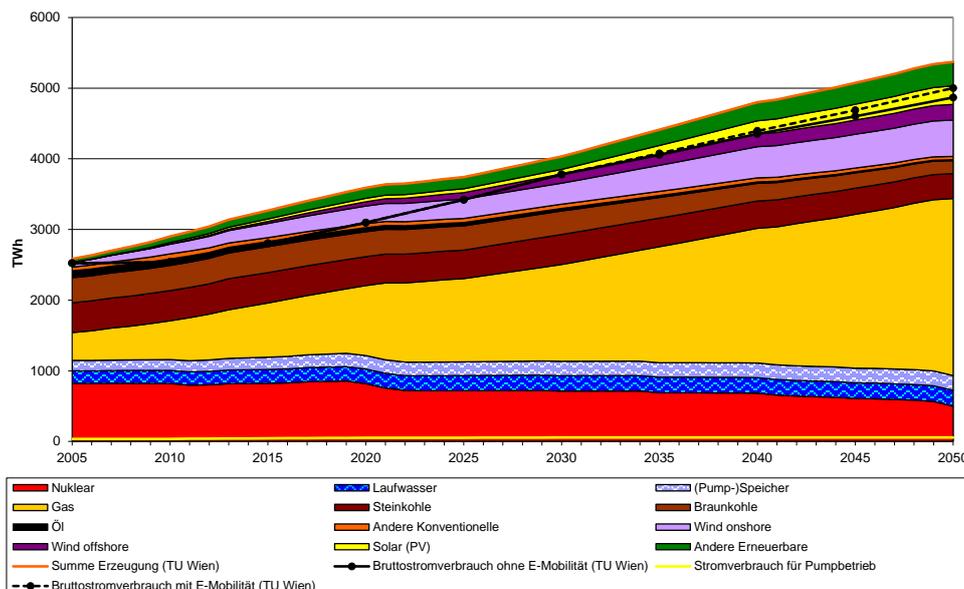


Abbildung 9 Stromerzeugung und Bruttostromverbrauch in der UCTE-Region für das Basisszenario bis 2050

Effizienzscenario

Im Effizienzscenario wird eine deutlich weniger dynamische Nachfrageentwicklung angenommen als im Basisszenario (siehe Tabelle 3). Der zukünftige höhere Strombedarf im Transportsektor (Elektromobilität) und im Wärmebereich, z.B. durch Einsatz von Wärmepumpen, wird durch weitreichende Effizienzmaßnahmen kompensiert. Der große Unterschied zwischen den beiden Szenarien liegt in der starken politischen Fokussierung auf die Begrenzung des Treibhausgasausstoßes und die dafür notwendigen stark ansteigenden Zertifikatskosten für die Emission von Kohlendioxid.

Durch diese politische Maßnahme verteuert sich jegliche auf fossilen Brennstoffen basierende Strom- und Wärmeproduktion je nach Kohlenstoffgehalt des Brennstoffes. Hierbei haben Braunkohle und Steinkohle deutliche Nachteile gegenüber der Verstromung von Erdgas und werden daher nach und nach aus dem Markt gedrängt. GuD Kraftwerke rücken dabei zunehmend auch in den Grundlastbetrieb vor.

In diesem Szenario wird bis 2050 von einem fast vollständigen Verschwinden von Kohlekraftwerken in Europa ausgegangen, Ausnahmen sind einige wenige „Carbon Capture and Storage“ (CCS) Kohlekraftwerke. Des Weiteren sieht das Effizienzscenario einen Ausstieg aus der Kernenergie vor, der bis 2050 fast abgeschlossen ist. Die Stromerzeugung wird in 2050 zu einem Drittel mit Gas bestritten, während der Rest von erneuerbaren Energieträgern gedeckt wird.

Zusätzlich zu einem leicht stärkeren Ausbau der Windkraft - im Vergleich zum Basisszenario - sind die größten Unterschiede im Hinblick auf solarthermische Kraftwerke und Biomasse zu verzeichnen. Biomasse kann in diesem Szenario durch die höheren Zertifikatspreise wettbewerbsfähig auf dem Markt bestehen und erzeugt bis 2050 etwa 10 % des benötigten Stroms. Die Stromerzeugungsstruktur und der Bruttostromverbrauch mit und ohne Elektromobilität für die UCTE-Region wird in Abbildung 10 dargestellt.

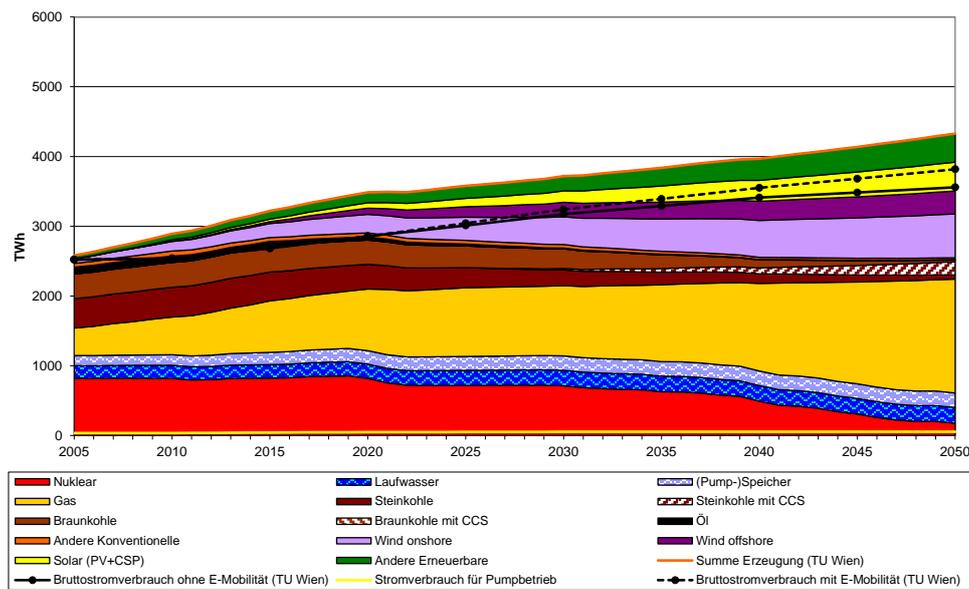


Abbildung 10 Stromerzeugung und Bruttostromverbrauch in der UCTE-Region für das Effizienzzenario bis 2050

4.2 Dynamische Bewertungsmatrix

Die derzeitige Ausgangssituation der Bewertungsmatrix für die dynamische Betrachtung der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen ist in Abbildung 11 dargestellt. So haben im derzeitigen Energiesystem die zentralen Erzeugungstechnologien noch eine dominante Rolle. Sie werden daher hoch bewertet und liegen am Rand der Netzgrafik. Für die noch nicht flächendeckend implementierten Technologien wie zentrale P2H, P2G und vor allem die dezentralen Systemlösungen wird die Wechselwirkung hingegen – bezüglich des Status quo - noch gering bewertet.

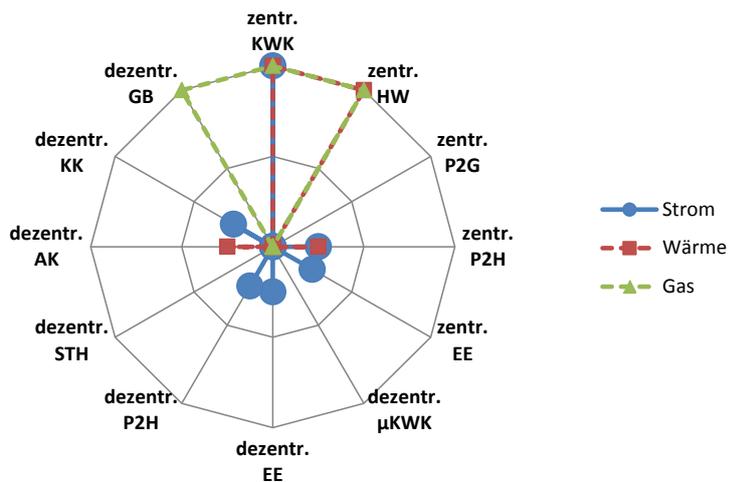


Abbildung 11 Derzeitige qualitative Bewertung der Ausgangssituation bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen

Basierend auf den zwei oben genannten Szenarien erfolgt im Folgenden eine dynamische Betrachtung der entwickelten Bewertungsmatrix für die Jahre 2020, 2030 und 2050:

- **2020**

Im Basisszenario ergeben sich keine Änderungen im Vergleich zum Ausgangsjahr. Hingegen erhöht sich im Effizienzzenario - durch die erhöhte installierte Leistung der EE im zentralen (v.a. Wind) und dezentralen (v.a. Photovoltaik) Stromsektor - die Wechselwirkung mit dem Stromnetz. Ebenfalls haben durch den erhöhten Einsatz von P2H-Technologien - im zentralen Bereich das Strom- und Wärmenetz und im dezentralen Bereich das Stromnetz - eine insgesamt höhere Bewertung als im Ausgangsjahr. Abbildung 12 zeigt die Bewertung der Wechselwirkungen einzelner Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen für das Jahr 2020 in den beiden Szenarien.

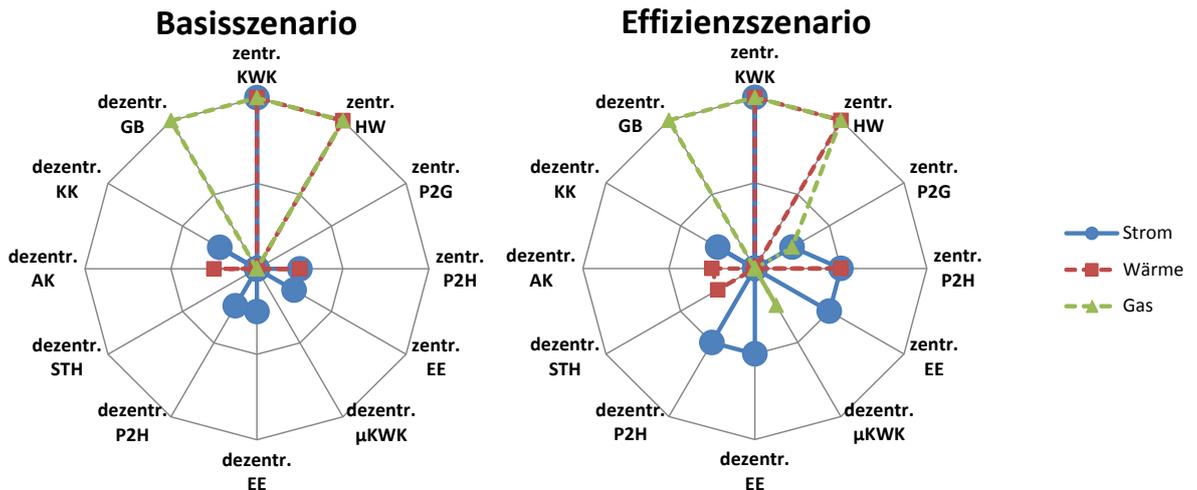


Abbildung 12 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen für Basis- und Effizienzzenario im Jahr 2020

- **2030**

Für das Jahr 2030 verändert sich im Basisszenario die Bewertung der Wechselwirkungen einzelner Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen ähnlich wie im Effizienzzenario im Jahr 2020 (siehe Abbildung 13). Zusätzlich spielt sowohl im Basis- als auch im Effizienzzenario der Kältebedarf eine größere Rolle.

Im Effizienzzenario erhöht sich vor allem der Einfluss der dezentralen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien auf die Wechselwirkungen mit den (Verteil-) Netzen. Eine Erhöhung des EE-Anteils im Stromsektor (v.a. im dezentralen Bereich) hat auch Auswirkungen auf die dezentralen Umwandlungstechnologien wie P2H und KK. Gleichzeitig haben zusätzliche solarthermische Anlagen Einfluss auf ein vorhandenes Fern-/Nahwärmesystem, da dieses immer mehr Einfluss auch im zentralen Bereich, insbesondere durch P2H und KWK-Anlagen, gewinnt.

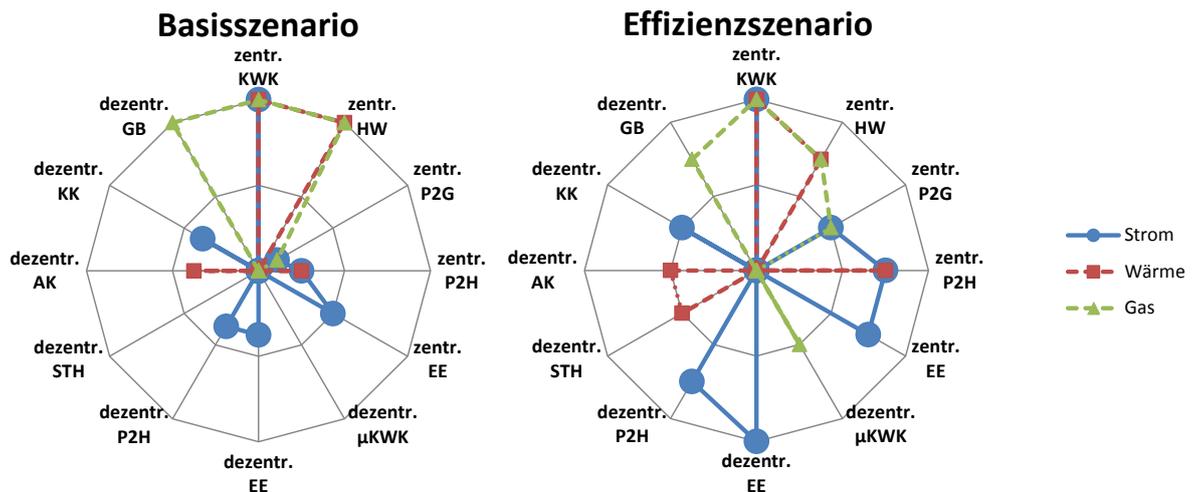


Abbildung 13 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen für Basis- und Effizienzscenario im Jahr 2030

- **2050**

Abbildung 14 zeigt das qualitative Ergebnis der Bewertungsmatrix für das Jahr 2050. Dabei spielen im Basisszenario zentrale KWK-Anlagen und Heiz- bzw. Kraftwerke immer noch eine große Rolle. Durch den geringen EE-Anteil im Vergleich zum Effizienzscenario sind die Wechselwirkungen von Umwandlungstechnologien wie P2H und P2G mit dem Netz noch immer gering zu bewerten. Im dezentralen Bereich ergeben sich im Vergleich zum Jahr 2030 nur geringfügige Änderungen des Einflusses der Systemlösungen auf das (Verteil-) Netz, da es, wie im Basisszenario beschrieben, keine großen Strukturänderungen bezüglich von Energiedienstleistungen gibt.

Eine eindeutige Veränderung gibt es jedoch im Effizienzscenario bis zum Jahr 2050. Ein hoher Anteil von EE im Stromsektor führt zu vielfältigen Wechselwirkungen der einzelnen Umwandlungstechnologien mit dem Strom-, Wärme und Gasnetz, sowohl im zentralen wie auch im dezentralen Bereich. Bei zentralen Heiz- bzw. Kraftwerken verringert sich hingegen der Einfluss beträchtlich. Durch den vermehrten Einsatz von P2G-Technologien gewinnen dezentrale Mikro-KWK-Anlagen an Bedeutung und dezentrale P2H-Anlagen und Solarthermie verdrängen dezentrale Gasboiler immer mehr. In der Kälteversorgung gewinnen - durch den hohen EE-Anteil - Kompressionskältemaschinen immer höhere Anteile (v.a. in Kombination mit Kältespeichern).

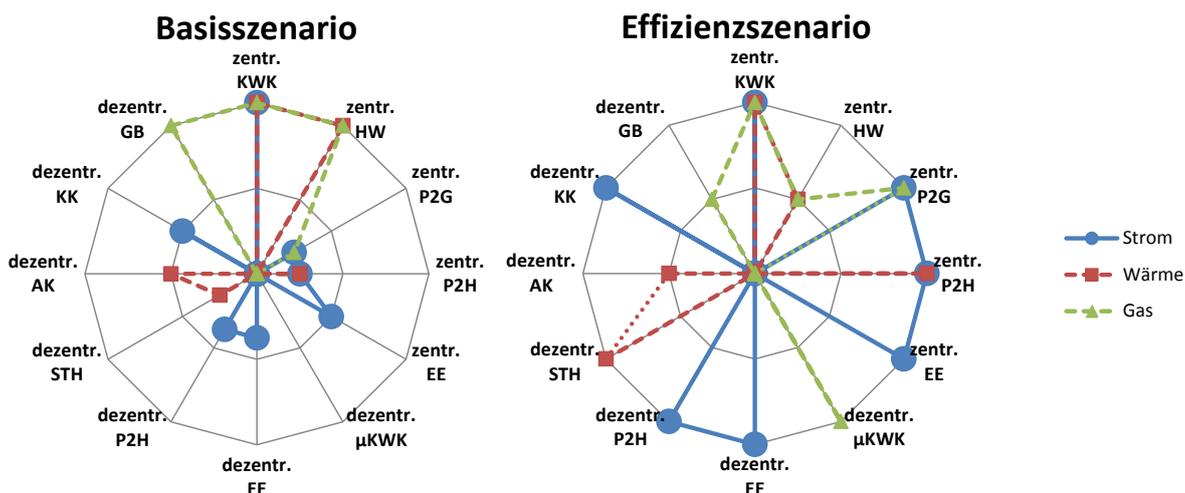


Abbildung 14 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen für Basis- und Effizienzzenario im Jahr 2050

Im Effizienzzenario kann durch die Einführung von Smart Grids Komponenten, einem hohen Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung und dem Einsatz von Speichertechnologien und DSM-Maßnahmen, v.a. im dezentralem Bereich, die Abhängigkeit von Primärenergieträgern wie Öl, Kohle und Erdgas insgesamt immer weiter reduziert werden. Allerdings bedingen Smart Grids Komponenten den Einsatz stark vernetzter Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Diese zusätzlichen IKT-Infrastrukturen könnten durch Cyberkriminalität bedroht werden und im Krisenfall zum Ausfall von dezentralen Systemlösungen führen.

4.3 Modellregionen

Salzburg

Salzburgs Erzeugungsstruktur wird maßgeblich von den kalorischen Kraftwerken der Salzburg AG und dem Laufwasserkraftwerk Solstufe Lehen bestimmt. Tabelle 4 zeigt die elektrische und thermische Nennleistung der Erzeugungsanlagen in Salzburg nach [33, 34, 36, 44]. Beim HKW Nord befindet sich zusätzlich ein Fernwärmespeicher mit einer Kapazität von 1100 MWh und einer Lade- und Entladeleistung von 60 MW [35].

Tabelle 4 Zentrale und dezentrale Erzeugungseinheiten in der Stadt Salzburg [33, 34, 36, 44]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	Primärenergieträger
Kleinwasserkraftwerke	2,98	-	Wasserkraft
LWKW Solstufe Lehen	13,70	-	Wasserkraft
HKW Siezenheim	1,50	7,90	Biomasse
HKW Nord Block 1	13,5	49,50	Erdgas, Schweröl
HKW Nord Block 2	-	30,00	Erdgas, Schweröl
HW Elsbethen	-	17,30	Erdgas
HKW Mitte KWK	83,66	41,5	Erdgas
HKW Mitte Ölkessel	-	90,00	Schweröl
HKW Schwarzenbergkaserne	-	18,0	Erdgas
Photovoltaik	4,49	-	
Solarthermie	-	42,73	

Aus dieser Aufstellung der elektrischen und thermischen Erzeugungsanlagen lässt sich die hohe Abhängigkeit von fossilen Energieträgern sehen. So werden 98,7 MW der elektrischen Nennleistung aus thermischen Kraftwerken bereitgestellt, davon jedoch nur 1,5 MW aus erneuerbarer Biomasse. Ansonsten wird Erdgas oder Schweröl verfeuert. Die 16,7 MW aus Wasserkraft und rd. 4,5 MW aus Photovoltaik liefern zwar nennenswerte Beiträge, machen aber trotzdem nur einen Anteil von 18% an der maximalen Gesamtstromerzeugung aus.

Bei der Wärmeversorgung stellt sich die Situation ähnlich dar. So macht die kumulierte Spitzenleistung der vorwiegend kleinen solarthermischen Anlagen in der Stadt Salzburg zwar immerhin 42,5 MW aus. In Summe liegt der Anteil erneuerbarer Energieerzeuger bei der gesamten Wärmeerzeugungsspitzenlast aber auch nur bei rd. 20%.

Von den thermischen Kapazitäten, die von fossilen Energieträgern abhängig sind (insgesamt 246 MW), können rd. 80 MW sowohl mit Erdgas oder Schweröl, 77 MW ausschließlich mit Erdgas und 90 MW nur mit Schweröl (Spitzenlastkessel am Standort des Heizkraftwerkes Salzburg Mitte) betrieben werden. Bei einem Ausfall der Erdgaslieferungen könnte daher ein Großteil der thermischen Anlagen noch mit alternativen Brennstoffen weiterbetrieben werden, zumindest solange die Heizölvorräte ausreichen.

In Abbildung 15 und Abbildung 16 werden die Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen für das Basis- und Effizienzscenario für Salzburg bis zum Jahr 2050 dargestellt. Im Status quo liegt strukturell eine zentrale Versorgungsstruktur mit KWK und H(K)W Anlagen vor. Dezentral gibt es zwar erneuerbare Energieerzeugung mit Photovoltaik (PV), Solarthermie und teilweise dezentral gasbefeuerte Wärmeerzeugungsanlagen, die jedoch im Verhältnis zu den zentralen Technologien eine geringe Rolle spielen.

Bis zum Jahr 2020 erhöhen sich die Wechselwirkungen zwischen den Netzen und den dezentralen Anlagen für Strom, Wärme und Kälte. Im Basisszenario werden im Kältebereich - durch den noch geringeren EE-Anteil - die Ab-/Adsorptionskälteanlagen mit dem bestehendem Fernwärmesystem bevorzugt.

Die Unterschiede zwischen Basis- und Effizienzscenario sind im Jahr 2030 schon merklich höher, vor allem bezüglich der eingeschlagenen Technologielösungen. Im Effizienzscenario spielt die dezentrale Solarthermie eine immer wichtigere Rolle, auch bezüglich möglicher Anschlüsse an das Fernwärmenetz. Durch den höheren Anteil an EE-Stromerzeugung wird Kompressionskälte immer wichtiger, im zentralen Bereich werden auch P2H- und P2G-Technologien implementiert. Insbesondere im Effizienzscenario nimmt die Abhängigkeit von der Fernwärmerversorgung tendenziell immer mehr ab und eine mögliche Unterversorgung, z. B. bei Ausfall von Erdgaslieferungen, würde immer geringer ausfallen.

Bis zum Jahr 2050 ändert sich im Basisszenario - im Vergleich zum Jahr 2030 - strukturell nur wenig, zentrale P2H- und P2G-Technologien werden aber wie im Effizienzscenario 2030 auch bis 2050 implementiert. Im Effizienzscenario spielen im Jahr 2050 dezentrale Wärme- und Kältetechnologien hingegen eine große Rolle. Das Gasnetz wird in diesem Szenario nur mehr für die zentralen KWK-Anlagen benötigt, obwohl diese - durch dezentrale Systemlösungen sowie zentrale P2H- und P2G-Technologien - ebenfalls an Bedeutung verlieren.

Insgesamt kann in Salzburg im Effizienzscenario - im Vergleich zum Basisszenario – die Abhängigkeit vom Gasnetz deutlich verringert werden. Allerdings ist durch die regionale Nähe zu Erdgasspeichern (z.B. Haidach 5, 7 Fields) die ausreichende Versorgung mit Erdgas – im Vergleich zu anderen Standorten – ohnehin sehr gut abgesichert.

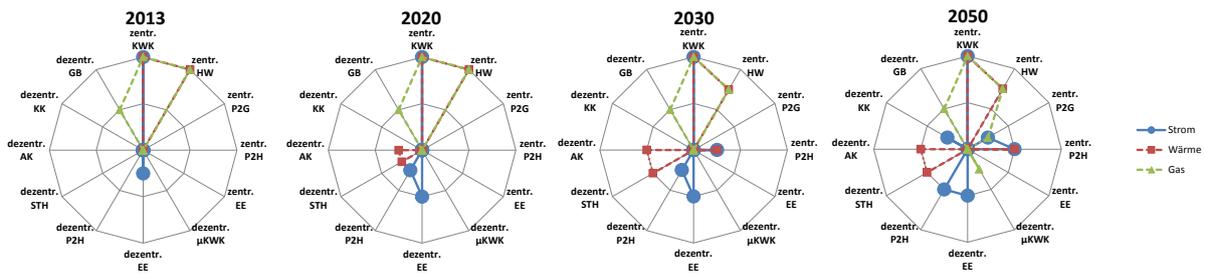


Abbildung 15 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen in Salzburg für das Basisszenario bis zum Jahr 2050

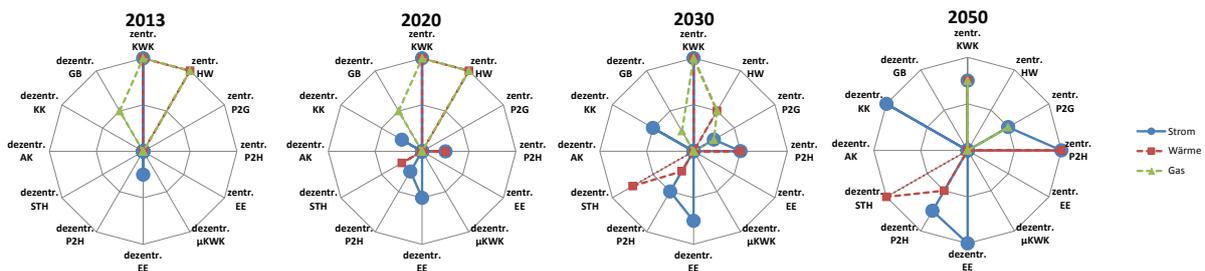


Abbildung 16 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen in Salzburg für das Effizienzzenario bis zum Jahr 2050

Linz

Die Erzeugungsstruktur wird maßgeblich von den kalorischen Kraftwerken der Linz AG. Tabelle 5 zeigt die elektrische und thermische Nennleistung der Erzeugungsanlagen nach [37, 38–42, 44]. Beim HKW Nord befindet sich zusätzlich ein Fernwärmespeicher mit einer Kapazität von 1680 MWh und einer Lade- und Entladeleistung von 80 MW [42, 43].

Tabelle 5 Zentrale und dezentrale Erzeugungseinheiten in der Stadt Linz [37, 38–42, 44]

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	Primärenergieträger
FHKW Linz Mitte GuD 1A	103,0	85,0	Erdgas, Schweröl
FHKW Linz Mitte GuD 1B	124,0	86,0	Erdgas, Schweröl
Biomasse KW Linz Mitte	8,0	21,0	Biomasse
RHKW Linz Mitte	17,0	35,0	Müll
FHKW Linz Süd	171,0	150,0	Erdgas, Schweröl
FHKW Linz Süd Not	1,4	-	Schweröl
FHKW Dornach	-	14,0	Erdgas, Schweröl
Laufwasserkraftwerke (kumuliert)	11,48	-	Wasserkraft
Photovoltaik	3,94	-	
Solarthermie	-	46,30	

Sowohl die thermischen wie die elektrischen Erzeugungskapazitäten sind in der Stadt Linz deutlich höher wie in Salzburg. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass Linz einen deutlich höheren Fernwärmeanteil am lokalen Wärmemarkt aufweist (rd. 60% in Linz gegenüber rd. 23% in Salzburg). Der Anteil von mit fossilen Energieträgern betriebenen Stromerzeugungsanlagen liegt bei über 90%. Fast alle Anlagen am Standort Linz können alternativ mit Erdgas oder Schweröl betrieben werden.

Auch bei der Wärmeerzeugung spielen fossile Energieträger die wichtigste Rolle (mit einem Anteil von mehr als $\frac{3}{4}$). Die restlichen Anteile werden durch die Müllverbrennung, Biomasse und Solarthermie aufgebracht.

Die dynamische Bewertungsanalyse der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen für das Basis- und Effizienzscenario für die Modellregion Linz wird in Abbildung 17 und Abbildung 18 dargestellt. Der Status Quo in 2013 für Linz ergibt eine ähnliche zentrale Versorgung wie in Salzburg, nur dass der Anteil von KWK-Anlagen noch höher und der Einsatz von reinen Fernheizwerken (HW) geringer ist.

Im Basisszenario verändert sich gemäß der oben genannten Szenariendefinition bezüglich der Wärmeversorgung bis 2050 nur wenig, einzig zentrale P2H-Technologien werden teilweise implementiert. Zentrale und dezentrale EE-Stromerzeugung werden weiter ausgebaut, haben aber keinen großen Einfluss auf andere (Verteil-) Netze. Je nach verfügbaren Verteilnetzen werden für die Kältelast Ad/Absorptions- oder Kompressionskälteanlagen eingesetzt.

Im Effizienzscenario liegt der Fokus vor allem im erhöhten Ausbau der dezentralen EE-Stromerzeugung und den dadurch notwendigen Umwandlungstechnologien wie P2H. Ebenso werden dezentrale solarthermische Anlagen in offene Wärmenetze integriert. In weiterer Folge würden - durch die Implementierung dieser Technologien sowie vorgenommene Effizienzmaßnahmen - die zentralen HW an Bedeutung für die Wärmeversorgung verlieren.

Da Linz ein Industriestandort ist, wäre auch im Effizienzscenario bis 2050 eine Gasnetzinfrastruktur notwendig. Bezüglich der Kraftwerkstruktur ist die Situation fast ideal. Alle Kraftwerke in Linz können alternativ auch mit Schweröl befeuert werden. Damit hat Linz im Fall des Ausfalls der Erdgasversorgung sogar noch bessere Substitutionsmöglichkeiten wie Salzburg. Allerdings hat Linz – durch den geringeren

Anteil an Wasserkraft und sonstiger EE - stromseitig trotzdem insgesamt eine größere Abhängigkeit von Erdgas- und Ölungpässen als die Stadt Salzburg. Bei einem Ausfall der Stromzuleitungen in die Stadt Linz hat es aber - durch die KWK-Anlagen - wieder einen Vorteil gegenüber der Stadt Salzburg durch die besseren Möglichkeiten zur (teilweisen) Eigenversorgung.

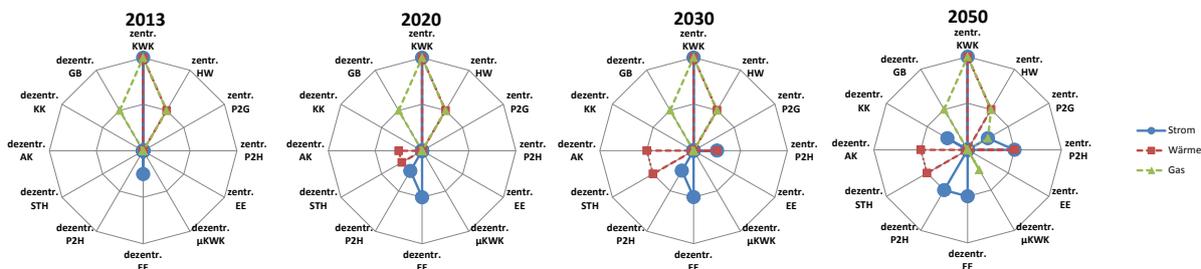


Abbildung 17 Bewertungsmatrix der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen in Linz für das Basisszenario bis zum Jahr 2050

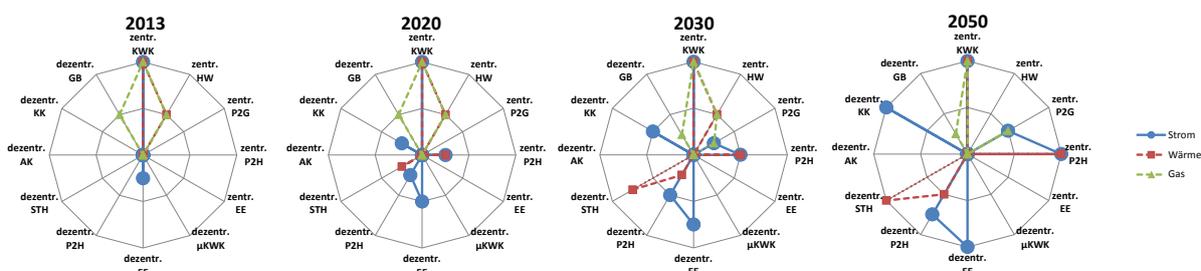


Abbildung 18 Bewertungsmatrix der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen in Linz für das Effizienzzenario bis zum Jahr 2050

Graz

Graz ist die zweitgrößte Stadt Österreichs und Landeshauptstadt des Bundeslandes Steiermark. Die Stadt Graz hat 266.965 Einwohner⁷ (Hauptwohnsitz), dies entspricht einer Bevölkerungsdichte von 2058 Einwohnern/km². Gemeinsam mit den Umlandgemeinden leben derzeit rund 405.000 Einwohner mit Hauptwohnsitz in der Region Graz.

Der langfristige Trend zeigt einen stetigen Bevölkerungszuwachs in der Stadt Graz und ihren Umlandgemeinden, die aktuellen Prognosen sehen bis 2050 einen Einwohneranstieg auf rund 490.000 voraus. Die prognostizierte dynamische Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung bildet eine besondere Herausforderung für die Grazer Stadtentwicklung und die zukünftige Energieversorgung in der Region.

⁷ Stand: 1.1.2012

Die derzeit bestehende Erzeugungsstruktur wird maßgeblich von den thermischen Erzeugungskapazitäten im Süden von Graz und den Laufwasserkraftwerken der Energie Steiermark im Einzugsgebiet der Stadt bestimmt. Tabelle 6 zeigt die elektrische und thermische Nennleistung der Erzeugungsanlagen.

Tabelle 6 Zentrale und dezentrale Erzeugungseinheiten in und in der Umgebung der Stadt Graz

Bezeichnung	Elektrische Leistung in MW	Thermische Leistung in MW	Primärenergieträger
KleinwasserKW	0.35	0.00	Wasserkraft
LWKW_Teigitschmühle	1.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Weinzödl	16.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Gössendorf	19.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Kalsdorf	19.00	0.00	Wasserkraft
LWKW>Weissenegg	1.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Mellach	16.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Friesach	12.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Lebrig	20.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Peggau	13.00	0.00	Wasserkraft
FHKW_Graz	56.00	300.00	Erdgas, Schweröl
FHKW_Thondorf	25.00	35.00	Erdgas, Schweröl
Marienhütte	0.00	6.00	Abwärme
GDK_Mellach	838.00	400.00	Erdgas, Schweröl
FHKW_Mellach	225.00	230.00	Steinkohle
Werndorf-Neudorf_1	110.00	176.00	Erdgas, Schweröl
Werndorf-Neudorf_2	152.00	200.00	Erdgas, Schweröl
LWKW_Puntigam	16.30	0.00	Wasserkraft
LWKW_Gratkorn	11.00	0.00	Wasserkraft
LWKW_Stübing	12.00	0.00	Wasserkraft
Photovoltaik	2.00	0.00	Sonne
Solarthermie	0.00	5.25	Sonne

Im Unterschied zu Linz und Salzburg sind die Kapazitäten der Wasserkraftwerke mit über 160 MW substantiell. Die thermischen Kapazitäten, zum Großteil im Süden von Graz, machen zwar ein Vielfaches davon aus. Allerdings ist ein Teil davon (Werndorf-Neudorf 1) bereits stillgelegt und konserviert oder dessen Stilllegung wurde bereits beschlossen (GUD Mellach, FHKW Mellach, Werndorf-Neudorf 2).

Aufgrund der durch den Verbund bereits angekündigten Stilllegungen und der begrenzten Laufzeit der Lieferverträge zwischen Verbund, Energie Steiermark und Energie Graz ist die Fernwärmeversorgung in der Stadt Graz nur mehr bis zum Jahr 2020 gesichert. Bezüglich der Zukunft der Fernwärmeversorgung in Graz (ab 2020 bzw. 2030) werden daher derzeit unterschiedliche Optionen erarbeitet und bewertet. Dazu wurde vom Bürgermeister der Stadt Graz eine eigene Arbeitsgruppe eingerichtet. Derzeit wird außerdem die Sicherstellung der notwendigen Reserve-/Ausfallkapazität für die Zeit bis 2020 verhandelt.

Auch wenn die Entscheidungen für notwendigen Maßnahmen noch nicht getroffen worden sind, kann davon ausgegangen werden, dass für die Zeit nach 2020 bzw. 2030 jedenfalls entweder neue Wärmeerzeugungsanlagen errichtet werden müssen, dem Verbund die bestehenden Anlagen abgelöst oder eine sonstige Übergangslösung gefunden werden muss.

Die Status quo in der Stadt Graz sieht jedenfalls so aus, dass grundsätzlich alle drei betrachteten Verteilnetze für Strom, Wärme und Erdgas verbaut sind. In einem kommunalen Energiekonzept wurden zwar die jeweiligen Versorgungs- und Ausbaugebiete festgelegt. Trotzdem ändern sich die Wechselwirkung mit den (Verteil-) Netzen im Basisszenario nur gering und es bleiben bis 2050 alle 3 Verteilnetzoptionen in Verwendung. Jedoch verstärken sich die Wechselwirkungen der neu implementierten dezentralen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien vor allem mit den Strom- und Wärmenetzen.

Im Effizienzscenario wird das Gasverteilstromnetz bis 2050 obsolet. Der hohe Anteil an EE-Stromerzeugung fördert hauptsächlich die Implementierung von P2H-Technologien und unterstützt somit den weiteren Ausbau des Wärmenetzes (teilweise auch in Form von „elektrischer Fernwärme“). Das Gasverteilstromnetz wird dementsprechend verdrängt.

Durch diese mögliche Verdrängung des Gasverteilstromnetzes in der Stadt Graz erhöht sich zwar die Abhängigkeit der Verbraucher von Strom- und Wärmenetzen, zugleich sinkt jedoch die Abhängigkeit von Erdgaslieferungen.

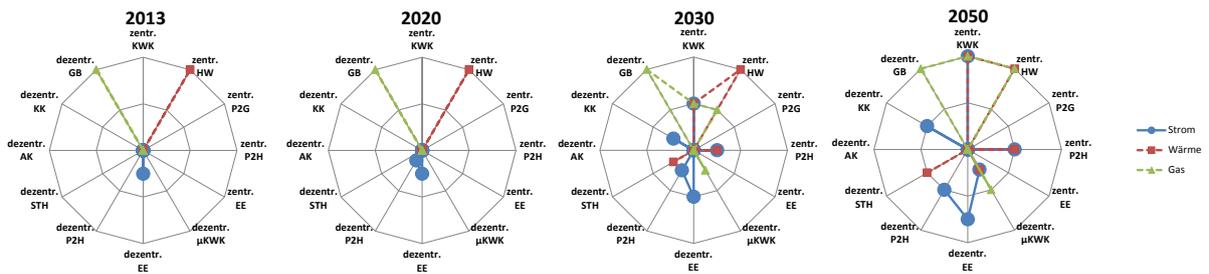


Abbildung 19 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen in Graz für das Basisszenario bis zum Jahr 2050

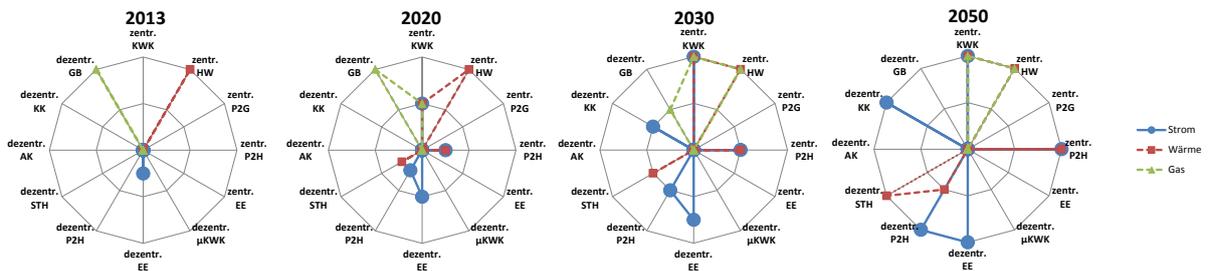


Abbildung 20 Bewertungsmatrix bezüglich der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen in Graz für das Effizienzzenario bis zum Jahr 2050

5 Schlussfolgerungen

Die durchgeführte und in den vorangegangenen Abschnitten dargestellte qualitative Bewertung der Wechselwirkungen der einzelnen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien mit den (Verteil-) Netzen und die darauf aufbauenden Szenarienanalysen zeigen, wie äußere Rahmenbedingungen, wie etwa Brennstoff- oder CO₂-Preisentwicklung, sowohl die Entwicklungspfade und zukünftige Implementierung der unterschiedlichen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien wie zugleich den Grad an Versorgungssicherheit in unseren urbanen Energiesystemen beeinflussen.

Unabhängig davon, in welchem Ausmaß sich die erneuerbare Energieerzeugung (v.a. stromseitig) entwickelt, hat die Implementierung von Speichertechnologien und DSM Maßnahmen - hauptsächlich im dezentralen Bereich - einen wesentlichen Einfluss auf die Wechselwirkung mit den Verteilnetzen. Durch die Implementierung funktionaler Speichertechnologien wie P2H, P2G oder DSM sowie klassischer Energiespeicher für Strom, Wärme und Kälte können der Bezug aus den übergeordneten Netze und die Einspeisung in diese Netze nicht nur energetisch, sondern teilweise auch leistungsmäßig deutlich reduziert werden. Dies hat eine Verringerung der operativen Wechselwirkungen mit den (Verteil-) Netzen zur Folge. Das bedeutet zugleich ein geringeres Ausfallrisiko der Netze und eine erhöhte Versorgungssicherheit.

Eine solche Entwicklung hat aber für die Netzbetreiber sowohl technische wie wirtschaftliche Auswirkungen. So können durch den erhöhten Anteil von volatilen EE-Erzeugungstechnologien vermehrt Probleme bezüglich der Netzstabilität auftreten. Diese können einerseits durch (dezentrale) Speichertechnologien verringert werden, andererseits wird dadurch die Eigenverbrauchsrate erhöht.

Durch den erhöhten Eigenverbrauch verringert sich aber wiederum der Energiebezug vom Netz und dadurch auch die Erlöse der Netzbetreiber, vor allem bei einem vorwiegend energieabhängigen Netztarifmodell.

Dadurch sowie durch die entstehende erhöhte Konkurrenzsituation der (Verteil-) Netze erhöht sich der wirtschaftliche Druck auf die Unternehmen. Dies führt dazu, dass notwendige Investitionen nicht getätigt oder in die Zukunft verschoben werden, sodass die Redundanzen immer geringer werden und Re-Investitionen in die Erhaltung der (Verteil-) Netze immer später erfolgen. Je mehr jedoch notwendige

Ersatzinvestitionen bzw. Upgrades hinausgeschoben werden, umso eher können Angriffe bzw. die Sabotage an (Verteil-) Netzen erfolgreich sein. Zugleich sind in einem solchen Szenario höhere Auswirkungen auf die Verbraucher zu erwarten.

Die zwei entwickelten Szenarien (Basisszenario, Effizienzzenario) zeigen dabei die mögliche Bandbreite der Veränderungen bezüglich der Wechselwirkungen bzw. Konkurrenzsituation der (Verteil-)Netze, jeweils in Abhängigkeit vom Grad der zukünftigen Implementierung von Speichertechnologien und DSM-Maßnahmen. In einer solchen Betrachtung ist die Höhe des Anteils der EE-Erzeugung ein entscheidender Indikator dafür, in welchem Ausmaß Speichertechnologien und DSM-Maßnahmen implementiert werden (müssen). Wie oben erwähnt folgt aus der Implementierung von (dezentralen) Speichertechnologien und DSM-Maßnahmen zugleich eine operative Verringerung der Wechselwirkungen mit den Netzen.

In einer solchen Betrachtung darf der Fokus aber nicht rein auf dem operativen Betrieb liegen, sondern muss auch die notwendige Verfügbarkeit von Strom-, Wärme- und Gasnetzen berücksichtigen. Eine Verringerung der operativen Betriebsstunden der großen Erzeugungs- und Umwandlungstechnologien hat einerseits positive Auswirkungen auf die Ausfallssicherheit des Gesamtsystems und würde die Effekte von Sabotage dieser Anlagen reduzieren, andererseits können (Verteil-) netze obsolet werden. Somit verschwinden auch Redundanzen und Substitutionsmöglichkeiten.

6 Referenzen

- [1] Energieautarke Stadt – Netzzusammenlegungen – Die energieautarke und klimaneutrale Stadt – regionale Smart Grids (Wärme, Kälte, Strom) aus erneuerbaren Energien (FFG #825448)
- [2] Smart City Vienna – Liesing Mitte (FFG # 832283)
- [3] Smart satellite-city Deutschlandsberg (FFG #832296)
- [4] Energy Initiative Klosterneuburg (FFG #832300)
- [5] GUGLE – Green Urban Gate towards Leadership in sustainable Energy (FFG#832282)
- [6] ÖKOTOPIA - Ressourcenschonung in der Stadtteilentwicklung: Schonung energetischer, räumlicher und sozialer Ressourcen (FFG #821040)
- [7] Energiekonzept Ökoregion Kaindorf (FFG #818863)
- [8] Regionale Energiebereitstellung und effizienter zwischenbetrieblicher Energieaustausch Region Krems (FFG #815584)
- [9] Regenerative Energieversorgung einer Industrieregion, Chancen – Potenziale - Grenze (FFG #811248)
- [10] Energieeffiziente Altbausanierung im verdichteten Siedlungsbau (FFG #815781)
- [11] GEBIN - Gebäude maximaler Energieeffizienz mit integrierter erneuerbarer Energieerschließung (FFG #822185)
- [12] Senkung des CO₂-Ausstoßes durch Energieeffizienz und thermische Solarenergie für Industriebetriebe - Werkzeuge, Methoden und Umsetzung (FFG #815738)
- [13] Lastmanagement für solarthermische Fernwärmeunterstützung am Beispiel Wels (FFG #815726)
- [14] Solarunterstützte Wärmenetze (FFG - Haus der Zukunft)
- [15] Demoprojekt – Solarunterstütztes Biomasse-Nahwärmenetz Eibiswald
- [16] ReCO₂NWK (FFG # 814139)
- [17] Instationarität von industrieller Abwärme als limitierender Faktor bei der Nutzung und Integration in Wärmeverteils- und Wärmenutzungssystemen (FFG #814969)
- [18] SolarCoolingOpt - Primärenergetische Optimierung von Anlagen zur solaren Kühlung mit eff. Anlagentechnik und innovativen Regelstrategien (FFG #825544)
- [19] SolPumpEff - Hocheffiziente Kombinationen von Solarthermie- und Wärmepumpenanlagen (FFG #825546)
- [20] SolarGets Vertical - Einbindungskonzepte von Fassadenkollektoren für hochwertige thermische Sanierungen im großvolumigen Wohnbau (FFG #825528)

- [21] Smart Gas Grids: Das intelligente Gasnetz (FFG # 815756)
- [22] DistributedSNG (FFG # 821863)
- [23] Biogas als Treibstoff – Wirtschaftliche Grundlagen und Machbarkeit (FFG #814217)
- [24] Gasnetze der Zukunft – Studie zu der Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher, Wolfgang Urban, Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, 2010.
- [25] Biogaseinspeisung in das österreichische Erdgasnetz - eine kritische Situationsanalyse, Diplomarbeit Richard Kitzberger, TU Wien, 2005.
- [26] SGMS - B2G - Smart Grids Modellregion Salzburg -Building to Grid (FFG #825545)
- [27] Demand Response Potential in Industrie und Gewerbe (FFG # 825555)
- [28] DG Demonetz LV Grid (FFG # 829867)
- [29] Consumer to Grid (FFG # 825420)
- [30] KONDEA (FFG # 814668)
- [31] Optimierter Regionaler Energieausgleich in elektrischen Netzen durch intelligente Speicherung (FFG # 818880)
- [32] Advanced Electrical Storage Facilities to become Economically and Environmentally (STOR-E) (FFG #829929)
- [33] Salzburg AG, "Heizkraftwerke und Heizwerke: Wärme und Strom," Salzburg AG, Jul. 2011.
- [34] "Erneuerbare Wärme und Strom: Energie, die nachwächst," Salzburg AG, Dec. 2012.
- [35] Salzburg Wiki, Wärmespeicher Heizkraftwerk Nord. Available: http://www.salzburg.com/wiki/index.php/W%C3%A4rmespeicher_Heizkraftwerk_Nord (05.2014).
- [36] Stadt Salzburg, "Energiebericht 2010: Smart City Salzburg - Grundlagen für eine zukunftsfähige Energie- und Klimaschutzpolitik," 2012.
- [37] D. Fathe-Gottinger and S. Stumpner, "Geschäftsbericht 2012: Der aufs Maximum reduzierte Geschäftsbericht der Linz AG 2012," Jan. 2013
- [38] Linz AG, "Biomasse: Strom aus Wärme der Natur," Oct. 2004.
- [39] Linz AG, "Fernheizkraftwerk Linz-Mitte Neu," Oct. 2004.
- [40] Linz AG, "Fernheizkraftwerk Linz-Süd," Jan. 2006.
- [41] Linz AG, "Das Reststoffheizkraftwerk der LINZ AG: Sinnvoller Umgang mit Ressourcen," May. 2009.
- [42] Linz AG, "Die Kraftwerke der LINZ AG: Effiziente, umweltschonende Energieerzeugung," Aug. 2013.

- [43] H. Pauli, "Erfahrungen aus dem Betrieb eines Fernwärmespeichers in Kombination mit Kraft Wärme Kopplung am Beispiel der Linz Strom GmbH: Flexible und schnell regelbare thermische Kraftwerke," Graz, Jun. 2012.
- [44] P. Biermayr, M. Eberl, R. Ehrig, and H. Fechner, "Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2012: Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie und Wärmepumpen," 2013.